

Emisiones fugitivas proveniente de los combustibles

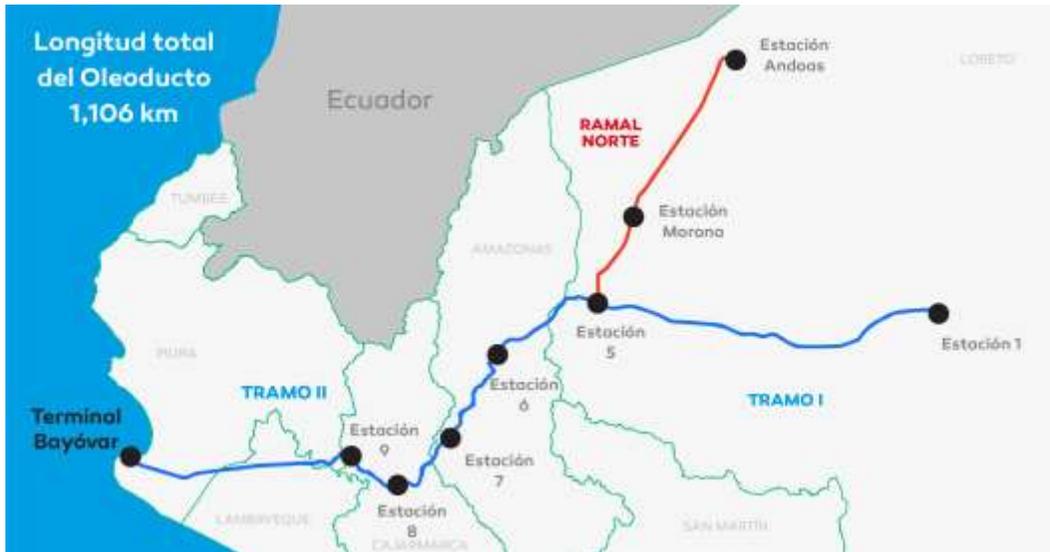
1.B.2 Petróleo y gas natural

Metodología

- Refinamiento 2019 de las Directrices del IPCC de 2006
- Método de nivel 1
- Factores por defecto del IPCC

Transporte de petróleo (1B2aiii)

Oleoducto Norperuano



1B2aiii Transporte de petróleo

Tuberías

Camiones cisterna y vagones de ferrocarril

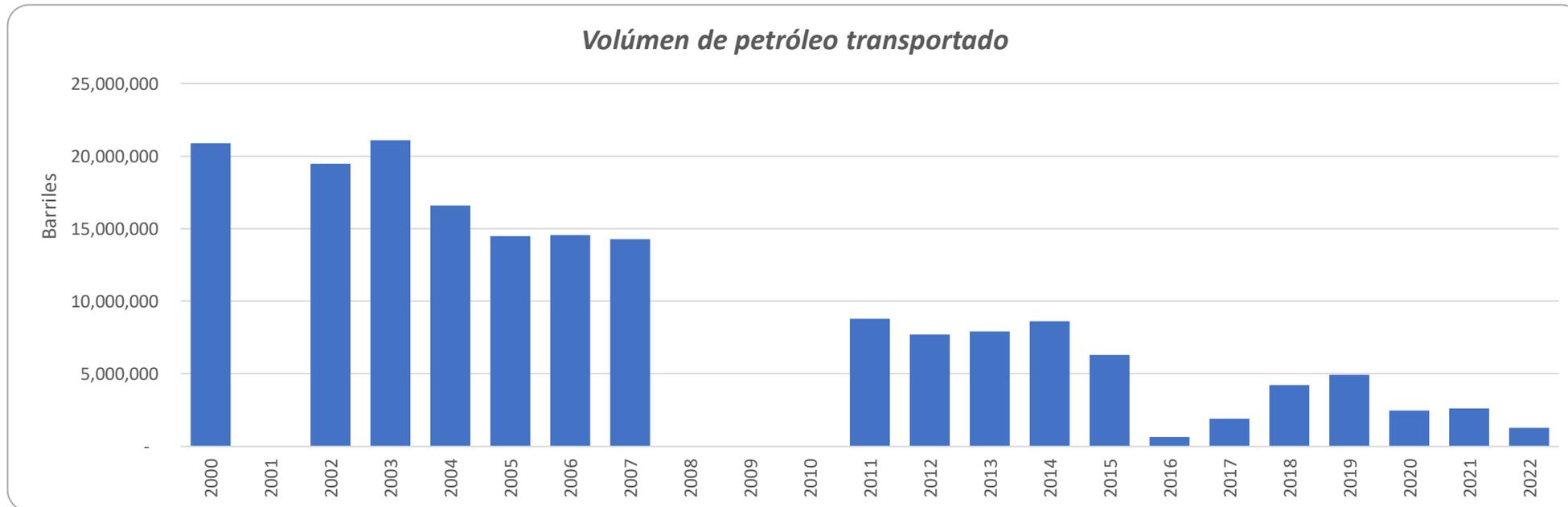
Tanques

Carga de producción en mar (offshore) en buques cisterna con VRU

Carga de producción en mar (offshore) en buques cisterna sin VRU

Transporte de petróleo (1B2aiii) - Datos de actividad

Dato de actividad	Fuente de información
Volumen de petróleo crudo transportado en el ONP	Memorias Anuales de Petroperú



Transporte de petróleo (1B2aiii)– Factores de emisión

Segment	Sub-segment	Emission source	CH ₄		CO ₂		NMVOC		N ₂ O		Units of measure
			Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	
Oil Transport	Pipelines ^a	All	0.0054	±100%	0.00049	±100%	0.054	-50% to +200%	NA	NA	Tonne per thousand cubic meters oil transported by pipeline
Oil Transport	Tanker Trucks and Rail Cars ^b	All	0.025	±50%	0.0023	±50%	0.25	-50% to +200%	NA	NA	Tonne per thousand cubic meters oil transported by tanker truck or rail car
Oil Transport	Tanks ^c	All	0.002	±50%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Tonne per thousand cubic meters crude oil feed
Oil Transport	Loading of offshore production on tanker ships without VRU ^d	All	0.065	±50%	ND	ND	1.10	ND	ND	ND	Tonne per thousand cubic meters oil loaded onto tanker ship
Oil Transport	Loading of offshore production on tanker ships with VRU ^e	All	0.040	±50%	ND	ND	0.16	ND	ND	ND	Tonne per thousand cubic meters oil loaded onto tanker ship

NA – Not Applicable, ND – Not Determined

a. From 2006 IPCC Guidelines values for both developed and developing and economies in transition.

b. From 2006 IPCC Guidelines values for both developed and developing and economies in transition.

c. Emission factors for CH₄ developed from Radian International LLC, 1999, as applied in the 2018 U.S. GHG Inventory (United States Environmental Protection Agency (EPA) 2018a) for all years.

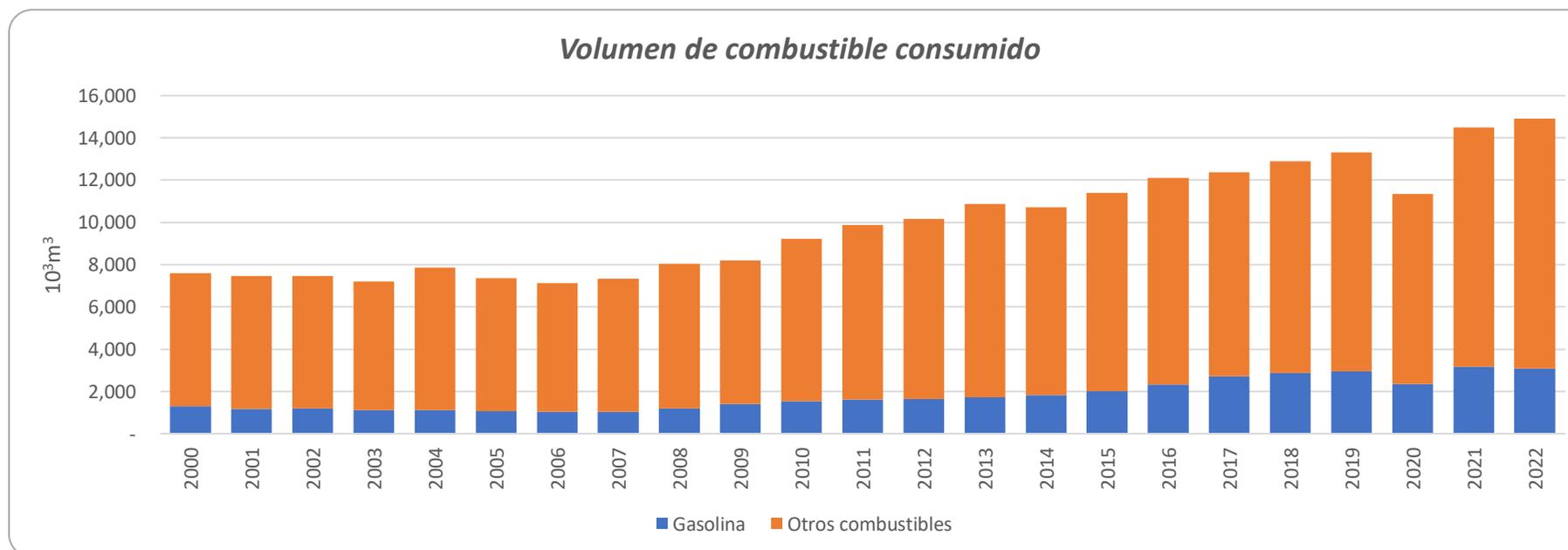
d. Emission factors for CH₄ and NMVOC are averages of reported data for tanker ships without VRU from 2015-2016 reports from Norwegian VOC Industrial Cooperation (VOCIC) (2015-2017).

e. Emission factors for CH₄ and NMVOC are averages of reported data for tanker ships with VRU from 2015-2016 reports from Norwegian VOC Industrial Cooperation (VOCIC) (2015-2017).

Distribución de productos de petróleo (1B2av)

Datos de actividad

Dato de actividad	Fuente de información
Cantidad de gasolina consumida	Balance Nacional de Energía
Cantidad de otros combustibles consumidos	



Distribución de productos de petróleo (1B2av)

Factores de emisión

TABLE 4.2.4D (NEW)											
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR DISTRIBUTION OF OIL PRODUCTS, 1.B.2.A.V											
Segment	Sub-segment	Emission source	CH ₄		CO ₂		NMVOC		N ₂ O		Units of measure
			Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	
Refined Product Distribution	Gasoline ^a	All	NA	NA	NA	NA	2.27	±20%	NA	NA	Tonnes per thousand cubic meters product consumed
Refined Product Distribution	Other (e.g. diesel, aviation fuel, jet kerosene) ^b	All	NA	NA	NA	NA	0.15	±20%	NA	NA	Tonnes per thousand cubic meters product consumed

NA – Not Applicable

a. The NMVOC emission factors are developed from the (German Government 2018) inventory values for 2016 for unabated distribution of fuels and include transshipping from tanker to tanks, refuelling of cars, permeation in refuelling hoses and dripping losses. Several techniques like vapour-balancing and vapour-recovery along with use of automatic monitoring systems will have a significant influence on the factor, in which country-specific EFs should be developed to reflect reduction efficiency and level of application of such techniques.

b. Note from 2006 IPCC Guidelines: “Estimated based on assumed average evaporation losses of 0.15 percent of throughput at the distribution terminal and additional losses of 0.15 percent of throughput at the retail outlet. These values will be much lower where Stage 1 and Stage 2 vapour recovery occurs and may be much greater in warmer climates.”

Transmisión y almacenamiento (1B2biv) y distribución de gas natural (1B2bv)

1B2biv	Transmisión y almacenamiento de gas natural
	Transmisión: LDAR extenso y alrededor del 50% o más de los compresores centrífugos tienen sellos secos
	Almacenamiento: LDAR extenso y tecnologías y prácticas de bajas emisiones
	Importación/exportación de LNG
	Almacenamiento de LNG

1B2bv	Distribución de gas natural
	Más del 50% de las tuberías son de plástico y se utilizan programas de detección y reparación de fugas.
	Almacenamiento en superficie a corto plazo



Fuente: DGH-MINEM. Elaboración: DGH-MINEM.

Transmisión y almacenamiento de gas natural (1B2biv)

Datos de actividad

Subsegmento	Dato de actividad	Unidad	Fuente de información
Transmisión: LDAR extenso y alrededor del 50% o más de los compresores centrífugos tienen sellos secos	Longitud de tuberías	km	Balance Nacional de Energía
Almacenamiento: LDAR extenso y tecnologías y prácticas de bajas emisiones	Gas natural consumido	10 ⁶ m ³	
Importación/exportación de LNG	Estaciones	Unidad	
Almacenamiento de LNG	Estaciones	Unidad	

Para la selección del FE se empleo información adicional como:

- Reglamento de transporte de Hidrocarburos por ductos del Ministerio de Energía y Minas (sistema automático de detección de fugas).

Transmisión y almacenamiento de gas natural (1B2biv)

Factores de emisión

TABLE 4.2.4i (NEW)
TIER I EMISSION FACTORS FOR GAS TRANSMISSION AND STORAGE SEGMENT, 1.B.2.B.IV

Segment	Sub-segment	Emission source	CH ₄		CO ₂		NMVOC		N ₂ O		Units of measure
			Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	
Gas Transmission and Storage	Transmission: Limited LDAR or less than 50% of centrifugal compressors have dry seals ^a	All	3.36	-20% to +30%	0.23	-20% to +30%	0.05	-100% to +250%	NA	NA	Tonnes/ million cubic meter gas consumption
			4.10	-20% to +30%	0.28	-20% to +30%	0.06	-100% to +250%	NA	NA	Tonnes/ kilometre pipeline
Gas Transmission and Storage	Transmission: Extensive LDAR, and around 50% or more of centrifugal compressors have dry seals ^b	All	1.29	-20% to +30%	0.15	-20% to +30%	0.02	-100% to +250%	NA	NA	Tonnes/ million cubic meter gas consumption
			2.08	-20% to +30%	0.25	-20% to +30%	0.03	-100% to +250%	NA	NA	Tonnes/ kilometre pipeline
Gas Transmission and Storage	Storage: Limited LDAR or most activities occurring with higher- emitting technologies and practices ^c	All	0.67	-20% to +30%	0.06	-20% to +30%	0.0094	-20% to +500%	NA	NA	Tonnes/ million cubic meter gas consumption
Gas Transmission and Storage	Storage: Extensive LDAR and lower-emitting technologies and practices ^d	All	0.29	-20% to +30%	0.04	-20% to +30%	0.0040	-20% to +500%	NA	NA	Tonnes/ million cubic gas consumption
Gas Transmission and Storage	LNG: Import/Export ^e	All	1,660	-20% to +30%	14,687	-20% to +30%	NA	NA	NA	NA	Tonnes/ station
Gas Transmission and Storage	LNG: Storage ^f	All	22	-20% to +30%	277	-20% to +30%	NA	NA	NA	NA	Tonnes/ station

Fuente: Refinamiento 2019 de las Directrices del IPCC de 2006, Vol. 2, Cap. 4, Pág. 4.76 – 4.77

Distribución de gas natural (1B2bv)

Datos de actividad

Subsegmento	Dato de actividad	Unidad	Fuente de información
Más del 50% de las tuberías son de plástico y se utilizan programas de detección y reparación de fugas.	Gas natural consumido	10 ⁶ m ³	Balance Nacional de Energía
Almacenamiento en superficie a corto plazo			

Para la selección del FE se empleo información adicional como:

- Reglamento de distribución del gas natural por red de ductos (Programa de inspecciones de detección de fugas).
- Publicación: La industria del gas natural en el Perú. Mirando al Bicentenario y perspectivas recientes. OSINERGMIN. (Material de las tuberías).

Distribución de gas natural (1B2bv)

Factores de emisión

Segment	Sub-segment	Emission source	CH ₄		CO ₂		NMVOC		N ₂ O		Units of measure
			Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	
Gas Distribution	Less than 50% plastic pipelines, or limited or no leak detection and repair programs ^a	All	2.92	-20% to +120%	0.09	-20% to +120%	0.041	-20% to +500%	NA	NA	Tonnes/ million cubic meter gas consumption
			1.17	-20% to +120%	0.03	-20% to +120%	0.016	-20% to +500%	NA	NA	Tonnes/kilometre of pipeline
Gas Distribution	Greater than 50% plastic pipelines, and leak detection and repair programs are in use ^b	All	0.62	-20% to +120%	0.02	-20% to +120%	0.009	-20% to +500%	NA	NA	Tonnes/ million cubic meter gas consumption
			0.23	-20% to +120%	0.01	-20% to +120%	0.003	-20% to +500%	NA	NA	Tonnes/ kilometre of pipeline
Gas Distribution	Short term surface storage ^c	All	5	-50% to +100%	0.05	-50% to +100%	0.16	-70% to +140%	NA	NA	Tonnes/million cubic meter of gas stored
		All	0.003	±100%	3.0E-05	±100%	9.3E-05	-100% to +170%	NA	NA	Tonnes/ million cubic meter gas consumed
Gas Distribution	Town gas distribution: All ^d	All	0.58	±25%	1.8E-02	±25%	NA	NA	NA	NA	Tonnes/ kilometre of pipeline

Fuente: Refinamiento 2019 de las Directrices del IPCC de 2006, Vol. 2, Cap. 4, Pág. 4.79

Desafíos enfrentados

Falta de datos específicos del sector

Las empresas no proporcionan información para todas las fuentes de emisión ni para toda la serie de años requerida.

Acceso limitado a información específica sobre tecnologías y prácticas operativas

No se encuentra disponible en documentos públicos información específica sobre los equipos y tecnologías que influyen en los factores de emisión.

Limitaciones en la digitalización y acceso a documentación antigua

Información que podría estar en instrumentos de gestión ambiental no está sistematizada digitalmente, por ser proyectos antiguos.

Escasa sistematización de datos históricos

La falta de registros históricos dificulta la construcción de series consistentes y completas.

Requerimientos técnicos especializado en la implementación metodológica

La complejidad de las directrices IPCC exige alta especialización técnica en petróleo y gas, así como conocimiento profundo de las tecnologías y prácticas operativas del sector, sobre todo para aplicar métodos superiores.

¿Cómo se superaron algunos desafíos?

Para suplir la ausencia de datos detallados de las empresas, se recurrió a fuentes alternativas como regulaciones técnicas y consultas técnicas especializadas, lo que permitió una estimación fundamentada y coherente con la realidad operativa del país.