

Monografías
EnerTrans



Monografía 8

Flujos del petróleo y del gas natural para el transporte

Oil and natural gas flows for transport

José María López
Javier Sánchez
Álvaro Gómez
Ángel Fernández

Flujos del petróleo y del gas natural para el transporte

Oil and natural gas flows for transport

José M^a López Martínez

Javier Sánchez Alejo

Álvaro Gómez

Ángel Fernández

Universidad Politécnica de Madrid

<http://www.enertrans.es>

© José M^a López Martínez, Javier Sánchez Alejo, Álvaro Gómez, Ángel Fernández

© De esta edición, Grupo Gestor del Proyecto EnerTrans, 2008

ISBN: 978-84-89649-29-3

Depósito Legal: M-13494-2009

Esta monografía ha sido redactada por sus autores en el marco del Proyecto de Investigación “*Desarrollo de un modelo de cálculo y predicción de los consumos energéticos y emisión del sistema de transporte que permita valorar la sensibilidad de los consumos a las decisiones de inversión en infraestructura y de política de transporte*”(EnerTrans).

El proyecto *EnerTrans* ha sido desarrollado por los siguientes organismos: Fundación de los Ferrocarriles Españoles, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Universidad Politécnica de Madrid-INSIA; Universidad de Castilla-La Mancha; ALSA; Fundación General de la Universidad Autónoma de Madrid; Fundación “Agustín de Betancourt”; Fundación Universidad de Oviedo.

El proyecto *EnerTrans* contó con una ayuda económica del Centro de Experimentación de Obras Públicas (CEDEX) dentro de su primer programa de ayudas (2006).

El proyecto *EnerTrans* estuvo dirigido por su investigador principal Alberto García Álvarez con el apoyo de un “Comité Científico” del que formaron parte las siguientes personas: Alberto García Álvarez (Fundación de los Ferrocarriles Españoles); Ignacio Pérez Arriaga y Eduardo Pilo de la Fuente (Universidad Pontificia Comillas de Madrid); Jose María López Martínez (Universidad Politécnica de Madrid-INSIA); Alberto Cillero Hernández y Carlos Acha Ledesma (ALSA); Timoteo Martínez Aguado y Aurora Ruiz Rúa (Universidad de Castilla-La Mancha); José Miguel Rodríguez Antón y Luis Rubio Andrada (Fundación General de la Universidad Autónoma de Madrid); Manuel Cegarra Plané (Fundación “Agustín de Betancourt”) y Rosa Isabel Aza y José Francisco Baños Pino (Fundación Universidad de Oviedo). El coordinador del proyecto por parte del CEDEX fue Antonio Sánchez Trujillano.

The aim of the EnerTrans research project is to obtain an accurate model to find out the energy consumption (and associated emissions) of the Spanish transport system, according to the important variables on which it depends, and thereby avoid the need to extrapolate historical data series calculated with various methodologies in the European sphere for each mode of transport. The participants include various universities and foundations linked to different modes of transport: Fundación de los Ferrocarriles Españoles, Universidad Politécnica de Madrid-INSIA, Universidad de Castilla-La Mancha, ALSA, Universidad Pontificia de Comillas de Madrid, Fundación General de la Universidad Autónoma de Madrid, Fundación Agustín de Betancourt and Fundación Universidad de Oviedo.

The project has involved constructing a model which can be used to explain and predict energy consumption (and associated emissions) in the Spanish transport system, using a coherent methodology for all modes, considering all energy utilizations (construction, operation, maintenance, movement) and the whole energy cycle from source to final use, thus allowing the effects of the results of infrastructure or transport policy to be anticipated and evaluated. As a secondary objective, the project will permit assessment of the impact of any type of technical or operational measure aimed at reducing this energy consumption, which will be useful for transport operators.

It includes innovations such as taking into consideration different routes between the same points for each one of the different modes of transport, or separating consumption from load or space utilization coefficients.

The published documents corresponding to the EnerTrans project fall into three categories: Monographs, Articles and Technical notes.



Con la subvención del Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas (Ministerio de Fomento), número de proyecto PT-2006-006-01IASM.

ÍNDICE

ÍNDICE.....	3
1. INTRODUCCIÓN	4
2. CAMINO DEL PETRÓLEO	5
2.1.Características del petróleo.....	5
2.2.Cadena del petróleo	6
2.3.Origen del crudo.....	6
2.4.Extracción del crudo.....	8
2.5.Transporte de crudo procesado.....	9
2.5.1 Transporte por oleoducto al puerto de origen	9
2.5.2 Consumo de energía y emisiones en el transporte de petróleo por oleoducto.....	13
2.5.3 Transporte marítimo de crudo	14
2.6.Refino	16
2.6.1 Descripción del proceso.....	16
2.6.2 Balance energético en la refinería	18
2.7.Transporte y distribución de productos refinados	21
2.7.1 Gasolina y gasóleo	22
2.7.2 Queroseno	25
2.7.3 Gases licuados del petróleo (GLP).....	27
2.7.4 Fuelóleo	29
3. CAMINO DEL GAS NATURAL	32
3.1.Características del gas natural.....	32
3.2.Cadena del gas natural	33
3.3.Origen del gas natural	33
3.4.Extracción y procesado de gas natural	35
3.5.Importación por gasoducto	35
3.6.Gas natural licuado	37
3.6.1 Licuefacción.....	37
3.6.2 Transporte marítimo de GNL	38
3.6.3 Regasificación	40
3.7.Distribución de gas natural a los puntos de entrega.....	40
3.8.Gas natural comprimido.....	41
3.9.Balance energético y emisiones del suministro de gas natural	42
BIBLIOGRAFÍA	44
GLOSARIO.....	46
LISTA DE TABLAS Y FIGURAS.....	47

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente documento es evaluar y cuantificar los consumos energéticos y las emisiones de gases de efecto invernadero de las etapas de la cadena energética de algunos de los productos derivados del petróleo y gas natural, empleados en el ámbito del transporte.

El estudio comprende desde la extracción de los yacimientos de las fuentes primarias hasta los depósitos de los vehículos en el ámbito del territorio nacional, incluyendo los procesos de tratamiento para la obtención de dichos productos.

Este estudio se limita al uso de gasolina, gasóleo, queroseno, gas licuado del petróleo y gas natural en España. Sin embargo, para parte de las etapas analizadas (como la extracción y parte del transporte) se excede el límite geográfico del territorio nacional.

Se analizan las pérdidas de energía que se producen en estos procesos, tratando de expresarlas en términos relativos a la energía que llega al final de cada etapa. Estas pérdidas relativas de energía indican la relación entre la cantidad de energía perdida y la cantidad de energía que se obtiene al final de cada etapa.

Así mismo, se presentan las emisiones de gases de efecto invernadero en relación con la energía obtenida al final de cada proceso.

Para los cálculos de las emisiones de gases de efecto invernadero se ha utilizado la ponderación recomendada por el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, 1996).

$$GEI = CO_2 + 2 \times CH_4 + 310 \times N_2O \quad [1]$$

2. CAMINO DEL PETRÓLEO

2.1. Características del petróleo

El petróleo está formado por hidrocarburos, en su mayoría parafinas, naftenos y aromáticos. Junto con cantidades variables de derivados hidrocarbonados de azufre, oxígeno y nitrógeno, así como de gas disuelto y pequeñas proporciones de componentes metálicos. También puede contener, sales y agua en emulsión o libre. Sus componentes útiles se obtienen por destilación fraccionada en las refinerías de petróleo. Los componentes no deseados, como azufre, oxígeno, nitrógeno, metales, agua, sales, etc., se eliminan mediante procesos físico-químicos. El número de compuestos es muy grande. La mayoría de hidrocarburos aislados se clasifican como:

Hidrocarburos parafínicos: Hidrocarburos saturados homólogos del metano (CH_4). Su fórmula general es $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$

Cicloparafinas-Naftenos: Son hidrocarburos cíclicos saturados, derivados del ciclopentano (C_5H_{10}) y del ciclohexano (C_6H_{12}). Muchos de estos hidrocarburos contienen grupos metilo en contacto con cadenas parafínicas ramificadas. Su fórmula general es C_nH_{2n}

Hidrocarburos aromáticos: Son hidrocarburos cíclicos insaturados constituidos por el benceno (C_6H_6) y sus homólogos. Su fórmula general es C_nH_n .

Otros hidrocarburos:

- Olefinas: Son moléculas lineales o ramificadas que contienen un enlace doble de carbono. Su fórmula general es C_nH_{2n} .
- Dieno: Son moléculas lineales o ramificadas que contienen dos enlaces dobles de carbono. Su fórmula general es $\text{C}_n\text{H}_{2n-2}$

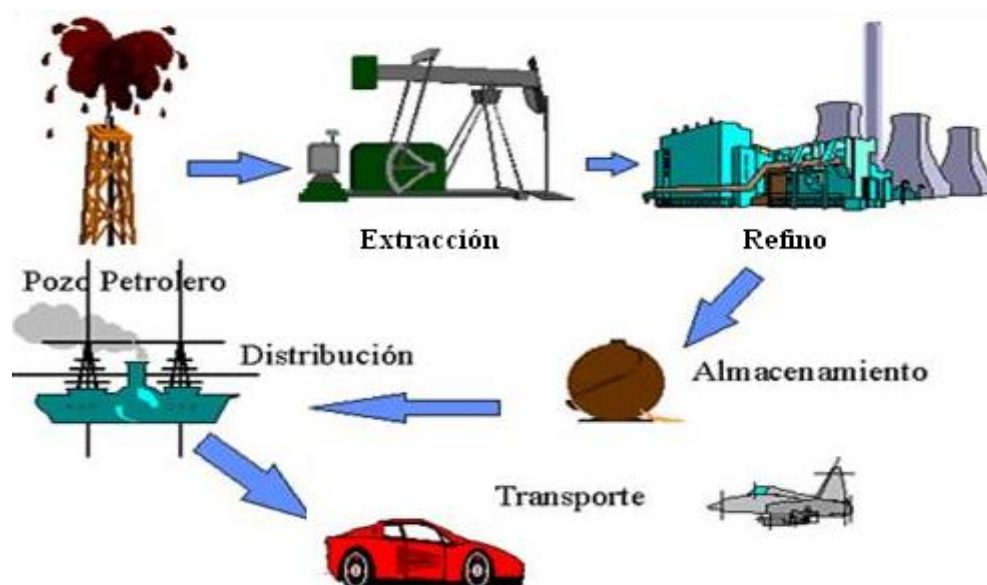
Compuestos no hidrocarburos: Los compuestos más importantes son los orgánicos, los compuestos de nitrógeno y de oxígeno. También hay trazas de compuestos metálicos, tales como el sodio (Na), hierro (Fe), níquel (Ni), vanadio (V), plomo (Pb), etc. Asimismo se pueden encontrar trazas de porfirinas, que son especies organometálicas.

2.2. Cadena del petróleo

El camino que sigue el petróleo desde que se extrae hasta que llega a los puntos de consumo consta de varias etapas. Éstas se pueden ver de manera simplificada en la figura siguiente:

La principal fuente del petróleo que se consume en España procede del exterior. En estos países, se extrae crudo mediante diferentes procedimientos que se explican

Figura 1: Esquema de la cadena del petróleo



Fuente: Unión de Grupos Ambientalistas

<http://www.union.org.mx/publicaciones/guia/actividadesyagravios/petroleo.htm>

más adelante. Este crudo se transporta bien mediante oleoducto, como es el caso de Argelia o Noruega, o bien mediante transporte marítimo. En este último caso es necesario el transporte hasta los puertos en los países de origen.

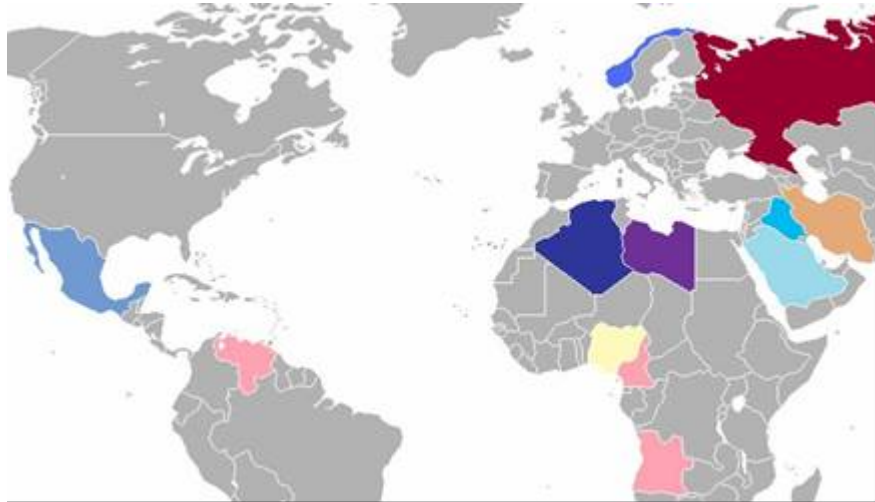
Una vez llega a España, el crudo pasa a las refinerías de las distintas empresas privadas y mediante el proceso que se explica en el apartado correspondiente, se obtienen los combustibles que pueden ser directamente utilizados por los vehículos. Debido a las ingentes cantidades que se consumen, es necesario disponer de centros de almacenamiento desde los cuales poder distribuir ordenadamente los productos. En cada apartado se explica más detalladamente cómo se produce esta distribución en cada caso.

2.3. Origen del crudo

En el año 2005 la producción de crudo en el interior de España fue de 166.000 t, cubriendo el 0,2% del petróleo consumido como energía primaria en España en ese año.

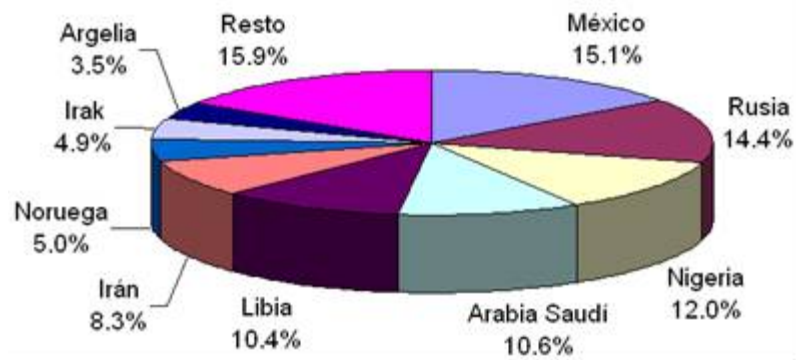
España importó 59,54 millones de toneladas de crudo en el año 2005, un 0,2% más que en el pasado año. Esa cantidad representa el 82,2% del total de petróleo consumido como energía primaria en España en ese año.

Figura 2: Importaciones de crudo por países de origen. Año 2005



Fuente: CORES (2006)

Gráfico 1: Importaciones de crudo por países de origen. Año 2005



Fuente: CORES (2006)

La importación de crudo está diversificada en unos treinta países suministradores; no obstante, la gran mayoría de las importaciones de petróleo procede de once países diferentes. México, Rusia, Nigeria, Arabia Saudí, Libia, Irán, Noruega, Argelia, Camerún, Angola e Iraq son, por este orden, los principales proveedores, superando el millón de toneladas.

2.4. Extracción del crudo

Para la extracción de crudo se utilizan varios sistemas. El sistema utilizado para cada caso en concreto, depende de las condiciones geográficas del yacimiento, y de las características físico-químicas del petróleo que se extrae de la explotación.

Tabla 1: Origen del suministro de crudo a la refinería de Algeciras en el año 2001.

ORIGEN DEL CRUDO EN ALGECIRAS (AÑO 2001)	Campo petrolífero	Plataformas marinas	Inyección de vapor	% cantidad crudo	Cantidad crudo (t)
Oriente Medio	85	15	0	47,4	5.475.432
Sur América	80	20	0	0,29	33.499
Caribe	40	30	30	2,99	345.391
Nigeria	80	20	0	7,89	911.417
Resto del Oeste de África	80	20	0	3,47	400.839
Norte de África	80	20	0	10,73	1.239.481
Rusia (Báltico)	50	50	0	23,43	2.706.527
Rusia (Mar Negro)	5	95	0	2,61	301.495
Otros (Francia)	80	20	0	1,19	137.463
Total	72,1875	26,9155	0,897	100	---
Total cantidad crudo (t)	8.338.772	3.109.156	103.617	---	11.551.545

Fuente: CIEMAT (2006)

La inyección de vapor se utiliza en yacimientos de petróleo con elevada viscosidad. El vapor desplaza el petróleo y reduce su viscosidad por el aumento de presión y temperatura. Este sistema es muy utilizado en yacimientos del Caribe (Estados Unidos, México, Venezuela, etc.) para este tipo de petróleo.

Estudio de GM

De las fuentes consultadas se han seleccionado los datos suministrados por empresas petrolíferas en el estudio de GM (GW WTW, 2002) sobre el suministro de crudo en Europa. En [Shell 2001] se indica para la extracción de petróleo crudo una eficiencia aproximada del 96 % (intervalo de confianza: 95-99%) y emisiones GEI de aproximadamente 3,4 g/MJ de petróleo crudo.

Según [TotalFinaElf 2001] las emisiones de GEI están entre entre 2,5 y 13,9 g/MJ de crudo. En yacimientos petrolíferos sin o con poco gas se emiten aproximadamente 2,5 g de GEI por cada MJ de petróleo crudo durante la producción de petróleo crudo. Si hay mucho gas en el yacimiento petrolífero y el gas no es usado pero se quema, las emisiones de GEI alcanzan aproximadamente los 13,9 g/MJ de petróleo crudo.

En caso del gas inyectado, de nuevo las emisiones de GEI serían de 3,3 g/MJ de petróleo crudo que es aproximadamente equivalente a 3,4 g/MJ de petróleo crudo indicado por Shell en [Shell 2001]. Los datos [Shell 2001] están basados en yacimientos petrolíferos del Mar del Norte, mientras que el intervalo de confianza en otras fuentes como [TotalFinaElf 2001] incluye yacimientos petrolíferos localizados en Nigeria.

Las compañías petroleras (BP, ExxonMobil, Shell, TotalFinaElf) llegaron a la conclusión de que las emisiones GEI están en el entorno de 3.3 g/MJ de petróleo crudo [Shell 2002].

Por lo tanto, en el estudio de GM se asume como mejor estimado para las emisiones de GEI durante la extracción de crudo el valor de 3,3 g/MJ de petróleo crudo. En la siguiente tabla se resumen los datos indicados, expresados en MJ o gCO₂ por MJ de crudo obtenido.

Tabla 2: Balance energético en la extracción de petróleo crudo según el estudio de GM

	Entradas		Salidas	
	Región de confianza (mín-máx)	Mejor estimado	Región de confianza (mín-máx)	Mejor estimado
Energía [MJ/MJ]	1,01-1,04	1,025		1
CO ₂ equivalente [g/MJ]			2,2-4,4	3,3

Fuente: GM WTW (2002)

Se aceptan los valores de esta etapa del estudio de GM como válidos para utilizarlos en balance final realizado en el presente estudio, por ser los más completos, aunque es recomendable la consulta de la base de datos GEMIS o bien de los estudios del CIEMAT (2005) y CIEMAT (2006). En estas referencias es posible encontrar otros resultados con los que comparar los utilizados.

2.5. Transporte de crudo procesado

2.5.1 Transporte por oleoducto al puerto de origen

A continuación se muestran los yacimientos en cada país de origen de los cuales se obtiene crudo que llega a nuestro país, y las vías de transporte hasta el puerto correspondiente de ese mismo país. Al final de este apartado se muestra el balance de energía.

México

México es uno de los principales exportadores de petróleo del mundo. Su principal mercado son los Estados Unidos. En el año 2005 producía 39.5 miles de millones de metros cúbicos de petróleo, extraídos principalmente de la costa del golfo de México y la llamada Sonda de Campeche, un yacimiento submarino localizado en la bahía de Campeche. El Complejo Cantarell, situado en la Sonda de Campeche, a 85 km de Ciudad del Carmen, es el yacimiento de petróleo más importante de México y se compone varias plataformas petrolíferas. A 105 km de Ciudad del Carmen se encuentra otro yacimiento llamado Ku-Maloob-Zaap. Se ha estimado una distancia media de 95 km de distancia entre los yacimientos y los puertos de origen.

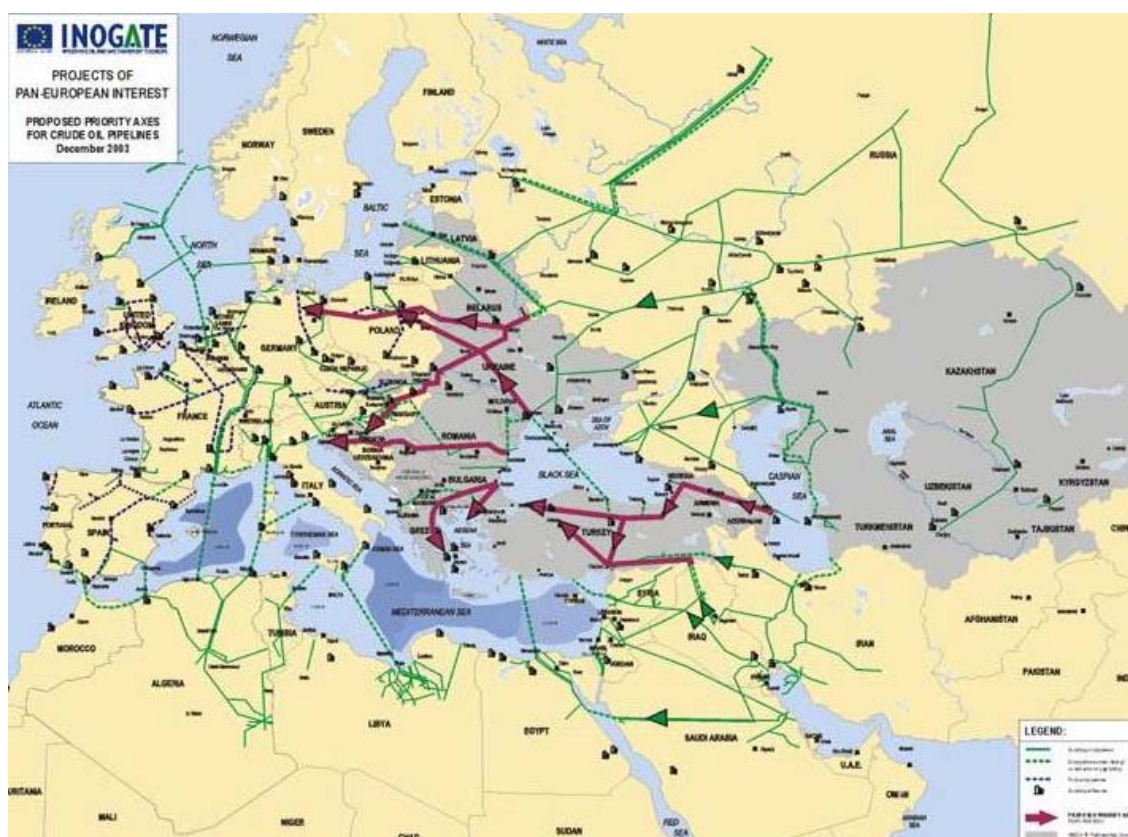
Rusia

Los principales yacimientos petrolíferos de Rusia están en Siberia occidental y extraen casi la mitad de la producción total de la antigua unión soviética. El más abundante de todos ellos es el de *Samotlor*, donde también hay una gran refinería. En la región del Ural-Volga, que supone casi un tercio de la producción total de Rusia, el principal yacimiento es el de Romashkino en la República de Tartaristán.

Además de estos yacimientos hay otros también importantes al norte del Cáucaso y al norte de la isla de Sajalín.

Una parte del petróleo procedente de los yacimientos de Siberia occidental es consumido en el propio país y otra parte es exportada al norte de Europa. El petróleo extraído de la isla de Sajalín sólo se exporta a países de Asia, principalmente a Japón, Corea y China. El petróleo que llega a España procede de los yacimientos de la región del Ural-Volga y del norte del Cáucaso. El principal puerto petrolero utilizado para la exportación del petróleo de estas zonas es el de Novorossiysk. Para el cálculo de las distancias recorridas por el petróleo por oleoducto se han considerado los yacimientos de Samotlor (3200 km), Romashkino (1470 km) y de Majachkalá (925 km), resultando una distancia media de 1900 km.

Figura 3. Transporte de crudo en Europa



Fuente: Interstate Oil and Gas Transport to Europe Programme
www.inogate.org

Nigeria

Nigeria es el mayor productor de petróleo de África. Su principal actividad petrolera se sitúa en el delta del río Níger, con yacimientos marítimos y terrestres. Dispone de una red de oleoductos y de varios terminales para la carga de petroleros. Se ha estimado una distancia media de oleoductos de 120 km desde los yacimientos hasta los terminales de carga.

Arabia Saudí

Arabia Saudí es el mayor productor mundial de petróleo.

El oleoducto Transarábigo, cuya construcción se finalizó en 1950, facilita la exportación de crudo desde Arabia Saudí hacia Europa, con un puerto de carga de petroleros en Sidón (o Sayda), en el Líbano. A principios de la década de los 80 se finalizó el oleoducto que comunica los campos petrolíferos orientales cercanos a Al Damman y a Buqayq con los puertos exportadores de Yanbu al Bahr y de Jiddah, a

orillas del mar Rojo. Los puertos del golfo Pérsico, especialmente el de Ras Tanura y el de Damman, exportan la mayoría del crudo extraído en Arabia Saudí, sin embargo, la mayoría del petróleo que sale de estos puertos se exporta a Asia, especialmente a Japón, Corea y China.

En este estudio, se ha considerado como distancia media para el transporte de petróleo por oleoducto la que separa Al Damman de Jiddah, que es de 1260 km.

Libia

La economía de Libia se basa en el petróleo, que constituye la práctica totalidad de sus exportaciones. Libia pertenece a la OPEP desde su fundación. Así mismo, hay industria relacionada con el petróleo y de refino, y de bienes de consumo.

El principal puerto exportador de petróleo de Libia es el de Marsá al Burayqah. La distancia media del transporte por oleoducto en Libia es de unos 270 km.

Irán

Desde 1913 Irán ha sido un importante país exportador de petróleo. En 2005, las exportaciones de petróleo alcanzaron una media de 4 millones de barriles por día en 2005, en comparación con el máximo de 6 millones de barriles por día alcanzados en 1974. Después de la revolución de 1979, el gobierno redujo la producción petrolífera diaria de acuerdo con una política de conservación de las reservas de petróleo. Al inicio del año 2000, la infraestructura de hidrocarburos se mostraba ineficaz debido a retrasos tecnológicos.

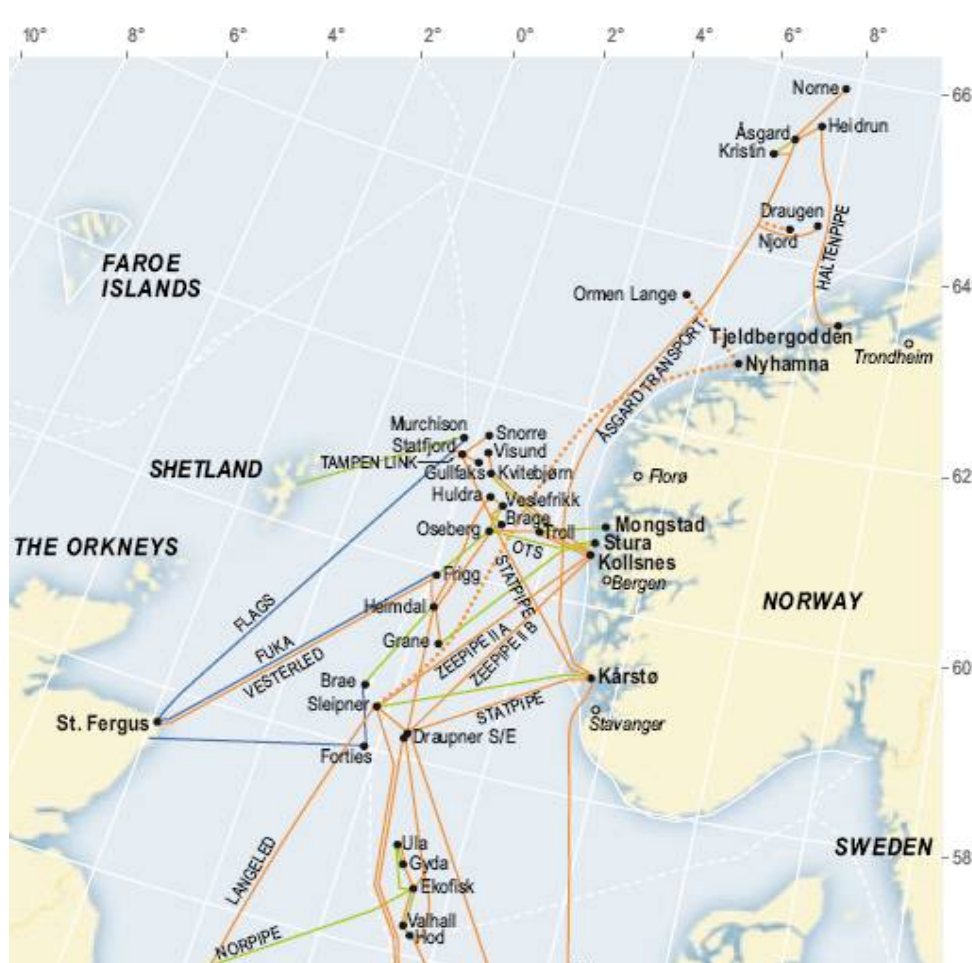
Irán tiene el 10% de las reservas probadas del petróleo del mundo, lo que hace que sea el tercer país del mundo en reservas petrolíferas. El petróleo se encuentra principalmente en la zona del golfo Pérsico. Irán también es el segundo país del mundo en reservas de gas natural (el 15% del total); éstas se explotan sobre todo para el uso doméstico y tercero en reservas del aceite.

El principal puerto exportador de crudo es el de Nakhle Taqi, al sur de la provincia de Bushehr. Se ha estimado una distancia media de 150 km para el transporte de petróleo por oleoducto en Irán desde los yacimientos al puerto de origen.

Noruega

Los yacimientos de hidrocarburos noruegos son marítimos y se sitúan en 4 zonas diferenciadas: el mar de Barents, el mar de Noruega y dos zonas en el mar del Norte, la septentrional y la meridional. Para el tratamiento y procesado de los hidrocarburos, Noruega dispone de varias instalaciones en tierra. En Mongstad está situado el terminal principal de tratamiento de crudo, en Kollsnes está la mayor planta de procesado de gas, y en Karstø se sitúa otro complejo de procesado de gas importante.

Figura 4: Regiones productoras y oleoductos en Noruega



Fuente: FACTS (2007)¹

Iraq

Iraq dispone de dos oleoductos internacionales para la exportación de petróleo. Sin embargo, la mayor parte de la exportación se realiza desde el puerto de Basora (*Al Basarh*)

Argelia

Los yacimientos de hidrocarburos en Argelia están situados en la zona nororiental del Sáhara argelino. El yacimiento petrolífero más importante de este país es el de Hassi Messaoud, seguido por el de El Gassi-ElAgreb. Argelia es el principal suministrador de gas natural por gasoducto a España, a través del gasoducto Magreb-Europa (GME), conocido desde 2000 como gasoducto Pedro Durán Farrel.

El principal puerto de carga de petroleros para la exportación es el de Algiers, donde también hay una refinería.

La planta de licuefacción destinada a la exportación de gas natural licuado hacia España es la de Arzew.

El yacimiento de gas natural más importante de Argelia es el de Hassi R'mel.

¹ FACTS (2007). The Norwegian Petroleum Sector. 14 - Pipelines and onshore facilities. Norwegian Petroleum Directorate.

2.5.2 Consumo de energía y emisiones en el transporte de petróleo por oleoducto

Para calcular la distancia media de los oleoductos, se ha tomado como referencia el yacimiento más importante cada país exportador de crudo, y la longitud del oleoducto hasta el puerto desde el cual se transporta dicho crudo hacia España.

La distancia media obtenida para el transporte por oleoducto del petróleo desde los yacimientos hasta los puertos de exportación es de 660 km. En la siguiente tabla se muestran los datos obtenidos de la OPEC.

Tabla 3: Distancias medias de oleoducto y cantidad de crudo transportado según el país de procedencia

País de origen del crudo. Año 2005	Cantidad de crudo (%)	Distancia media oleoducto (km)
México	15,1	95
Rusia	14,4	1900
Nigeria	12,0	120
Arabia Saudí	10,6	1260
Libia	10,4	270
Irán	8,3	150
Noruega	5,0	450
Iraq	4,9	550
Argelia	3,5	850
TOTAL	84,2	659,9

Fuente: Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) www.opec.org

Para calcular la energía necesaria para mover el crudo a través de las tuberías, se ha recurrido a la herramienta informática GaBi 4, la cual posee una base de datos con procesos de referencia a partir de los cuales es posible obtener unos datos orientativos sobre consumos de energía y emisiones.

Para este apartado se ha escogido como proceso el transporte por una tubería media. En este proceso, el consumo medio de energía eléctrica es de 0,049475 MJ/tkm. Como la cantidad de energía de una tonelada equivalente de petróleo es igual a 41.868 MJ, el resultado para el consumo de energía correspondiente al transporte de petróleo por oleoducto es de 0,00078 MJ/MJ. En la tabla siguiente se muestran las características del oleoducto medio considerado.

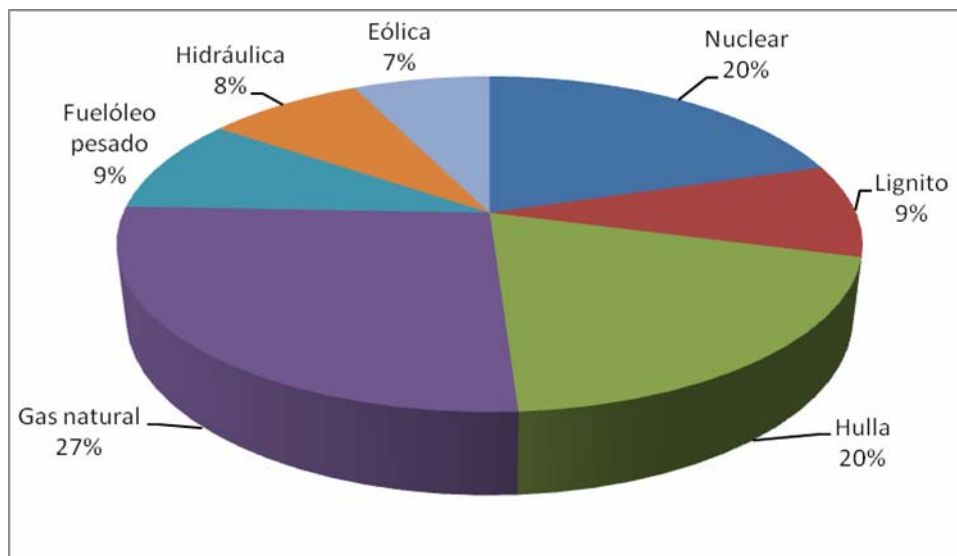
Tabla 4: Oleoducto medio

Características	Cantidad	Unidad
Factor de ocupación	0,28	---
Consumo de electricidad	0,04947	MJ/tkm

Fuente: GaBi 4

Para obtener los datos en forma de energía primaria, de nuevo se ha acudido a la base de datos de este programa, la cual proporciona un mix de electricidad para el caso de España:

Gráfico 2: Distribución de la procedencia de energía eléctrica en España



Fuentes: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio/IDAE

Existiendo un rendimiento global del 30%, así como un factor global de emisiones de 0,1676 kg/MJ_{elec} (CO₂), 3,56E-04 kg/MJ_{elec} (CH₄) y 4,79E-06 kg/MJ_{elec} (N₂O), se tiene que el balance de energía en el transporte y las emisiones son, expresadas en MJ o gCO₂equiv por MJ de crudo transportado:

Tabla 5: Consumo de energía y emisiones en el transporte de petróleo por oleoducto

Energía (MJ/MJ)	CO ₂ (g/MJ)	CH ₄ (g/MJ)	N ₂ O (g/MJ)	GEI (g/MJ)
0,0026	0,131	2,77xE-04	3,73xE-06	0,137

Fuente: Elaboración propia

2.5.3 Transporte marítimo de crudo

El cálculo del consumo de energía y las emisiones en el transporte marítimo del crudo se ha realizado siguiendo la metodología simplificada del proyecto “Methodology for calculating transport emissions and energy consumption” (MEET, 1999).

Para analizar la energía necesaria en esta etapa, se han analizado las distancias medias entre los principales puertos de origen de crudo de los países exportadores a los puertos de destino en España. Según los datos proporcionados por la AOP, el tamaño de buque petrolero más utilizado es el correspondiente a una carga de 320.000 t. Teniendo en cuenta la cantidad anual de crudo recibida de cada país de origen, y considerando una velocidad media de 14 nudos se calculan los días de navegación necesarios para realizar cada viaje y el número de viajes necesarios para realizar el transporte anual del crudo. Se considera el fuelóleo como combustible utilizado en los buques. Se tiene en cuenta que los buques realizan viajes de ida con carga y viajes de vuelta sin carga. Para cada viaje de ida se considera que el consumo depende de la carga transportada. El consumo de combustible en los viajes de ida se ha obtenido utilizando la siguiente expresión:

$$S(GT) = C(GT) \times 0,8 \quad [2]$$

siendo $C(GT) = 12,685 + 0,00079 \times GT$

Donde:

C(GT) es el consumo diario de fuelóleo de un buque petrolero de 320.000 t que viaja siempre a la velocidad máxima, en función de la carga (GT) transportada.

Para cada viaje de vuelta se ha tomado el consumo medio para este tipo de barcos, 41,15 t de fuelóleo/día.

Tabla 6: Balance energético y emisiones del transporte marítimo de crudo

PAÍS DE ORIGEN DEL CRUDO. Año 2005	Cantidad crudo (%)	Cantidad crudo (t)	Distancia (km)	Consumo fuelóleo (MJ)	Energía transportada (MJ)	Emisiones (g CO ₂)
México	15,1	7,57E+06	8932	3,482E+09	3,170E+11	2,773E+11
Rusia	14,4	7,22E+06	4182	1,555E+09	3,023E+11	1,238E+11
Nigeria	12,0	6,02E+06	6188	1,917E+09	2,519E+11	1,526E+11
Arabia Saudí	10,6	5,31E+06	5269	1,442E+09	2,225E+11	1,148E+11
Libia	10,4	5,21E+06	2472	6,638E+08	2,183E+11	5,286E+10
Irán	8,3	4,16E+06	9434	2,022E+09	1,742E+11	1,610E+11
Noruega	5,0	2,51E+06	3363	4,342E+08	1,050E+11	3,457E+10
Irak	4,9	2,46E+06	9758	1,234E+09	1,029E+11	9,829E+10
Argelia	3,5	1,75E+06	439	3,966E+07	7,347E+10	3,158E+09
Total	84,2	5,01E+07	---	1,279E+10	1,767E+12	1,018E+12

Fuente: CORES y elaboración propia

El balance energético da como resultado 0,0072 MJ de energía perdida por cada MJ de crudo transportado (0,0072 MJ / MJ). Las emisiones de CO₂ son de 0,576 g por cada MJ de crudo transportado.

Para la estimación de la producción de emisiones de CH₄ y el N₂O se han utilizado los factores de emisión propuestos por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, 1996). Los factores se muestran en la siguiente tabla, expresados en g/MJ de crudo transportado:

Tabla 7: Factores de emisión

Emisión	Factor de emisión	
	(g/MJ crudo)	(g GEI /MJ)
CH ₄	0,005	0,105
N ₂ O	0,0006	0,186

Haciendo la suma ponderada de las emisiones de CO₂, CH₄ y NO₂, se obtienen unas emisiones de 0,867 g de GEI / MJ de crudo transportado.

Los resultados de esta etapa se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 8: Resumen de resultados para esta etapa

	Entradas	Salidas
	Mejor estimado	Mejor estimado
Fuelóleo pesado [MJ/MJ]	0,0072	
Petróleo crudo [MJ/MJ]	1,000	1,000
CO ₂ equivalente [g/MJ]		0,867

Fuente: Elaboración propia

Estudio GM

En el estudio de GM (GW WTW, 2002) también se considera un transporte marítimo por barco propulsado por fuelóleo pesado. Las necesidades energéticas y las emisiones de gases de efecto invernadero se muestran en la siguiente tabla, expresadas igualmente en MJ o gCO₂equiv por MJ de crudo transportado.

Tabla 9: Energía y emisiones según el estudio de GM

	Entradas	Salidas
	Mejor estimado	Mejor estimado
Fuelóleo pesado [MJ/MJ]	0,010	
Petróleo crudo [MJ/MJ]	1,000	1,000
CO ₂ equivalente [g/MJ]		0,8

Fuente: GM WTW (2002)

Los valores calculados son bastante cercanos a los obtenidos en el estudio de GM, por lo que los primeros son aceptados como válidos.

2.6. Refino

2.6.1 Descripción del proceso

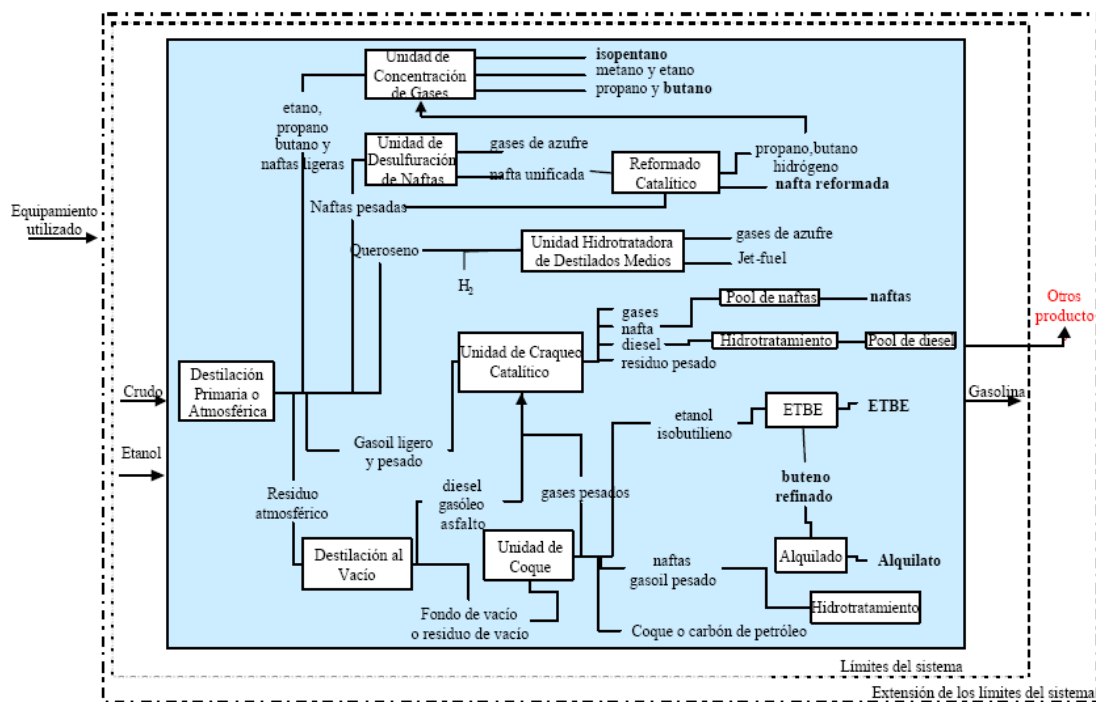
Las refinerías convierten el crudo en diversos productos útiles. En ellas, el petróleo crudo se somete a un proceso de destilación o separación física y luego a procesos químicos que permiten obtener buena parte de la gran variedad de componentes que contiene. Estos procesos se describen de forma general a continuación.

- *Destilación primaria o atmosférica:* el primer paso es una destilación atmosférica o primaria en la que se separan las distintas fracciones en función de los puntos de ebullición. Las fracciones más ligeras se usan para formar las naftas y la gasolina, las fracciones medias se usan para producir gasoil y queroseno y las fracciones más pesadas (crudo reducido) se destilan en vacío
- *Destilación en vacío:* donde se obtienen gasóleos pesados y residuos.
- *Unidad de coke:* alimentada por los residuos de la destilación a vacío, en ella se producen gas, nafta, gasoil y coke.

- *Unidad de concentración de gases:* En la destilación atmosférica se separan, asimismo, gases que darán lugar a la producción de gas licuado de petróleo, propano, propileno y butano. En esta unidad de concentración de gases se tratan los gases y naftas ligeras producidas en las unidades de destilación atmosférica y en el reformado catalítico. El primer paso es la separación de gases no comprimibles (metano y etano) para su utilización como combustible de planta en quemadores. Tras esto, se separa el isopentano y los gases intermedios (propano y butano). Estos gases, que forman el LPG, junto con los compuestos más pesados, que formarán la gasolina ligera, deben pasar posteriormente por un tratamiento cáustico, donde se lavan con sosa cáustica eliminando así los compuestos de azufre.
- *Unidades catalíticas:* permiten obtener compuestos más ligeros a partir de cargas pesadas, así como modificar la proporción de familias de hidrocarburos de acuerdo con los requerimientos de los combustibles a fabricar. Como unidad más importante destaca la unidad de craqueo catalítico que recibe los gasóleos de vacío para producir gasolina y compuestos base para la petroquímica (propileno, etc.),
- *Unidad Hidrotratadora de destilados medios:* está diseñada para procesar diesel pero también se utiliza para procesar queroseno.
- *Unidad de reformado catalítico:* en la zona de destilados ligeros, aumenta el contenido de productos aromáticos con alto octanaje en la nafta, produciendo hidrógeno como subproducto.
- *Unidad de alquilación:* permite convertir olefinas ligeras en componentes más valiosos de las gasolinas por su mayor octano y menor presión de vapor.
- *Unidad de producción de ETBE:* la gasolina producida en la refinería contiene ETBE (4.2% en peso). La refinería dispone de una unidad de producción de ETBE a partir de isobutileno y etanol.

En la siguiente figura se muestra el proceso de forma esquemática:

Figura 5: Esquema del refino de petróleo



Fuente: CIEMAT (2005)

2.6.2 Balance energético en la refinería

Entradas

En la siguiente tabla se muestran de forma resumida las principales entradas en una refinería, en valores tanto másicos como energéticos. Se ha considerado una planta de tipo FCC (Fluid Catalytic Cracking) que son las refinerías más comunes en España. Los datos utilizados corresponden a la refinería de Algeciras propiedad de la empresa CEPSA.

Hay que resaltar que hay una parte del crudo entrante que se usa directamente como fuente de energía para la propia refinería. Esta parte se considerará consumo de energía para el proceso de refino, sumándose a la energía aportada desde el exterior (electricidad y gas natural), y a las materias primas, en su valor energético.

Tabla 10: Entradas del proceso de refino

Entradas			Cantidad en masa (t/año)		Cantidad en energía (MJ/año)	
Crudo	Resto de crudo		1,04E+07	9,59E+06	4,41E+11	4,08E+11
	Uso de la energía interna del crudo en la refinería	Propano		1,63E+03		7,28E+07
		Fuelóleo		3,57E+05		1,43E+10
		Gas		2,72E+05		1,31E+10
		Coke		1,21E+05		3,76E+09
		Hidrógeno		1,50E+04		1,80E+09
Energía externa	Electricidad			5,74E+09	4,14E+09	
	Gas natural				1,61E+09	
Materias primas (+etanol)	Materias primas	Catalizadores	56.700	1.402	1,68E+09	5,61E+07
		Otros		26.774		1,26E+08
	Etanol para ETBE			28.524		1,50E+09
TOTAL			1,04E+07		4,48E+11	

Fuente: CIEMAT (2005)

Salidas

En la siguiente tabla se muestran de forma resumida las principales salidas en la refinería, en valores tanto másicos como energéticos.

Tabla 11: Salidas del proceso de refino

Salidas	t/año	PCI (MJ/kg)	MJ/año	Asignación energética (%)
GLP	248.500	47,31	1,18E+10	2,93
Nafta	385.300	37,44	1,44E+10	3,59
Gasolina	1.509.200	42,9	6,47E+10	16,12
Queroseno	1.032.100	40,27	4,16E+10	10,35
Gasóleo	3.262.900	40,26	1,31E+11	32,70
Fuelóleo	2.534.100	40,53	1,03E+11	25,57
Aromáticos, disolventes	702.800	40,19	28,24E+10	7,02
Bases lubricantes	96.900	40,19	3,89E+09	0,97
Propileno	73.800	40,19	2,97E+09	0,74
TOTAL	9.845.600		4,02E+11	

Fuente: CIEMAT (2005)

Tabla 12: Emisiones atmosféricas del proceso de refino

Gas	Cantidad en masa (t/año)
CO ₂	2,35E+06
N ₂ O	51,9
TOTAL	2,37E+06

Fuente: CIEMAT (2005)

Los valores mostrados anteriormente son fácilmente medibles, pero para conocer mejor cuánto consume la producción de cada combustible, es necesario hacer algún tipo de asignación. Este cálculo se realiza en el apartado siguiente.

Balance

Tabla 13: Asignación de consumo energético a cada producto

	Gasolina	Gasóleo	Fuelóleo	Queroseno	GLP
Producción(t/año)	1.509.200	3.262.900	2.534.100	1.032.100	248.500
PCI (MJ/kg)	42,9	40,26	40,53	40,27	47,31
Producción (MJ/año)	6,474E+10	1,314E+11	1,027E+11	4,156E+10	1,176E+10
Densidad (kg/l)	0,752	0,835	0,97	0,8	2,41
Crudo asignación (%)	16,12	32,70	25,57	10,35	2,93
Consumo energético asignación (%)	16,12	32,70	25,57	10,35	2,93
Etanol asignación (%)	100	0	0	0	0

Fuente: CIEMAT (2005) y elaboración propia

Tabla 14: Balance energético en la refinería

Entradas	Gasolina	Gasóleo	Fuelóleo	Queroseno	GLP	TOTAL
Consumo energético (MJ/año)	7,76E+09	1,63E+10	1,22E+10	4,98E+09	1,41E+09	4,869E+10
Etanol (MJ/año)	1,50E+09	0	0	0	0	1,50E+09
Energía total (MJ/año)	9,26E+09	1,64E+10	1,22E+10	4,98E+09	1,41E+09	5,019E+10
MJ energía/MJ producto	0,143	0,120	0,120	0,120	0,120	

Fuente: CIEMAT (2005) y elaboración propia

El valor de consumo energético tiene en cuenta la producción de energía eléctrica según el modelo comentado anteriormente.

Tabla 15: Asignación de emisiones en la refinería

Emisiones	Gasolina	Gasóleo	Fuelóleo	Queroseno	GLP	Total
CO ₂ (t/año)	6,37E+05	1,13E+06	8,41E+05	3,43E+05	9,71E+04	3,05E+06
N ₂ O (t/año)	1,50E+01	2,65E+01	1,98E+01	8,08E+00	2,29E+00	71,749
GEI (t/año)	6,42E+05	1,13E+06	8,47E+05	3,46E+05	9,78E+04	3,07E+06
GEI (g/MJ)	9,923	8,316	8,316	8,316	8,316	

Fuente: Elaboración propia

Los resultados se expresan, tanto para la energía como para las emisiones en unidad/MJ de producto obtenido.

Para calcular la energía consumida por cada carburante se ha hecho una asignación según la cantidad producida en energía (MJ/año), respecto del total. En cambio, para las emisiones se ha hecho una asignación en función de la fracción de energía consumida, ya se ha considerado que las emisiones para procesos similares son proporcionales a la energía consumida.

En el estudio de GM también se realiza el cálculo por productos. Sin embargo, debido a que el estudio del CIEMAT tiene datos de instalaciones españolas, se han tomado los resultados de éste último como válidos de cara al balance final.

Debe tenerse en cuenta que tanto el consumo de energía como las emisiones en las refinerías dependen en gran medida de la calidad del crudo de origen, así como de la calidad exigida para los productos obtenidos. Por ejemplo, cuando la normativa exige menor cantidad de azufre en los productos petrolíferos, los consumos de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero en la refinería normalmente aumentan.

2.7. Transporte y distribución de productos refinados

Desde las refinerías, los productos petrolíferos son transportados hasta las instalaciones de almacenamiento, o centros de distribución, desde donde se trasladarán de nuevo hasta los puntos de consumo.

El transporte a los depósitos se realiza fundamentalmente por oleoducto y, en menor medida, por barco tanque.

Las instalaciones de almacenamiento de productos petrolíferos tienen un consumo muy reducido de energía. El consumo de energía en el depósito es de unos 0,00023 kWh/MJ [[TotalFinaElf 2001]]. La energía eléctrica es suministrada según el mix de energía. Dicho mix se expuso en el apartado 3.5.2.

El medio de distribución depende del combustible. Por ejemplo, se utilizan tuberías para el transporte de queroseno a los grandes aeropuertos, mientras que, al ser esto impensable para las estaciones de servicio de gasolina y gasóleo, para éstas se utilizan camiones-cisterna. La siguiente figura muestra de manera esquemática las instalaciones de almacenamiento en España.

Para la distribución de combustibles por oleoducto, se ha tomado el modelo del programa GaBi 4, cuyas características se exponen en el apartado 3.3.2. Para la distribución por camión, se ha utilizado el siguiente modelo, obtenido igualmente de la misma base de datos. Las fracciones de recorrido en autopista, fuera de ciudad y dentro de ciudad son estimadas.

Tabla 16: Camión cisterna diesel EURO-4 (MMA: 40 t)

Características	Cantidad	Unidad
Recorrido autopista	40	%
Recorrido fuera de ciudad	50	%
Recorrido dentro de ciudad	10	%
Consumo de gasóleo	16,712	MJ/km
Emisiones CO ₂	1235,1	g/km
Emisiones CH ₄	0,01258	g/km
Emisiones N ₂ O	0,00835	g/km
Carga nominal	27	t

Fuente: GaBi 4

Se supone que el camión siempre lleva como peso de carga el valor nominal, por lo que el valor de combustible consumido, así como el de emisiones sólo dependen de la distancia recorrida.

2.7.1 Gasolina y gasóleo

El transporte desde la instalación de almacenamiento hasta las estaciones de servicio se realiza por camión cisterna. Se considera un camión tipo obtenido de la base de datos de GaBi 4.

Para la distribución de estos carburantes se considera una distancia media de 2 km desde las refinерías a las instalaciones de almacenamiento y una distancia media de 410 km para la distribución por camión (CIEMAT, 2006). Se ha tomado como potencia

Figura 6: Instalaciones de recepción de productos refinados en España



Fuente: Compañía Logística de Hidrocarburos

www.clh.es

calorífica inferior para cada combustible los utilizados en el balance energético de la refinería.

Tabla 17: Distribución de gasóleo y gasolina

Combustible	Energía (MJ/MJ)	CO ₂ (g/MJ)	CH ₄ (g/MJ)	N ₂ O (g/MJ)	Total GEI (g/MJ)
Gasolina	0,0059	0,439	4,47E-06	2,97E-06	0,440
Gasóleo	0,0061	0,450	4,59E-06	3,04E-06	0,451

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, y de acuerdo con los datos de las compañías energéticas consultadas en el estudio de GM (2002), la operación de las estaciones de servicio requiere un consumo de energía eléctrica de 0,0009 kWh/MJ (0,00324 MJ/MJ) de gasolina o de gasóleo. La demanda de electricidad de las estaciones de servicio es suministrada por el mix de energías que se utilizan para la obtención de energía eléctrica. Se han obtenido de esta forma los siguientes valores:

Tabla 18: Energía y emisiones en las estaciones de servicio

Energía (MJ/MJ)	CO ₂ (g/MJ)	CH ₄ (g/MJ)	N ₂ O (g/MJ)	Total GEI (g/MJ)
0,011	0,543	1,15E-03	1,55E-05	0,571

Fuente: Elaboración propia

Como se puede comprobar, la principal diferencia entre estos dos combustibles está en la fase de la transformación, que tiene lugar en la refinería. Previa a dicha fase, los combustibles no existen como tales, sino que son simplemente crudo, por lo que se considera que son idénticos a efectos de consumos y emisiones. Esto será igualmente válido para todos los carburantes obtenidos del petróleo.

Suministro de gasóleo a ferrocarriles

El gasóleo que se utiliza en los ferrocarriles para la tracción es el llamado gasóleo B, exento de impuestos especiales, a diferencia del utilizado en los turismos, que es el gasóleo A.

El gasóleo B se suministra a la red de ADIF por Repsol y Cepsa, cuyos contratos han se adjudican por concurso.

En 2007 Renfe Operadora repostó en los depósitos de ADIF 80.863.480 litros de combustible, según la Fundación de Ferrocarriles Españoles. En la figura siguiente se muestra la red de puntos fijos de ADIF.

La tracción de ferrocarriles mediante combustibles fósiles ha pasado a ser minoritaria

Figura 7: Puntos fijos de suministro de gasóleo para ferrocarriles



Fuente: ADIF (2007)²

en España, predominando claramente la tracción eléctrica. Debido a esto, y a la falta de información fiable sobre el suministro, se ha obviado esta etapa a nivel de consumos energéticos.

Suministro a buques

Existe una parte no despreciable de combustibles suministrados a buques que corresponde a destilados del petróleo: el Diesel-oil y el Gas-oil.

El uso del Gas-oil es muy minoritario y se reserva a las embarcaciones de recreo y deportivas.

Por otro lado, el Diesel-oil representa aproximadamente el 20% del total de consumo de combustible marítimo. En concreto, en 2005 se suministraron 2.292 t de Diesel-oil sobre el total de 12,185 t³. El resto corresponde a fuelóleo, el cual se trata en su propio apartado. Se puede decir por tanto que el Diesel-oil constituye una pequeña parte del total, pero dicha parte no es despreciable.

² ADIF (2007): *Declaración sobre la red*. Actualización de marzo de 2007. <http://www.adif.es/empresa/>

³ Universidad de OVIEDO (2008)

En la siguiente tabla se muestra la evolución del consumo de ambos carburantes:

Tabla 19: Evolución del suministro de combustible marino en España (mies de toneladas)

Año	2002	2003	2004	2005
Diesel-oil	1.834,6	1.847,6	2.078,4	2.262,0
Fuelóleo	8.350,0	8.349,2	9.593,5	9.923,4
TOTAL	10.184,6	10.196,8	11.671,9	12.185,4

Fuente: U.OVIEDO (2008)

Sin embargo, a efectos de cálculo de requerimientos energéticos y emisiones, se ha considerado, al igual que en el caso de los ferrocarriles que la distribución de gasóleo o productos similares es minoritaria. En el caso del sector marítimo queda como combustible principal el fuelóleo. Por todo esto queda como parte más importante de la distribución de gasóleo la correspondiente a vehículos de carretera.

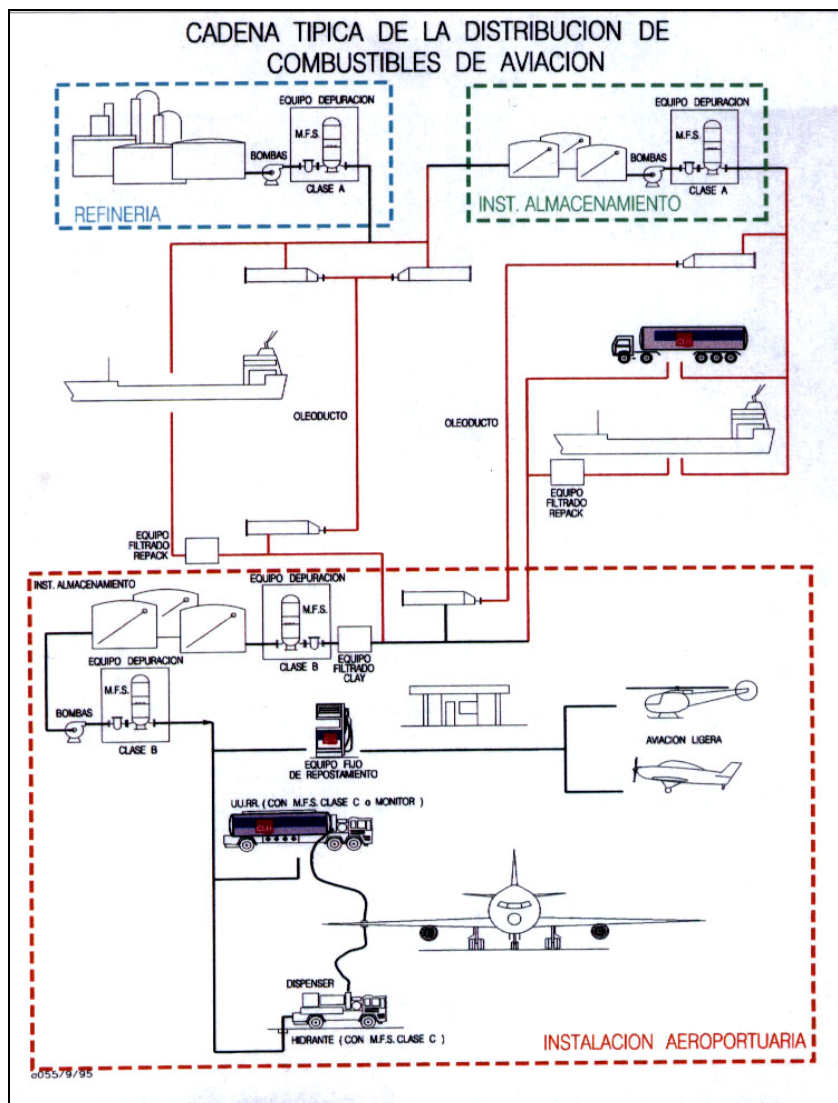
2.7.2 Queroseno

Según la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), la mayor parte de los servicios de almacenamiento, distribución y puesta a bordo en aeronaves de combustibles y lubricantes de aviación lo realiza en España la compañía CLH Aviación, empresa perteneciente a la propia CLH. En el apartado 3.5 se muestra la distribución de instalaciones de esta empresa en España.

CLH Aviación realiza el suministro de carburante en 28 aeropuertos españoles. El queroseno de aviación Jet A-1 representa el 92% del suministro del combustible suministrado por CLH Aviación. Este combustible es, junto con otros querosenos, el utilizado por los motores a reacción empleados en la aviación comercial; el 8% restante de carburantes es gasolina de aviación (100LL), empleado por las aeronaves de aviación general.

El flujo de estos combustibles, desde la llegada del crudo a las refinerías, lo podemos apreciar esquemáticamente en el gráfico siguiente:

Figura 8: Esquema flujo del queroseno



Fuente: CLH Aviación

Una vez que el crudo es refinado en una de las refinерías existentes (siete en la costa y una en el interior), y obtenido el queroseno de aviación (Jet A-1), es trasvasado a las instalaciones de almacenamiento de CLH S.A. por oleoducto o por buque-tanque:

- 8 conectadas directamente a las refinерías
- 21 conectadas directamente con la red de oleoductos
- 7 por medio de buques-tanque

Las instalaciones de los cuatro principales aeropuertos (Madrid-Barajas, Barcelona, Palma de Mallorca y Málaga) están dotadas de redes de tuberías (hidrantes), que discurren bajo las áreas de estacionamiento de aeronaves. Estas instalaciones permiten realizar el suministro a los aviones mediante unos vehículos especialmente denominados "dispenser" que se acoplan a las tomas de combustible. CLH Aviación disponía a finales de 2006 de una flota de 45 vehículos "dispenser" junto a las 156 unidades repostadoras.

Para el cálculo de la distribución de queroseno, se ha utilizado de nuevo la base de datos de GaBi 4. Se ha empleado información sobre el transporte por oleoducto, camión y buque, habiéndose mostrado información sobre los dos primeros anteriormente en esta monografía. Los datos correspondientes al transporte por barco son los siguientes:

Tabla 20: Buque-tanque 500-20000 TPM/costa

Características	Cantidad	Unidad
Peso muerto	10000	t
Consumo de fuelóleo	9,10E-05	MJ/km
Emissiones CO ₂	6,91E-06	g/km
Emissiones CH ₄	1,8659E-10	g/km

Fuente: GaBi 4

Se supone que el buque siempre lleva como peso de carga el valor nominal, por lo que el valor de combustible consumido, así como el de emisiones sólo dependen de la distancia recorrida.

Para calcular la energía primaria a partir de la electricidad consumida por el bombeo en oleoductos, se ha utilizado el mix expuesto en el apartado 3.3.2.

Conociendo la localización de las refinerías, las instalaciones de almacenamiento y los aeropuertos (CLH), se ha hecho una estimación de la longitud de los oleoductos, de las distancias recorridas por camiones-cisterna y las recorridas por los buques-tanque (suponiendo que el trayecto era el de menor distancia posible). Por simplicidad y por falta de datos se ha supuesto que cada aeropuerto sólo tenía un medio de abastecimiento. Esto no es cierto siempre. Se sabe, por ejemplo, que el aeropuerto de Barcelona también recibe queroseno por vía marítima.

Igualmente, y de nuevo por falta de datos concretos, se han obviado los posibles consumos y emisiones debidos al transporte de carburante desde las instalaciones de almacenamiento de los propios aeropuertos a los aviones. Se ha estimado que dichos consumos serán despreciables respecto del total al ser las distancias recorridas muy pequeñas. La cantidad de carburante requerida por cada aeropuerto se ha obtenido de UAM (2007).

Se han obtenido los siguientes resultados:

Tabla 21: Energía y emisiones en la distribución de queroseno

	Energía (MJ/MJ)	CO ₂ (g/MJ)	CH ₄ (g/MJ)	N ₂ O (g/MJ)	Total GEI (g/MJ)
Refinerías-almacenamiento	0,00102	5,29E-02	1,03E-04	1,38E-06	0,0555
Almacenamiento-aeropuertos	8,81E-05	5,55E-03	4,37E-06	8,20E-08	5,67E-03
Total	0,00113	5,84E-02	1,07E-04	1,47E-06	0,0611

Fuente: Elaboración propia

En los puertos que disponían de una instalación de almacenamiento en la ciudad más cercana, se ha supuesto una distancia media de 2 km entre las dos instalaciones, al igual que para la gasolina y el gasóleo.

Como se puede comprobar, las energías necesarias para transportar el combustible desde las refinerías hasta los lugares de almacenamiento son, en general, mayores debido a las mayores distancias y a la necesidad de utilización de buques-tanque.

2.7.3 Gases licuados del petróleo (GLP)

Los gases licuados del petróleo (butano y propano, fundamentalmente), por sus propias características, disponen de una logística independiente al resto de

productos petrolíferos. En España hay 37 centros de almacenamiento y envasado de GLP. Los que se encuentran cercanos a refinerías reciben los productos de éstas mediante tuberías y el resto los reciben por camión o por barco.

Desde mediados de los años 80 el suministro de GLP para automoción se realiza mayoritariamente a granel en estado líquido, por medio de camiones cisternas desde las refinerías hasta los puntos de venta, donde es almacenado en depósitos aéreos/enterrados, desde donde a través de una red de tuberías llega hasta los surtidores del producto que suministran al cliente final. Las entregas de GLP envasado, en botellas de 12 kg de capacidad, se reservan para su uso en carretillas elevadoras. En relación al total de instalaciones de suministro a vehículos de hidrocarburos líquidos que existen en España (en torno a las 8.200, según datos del Ministerio de Economía), sólo un número marginal de 34 instalaciones suministran GLP auto (de las cuales únicamente 9 son instalaciones mixtas).⁴

Según esta información, para realizar el cálculo de energía, se debe considerar las distancias entre las estaciones de servicio que suministran GLP y la refinería más cercana. Por otro lado, al desconocer la cantidad exacta de carburante que vende cada estación, se ha hecho una asignación, sabiendo la cantidad que vendió cada empresa en 2002⁴.

Tabla 22: Cantidad de GLP vendida por cada empresa en 2002

	Proporción (%)	Ventas (t)
Grupo Repsol YPF	77,05	17.600
Petrogal Española S.A.	13,14	3.000
Totalgaz España, S.A.	9,46	2.200
BP Oil España, S.A.	0,35	100
Total	100	22.900

Fuente: Elaboración propia

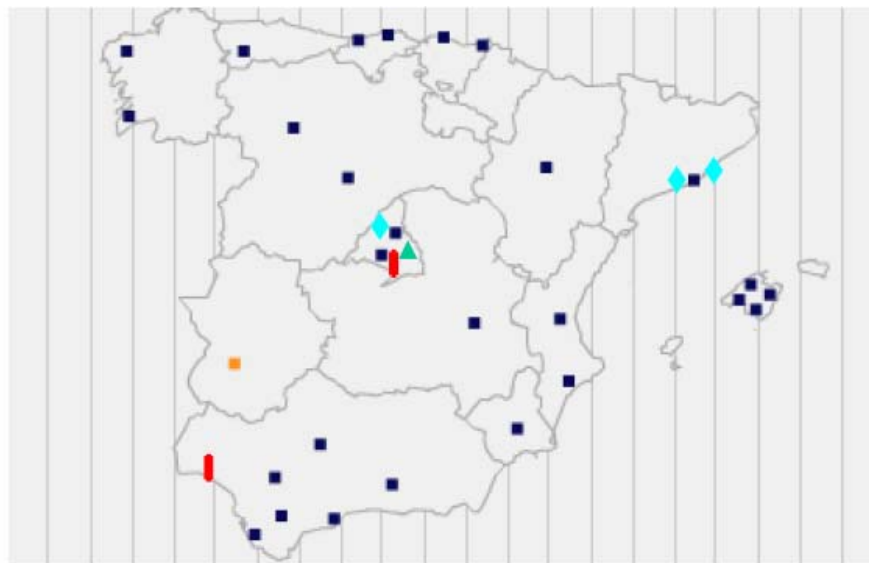
Para la distribución se ha utilizado el camión modelo de los apartados anteriores.

En la figura de la página siguiente se muestra la red de puntos de suministro de GLP auto en España, así como la empresa a la que pertenece cada uno.

⁴ CNE (2004)

En cada punto de venta hay ubicado uno o varios depósitos en instalaciones

Figura 9: Estaciones de servicio que suministran GLP auto (julio de 2003)



■ Repsol Butano (27) ■ Repsol Butano poste en factoría (1) ▲ BP Oil (1) | Petrogal (2) ◆ Total Gaz España (3)

Fuente: CNE (2004)

preparadas para un uso seguro. En los puntos de venta también se cargan bombonas para uso en automoción.

Los resultados se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 23: Energía y emisiones en la distribución de GLP

Energía (MJ/MJ)	CO ₂ (g/MJ)	CH ₄ (g/MJ)	N ₂ O (g/MJ)	Total GEI (g/MJ)
0,00244	0,1533	1,56E-06	1,036E-06	0,15366

Fuente: Elaboración propia

La cantidad de energía necesaria para esta operación es relativamente alta. Esto se debe a que el transporte se realiza por camión cisterna y las distancias a recorrer son muy altas, ya que desde las 8 refinerías existentes en España se debe llegar a todas las estaciones de servicio de GLP.

2.7.4 Fuelóleo

Como se ha comentado en el apartado 3.7.1, este combustible es el que se usa mayoritariamente en nuestro país para transporte marítimo, pero no es el único. También se emplea el Diesel-oil, en una proporción de 20% aproximadamente del total. A pesar de esto, se ha tomado como combustible para embarcaciones el fuelóleo. En este apartado se describe brevemente su distribución.

El fuelóleo es un combustible residual de la destilación del petróleo, es muy viscoso y tiene relativamente poco valor energético. Su gran ventaja es su bajo precio, aunque puede variar mucho de unos puertos a otros, por lo que las empresas deciden cargar combustible en función de esta circunstancia siempre y cuando no sea preciso variar su rumbo.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de las características de los combustibles mencionados.

Tabla 24. Tipos de combustibles marinos

Nombre	Denominación ISO- viscosidad	Composición	Máximo contenido azufre	Contenido medio de azufre
Fuel-oil 380(IFO 380)	MRG35 360 cst	98% aceite residual 2% aceites destilados	4,5%	2,67%
Fuel-oil 180 (IFO 180)	RME25 180 cst	88% aceite residual 12% aceites destilados	5%	2,67%
Diesel-oil marino	DMB	Aceites destilados con muestras de aceite residual	2%	0,65%
Gas-oil marino	DMA	100% aceites destilados.	1,5%	0,38%

Notas: según el anexo VI de Marpol el contenido máximo de azufre será del 4,5%

Fuente: EXXON

Suministro a instalaciones portuarias

Las características del fuelóleo hacen necesario el calentamiento y aislamiento de las tuberías, por lo que el suministro de este a los puertos, con este servicio, se haga por buque o por tubería en el caso de disponer una refinería en la proximidad.

La distribución a los centros de suministro por vía marítima se realiza con buques de un tamaño medio de 8.000 TPM⁵. En general cada compañía comercializa su propio producto pero a veces se los intercambian. Por ejemplo, CLH no tiene producto propio, por lo que comercializa los de CEPSA, REPSOL y BP.

En cuanto a la distribución de combustible en la zona peninsular y las islas baleares está realizado, principalmente por CLH, teniendo porcentajes importantes asimismo CEPSA centrada en el sur de la península. En las islas Canarias el suministro es realizado por varias compañías como DISA, SHELL, Chevron etc., no teniendo CLH actividad en esta región. BP dispone de una refinería en Castellón y realiza la distribución en la península a través de CLH. DISA dispone de almacenamiento y servicio de bunker en Melilla y FORESA en Villagarcía de Arosa.

El resto de las empresas de suministro de combustible a buques ubicadas en los puertos principales de España tienen su servicio a través de camión en alguno de los puertos antes enunciados con instalaciones de CLH o CEPSA.

En las islas Canarias se recibe el suministro de la refinería y desde el exterior de las islas en el caso de Tenerife y solamente desde el exterior en el caso de Gran Canaria.

Por otro lado, las empresas SHELL y TEXACO, generalmente importan el combustible directamente desde el exterior, aunque también compran una parte a las refinerías españolas. En este caso no habría que considerar transporte de fuelóleo dentro de nuestras fronteras, sólo el correspondiente a traer el combustible desde el país de origen, pero al no tener datos suficientes sobre las importaciones de cada empresa y

⁵ Toneladas de Peso Muerto = (Peso carga + peso combustibles + peso líquidos)

puerto, se ha tomado a efectos de cálculo de consumos energéticos que la totalidad del fuelóleo que se utiliza se transporta dentro de España desde las refinerías.

Suministro a buques

El suministro a los buques se hace básicamente mediante gabarras y camiones.

Aparte de las empresas de distribución de productos petrolíferos como CLH, REPSOL y CEPSA hay otras empresas que dan servicio de bunker y tienen sus propias gabarras, la más importante es Boluda que tiene una flota de 20 gabarras de un peso muerto entre 180 y 4.999 TPM. En general, el tamaño de las gabarras varía de 200 TPM hasta 5.000 TPM con un tamaño medio de 2.000 TPM es decir unas 1.600 Toneladas de capacidad de carga.

No todos los puertos tienen instalaciones de suministro de combustible (Servicio de bunker) realizándose, en los que no tienen servicio, el suministro mediante camiones o gabarras desde el puerto más próximo con servicio de bunker.

La distancia recorrida por las gabarras varía mucho puesto que incluso pueden ir a suministrar combustible a buques en puertos cercanos al de base. Se puede estimar en una media de 5 km. Las gabarras se cargan por tubería.

El suministro por surtidor se limita a buques de pesca, recreo y de servicio del puerto.

Tienen suministro por tubería los puertos de Las Palmas, Cartagena, Tarragona, Tenerife, Bilbao y La Coruña,

Cálculo de energía y emisiones

Para calcular el consumo de energía, así como las emisiones, y teniendo en cuenta la información aquí mostrada, se ha acudido de nuevo a la base de datos de GaBi 4, la cual, aportaba resultados en función de la distancia recorrida y el peso muerto del buque correspondiente utilizado para el transporte. También se ha utilizado la información de dicha base de datos sobre el transporte por tubería, según el mix español de electricidad ya comentado anteriormente

Tomando una media para toda España, se han obtenido los siguientes valores:

Tabla 25: Energía y emisiones en la distribución de queroseno

	Energía (MJ/MJ)	CO ₂ (g/MJ)	CH ₄ (g/MJ)	N ₂ O (g/MJ)	Total GEI (g/MJ)
Refinerías-almacenamiento	0,000292	0,0210	1,06E-06	8,81E-05	0,0483
Almacenamiento-puertos-tanque	6,32E-05	1,06E-02	6,13E-06	3,33E-03	1,04
Total	0,000355	3,16E-02	7,20E-06	3,41E-03	1,09

Fuente: Elaboración propia

3. CAMINO DEL GAS NATURAL

3.1. Características del gas natural

El gas natural es un combustible fósil que se compone de una mezcla de hidrocarburos, principalmente metano en una proporción superior al 70%, normalmente en torno al 90%, y en cantidades menores y decrecientes de etano, propano, butano, etc. Además de hidrocarburos, el gas natural obtenido de los yacimientos puede contener otros compuestos, como nitrógeno, dióxido de carbono, anhídrido sulfhídrico, helio o argón, además de agua y en proporciones muy pequeñas mercurio y arsénico. Sin embargo, la composición depende del yacimiento de donde se extrae. En la siguiente tabla se muestran valores de referencia:

Tabla 26: Composición volumétrica del gas natural

Componente	Mínimo	Máximo
Metano (CH ₄)	79 %	97 %
Etano (C ₂ H ₆)	0,1 %	11,4 %
Hidrocarburos superiores (Propano, butano, pentano y hexano)	0,12 %	5 %
Nitrógeno (N ₂)	0,5 %	6,5 %
Dióxido de Carbono (CO ₂)	0 %	1,5 %
Impurezas :agua		80 mg/m ³
Impurezas: compuestos de azufre y de mercurio		150 mg/m ³

Fuente: CNE

Dependiendo de la presencia de petróleo junto con al gas, los yacimientos de gas natural se clasifican en dos grupos principales. Cuando ambos comparten un yacimiento, se habla de *yacimientos asociados*, mientras que cuando el gas natural se encuentra únicamente con pequeñas partes de otros gases e hidrocarburos, se habla de *yacimientos no asociados*.

En general, el gas natural procedente de un yacimiento asociado contiene una mayor proporción hidrocarburos pesados y menos metano que otro procedente de un yacimiento no asociado.

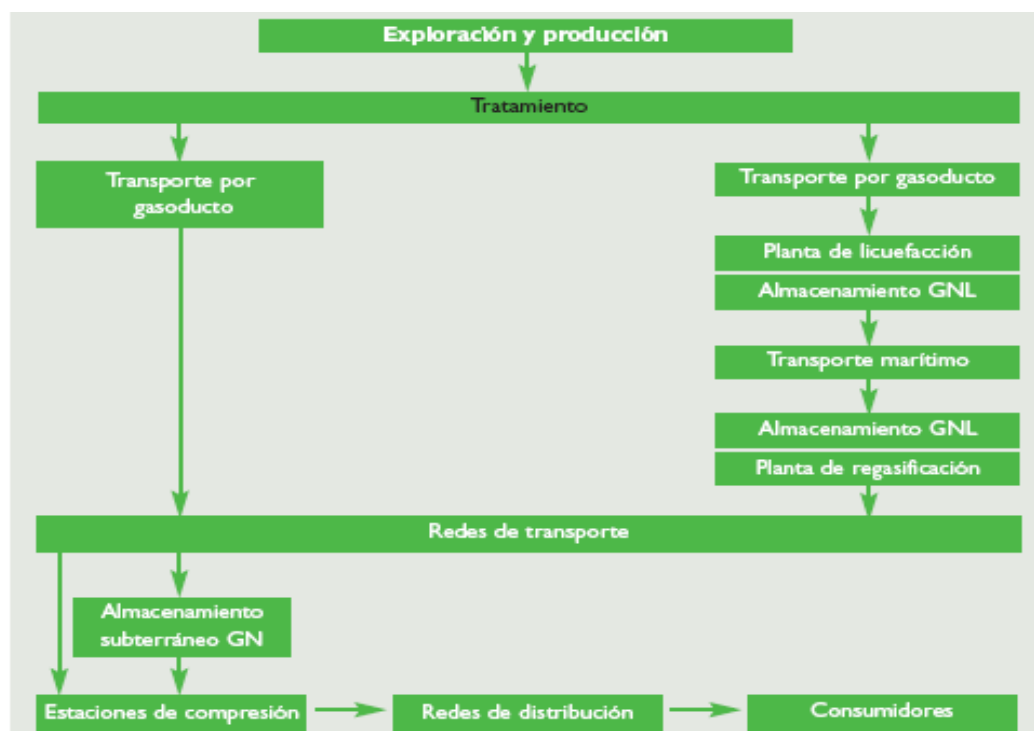
Al ser el gas natural una mezcla de diferentes compuestos, sus características y su composición son distintas de un yacimiento a otro. El metano tiene un poder calorífico superior de 55,52 MJ/kg (37,652 MJ/m³) y un poder calorífico inferior de 50,03 MJ/kg (33,939 MJ/Nm³).

El gas natural es inodoro (se oloriza por motivos de seguridad), incoloro, no tóxico y más ligero que el aire (con una densidad relativa de 0,6 en condiciones normales).

3.2. Cadena del gas natural

Una vez extraído el gas natural del yacimiento, se somete a una desulfuración y descarbonatación, retirando los compuestos sulfurados y el dióxido de carbono que se encuentra disuelto. Este proceso también es conocido como endulzamiento y el gas dulce obtenido es sometido posteriormente a un proceso de deshidratación y de eliminación de otros compuestos como los de mercurio. En el caso de producir gas natural licuado (GNL), el gas obtenido se lleva a una unidad de licuefacción. En esa unidad se separan por condensación los hidrocarburos pesados obteniendo líquidos de gas natural (no confundir con gas natural licuado), compuestos principalmente por GLP y gasolina natural, que podrían congelarse durante la licuefacción. Una vez obtenido el gas restante se separa el nitrógeno, pues es un componente que disminuye el poder calorífico del gas natural y su presencia supone una menor temperatura para el proceso de licuefacción. El gas natural resultante tiene una alta proporción de contenido en metano, normalmente alrededor de un 95 % y prácticamente un 5% de etano, con pequeñas trazas de otros compuestos.

Figura 10: Cadena del Gas Natural



Fuente: Unión Fenosa

3.3. Origen del gas natural

En 1969 comenzó en España la importación de gas natural licuado en buques metaneros.

Hasta 1984, fecha en que se inició el aprovisionamiento por gasoducto del yacimiento de Serrablo (Huesca), la totalidad de gas natural consumido en España era importado.

La producción actual de gas natural en España es pequeña en comparación con las importaciones.

En el año 2006 los aprovisionamientos de gas natural en España fueron de 409.796 GWh ($1,475 \times 10^6$ MJ). Un 69,3 % de esos aprovisionamientos fueron importaciones de GNL, un 30,5 % se adquirió a través de los gasoductos internacionales de Magreb-

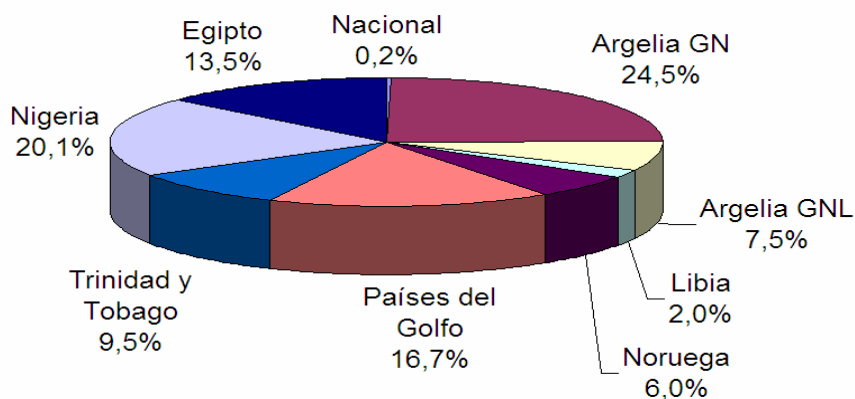
Europa (GME), conocido desde 2000 como gasoducto Pedro Duran Farrel y de Larrau y el 0,2 % restante fue producido en los yacimientos de España.

Tabla 27: Aprovisionamiento de gas natural en España. Año 2006

País de origen	Cantidad (MJ)	Porcentaje (%)
Nacional	2,95E+09	0,20
Argelia GN	3,61E+11	24,50
Argelia GNL	1,11E+11	7,50
Libia	2,95E+10	2,00
Noruega	8,85E+10	6,00
Países del Golfo	2,46E+11	16,70
Trinidad y Tobago	1,40E+11	9,50
Nigeria	2,97E+11	20,10
Egipto	1,99E+11	13,50
TOTAL	1,475E+12	100

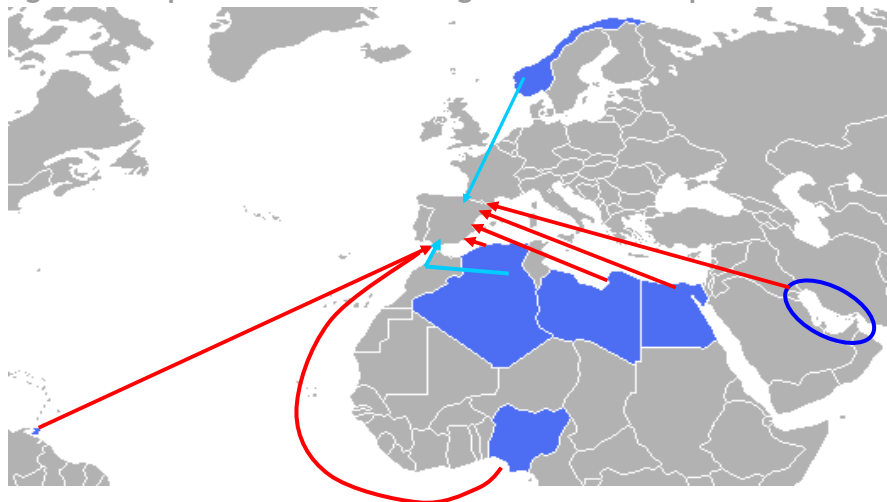
Fuente: Sedigás (2007)

Gráfico 3: Aprovisionamiento de gas natural en España. Año 2006



Fuente: Sedigás

Figura 11: Aprovisionamiento de gas natural en España. Año 2006



Fuente: Sedigás

3.4. Extracción y procesado de gas natural

Al extraer el gas natural del yacimiento contiene además de metano, hidrocarburos más pesados, agua, nitrógeno y otros componentes en diferentes concentraciones, dependiendo del yacimiento.

El rendimiento en la extracción y procesado de gas natural está en torno a un 98 % y las emisiones de gases de efecto invernadero están entorno a unos 6 g por kWh de gas natural [TotalFinaElf 2001]. La cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero dependen de la calidad del gas natural. En el caso de gas ácido, se requiere un tratamiento mayor, incrementando la cantidad de emisiones de GEI hasta los 11g/MJ [TotalFinaElf 2001].

El rendimiento en la extracción y procesado de gas está en un rango entre un 96 y un 99% con un 98% como valor esperado, y unas emisiones de GEI de entorno a 2,78 g/MJ de gas natural [Shell 3/2002]. Si se asume que el contenido de CO₂ del gas natural es de 56,4 g/MJ de gas natural, las emisiones por la combustión de gas natural estarán en torno a 1,15 g/MJ de gas natural. Como resultado se asumen 1,63 g/MJ debido a las emisiones de CO₂ del propio yacimiento y de metano, que son independientes a las pérdidas de energía en la extracción y el tratamiento de gas natural. Las pérdidas de energía para dichos procesos oscilan entre 0,101 y 0,0417 MJ/MJ, con un valor esperado de 0,0204 MJ/MJ. Las emisiones de GEI están entre 2,2 y 4,0 g/MJ de gas natural (mín.: 0,0101 x 56,4 g/MJ + 1,63 g/MJ = 2,20 g/MJ; máx.: 0,0417 x 56,4 g/MJ + 1,63 g/MJ = 3,98 g/MJ). Cálculos realizados a partir de los datos obtenidos de GEMIS conducen a una eficiencia en torno a 99% y emisiones de GEI en torno a 2,2 g/MJ.

Tabla 29: Rendimiento y emisiones de GEI en la extracción y el tratamiento de GN

	GEI (g/MJ)	Rendimiento (%)	Energía de entrada (MJ/MJ)
Shell	2,8 (2,2-4,0)	98 (96-99)	1,020 (1,042-1,010)
TotalFinaElf	1,7	98	1,02
GEMIS	2,2	99	1,01
GM	2,8 (2,2-4,0)	98 (96-99)	1,020 (1,042-1,010)

Fuente: GM WTW (2002) y elaboración propia

3.5. Importación por gasoducto

En este apartado se estudia el transporte del gas natural a través de gasoducto desde el yacimiento hasta el territorio nacional. El transporte por gasoducto se realiza a una presión máxima de 72 bar y una presión mínima de 42 bar, por debajo de la cual las pérdidas de carga aumentan muy rápidamente. Esta pérdida de carga debe ser compensada por los compresores de las estaciones de compresión. Se asume que las estaciones de compresión son accionadas por gas natural del propio gasoducto. En estas estaciones se pueden producir fugas de gas natural. La relación de compresión de dichos compresores varía entre 1,4 y 1,6.

Actualmente los gasoductos que aprovisionan gas natural a España son el gasoducto Magreb-España (GME), por el que durante el año 2006 se importaron $3,61 \times 10^{11}$ MJ de gas natural procedentes del yacimiento argelino de Hassi R'mel; y el gasoducto de Larrau, por el que se importaron $8,85 \times 10^{10}$ MJ de gas natural procedentes de Noruega. Los principales yacimientos en Noruega son las plataformas marinas de Troll y de Snøhvit.

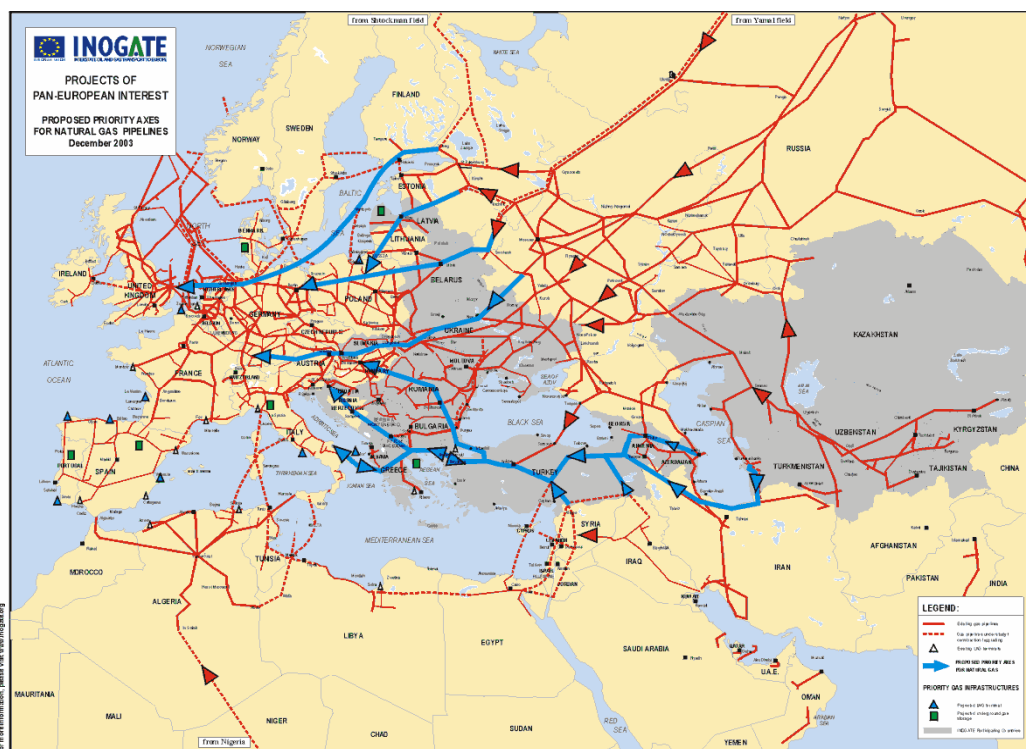
Tabla 30: Importaciones de gas natural en España durante 2006

País de origen	Cantidad (MJ)	Porcentaje (%)
Argelia GN	3,61E+11	80,33
Noruega GN	8,85E+10	19,67
TOTAL	4,50E+11	100

Fuente: Sedigás (2007)

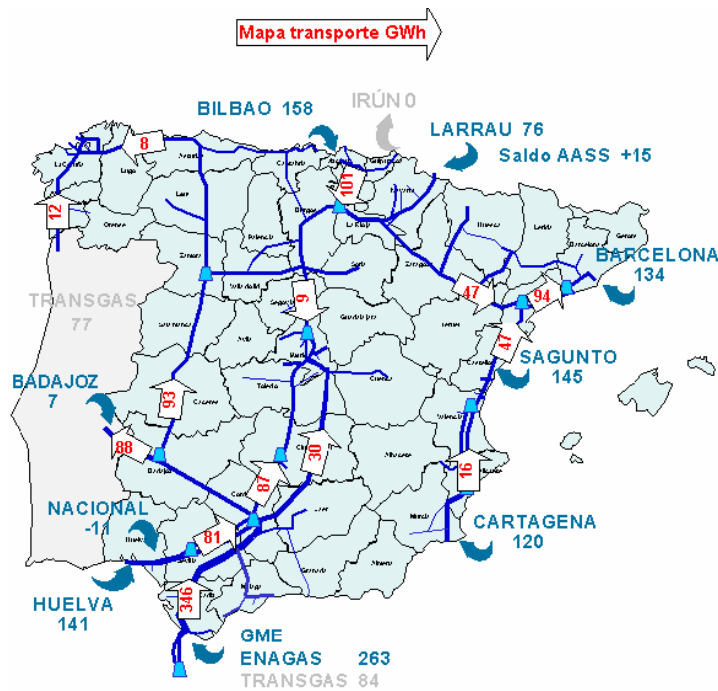
En las dos siguientes figuras se muestra la red de oleoductos en Europa y en España. En la primera se puede ver los tramos que conectan Noruega y Argelia con nuestro país.

Figura 12: Transporte de gas natural en Europa



Fuente: Interstate Oil and Gas Transport to Europe Programme www.inogate.org

Figura 13: Transporte de gas natural en España



Fuente: Boletín Estadístico de gas. Enagás. Abril 2007

En la tabla 31 Se resumen los valores obtenidos para esta etapa del estudio de GM. Se muestra la energía en forma de gas natural y las emisiones de gases de efecto invernadero:

Tabla 31: Balance de energía y emisiones de gases de efecto invernadero en el transporte y distribución de gas natural (red de transporte)

	Gas natural (MJ/MJ)	GEI (g/MJ)
Argelia	0,023	1,4
Noruega	0,039	2,3

Fuente: GM WTW (2002)

3.6. Gas natural licuado

Además de las importaciones de gas natural por gasoducto, se recibe gas natural licuado en las estaciones de regasificación.

3.6.1 Licuefacción

La licuefacción del gas natural se realiza sometiendo a éste a una temperatura de unos -161°C , obteniendo el gas natural licuado (GNL), y reduciendo así su volumen unas 600 veces. De esta forma se hace posible el transporte de gas natural a grandes distancias en buques metaneros y camiones cisterna. El enfriamiento se logra mediante uno o varios procesos en los cuales se recircula el gas con la extracción sucesiva del componente líquido. Los gases más pesados (etano, propano, etc.) y gases inertes se eliminan durante la etapa de licuefacción. Como resultado, la composición del GNL usualmente es más rica en metano (típicamente con un 95 % en volumen) que el gas natural comerciable pero no licuado. Para el presente estudio se

considera que el gas natural licuado está compuesto por un 95 % de metano y un 5 % de etano.

Para realizar la licuefacción se utiliza energía en forma de electricidad y de gas natural, para accionar los turbocompresores de los ciclos de refrigeración.

El consumo de electricidad en una planta de licuefacción de gas natural está en torno a 0,010 kWh_{el}/MJ_{LNG} si el gas se suministra a la planta de licuefacción a una presión de unos 0,6 bar [FfE 1997]. Las emisiones generadas en la licuefacción de gas natural dependen del rendimiento en la generación de energía eléctrica que suministra a la planta de licuefacción. De acuerdo con [TotalFinaElf 2001], el rendimiento en una planta de licuefacción, incluyendo la generación de energía eléctrica, el almacenamiento de GNL y las pérdidas durante la carga del barco metanero, está en torno a un 86,2%.

Si se asume que para producir esa energía eléctrica se emplea una planta con turbina de gas de ciclo combinado con un rendimiento de un 55%, el rendimiento global estaría en torno al 92% (incluyendo el almacenamiento y la carga del barco), que es el valor declarado por Shell [Shell 2001]. Si se asume que se utiliza una turbina de gas convencional con un rendimiento de un 33%, el rendimiento global estaría en torno a un 88%.

3.6.2 Transporte marítimo de GNL

El gas natural licuado se transporta de los centros de licuefacción a las plantas de regasificación en buques metaneros. Hay un continuo crecimiento en la capacidad de los buques metaneros. Actualmente, el rango de 135.000 a 140.000 m³ es el más demandado en cuanto a la capacidad de los buques metaneros. La vida operativa de estos buques normalmente está entre los veinte y los veinticinco años.

Los sistemas de aislamiento de los tanques de los barcos metaneros limitan la evaporación del gas natural (pérdidas por boil-off) y aumentan la capacidad de transporte. El gas evaporado es utilizado en el propio barco como combustible de apoyo, mejorando significativamente el rendimiento de la propulsión y limitando las emisiones de gases de efecto invernadero. En un barco metanero se evapora diariamente entre un 0,15 y un 0,30 % del volumen transportado. El combustible principal utilizado normalmente es fuelóleo pesado. El consumo del barco metanero está comprendido en el rango entre 0,174 [Kaefer 1996] y 0,178 [Hanjin 2000] MJ/tkm⁶

Según “Ship Design and Consult, Hamburg” [SDC 2001], el consumo de combustible de un barco vacío puede ser determinado de manera aproximada usando la siguiente fórmula: [3]

$$\frac{P_{\text{descargado}}}{P_{\text{cargado}}} = \left(\frac{\text{Desplazamiento de agua descargado}}{\text{Desplazamiento de agua cargado}} \right)^{\frac{1}{3}}$$

El desplazamiento de agua es proporcional a la masa del barco. La capacidad de un metanero es de entorno 135 000 m³, que es equivalente a unos 56 700 t de GNL. La masa total de un buque metanero es de unas 112 200 t [MHI 2000]. Por lo tanto, la disminución de consumo de combustible puede ser calculada como: [4]

⁶ tkm: toneladas x kilómetro, en relación a la carga transportada

$$\frac{P_{descargado}}{P_{cargado}} = \left(\frac{112200 - 56700}{112200} \right)^{\frac{1}{3}} = 0,79$$

Esto significa que la demanda de potencia (P) y, por lo tanto el consumo de combustible disminuyen hasta un 79% si el barco viaja vacío.

Durante la descarga del barco se establece un caudal de retorno hacia el barco para compensar el volumen extraído y mantener la temperatura de los depósitos. Por lo tanto, se asume que también durante el viaje de retorno se utiliza gas natural como combustible de apoyo en la propulsión del buque.

En el estudio de GM se han tenido en cuenta estas consideraciones, obteniendo de esta forma estos consumos:

Tabla 32: Características de un barco de transporte de GNL

	Valor	Unidades
Carga de GNL	56700	t
Velocidad	36,1	km/h
Consumo de combustible en el viaje de ida (46% fuelóleo pesado y 54% gas natural)	0,178	MJ/t*km
Consumo de combustible en el viaje de ida (46% fuelóleo pesado y 54% gas natural)	0,141	MJ/t*km

Fuente: Hanjín (2000)

Los metaneros que suministran GNL a España, recorren una distancia media de unos 9260-11112 kilómetros (5000-6000 millas náuticas).

Con las características de la tabla anterior y los datos de emisiones de barcos de fuelóleo y gas natural se puede calcular la energía necesaria y las emisiones en el transporte de GNL. Los resultados se muestran en la siguiente tabla, expresados en forma de MJ/MJ y g/MJ de GNL transportado.

Tabla 33: Energía necesaria y emisiones generadas para el transporte de GNL por barco.

	Mínimo	Máximo	Unidades
Distancia entre puertos	5000	6000	millas
GNL	0,033	0,040	MJ/MJ
Fuelóleo pesado	0,028	0,034	MJ/MJ
Emisiones de CO ₂	4,05	4,85	g/MJ
Emisiones de CH ₄	0,0002	0,0002	g/MJ
Emisiones de N ₂ O	0,0001	0,0001	g/MJ
Total de emisiones de GEI	4,0802	4,8962	g/MJ

Fuente: GM, WTW (2002)

3.6.3 Regasificación

Una vez que el buque metanero atracar en la terminal de la regasificadora, el GNL se descarga, almacena y regasifica.

Los terminales disponen normalmente de al menos dos o tres brazos aislados térmicamente para la descarga y uno para el retorno de vapores al barco para compensar el volumen desplazado en la descarga del metanero. Los tanques de almacenamiento de gas natural licuado en las centrales de regasificación son prácticamente iguales a los de las plantas de licuefacción.

En el año 2006 el gas natural transportado en el sistema gasista español alcanzó los 397.358 GWh. La aportación de Enagás al sistema fue del 76,7%, es decir, 304.773 GWh ($1,097 \times 10^{12}$ MJ). En las plantas se regasificaron 283.805 GWh ($1,022 \times 10^{12}$ MJ) de gas natural licuado.

El consumo de energía en las plantas de regasificación de Enagás en el año 2006 fue de 313 GWh ($1,127 \times 10^9$ MJ). Esto indica unos consumos de energía de 0,0011 MJ/MJ de gas natural regasificado.

En el año 2006 en las plantas de regasificación de Enagás se emitieron a la atmósfera 5.646.000 Nm³ de gas natural, 14,592 t de CO₂, 16 t de CO, y 2 t de NO_x.

Desafortunadamente, no se dispone de datos suficientes para estudiar todos los procesos en los que el GNL está involucrado a su llegada a España, por lo que para el balance final sólo se han considerado los resultados del estudio de GM, que es el más completo.

3.7. Distribución de gas natural a los puntos de entrega

En cada estación de compresión la relación entre la presión final y la presión inicial varía entre 1,4 y 1,6.

La presión en los gasoductos de transporte es siempre superior a 16 bares. En los gasoductos de transporte primario la presión es superior a 60 bares, típicamente unos 72-80 bares, mientras que en los gasoductos de transporte secundario las presiones están comprendidas entre 16 y 60 bares. En los gasoductos de distribución el servicio se establece a presiones inferiores a 16 bares, distinguiéndose entre gasoductos de

alta presión (más de 4 bares), de media presión (entre 0,05 bares y 4 bares) y de muy baja presión (menos de 0,05 bares).

En el año 2006 Enagás emitió 7,9 millones de Nm³ de gas natural, lo que representó un 0,04% sobre el gas transportado y una reducción del 74,4% respecto al año anterior. A esta reducción contribuyeron fundamentalmente las mejoras en la planta de Barcelona, donde se instaló una antorcha de seguridad, un relicuador y un compresor para recuperar el boil-off generado y eliminar las emisiones de gas natural directamente a la atmósfera.

En el año 2006, se consumieron 1.218 GWh (4,3848x10⁹ MJ) de energía en todas las instalaciones de Enagás, lo que supone un 0,4% sobre el total de energía transportada. Del total de energía consumida, el 82% correspondió a autoconsumos de gas natural y el 18% restante al consumo de energía eléctrica. La mayor parte de energía se consumió en las estaciones de compresión de la red básica de gasoductos, cuyo valor representa el 58% del total.

Como ya se ha comentado anteriormente, sólo se han tenido en cuenta para el balance final los resultados de General Motors por ser los más completos y suficientemente representativos.

3.8. Gas natural comprimido

Los vehículos de gas natural comprimido repostan en las estaciones de gas natural llenando sus depósitos a una presión de unos 250 bar. El suministro a los puntos de entrega se realiza a baja presión desde la red de gasoductos. Hay dos tipos diferenciados de suministro de gas por gasoducto a las estaciones de servicio.

Suministro a la estación de servicio con gas natural 1 bar. En el punto de suministro de gas natural se comprime el gas natural desde una presión de entrada de 1 bar hasta una presión de 250 bar.

Suministro a la estación de servicio con gas natural a alta presión. En el punto de suministro de gas natural se comprime el gas natural desde una presión de entrada de 40 bar hasta una presión de 250 bar.

En el caso 1) el gas natural es suministrado a la estación de servicio a través de la red de distribución, al igual que se realiza el suministro de gas natural a viviendas. Por otra parte, en el caso 2) el suministro de gas natural se realiza desde un gasoducto de transporte, de igual manera que se realiza el suministro de gas natural de forma habitual a grandes consumidores industriales o a plantas de generación eléctrica.

Los compresores son accionados por energía eléctrica. La energía eléctrica para la compresión del gas natural, según el fabricante Bauer Kompressoren, es de 0,011kWh/MJ de GNC para el caso de la compresión desde 1 hasta 250 bar; y de 0,003 kWh/MJ de GNC en el caso de la compresión desde 40 bar hasta 250 bar. Teniendo en cuenta la producción de energía eléctrica en España, los resultados en esta etapa son los siguientes, expresados en MJ/MJ y g/MJ de GNC distribuido:

Tabla 34: Energía y emisiones en la distribución de GNC

	Compresión 1bar-250 bar	Compresión 40bar-250 bar
Energía (MJ/MJ)	0,135	0,0367
CO ₂ (g/MJ)	6,57	1,79
CH ₄ (g/MJ)	0,014	0,004
N ₂ O (g/MJ)	0,12E-03	3,326E-05
Total GEI (g/MJ)	6,90	1,88

Fuente: Elaboración propia

Al no disponer de datos sobre la proporción de uno y otro sistema en España, se supondrá un valor medio entre los obtenidos para obtener un dato global de esta etapa.

3.9. Balance energético y emisiones del suministro de gas natural

En este apartado se resumen los resultados obtenidos para la cadena de gas natural.

En la tabla siguiente se muestra la proporción de gas natural suministrado en España por las dos vías posibles, en el año 2006.

En la tabla 36 se resumen los resultados obtenidos para el suministro de gas natural

Tabla 35: Proporción de gas natural por las diferentes vías en 2006

	Energía (MJ)	Fracción (%)
GN por gasoducto	4,495E+11	30,47
GN por GNL	1,025E+12	69,5
Total	1,475E+12	100

Fuente: Sedigás

por gasoducto. Como se ha explicado, dicho suministro se realiza desde Argelia y Noruega.

En la tabla 37 se muestra el resumen de GM para el camino de GNL. Como ya se ha

Tabla 36: Balance de energía y emisiones en el suministro de GNC por gasoducto

	Balance (MJ _{entrada} /MJ _{salida})	Energía externa consumida (MJ/MJ _{final})	Emisiones de GEI (g/MJ)
Extracción y procesado	1,010	0,013	3,12
Transporte por gasoducto	1,026	0,028	1,71
Distribución	1,0858	0,086	4,39
Total	1,126	0,128	9,22

Fuente: Elaboración propia

comentado, no se ha dispuesto de datos de otras fuentes los suficientemente fiables como para completar el estudio.

Los valores del balance se refieren al cociente (Energías entrantes/Energías salientes) en cada proceso y el total se halla calculando el producto de todos ellos. Se puede comprobar que restando la energía externa total consumida a este valor se obtiene 1 MJ de producto final que llega al depósito.

Tabla 37: Balance de energía y emisiones en el suministro de GNC por medio de GNL

	Balance (MJ _{entrada} /MJ _{salida})	Energía externa consumida (MJ/MJ _{final})	Emisiones de GEI (g/MJ)
Extracción y procesado	1,017	0,02	2,8
Licuefacción	1,071	0,08	5,3
Terminal de GNL	1,009	0,01	0,7
Transporte marítimo GNL	1,067	0,07	4,7
Terminal de GNL	1,010	0,01	0,7
Distribución por camión de GNL	1,020	0,02	1,2
Estación de servicio	1,010	0,01	0,4
Total	1,220	0,22	15,8

Fuente: GM WTW (2002)

De nuevo, los valores del balance se refieren al cociente (Energías entrantes/Energías salientes) en cada proceso y el total se halla calculando el producto de todos ellos.

BIBLIOGRAFÍA

Álvarez Pelegrý, Eloy y Balbás Peláez, Jacobo (2003): El Gas Natural: del yacimiento al consumidor. Aprovisionamientos y cadena del gas natural licuado. CIE Inversiones Editoriales Dossat-2000, S.L.

García Álvarez, A. (2006): Usos de la energía en el transporte. Fundación de los Ferrocarriles Españoles.

CIEMAT (2005): Análisis del Ciclo de Vida de Combustibles alternativos para el Transporte. Fase I. Análisis de Ciclo de Vida Comparativo del Etanol de Cereales y de la Gasolina. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Madrid (2005).

CIEMAT (2006). Análisis del Ciclo de Vida de Combustibles alternativos para el Transporte. Fase II. Análisis de Ciclo de Vida Comparativo del Biodiésel y del Diésel. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Madrid (2006).

CORES, (2006). Boletín Estadístico de Hidrocarburos. Resumen año 2005. Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (Junio 2006).

CNE (2004). Informe sobre la situación de los gases licuados del petróleo como carburante de automoción en España. Comisión Nacional de la Energía

Hickman, A. J. (1999). Methodology for Calculation Transport Emissions and Energy Consumption". Project Report SE/491/98. Transport Research Laboratory.

GM WTW (2002) Choudhury, Raj (2002). GM Well-To-Wheel Analysis of energy use and greenhouse gas emissions of advanced fuel/ vehicle systems - A European study. L-B-System GmbH.

Shell (2001): Shell's inputs to the BM-BST LCA Study. Octubre 2001.

Shell (2002): Shell's inputs to the BM-BST LCA Study. Abril 2002.

TotalFinaElf (2001): TotalFinaElf. Noviembre 2001

TotalFinaElf (2002): TotalFinaElf. Enero 2002

Kaefer (1996): Kaefer Isoliertechnik: LNG-Tankschiff, 1996.

Hanjin (2000): Hanjin Ras Laffan's Maiden Voyage: Linkage Spetember 2000.

SDC (2001): Jensen, Ship Design and Consult. Hamburg, diciembre 2001.

FfE (1997): Mauch, W. Forschungstelle für Energiewirtschaft (FfE), Fröchtenicht, R.; BMW AG; Energieaufwand und Kosten für die Bereitstellung von Erdgas als CNG und LNG, VDE/VDI/GFPE - Tagungsband der Schliersee-Tagung "Dezentrale, zentrale und globale Energiesystemen - Bausteine eines optimierten Energieverbunds"; April 1997.

GEMIS (2001): GEMIS (Global Emission Model of Integrated Systems), versión 4.07, 2001 <http://www.oeko-institut.org/services/gemis/index.htm>

Mandil, Claude. Manual de estadísticas energéticas. Agencia Internacional de la energía.

Peris Mingot, Antoni (2007). Balance energético. El sector del gas. 2006. Sedigas.

Peris Mingot, Antoni (2007). Informe anual 2006. Sedigas.

Llardén Carratalá, Antonio (2007) Informe anual 2006. Enagás.

Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes. (BOE n. 41 de 17/2/2006).

Yunta Huete, Raúl (2005). La liberalización del sector del gas natural. Comisión Nacional de Energía.

UAM (2007): Informe sobre el tráfico internacional y el consumo de carburante en el sector aeronáutico. Grupo de Investigación en consumo energético del transporte aéreo de la Universidad Autónoma de Madrid. Nota Técnica EnerTrans. Diciembre de 2007.

U.OVIEDO (2008): Informe sobre el tráfico y el consumo de carburante en el sector marítimo en España. Grupo de investigación en consumo energético del transporte marítimo de la Universidad de Oviedo. Nota Técnica EnerTrans. Enero 2008.

López, J.M. (2007). El automóvil y el medio ambiente. El reto del vehículo automóvil frente a la reducción global del CO₂. Editorial Cie-Dossat. ISBN: 978-84-96437-70-8.

GLOSARIO

AOP: Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos

Condiciones estándar: 15 ° C y 760 mm de mercurio.

Condiciones normales: 0° C y 760 mm de mercurio.

GLP: gas licuado del petróleo. Son hidrocarburos livianos y parafínicos derivados de procesos de refinación y estabilización de petróleo crudo y de plantas de procesamiento de gas natural. Consisten principalmente en propano y butano o una combinación de los ambos. También podrían incluir propileno, butileno, isobuteno e isobutileno. El GLP normalmente se licua bajo presión para el transporte y almacenamiento.

GN: gas natural.

GNC: gas natural comprimido

GNL: gas natural licuado

GEI: gases de efecto invernadero

PCI: poder calorífico inferior

PCS: poder calorífico superior

LNG: líquidos de gas natural. Son hidrocarburos líquidos o licuados que se recuperan del gas natural

Nm³: metros cúbicos (m³) en condiciones normales, es decir, a 0 °C y 760 mmHg.

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

Figura 1: Esquema de la cadena del petróleo	6
Figura 2: Importaciones de crudo por países de origen. Año 2005	7
Gráfico 1: Importaciones de crudo por países de origen. Año 2005	7
Tabla 1: Origen del suministro de crudo a la refinería de Algeciras en el año 2001. ...	8
Tabla 2: Balance energético en la extracción de petróleo crudo según el estudio de GM	9
Figura 3: Transporte de crudo en Europa	11
Figura 4: Regiones productoras y oleoductos en Noruega	12
Tabla 3: Distancias medias de oleoducto y cantidad de crudo transportado según el país de procedencia	13
Tabla 4: Oleoducto medio	13
Gráfico 2: Distribución de la procedencia de energía eléctrica en España	14
Tabla 5: Consumo de energía y emisiones en el transporte de petróleo por oleoducto	14
Tabla 6: Balance energético y emisiones del transporte marítimo de crudo	15
Tabla 7: Factores de emisión	15
Tabla 8: Resumen de resultados para esta etapa	16
Tabla 9: Energía y emisiones según el estudio de GM	16
Figura 5: Esquema del refino de petróleo	18
Tabla 10: Entradas del proceso de refino	19
Tabla 11: Salidas del proceso de refino	19
Tabla 12: Emisiones atmosféricas del proceso de refino	20
Tabla 13: Asignación de consumo energético a cada producto	20
Tabla 14: Balance energético en la refinería	20
Tabla 15: Asignación de emisiones en la refinería	21
Tabla 16: Camión cisterna diesel EURO-4 (MMA: 40 t)	22
Figura 6: Instalaciones de recepción de productos refinados en España	22
Tabla 17: Distribución de gasóleo y gasolina	23
Tabla 18: Energía y emisiones en las estaciones de servicio	23
Figura 7: Puntos fijos de suministro de gasóleo para ferrocarriles	24
Tabla 19: Evolución del suministro de combustible marino en España (mies de toneladas)	25
Figura 8: Esquema flujo del queroseno	26
Tabla 20: Buque-tanque 500-20000 TPM/costa	27
Tabla 21: Energía y emisiones en la distribución de queroseno	27
Tabla 22: Cantidad de GLP vendida por cada empresa en 2002	28
Figura 9: Estaciones de servicio que suministran GLP auto (julio de 2003)	29

Tabla 23: Energía y emisiones en la distribución de GLP	29
Tabla 24. Tipos de combustibles marinos	30
Tabla 25: Energía y emisiones en la distribución de queroseno	31
Tabla 26: Composición volumétrica del gas natural.....	32
Figura 10: Cadena del Gas Natural	33
Tabla 27: Aprovisionamiento de gas natural en España. Año 2006.....	34
Gráfico 3: Aprovisionamiento de gas natural en España. Año 2006.....	34
Tabla 29: Rendimiento y emisiones de GEI en la extracción y el tratamiento de GN. 35	
Tabla 30: Importaciones de gas natural en España durante 2006	36
Figura 12: Transporte de gas natural en Europa	36
Figura 13: Transporte de gas natural en España	37
Tabla 31: Balance de energía y emisiones de gases de efecto invernadero en el transporte y distribución de gas natural (red de transporte)	37
Tabla 32: Características de un barco de transporte de GNL.....	39
Tabla 33: Energía necesaria y emisiones generadas para el transporte de GNL por barco.	40
Tabla 34: Energía y emisiones en la distribución de GNC	42
Tabla 35: Proporción de gas natural por las diferentes vías en 2006.....	42
Tabla 36: Balance de energía y emisiones en el suministro de GNC por gasoducto ..	42
Tabla 37: Balance de energía y emisiones en el suministro de GNC por medio de GNL	43

Documentos del Proyecto EnerTrans

Monografías EnerTrans

Monografía 1: “El sistema español de transporte y sus impactos sobre la sostenibilidad”: José Ignacio Pérez Arriaga, Eduardo Pilo de la Fuente, Ignacio de L. Hierro Ausín

Monografía 2: “Usos de la energía en el transporte”: Alberto García Álvarez, M^a del Pilar Martín Cañizares

Monografía 3: “Modelos de consumos y emisiones: Estado del arte”: Timoteo Martínez Aguado, Aurora Ruiz Rúa, Ana Isabel Muro

Monografía 4: “Análisis de las estadísticas de consumos energéticos y emisiones de CO₂ en el transporte”: Alberto Cillero, Paula Bouzada Outeda

Monografía 5: “Tablas input-output relacionadas con las estadísticas de consumos y emisiones en el transporte”: Timoteo Martínez Aguado, Aurora Ruiz Rúa, Ana Isabel Muro Rodríguez

Monografía 6: “Métrica y estandarización de los consumos y emisiones en el transporte”: Alberto Cillero Hernández, Paula Bouzada Outeda, Alberto García Álvarez, M^a del Pilar Martín Cañizares

Monografía 7: “Incremento de recorrido en el transporte por longitud de caminos, operación y gestión”: Alberto Cillero Hernández, Paula Bouzada Outeda, Alberto García Álvarez, M^a del Pilar Martín Cañizares

Monografía 8: “Flujos del petróleo y del gas natural para el transporte”: José M^a López Martínez, Javier Sánchez Alejo, Álvaro Gómez, Ángel Fernández.

Monografía 9: “Flujos de la energía de la electricidad para el transporte”: Eduardo Pilo de la Fuente, José Ignacio Pérez Arriaga, Ignacio de L. Hierro Ausín, Jesús Jiménez Octavio

Monografía 10: “Consumo de energía y emisiones asociadas a la construcción y mantenimiento de infraestructuras”: Timoteo Martínez Aguado, M^a José Calderón Milán, Ana Isabel Muro Rodríguez

Monografía 11: “Consumo de energía y emisiones asociadas a la construcción y mantenimiento de vehículos”: José M^a López Martínez, Javier Sánchez Alejo

Monografía 12: “Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por coche y camión”: José María López Martínez, Javier Sánchez Alejo

Monografía 13: “Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por autobús y autocar”: Alberto Cillero Hernández, Gustavo Martinelli, Paula Bouzada Outeda

Monografía 14: “Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por avión”: Grupo de investigación en consumo energético del transporte aéreo de la Universidad Autónoma de Madrid

Monografía 15: “Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por barco”: Grupo de investigación del transporte marítimo de la Fundación Universidad de Oviedo

Monografía 16: “Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por ferrocarril”: Alberto García Álvarez, M^a del Pilar Martín Cañizares

Monografía 17: “Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por tubería”: Manuel Cegarra Plané

Monografía 18: “ENERTRANS: Modelo de cálculo y predicción de los consumos energéticos y emisión del sistema de transporte que permita valorar la sensibilidad de los consumos a las decisiones de inversión en infraestructura y de política de transporte”: Grupo de investigación del proyecto Enertrans

Notas técnicas EnerTrans

Nota técnica 1: “Introducción al transporte por tubería”: Manuel Cegarra Plané

Nota técnica 2: “Informe sobre el tráfico internacional y el consumo de carburante en el sector aeronáutico”: Grupo de investigación en consumo energético del transporte aéreo de la Universidad Autónoma de Madrid

Nota técnica 3: “Informe sobre el suministro de combustible en los aeropuertos en España”: Grupo de investigación en consumo energético del transporte aéreo de la Universidad Autónoma de Madrid

Nota técnica 4: “Estudio sobre las variables que influyen en el incremento de recorridos o incidencia del cociente entre trayectoria y desplazamiento en el transporte aéreo”: Grupo de investigación en consumo energético del transporte aéreo de la Universidad Autónoma de Madrid

Nota técnica 5: “Estudio sobre las variables que influyen en el incremento de recorridos o incidencia del cociente entre trayectoria y desplazamiento en el transporte ferroviario”: Alberto García Álvarez, Eduardo Fernández González

Nota técnica 6: “Estudio sobre las variables que influyen en el incremento de recorridos o incidencia del cociente entre trayectoria y desplazamiento en el transporte por tubería”: Manuel Cegarra Plané

Nota técnica 7: “Informe sobre el tráfico español y el consumo de carburante en el sector marítimo”: Grupo de investigación del transporte marítimo de la Fundación Universidad de Oviedo

Nota técnica 8: “Análisis de documentación referida al transporte marítimo”: Grupo de investigación del transporte marítimo de la Fundación Universidad de Oviedo

Nota técnica 9: “Aspectos generales del transporte marítimo”: Grupo de investigación del transporte marítimo de la Fundación Universidad de Oviedo

Nota técnica 10: “Características de la navegación marítima”: Grupo de investigación del transporte marítimo de la Fundación Universidad de Oviedo

Nota técnica 11: “Consumo de los servicios auxiliares en el automóvil”: José M^a López Martínez, Juan José Herrero

Nota técnica 12: “Notas sobre los valores del coeficiente de resistencia a la rodadura”: José M^a López Martínez, Juan José Herrero

Nota técnica 13: “Tipos de aeronaves según su compañía constructora”: Grupo de investigación en consumo energético del transporte aéreo de la Universidad Autónoma de Madrid

