



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

ANÁLISIS E IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDAS PARA LA
REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE
EFECTO INVERNADERO EN UNA EMPRESA DEL
SECTOR GASISTA

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Química

AUTOR/A: Torner Cantó, Elisa Alicia

Tutor/a: Montañés Sanjuan, María Teresa

Cotutor/a: García Gabaldón, Montserrat

Cotutor/a externo: PICAZO DIAZ, INES

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto
invernadero en una empresa del sector gasista

RESUMEN

Las emisiones de gases de efecto invernadero son unos de los principales problemas que afectan al cambio climático. Como se refleja en el Acuerdo de París, el objetivo principal es: “Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático” (Naciones Unidas - El Acuerdo de Paris, 2015). Mediante la cuantificación de esas emisiones de gases de efecto invernadero, las empresas son capaces de identificar los riesgos y las oportunidades de negocio. Las nuevas políticas medioambientales sobre la reducción de emisiones provocan que las empresas deban modificar aspectos para mejorar el impacto que ejercen en el medio ambiente. La cuantificación de las emisiones de gases de efecto invernadero es necesaria para adoptar medidas de reducción de emisiones, optimizando los procesos y realizando mejoras de eficiencia energética. Además, es un proceso clave como estrategia para la toma de decisiones de la empresa.

Este trabajo se realiza bajo los criterios de la norma UNE-EN ISO 14064 y del GHG protocol, mediante el que se calcula la huella de carbono del año 2021 de una empresa del sector gasista. Se cuantifican las emisiones pertenecientes a las categorías 1, 2, 3 y 4, es decir, emisiones directas e indirectas producidas por las actividades de la empresa. Los factores de emisión se obtienen de fuentes oficiales y los datos de actividad es información pública obtenida de varias plantas para la estimación de las emisiones.

Además, la Comisión Europea junto con Estados Unidos lanzan el compromiso global respecto al metano, una iniciativa que persigue el siguiente objetivo: *“Countries joining the Global Methane Pledge commit to a collective goal of reducing global methane emissions by at least 30 percent from 2020 levels by 2030 and moving towards using best available inventory methodologies to quantify methane emissions, with a particular focus on high emission sources”*. Por ello, se propone una metodología de cuantificación de las emisiones de metano producidas por emisiones fugitivas o venteos durante las actividades de la empresa.

Como resultado se obtiene un elevado potencial de reducción en las categorías de emisiones indirectas. En estas categorías la empresa no puede implementar medidas de reducción de emisiones, pero tiene la capacidad de influir en el resto de las organizaciones. Mediante la publicación del resultado de estas emisiones, puede acelerar el cambio del resto de organizaciones a cuantificar sus emisiones y así reducirlas y compensarlas. También se incluye el presupuesto del estudio.

Palabras Clave: Huella de Carbono, Gases de efecto invernadero, Reducción de emisiones, GHG protocol, ISO 14064, Sector gasista, Cambio climático

RESUM

Les emissions de gasos d'efecte hivernacle són uns dels principals problemes que afecten el canvi climàtic. Com es reflecteix en l'Acord de París, l'objectiu principal és: "Mantindre l'augment de la temperatura mitjana mundial molt per davall de 2 °C respecte als nivells preindustrials, i prosseguir els esforços per a limitar eixe augment de la temperatura a 1,5 °C respecte als nivells preindustrials, reconeixent que això reduiria considerablement els riscos i els efectes del canvi climàtic". Per mitjà de la quantificació d'eixes emissions de gasos d'efecte hivernacle, les empreses són capaces d'identificar els riscos i les oportunitats de negoci. Les noves polítiques mediambientals sobre la reducció d'emissions provoquen que les empreses hagen de modificar aspectes per a millorar l'impacte que exercixen en el medi ambient. La quantificació de les emissions de gasos d'efecte hivernacle és necessària per a adoptar mesures de reducció d'emissions, optimitzant els processos i realitzant millores d'eficiència energètica. A més, és un procés clau com a estratègia per a la presa de decisions de l'empresa."

Este treball es realitza davall els criteris de la norma UNE-EN ISO 14064 i del GHG protocol, Per mitjà del quals, es calcula l'empremta de carboni de l'any 2021 d'una empresa del sector gasista. Es quantifiquen les emissions pertanyents les categories 1, 2, 3 i 4, és a dir, emissions directes i indirectes produïdes per les activitats de l'empresa. Els factors d'emissió s'obtenen de fonts oficials i les dades d'activitat son informació publica obtinguda d'unes quantes plantes per a l'estimació de les emissions.

A més, la Comissió Europea junt amb Estats Units llancen el compromís global respecte al metà, una iniciativa que persegueix l'objectiu següent: "*Countries joining the Global Methane Pledge commit to a collective goal of reducing global methane emissions by at least 30 percent from 2020 levels by 2030 and moving towards using best available inventory methodologies to quantify methane emissions, with a particular focus on high emission sources*". Per això, es proposa una metodologia de quantificació de les emissions de metà produïdes per emissions fugitives o venteos durant les activitats de l'empresa.

Com a resultat s'obté un elevat potencial de reducció en les categories d'emissions indirectes. En estes categories l'empresa no pot implementar mesures de reducció d'emissions, però té la capacitat d'influir en la resta d'organitzacions. Per mitjà de la publicació del resultat d'estes emissions pot accelerar el canvi de la resta d'organitzacions a quantificar les seues emissions i així reduir-les i compensar-les. També s'inclou el pressupost de l'estudi.

Paraules Clau: Empremta de Carboni, Gasos d'efecte hivernacle, Reducció d'emissions, GHG protocol, ISO 14064, Sector gasista, Canvi climàtic

ABSTRACT

Greenhouse gas emissions are one of the main problems that affect climate change. As reflected in the Paris Agreement, the main goal is to: “Keep the global average temperature increase below 2°C above pre-industrial levels, and pursue efforts to limit that temperature increase to 1.5°C above pre-industrial levels, recognizing that this would significantly reduce the risks and impacts of climate change”. By quantifying those greenhouse gas emissions, companies are able to identify business risks and opportunities. The new environmental policies on the reduction of emissions cause companies to modify aspects to improve the impact they have on the environment. The quantification of greenhouse gas emissions is necessary to adopt emission reduction measures, optimizing processes and making energy efficiency improvements. In addition, it is a key process as a strategy for the company's decision-making.

This work is carried out under the criteria of the UNE-EN ISO 14064 and the GHG protocol, through which the carbon footprint for the year 2021 of a company in the gas sector is calculated. Emissions belonging to categories 1, 2, 3 and 4 are quantified, that is, direct and indirect emissions produced by the company's activities. The emission factors are obtained from official sources and the activity data is public information obtained from various plants for the estimation of emissions.

In addition, the European Commission together with the United States launch the global commitment regarding methane, an initiative that pursues the following objective: “Countries joining the Global Methane Pledge commit to a collective goal of reducing global methane emissions by at least 30 percent from 2020 levels by 2030 and moving towards using best available inventory methodologies to quantify methane emissions, with a particular focus on high emission sources”. For this reason, a methodology for quantifying methane emissions produced by fugitive emissions or venting during the company's activities is proposed.

As a result, a high reduction potential is obtained in the categories of indirect emissions. In these categories, the company can not implement emission reduction measures, but it has the capacity to influence the rest of the organizations. By publishing the result of these emissions, they can accelerate the change of other organizations to quantify their emissions, reduce and offset them. The study budget is also included.

Keywords: Carbon footprint, Greenhouse gases, Emission reduction, GHG protocol, ISO 14064, Gas sector, Climate change

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFM

- DOCUMENTO I: Memoria
- DOCUMENTO II: Presupuesto

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. El gas natural	1
1.2. El proceso de regasificación	2
1.3. Aspectos ambientales de una planta de regasificación	3
1.4. Los sistemas de gestión ambiental.....	4
1.4.1. Certificación según Norma ISO 14001.....	5
1.4.2. Certificación según Reglamento EMAS	5
1.5. El cambio climático.....	6
1.5.1. Pacto Verde	7
1.5.2. Taxonomía	7
1.5.3. Objetivos de Desarrollo Sostenible	8
1.5.4. Science Base Targets	8
1.5.5. Legislación	10
1.6. Informes de sostenibilidad	13
1.6.1. Informes de emisiones de gases de efecto invernadero.....	15
1.6.2. Verificación y certificación de la huella de carbono.....	16
1.6.3. Beneficios del cálculo de la huella de carbono	16
2. OBJETIVO Y JUSTIFICACIÓN	18
2.1. Objetivos generales	18
2.2. Objetivos específicos	19
3. PLANIFICACIÓN DEL TRABAJO	20
3.1. Cronograma.....	20
4. METODOLOGÍAS PARA CUANTIFICAR LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	22
4.1. Greenhouse Gas Protocol.....	22
4.2. Norma UNE-EN ISO 14064:2019	24
4.3. Iniciativa Oil & Gas Methane Partnership 2.0	26
5. SELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	28

6. CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO.....	31
6.1. Área de estudio	31
6.1.1. Identificación de las fuentes de emisión directas	31
6.1.2. Recopilación de datos	32
6.2. Cálculo de las emisiones de la categoría 1	32
6.2.1. Identificación de las subcategorías	33
6.2.2. Metodología de cálculo	34
6.2.2.1. Emisiones de combustión estacionaria	35
6.2.2.2. Emisiones fugitivas	37
6.2.2.3. Emisiones de combustión móvil.....	38
6.2.2.4. Emisiones de procesos industriales.....	39
6.3. Cálculo de las emisiones de la categoría 2	39
6.3.1. Metodología de cálculo	40
6.4. Cálculo de las emisiones de la categoría 3	41
6.4.1. Identificación de las subcategorías	41
6.4.2. Metodología de cálculo	42
6.4.2.1. Transporte y distribución aguas arriba.....	42
6.4.2.2. Transporte y distribución aguas abajo	46
6.4.2.3. Desplazamiento diario de los empleados	54
6.4.2.4. Transporte de clientes y visitantes.....	61
6.4.2.5. Viajes de negocios	62
6.5. Cálculo de las emisiones de la categoría 4	62
6.5.1. Identificación de las subcategorías	62
6.5.2. Metodologías de cálculo	63
6.5.2.1. Productos comprados	63
6.5.2.2. Residuos generados en las operaciones.....	64
6.6. Totalidad de las emisiones	68
6.7. Verificación	68
7. CÁLCULO DE LAS EMISIONES DE METANO	69
7.1. Monitorización	76
7.2. Análisis e implementación de medidas	77
8. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	79
8.1. Medidas para reducir la huella de carbono	83
8.2. Plan de mitigación y compensación	84

8.3. Estudio económico de las medidas a implementar	85
9. CONCLUSIONES	87
10. BIBLIOGRAFÍA.....	89

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

1. PRESUPUESTOS PARCIALES	98
1.1. Coste personal.....	98
1.2. Coste material	98
1.3. Costes generales.....	99
2. PRESUPUESTO TOTAL	99

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto
invernadero en una empresa del sector gasista

DOCUMENTO I:
MEMORIA

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto
invernadero en una empresa del sector gasista

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. El gas natural	1
1.2. El proceso de regasificación	2
1.3. Aspectos ambientales de una planta de regasificación	3
1.4. Los sistemas de gestión ambiental.....	4
1.4.1. Certificación según Norma ISO 14001.....	5
1.4.2. Certificación según Reglamento EMAS	5
1.5. El cambio climático.....	6
1.5.1. Pacto Verde	7
1.5.2. Taxonomía	7
1.5.3. Objetivos de Desarrollo Sostenible	8
1.5.4. Science Base Targets	8
1.5.5. Legislación	10
1.6. Informes de sostenibilidad	13
1.6.1. Informes de emisiones de gases de efecto invernadero.....	15
1.6.2. Verificación y certificación de la huella de carbono.....	16
1.6.3. Beneficios del cálculo de la huella de carbono	16
2. OBJETIVO Y JUSTIFICACIÓN	18
2.1. Objetivos generales	18
2.2. Objetivos específicos	19
3. PLANIFICACIÓN DEL TRABAJO	20
3.1. Cronograma.....	20
4. METODOLOGÍAS PARA CUANTIFICAR LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	22
4.1. Greenhouse Gas Protocol.....	22
4.2. Norma UNE-EN ISO 14064:2019	24
4.3. Iniciativa Oil & Gas Methane Partnership 2.0	26
5. SELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	28
6. CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO.....	31
6.1. Área de estudio	31
6.1.1. Identificación de las fuentes de emisión directas	31
6.1.2. Recopilación de datos	32
6.2. Cálculo de las emisiones de la categoría 1	32

6.2.1. Identificación de las subcategorías	33
6.2.2. Metodología de cálculo	34
6.2.2.1. Emisiones de combustión estacionaria	35
6.2.2.2. Emisiones fugitivas	37
6.2.2.3. Emisiones de combustión móvil.....	38
6.2.2.4. Emisiones de procesos industriales.....	39
6.3. Cálculo de las emisiones de la categoría 2	39
6.3.1. Metodología de cálculo	40
6.4. Cálculo de las emisiones de la categoría 3	41
6.4.1. Identificación de las subcategorías	41
6.4.2. Metodología de cálculo	42
6.4.2.1. Transporte y distribución aguas arriba.....	42
6.4.2.2. Transporte y distribución aguas abajo	46
6.4.2.3. Desplazamiento diario de los empleados	54
6.4.2.4. Transporte de clientes y visitantes.....	61
6.4.2.5. Viajes de negocios	62
6.5. Cálculo de las emisiones de la categoría 4	62
6.5.1. Identificación de las subcategorías	62
6.5.2. Metodologías de cálculo	63
6.5.2.1. Productos comprados	63
6.5.2.2. Residuos generados en las operaciones.....	64
6.6. Totalidad de las emisiones	68
6.7. Verificación.....	68
7. CÁLCULO DE LAS EMISIONES DE METANO	69
7.1. Monitorización	76
7.2. Análisis e implementación de medidas	77
8. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	79
8.1. Medidas para reducir la huella de carbono	83
8.2. Plan de mitigación y compensación	84
8.3. Estudio económico de las medidas a implementar	85
9. CONCLUSIONES	87
10. BIBLIOGRAFÍA.....	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Comparación de las categorías del Greenhouse Gas Protocol y de la norma UNE-EN ISO 14064:2019	28
Tabla 2: Factores de emisión del gas natural y el gasóleo	34
Tabla 3: Datos del consumo de gasóleo (MWh) en equipos fijos de diversas plantas de regasificación de GNL	36
Tabla 4: Datos de comercio de derechos de emisión en diversas plantas de regasificación de GNL ...	37
Tabla 5: Datos del consumo de gasóleo (L) en equipos móviles de diversas plantas de regasificación de GNL	39
Tabla 6: Datos del consumo de energía eléctrica (MWh) en diversas plantas de regasificación de GNL	40
Tabla 7: Cálculo de las emisiones indirectas producidas por el consumo de energía eléctrica (categoría 2) en una planta de regasificación.	41
Tabla 8: Datos de los buques que llegan a diversas plantas de regasificación	43
Tabla 9: Datos de la procedencia de los buques que llegan a la planta de regasificación.....	44
Tabla 10: Cálculo de las emisiones de GEI en toneladas de CO ₂ equivalente producidas por el transporte marítimo.....	45
Tabla 11: Factores de emisión de camiones cisterna del año 2021.....	47
Tabla 12: Datos de las cisternas anuales de diversas plantas de regasificación de GNL	48
Tabla 13: Cálculo de las emisiones de GEI en toneladas de CO ₂ equivalente debidas al transporte terrestre de GNL.....	49
Tabla 14: Datos del número de empleados de diversas plantas de regasificación de GNL	54
Tabla 15: Estimación del número de vehículos según tipo de combustible de los empleados de la planta de regasificación.....	56
Tabla 16: Estimación del número de vehículos según tamaño de los empleados de la planta de regasificación.....	57
Tabla 17: Cálculo de las emisiones de GEI en gramos de CO ₂ equivalente producidas por los desplazamientos de los empleados de sus hogares al centro de trabajo.....	59
Tabla 18: Cálculo de las emisiones de GEI en toneladas de CO ₂ equivalente producidas por los productos comprados.	64
Tabla 19: Datos de la producción de residuos en toneladas anuales de diversas plantas de regasificación de GNL	65
Tabla 20: Factores de emisión para residuos peligrosos y no peligrosos en función del tratamiento que reciben	66
Tabla 21: Cálculo de las emisiones de GEI en kilogramos de CO ₂ equivalente producidas por la gestión de los residuos.....	67
Tabla 22: Resumen de las emisiones totales de CO ₂ de una planta de regasificación de GNL.....	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Fases del proceso del gas natural	1
Figura 2: Diagrama de flujo del proceso de regasificación	3
Figura 3: Logotipo EMAS	6
Figura 4: Objetivos de Desarrollo Sostenible	8
Figura 5: Actividades del sector del petróleo y el gas incluidas en la metodología del SBTi	10
Figura 6: Anexo I de la directiva sobre el comercio de derechos de emisión	12
Figura 7: Logotipo GRI	14
Figura 8: Logotipo Sustainability Accounting Standards Board	15
Figura 9: Diagrama de Gantt del proyecto	20
Figura 10: Tipos de alcances para cuantificar las emisiones de gases de efecto invernadero	23
Figura 11: Diferentes Normas ISO sobre el programa de gases de efecto invernadero en las organizaciones.....	24
Figura 12: Factor de emisión del metano.....	34
Figura 13: Factores de emisión de diversos refrigerantes	34
Figura 14: Factores de emisión de diversos perfluorocarbonos	35
Figura 15: Factores de emisión de diversos combustibles.....	35
Figura 16: Tipos de alcance/categoría dependiendo de la actividad de la organización.....	40
Figura 17: Descargas de buques por orígenes y plantas de regasificación	43
Figura 18: Destinos de cisternas de diversas plantas de regasificación	48
Figura 19: Porcentaje según el tipo de combustible de los vehículos vendidos en el periodo 2017-2020	55
Figura 20: Porcentaje según el tipo de combustible de los vehículos vendidos en el año 2016	55
Figura 21: Porcentaje según el tipo de combustible de los vehículos vendidos en el periodo 2014-2016	56
Figura 22: Porcentaje según el tamaño de los vehículos vendidos en el periodo 2009-2020	57
Figura 23: Factores de emisión para turismos	58
Figura 24: Factores de emisión para los residuos asimilables a urbanos	66
Figura 25: Factores de emisión de metano para cada parte de la cadena de valor del gas natural a utilizar en el cálculo del nivel 1	70
Figura 26: Metodología de cuantificación del metano de cada categoría del nivel 2	72
Figura 27: Factores de emisión de metano correspondientes a las emisiones fugitivas y los venteos a utilizar en el nivel 2	72
Figura 28: Factores de emisión del instituto estadounidense del petróleo para el cálculo de las emisiones de metano por combustiones incompletas del nivel 3	74
Figura 29: Factores de emisión para el cálculo de las emisiones de metano fugitivas y producidas por venteos correspondientes al nivel 3	74
Figura 30: Factores de emisión de metano predeterminados por componente para terminales de almacenamiento de GNL para el cálculo de las emisiones de metano fugitivas y producidas por venteos correspondientes al nivel 3	75
Figura 31: Cámara OGI FLIR GFx320 para la detección de fugas de metano	77

Figura 32: Contribución de cada una de las categorías a la huella de carbono de una planta de regasificación de GNL.	79
Figura 33: Contribución de las emisiones de la categoría 1	80
Figura 34: Contribución de las emisiones de la categoría 2.....	80
Figura 35: Contribución de las emisiones de la categoría 3	81
Figura 36: Contribución de las emisiones de la categoría 4.....	81
Figura 37: Emisiones totales de las categorías 1 y 2 de la empresa Enagás.	82
Figura 38: Emisiones de las categorías 1 y 2 por tipo de instalación de la empresa Enagás	83

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto
invernadero en una empresa del sector gasista

1. INTRODUCCIÓN

1.1. El gas natural

El gas natural es una fuente de energía fósil que se emplea, principalmente, para la generación de electricidad y para el suministro de calefacción a las ciudades. Está formado en su composición mayoritaria por metano, pero también por nitrógeno, etano, dióxido de carbono, butano, propano y más hidrocarburos pesados. La composición del gas natural depende del yacimiento, aunque el metano puede constituir hasta el 97 % de su volumen. Su formación se produce de forma similar a la del petróleo.

El procesamiento del gas natural se muestra de forma esquemática en la Figura 1. Como puede verse, incluye una serie de etapas: extracción, procesado y transporte hasta el lugar de consumo, pudiendo ser necesaria una licuefacción del gas para ser almacenado y/o transportado por barco; en tal caso haría falta una regasificación posterior.

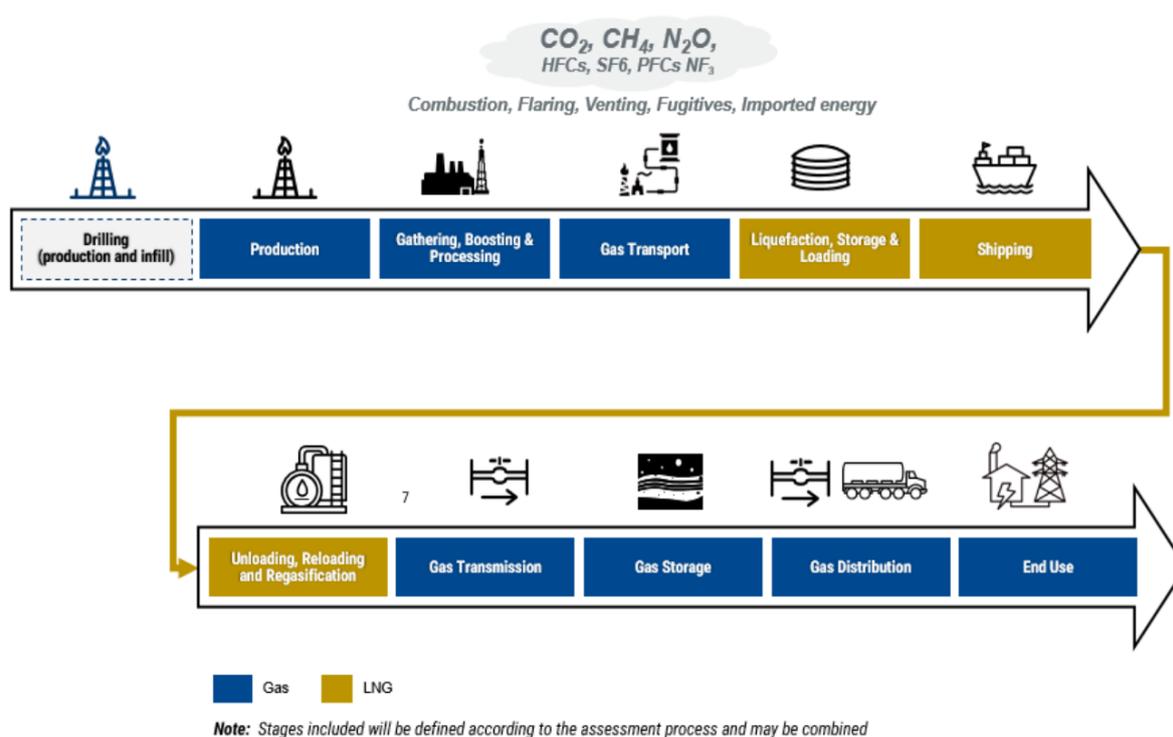


Figura 1: Fases del proceso del gas natural (International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), 2021)

El GNL se transporta, después de su extracción y procesado, en buques metaneros hasta la planta de regasificación donde se extrae y se almacena en tanques. El GNL se transporta a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, debido a que transportarlo en estado líquido supone un volumen 600 veces menor que en forma gaseosa. En la planta de regasificación, el GNL se puede convertir en gas natural para inyectarlo en el gasoducto o se puede cargar en cisternas para efectuar un transporte terrestre. Además de descargas de GNL de buques, en la planta también es posible realizar cargas a buques para transportar el GNL a otro lugar.

1.2. El proceso de regasificación

Una planta de regasificación de gas natural licuado está formada por diferentes equipos. A continuación, se enumeran los diferentes procesos/equipos presentes en una planta de estas características:

- Tanques: donde se almacena el GNL una vez descargado.
- Brazos: se trata de sistemas mecánicos para extraer el GNL. También existen brazos de retorno de gas natural.
- Relicador: se utiliza para recuperar el *boil off* generado y como acumulador de líquido para las bombas secundarias.
- Compresores: utilizados para aumentar la presión del gas e introducirlo en el relicador.
- Bombas primarias: transportan el GNL hacia el relicador.
- Bombas secundarias: impulsan el GNL del relicador a los vaporizadores.
- Vaporizadores: donde se produce el cambio de estado de gas natural licuado a gas natural.
- Sistema de odorización: se añade tetrahidrotiofeno al gas natural.
- Estación de medida: sistema donde se analizan las propiedades y las cantidades de gas natural que se añaden al gasoducto.
- Antorcha: elemento de seguridad utilizado para la quema de gas natural cuando es necesario.
- Gasoducto: red de conducciones por donde se transporta el gas natural.

Como ya se ha indicado anteriormente, el gas natural licuado se transporta en buques metaneros hasta la planta de regasificación donde se almacena en unos tanques mediante el uso de brazos mecánicos. Existen brazos de extracción de gas natural licuado y brazos de retorno de vapor.

Una vez almacenado a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, se utiliza el relicador para recuperar los vapores de gas natural formados en los tanques (*boil off*). Si dentro del relicador no es posible transformar todo el gas natural en líquido, se utiliza el compresor de alta presión que introduce el gas natural directamente a la red.

El GNL pasa del relicador a los vaporizadores mediante las bombas secundarias. En los vaporizadores, se consigue pasar de gas natural licuado a gas natural. Normalmente, los vaporizadores utilizan agua de mar para producir el cambio de temperatura necesario para lograr el cambio de estado del gas. El efluente de los vaporizadores disminuye su temperatura hasta 5 grados. También existen vaporizadores de combustión sumergida. Este tipo de vaporizadores trabajan mediante gas natural de la propia planta. El gas se quema y calienta el circuito de agua para conseguir la transformación de gas natural licuado a gas natural. Este tipo de vaporizadores generan emisiones debido a la quema del gas. Por ello, es recomendable utilizar este tipo de equipos lo menos posible si se cuenta con vaporizadores de agua de mar.

A continuación, una vez vaporizado, se introduce en el gas natural el odorizante y luego pasa por la estación de medida para después introducir el gas en el gasoducto para su distribución.

La utilidad del compresor de alta presión es evitar quemar en antorcha los gases que no son posibles de recuperar con el relicador. De esta forma, se evitan gran cantidad de emisiones, debido a que en vez de quemar el gas natural este se introduce directamente en el gasoducto.

En la Figura 2 se muestra un esquema del proceso de regasificación descrito. Las líneas representadas en color azul hacen referencia a las corrientes que transportan gas natural licuado. Las líneas de color gris son las corrientes de gas natural del proceso de regasificación.

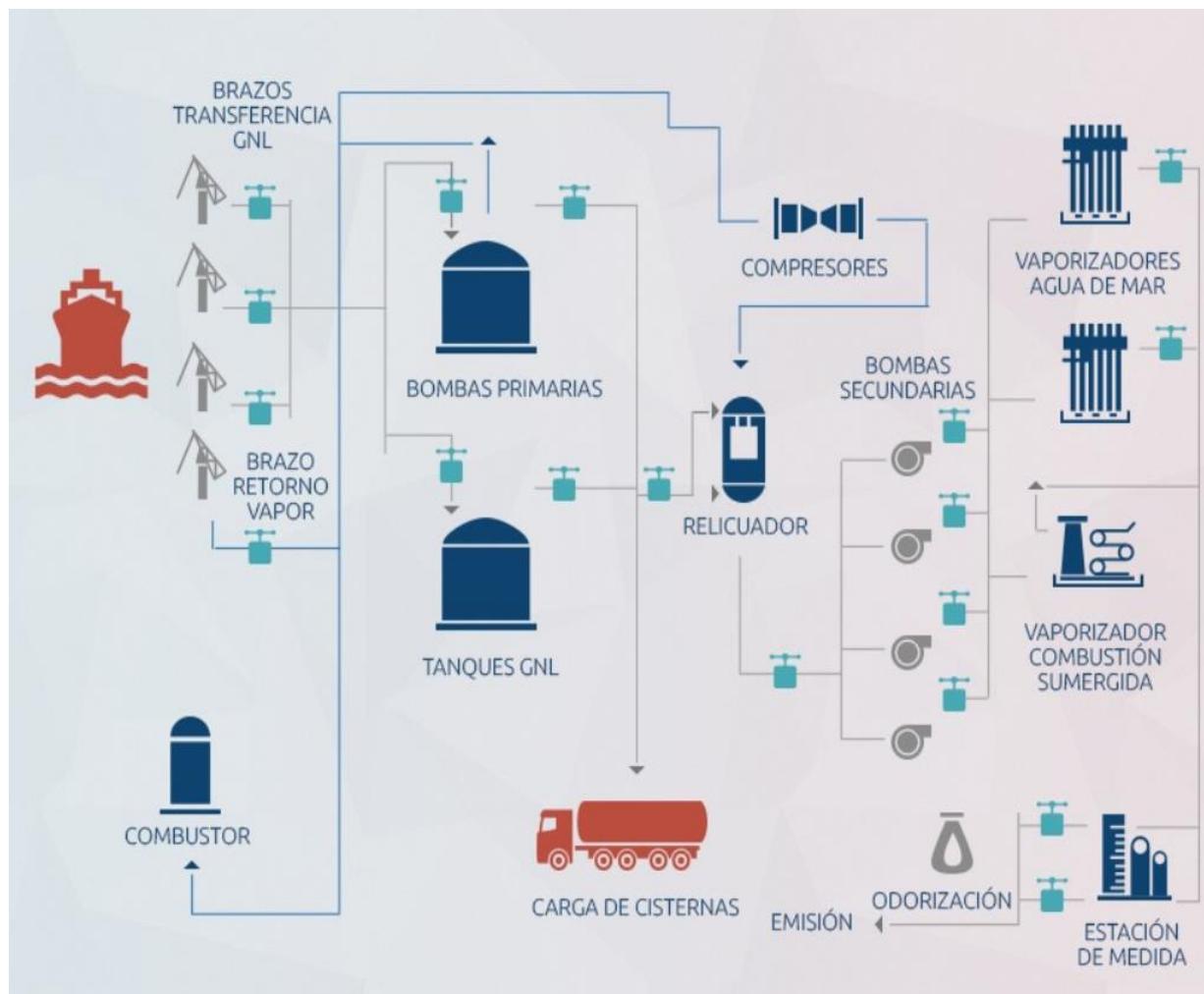


Figura 2: Diagrama de flujo del proceso de regasificación (Reganosa, 2022)

1.3. Aspectos ambientales de una planta de regasificación

Existen numerosos aspectos ambientales a tener en cuenta durante el funcionamiento de una planta de regasificación de gas natural licuado. Debido a su actividad se consumen diferentes materias primas y energía, así como se generan residuos y se emiten contaminantes a la atmósfera. Todo esto afecta directamente al medio.

Para el correcto funcionamiento de la actividad, la planta debe cumplir con la autorización ambiental integrada (AAI) donde se describe cada uno de los aspectos ambientales y los límites de cada uno de ellos. A continuación, se enumeran los aspectos ambientales generados durante la actividad de la planta de regasificación:

- Consumo de agua:
 - Agua de mar.

- Agua de red municipal.
- Consumo de energía.
- Consumo de combustibles:
 - Gas natural.
 - Gasoil.
- Consumo de productos químicos:
 - Tetrahidrotiofeno (THT).
 - Nitrógeno (N₂).
 - Bisulfito sódico (NaHSO₃).
- Generación de residuos: peligrosos y no peligrosos.
- Vertidos al mar:
 - Efluentes (aguas sanitarias, pluviales, vaporizadores, vaporización de combustión sumergida).
 - Descenso térmico.
 - Cloro residual.
- Contaminantes atmosféricos:
 - Dióxido de carbono (CO₂).
 - Metano (CH₄).
 - Óxidos de nitrógeno (NO_x).
 - Dióxido de azufre (SO₂).
 - Monóxido de carbono (CO).
 - Hidrofluorcarbonos (HFC_s).
 - Hexafluoruro de azufre (SF₆).
- Contaminación lumínica.
- Contaminación acústica.

Todos los aspectos ambientales enumerados anteriormente pueden generar impactos ambientales como agotamiento de los recursos naturales y aumento del efecto invernadero, el cual afecta al cambio climático. Por esta razón, la autorización ambiental integrada fija los límites de varios de los aspectos mencionados, para garantizar la protección del medio donde se encuentra situada la planta.

Para cumplir con los requisitos legales establecidos resulta interesante implantar un sistema de gestión ambiental en la planta.

1.4. Los sistemas de gestión ambiental

Un sistema de gestión ambiental es una metodología que utilizan las organizaciones con el fin de alcanzar un determinado comportamiento ambiental gracias a unos objetivos marcados previamente teniendo en cuenta el cumplimiento legal y los riesgos a los que deben de hacer frente. Los objetivos de un sistema de gestión ambiental (UNE-EN ISO 14001, 2015) son los siguientes:

- El cumplimiento de los requisitos legales.
- La protección del medio ambiente.
- Mejorar la comunicación con las partes interesadas.

- Lograr beneficios financieros y operacionales.

Una vez implementado el sistema de gestión ambiental en una organización, puede certificarse de acuerdo con la norma ISO 14001 y/o de acuerdo con el Reglamento EMAS.

1.4.1. Certificación según Norma ISO 14001

Las normas ISO son una serie de normas de gestión internacionales, las cuales se basan en un conjunto de estándares y normas acreditados.

La norma ISO 14001 es una norma de gestión medioambiental donde se describe cómo realizar el registro y la certificación del sistema de gestión medioambiental de una organización. La implantación de la norma ISO 14001 es importante para las organizaciones debido a que ayuda a que las actividades de las empresas sean más sostenibles, promoviendo la protección del medio ambiente. La certificación según la norma ISO 14001 ayuda a las organizaciones a la optimización de la gestión de numerosos aspectos medioambientales y reduce sus impactos y riesgos asociados a su actividad.

Según la norma ISO 14001: *“En coherencia con la política ambiental de la organización, los resultados previstos de un sistema de gestión incluyen: la mejora del desempeño ambiental; el cumplimiento de los requisitos legales y otros requisitos; el logro de los objetivos ambientales”* (UNE-EN ISO 14001, 2015).

1.4.2. Certificación según Reglamento EMAS

“El sistema EMAS (Eco-Management and Audit Scheme) es el Reglamento Comunitario de Ecogestión y Ecoauditoría, herramienta desarrollada por la Unión Europea que reconoce a aquellas organizaciones que han implantado un sistema de gestión medioambiental (SGMA) y han adquirido un compromiso de mejora continua, verificado mediante auditorías independientes” (Eco-Management and Audit Scheme (EMAS), 2017).

Cuando se aplica el Reglamento EMAS a una organización, significa que se ha definido una política ambiental, además de un sistema de gestión medioambiental. Para mostrar el funcionamiento del sistema, se verifica la declaración ambiental por parte de un organismo acreditado. En esa declaración, se muestra de forma transparente el esfuerzo y la responsabilidad ejercidos por la organización para implantar un sistema de gestión medioambiental, cumpliendo con los requisitos específicos. Llegado este punto, la organización puede presentar el logotipo EMAS (Figura 3), el cual garantiza que la información de su declaración ambiental ha sido verificada. Aunque el Reglamento EMAS no es obligatorio para las organizaciones, aplicarlo conlleva una manera de contribuir a la economía circular. El Reglamento EMAS se basa en una serie de indicadores para comprobar el comportamiento ambiental y mejorar la eficiencia de una empresa. Además, dicho reglamento asegura el cumplimiento legal y la minimización de los riesgos, así como las nuevas oportunidades de las empresas. También contribuye a la innovación mediante la mejora continua.



Figura 3: Logotipo EMAS (Eco-Management and Audit Scheme (EMAS), 2017)

1.5. El cambio climático

Según las Naciones Unidas *“El cambio climático se refiere a los cambios a largo plazo de las temperaturas y los patrones climáticos”* (Naciones Unidas, 2022). La naturaleza puede provocar estos cambios. No obstante, la quema de combustibles fósiles producidas por las actividades humanas son la principal causa de generación de emisiones de GEI que han generado el aumento de la temperatura media del planeta. El dióxido de carbono y el metano son los principales gases causantes del efecto invernadero y la principal causa del cambio climático. Como se ha explicado anteriormente, son aspectos ambientales presentes en la planta de regasificación de GNL.

A nivel internacional, la Unión Europea aspira a convertirse en el primer continente neutro en carbono del mundo gracias a la implementación de políticas como el Pacto Verde Europeo para proteger el medio ambiente y reducir los riesgos para el planeta. Estas políticas medioambientales y la legislación pertinente garantizan la protección de los recursos naturales y el bienestar de los ciudadanos (European Commission, 2021).

Para frenar el cambio climático, la Unión Europea ejerce un papel fundamental en las negociaciones internacionales. Mediante el Acuerdo de París (2015), la Unión Europea pretende alcanzar los objetivos de limitar en este siglo el aumento de la temperatura por debajo de los 2 °C, además de aumentar la capacidad de los países para frenar los efectos del cambio climático (Naciones Unidas, 2022). Así mismo, mediante la instauración del comercio de derechos de emisión se pretende reducir las emisiones contaminantes generadas por numerosas instalaciones como: centrales de ciclo combinado, refinerías, cogeneración, etc. Actualmente, dentro de este régimen se encuentran más de 10000 instalaciones (Miteco, Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022).

A nivel nacional se necesitan diferentes organismos para afrontar la lucha contra el cambio climático. Los más relevantes en España son: la Oficina Española de Cambio Climático, el Consejo Nacional del Clima, la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático y la Comisión Interministerial para el Cambio Climático y la Transición Energética (Miteco, Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022).

A continuación, se describen algunas herramientas para la lucha contra el cambio climático, así como la principal legislación existente en esta materia.

1.5.1. Pacto Verde

El Pacto Verde Europeo consiste en garantizar una economía sostenible de los países que forman parte de la Unión Europea, transformando los desafíos medioambientales en nuevas oportunidades para generar una economía más limpia y saludable. Los objetivos principales del Pacto Verde (European Commission, 2021) son los siguientes:

- Emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050.
- Impulsar la economía circular.
- Reducir la contaminación.

Las propuestas abarcan todos los sectores y ámbitos en materia de energía limpia, eliminación de la contaminación, biodiversidad, movilidad sostenible, etc. Mediante estas propuestas se pretende reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55% en el año 2030 con respecto a las emisiones de 1990. Estas propuestas generan oportunidades en términos de innovación, empleo e inversiones. Se conseguirá reducir las emisiones, mejorar la salud y bienestar, crecimiento económico y reducir la dependencia energética con el resto de los países. Por ejemplo, una de las propuestas es aumentar al 40% la utilización de fuentes de energía renovables en el año 2030 (Pacto Verde Europeo - Comisión Europea, 2022).

1.5.2. Taxonomía

La taxonomía es un sistema que ha creado la Unión Europea para clasificar qué actividades económicas son sostenibles desde un punto de vista medioambiental. Este sistema puede generar un papel importante al aumentar la inversión hacia actividades más sostenibles que favorecerían la aplicación del Pacto Verde. Está dirigido a las empresas, las organizaciones y los inversores para informarles de qué actividades son sostenibles para realizar inversiones respetuosas con el medio ambiente y que favorezcan la mitigación del cambio climático. La idea es realizar inversiones en actividades que garanticen el cumplimiento de los objetivos del Pacto Verde Europeo (European Commission, 2021).

Este reglamento entró en vigor en julio del 2020 y establece las condiciones que debe cumplir una actividad para clasificarse como sostenible desde un punto de vista medioambiental. Los objetivos más importantes del reglamento de taxonomía (Sustainable finance taxonomy - Regulation (EU) 2020/852, 2020) son los siguientes:

- Mitigación del cambio climático.
- Adaptación al cambio climático.
- El uso sostenible y la protección de los recursos hídricos y marinos.
- La transición a una economía circular.
- Prevención y control de la contaminación.
- La protección y restauración de la biodiversidad y los ecosistemas.

1.5.3. Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son una iniciativa impulsada por las Naciones Unidas y por numerosas partes interesadas, tanto organizaciones públicas como privadas, para proteger el planeta, poner fin a la pobreza y mejorar las vidas de las personas. Esta iniciativa se aprobó en el año 2015 por todos los estados miembros de las Naciones Unidas y está formada por 17 objetivos (Figura 4) y 169 metas para mejorar el futuro del planeta. El cumplimiento de los objetivos se debe alcanzar a los 15 años, es decir en el 2030 (Ministerio de derechos sociales y Agenda 2030. Objetivos de desarrollo sostenible (ODS), 2022).

Actualmente es necesario tomar más medidas para poder alcanzar los objetivos en el año prefijado. El año 2020 ha supuesto el inicio de una época ambiciosa para el cumplimiento de estos objetivos (Naciones Unidas - Objetivos de desarrollo sostenible (ODS), 2022).



Figura 4: Objetivos de Desarrollo Sostenible (Ministerio de derechos sociales y Agenda 2030. Objetivos de desarrollo sostenible (ODS), 2022)

1.5.4. Science Base Targets

Science Based Target initiative (SBTi) es una iniciativa para fijar estrategias contra el cambio climático creada por Carbon Disclosure Project (CDP), World Resources Institute (WRI), World Wildlife Fund (WWF) y el Pacto Mundial de las Naciones Unidas (Science Based Targets. Ambitious corporate climate action, 2022).

Estas estrategias basadas en la ciencia tienen como objetivo la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero para evitar que la temperatura media del planeta no supere los 2 °C y que solo se

alcance un aumento de temperatura de 1,5 °C como se estableció en el Acuerdo de París. La idea es fomentar el compromiso de las compañías contra el cambio climático marcando objetivos para la reducción de emisiones o procesos más sostenibles. Para ello, el *Science Based Target initiative* crea el primer estándar para conseguir las emisiones cero, estableciendo una serie de herramientas para que las empresas establezcan sus objetivos para la reducción de los alcances 1, 2 y 3 (Science Based Targets. Ambitious corporate climate action, 2022). El alcance 1 hace referencia a las emisiones directas de GEI emitidas por la propia empresa. El alcance 2 son las emisiones indirectas de GEI asociadas a la electricidad consumida por la planta. Por último, el alcance 3 son el resto de las emisiones indirectas producidas por la cadena de valor de la organización (Greenhouse Gas Protocol, 2022).

Esta iniciativa divide la metodología por sectores. La guía sobre el sector del petróleo y el gas se encuentra todavía en desarrollo. No obstante, ya hay documentos publicados sobre esa metodología en desarrollo para la reducción de las emisiones alineado con el Acuerdo de París. El alcance propuesto para el sector del petróleo y el gas se basa en abordar los desafíos de la transición energética mediante un suministro de energía que provenga de fuentes limpias, es decir, renovables, y conseguir que la empresa preste servicios de captura y almacenamiento del carbono para desarrollar una economía de carbono circular. Además, se pretende que las empresas se adapten de tal forma que cambien de sector a otro que sea sostenible (Science Based Targets. Ambitious corporate climate action, 2022).

Las actividades de cada sector se dividen en: “*upstream*”, “*midstream*” y “*downstream*”. El proceso de regasificación de gas natural licuado se encuentra dentro de la categoría “*midstream*” ya que su actividad se basa en el almacenamiento del gas natural. La actividad de almacenamiento no presenta una metodología propia dentro del sector del petróleo y el gas debido a las pequeñas cantidades de emisiones que emite a diferencia de otras actividades incluidas en el sector. Las emisiones de esta actividad representan un 2% del total de emisiones de todo el sector; por esta razón, no dispone de una metodología específica dentro del *Science Based Target initiative* debido a que se considera de baja prioridad (Science Based Targets. Ambitious corporate climate action, 2022).

En la Figura 5 se muestra un diagrama donde se observan las actividades dentro del sector gasista y en rojo las actividades excluidas del alcance del *Science Based Target initiative*.

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

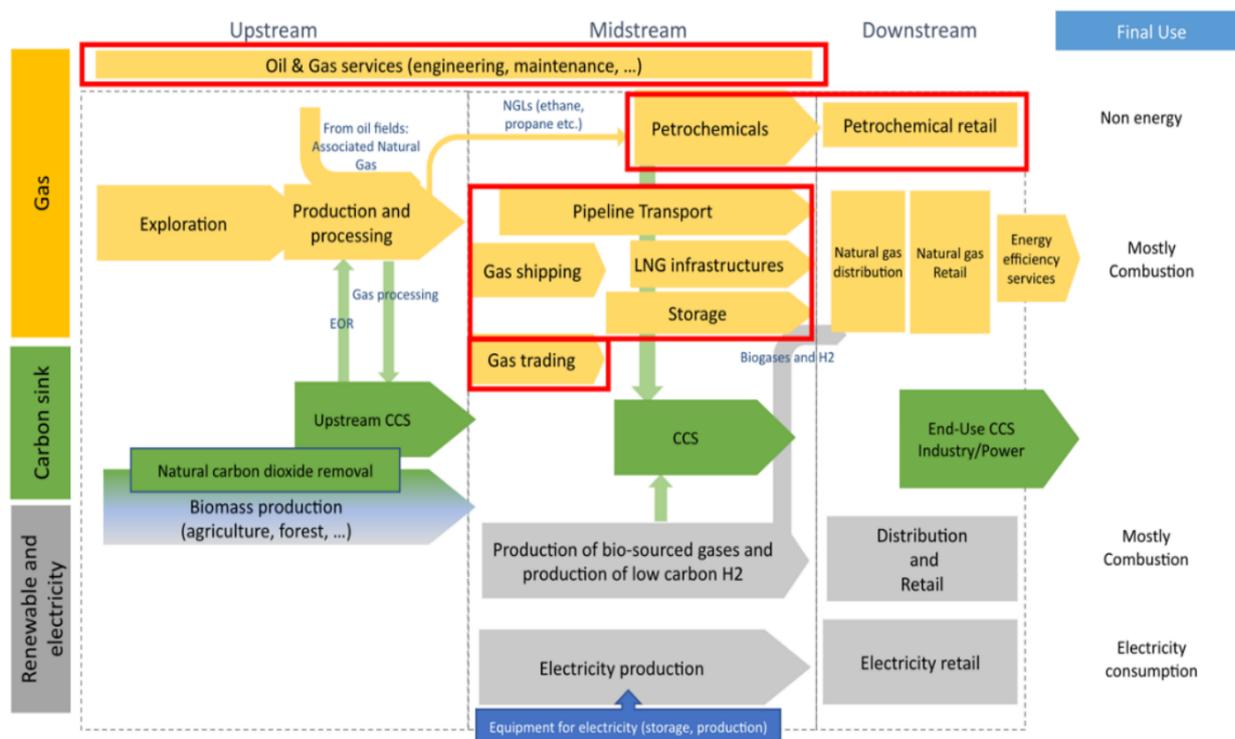


Figura 5: Actividades del sector del petróleo y el gas incluidas en la metodología del SBTi. (Science Based Targets. Ambitious corporate climate action, 2022). Las actividades excluidas de la metodología se encuentran marcadas en rojo.

Aunque la actividad de regasificación de gas natural licuado no esté contemplada en la metodología del *Science Based Target initiative* del sector, existe una guía genérica para este tipo de empresas que se encuentran excluidas debido a las bajas emisiones que generan en comparación con otras actividades dentro del mismo sector.

La guía general dentro del inventario de emisiones de gases de efecto invernadero marca unos objetivos límites que las organizaciones deben cumplir. El criterio más significativo es que los objetivos de cuantificación de emisiones de gases de efecto invernadero deben basarse en el *Greenhouse Gas Protocol*. Además, se deben cuantificar todas las emisiones del alcance 1 y 2 de la organización. Con respecto al alcance 3, si la cuantificación supera el 40% las emisiones se consideran significativas y se deben establecer unos objetivos. Si alguna subcategoría del alcance 3 supera el 67% de las emisiones de ese alcance, se deben establecer objetivos de reducción con los proveedores o clientes implicados (Science Based Targets. Ambitious corporate climate action, 2022).

1.5.5. Legislación

Para conseguir alcanzar los objetivos previstos en el Acuerdo de París y el Pacto Verde Europeo, la Unión Europea ha aprobado una serie de directivas, reglamentos y decisiones con el fin de establecer normas que garanticen la protección del cambio climático. Los reglamentos y las decisiones son de obligado cumplimiento en la Unión Europea a partir de la fecha de entrada en vigor del documento. En cambio, las directivas deben ser transpuestas por los estados de la Unión Europea e incorporadas

en su legislación estatal (European Commission, 2021). Por esta razón, existe legislación tanto europea como estatal.

A continuación, se profundiza más en algunas de las directivas, leyes o reglamentos más importantes en materia de emisiones de gases de efecto invernadero:

- *Ley de la prevención y control integrados de la contaminación*

En materia de normativa estatal, la ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación ha sufrido modificaciones en distintas ocasiones. El real decreto legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación, integra como único texto la ley 16/2002. Según la ley 16/2002: *“Esta ley tiene por objeto evitar o, cuando ello no sea posible, reducir y controlar la contaminación de la atmósfera, del agua y del suelo, mediante el establecimiento de un sistema de prevención y control integrados de la contaminación, con el fin de alcanzar una elevada protección del medio ambiente en su conjunto”* (Ley IPPC - BOE, 2016).

- *Directiva de emisiones industriales*

En materia de normativa europea, la directiva 2010/75/UE sobre emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) implanta unas normas sobre la prevención y el control integrados de la contaminación producidas por actividades industriales. Esta directiva unifica la directiva IPPC y seis directivas sectoriales (Miteco, Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022). Además, se incluyen normas para evitar o disminuir las emisiones tanto a la atmósfera como al suelo y al agua, así como normativa para evitar la generación de residuos. Mediante todas estas normas se intenta proteger el medio ambiente. Las actividades industriales a las cuales aplica esta directiva se encuentran mencionadas en los capítulos del II al IV, siempre que generen contaminación. Esta directiva establece valores límites más restrictivos, nuevas instalaciones a las cuales aplica la directiva y unos requisitos mínimos sobre las inspecciones y los informes de cumplimiento (Dir.2010/75/UE, 24 de noviembre de 2010).

- *Comercio de derechos de emisión*

En materia de normativa europea, el reglamento 1031/2010 de comercio de derechos de emisión establece: *“Las normas aplicables al seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero y datos de la actividad, con arreglo a lo dispuesto en la Directiva 2003/87/CE, para el período de aplicación del régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea que comienza el 1 de enero de 2013 y para los períodos posteriores”* (Dir.2003/87/CE, 13 de octubre 2013).

Las actividades que se encuentran dentro del comercio de derechos de emisión son las instalaciones que superen las 2500 toneladas anuales emitidas de CO₂ y estén incluidas en el

Anexo I de la Directiva 2003/87/CE del 13 de octubre de 2003 por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión Europea (Dir.2003/87/CE, 13 de octubre 2013). En la Figura 6 se muestra un fragmento de dicho anexo, en el que se observa que las instalaciones con una potencia térmica superior a 20 MW se encuentran dentro de este régimen de comercio de emisión. En concreto, en la planta de regasificación se supera esta potencia.

Actividades	Gases de efecto invernadero
Combustión en instalaciones con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW (excepto las instalaciones de incineración de residuos peligrosos o urbanos)	Dióxido de carbono
Refinería de petróleo	Dióxido de carbono
Producción de coque	Dióxido de carbono

Figura 6: Anexo I de la directiva sobre el comercio de derechos de emisión (Dir.2003/87/CE, 13 de octubre 2013)

Las instalaciones industriales que emitan más que el número de derechos establecido deberán comprar derechos en el mercado. Por el contrario, las empresas que emitan menos de los créditos que tengan asignados, podrán venderlos. Algunas instalaciones no tienen créditos gratuitos y deben comprarlos directamente (Miteco, Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022).

- *Reducción de las emisiones de metano en el sector de la energía*

En materia de normativa europea, se ha planteado una propuesta de reglamento sobre la reducción de las emisiones de metano (Regulation(EU)2019/942, 2021) en el sector energético. Los objetivos de esta propuesta son los siguientes:

- Mejorar la información sobre las principales fuentes de metano asociadas a la producción de energía y su consumo en la Unión Europea. Es necesario realizar buenas cuantificaciones sobre las emisiones para garantizar datos fiables y precisos para poder tomar medidas de mitigación al respecto.
- Reducir de forma efectiva las emisiones de metano en toda la cadena de valor del sector energético.
- Mejorar la información sobre las emisiones para dar incentivos a las empresas para la reducción de sus emisiones de metano.

En la propuesta de reglamento también se detalla el contenido de los informes sobre las emisiones y se hace una caracterización por tipo de emisión. Además, clasifica las emisiones de metano como fugitivas, venteos y combustiones incompletas.

1.6. Informes de sostenibilidad

Los informes de sostenibilidad son memorias realizadas por las organizaciones para promover la sostenibilidad en las diferentes empresas, además de contribuir al logro de una economía más sostenible. Existen varias organizaciones que han realizado estándares para que las organizaciones puedan realizar estos informes y así mejorar la transparencia de las empresas sobre sus impactos sociales, económicos y medioambientales.

Estos informes están relacionados con la taxonomía de las finanzas sostenibles que constituye una parte importante de estas memorias de sostenibilidad. La taxonomía se crea por la emergencia climática presente en el planeta. Actualmente, es necesario que en el año 2050 no se emitan más emisiones de CO₂ a la atmósfera para poder evitar que la temperatura media del planeta aumente más de 2 °C. Esta situación requiere que se produzca una transformación económica.

Para conseguir esa transformación, la Unión Europea crea el Pacto Verde Europeo con el que se pretende aportar capital privado de las empresas en proyectos o actividades que se consideren sostenibles. Para clasificar las categorías que se consideren sostenibles se debe cumplir alguno de los siguientes objetivos fijados por la Unión Europea: mitigar y adaptarse al cambio climático, uso sostenible y protección de los recursos hídricos y marinos, transición hacia una economía circular, prevención y control de la contaminación y, por último, protección y restauración de la biodiversidad y los ecosistemas (European Commission, 2021).

La Unión Europea presentó una serie de normas de implantación basadas en la taxonomía en abril de 2021. Estas normas se basan en la realización de informes de sostenibilidad corporativa para mostrar los impactos de las organizaciones diferenciándolos en las siguientes categorías: económicos, sociales y medioambientales. La idea de esta propuesta es la mejora del flujo de información en el mundo empresarial hacia el resto de las organizaciones y personas sobre los diferentes impactos producidos por la actividad de la organización.

Para la realización de estos informes sobre la sostenibilidad, la Junta Internacional de Normas de Sostenibilidad (ISSB) desarrolla normas de información sostenible mediante una serie de estándares. Algunas organizaciones como el Global Reporting Initiative (GRI) o Sustainability Accounting Standards Board (SASB) presentan estándares a las empresas sobre cómo realizar los informes para garantizar la transparencia de las organizaciones sobre sus impactos tanto económicos, como sociales y medioambientales.

A continuación, se describen las principales características de estas dos organizaciones que han realizado estándares para que las empresas puedan realizar sus informes de sostenibilidad:

- *Global Reporting Initiative (GRI)*

La organización *Global Reporting Initiative (GRI)* presenta unos estándares para informar sobre los diferentes impactos producidos por una empresa. Concretamente, *Global Reporting Initiative* desarrolla unas normas para la realización voluntaria de informes de sostenibilidad para todas las organizaciones. La idea es elaborar los informes de sostenibilidad mediante estos estándares para proporcionar toda la información posible, tanto positiva como negativa, para garantizar el

desarrollo sostenible. Las organizaciones realizan estos informes para ofrecer un alto nivel de transparencia, integridad y claridad sobre los impactos económicos, medioambientales y sociales generados. Los informes GRI están separados por categorías o indicadores, informando sobre los estándares de cada categoría como, por ejemplo, residuos, energía, agua, etc. Algunos de los indicadores de los informes, numerados por categorías son los siguientes (Global Reporting Initiative (GRI), 2022):

- GRI 300 – Informes medioambientales.
- GRI 302 – Energía.
- GRI 303 – Uso del agua.
- GRI 305 – Emisiones:
 - GRI 305-1 – Emisiones directas de GEI (alcance 1).
 - GRI 305-2 – Emisiones indirectas de GEI (alcance 2).
 - GRI 305-3 – Otras emisiones indirectas de GEI (alcance 3).
 - GRI 305-4 – Intensidad de las emisiones de GEI.
 - GRI 305-5 – Reducción de las emisiones de GEI.
 - GRI 305-6 – Emisiones de sustancias que agotan la capa de ozono (SAO).
 - GRI 305-7 – Óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x) y otras emisiones significativas al aire.
- GRI 306 – Efluentes y residuos.

Además de los estándares medioambientales, *Global Reporting Initiative* también presenta indicadores económicos y sociales. En la Figura 7, se muestra el logotipo del Global Reporting Initiative. Normalmente, los informes que utilizan esta metodología presentan el logotipo del GRI.



Figura 7: Logotipo GRI (Global Reporting Initiative (GRI), 2022)

- *Sustainability Accounting Standards Board (SASB standards)*

La organización *Sustainability Accounting Standards Board (SASB)* ha elaborado otros estándares utilizados también para la realización de informes de sostenibilidad. *Sustainability Accounting Standards Board* presenta los estándares en función del tipo de actividad o sector al que pertenece la empresa. Actualmente, *Sustainability Accounting Standards Board* ha desarrollado estándares para 77 industrias diferentes. Por ejemplo, las plantas de regasificación de GNL pertenecen a la actividad extracción y procesamiento de minerales, en el sector *oil and gas (midstream)*. Las compañías de este sector son las que realizan el transporte y almacenamiento del gas natural o del petróleo (SASB, Sustainability Accounting Standards Board, 2022).

Sustainability Accounting Standards Board presenta un enfoque general para orientar a las organizaciones sobre cómo informar de sus emisiones de gases de efecto invernadero de los alcances 1, 2 y 3 (SASB, Sustainability Accounting Standards Board, 2022). En la Figura 8, se muestra el logotipo del *Sustainability Accounting Standards Board*.



Figura 8: Logotipo Sustainability Accounting Standards Board. (SASB, 2022)

A continuación, se describirán con más detalle los informes relacionados con las emisiones de gases de efecto invernadero, cómo verificar y certificar los datos, y los beneficios de hacerlo.

1.6.1. Informes de emisiones de gases de efecto invernadero

Las empresas que decidan elaborar un informe sobre las emisiones de gases de efecto invernadero que generan deben realizarlo lo más relevante, transparente, preciso, coherente y completo posible. Es importante añadir la estrategia y los objetivos de la empresa. Además, al final del informe es interesante realizar un análisis de las emisiones para poder implantar medidas de reducción, las nuevas oportunidades de negocio y la posibilidad de incorporar medidas de eficiencia energética (Greenhouse Gas Protocol, 2022).

Por otro lado, es necesario preparar un informe para la realización de la verificación de las emisiones de gases de efecto invernadero producidos durante la actividad de la organización. La información que debe aparecer en el informe de emisiones de gases de efecto invernadero es la siguiente (UNE-EN ISO 14064-1, 2019) (Greenhouse Gas Protocol, 2022):

- Descripción de la organización.
- Responsable de la organización.
- Periodo del informe.
- Marcar los límites de la organización.
- Criterios utilizados para establecer las emisiones de la organización.
- Emisiones directas en toneladas cuantificadas para CO₂, CH₄, N₂O, NF₃, SF₆.
- Emisiones indirectas en toneladas cuantificadas para CO₂, CH₄, N₂O, NF₃, SF₆.
- Año base de cada tipo de emisiones.
- Certificado de la verificación de las emisiones, si se ha realizado.
- Los factores de emisión utilizados y su fuente.
- Los datos de actividad utilizados y su fuente.

- Se debe justificar la exclusión de cada una de las categorías que no se encuentren incluidas en el informe.

1.6.2. Verificación y certificación de la huella de carbono

La verificación de la huella de carbono consigue garantizar que la medición de la cantidad de gases de efecto invernadero emitidos por la realización de la actividad de la organización es correcta. Las emisiones se categorizan en directas e indirectas y ambas pueden ser verificadas.

La verificación presenta una serie de beneficios:

- La veracidad de la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero emitidos por la organización.
- Mejora la transparencia de la organización.
- Reducción de costes.

La organización puede decidir realizar una verificación que lleva a cabo una empresa externa que esté acreditada de acuerdo con la norma ISO 14065. Esto es imprescindible para garantizar la veracidad del cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero. La norma ISO 14064-3 describe los requisitos y principios para la verificación de las emisiones de gases de efecto invernadero (UNE-EN ISO 14064-1, 2019).

Para realizar la verificación según la norma ISO 14064, se debe comprobar el cumplimiento de todos los requisitos de la norma y comprobar los cálculos de la huella de carbono de las emisiones directas e indirectas. Además, se comprobará que la metodología sea la correcta. Para la verificación se utilizan las normas ISO 14064-1 e ISO 14064-3.

La empresa AENOR es una empresa acreditada conforme a la norma ISO 14065 para poder realizar la verificación de la huella de carbono siguiendo los criterios de la norma ISO 14064-3. AENOR realiza verificaciones tanto en empresas públicas como privadas y en diferentes sectores como construcción, energía, transportes, etc. (AENOR, 2022).

Así mismo, la certificación de la huella de carbono se obtiene una vez la entidad oficial o acreditativa ha verificado que el informe de emisiones de gases de efecto invernadero cumple con los requisitos y criterios de la norma.

1.6.3. Beneficios del cálculo de la huella de carbono

El cálculo de la huella de carbono presenta una serie de beneficios para las organizaciones que realizan su estimación. La principal ventaja es la disminución de los costes que se puede conseguir gracias al cálculo de estas emisiones. La estimación de la huella implica conocer el consumo de energía y otros recursos, los cuales pueden reducirse implantando medidas de eficiencia energética. Estos informes de gases de efecto invernadero garantizan una mayor concienciación por parte de las empresas sobre el medio ambiente. Además, el cálculo de la huella de carbono permite a las organizaciones conocer sus emisiones actuales y poder adoptar medidas para reducirlas.

La realización del cálculo de sus emisiones de gases de efecto invernadero por las organizaciones presenta las siguientes ventajas:

- Contribución a la lucha contra el cambio climático.
- Reducción de consumos.
- Ahorros económicos.
- Mejorar la transparencia de la organización.
- Reconocimiento por la reducción de emisiones.
- Conseguir nuevas oportunidades de negocio.
- Reducir riesgos.
- Genera competitividad y diferenciación con el resto de las empresas.

Por lo tanto, la estimación de la huella de carbono demuestra el compromiso de la organización con el medio ambiente (Miteco, Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022).

2. OBJETIVO Y JUSTIFICACIÓN

El cambio climático es un problema que está afectando a todo el mundo. Mediante el Acuerdo de París la Unión Europea pretende alcanzar los objetivos de limitar en este siglo el aumento de la temperatura por debajo de los 2 grados, además de aumentar la capacidad de los países para frenar los efectos del cambio climático (Naciones Unidas, 2022). Mediante el pacto verde europeo se pretende conseguir los siguientes objetivos: reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050, impulsar la economía circular y reducir la contaminación (European Commission, 2022). Es necesario tomar medidas para intentar cumplir con los objetivos previstos. Por ello, es necesario que las empresas reduzcan sus emisiones de gases de efecto invernadero para evitar el calentamiento global. La legislación cada vez es más estricta con respecto a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Las empresas tienen la capacidad de poder tomar medidas para garantizar el cumplimiento de estos objetivos. Una de las medidas para cumplir con esos objetivos es mediante el cálculo de la huella de carbono de la organización. Las empresas tienen la oportunidad de reducir sus costes y sus emisiones al mismo tiempo. Es también una oportunidad para que las organizaciones muestren su conciencia y preocupación con el medio ambiente.

El presente trabajo se ha realizado en el marco de unas prácticas en una empresa del sector gasista, la cual está muy concienciada con el medio ambiente. La empresa tiene implantado un sistema de gestión medioambiental, el cual está certificado según la norma ISO 14001 y también según el reglamento EMAS, adquiriendo un compromiso de mejora continua. El cumplimiento del sistema de gestión ambiental se demuestra mediante auditorías periódicas que verifican que se está implementando y se ajusta a las normas citadas. De acuerdo con su compromiso de mejora continua, la empresa ha fijado unos objetivos de reducción de sus emisiones, para lo cual se requiere conocerlas mediante la realización del cálculo de la huella de carbono .

Los datos de actividad del presente trabajo no son reales, sino aproximados. Los datos reales son confidenciales por lo que se presentan datos del mismo orden de magnitud para mostrar cómo se realiza el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero en una planta de este sector. Se han seleccionado datos publicados de diferentes plantas de regasificación de gas natural licuado (GNL) que tengan unas dimensiones y una producción similar.

2.1. Objetivos generales

En el presente trabajo de fin de máster se pretende calcular la huella de carbono, analizar los resultados obtenidos y realizar un estudio económico sobre las medidas a implementar para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de una planta de regasificación de gas natural licuado. El objetivo es la cuantificación de la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero liberado a la atmósfera como consecuencia de la actividad industrial desarrollada.

Como se ha mencionado anteriormente, el cálculo de la huella de carbono permite a las empresas identificar las oportunidades para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero que implican ahorros económicos gracias a las medidas de eficiencia energética establecidas.

2.2. Objetivos específicos

Por otro lado, con este trabajo se pretende cumplir con otros objetivos más concretos y específicos enumerados a continuación:

- Identificar las fuentes de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) de una planta de regasificación.
- Definir una metodología de cálculo de la huella de carbono para una planta de este tipo.
- Calcular la huella de carbono de una planta de regasificación.
- Definir una metodología para la cuantificación de las emisiones de metano producidas por la planta.
- Analizar los resultados obtenidos.
- Establecer medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Estudiar la viabilidad económica de las posibles medidas a implementar.

Todos estos objetivos están alineados con los objetivos de desarrollo sostenible aprobados por la ONU en la Agenda 2030 (Naciones Unidas - Objetivos de desarrollo sostenible (ODS), 2022). En concreto, están alineados con la adopción de medidas urgentes para combatir el cambio climático (ODS 13), la gestión sostenible de los bosques mediante los proyectos de compensación de emisiones (ODS 15), el fomento de la innovación y la sostenibilidad del sector (ODS 9) y garantizar el acceso a una energía más sostenible (ODS 7).

3. PLANIFICACIÓN DEL TRABAJO

Antes del inicio del proyecto, se realiza una planificación donde se prevén los recursos que se van a utilizar, así como un presupuesto inicial.

3.1. Cronograma

En la Figura 9, se muestra el diagrama de Gantt donde se encuentran planificadas todas las partes del proyecto.

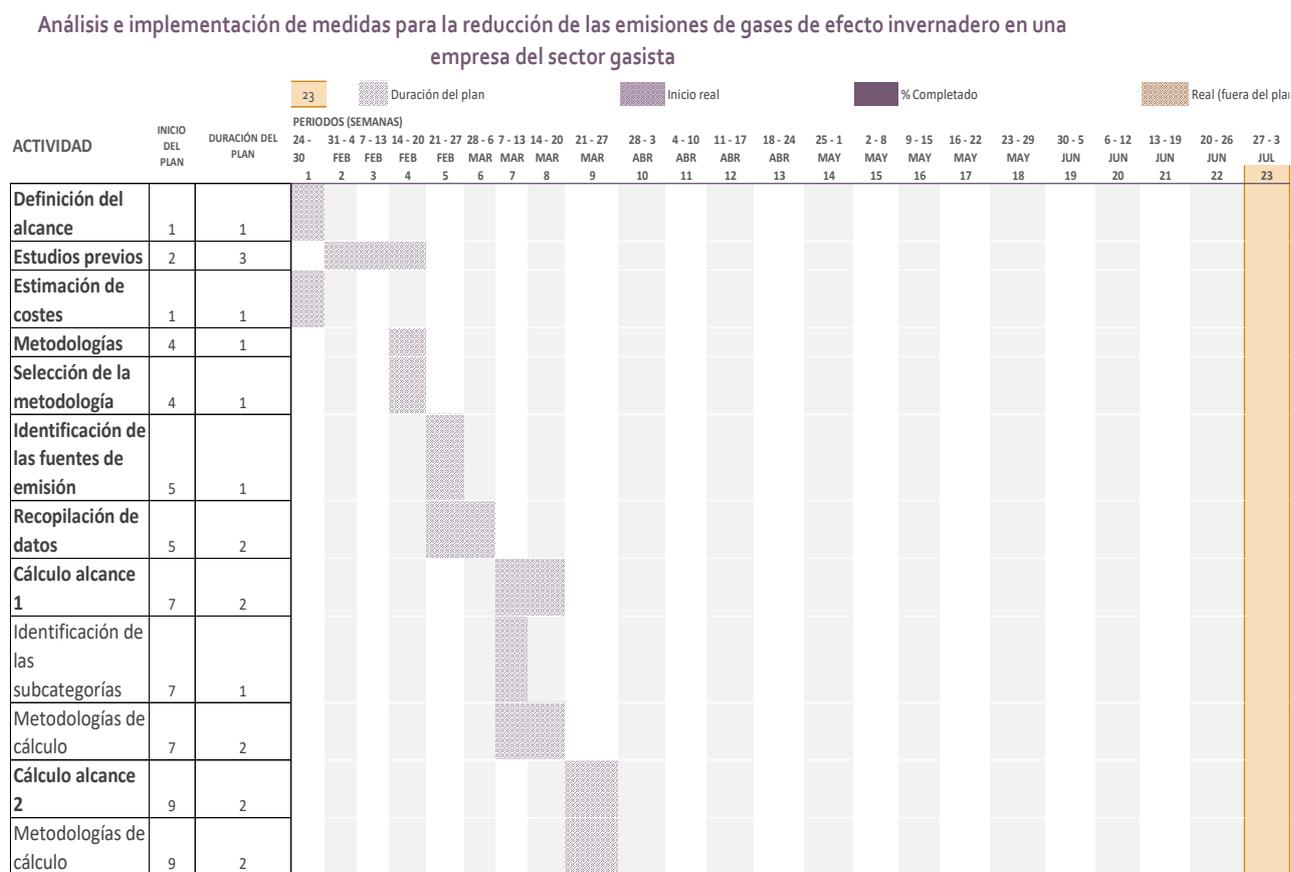


Figura 9: Diagrama de Gantt del proyecto.

4. METODOLOGÍAS PARA CUANTIFICAR LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Existen diferentes formas de realizar la cuantificación de las emisiones de gases de efecto invernadero. En este proyecto se tendrán en cuenta los estándares de la norma UNE-EN ISO 14064:2019 y el *Greenhouse Gas Protocol*. A continuación, se realiza una descripción de cada una de estas metodologías y posteriormente se seleccionará una de ellas para efectuar la cuantificación y gestión de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, con respecto a la cuantificación de las emisiones de metano, se realiza una breve explicación de la iniciativa *Oil & Gas Methane Partnership 2.0* basada en la realización de informes de cuantificación de emisiones de metano dentro del sector del gas y el petróleo.

4.1. Greenhouse Gas Protocol

El *Greenhouse Gas Protocol* es una herramienta internacional que establece unos estándares para la cuantificación de gases de efecto invernadero. Mediante una serie de criterios y metodologías establece las bases para que las organizaciones estimen sus emisiones. Actualmente, estos estándares son utilizados tanto en empresas públicas como privadas (*Greenhouse Gas Protocol*, 2022). El desarrollo de estos estándares de cuantificación presenta diferentes beneficios para las organizaciones, entre los cuales están los siguientes:

- La gestión de riesgos de los gases de efecto invernadero y la identificación de las emisiones.
- La mejora en la toma de decisiones y muestra las oportunidades de reducción.
- El reconocimiento de la acción voluntaria.

Para la cuantificación de las emisiones, se definen tres alcances:

- Alcance 1: emisiones directas de gases de efecto invernadero.
- Alcance 2: emisiones indirectas de gases de efecto invernadero asociadas a la electricidad.
- Alcance 3: otras emisiones indirectas.

En la Figura 10 se ilustran los tres alcances indicados.

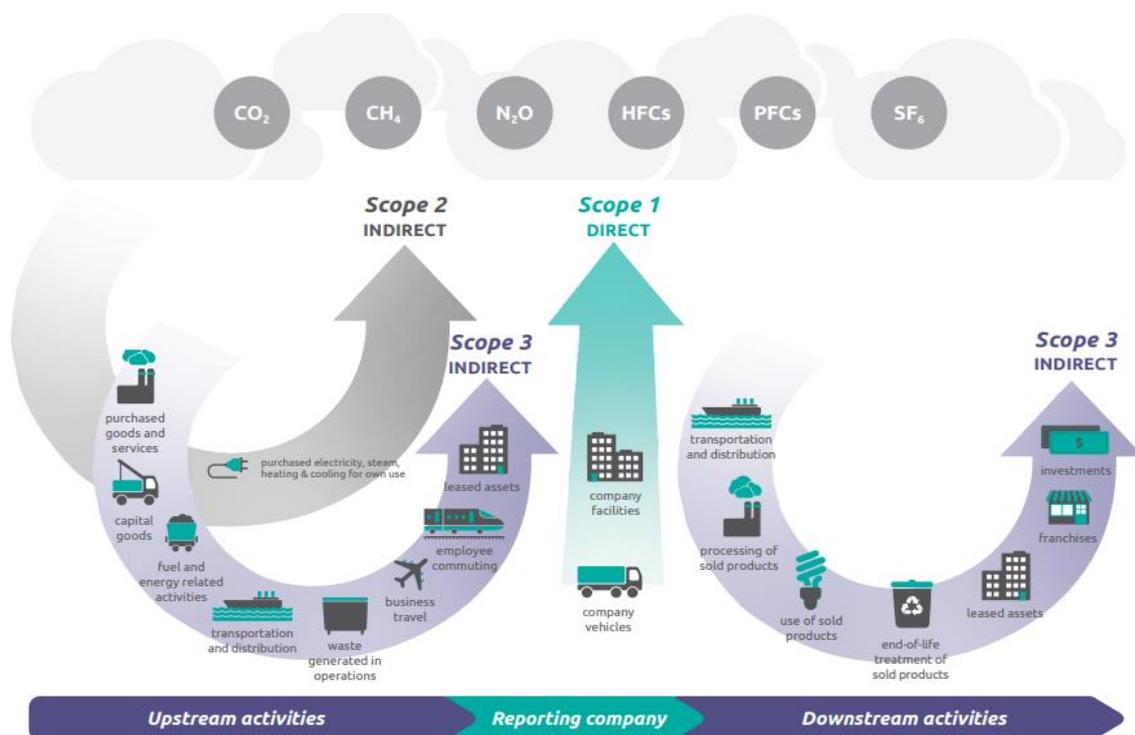


Figura 10: Tipos de alcances para cuantificar las emisiones de gases de efecto invernadero (Greenhouse Gas Protocol, 2022).

Las empresas deben cuantificar como mínimo las emisiones del alcance 1 y 2.

Como se ha indicado anteriormente, las emisiones de alcance 1 son las emisiones directas emitidas por la propia empresa. Generalmente se deben a combustiones, vehículos o máquinas que son propiedad de la empresa. Existen emisiones que no deben incluirse en este alcance como las emisiones directas de CO₂ producidas por combustión de biomasa o emisiones de gases de efecto invernadero no cubiertos por el Protocolo de Kioto. Estas emisiones pueden incluirse por separado en el informe (Greenhouse Gas Protocol, 2022).

En cuanto a las emisiones de alcance 2 son las emisiones indirectas producidas por la electricidad generada que después es consumida por la empresa (Greenhouse Gas Protocol, 2022).

Por último, el alcance 3 incluye las emisiones indirectas producidas por la cadena de valor de la actividad de la empresa. Esta categoría representa la mayor fuente de emisiones (Greenhouse Gas Protocol, 2022). Se divide en 15 subcategorías:

1. Bienes y servicios.
2. Bienes de capital.
3. Actividades relacionadas con energía.
4. Transporte y distribución aguas arriba.
5. Residuos generados.
6. Viajes de negocios.
7. Desplazamiento de los empleados.
8. Activos arrendados aguas arriba.
9. Transporte y distribución aguas abajo.

10. Productos vendidos.
11. Uso de productos vendidos.
12. Tratamiento al final de la vida útil de los productos vendidos.
13. Activos arrendados aguas abajo.
14. Franquicias.
15. Inversiones.

4.2. Norma UNE-EN ISO 14064:2019

La norma UNE-EN ISO 14064:2019 describe los estándares para la cuantificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de las organizaciones para la mejora de la gestión de dichos gases. La norma describe cómo realizar el seguimiento, la cuantificación, el informe y la verificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de las organizaciones (UNE-EN ISO 14064-1, 2019). Además de esta norma, existen otras normas relacionadas con los gases de efecto invernadero producidos por las organizaciones. En la Figura 11 se muestran las diferentes normas ISO relacionadas con este tema.

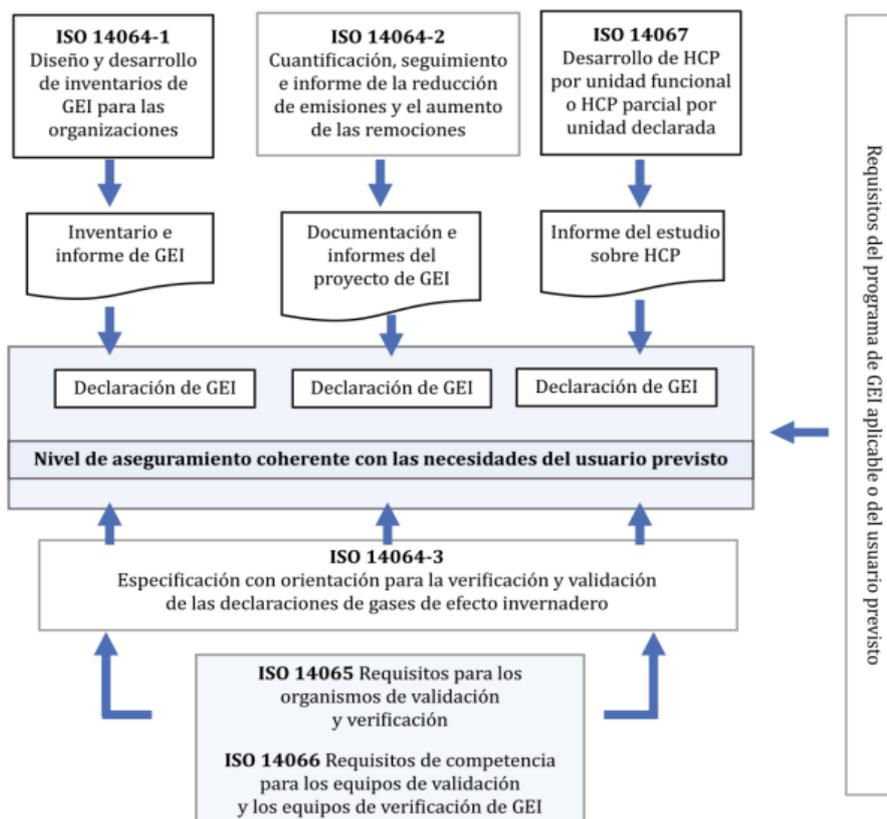


Figura 11: Diferentes Normas ISO sobre el programa de gases de efecto invernadero en las organizaciones.

La redacción de la norma UNE-EN ISO 14064 está basada en los estándares del *Greenhouse Gas Protocol*, pero no cuantifica las emisiones mediante las mismas categorías. La norma realiza una diferenciación entre emisiones directas e indirectas producidas por las actividades de la empresa. Se

deben cuantificar las emisiones en toneladas de CO₂ equivalente. Mediante esta medida se tiene en cuenta los diferentes gases de efecto invernadero (UNE-EN ISO 14064-1, 2019).

La norma se divide en 6 categorías diferentes:

- *“Categoría 1: emisiones y remociones directas de gases de efecto invernadero.*
 - a. *Emisiones directas a partir de combustión estacionaria.*
 - b. *Emisiones directas de combustión móvil.*
 - c. *Emisiones y remociones directas de procesos industriales.*
 - d. *Emisiones fugitivas directas causadas por la liberación de GEI en sistemas antropogénicos.*
 - e. *Emisiones y remociones directas causadas por el uso del suelo, los cambios en el uso del suelo y la silvicultura.*
- *Categoría 2: emisiones indirectas de gases de efecto invernadero por energía importada.*
- *Categoría 3: emisiones indirectas de gases de efecto invernadero por transporte.*
 - a. *Emisiones causadas por el transporte y distribución de bienes aguas arriba, provenientes de servicios de flete pagados por la organización.*
 - b. *Emisiones causadas por el transporte y distribución de bienes abajo, provenientes de servicios de flete ofrecidos a los primeros compradores u otros compradores de la cadena de suministro, pero que no son costeados por la organización.*
 - c. *Emisiones causadas por el desplazamiento diario de los empleados, incluyendo las emisiones relacionadas con el transporte de los empleados desde sus hogares hasta sus centros de trabajo.*
 - d. *Emisiones causadas por el transporte de clientes y visitantes.*
 - e. *Emisiones causadas por los viajes de negocio.*
- *Categoría 4: emisiones indirectas de gases de efecto invernadero por productos utilizados por la organización.*
 - a. *Emisiones provenientes de productos comprados, las cuales están asociadas con la fabricación de producto.*
 - b. *Las emisiones provenientes de bienes de capital comprados y amortizados por la organización.*
 - c. *Las emisiones provenientes de la disposición de residuos sólidos y líquidos dependen de las características de los residuos y su tratamiento.*
 - d. *Las emisiones provenientes del uso de activos se generan a través de los equipos arrendados por la organización declarante en el año del informe.*
 - e. *Entre las emisiones provenientes del uso de servicios que no se describen en las subcategorías anteriores mencionadas, se incluye la consultoría, limpieza, el mantenimiento, la entrega de correspondencia, las operaciones bancarias, etc.*
- *Categoría 5: emisiones indirectas de gases de efecto invernadero asociadas con el uso de productos de la organización.*
 - a. *Entre las emisiones o remociones provenientes de la etapa de uso del producto se incluyen las emisiones totales previas durante el tiempo de vida de todos los productos vendidos pertinentes.*

- b. *Entre las emisiones provenientes de activos arrendados aguas abajo se incluyen las causas por la operación de activos que son propiedad de la organización que informa y se arrienda a otras entidades durante el año del informe.*
- c. *Entre las emisiones provenientes de la etapa final de vida del producto se incluye las emisiones asociadas con el final de vida de todos los productos que vende la organización que informa durante el año del informe.*
- d. *Las emisiones provenientes de las inversiones son principalmente las instituciones financieras públicas o privadas previstas.*
- *Categoría 6: emisiones indirectas de gases de efecto invernadero por otras fuentes” (UNE-EN ISO 14064-1, 2019).*

4.3. Iniciativa Oil & Gas Methane Partnership 2.0

La iniciativa *Oil & Gas Methane Partnership 2.0* (OGMP 2.0) se basa en una propuesta para que las organizaciones informen de sus emisiones directas de metano, es decir, emisiones de alcance 1, producidas por las actividades de la empresa. Esta iniciativa se ha planteado para las empresas que se encuentran dentro del sector del petróleo y el gas, las cuales emiten altas concentraciones de metano (OGM Partnership, 2022).

La iniciativa OGMP 2.0 está respaldada por el programa de las Naciones Unidas para el medio ambiente (PNUMA) mediante el nuevo observatorio internacional de emisiones de metano (IMEO). La información obtenida por el observatorio se utilizará para mejorar la transparencia de los datos de las emisiones de metano y su precisión. Con esta medida se pretende ayudar a impulsar las acciones de reducción de este tipo de emisiones (Naciones Unidas, 2022).

Además, la Unión Europea ha lanzado una propuesta de reglamento para la reducción de las emisiones de metano. Este documento todavía no se ha aprobado, pero se prevé que la cuantificación de las emisiones de metano para su posterior reducción se aprobará pronto. Este reglamento afecta a todo el sector del gas, además de otros sectores como el del petróleo y el carbón.

Para la cuantificación de las emisiones de metano, se diferencia entre: emisiones fugitivas, venteos y de combustión incompleta. La iniciativa OGMP divide cada categoría en las subcategorías siguientes (OGM Partnership, 2022):

- Emisiones fugitivas:
 - Conexiones (bridas, sellos, juntas).
 - Válvulas y válvulas de control.
 - Válvulas de alivio de presión.
 - BD-OEL (línea abierta de purga).
 - OEL.
 - Otros.
- Venteos:
 - Purga y ventilación (mantenimiento, proceso, puesta en marcha y desmantelamiento).
 - Dispositivos de emisión regular.
 - Dispositivos neumáticos.

- Analizadores de gas.
 - Otros.
 - Ventilaciones de incidentes/emergencias.
 - Otros.
- Emisiones producidas por combustiones incompletas:
 - Dispositivos de combustión de gas.
 - Turbinas.
 - Motores.
 - Vaporizador de combustión sumergida (SCV).
 - Calentadores/sistema de precalentamiento/calderas/etc.
 - Otros.
 - Quema.

Esta iniciativa, describe 5 tipos de niveles de los informes de estas emisiones dependiendo de la cuantificación y la metodología utilizada para obtener esos valores de emisión. La idea es que las empresas alcancen el nivel 5, que es el máximo nivel. A continuación, se describe cada uno de los niveles:

- Nivel 1: se asigna un valor global de emisiones, independientemente de cada categoría.
- Nivel 2: se asigna un valor de emisiones a cada categorías: fugitivas, venteos y combustión incompleta.
- Nivel 3: se asigna un valor de emisiones por tipo de fuente detallada(subcategorías) y usando factores de emisión genéricos (FE).
- Nivel 4: emisiones reportadas por tipo de fuente detallada, usando factores de emisión y datos de actividad específicos.
- Nivel 5: emisiones reportadas de manera similar al Nivel 4, pero con mediciones de los equipos.

Es posible que dependiendo de la categoría o subcategoría se utilice un nivel u otro.

5. SELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA

En el apartado anterior se han descrito las diferentes metodologías para la cuantificación de las emisiones de gases de efecto invernadero. En la Tabla 1, se comparan las categorías del *Greenhouse Gas Protocol* y de la norma UNE-EN ISO 14064:2019.

Tabla 1: Comparación de las categorías del Greenhouse Gas Protocol y de la norma UNE-EN ISO 14064:2019 (UNE-EN ISO 14064-1, 2019) (Greenhouse Gas Protocol, 2022).

Greenhouse Gas Protocol		Norma UNE-EN ISO 14064:2019	
Alcance 1		Categoría 1	Emisiones directas a partir de combustión estacionaria.
			Emisiones directas de combustión móvil.
			Emisiones y remociones directas de procesos industriales.
			Emisiones fugitivas directas causadas por la liberación de gases de efecto invernadero en sistemas antropogénicos.
			Emisiones y remociones directas causadas por el uso del suelo, los cambios en el uso del suelo y la silvicultura
Alcance 2		Categoría 2	Emisiones indirectas de gases de efecto invernadero por energía importada.
Alcance 3	4. Transporte y distribución aguas arriba.	Categoría 3	a. Emisiones causadas por el transporte y distribución de bienes aguas arriba, provenientes de servicios de flete pagados por la organización.
	9. Transporte y distribución aguas abajo.		b. Emisiones causadas por el transporte y distribución de bienes abajo, provenientes de servicios de flete ofrecidos a los primeros compradores u otros compradores de la cadena de suministro, pero que no son costeados por la organización.
	7. Desplazamiento de los empleados.		c. Emisiones causadas por el desplazamiento diario de los empleados, incluyendo las emisiones relacionadas con el transporte de los empleados desde sus hogares hasta sus centros de trabajo.

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Tabla 1(Continuación): Comparación de las categorías del Greenhouse Gas Protocol y de la norma UNE-EN ISO 14064:2019 (UNE-EN ISO 14064-1, 2019) (Greenhouse Gas Protocol, 2022).

Greenhouse Gas Protocol		Norma UNE-EN ISO 14064:2019	
Alcance 3	6.Viajes de negocios.	Categoría 3	d. Emisiones causadas por el transporte de clientes y visitantes.
	6.Viajes de negocios.		e. Emisiones causadas por los viajes de negocio.
	1.Bienes y servicios.	Categoría 4	a. Emisiones provenientes de productos comprados, las cuales están asociadas con la fabricación de producto.
	2. Bienes de capital.		b. Las emisiones provenientes de bienes de capital comprados y amortizados por la organización.
	5.Residuos generados.		c. Las emisiones provenientes de la disposición de residuos sólidos y líquidos dependen de las características de los residuos y su tratamiento.
	13. Activos arrendados aguas abajo.		d. Las emisiones provenientes del uso de activos se generan a través de los equipos arrendados por la organización declarante en el año del informe.
	1. Bienes y servicios.		e. Entre las emisiones provenientes del uso de servicios que no se describen en las subcategorías anteriores mencionadas, se incluye la consultoría, limpieza, el mantenimiento, la entrega de correspondencia, las operaciones bancarias, etc.
	11. Uso de productos vendidos.	Categoría 5	a. Entre las emisiones o remociones provenientes de la etapa de uso del producto se incluyen las emisiones totales previas durante el tiempo de vida de todos los productos vendidos pertinentes.
	13. Activos arrendados aguas abajo.		b. Entre las emisiones provenientes de activos arrendados aguas abajo se incluyen las causas por la operación de activos que son propiedad de la organización que informa y se arrienda a otras entidades durante el año del informe.

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Tabla 1(Continuación): Comparación de las categorías del Greenhouse Gas Protocol y de la norma UNE-EN ISO 14064:2019 (UNE-EN ISO 14064-1, 2019) (Greenhouse Gas Protocol, 2022).

Greenhouse Gas Protocol		Norma UNE-EN ISO 14064:2019	
Alcance 3	12. Tratamiento al final de la vida útil de los productos vendidos.	Categoría 5	c. Entre las emisiones provenientes de la etapa final de vida del producto se incluye las emisiones asociadas con el final de vida de todos los productos que vende la organización que informa durante el año del informe-.
	15. Inversiones.		d. Las emisiones provenientes de las inversiones son principalmente las instituciones financieras públicas o privadas previstas.
		Categoría 6	Emisiones indirectas de gases de efecto invernadero por otras fuentes.

Como se observa en la Tabla 1, las categorías de ambas metodologías son similares, pero con numeración diferente. Esto se debe a que la norma UNE-EN ISO 14064-1 se aplica en el ámbito del *Greenhouse Gas Protocol*.

Por tanto, se decide utilizar en este trabajo la norma UNE-EN ISO 14064:2019 como estándar para la categorización y cuantificación de las emisiones de gases de efecto invernadero, debido a que es una norma internacional y verificable.

Las subcategorías de “Emisiones y remociones directas de procesos industriales” y “Emisiones fugitivas directas causadas por la liberación de gases de efecto invernadero en sistemas antropogénicos” (UNE-EN ISO 14064-1, 2019), que pertenecen a la categoría 1, se cuantifican utilizando la metodología de OGMP 2.0. Dentro de la subcategoría de “Emisiones y remociones directas de procesos industriales” (UNE-EN ISO 14064-1, 2019) se añaden los venteos y las combustiones incompletas.

6. CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO

6.1. Área de estudio

La cuantificación de los gases de efecto invernadero se realiza a toda la planta de regasificación de GNL. Para el cálculo de la huella de carbono de todo el proceso es necesario identificar cada una de las categorías y subcategorías que presentan una significatividad de emisiones. Además, para la cuantificación de las emisiones, es necesario recopilar una serie de datos y de factores de emisión que se utilizan para poder calcular la huella de carbono generada.

El cálculo de la huella de carbono de la planta de regasificación se hará para un año natural.

6.1.1. Identificación de las fuentes de emisión directas

En una planta de regasificación existen varias fuentes de emisión de gases de efecto invernadero que se deben tener en cuenta en el cálculo de las emisiones directas producidas durante su actividad. Las fuentes de emisiones de una planta de regasificación convencional son las siguientes:

- Antorcha: es un elemento de seguridad utilizado para quemar los vapores que no pueden ser reintroducidos en el proceso. Para la reducción de emisiones de las plantas de regasificación, este elemento se utiliza solo cuando es necesario. En el caso de la planta de estudio, como presenta un compresor de *boil off* que permite recuperar los vapores y añadirlos de forma directa a la red, se reduce notablemente el uso de la antorcha.
- Vaporizador de combustión sumergida: es un sistema para transformar el gas natural licuado a gas natural. En este vaporizador, el gas natural licuado se introduce por una serpentina que se encuentra dentro de un baño de agua. El agua se calienta gracias a los gases calientes de salida del quemador de gas sumergido. En la planta de estudio, el vaporizador de combustión no se utiliza, solo se enciende en operaciones de mantenimiento. Como la planta tiene 5 vaporizadores más de agua de mar, no se utiliza el de combustión sumergida para reducir emisiones.
- Generador de emergencia: es un sistema de emergencia para situaciones donde el suministro de luz se interrumpiera por alguna situación. En ese suceso, el generador de emergencia se pondría en marcha para que la planta no dejara de funcionar. En la planta de estudio, el uso del generador de emergencia es debido al mantenimiento y las comprobaciones de su correcto funcionamiento. El generador funciona con gasoil.
- Sistema contra incendios: este sistema presenta una bomba de gasoil en caso de emergencia por si se produjera un incendio. El sistema se enciende en operaciones de mantenimiento para comprobar que funciona correctamente.

Estos 4 focos de emisión se encuentran dentro del comercio de derechos de emisión (EU-ETS). Por ello, si se supera el límite de emisiones que se pueden emitir a la atmósfera, la planta de regasificación debe pagar por esas emisiones. En este caso en particular, el límite de emisiones se encuentra en 2500 toneladas de CO₂ equivalente.

Estos son los elementos correspondientes a la categoría 1 de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además de estos focos de emisión, se producen más emisiones que pertenecen a la categoría 1, pero son emisiones producidas por fugas en equipos o equipos móviles.

6.1.2. Recopilación de datos

Los datos de actividad son los datos que se utilizan para el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero producidos por la planta. Esos datos, junto con los factores de emisión correspondientes, permiten calcular las toneladas de CO₂ producidas por la planta de regasificación de gas natural licuado.

Como se ha mencionado anteriormente, los datos de actividad del presente trabajo no son datos reales. Debido a temas de confidencialidad se trata de datos aproximados, es decir, del mismo orden de magnitud que los datos reales de la planta de regasificación del estudio.

No obstante, en cada categoría se explica de dónde se ha obtenido el dato. En algunos casos, se selecciona el dato de varias plantas de regasificación de gas natural licuado y se realiza una media para estimar el dato de actividad que se necesita para calcular las emisiones. En otros casos, el dato se puede obtener de páginas oficiales donde el dato de actividad es público y cualquier persona puede tener acceso a él. Por último, en algún caso, los datos de actividad reales se multiplicarán por un factor de seguridad para obtener esos datos aproximados y que los valores de emisión se encuentren sobre los mismos órdenes de magnitud.

En resumen, dependiendo de cómo se obtienen, los datos de actividad utilizados en este trabajo se pueden dividir en:

- **Datos estimados:** se obtienen a partir de datos reales junto con un factor de seguridad para que presenten los mismos órdenes de magnitud. También pueden ser datos obtenidos de otras plantas de regasificación de GNL; en este caso, se realiza una media para obtener un valor aproximado.
- **Datos reales:** son datos obtenidos de páginas oficiales donde el dato de actividad es público. En esta categoría, por ejemplo, se incluye el valor de las emisiones que se encuentran dentro del comercio de derechos de emisión, es decir, las procedentes de la antorcha, el vaporizador de combustión sumergida, el generador de emergencia y la bomba contra incendios.

A continuación, se muestra el procedimiento de cálculo de las categorías 1, 2, 3 y 4, y sus correspondientes subcategorías. Las categorías 5 y 6 no se calculan debido a que se encuentran excluidas del informe porque no se han podido obtener datos.

6.2. Cálculo de las emisiones de la categoría 1

En la categoría 1 se incluyen las emisiones directas generadas por la empresa durante su funcionamiento emitidas por fuentes de la empresa o controladas por ella. En esta categoría no solo se tienen en cuenta las emisiones producidas por combustiones estacionarias, sino también las emisiones producidas por fuentes móviles y las emisiones fugitivas.

6.2.1. Identificación de las subcategorías

En la categoría 1 se distinguen cuatro subcategorías dependiendo de cómo se producen las emisiones que posteriormente se emiten a la atmósfera:

- Emisiones de combustión estacionaria: “son consecuencia de la combustión de cualquier tipo de combustible (fósil o biomasa) consumido en equipos estacionarios (fijos) tales como calentadores, turbinas de gas y calderas. Esto se podría hacer para generar calor, trabajo mecánico y vapor” (UNE-EN ISO 14064-1, 2019).

En la planta de regasificación pertenecen a esta subcategoría las emisiones producidas por: la antorcha, el vaporizador de combustión sumergida, el generador de emergencia y la bomba contraincendios.

- Emisiones fugitivas: “las emisiones fugitivas directas pueden provenir de sistemas que extraen, procesan, almacenan y entregan combustibles fósiles (por ejemplo bridas, válvulas, acoples y conexiones roscas); de filtraciones de un equipo (por ejemplo, sistemas de enfriamiento); de procesos agrícolas (por ejemplo, putrefacción y fermentación, estiércol, ganado, aplicación de fertilizantes nitrogenados); y de la descomposición incontrolada de desechos tales como vertederos/rellenos sanitarios, instalaciones de compostaje, tratamiento de aguas residuales y otros procesos de gestión de residuos. Las emisiones causadas por la quema y venteo se cuantifican como emisiones directas. Las emisiones causadas por la quema y venteo podrían ser no intencionales o intencionales. Entre los ejemplos se incluye: la liberación planificada de CH₄ o CO₂ que contiene gas natural o gas de hidrocarburo a la atmósfera a través de sellos o tuberías de respiración; purga de los equipos laborales de mantenimiento; y la extracción directa de gas utilizado para accionar equipos” (UNE-EN ISO 14064-1, 2019).

En la planta de regasificación las emisiones fugitivas que se pueden producir son emisiones fugitivas de metano o de gases fluorados provenientes de los sistemas de aire acondicionado y otros equipos.

- Emisiones de combustión móvil: “son consecuencia del consumo de combustibles en equipos de transporte, tales como vehículos de motor, camiones, barcos, aviones, locomotoras y montacargas” (UNE-EN ISO 14064-1, 2019). En esta subcategoría no se incluyen las emisiones fuera de los límites de la organización como movilidad de los empleados o viajes de negocios. Estas emisiones deben incluirse en el alcance 3.

Las emisiones de la planta de regasificación incluidas en esta subcategoría son las emisiones de los vehículos utilizados para el transporte dentro de la planta para actividades de mantenimiento o de operaciones.

- Emisiones y remociones directas de procesos industriales (UNE-EN ISO 14064-1, 2019):

Las emisiones de la planta de regasificación que se incluyen en esta subcategoría son los venteos y las combustiones incompletas de metano.

6.2.2. Metodología de cálculo

Para el cálculo de las emisiones de la categoría 1, se utilizan los factores de emisión obtenidos de la oficina española de cambio climático (OECC), los cuales se muestran en la Tabla 2 y Figuras 12, 13, 14 y 15, donde se observan, entre otros, los correspondientes al gas natural y gasóleo, al metano, a diversos refrigerantes, al hexafluoruro de azufre y al gasóleo (en otras unidades), respectivamente.

Tabla 2: Factores de emisión del gas natural y el gasóleo (OECC, 2021)

Combustible	Factores de emisión		
	GJ/t	kg CO ₂ /GJ _{PCI}	GJ/miles Nm ³
Gas natural	48,52	56,13	37,89
Gasóleo	--	74,10	--

Industrial designation or common name	Chemical formula	GWP values for 100-year time horizon		
		Second Assessment Report (SAR)	Fourth Assessment Report (AR4)	Fifth Assessment Report (AR5)
Carbon dioxide	CO ₂	1	1	1
Methane	CH ₄	21	25	28

Figura 12: Factor de emisión del metano (Greenhouse Gas Protocol, 2021)

Gas	Fórmula	Potencial d'escalfament IPCC 2007
Preparats (mescles)		
R-404A	44% R125 + 52% R143a + 4% R134a	3.922
R-407A	20% R32 + 40% R125 + 40% R134A	2.107
R-407B	10% R32 + 70% R125 + 20% R134A	2.804
R-407C	23% R32 + 25% R125 + 52% R134A	1.774
R-407F	30% R32 + 30% R125 + 40% R134A	1.825
R-410A	50% R32 + 50% R125	2.088

Figura 13: Factores de emisión de diversos refrigerantes (OECC, 2021)

Gas	Fórmula	Potencial d'escalfament IPCC 2007
Perfluorocarbons		
Perfluorometà	CF ₄	7.390
Perfluoroetà	C ₂ F ₆	12.200
Perfluoropropà	C ₃ F ₈	8.830
Perfluorobutà	C ₄ F ₁₀	8.860
Perfluorociclobutà	c-C ₄ F ₈	10.300
Perfluoropentà	C ₅ F ₁₂	9.160
Perfluorohexà	C ₆ F ₁₄	9.300
Hexafluorur de sofre	SF ₆	22.800

Figura 14: Factores de emisión de diversos perfluorocarbonos (OCCC, 2021)

Combustible	Factor d'emissió ¹⁵
Gas natural (m ³)	2,14 kg CO ₂ /Nm ³ de gas natural
Gas butà (kg)	2,96 kg CO ₂ /kg de gas butà
Gas butà (nombre de bombones)	37,06 kg CO ₂ /bombona (considerant 1 bombona de 12,5 kg)
Gas propà (kg)	2,94 kg CO ₂ /kg de gas propà
Gas propà (nombre de bombones)	102,84 kg CO ₂ /bombona (considerant 1 bombona de 35 kg)
Gasoil (litres)	2,87 kg CO ₂ /l de gasoil ¹⁶
Fuel (kg)	3,13 kg CO ₂ /kg de fuel
GLP genèric (kg)	2,98 kg CO ₂ /kg de GLP genèric
GLP genèric (litres)	1,63 kg CO ₂ /l de GLP genèric ¹⁷
Carbó nacional (kg)	1,91 kg CO ₂ /kg de carbó nacional
Carbó d'importació (kg)	2,43 kg CO ₂ /kg de carbó d'importació
Coc de petroli (kg)	3,17 kg CO ₂ /kg de coc de petroli

Figura 15: Factores de emisión de diversos combustibles (OCCC, 2021)

A continuación, se muestran los cálculos realizados para obtener las emisiones de gases de efecto invernadero producidos por la planta.

6.2.2.1. Emisiones de combustión estacionaria

Como ya se ha indicado, las emisiones de combustión estacionaria corresponden a la combustión de combustibles fósiles. En la planta de regasificación se quema gasóleo y gas natural.

- *Combustión de gasóleo*

La combustión de gasóleo tiene lugar en el generador de emergencia y en la bomba de agua de mar del dispositivo contra incendios (DCI).

La información real sobre el consumo de gasóleo en una planta de regasificación se conoce, ya que normalmente el combustible se encuentra almacenado en depósitos de los cuales se sabe la cantidad.

A partir del valor de consumo del gasóleo del año 2020 obtenido de las plantas de regasificación de gas natural licuado de Mugaridos (Reganosa), Barcelona (Enagás, Declaración ambiental - Planta de regasificación de Barcelona, 2020), Huelva (Enagás, Declaración ambiental - Planta de regasificación de Huelva, 2020) y Sagunto (Saggas, 2020), es posible hacer una media de dicho consumo. Estos datos se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3: Datos del consumo de gasóleo (MWh) en equipos fijos de diversas plantas de regasificación de GNL.

	Huelva	Sagunto	Barcelona	Mugaridos	Dato medio actividad
Emisiones de combustión estacionaria (gasoil, MWh)	79	82,92	39	95,4	74,08

Así pues, con el dato medio del consumo de gasóleo de la Tabla 3 y el factor de emisión del gasóleo de la Tabla 2, se procede al cálculo de las emisiones:

$$\text{Consumo de gasóleo} = 74,08 \text{ MWh} = 266,69 \text{ GJ}$$

$$\text{Factor de emisión del gasóleo} = 74,1 \text{ kg CO}_2/\text{GJ}_{\text{PCI}}$$

$$\begin{aligned} \text{Generador emergencia} + \text{DCI} &= 266,69 \text{ GJ} \times 74,1 \text{ kgCO}_2/\text{GJ}_{\text{PCI}} = \\ &= 19761,7 \text{ kgCO}_{2e} = 19,8 \text{ tCO}_{2e} \end{aligned} \quad \text{Ec. 1}$$

- *Combustión de gas natural*

La combustión de gas natural tiene lugar en la antorcha y en el vaporizador de combustión sumergida.

La información real sobre la combustión del gas natural en una planta de regasificación se obtiene gracias a que se conoce la cantidad de gas natural quemado en la antorcha y el tiempo de funcionamiento del vaporizador de combustión sumergida, el cual permite determinar cuánta cantidad de gas natural se ha quemado durante la operación.

En la planta de este estudio se supone que el vaporizador de combustión sumergida no se utiliza debido a la existencia de los vaporizadores de agua de mar. Por lo tanto, las emisiones producidas

por el vaporizador de combustión sumergida se consideran nulas y las toneladas generadas por la quema de gas natural son las asociadas a la quema mediante la antorcha.

Para el cálculo de las emisiones producidas por la quema de gas natural, se han encontrado en la web de la comisión europea las toneladas de CO₂ producidas por varias plantas dentro de las emisiones de comercio de derechos de emisión. Los datos se muestran en la Tabla 4. El valor medio entre las plantas de regasificación es de 708,75 toneladas de CO₂.

Tabla 4: Datos de comercio de derechos de emisión en diversas plantas de regasificación de GNL.

	Huelva	Sagunto	Barcelona	Mugarodos	Dato medio actividad
Emisiones de combustión estacionaria (ETS-EU)	423	402	125	1885	708,75

Al valor medio de la Tabla 4 se le debe eliminar las toneladas producidas por el generador de emergencia y la bomba contraincendios para obtener las toneladas de CO₂ producidas por la quema de gas natural:

$$Antorcha = 708,75 \text{ tCO}_{2e}EU_{ETS} - 19,8 \text{ tCO}_{2e}(\text{DCI} + \text{Generador}) = 688,95 \text{ tCO}_{2e} \quad \text{Ec. 2}$$

Las emisiones de la antorcha también se podrían calcular a partir de la cantidad de gas natural quemado en Nm³ (en caso de conocerse) y mediante los factores de emisión de la Tabla 2:

$$\text{Consumo de gas natural supuesto} = 323,943 \text{ miles Nm}^3$$

$$\text{Factores de emisión del gas natural} = 37,89 \text{ GJ/milesNm}^3 = 56,13 \text{ kg CO}_2/\text{GJPCI}$$

$$Antorcha = 323,943 \text{ milesNm}^3 \times 37,89 \frac{\text{GJ}}{\text{milesNm}^3} \times 56,13 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{GJPCI}} = 688,95 \text{ tCO}_{2e} \quad \text{Ec. 3}$$

6.2.2.2. Emisiones fugitivas

Las emisiones fugitivas de una planta de regasificación, como ya se ha indicado anteriormente, corresponden a emisiones de metano y de gases fluorados. Los datos de actividad utilizados para el cálculo de estas emisiones fugitivas son datos estimados a partir de los datos reales de la planta.

- *Fugitivas de metano*

A partir de los datos facilitados por la planta de regasificación de gas natural licuado del estudio y el factor de emisión del metano de la Figura 12, se calculan las emisiones fugitivas de metano producidas. El valor se recopila mediante un programa de detección y cuantificación basado en la norma UNE-EN 15446:2008 donde se miden las emisiones fugitivas de los equipos de la planta.

Dato medición = 40 toneladas de gas natural

Factor de emisión del metano = 28 GWP

$$Fugitivas\ de\ CH_4 = 40\ t_{gas\ natural} \times 28\ GWP = 1120\ tCO_{2e} \quad Ec. 4$$

- *Fugitivas de gases fluorados*

Se trata de las emisiones producidas por los equipos de aire acondicionado y equipos de media tensión.

A partir de los datos facilitados por la planta de regasificación de gas natural licuado del estudio y el factor de emisión de los distintos refrigerantes (Figura 13) y del hexafluoruro de azufre (Figura 14), se calculan las emisiones fugitivas fluoradas emitidas. El valor se obtiene gracias a los valores conocidos de las cargas de los equipos refrigerantes de la planta. Como se conoce cuánta cantidad de refrigerante nuevo se ha añadido a cada equipo, se considera que esa cantidad es la que ha fugado.

Dato refrigerante R407C = 17 kg

Dato refrigerante R410A = 2 kg

Dato SF₆ = 2 kg

Factor de emisión del R407C = 1774 GWP

Factor de emisión del R410A = 2088 GWP

Factor de emisión del SF₆ = 22800 GWP

$$R407C = 17\ kg \times 1774\ GWP = 30158\ kgCO_{2e} \quad Ec. 5$$

$$R410A = 2\ kg \times 2088\ GWP = 4176\ kgCO_{2e} \quad Ec. 6$$

$$SF_6 = 2\ kg \times 22800\ GWP = 45600\ kgCO_{2e} \quad Ec. 7$$

$$\begin{aligned} Fugitivas\ de\ gases\ fluorados &= 30158\ kgCO_{2e} + 4176\ kgCO_{2e} + 45600\ kgCO_{2e} = \\ &= 79934\ kgCO_{2e} = 79,93\ tCO_{2e} \quad Ec. 8 \end{aligned}$$

6.2.2.3. Emisiones de combustión móvil

Las emisiones de combustión móvil corresponden a las de vehículos y máquinas.

La información real sobre el consumo de gasóleo de las máquinas y vehículos en una planta de regasificación se obtiene gracias a que se conoce la cantidad de gasóleo utilizado por cada una de ellas.

A partir del valor de consumo del gasóleo del año 2020 obtenido de las plantas de regasificación de gas natural licuado de Mugaridos (Reganosa), Barcelona (Enagás, Declaración ambiental - Planta de

regasificación de Barcelona, 2020) y Huelva (Enagás, Declaración ambiental - Planta de regasificación de Huelva, 2020), es posible hacer una media de dicho consumo. Estos datos se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5: Datos del consumo de gasóleo (L) en equipos móviles de diversas plantas de regasificación de GNL.

	Huelva	Barcelona	Mugardos	Dato medio actividad
Emisiones de combustión móvil (gasoil, L)	3078,7	651	1460,95	1730,22

Así pues, con el dato medio del consumo de gasóleo de la Tabla 5 y el factor de emisión del gasóleo de la Figura 15, se procede al cálculo de las emisiones:

$$\text{Consumo de gasoil} = 1730,2 \text{ L}$$

$$\text{Factor de emisión del gasóleo} = 2,87 \text{ kg CO}_2/\text{L}$$

$$\text{Vehículos y máquinas} = 1730,2 \text{ L} \times 2,87 \text{ kgCO}_2/\text{L} = 4965,67 \text{ kgCO}_{2e} = 4,97 \text{ tCO}_{2e} \quad \text{Ec. 9}$$

6.2.2.4. Emisiones de procesos industriales

La metodología de cálculo para esta subcategoría se explica en el apartado siguiente de emisiones de metano. Este tipo de emisiones no se han cuantificado en la planta de regasificación de este estudio por falta de información respecto al dato de actividad. No obstante, se explica posteriormente el procedimiento para mostrar cómo se realizaría el cálculo.

6.3. Cálculo de las emisiones de la categoría 2

En la categoría 2 se incluyen las emisiones indirectas generadas por la energía comprada que se utiliza para el desempeño de la actividad, tal como queda reflejado en la Figura 16. Esta energía se utiliza para el funcionamiento de las bombas, los compresores, iluminación, etc. Si la planta utiliza energía proveniente de fuentes renovables, las emisiones de este tipo de categoría se contabilizan como nulas.

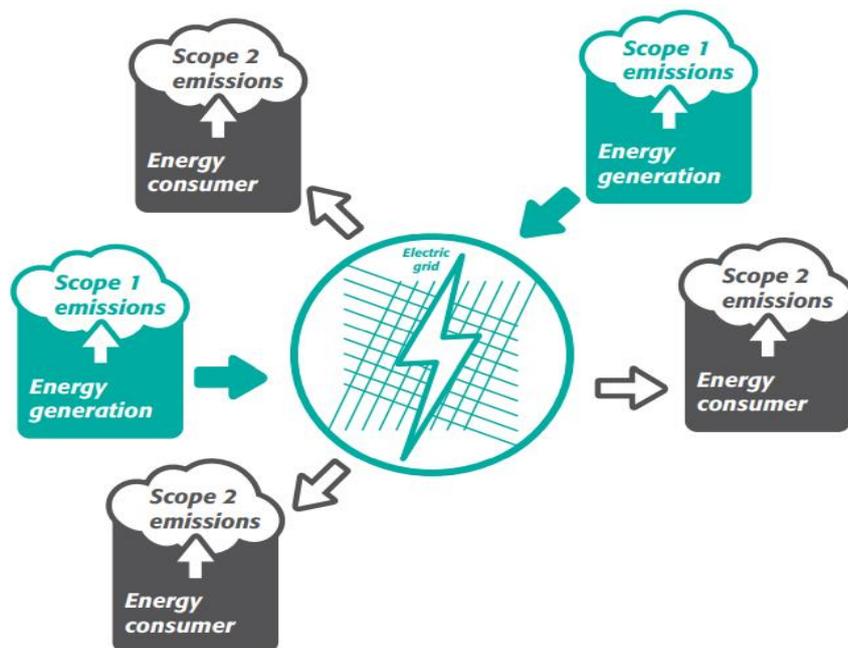


Figura 16: Tipos de alcance/categoría dependiendo de la actividad de la organización.

Las emisiones generadas por el consumo de electricidad se consideran indirectas debido a que, aunque no se producen dentro de la propiedad, son una consecuencia de la actividad de la planta y el control lo posee una empresa externa que es la que se encarga de generar esa energía.

6.3.1. Metodología de cálculo

La cuantificación de las emisiones producidas por la electricidad comprada y consumida se realiza teniendo en cuenta la información suministrada por el proveedor de electricidad. Cada proveedor presenta unos factores de emisión específicos y junto con las facturas de la planta, se conoce el total de electricidad en kWh para poder cuantificar las emisiones producidas por esa energía consumida.

La información real sobre el consumo de electricidad en una planta de regasificación se obtiene gracias a las facturas recibidas de la comercializadora durante el año. A partir de los datos de la electricidad consumida obtenidos de las plantas de regasificación de gas natural licuado de Mugaridos (Reganosa, 2022), Barcelona (Enagás, Declaración ambiental - Planta de regasificación de Barcelona, 2020), Huelva (Enagás, Declaración ambiental - Planta de regasificación de Huelva, 2020) y Sagunto (Saggas, 2020), es posible hacer una media de dicho consumo. Estos datos se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6: Datos del consumo de energía eléctrica (MWh) en diversas plantas de regasificación de GNL.

	Huelva	Sagunto	Barcelona	Mugaridos	Dato medio actividad
Emisiones producidas por la energía (consumo, MWh)	55237	34000	52962	24567	41691,5

Durante el año 2021, la planta de regasificación de este estudio utilizó electricidad suministrada por la comercializadora ENDESA ENERGÍA, S.A. Mediante los factores de emisión obtenidos de cada comercializadora en tCO₂/kWh se cuantifica las emisiones asociadas al consumo eléctrico. Si la empresa hubiera contratado electricidad con certificado de garantía de origen (GDO), las emisiones asociadas a la electricidad serían nulas debido a que provienen de fuentes de energía renovables. En la Tabla 7 se muestra el total de emisiones de CO₂ producidas por la energía consumida por la planta de regasificación.

Tabla 7: Cálculo de las emisiones indirectas producidas por el consumo de energía eléctrica (categoría 2) en una planta de regasificación.

Electricidad consumida (kWh)	Factor de emisión comercializadora (kgCO ₂ /kWh)	Categoría 2 (tCO _{2e})
41691500	0,2	8338,3

Las emisiones totales producidas en una planta de regasificación de gas natural licuado por el consumo de energía eléctrica (categoría 2) son de **8338,3 tCO_{2e}**.

6.4. Cálculo de las emisiones de la categoría 3

En la categoría 3 se incluyen las emisiones indirectas producidas por la cadena de valor de la actividad de la empresa, en particular las emisiones producidas por el transporte tanto terrestre como marítimo.

6.4.1. Identificación de las subcategorías

En la categoría 3 se incluyen diferentes subcategorías. A continuación, se muestran las subcategorías que están incluidas en la estimación de las emisiones producidas por las diferentes actividades que afectan a la empresa:

- Emisiones causadas por el transporte y distribución de bienes aguas arriba, provenientes de servicios de flete pagados por la organización (UNE-EN ISO 14064-1, 2019).

En esta subcategoría se incluye el transporte y la distribución tanto de productos comprados como de servicios adquiridos por la organización. Todas estas actividades son realizadas en vehículos que no son propiedad de la compañía. Las emisiones de la categoría 3 de la planta de regasificación son las emisiones de las categorías 1 y 2 de las empresas de transporte marítimo con las que trabaja la planta. En esta subcategoría se estimarán las emisiones producidas por el transporte marítimo, es decir, las emisiones de los buques. Las emisiones debido al transporte de los bienes y servicios comprados o bienes de capital, no se consideran en esta categoría ya que se han incluido en la categoría 4.

- Emisiones causadas por el transporte y distribución de bienes aguas abajo, provenientes de servicios de flete ofrecidos a los primeros compradores u otros compradores de la cadena de suministro, pero que no son costeados por la organización (UNE-EN ISO 14064-1, 2019).

En esta subcategoría se incluye el transporte y la distribución tanto de productos comprados como de servicios adquiridos por la organización. Todas estas actividades son realizadas en vehículos que no son propiedad de la compañía. En esta subcategoría se estimarán las emisiones producidas por el transporte terrestre, es decir, las emisiones de las cisternas.

- Emisiones causadas por el desplazamiento diario de los empleados, incluyendo las emisiones relacionadas con el transporte de los empleados desde sus hogares hasta sus centros de trabajo.

En esta subcategoría se estiman las emisiones producidas por los empleados de la empresa desde sus hogares a la planta. Las emisiones se cuantifican dependiendo del medio de transporte. Los más comunes son:

- Coche.
- Moto.
- Ciclomotor.
- A pie.
- Bicicleta.
- Patinete eléctrico.
- Autobús.
- Tren.

Se tiene en cuenta que los empleados pueden utilizar más de un medio de transporte. En esta subcategoría también se pueden incluir las emisiones producidas por los empleados que teletrabajen.

- Emisiones causadas por el transporte de clientes y visitantes

En esta subcategoría se incluyen las emisiones del transporte generado por las visitas y los clientes que han visitado la planta de regasificación de gas natural licuado en el año del informe.

- Emisiones causadas por los viajes de negocio

En esta subcategoría se incluyen las emisiones del transporte de empleados durante los viajes de negocios en vehículos propiedad de terceros, como aviones, trenes, autobuses, automóviles, etc.

6.4.2. Metodología de cálculo

6.4.2.1. Transporte y distribución aguas arriba

Para estimar las emisiones de dióxido de carbono emitidas debido al transporte marítimo de GNL, se debe recopilar una serie de datos previos: buque, tamaño del buque y origen del puerto. Esta

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

información está recopilada por la empresa donde se realiza la actividad en sus registros. Es necesario buscar el puerto de origen y comprobar que coincide con el del registro.

Para realizar el cálculo, se obtiene el número de buques que han descargado o cargado GNL en la planta de regasificación durante el año de referencia del informe. En la Figura 17 se muestra la información del número de buques y del país de origen de cada buque, la cual se obtiene del informe del sistema gasista de 2021 (Enagás Informe del sistema gasista, 2021). Como se conoce el país, pero no el puerto de origen del buque, se realiza una aproximación. En las Tablas 8 y 9 se muestran los datos obtenidos para realizar los cálculos.

Nº descargas	Argelia	Nigeria	Bélgica	EE.UU.	Noruega	Perú	Qatar	T&T	Francia	Angola	Rusia	Egipto	Argentina	Guinea Ecuatorial	Papúa Nueva Guinea	Australia	España	Total
Barcelona	6	5	-	11	-	-	18	2	-	3	-	-	-	-	1	1	-	47
Huelva	3	23	-	20	-	-	-	2	1	1	1	-	-	1	-	-	-	52
Cartagena	10	13	-	6	-	-	8	3	-	-	-	2	-	1	-	1	-	44
Bilbao	-	3	-	12	-	-	2	5	-	-	21	-	-	5	-	-	1	49
Sagunto	19	3	-	9	-	1	2	1	-	-	1	1	-	1	-	-	-	38
Mugardos	-	4	-	6	-	-	-	2	-	-	10	1	-	1	-	-	-	24
Total	38	51	-	64	-	1	30	15	1	4	33	4	-	9	1	2	1	254

Figura 17: Descargas de buques por orígenes y plantas de regasificación (Enagás Informe del sistema gasista, 2021)

Tabla 8: Datos de los buques que llegan a diversas plantas de regasificación (Enagás Informe del sistema gasista, 2021)

	Barcelona	Huelva	Cartagena	Bilbao	Sagunto	Mugardos	Dato medio actividad
Número de descargas de buques de GNL	47	52	44	49	38	24	42

Tabla 9: Datos de la procedencia de los buques que llegan a la planta de regasificación (Enagás Informe del sistema gasista, 2021).

Procedencia del gas por países	Número de buques respecto del 100%	Buques totales de cada país
Argelia	15	6
Nigeria	20	8
USA	25	11
Qatar	12	6
Trinidad y Tobago	6	2
Angola	2	1
Rusia	13	6
Egipto	2	1
Guinea	4	1
TOTAL	100	42

A continuación, se utilizan dos webs diferentes de cálculo de millas de un origen a un destino. Con los dos valores calculados, se realiza una media para obtener las millas del trayecto.

Los factores de emisión para el cálculo de las emisiones se obtienen de THETIS MRV. Cada barco está registrado y presenta un factor de emisión diferente. Estos factores se actualizan conforme pasa el tiempo; por ello, en algún buque se tiene un factor de emisión del año 2019 y en otros del 2020.

Mediante esa distancia en millas y ese factor de emisión (*FE*) es posible calcular las toneladas de dióxido de carbono emitidas durante el transporte marítimo. La fórmula utilizada para el cálculo es la siguiente:

$$\text{Buque } (tCO_{2e}) = FE \left(\frac{kgCO_2}{millas} \right) \times \text{Distancia}(millas) \quad \text{Ec. 10}$$

A continuación, se muestra un ejemplo del cálculo de las emisiones de un buque metanero:

$$\text{Buque 1} = 1143,93 \left(\frac{kgCO_2}{millas} \right) \times 418,33(millas) = 478535 \text{ } kgCO_2 = 479 \text{ } tCO_{2e} \quad \text{Ec. 11}$$

El procedimiento para el cálculo de las emisiones debidas al transporte marítimo se realiza de la misma forma en operaciones de descarga, enfriamiento y carga.

En la Tabla 10 se muestran los cálculos efectuados para determinar las emisiones de gases de efecto invernadero de cada buque.

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Tabla 10: Cálculo de las emisiones de GEI en toneladas de CO₂ equivalente producidas por el transporte marítimo.

Buque	País de origen	Puerto de origen	FE _{buque 2020} (kgCO _{2e} /milla)	Distancia calculada 1 (millas)	Distancia calculada 2 (millas)	Distancia media (millas)	KgCO _{2e}	tCO _{2e}
Buque 1	Argelia	Skikda	1143,93	384,65	452,00	418,33	478534,52	478,53
Buque 2	Argelia	Skikda	1275,88	384,65	452,00	418,33	533732,50	533,73
Buque 3	Argelia	Skikda	389,99	384,65	452,00	418,33	163142,57	163,14
Buque 4	Argelia	Skikda	715,71	384,65	452,00	418,33	299399,39	299,40
Buque 5	Argelia	Skikda	594,27	384,65	452,00	418,33	248598,00	248,60
Buque 6	Argelia	Skikda	1903,38	384,65	452,00	418,33	796231,44	796,23
Buque 7	Nigeria	Bonny	725,01	3636,62	4012,00	7648,62	5545325,99	5545,33
Buque 8	Nigeria	Bonny	1272,95	3636,62	4012,00	7648,62	9736310,83	9736,31
Buque 9	Nigeria	Bonny	929,89	3636,62	4012,00	7648,62	7112375,25	7112,38
Buque 10	Nigeria	Bonny	711,90	3636,62	4012,00	7648,62	5445052,58	5445,05
Buque 11	Nigeria	Bonny	1095,45	3636,62	4012,00	7648,62	8378680,78	8378,68
Buque 12	Nigeria	Bonny	765,65	3636,62	4012,00	7648,62	5856165,90	5856,17
Buque 13	Nigeria	Bonny	704,20	3636,62	4012,00	7648,62	5386158,20	5386,16
Buque 14	Nigeria	Bonny	906,11	3636,62	4012,00	7648,62	6930491,07	6930,49
Buque 15	USA	Cameron LNG	575,44	4115,22	5899,00	5007,11	2881291,38	2881,29
Buque 16	USA	Sabine Pass	1220,34	4195,97	5899,00	5047,49	6159647,84	6159,65
Buque 17	USA	Cove point LNG	507,30	3965,51	4101,00	4033,26	2046070,26	2046,07
Buque 18	USA	Corpus Christi terminal	1110,60	5236,74	5960,00	5598,37	6217549,72	6217,55
Buque 19	USA	Cameron LNG	1100,23	4115,22	5899,00	5007,11	5508972,64	5508,97
Buque 20	USA	Sabine Pass	1220,34	4195,97	5899,00	5047,49	6159647,84	6159,65
Buque 21	USA	Cove point LNG	610,91	3965,51	4101,00	4033,26	2463955,81	2463,96
Buque 22	USA	Corpus Christi terminal	877,45	5236,74	5960,00	5598,37	4912289,76	4912,29
Buque 23	USA	Cameron LNG	638,41	4115,22	5899,00	5007,11	3196589,10	3196,59
Buque 24	USA	Sabine Pass	928,50	4195,97	5899,00	5047,49	4686589,82	4686,59
Buque 25	USA	Cove point LNG	260,57	3965,51	4101,00	4033,26	1050945,26	1050,95
Buque 26	Qatar	Ras Laffan	919,59	4692,35	5302,00	4997,18	4595352,16	4595,35
Buque 27	Qatar	Ras Laffan	331,78	4692,35	5302,00	4997,18	1657962,72	1657,96
Buque 28	Qatar	Ras Laffan	610,91	4692,35	5302,00	4997,18	3052824,18	3052,82
Buque 29	Qatar	Ras Laffan	414,03	4692,35	5302,00	4997,18	2068980,37	2068,98
Buque 30	Qatar	Ras Laffan	269,11	4692,35	5302,00	4997,18	1344789,76	1344,79

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Tabla 10 (continuación): Cálculo de las emisiones de GEI en toneladas de CO₂ equivalente producidas por el transporte marítimo.

Buque	País de origen	Puerto de origen	FE _{buque 2020} (kgCO _{2e} /milla)	Distancia calculada 1 (millas)	Distancia calculada 2 (millas)	Distancia media (millas)	KgCO _{2e}	tCO _{2e}
Buque 31	Trinidad y Tobago	Atlantic LNG	1026,91	3850,31	4858,00	4354,16	4471325,31	4471,33
Buque 32	Trinidad y Tobago	Atlantic LNG	273,78	3850,31	4858,00	4354,16	1192080,56	1192,08
Buque 33	Trinidad y Tobago	Atlantic LNG	683,77	3850,31	4858,00	4354,16	2977240,56	2977,24
Buque 34	Angola	Angola LNG	622,47	4701,11	4654,00	4677,56	2911637,66	2911,64
Buque 35	Rusia	Yamal LNG	786,27	3166,29	4443,00	3804,65	2991478,22	2991,48
Buque 36	Rusia	Yamal LNG	1175,87	3166,29	4443,00	3804,65	4473767,92	4473,77
Buque 37	Rusia	Yamal LNG	957,75	3166,29	4443,00	3804,65	3643898,75	3643,90
Buque 38	Rusia	Yamal LNG	929,89	3166,29	4443,00	3804,65	3537901,34	3537,90
Buque 39	Rusia	Yamal LNG	1111,90	3166,29	4443,00	3804,65	4230384,78	4230,38
Buque 40	Rusia	Yamal LNG	491,58	3166,29	4443,00	3804,65	1870287,39	1870,29
Buque 41	Egipto	SEGAS LNG	711,90	1647,88	1897,00	1772,44	1261800,04	1261,80
Buque 42	Guinea	PNG LNG	666,15	9289,57	10140,00	9714,79	6471504,03	6471,50
TOTAL							154947,00	

Como puede verse en la Tabla 10, se obtiene un total de 154947 tCO_{2e} correspondiente al transporte marítimo de gas natural licuado debido a la actividad de la instalación.

No se ha podido cuantificar las emisiones producidas por las cargas o los enfriamientos debido a la falta de información de este tipo de operaciones.

6.4.2.2. Transporte y distribución aguas abajo

Para la estimación de las emisiones de dióxido de carbono debidas al transporte terrestre de gas natural licuado se necesita información sobre:

- Fecha.
- Hora.
- Peso (kg).
- Destino de la cisterna:
 - Dirección.
 - Código postal.
 - Distancia en kilómetros del trayecto de ida a los destinos.

La distancia en kilómetros se ha calculado mediante la aplicación Google Maps. Para ello, se añade como ubicación la planta donde se realiza la actividad y la dirección de la empresa de destino, proporcionando la aplicación los kilómetros recorridos.

A continuación, se selecciona para cada destino un factor de emisión diferente dependiendo del peso transportado. Los factores de emisión utilizados para el cálculo de las emisiones de dióxido de carbono de los camiones cisterna son los mostrados en la Tabla 11. Como se conoce el peso transportado por la cisterna se utiliza una función condicional para seleccionar el factor de emisión correspondiente.

Tabla 11: Factores de emisión de camiones cisterna del año 2021.

	Factor 2021 gCO ₂ /km	Factor 2021 kgCO ₂ /km
Menor de 14 t	385,59	0,38559
Mayor de 14 t	434,77	0,43477

Por último, se multiplica la distancia en kilómetros por el factor de emisión (FE) y se obtiene los kilogramos de dióxido de carbono del trayecto. Si, además, se multiplica por el número de veces que se efectúa cada trayecto en un año (es decir, el número de veces que se va a un mismo destino), se obtiene los kilogramos de dióxido de carbono totales de un mismo trayecto. La fórmula utilizada para el cálculo es la siguiente:

$$Cisterna (kgCO_{2e}) = FE \left(\frac{kgCO_2}{km} \right) \times Distancia(km) \times \text{Número de viajes/año} \quad Ec. 12$$

A continuación, se muestra un ejemplo del cálculo de las emisiones totales de una cisterna a un mismo destino:

$$Cisterna1 = 0,43477 \left(\frac{kgCO_2}{km} \right) \times 100(km) \times 52 \left(\frac{viajes}{año} \right) = 43,477 kgCO_2 = 0,04 tCO_{2e} \quad Ec. 13$$

Los destinos de las cisternas cargadas con GNL son aproximados y se obtienen del informe del sector gasista del 2021 (*Enagás Informe del sistema gasista, 2021*). En la Figura 18 se muestra un mapa con los diferentes destinos de las cisternas cargadas con GNL de todas las regasificadoras de España.



Figura 18: Destinos de cisternas de diversas plantas de regasificación (Enagás Informe del sistema gasista, 2021).

En la Tabla 12 se muestra el número de cisternas cargadas de GNL al año en diversas plantas de regasificación. Estos datos se obtienen del informe del sistema gasista del 2021 (Enagás Informe del sistema gasista, 2021). El valor medio calculado es de 8367 cisternas. Si se supone que una misma cisterna realiza 1 viaje por semana a cada destino, es decir, 52 viajes al año con un mismo trayecto, se obtiene un total de 160 cisternas con destinos diferentes.

Tabla 12: Datos de las cisternas anuales de diversas plantas de regasificación de GNL

	Bilbao	Sagunto	Huelva	Barcelona	Mugarodos	Cartagena	Dato medio actividad
Número de cisternas cargadas de GNL	3900	7800	10600	12300	4700	10900	8367

Los cálculos de las emisiones de dióxido de carbono producidas por el transporte terrestre del gas natural licuado se muestran en la Tabla 13.

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Tabla 13: Cálculo de las emisiones de GEI en toneladas de CO₂ equivalente debidas al transporte terrestre de GNL.

Cisterna	Distancia a destino (km)	Nº viajes/año	FE (kgCO ₂ /km)	kgCO _{2e}	tCO _{2e}
Cisterna 1	100	52	0,43477	2260,804	2,261
Cisterna 2	500	52	0,43477	11304,020	11,304
Cisterna 3	348	52	0,43477	7867,598	7,868
Cisterna 4	300	52	0,43477	6782,412	6,782
Cisterna 5	80	52	0,43477	1808,643	1,809
Cisterna 6	234	52	0,43477	5290,281	5,290
Cisterna 7	321	52	0,43477	7257,181	7,257
Cisterna 8	234	52	0,43477	5290,281	5,290
Cisterna 9	89	52	0,43477	2012,116	2,012
Cisterna 10	70	52	0,43477	1582,563	1,583
Cisterna 11	543	52	0,43477	12276,166	12,276
Cisterna 12	234	52	0,43477	5290,281	5,290
Cisterna 13	89	52	0,43477	2012,116	2,012
Cisterna 14	290	52	0,43477	6556,332	6,556
Cisterna 15	212	52	0,43477	4792,904	4,793
Cisterna 16	345	52	0,43477	7799,774	7,800
Cisterna 17	78	52	0,43477	1763,427	1,763
Cisterna 18	100	52	0,43477	2260,804	2,261
Cisterna 19	102	52	0,43477	2306,020	2,306
Cisterna 20	80	52	0,43477	1808,643	1,809
Cisterna 21	345	52	0,43477	7799,774	7,800
Cisterna 22	57	52	0,43477	1288,658	1,289
Cisterna 23	35	52	0,43477	791,281	0,791
Cisterna 24	47	52	0,43477	1062,578	1,063
Cisterna 25	345	52	0,43477	7799,774	7,800
Cisterna 26	47	52	0,43477	1062,578	1,063
Cisterna 27	327	52	0,43477	7392,829	7,393
Cisterna 28	547	52	0,43477	12366,598	12,367
Cisterna 29	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 30	89	52	0,43477	2012,116	2,012

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Tabla 13 (continuación): Cálculo de las emisiones de GEI en toneladas de CO₂ equivalente debidas al transporte terrestre de GNL.

Cisterna	Distancia a destino (km)	Nº viajes/año	FE (kgCO ₂ /km)	kgCO _{2e}	tCO _{2e}
Cisterna 31	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 32	346	52	0,43477	7822,382	7,822
Cisterna 33	78	52	0,43477	1763,427	1,763
Cisterna 34	543	52	0,43477	12276,166	12,276
Cisterna 35	234	52	0,43477	5290,281	5,290
Cisterna 36	89	52	0,43477	2012,116	2,012
Cisterna 37	39	52	0,43477	881,714	0,882
Cisterna 38	468	52	0,43477	10580,563	10,581
Cisterna 39	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 40	532	52	0,43477	12027,477	12,027
Cisterna 41	468	52	0,43477	10580,563	10,581
Cisterna 42	429	52	0,43477	9698,849	9,699
Cisterna 43	47	52	0,43477	1062,578	1,063
Cisterna 44	328	52	0,43477	7415,437	7,415
Cisterna 45	290	52	0,43477	6556,332	6,556
Cisterna 46	100	52	0,43477	2260,804	2,261
Cisterna 47	326	52	0,43477	7370,221	7,370
Cisterna 48	490	52	0,43477	11077,940	11,078
Cisterna 49	100	52	0,43477	2260,804	2,261
Cisterna 50	203	52	0,43477	4589,432	4,589
Cisterna 51	467	52	0,43477	10557,955	10,558
Cisterna 52	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 53	47	52	0,43477	1062,578	1,063
Cisterna 54	124	52	0,43477	2803,397	2,803
Cisterna 55	456	52	0,43477	10309,266	10,309
Cisterna 56	130	52	0,43477	2939,045	2,939
Cisterna 57	203	52	0,43477	4589,432	4,589
Cisterna 58	345	52	0,43477	7799,774	7,800
Cisterna 59	57	52	0,43477	1288,658	1,289
Cisterna 60	432	52	0,43477	9766,673	9,767

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Tabla 13 (continuación): Cálculo de las emisiones de GEI en toneladas de CO₂ equivalente debidas al transporte terrestre de GNL.

Cisterna	Distancia a destino (km)	Nº viajes/año	FE (kgCO ₂ /km)	kgCO _{2e}	tCO _{2e}
Cisterna 61	367	52	0,43477	8297,151	8,297
Cisterna 62	39	52	0,43477	881,714	0,882
Cisterna 63	35	52	0,43477	791,281	0,791
Cisterna 64	47	52	0,43477	1062,578	1,063
Cisterna 65	367	52	0,43477	8297,151	8,297
Cisterna 66	321	52	0,43477	7257,181	7,257
Cisterna 67	89	52	0,43477	2012,116	2,012
Cisterna 68	47	52	0,43477	1062,578	1,063
Cisterna 69	357	52	0,43477	8071,070	8,071
Cisterna 70	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 71	421	52	0,43477	9517,985	9,518
Cisterna 72	398	52	0,43477	8998,000	8,998
Cisterna 73	479	52	0,43477	10829,251	10,829
Cisterna 74	293	52	0,43477	6624,156	6,624
Cisterna 75	89	52	0,43477	2012,116	2,012
Cisterna 76	47	52	0,43477	1062,578	1,063
Cisterna 77	390	52	0,43477	8817,136	8,817
Cisterna 78	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 79	100	52	0,43477	2260,804	2,261
Cisterna 80	209	52	0,43477	4725,080	4,725
Cisterna 81	23	52	0,43477	519,985	0,520
Cisterna 82	354	52	0,43477	8003,246	8,003
Cisterna 83	100	52	0,43477	2260,804	2,261
Cisterna 84	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 85	289	52	0,43477	6533,724	6,534
Cisterna 86	47	52	0,43477	1062,578	1,063
Cisterna 87	495	52	0,43477	11190,980	11,191
Cisterna 88	34	52	0,43477	768,673	0,769
Cisterna 89	172	52	0,43477	3888,583	3,889
Cisterna 90	394	52	0,43477	8907,568	8,908

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Tabla 13 (continuación): Cálculo de las emisiones de GEI en toneladas de CO₂ equivalente debidas al transporte terrestre de GNL.

Cisterna	Distancia a destino (km)	Nº viajes/año	FE (kgCO ₂ /km)	kgCO _{2e}	tCO _{2e}
Cisterna 91	78	52	0,43477	1763,427	1,763
Cisterna 92	382	52	0,43477	8636,271	8,636
Cisterna 93	389	52	0,43477	8794,528	8,795
Cisterna 94	495	52	0,43477	11190,980	11,191
Cisterna 95	482	52	0,43477	10897,075	10,897
Cisterna 96	479	52	0,43477	10829,251	10,829
Cisterna 97	67	52	0,43477	1514,739	1,515
Cisterna 98	479	52	0,43477	10829,251	10,829
Cisterna 99	390	52	0,43477	8817,136	8,817
Cisterna 100	283	52	0,43477	6398,075	6,398
Cisterna 101	47	52	0,43477	1062,578	1,063
Cisterna 102	500	52	0,43477	11304,020	11,304
Cisterna 103	348	52	0,43477	7867,598	7,868
Cisterna 104	300	52	0,43477	6782,412	6,782
Cisterna 105	21	52	0,43477	474,769	0,475
Cisterna 106	234	52	0,43477	5290,281	5,290
Cisterna 107	321	52	0,43477	7257,181	7,257
Cisterna 108	234	52	0,43477	5290,281	5,290
Cisterna 109	89	52	0,43477	2012,116	2,012
Cisterna 110	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 111	543	52	0,43477	12276,166	12,276
Cisterna 112	234	52	0,43477	5290,281	5,290
Cisterna 113	89	52	0,43477	2012,116	2,012
Cisterna 114	290	52	0,43477	6556,332	6,556
Cisterna 115	212	52	0,43477	4792,904	4,793
Cisterna 116	345	52	0,43477	7799,774	7,800
Cisterna 117	78	52	0,43477	1763,427	1,763
Cisterna 118	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 119	47	52	0,43477	1062,578	1,063
Cisterna 120	43	52	0,43477	972,146	0,972

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Tabla 13 (continuación): Cálculo de las emisiones de GEI en toneladas de CO₂ equivalente debidas al transporte terrestre de GNL.

Cisterna	Distancia a destino (km)	Nº viajes/año	FE (kgCO ₂ /km)	kgCO _{2e}	tCO _{2e}
Cisterna 121	345	52	0,43477	7799,774	7,800
Cisterna 122	57	52	0,43477	1288,658	1,289
Cisterna 123	35	52	0,43477	791,281	0,791
Cisterna 124	47	52	0,43477	1062,578	1,063
Cisterna 125	345	52	0,43477	7799,774	7,800
Cisterna 126	57	52	0,43477	1288,658	1,289
Cisterna 127	327	52	0,43477	7392,829	7,393
Cisterna 128	547	52	0,43477	12366,598	12,367
Cisterna 129	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 130	89	52	0,43477	2012,116	2,012
Cisterna 131	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 132	346	52	0,43477	7822,382	7,822
Cisterna 133	78	52	0,43477	1763,427	1,763
Cisterna 134	543	52	0,43477	12276,166	12,276
Cisterna 135	234	52	0,43477	5290,281	5,290
Cisterna 136	89	52	0,43477	2012,116	2,012
Cisterna 137	39	52	0,43477	881,714	0,882
Cisterna 138	468	52	0,43477	10580,563	10,581
Cisterna 139	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 140	532	52	0,43477	12027,477	12,027
Cisterna 141	468	52	0,43477	10580,563	10,581
Cisterna 142	429	52	0,43477	9698,849	9,699
Cisterna 143	47	52	0,43477	1062,578	1,063
Cisterna 144	328	52	0,43477	7415,437	7,415
Cisterna 145	290	52	0,43477	6556,332	6,556
Cisterna 146	32	52	0,43477	723,457	0,723
Cisterna 147	326	52	0,43477	7370,221	7,370
Cisterna 148	490	52	0,43477	11077,940	11,078
Cisterna 149	45	52	0,43477	1017,362	1,017
Cisterna 150	203	52	0,43477	4589,432	4,589

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Tabla 13 (continuación): Cálculo de las emisiones de GEI en toneladas de CO₂ equivalente debidas al transporte terrestre de GNL.

Cisterna	Distancia a destino (km)	Nº viajes/año	FE (kgCO ₂ /km)	kgCO _{2e}	tCO _{2e}
Cisterna 151	102	52	0,43477	2306,020	2,306
Cisterna 152	100	52	0,43477	2260,804	2,261
Cisterna 153	543	52	0,43477	12276,166	12,276
Cisterna 154	124	52	0,43477	2803,397	2,803
Cisterna 155	456	52	0,43477	10309,266	10,309
Cisterna 156	67	52	0,43477	1514,739	1,515
Cisterna 157	87	52	0,43477	1966,899	1,967
Cisterna 158	345	52	0,43477	7799,774	7,800
Cisterna 159	200	52	0,43477	4521,608	4,522
Cisterna 160	432	52	0,43477	9766,673	9,767
TOTAL		8320		TOTAL	834,078

Como puede verse en la Tabla 13, se obtiene un total de 834,1 tCO_{2e} correspondiente al transporte terrestre de gas natural licuado debido a la actividad de la instalación.

6.4.2.3. Desplazamiento diario de los empleados

Para calcular las emisiones de dióxido de carbono reales producidas por los viajes de los empleados al centro de trabajo se realiza una encuesta de movilidad. En ella se pregunta a los empleados de la empresa: la distancia en kilómetros desde sus hogares a la planta, los medios de transporte utilizados y los viajes realizados durante el día. Si el medio de transporte utilizado es el coche, la moto o el ciclomotor, se pregunta además el año de matriculación del vehículo, la cilindrada y el tipo de combustible. Sin embargo, como los datos son confidenciales, en este trabajo se hará una estimación a partir de datos medios obtenidos de fuentes bibliográficas.

El dato del número de empleados de la planta de regasificación se obtiene haciendo una media del número de empleados de varias regasificadoras. Los datos se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14: Datos del número de empleados de diversas plantas de regasificación de GNL.

	Huelva	Sagunto	Barcelona	Mugardos	Dato medio actividad
Número de empleados	73	67	72	152	91

Para el cálculo de las emisiones, se utilizan datos de fuentes oficiales, como la Asociación Europea del Automóvil, para obtener información sobre los tipos de vehículos y el tipo de combustible más utilizados. En la Figura 19 se muestra el porcentaje de vehículos vendidos dependiendo del tipo de combustible en el periodo que va del año 2017 al 2020. En las Figuras 20 y 21 se muestran la misma información correspondiente a años anteriores. Estos datos se utilizan para poder realizar una aproximación del tipo de vehículos (según combustible) de los empleados de la planta.

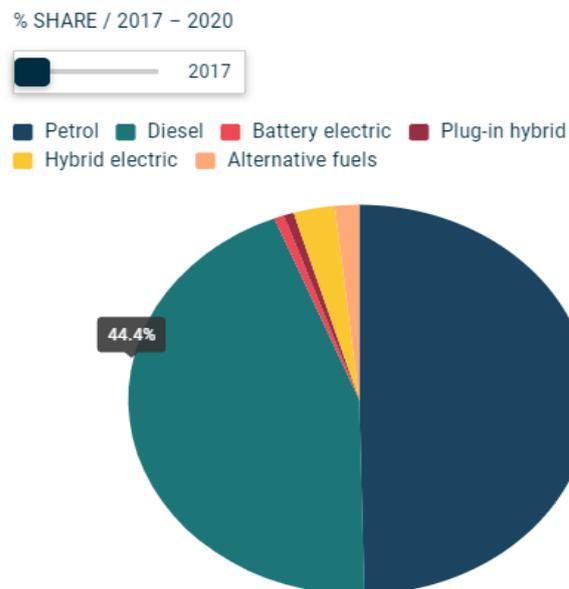


Figura 19: Porcentaje según el tipo de combustible de los vehículos vendidos en el periodo 2017-2020 (ACEA, 2022).

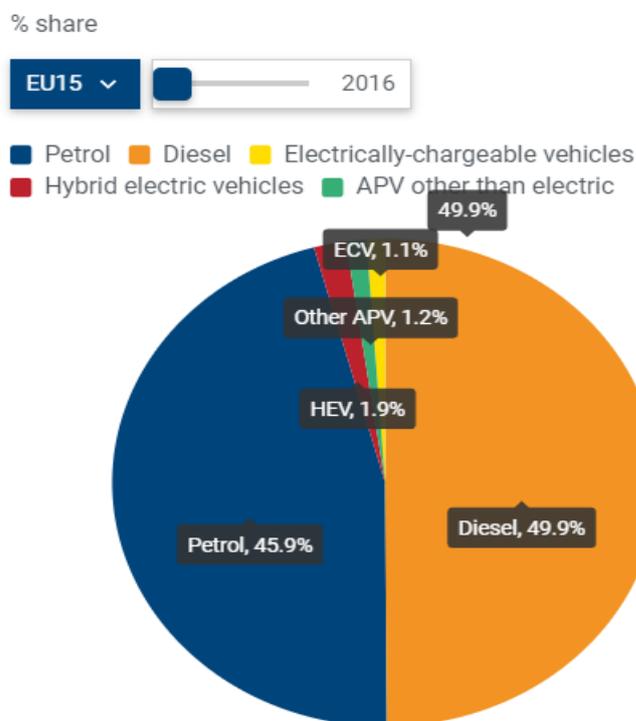


Figura 20: Porcentaje según el tipo de combustible de los vehículos vendidos en el año 2016 (ACEA, 2022).

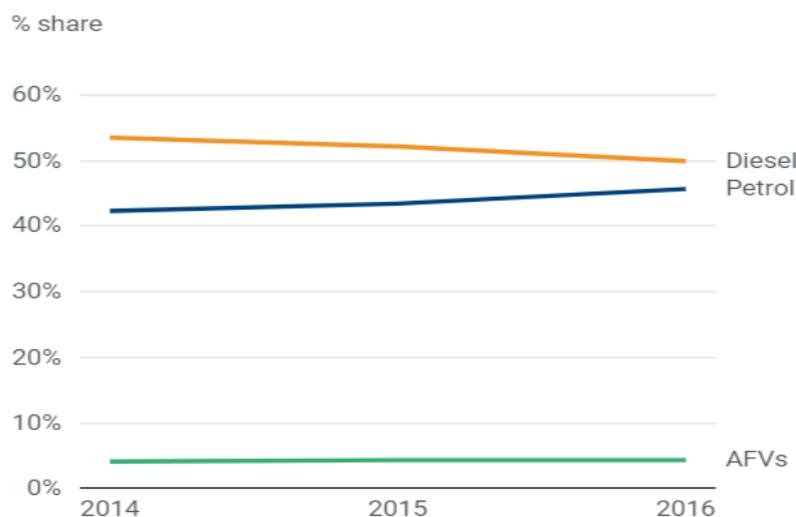


Figura 21: Porcentaje según el tipo de combustible de los vehículos vendidos en el periodo 2014-2016 (ACEA, 2022).

En la Tabla 15 se han extraído los datos de las Figuras 19, 20 y 21 y se ha obtenido una aproximación del número de vehículos que funcionan con gasoil y con gasolina en la planta de regasificación.

Tabla 15: Estimación del número de vehículos según tipo de combustible de los empleados de la planta de regasificación.

	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Valor medio	% vehículos según tipo combustible	Nº vehículos por tipo de combustible
Gasolina	42,30	43,48	45,90	49,70	55,60	57,80	47,50	52,65	54	49
Gasoil	53,60	52,08	49,90	44,40	36,70	31,60	28,00	35,18	46	42
TOTAL									100	91

Para obtener información sobre el tamaño de los vehículos de los empleados, también se ha recurrido a los datos publicados por la Asociación Europea del Automóvil. En la Figura 22 se representa el porcentaje de vehículos vendidos durante el periodo que va del año 2009 al 2020, así como la media del periodo, dependiendo de si son: pequeños, medianos o grandes/deportivos (los de mayor consumo de combustible).

New passenger cars by segment in the EU

IN UNITS, % SHARE / 2009 – 2020

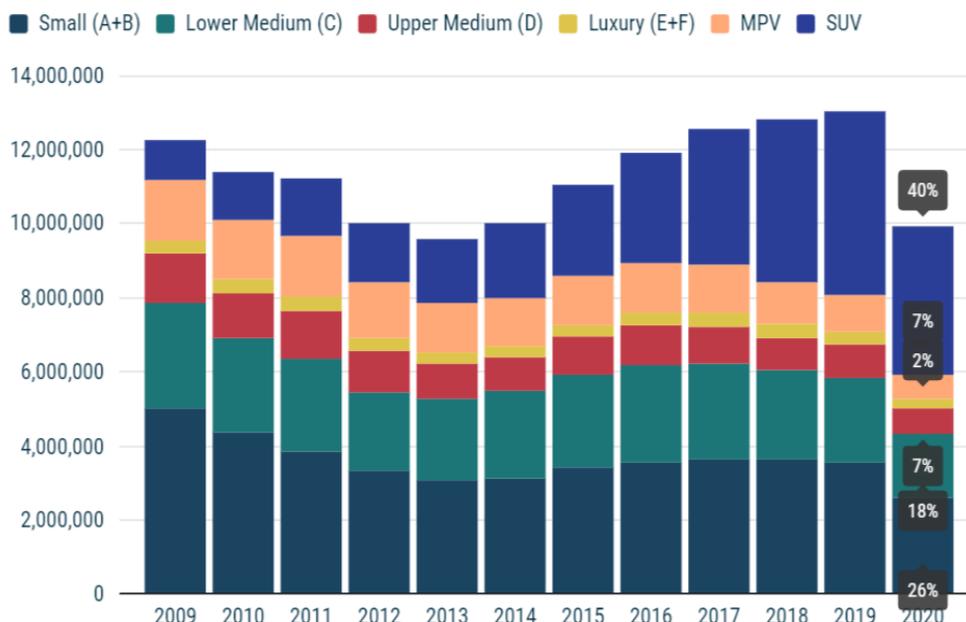


Figura 22: Porcentaje según el tamaño de los vehículos vendidos en el periodo 2009-2020 (ACEA, 2022).

En la Tabla 16 se han extraído los datos medios de la Figura 22 agrupándolos en tres categorías: vehículos pequeños (*small*), vehículos medianos (*lower medium + upper medium + luxury*) y vehículos grandes/deportivos (*MPV-Multi Purpose Vehicle + SUV-Sport Utility Vehicle*). Esos porcentajes se han aplicado a los vehículos de los empleados de la planta de regasificación estimados en la Tabla 16 (55 de gasolina y 36 de gasoil) para poder diferenciarlos por tamaño.

Tabla 16: Estimación del número de vehículos según tamaño de los empleados de la planta de regasificación.

	% vehículos según tamaño	Gasolina	Gasoil
Pequeños (<i>small</i>)	26%	13	11
Medianos (<i>medium + lux</i>)	27%	13	11
Grandes/deportivos (<i>MPV/SUV</i>)	47%	23	20
TOTAL	100	49	42

Toda esta información es necesaria debido a que los factores de emisión utilizados para el cálculo de las emisiones de los desplazamientos de los empleados se categorizan por tamaño y tipo de combustible del vehículo. Estos factores de emisión se han obtenido de la *Guia de càlcul d'emissions de gasos amb efecte d'hivernacle* de la Oficina Catalana de Cambio Climático (OCCC). Los valores se

muestran en la Figura 23, donde se observa que se caracterizan por año del vehículo, tipo de vehículo y combustible.

B. Valors mitjans per qualsevol tipus de velocitat⁹⁸

Tipus vehicle	Cilindrada	Tecnologia	Factor d'emissió g CO ₂ / km
Turismes gasolina	< 0,8 l (Mini)	Euro 4 i posteriors	147,24
	0,8 - 1,4 l (Petit)	Anterior a Euro 1	195,32
		Euro 1 i posteriors	168,27
	1,4 - 2,0 l (Mitjà)	Anterior a Euro 1	231,38
		Euro 1 i posteriors	198,32
Turismes Dièsel	> 2,0 l (Gran-SUV-Executiu)	Anterior a Euro 1	285,46
		Euro 1 i posteriors	258,42
	< 1,4 l (Petit)	Euro 4 i posteriors	111,00
1,4 - 2,0 l (Mitjà)	Anterior a Euro 1	184,02	
	Euro 1 i posteriors	160,66	
> 2,0 l (Gran-SUV-Executiu)	Anterior a Euro 1	219,08	
	Euro 1 i posteriors	213,23	

Figura 23: Factores de emisión para turismos (OCCC, 2021).

En la estimación de las emisiones se tiene en cuenta la ida y la vuelta de los desplazamientos. Si el desplazamiento se realiza a pie, en patinete eléctrico o en coche eléctrico, se estiman que esas emisiones se asimilan a cero. Mediante la distancia total en kilómetros recorrida por cada empleado y el factor de emisión correspondiente se calculan las emisiones producidas. La fórmula utilizada para el cálculo es la siguiente:

$$\text{Empleado} \left(\frac{gCO_{2e}}{\text{día}} \right) = FE \left(\frac{gCO_2}{km} \right) \times \text{Distancia}(km/día) \quad \text{Ec. 14}$$

A continuación, se muestra un ejemplo del cálculo de las emisiones totales de un empleado durante su desplazamiento a la planta, el cual utiliza un coche de gasolina pequeño:

$$\text{Empleado1} = 168,3 \left(\frac{kgCO_2}{km} \right) \times 9(km/día) = 1514,4 \left(\frac{gCO_{2e}}{\text{día}} \right) \quad \text{Ec. 15}$$

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

En la Tabla 17 se muestran los cálculos de las emisiones de GEI producidas por el desplazamiento de los empleados al centro de trabajo.

Tabla 17: Cálculo de las emisiones de GEI en gramos de CO₂ equivalente producidas por los desplazamientos de los empleados de sus hogares al centro de trabajo.

Empleado	Tipo de vehículo	Combustible	Tamaño	FE (gCO ₂ /km)	Distancia (km)	gCO _{2e} /día
Empleado 1	Coche	Gasolina	Small	168,3	9,0	1514,4
Empleado 2	Coche	Gasolina	Small	168,3	7,0	1177,9
Empleado 3	Coche	Gasolina	Small	168,3	10,0	1682,7
Empleado 4	Coche	Gasolina	Small	168,3	8,0	1346,2
Empleado 5	Coche	Gasolina	Small	168,3	10,0	1682,7
Empleado 6	Coche	Gasolina	Small	168,3	9,0	1514,4
Empleado 7	Coche	Gasolina	Small	168,3	6,0	1009,6
Empleado 8	Coche	Gasolina	Small	168,3	8,0	1346,2
Empleado 9	Coche	Gasolina	Small	168,3	12,0	2019,2
Empleado 10	Coche	Gasolina	Small	168,3	13,0	2187,5
Empleado 11	Coche	Gasolina	Small	168,3	20,0	3365,4
Empleado 12	Coche	Gasolina	Small	168,3	15,0	2524,1
Empleado 13	Coche	Gasolina	Small	168,3	30,0	5048,1
Empleado 14	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	9,0	1784,9
Empleado 15	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	8,0	1586,6
Empleado 16	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	10,0	1983,2
Empleado 17	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	8,0	1586,6
Empleado 18	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	11,0	2181,5
Empleado 19	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	8,0	1586,6
Empleado 20	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	10,0	1983,2
Empleado 21	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	5,0	991,6
Empleado 22	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	12,0	2379,8
Empleado 23	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	9,0	1784,9
Empleado 24	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	7,0	1388,2
Empleado 25	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	10,0	1983,2
Empleado 26	Coche	Gasolina	Medium + lux	198,3	9,0	1784,9
Empleado 27	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	23,0	5943,7
Empleado 28	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	10,0	2584,2
Empleado 29	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	28,0	7235,8
Empleado 30	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	9,0	2325,8
Empleado 31	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	10,0	2584,2
Empleado 32	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	5,0	1292,1
Empleado 33	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	9,0	2325,8

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Tabla 17 (continuación): Cálculo de las emisiones de GEI en gramos de CO₂ equivalente producidas por los desplazamientos de los empleados de sus hogares al centro de trabajo.

Empleado	Tipo de vehículo	Combustible	Tamaño	FE (gCO ₂ /km)	Distancia (km)	gCO _{2e} /día
Empleado 34	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	9,0	2325,8
Empleado 35	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	12,0	3101,0
Empleado 36	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	7,0	1808,9
Empleado 37	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	8,0	2067,4
Empleado 38	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	12,0	3101,0
Empleado 39	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	5,0	1292,1
Empleado 40	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	10,0	2584,2
Empleado 41	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	17,0	4393,1
Empleado 42	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	10,0	2584,2
Empleado 43	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	9,0	2325,8
Empleado 44	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	7,0	1808,9
Empleado 45	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	10,0	2584,2
Empleado 46	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	15,0	3876,3
Empleado 47	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	29,0	7494,2
Empleado 48	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	20,0	5168,4
Empleado 49	Coche	Gasolina	MPV/SUV	258,4	12,0	3101,0
Empleado 50	Coche	Gasoil	Small	111,0	24,0	2664,0
Empleado 51	Coche	Gasoil	Small	111,0	12,0	1332,0
Empleado 52	Coche	Gasoil	Small	111,0	9,0	999,0
Empleado 53	Coche	Gasoil	Small	111,0	14,0	1554,0
Empleado 54	Coche	Gasoil	Small	111,0	9,0	999,0
Empleado 55	Coche	Gasoil	Small	111,0	13,0	1443,0
Empleado 56	Coche	Gasoil	Small	111,0	5,0	555,0
Empleado 57	Coche	Gasoil	Small	111,0	11,0	1221,0
Empleado 58	Coche	Gasoil	Small	111,0	5,0	555,0
Empleado 59	Coche	Gasoil	Small	111,0	9,0	999,0
Empleado 60	Coche	Gasoil	Small	111,0	10,0	1110,0
Empleado 61	Coche	Gasoil	Medium + lux	160,7	18,0	2891,9
Empleado 62	Coche	Gasoil	Medium + lux	160,7	15,0	2409,9
Empleado 63	Coche	Gasoil	Medium + lux	160,7	9,0	1445,9
Empleado 64	Coche	Gasoil	Medium + lux	160,7	9,0	1445,9
Empleado 65	Coche	Gasoil	Medium + lux	160,7	8,0	1285,3
Empleado 66	Coche	Gasoil	Medium + lux	160,7	13,0	2088,6
Empleado 67	Coche	Gasoil	Medium + lux	160,7	8,0	1285,3
Empleado 68	Coche	Gasoil	Medium + lux	160,7	13,0	2088,6
Empleado 69	Coche	Gasoil	Medium + lux	160,7	10,0	1606,6
Empleado 70	Coche	Gasoil	Medium + lux	160,7	5,0	803,3
Empleado 71	Coche	Gasoil	Medium + lux	160,7	10,0	1606,6

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Tabla 17 (continuación): Cálculo de las emisiones de GEI en gramos de CO₂ equivalente producidas por los desplazamientos de los empleados de sus hogares al centro de trabajo.

Empleado	Tipo de vehículo	Combustible	Tamaño	FE (gCO ₂ /km)	Distancia (km)	gCO _{2e} /día
Empleado 72	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	16,0	3411,7
Empleado 73	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	9,0	1919,1
Empleado 74	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	10,0	2132,3
Empleado 75	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	8,0	1705,8
Empleado 76	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	10,0	2132,3
Empleado 77	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	9,0	1919,1
Empleado 78	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	13,0	2772,0
Empleado 79	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	8,0	1705,8
Empleado 80	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	10,0	2132,3
Empleado 81	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	9,0	1919,1
Empleado 82	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	12,0	2558,8
Empleado 83	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	9,0	1919,1
Empleado 84	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	5,0	1066,2
Empleado 85	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	10,0	2132,3
Empleado 86	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	11,0	2345,5
Empleado 87	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	9,0	1919,1
Empleado 88	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	5,0	1066,2
Empleado 89	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	10,0	2132,3
Empleado 90	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	15,0	3198,5
Empleado 91	Coche	Gasoil	MPV/SUV	213,2	29,0	6183,7
TOTAL						201991,4

Como puede verse en la Tabla 17, en total se han obtenido 201991,4 gramos diarios de CO_{2e}. Si se multiplica por 249 días trabajados al año y por 2 trayectos (ida y vuelta), se obtiene un total de **100,6 toneladas de CO_{2e} producidas por los desplazamientos de los empleados** de la planta de regasificación.

6.4.2.4. Transporte de clientes y visitantes

Debido al COVID-19 no se han podido realizar visitas a la planta de regasificación. Por tanto, las emisiones debidas al desplazamiento de las visitas se consideran nulas.

En cuanto a la cuantificación de las emisiones producidas por el transporte de los clientes no se ha podido realizar debido a la falta de información. No obstante, los cálculos se efectuarían de la misma forma que la subcategoría anterior.

Esta información es recopilada por la empresa, ya que se registran todos los vehículos que entran en la planta. Por lo tanto, la única información que deben facilitar los proveedores y las visitas es la distancia en kilómetros recorrida.

6.4.2.5. Viajes de negocios

Debido al COVID-19 los viajes de negocios han sido nulos, ya que todas las reuniones se han realizado a través de plataformas *online*. Por tanto, las emisiones debidas al desplazamiento por viajes de negocio se consideran nulas. No obstante, conocidos los transportes utilizados para el viaje y los kilómetros recorridos, se pueden calcular las emisiones asociadas a los viajes de negocio.

Los factores de emisión que se pueden utilizar son los de la Oficina Catalana del Cambio Climático (OCCC). Para cada tipo de transporte la OCCC presenta unos factores de emisión diferentes.

Los datos de actividad necesarios para el cálculo de las emisiones se pueden conocer gracias a los destinos de los viajes o a las facturas. Este tipo de información es de fácil acceso, ya que la empresa conoce los medios de transporte utilizados durante el viaje y el lugar de destino.

6.5. Cálculo de las emisiones de la categoría 4

En la categoría 4 se incluyen las emisiones indirectas producidas por los bienes usados por la organización. Esta categoría se encuentra fuera de los límites de la organización.

6.5.1. Identificación de las subcategorías

En la categoría 4 se incluyen diferentes subcategorías. A continuación, se muestran las subcategorías que están incluidas en la estimación de las emisiones producidas por las diferentes actividades que afectan a la empresa:

- Emisiones provenientes de productos comprados, las cuales están asociadas con la fabricación del producto (UNE-EN ISO 14064-1, 2019).

En esta subcategoría se hace referencia a todos los bienes y servicios comprados por la empresa, que no se encuentran dentro de otra categoría. Algunas de las actividades que producen emisiones dentro de esta subcategoría pueden ser debidos a: la producción o el procesamiento, extracción o transporte de bienes y servicios comprados por la organización. Se incluyen tanto los productos tangibles como los intangibles (Greenhouse Gas Protocol, 2021).

- Emisiones provenientes de la disposición de residuos sólidos y líquidos, las cuales dependen de las características de los residuos y su tratamiento (UNE-EN ISO 14064-1, 2019).

Esta subcategoría incluye las emisiones provenientes de la eliminación y el tratamiento de los residuos que se generan en las operaciones de propiedad o controladas por la empresa correspondientes al año del informe. Esta subcategoría incluye las emisiones provenientes de la gestión de residuos tanto sólidos como líquidos (Greenhouse Gas Protocol, 2021).

6.5.2. Metodologías de cálculo

6.5.2.1. Productos comprados

Para la cuantificación de las emisiones de esta subcategoría existen diferentes métodos de cálculo. Cada uno de ellos necesita datos diferentes, además de ser distinta la metodología utilizada. A continuación, se indican los métodos para el cálculo de las emisiones de la categoría 4 correspondientes a los bienes y servicios adquiridos por la empresa:

- Método específico del proveedor: obtiene información de los proveedores sobre sus emisiones de gases de efecto invernadero y los añade a la categoría 4.
- Método híbrido: utiliza los datos de las categorías 1 y 2 de los proveedores y calcula las emisiones generadas por la actividad mediante factores de emisión. Estos datos están basados en: la cantidad de materiales, residuos generados, combustibles, etc.
- Método de datos promedio: utilizando los datos de peso o cantidad se calculan las emisiones producidas multiplicando por los factores de emisión que presentan unidades de emisiones por unidad de bien o servicio.
- Método basado en el gasto: se calculan las emisiones producidas mediante los datos de los precios de los bienes y servicios comprados multiplicando por los factores de emisión correspondientes.

El método escogido en este trabajo para la estimación de las emisiones de esta subcategoría es el método basado en el gasto. Se elige este método porque no se puede recopilar información sobre los proveedores.

Los datos de la actividad que se necesitan para hacer el cálculo de las emisiones son los precios de los bienes y servicios por cada tipo de producto comprado, los cuales pueden obtenerse de las facturas proporcionadas por el departamento financiero de la empresa. Sin embargo, como esta información es confidencial, en este trabajo los datos utilizados de la facturación de las empresas proveedoras son estimados a partir del informe anual de Enagás (Enagás informe anual, 2021). La empresa energética que proporciona la electricidad necesaria para el correcto funcionamiento de la planta no se incluye en esta subcategoría porque ya se ha incluido en la categoría 2.

En cuanto a los factores de emisión a utilizar, éstos presentan unidades monetarias (kg CO_{2e}/euro) y dependen de la categoría de la actividad de cada bien o servicio comprado. Los factores se han obtenido de la Environmental Protection Agency, concretamente del Department for Environmental Food and Rural Affairs (DEFRA, 2021), donde se dividen por actividad económica. En la Tabla 18 se muestra la actividad industrial de cada empresa proveedora de la planta de regasificación con su factor de emisión correspondiente expresado en kg CO_{2e}/dólar. Como las facturas se encuentran en euros, el importe se convertirá a dólares para poder hacer el cálculo de las emisiones.

Así pues, para el cálculo de las emisiones producidas por los bienes y servicios bastará con multiplicar el factor de emisión correspondiente por la facturación de los proveedores de la planta de regasificación. La fórmula usada es la siguiente:

$$Empresa(kgCO_{2e}) = FE \left(\frac{kgCO_2}{dólar} \right) \times Bienes (dólares)$$

Ec. 16

A continuación, se muestra un ejemplo del cálculo de estas emisiones para una empresa proveedora cuya actividad económica es gastos I+D:

$$\text{Empresa1} = 0,109 \left(\frac{\text{kgCO}_2}{\text{dólar}} \right) \times 107913(\text{dólares}) = 11762,517 (\text{kgCO}_2) = 11,8 \text{ tCO}_{2e} \quad \text{Ec. 17}$$

En la Tabla 18 se muestran los cálculos de las emisiones de GEI producidas por los productos comprados.

Tabla 18: Cálculo de las emisiones de GEI en toneladas de CO₂ equivalente producidas por los productos comprados.

Empresas proveedoras	Actividad	Facturación (euros)	Facturación (dólares)	FE _{DEFRA 2018} (kg CO ₂ /dólar)	tCO _{2e}
Empresa 1	Gastos I+D	97500,0	107913,0	0,109	11,8
Empresa 2	Servicios profesionales independientes	4942333,3	5470174,5	0,088	481,4
Empresa 3	Transportes	47333,3	52388,5	1,318	69,0
Empresa 4	Primas de seguros	1337500,0	1480345,0	0,042	62,2
Empresa 5	Servicios bancarios	304000,0	336467,2	0,069	23,2
Empresa 6	Publicidad	545166,7	603390,5	0,043	25,9
Empresa 7	Suministros	5614666,7	6214313,1	0,150	932,1
Empresa 8	Otros servicios	3279166,7	3629381,7	0,124	450,0
TOTAL					2055,7

Como puede verse en la Tabla 18, se obtiene un total de 2055,7 toneladas de CO_{2e} producidas por los productos comprados por la planta de regasificación.

6.5.2.2. Residuos generados en las operaciones

En esta subcategoría se incluye las emisiones producidas por la gestión de los residuos de la planta, es decir, emisiones producidas por la eliminación y el tratamiento de la empresa gestora de los residuos generados en las operaciones de la planta de regasificación de GNL. Las emisiones que entran en esta subcategoría son: residuos sólidos, residuos líquidos y aguas residuales. Si el tratamiento de los residuos lo realizara la propia empresa, estas emisiones no pertenecerían a la categoría 4 sino a la categoría 1.

Los datos de actividad necesarios para el cálculo de las emisiones son los kilogramos de cada tipo de residuos generado en la planta y el tipo de tratamiento de cada residuo, ya que para cada tratamiento se utilizan factores de emisión diferentes, los cuales dependen de si el residuo se ha reciclado, valorizado, recuperado o eliminado.

Los datos de actividad de los residuos se han obtenido de las plantas de regasificación de Mugardos, Sagunto y Barcelona. La Tabla 19 muestra los residuos generados por cada una de estas plantas, así como la cantidad. A partir de estos se calcula una media para estimar las toneladas producidas de cada residuo.

Tabla 19: Datos de la producción de residuos en toneladas anuales de diversas plantas de regasificación de GNL.

	Residuos (t)	Huelva	Sagunto	Barcelona	Dato medio actividad
Residuos urbanos	Papel/cartón	10,28	2,36	3,18	5,27
	Envases ligeros	3,50	0,81	1,28	1,86
	FORM	7,06	4,14	54,70	21,97
Residuos no peligrosos	Chatarra	4,52	3,63	166,54	58,23
	Madera	0,41	5,50	26,40	10,77
	Pilas alcalinas	0,01	0,03	0,03	0,02
	Cables eléctricos	0,22	0,00	8,26	2,83
Residuos peligrosos	Baterías plomo	0,05	0,09	0,00	0,05
	Aceite usado	1,35	2,07	12,98	5,47
	Filtros usados	0,05	0,06	0,07	0,06
	Material absorbente contaminado	0,77	0,65	0,18	0,53
	Aerosoles	0,03	0,00	0,02	0,02
	Silica gel	0,11	0,00	0,00	0,04
	Envases vacíos contaminados	0,27	0,07	3,06	1,13
	Residuos eléctricos y electrónicos	0,31	1,38	0,52	0,74
	Pilas botón	0,00	0,00	0,00	0,00
	Acumuladores Ni-Cd	0,00	0,00	0,70	0,23

Según cada tipo de residuo, el tratamiento es distinto. Éste depende también de la legislación aplicada a cada residuo donde se especifica qué tipo de tratamiento es obligatorio realizar, la cual está basada en conseguir una economía circular para los residuos. En la Figura 24 se muestran los factores de emisión utilizados para los residuos asimilables a urbanos, como son el papel/cartón, el vidrio, los envases ligeros, la fracción orgánica (FORM) y la fracción resto (OCCC, 2021).

A. Kg de residus generats per fraccions	
Dada disponible	Metodologia de càlcul i factor d'emissió
Generació de residus (kg residu)	<p>Càlcul de les emissions de CO₂ a partir dels següents factors d'emissió⁸³:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Envasos de vidre: 30,50 g de CO₂ eq/kg residu • Envasos lleugers 120,09 g de CO₂ eq/kg residu • Paper/cartró: 56,41 g de CO₂ eq/kg residu • FORM: 354,06 g de CO₂ eq/kg residu • Fracció resta: 586,65 g de CO₂ eq/kg residu

Figura 24: Factores de emisión para los residuos asimilables a urbanos (OCCC, 2021)

En la Tabla 20 se incluyen los factores de emisión utilizados para los residuos peligrosos y no peligrosos producidos en la planta de regasificación (DEFRA, 2021). Estos factores de emisión tienen en cuenta el tratamiento utilizado para cada tipo de residuos.

Tabla 20: Factores de emisión para residuos peligrosos y no peligrosos en función del tratamiento que reciben (DEFRA, 2021)

Actividad	Tipo de residuo	FE (kg CO ₂ /tonelada de residuo)			
		Reciclaje	Compostaje	Valorización energética	Vertedero
Metal	Chatarra	21,294	-	21,294	8,902
Componentes electrónicos	Baterías	21,294	-	-	8,902
Construcción	Madera	21,294	8,951	21,294	828,032
Basura	Residuos comerciales e industriales	21,294	-	-	-

La fórmula utilizada para el cálculo de las emisiones asociadas a los residuos de la planta de regasificación es la siguiente:

$$Residuo(kgCO_{2e}) = FE \left(\frac{kgCO_2}{t \text{ residuo}} \right) \times Residuos(t) \quad Ec. 18$$

A continuación, se muestra un ejemplo de cómo se han calculado las emisiones de dióxido de carbono para el residuo FORM:

$$FORM = 354,06 \left(\frac{kgCO_2}{t} \right) \times 21,97(t) = 7777,52 kgCO_2 = 7,7 tCO_{2e} \quad Ec. 19$$

En la Tabla 21 se incluyen los resultados del cálculo de las emisiones de GEI producidas por los residuos de una planta de regasificación.

Tabla 21: Cálculo de las emisiones de GEI en kilogramos de CO₂ equivalente producidas por la gestión de los residuos.

	Residuo	Gestión	Cantidad (t)	FE (KgCO ₂ /t)	KgCO ₂
Residuos urbanos	Papel/cartón	100% valorizado	5,27	56,41	297,47
	Envases ligeros	100% valorizado	1,86	120,09	223,77
	FORM	100% valorizado	21,97	354,06	7777,52
Residuos no peligrosos	Chatarra	Reciclaje	58,23	21,29	1239,95
	Madera	Compostaje	10,77	8,95	96,40
	Pilas alcalinas	Reciclaje	0,02	21,29	0,48
	Cables eléctricos	Reciclaje	2,83	21,29	60,19
Residuos peligrosos	Baterías plomo	Reciclaje	0,05	21,29	0,99
	Aceite usado	Reciclaje	5,47	21,29	116,41
	Filtros usados	Reciclaje	0,06	21,29	1,28
	Mat. absorbente contaminado	Reciclaje	0,53	21,29	11,36
	Aerosoles	Reciclaje	0,02	21,29	0,35
	Silica gel	Reciclaje	0,11	21,29	2,34
	Envases vacíos contaminados	Reciclaje	1,13	21,29	24,13
	Residuos eléctricos y electrónicos	Reciclaje	0,74	21,29	15,69
	Pilas botón	Reciclaje	0,00	21,29	0,02
	Acumuladores Ni-Cd	Reciclaje	0,23	21,29	4,99
TOTAL					9873,34

Como puede verse en la Tabla 21, se obtiene un total de 9,87 toneladas de CO_{2e} producidas por el tratamiento de los residuos generados en la planta de regasificación.

6.6. Totalidad de las emisiones

En la Tabla 22 se muestra el total y el desglose de las emisiones de CO₂ obtenidas para cada categoría y subcategoría.

Tabla 22: Resumen de las emisiones totales de CO₂ de una planta de regasificación de GNL.

Categoría	Subcategoría	Emisiones (tCO _{2e})	
		Subcategoría	Categoría
1	Combustión estacionaria (EU-ETS)	708,75	1913,65
	Fugitivas de CH ₄	1120,00	
	Fugitivas de gases fluorados	79,93	
	Vehículos y máquinas	4,97	
2	Energía	8338,3	8338,3
3	Transporte marítimo de GNL	154947,00	155881,7
	Transporte terrestre de GNL	834,10	
	Desplazamiento de empleados	100,6	
4	Bienes comprados	2055,70	2065,57
	Residuos	9,87	
TOTAL			168199,22

Las emisiones totales producidas por la actividad de la planta de regasificación son de **168199 toneladas de CO_{2e}**.

6.7. Verificación

Una vez realizado el cálculo de la huella de carbono de la planta de regasificación, una empresa verificadora comprueba cada una de las categorías y subcategorías. En este caso, la empresa verificadora realiza una auditoría con respecto a las categorías 1, 2, 3 y 4.

La verificación se realiza mediante la norma UNE-EN ISO 14064-3:2019. Una vez verificada la huella de carbono significa que se cumplen todos los requisitos de la Norma UNE- EN ISO 14064-1:2019. En esta norma se definen los requisitos mínimos para poder verificar las emisiones de GEI de una empresa u organización.

En la auditoría se revisa si las emisiones de GEI coinciden con las declaradas por la planta y si el sistema cumple con los criterios mínimos establecidos en la Norma UNE-EN ISO 14064:2019. Además, los datos deben estar completos y sin errores para garantizar la transparencia de la organización.

7. CÁLCULO DE LAS EMISIONES DE METANO

Las emisiones de metano producidas como venteos, combustiones incompletas o fugitivas se deben tener en cuenta para añadir las como parte de la categoría 1. Estas emisiones se categorizan como emisiones de procesos industriales y emisiones fugitivas. En esta categoría se cuantifican las emisiones producidas por los trabajos de mantenimiento de la planta, la antorcha o diferentes equipos como turbinas, vaporizador de combustión sumergida, analizadores, etc.

Estas emisiones, sin tener en cuenta las fugitivas, no se han calculado en la categoría 1 de las emisiones de GEI por falta de datos de actividad, como ya se había indicado anteriormente. No obstante, en este apartado se explica una metodología de cuantificación de estas emisiones como medida para garantizar la reducción de emisiones de metano.

La metodología utilizada para la cuantificación de las emisiones de metano es la de OGMP 2.0 (OGM Partnership, 2022). Se utiliza esta metodología debido a que la propuesta de reglamento de la Unión Europea sobre emisiones de metano (Regulation(EU)2019/942, 2021) se ha realizado siguiendo los criterios de OGMP 2.0. En este procedimiento se diferencia entre emisiones fugitivas, venteos y combustiones incompletas.

Las emisiones fugitivas se producen debido a la permeación o a la pérdida de estanqueidad en algunos componentes (por ejemplo, conexiones, válvulas, juntas, etc.). Las emisiones fugitivas normalmente se cuantifican de forma anual utilizando factores de emisión de los componentes de la planta.

Los venteos incluyen tanto la liberación intencionada de gas relacionada con las operaciones de mantenimiento, como por las emisiones causadas por incidentes debidos a fallos o situaciones de emergencia. Las emisiones ventiladas generalmente se cuantifican mediante la aplicación de cálculos de ingeniería detallados y herramientas de simulación.

La combustión incompleta se genera en las emisiones asociadas al metano no quemado en los gases de escape del gas natural de los dispositivos de combustión. En particular, en la planta de regasificación se producen emisiones producidas por la combustión incompleta de la antorcha y del vaporizador de combustión sumergida.

Esta iniciativa, describe 5 tipos de niveles de los informes de estas emisiones dependiendo de la cuantificación y la metodología utilizada para obtener esos valores de emisión. La idea es que las empresas alcancen el nivel 5, que es el máximo nivel. A continuación, se describe cada uno de los niveles:

- *Nivel 1: se asigna un valor global de emisiones, independientemente de cada categoría (OGMP 2.0 Technical Guidance Document – Level 1 and 2, 2021).*

Los informes de nivel 1 son el nivel de informe más bajo para el OGMP 2.0. Estos informes se utilizan para operaciones en las que una empresa tiene una información muy limitada sobre las emisiones de metano. Este nivel muestra un único valor de emisiones que representa las emisiones de metano de toda la empresa. Las emisiones de este nivel no se asignan a categorías individuales o tipos de fuentes.

Las emisiones pueden cuantificarse utilizando factores estándar de alto nivel, que pueden basarse en el supuesto de que las emisiones de la empresa son similares a las de otra empresa o actividad comparable para la que se dispone de más datos.

En la Figura 25 se muestran algunos de los factores de emisión que mejor caracterizan las emisiones de las instalaciones. Para la planta de regasificación, se utiliza el factor de emisión para terminales de regasificación de GNL.

Reference	Segment	Country/Region	Value
Allen, D et al.	Onshore natural gas production and gathering	US	0.42% of gross gas production
Alvarez, A et al.	Gas (and oil) production, gas processing and transport	US	2.3% of gross gas production
Hensen et al.	Offshore oil and gas production	Netherlands	0.69 t CH ₄ /10 ³ m ³ oil equivalent
IOGP (1)	Onshore oil and gas production	Europe	1.95 t CH ₄ /kt hydrocarbon produced
	Offshore oil and gas production		0.21 t CH ₄ /kt hydrocarbon produced
IOGP (2)	Oil and gas production	World	Various emission factors depending on the region
Marcogaz	Transmission	Europe	568 kg CH ₄ /km
	Underground gas storage		347 kg CH ₄ /10 ⁶ m ³ _n storage capacity
	Distribution		660 kg CH ₄ /km (more detailed EFs available)
	LNG regassification terminals with flares		0.12 g CH ₄ / m ³ _n (send-out)
Riddick et al.	Offshore gas production	UK	0.27% of volume gas production (2.05 t CH ₄ /kt oil equivalent)
Rutherford, J et al.	Onshore oil and gas production	US	1.3% of gross gas production
Zavala-Araiza, D et al.	Onshore and offshore oil production	Mexico	3.02 t CH ₄ /kt oil produced
IPCC	Gas processing	World	Various emission factors depending on practices and available data
IPCC	Gas liquefaction (LNG production)	World	1660 t CH ₄ /station
ICCT	LNG transport	World	0.06-5.5 g CH ₄ /kWh depending on engine type

Figura 25: Factores de emisión de metano para cada parte de la cadena de valor del gas natural a utilizar en el cálculo del nivel 1 (OGMP 2.0 Technical Guidance Document – Level 1 and 2, 2021).

La siguiente fórmula es una fórmula general que permite calcular las emisiones de metano en función de una emisión:

$$E_i = EF_i * AF_i \quad \text{Ec.20}$$

donde:

E_i es la emisión de metano.

EF_i es el factor de emisión.

AF_i es el factor de actividad de producción/rendimiento.

- *Nivel 2: se asigna un valor de emisiones a cada categoría: fugitivas, venteos y combustión incompleta (OGMP 2.0 Technical Guidance Document – Level 1 and 2, 2021).*

Los informes en OGMP 2.0 de nivel 2 se basan en los informes de nivel 1 pero añadiendo categorías. Estos informes de nivel 2 implican la cuantificación de las emisiones de metano en función de 3 categorías de emisiones diferentes:

- Emisiones fugitivas:
 - Fugas de conexiones.
 - Fallo de estanqueidad.
 - Permeación.
- Venteos:
 - Emisiones operativas.
 - Purga/ventilación para obras, puesta en marcha y desmantelamiento.
 - Emisiones regulares de dispositivos técnicos.
 - Arranques y paradas.
 - Incidencias.
- Combustiones incompletas.

La metodología de cuantificación de las emisiones de cada una de estas categorías suele efectuarse utilizando factores de emisión genéricos, aunque también se pueden utilizar formas más avanzadas de cuantificación (OGMP 2.0 Technical Guidance Document – Level 1 and 2, 2021).

En la Figura 26 se muestra la metodología que se utiliza para la cuantificación de las emisiones correspondientes a un nivel 2 para las emisiones fugitivas, los venteos y las combustiones incompletas.

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Emission category	Quantification methodology	Example formula
Venting ¹	IPCC factors (per segment, choice of EF depending on available activity data) or reasonable endeavors at summing individual sources	$Level\ 1\ Activity\ data * Level\ 1\ EF$ $* IPCC\ share_{vents}$
Fugitives	IPCC factors (per segment, choice of EF depending on available activity data) or reasonable endeavors using higher level approaches (e.g. facility) or equipment level EFs (API compendium (1))	$Level\ 1\ Activity\ data * Level\ 1\ EF$ $* IPCC\ share_{fugitives}$
Incomplete combustion	Based on fuel consumption, fuel composition (if not readily available, assume 100% methane) and fuel based EFs (e.g. API compendium (2)) or combustion efficiency for flares (apply 98%) or IPCC factors (per segment, choice of EF depending on available activity data)	$Fuel\ consumption * Fuel\ composition * EF$
		e.g. $Fuel_{consumption} * 100\% CH_4 * EF_{fuel}$
		$Level\ 1\ Activity\ data * Level\ 1\ EF$ $* IPCC\ share_{incomplete\ combustion}$

Figura 26: Metodología de cuantificación del metano de cada categoría del nivel 2 (OGMP 2.0 Technical Guidance Document – Level 1 and 2, 2021).

Para la cuantificación de las combustiones incompletas se supone que un 2% de la cantidad de gas quemado en la antorcha o en el vaporizador de combustión sumergida no ha combustionado. Con esto se calcula la cantidad de metano emitido a la atmósfera incluida en esta categoría.

Para las emisiones fugitivas y los venteos se utilizan los factores de emisión del IPCC (El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático).

Categoría	Subcategoría ^c	Fuente de emisión	Código del IPCC	CH ₄	
				Valor	Incertidumbre (% del valor)
Transmisión y almacenamiento del gas	Transmisión	Fugitivas ^{fk}	1.B.2.b.iii.4	6.6E-05 a 4.8E-04	±100%
		Venteo ^{ek}	1.B.2.b.i	4.4E-05 a 3.2E-04	±75%

Figura 27: Factores de emisión de metano correspondientes a las emisiones fugitivas y los venteos a utilizar en el nivel 2 (IPCC Emisiones Fugitivas, 2006).

- *Nivel 3: se asigna un valor de emisiones por tipo de fuente detallada (subcategorías) y usando factores de emisión genéricos (FE).*

En el nivel 3, las emisiones se cuantifican por tipo de fuente de emisión detallada y utilizando factores de emisión genéricos, pero específicos de la fuente. Las categorías y subcategorías a tener en cuenta son las siguientes:

- Emisiones fugitivas:
 - Conexiones (bridas, sellos, juntas).
 - Válvulas y válvulas de control.
 - Válvulas de alivio de presión.
 - BD-OEL (línea abierta de purga).
 - OEL (línea abierta)
 - Otros.
- Venteos:
 - Purga y ventilación (mantenimiento, proceso, puesta en marcha y desmantelamiento).
 - Dispositivos de emisión regular:
 - Dispositivos neumáticos.
 - Analizadores de gas.
 - Otros.
 - Ventilaciones de incidentes/emergencias.
 - Otros.
- Combustiones incompletas:
 - Dispositivos de combustión de gas:
 - Turbinas.
 - Motores.
 - Vaporizador de combustión sumergida (SCV).
 - Calentadores/sistema de precalentamiento/calderas/etc.
 - Otros.
 - Quema.

Para la cuantificación de las emisiones producidas por la combustión incompleta (OGMP 2.0 Guidance Incomplete Combustion, 2022) se utilizan los factores de emisión del API (El Instituto Estadounidense del Petróleo), los cuales se muestran en la Figura 28.

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

Example emission factors from API, <i>Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry, 2009</i>				
Emission source (natural gas)	Emission factor	Emission factor - converted	Emission factor - converted	Reference
Boilers/Furnaces/heaters	2.3 lb/10 ⁶ scf	0.0009 kg/10 ⁶ Btu (HHV)	3.1 kg/ GWh	Table 4-7
IC engines – 2 cycle lean	1.45 lb/10 ⁶ Btu (HHV)	0.66 kg/10 ⁶ Btu (HHV)	2244.2 kg/ GWh	Table 4-9
IC engines – 4 cycle lean	1.25 lb/10 ⁶ Btu (HHV)	0.57 kg/10 ⁶ Btu (HHV)	1934.6 kg/ GWh	Table 4-9
IC engines – 4 cycle rich	0.23 lb/10 ⁶ Btu (HHV)	0.104 kg/10 ⁶ Btu (HHV)	356 kg/ GWh	Table 4-9
Turbines (≥ 80% load)	0.0086 lb/10 ⁶ Btu (HHV)	0.0039 kg/10 ⁶ Btu (HHV)	13.3 kg/ GWh	Table 4-9
Natural gas vehicles	0.009 g/L	2.2*10 ⁻⁷ kg/Btu (HHV)	0.00075 kg/kWh	Table 4-17

Figura 28: Factores de emisión del instituto estadounidense del petróleo para el cálculo de las emisiones de metano por combustiones incompletas del nivel 3 (OGMP 2.0 Guidance Incomplete Combustion, 2022).

Para la cuantificación de las emisiones producidas por los venteos y las fugitivas (OGMP 2.0 Guidance Purging and venting, starts and stops and other process and maintenance vents , 2022), se utilizan los siguientes factores de emisión:

- *Default national emission factors* (US EPA), mostrados en la Figura 29.

Equipment Type/Service	Default Zero Emission Rate (kg/hr/source) ^b	Pegged Emission Rates (kg/hr/source) ^c		Correlation Equation ^d (kg/hr/source)
		10,000 ppmv	100,000 ppmv	
Valve/All	7.8E-06	0.064	0.140	LEAK = 2.29E-06×(SV) ^{0.746}
Pump/All	2.4E-05	0.074	0.160 ^e	LEAK = 5.03E-05×(SV) ^{0.610}
Other ^f /All	4.0E-06	0.073	0.110	LEAK = 1.36E-05×(SV) ^{0.589}
Connector/All	7.5E-06	0.028	0.030	LEAK = 1.53E-06×(SV) ^{0.735}
Flange/All	3.1E-07	0.085	0.084	LEAK = 4.61E-06×(SV) ^{0.703}
Open-Ended Line/All	2.0E-06	0.030	0.079	LEAK = 2.20E-06×(SV) ^{0.704}

Figura 29: Factores de emisión para el cálculo de las emisiones de metano fugitivas y producidas por venteos correspondientes al nivel 3 (EPA Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, 1995).

- *API Compendium – section 5* (Methodology for estimating GHG, The American Petroleum Institute (API), 2015), mostrados en la Figura 30.

Component/ Device	Emission Factor ^(a) (scf/hour/component)
Valve	1.19
Pump Seal	4.00
Connectors (flanges and threaded fittings)	0.34
Other ^(b)	1.77
Vapor Recovery Compressors ^(c)	4.17 (per compressor)

Figura 30: Factores de emisión de metano predeterminados por componente para terminales de almacenamiento de GNL para el cálculo de las emisiones de metano fugitivas y producidas por venteos correspondientes al nivel 3 (Methodology for estimating GHG, The American Petroleum Institute (API), 2015).

Para la cuantificación de las emisiones producidas por las emisiones fugitivas (OGMP 2.0 Guidance Leaks, 2022) se utiliza la fórmula siguiente:

$$ER_{Type} = (EF_{population} \times N_{Types} \times t) \quad Ec.21$$

$$ER_{Total} = \sum_{i=type}^n ER_{Type} \quad Ec.22$$

donde:

ER_{Type} es el ratio de las fugas por emisiones de metano de cada tipo de componente.

N_{Type} es el número total de cada tipo de componente.

t es el tiempo en horas que ha estado fugando cada componente.

$EF_{Population}$ es el factor de emisión de cada tipo de componente (kg/h).

ER_{Total} es el ratio de emisión total de todos los componentes de cada subcategoría (Kg/h).

En la mayoría de los casos, se desconoce el tiempo y la cantidad de la emisión. Por ello, se establecen unos criterios para este tipo de cuantificación. Así, se aproxima a 8 horas el tiempo de fuga del componente, ya que los turnos de trabajo son de 8 horas; y cuando se desconoce la cantidad de metano, se supone un máximo de 10000 ppmv.

- *Nivel 4: emisiones reportadas por tipo de fuente detallada, usando factores de emisión y datos de actividad específicos.*

En este nivel, las emisiones son notificadas por tipo de fuente de emisión detallada basada en mediciones y otras metodologías de cuantificación específicas del tipo de fuente, como pueden ser herramientas de simulación y cálculos de ingeniería.

En el nivel 4, además de realizar cálculos de ingeniería para la cuantificación de las emisiones, se utilizan factores de emisión propios. Mediante las campañas LDAR (*Leak, Detection and Repair*), se realiza la cuantificación de cada tipo de equipo. Es necesario medir un número considerado de equipos para que este valor se pueda utilizar como valor medio de factor de emisión de cada equipo.

- *Nivel 5: emisiones reportadas de manera similar al nivel 4, pero con mediciones de los equipos.* Los informes de las emisiones son similares a los informes de nivel 4, pero con la adición de mediciones a nivel de sitio para contrastar las estimaciones de las emisiones cuantificadas mediante los factores de emisión y los factores de actividad.

Las mediciones se pueden realizar utilizando sensores montados en el aire (aviones, drones...). Los satélites también podrían utilizarse cuando la tecnología se encuentre disponible.

Esta cuantificación de las emisiones de toda la instalación, que es independiente del nivel de la fuente a cuantificar, está destinada a contrastar la información de las estimaciones de emisiones a nivel de fuente, proporcionando una mejora de la confianza en las emisiones notificadas.

Es posible que dependiendo de la categoría o subcategoría se utilice un nivel u otro para realizar los cálculos de las emisiones de metano.

7.1. Monitorización

La monitorización de las emisiones de metano es clave para la reducción de dichas emisiones. Actualmente, se está investigando en la monitorización continua de las emisiones como posible alternativa a los programas LDAR. Estos programas se realizan una o dos veces al año y se cuantifican las emisiones de los diferentes equipos. La monitorización en continuo permite la detección y el seguimiento de las fugas hasta que se reparen los equipos donde se han localizado éstas. Lo ideal es que los componentes con fugas se reparen de forma inmediata, de forma que el equipo deje de estar monitorizado cuando se observe que ya no se produce ninguna emisión.

En la nueva propuesta de reglamento se establece un límite de tiempo máximo para la reparación de una fuga. Por lo tanto, las fugas se clasifican dependiendo de sus dimensiones por diferentes niveles. Las más grandes se reparan de forma inmediata. EL resto se monitorizan hasta que se procede a

reparar la fuga. Una vez reparada la fuga, se monitoriza durante un periodo de tiempo para garantizar que la fuga se ha reparado correctamente (Methane Guiding Principles - Guía de mejores prácticas: Fugas en equipos, 2019).

Algunos de los equipos que se pueden utilizar para la monitorización de las emisiones de metano son las cámaras ópticas de imágenes de gas (OGI). Estos equipos son capaces de detectar tanto metano, como hexafluoruro de azufre y más gases. Las cámaras son capaces de monitorizar zonas de difícil acceso que no se podrían cuantificar con otros equipos de medición convencionales. Las fugas se monitorizan en la pantalla como nubes de humo. La figura 31 corresponde a un modelo de cámara OGI.



Figura 31: Cámara OGI FLIR GfX320 para la detección de fugas de metano (Teledyne FLIR, 2021).

7.2. Análisis e implementación de medidas

La implementación de la exhaustiva cuantificación de las emisiones de metano en una planta de estas dimensiones no solo presenta un coste elevado sino también planificación y formación de los trabajadores. Además de los equipos convencionales de medición necesarios para poder cuantificar las emisiones, es necesario contratar un programa de monitorización para mejorar la detección y reparación de las fugas.

Es posible minimizar las emisiones de metano mediante buenas prácticas a la hora de realizar las operativas de la planta, la detección de las fugas y su posterior reparación, así como la mejora continua del sistema de gestión implantado (Methane Guiding Principles - Guía de mejores prácticas: Fugas en equipos, 2019).

Se considera importante realizar campañas LDAR para detectar las posibles fugas en los diferentes equipos de la planta, así como cambiar los equipos que presenten fugas que no se puedan reparar. Para las campañas LDAR se utilizan cámaras de infrarrojos, detectores de fotoionización (PID) y de ionización de llama (FID) (APPLUS Programas de detección y reparación de fugas (LDAR), 2022). Además, es interesante disponer de equipos convencionales de detección de fugas en la planta para

poder cuantificar las emisiones cuando se produce un incidente. El personal de la planta utilizaría estos equipos para obtener un valor de emisión. Con el valor de emisión y el tiempo que transcurre hasta que la fuga se repara se puede cuantificar la emisión total.

La instalación de cámaras OGI es otra de las medidas que se pueden implantar para medir las emisiones de metano. No obstante, estas tecnologías todavía se están desarrollando.

8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez calculadas las emisiones de gases de efecto invernadero de cada categoría de la planta de regasificación, se pasa a analizar cuáles son las categorías que más contribuyen al cómputo global y cuáles son las que presentan más capacidad de reducción.

En la Figura 32 se representa la contribución de las emisiones de GEI de cada una de las categorías en la planta de regasificación. Como se puede observar, la categoría 3, que corresponde a las emisiones indirectas producidas por el transporte, es la mayoritaria con diferencia: constituye el 93% del total de las emisiones. La categoría 2, que corresponde a la energía utilizada, constituye un 5% de las emisiones. Por último, las categorías 1 y 4 sólo suponen un 1 % cada una.

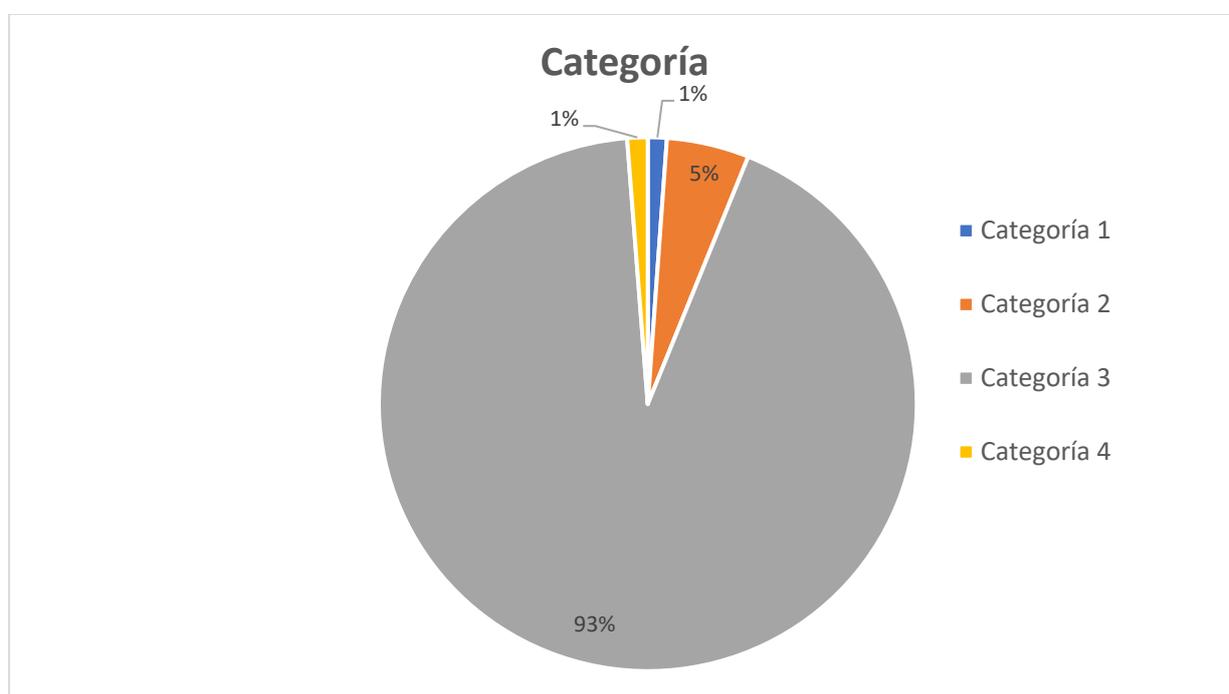


Figura 32: Contribución de cada una de las categorías a la huella de carbono de una planta de regasificación de GNL.

A continuación, se muestra la contribución de las subcategorías. En la Figura 33 se representan las 4 subcategorías de la categoría 1. Como se puede observar, las emisiones fugitivas de metano corresponden a un 59% del total de las emisiones de la categoría 1, siendo las mayoritarias. En segundo lugar, la combustión estacionaria, donde se encuentran las combustiones que se registran en comercio de derechos de emisión, contribuye un 37%. Las emisiones fugitivas de gases fluorados contribuyen un 4% a las emisiones totales de esta categoría. Por último, por debajo del 1%, se encuentran las emisiones de vehículos y máquinas.

Las emisiones de la categoría 1 están todas controladas por la organización, es decir, la empresa tiene influencia sobre ellas. Aunque en conjunto sólo suponen un 1% de las emisiones totales, al estar controladas por la planta de regasificación, la implantación de medidas puede conseguir la reducción

de estas subcategorías casi en su totalidad. Para la reducción de estas emisiones es necesario establecer una serie de objetivos de reducción que se describen más adelante.

En la Figura 34 se representa la contribución de las emisiones de la categoría 2 que se producen por la energía consumida por la planta. En este caso, como solo hay una subcategoría, ésta representa el 100% de las emisiones. Aunque esta categoría corresponda a las emisiones indirectas, la organización tiene posibilidad de poder reducir estas emisiones, las cuales se recuerda que en conjunto suponían el 4% de las emisiones totales. El plan propuesto para reducir estas emisiones se explica posteriormente.

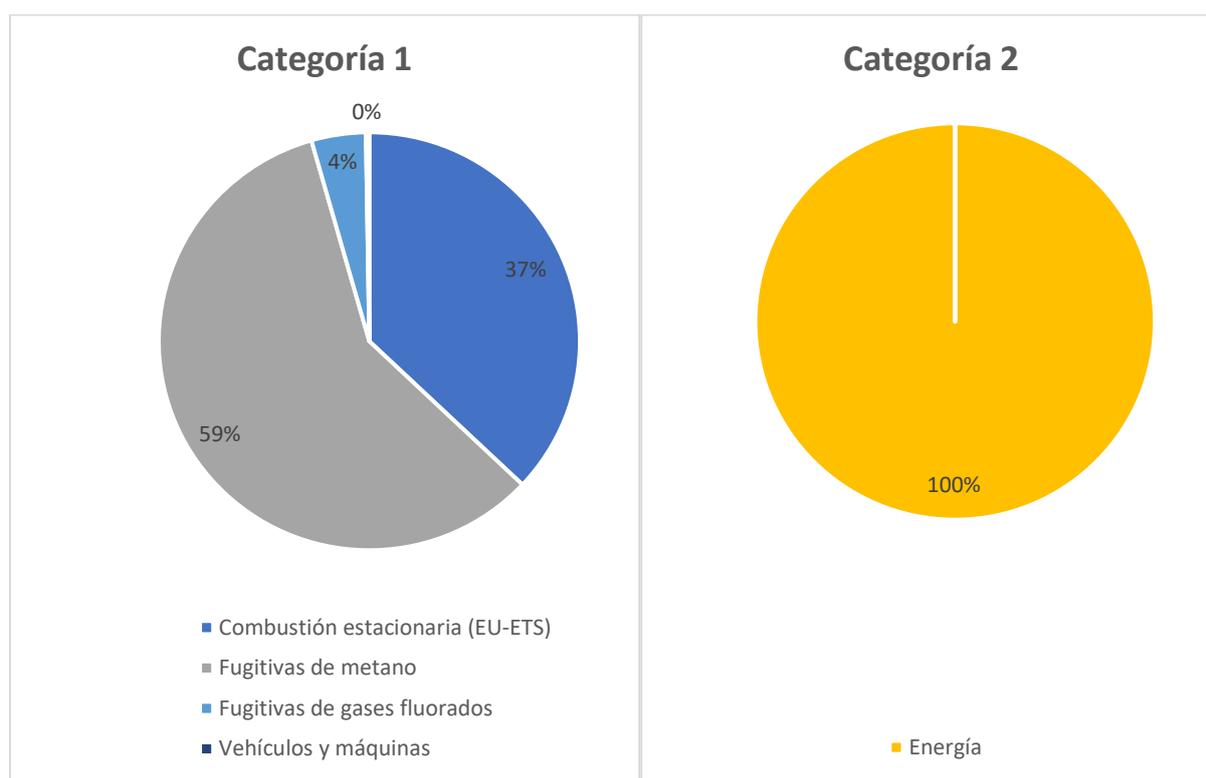


Figura 33: Contribución de las emisiones de la categoría 1 de una planta de regasificación de GNL.

Figura 34: Contribución de las emisiones de la categoría 2 de una planta de regasificación de GNL.

En la Figura 35 se representa la contribución de cada una de las subcategorías de la categoría 3, que corresponde a las emisiones producidas por el transporte. Como se observa, las emisiones producidas por el transporte y distribución de GNL mediante buques metaneros corresponde al 99% de las emisiones totales de esta categoría, es decir, prácticamente a su totalidad. Las emisiones producidas por el transporte de GNL mediante cisternas corresponden únicamente al 1% y, por último, las emisiones producidas por el desplazamiento de los empleados de la planta corresponden a menos del 1%. No obstante, pese a su pequeña contribución, el cálculo de estas dos últimas subcategorías es importante, ya que es donde más poder de influencia tiene la organización dentro de esta categoría.

Por último, la Figura 36 muestra las emisiones producidas por la categoría 4, donde las emisiones producidas por la gestión de los residuos corresponden a menos del 1%, mientras que las emisiones producidas por los bienes comprados por la organización constituyen el 99% restante. A pesar de su

pequeña contribución, la organización tiene cierta influencia sobre la gestión de sus residuos, pudiendo disminuir las emisiones asociadas.

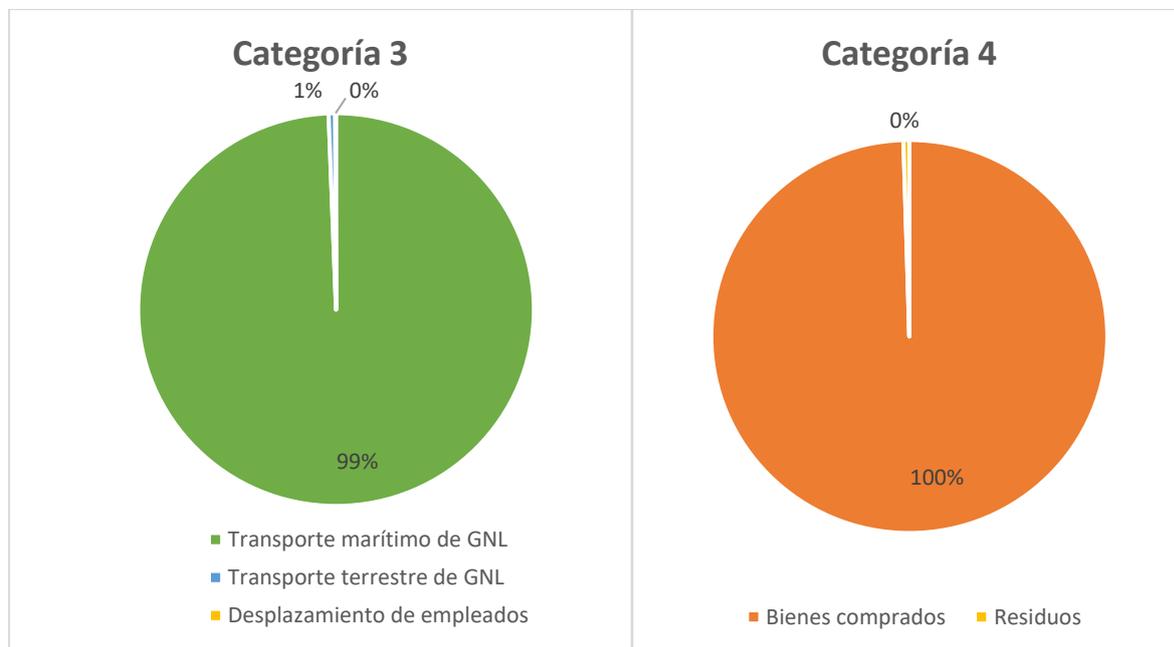


Figura 35: Contribución de las emisiones de la categoría 3 de una planta de regasificación de GNL.

Figura 36: Contribución de las emisiones de la categoría 4 de una planta de regasificación de GNL.

En relación con los resultados obtenidos, se trata de valores que se aproximan a resultados reales. En la Figura 37 se muestran las emisiones de alcance 1 y 2 (categorías 1 y 2, según la norma ISO 14064-1:2019) de la empresa Enagás. Esta empresa, además de gestionar la mayoría de las plantas de regasificación de España, tiene más infraestructuras dentro del sector. Por esta razón, su huella de carbono no coincide con los valores obtenidos en el estudio.

Análisis e implementación de medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en una empresa del sector gasista

EMISIONES DE CO₂ ALCANCES 1 Y 2 (t CO₂e) Y EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA NACIONAL (GWh) [GRI 305-1, GRI 305-2]

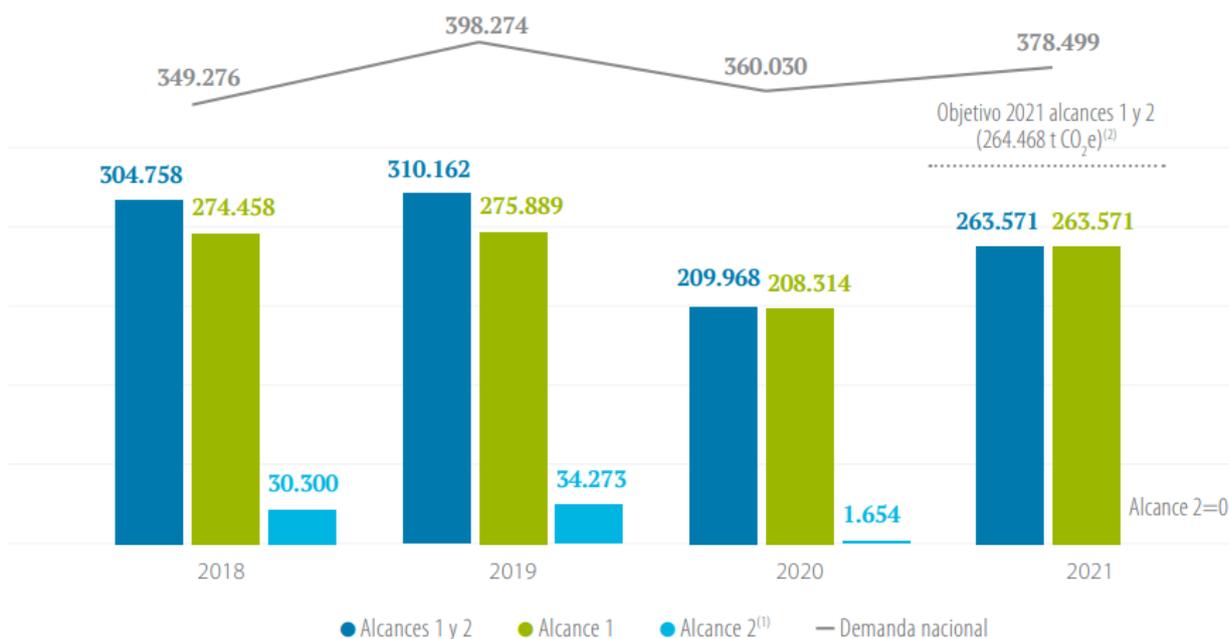


Figura 37: Emisiones totales de las categorías 1 y 2 de la empresa Enagás (Enagás informe anual, 2021).

No obstante, en la Figura 38 se representa la contribución de las emisiones de cada infraestructura de la empresa. Como se puede observar, las emisiones producidas por las plantas de regasificación constituyen un 1,3% del total. Esto refleja que de 263571 tCO_{2e} obtenidas de sus categorías 1 y 2 en el año 2021, solo 3426 tCO_{2e} se producen en las 5 plantas de regasificación. Este valor se aproxima más al obtenido en la categoría 1 del estudio (1913,65 tCO_{2e}) teniendo en cuenta que el valor es para solo 1 planta de regasificación.

EMISIONES DE ALCANCES 1 Y 2
POR TIPO DE INSTALACIÓN [GRI 305-1, GRI 305-2]



Figura 38: Emisiones de las categorías 1 y 2 por tipo de instalación de la empresa Enagás (Enagás informe anual, 2021).

Como ya se ha comentado, para algunas de las categorías la organización puede establecer objetivos de reducción, ya que tiene influencia sobre algunas de las emisiones asociadas. Teniendo en cuenta el análisis efectuado y siendo muy optimistas, con la implementación de ciertas medidas se podría conseguir reducir un 6-7% la huella de carbono de una planta de regasificación. Además, la planta debería establecer un plan de mitigación y compensación de emisiones, para contrarrestar todas aquellas sobre las que no tiene influencia. A continuación, se indican una serie de medidas para la reducción de las emisiones generadas por una planta de estas características.

8.1. Medidas para reducir la huella de carbono

Como se observa en los resultados, es necesario reducir la contribución de la huella de carbono de la planta. Para ello, conviene fijar un plan estratégico de reducción de emisiones donde se marquen una serie de objetivos de reducción con medidas a implantar para la minimización de esas emisiones.

Para la reducción de las emisiones de la categoría 1, se puede implantar medidas como por ejemplo la gestión del *Boil off*. Mediante la instalación de un compresor criogénico de envío directo a la red, se puede evitar quemar en antorcha todo ese gas natural y reducir las emisiones. Para las emisiones fugitivas tanto de metano como de gases fluorados es necesario cuantificar las emisiones. Para esto, es importante realizar campañas LDAR y la utilización de tecnologías innovadoras para poder detectar, controlar y reparar fugas de los diferentes equipos y reducir las emisiones.

Con respecto a la categoría 2, que corresponde a las emisiones debidas a la energía eléctrica utilizada en la planta para su funcionamiento, se puede implantar medidas de eficiencia energética para la reducción como, por ejemplo, cambiar la luminaria de la planta o la implantación en las operaciones de proceso de una mejora continua.

También es interesante tener en cuenta la posibilidad de la utilización de energía GDO (garantía de origen). Esto conlleva a que toda la energía utilizada se genere a partir de fuentes de energía renovables. La implementación de esta medida conllevaría a reducir las emisiones de la categoría 2 a nulas, pero para esto es necesaria una elevada inversión.

Con respecto a las emisiones de la categoría 3, la empresa tiene gran poder de influencia en la reducción de las emisiones generadas por los desplazamientos de los empleados desde sus hogares al centro de trabajo. Mediante la implementación de medidas como el teletrabajo o el fomento del uso del transporte público al centro de trabajo se podrían reducir esas emisiones. Las zonas donde se encuentran este tipo de instalaciones se encuentran alejadas de los centros urbanos; no obstante, se podría contratar algún tipo de transporte con el resto de las empresas de los alrededores o el fomento de alguna aplicación de uso compartido de vehículos.

En el resto de las subcategorías, la empresa tiene menos influencia para la implementación de medidas. No obstante, para la reducción de emisiones de los viajes de negocio de la empresa se puede implantar medidas para reducir al máximo las emisiones como la utilización de transportes como el ferrocarril evitando así transportes más contaminantes como puede ser el aéreo.

Sobre el transporte marítimo de GNL mediante buques metaneros y cisternas, la empresa no tiene poder para reducir esas emisiones, pero sí genera influencia a la hora de publicar los datos, ya que muestra transparencia y genera conocimiento sobre las emisiones que produce la cadena de valor del sector del gas.

Con respecto a la categoría 4, las emisiones generadas por el tratamiento de residuos se pueden reducir asegurando con el gestor de residuos su correcto tratamiento. Lo ideal es que todos los residuos sean reutilizados o valorizados para fomentar la economía circular.

8.2. Plan de mitigación y compensación

Para reducir las emisiones es importante elaborar un plan de mitigación donde se establezca una metodología de cuantificación de emisiones de todas las categorías donde la compañía pueda tener cierta influencia o control.

La reducción de las emisiones de metano es esencial en el sector; por ello, se deben establecer metodologías y procedimientos sobre cómo calcular dichas emisiones. Una vez establecida la metodología, pueden cuantificarse esas emisiones y se podrá introducir medidas de reducción.

Para la realización de este plan es necesario utilizar fuentes bibliográficas veraces. Además, se debe definir una propuesta de metodología de cuantificación y cumplirla. Para ello, es necesario formar a los empleados de la planta. Las emisiones que no puedan reducirse se pueden compensar mediante

financiación de proyectos de absorción de CO₂, creando así sumideros de carbono a partir de la reforestación, por ejemplo.

Además, es importante la difusión de los resultados de la huella de carbono mediante memorias de sostenibilidad para ejercer influencia en el resto de los sectores y organizaciones.

8.3. Estudio económico de las medidas a implementar

Para la reducción de las emisiones de GEI de la planta es necesario implementar una serie de medidas. Es importante tener en cuenta los costes de estas inversiones asociadas a la reducción de emisiones.

La reducción de emisiones de la categoría 1 presenta unos costes asociados. Para la reducción de las emisiones estacionarias, una de las medidas a implantar es la gestión de *boil off*. Estas emisiones se reducen mediante la implementación de un compresor criogénico que permite recuperar el gas generado cuando se opera a producciones bajas. La inversión prevista en esta medida sería de unos diez a quince millones de euros (Saggas, 2020).

También se pueden reducir las emisiones mediante medidas de eficiencia energética. Por ejemplo, mediante la instalación de variadores de frecuencia o cambios de rodets en las bombas. La inversión para la instalación de un variador de frecuencia se encuentra entorno a los ciento ochenta mil euros (Enagás, Declaración ambiental - Planta de regasificación de Huelva, 2020).

Para la reducción de las emisiones de metano se puede implantar un sistema de autoconsumo de nitrógeno. Esto supone una inversión de unos ciento cincuenta mil euros (Enagás, Declaración ambiental - Planta de regasificación de Huelva, 2018). La cuantificación de las emisiones de metano se realiza mediante las campañas LDAR. La inversión en estos servicios junto con los controles ambientales que realiza una empresa externa especializada es entre sesenta mil y setenta mil euros (Enagás, Declaración ambiental - Planta de regasificación de Huelva, 2019).

La reducción de las emisiones de la categoría 2 se puede implementar mediante la contratación de energías renovables, es decir, que la energía que utiliza la planta para su funcionamiento provenga de energías renovables. La inversión en esta medida presenta unos costes fijos y otros variables. El coste fijo que depende de la potencia contratada es el mismo utilizando energía sin o con GDO.

También hay que tener en cuenta los costes variables asociados al valor por kWh consumido. El coste por kWh de la energía GDO es de 0,4 euros/MWh (Iberdrola, 2022). Como se conoce el consumo en MWh que se han utilizado, se puede calcular el coste variable de la implementación de esta energía. En total la planta consume 41691,5 MWh. Por lo tanto, el coste variable, utilizando energía renovable, es de dieciséis mil seiscientos setenta y seis mil seiscientos euros. El coste sin energía GDO es de siete mil quinientos cuatro mil cuatrocientos setenta euros. Contratando energía GDO se reducirían las 8338,3 toneladas de CO₂ generadas por la energía consumida a cero emisiones.

Como puede verse, el coste de las inversiones en las medidas a implementar es importante, no obstante, la organización está plenamente comprometida con el medio ambiente, ya que apuesta por la mejora continua de toda su actividad desde el punto de vista medioambiental.

9. CONCLUSIONES

El cálculo de la huella de carbono de este estudio permite identificar los puntos de mejora sobre la reducción de emisiones de GEI dentro de la organización. Por un lado, es esencial garantizar la mitigación de todas aquellas categorías dentro de la organización donde se pueden implantar esas medidas de reducción. Por otro lado, es importante realizar proyectos de compensación de emisiones para las categorías donde no es posible reducir más las emisiones.

En el estudio de la huella de carbono de la planta de regasificación se ha calculado un total de **166735** toneladas de CO_{2e}. Entrando más en detalle, se han obtenido las siguientes conclusiones:

- La categoría 1 representa el 1% de las emisiones de la planta. No obstante, es una de las categorías donde la empresa tiene mayor poder de actuación. En la categoría 1, el foco de emisión principal es el de las emisiones fugitivas de metano. Esta subcategoría corresponde a un 59%, seguida de las emisiones estacionarias que suponen un 37%. Para la cuantificación detallada de las emisiones de metano se propone una metodología de cálculo para calcular tanto las emisiones fugitivas como los venteos y las combustiones incompletas. La cuantificación de estas emisiones permite introducir objetivos de reducción de esta categoría. Para la reducción de las emisiones de las fuentes estacionarias es importante gestionar el *Boil off* para evitar quemar en antorcha.
- La categoría 2, que corresponde a un 4% del total de emisiones calculadas en el estudio, puede reducirse mediante una gestión eléctrica adecuada añadiendo medidas de eficiencia energética para reducir el consumo eléctrico. También es interesante tener en cuenta la posibilidad de contratar energía de GDO. Esta energía es la que proviene de fuentes de energía renovables.
- La categoría 3 corresponde a las emisiones indirectas producidas por el transporte tanto marítimo como terrestre. Esta categoría constituye un 94% del total de las emisiones calculadas en el estudio. En esta categoría es importante hacer hincapié en las subcategorías donde la empresa puede introducir mejoras para reducir las emisiones o en las que solo tiene capacidad de influencia. En particular, la empresa puede introducir mejoras para la reducción de emisiones en aquellas producidas por los desplazamientos de los empleados. Además, existe la posibilidad de compensar las emisiones que no puedan reducirse mediante proyectos de absorción. La organización no puede reducir las emisiones producidas por el transporte de GNL en buques y en cisternas. En este caso, la planta ejerce un poder de influencia al publicar los datos para mostrar transparencia y que el resto de las organizaciones también calculen sus emisiones y las reduzcan.
- La categoría 4 corresponde a las emisiones producidas por los bienes comprados por la organización y la gestión de los residuos. Esta categoría corresponde a un 1% de las emisiones de GEI. La organización puede conseguir que se reduzcan las emisiones en la gestión de los residuos favoreciendo así la economía circular. Los bienes comprados por la organización, es importante publicar estos datos para que el resto de las empresas también reduzcan sus emisiones.

Así pues, es importante establecer un plan estratégico de reducción de emisiones para todas las categorías posibles. La descarbonización se produce mediante la reducción de emisiones en todas las categorías, no solo en aquellas que son mayoritarias.

La realización de este estudio se considera esencial para contribuir a la mitigación del cambio climático y la descarbonización del sector de la energía. Esto se puede conseguir mediante la eficiencia energética, la economía circular y la optimización de los procesos. Y por todo esto está alineado con el reglamento de taxonomía, donde se establecen qué actividades económicas se consideran medioambientalmente sostenibles, para impulsar la inversión en proyectos y actividades más sostenibles.

10. BIBLIOGRAFÍA

- ACEA. (2022). *European Automobile Manufacturers Association*. Obtenido de <https://www.acea.auto/>. [Último acceso: 20 Abril 2022]
- AENOR. (21 de Abril de 2022). Obtenido de <https://www.aenor.com/> [Último acceso:5 Marzo 2022]
- APPLUS *Programas de detección y reparación de fugas (LDAR)*. (2022). Obtenido de [https://www.applus.com/global/es/what-we-do/service-sheet/programas-de-detecci%C3%B3n-y-reparaci%C3%B3n-de-fugas-\(ldar\)](https://www.applus.com/global/es/what-we-do/service-sheet/programas-de-detecci%C3%B3n-y-reparaci%C3%B3n-de-fugas-(ldar)). [Último acceso: 2 Julio 2022]
- DEFRA. (2021). *UK Government GHG Conversion Factors for Company Reporting*. Obtenido de https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fassets.publishing.service.gov.uk%2Fgovernment%2Fuploads%2Fsystem%2Fuploads%2Fattachment_data%2Ffile%2F1049332%2Fconversion-factors-2021-condensed-set-most-users.xls&wdOrigin=BROWSELINK. [Último acceso: 10 Mayo 2022]
- Dir.2003/87/CE. (13 de octubre 2013). *Union Europea. Directiva 2003/87/CE del consejo, de 13 de octubre de 2013, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto*. Obtenido de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003L0087&from=ES>. [Último acceso: 9 Marzo 2022]
- Dir.2010/75/UE, 2. d. (24 de noviembre de 2010). *Directiva 2010/75/UE de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación)*.
- Eco-Management and Audit Scheme (EMAS)*. (2017). Obtenido de https://ec.europa.eu/environment/emas/index_en.htm. [Último acceso: 113 Marzo 2022]
- Enagás. (2018). *Declaración ambiental - Planta de regasificación de Huelva*. Obtenido de <https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Documentos/.Declaraci%C3%B3n%20Ambiental%20Planta%20Huelva.pdf>. [Último acceso: 2 Julio 2022]
- Enagás. (2019). *Declaración ambiental - Planta de regasificación de Huelva*. Obtenido de <https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Documentos/DECLARACION%20AMBIENTAL%20HUELVA%202019.pdf>. [Último acceso: 2 Julio 2022]
- Enagás. (2020). *Declaración ambiental - Planta de regasificación de Barcelona*. Obtenido de https://www.gencat.cat/mediamb/declaracions_ambientals/ES-CAT-000419.pdf. [Último acceso: 2 Julio 2022]
- Enagás. (2020). *Declaración ambiental - Planta de regasificación de Huelva*. Obtenido de <https://www.enagas.com/stfls/ENAGAS/Documentos/Declaraci%C3%B3n%20ambiental%20Planta%20Huelva.pdf>. [Último acceso: 2 Julio 2022]
- Enagas. (2020). *Planta de regasificación de huelva*. Obtenido de https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/PlantasRegasificacion/PlantaHuelva. [Último acceso: 2 Julio 2022]
- Enagás. (2022). Obtenido de <https://enagas.es/portal/site/enagas>. [Último acceso: 2 Julio 2022]

- Enagás informe anual* . (2021). Obtenido de https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Documentos/Documentos%20JGA/INFORME%20ANUAL%202021_ENAGAS.pdf [Último acceso: 5 Julio 2022]
- Enagás Informe del sistema gasista*. (2021). Obtenido de <https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Documentos/Informe-sistema-gasista-2021.pdf>. [Último acceso: 1 Julio 2022]
- EPA Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*. (1995). Obtenido de <https://www3.epa.gov/ttnchie1/efdocs/equipls.pdf>. [Último acceso: 2 Julio 2022]
- EPA, U. (22 de December de 2021). *Scope 3 Inventory Guidance* . Obtenido de <https://www.epa.gov/climateleadership/scope-3-inventory-guidance>. [Último acceso: 10 Junio 2022]
- European Commission*. (2021). Obtenido de https://ec.europa.eu/info/index_es. [Último acceso: 28 Febrero 2022]
- Global Reporting Initiative (GRI)*. (20 de abril de 2022). Obtenido de <https://www.globalreporting.org/>. [Último acceso: 20 Abril 2022]
- Greenhouse Gas Protocol*. (28 de Febrero de 2022). Obtenido de <https://ghgprotocol.org/>. [Último acceso: 28 Febrero 2022]
- Iberdrola*. (Julio de 2022). Obtenido de <https://www.iberdrola.es/> [Último acceso: 1 Julio 2022]
- International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL)*. (November de 2021). Obtenido de <https://giignl.org/>. [Último acceso: 12 Marzo 2022]
- IPCC Emisiones Fugitivas*. (2006). Obtenido de https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf. [Último acceso: 13 Abril 2022]
- Ley IPPC - BOE. (2016). En d. 1. Real Decreto Legislativo 1/2016.
- Methane Guiding Principles - Guía de mejores prácticas: Fugas en equipos*. (Noviembre de 2019). Obtenido de https://methaneguidingprinciples.org/wp-content/uploads/2021/02/Reducing-Methane-Emissions-Equipment-Leaks-Guide_ES.pdf. [Último acceso: 27 Mayo 2022]
- Methodology for estimating GHG, The American Petroleum Institute (API)*. (2015). Obtenido de <https://www.api.org/-/media/Files/EHS/climate-change/api-Ing-ghg-emissions-guidelines-05-2015.pdf>. [Último acceso: 27 Mayo 2022]
- Ministerio de derechos sociales y Agenda 2030. Objetivos de desarrollo sostenible (ODS)*. (21 de Marzo de 2022). Obtenido de <https://www.agenda2030.gob.es/objetivos/>. [Último acceso: 9 Julio 2022]
- Miteco. (26 de Febrero de 2022). *Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/>. [Último acceso: 29 Mayo 2022]
- Naciones Unidas - El Acuerdo de Paris*. (2015). Obtenido de <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>. [Último acceso: 2 Marzo 2022]

- Naciones Unidas - Objetivos de desarrollo sostenible (ODS)*. (22 de Abril de 2022). Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>. [Último acceso: 22 Abril 2022]
- Naciones Unidas*. (21 de abril de 2022). Obtenido de <https://unfccc.int/es>. [Último acceso: 14 Abril 2022]
- OCCC. (21 de Juny de 2021). *Oficina Catalana del Canvi climàtic*. Obtenido de https://canviclimatic.gencat.cat/web/.content/04_ACTUA/Com_calcular_emissions_GEH/guia_de_calcul_demissions_de_co2/2106_DIB_Guia-de-calcul-emissions_CA_DEF.pdf. [Último acceso: 1 Junio 2022]
- OECC. (Abril de 2021). *Oficina Española de Cambio Climático*. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factoresemision_tcm30-479095.pdf. [Último acceso: 1 Junio 2022]
- OGM Partnership*. (29 de Marzo de 2022). Obtenido de <https://www.ogmpartnership.com/>
- OGMP 2.0 Technical Guidance Document – Level 1 and 2*. (24 de June de 2021). Obtenido de https://www.ogmpartnership.com/sites/default/files/files/Level%201%20and%20level%20%20TGD%20-%20Approved%20by%20SG_1.pdf. [Último acceso: 15 Junio 2022]
- OGMP 2.0 Guidance Incomplete Combustion*. (2022). Obtenido de <https://www.ogmpartnership.com/sites/default/files/files/Incomplete%20Combustion%20TGD%20-%20SG%20Approved.pdf>. [Último acceso: 15 Junio 2022]
- OGMP 2.0 Guidance Leaks*. (2022). Obtenido de <https://www.ogmpartnership.com/sites/default/files/files/Leaks%20TGD%20-%20Final%20SG%20Approved.pdf>. [Último acceso: 15 Junio 2022]
- OGMP 2.0 Guidance Purging and venting, starts and stops and other process and maintenance vents*. (2022). Obtenido de <https://www.ogmpartnership.com/sites/default/files/files/Purging%20%26%20Venting%20TGD%20-%20SG%20Approved.pdf>. [Último acceso: 15 Junio 2022]
- Pacto Verde Europeo - Comisión Europea*. (18 de Abril de 2022). Obtenido de https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es. [Último acceso: 2 Abril 2022]
- Reganosa. (2022). *Planta de regasificación de GNL - Terminal de Mugardos*. Obtenido de <https://www.reganosa.com/>. [Último acceso: 5 Junio 2022]
- Regulation(EU)2019/942. (2021). *Proposal for a regulation of the European Parliament and of the council on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942*.
- Saggas. (2020). *Planta de regasificación de GNL- Terminal de Sagunto*. Obtenido de <https://www.saggas.com/es/>[Último acceso: 1 Julio 2022]
- SASB. (20 de Abril de 2022). *Sustainability Accounting Standards Board*. Obtenido de <https://www.sasb.org/>. [Último acceso: 9 Marzo 2022]

Science Based Targets. Ambitious corporate climate action. (7 de Marzo de 2022). Obtenido de <https://sciencebasedtargets.org/>. [Último acceso: 25 Marzo 2022]

Sustainable finance taxonomy - Regulation (EU) 2020/852. (2020). Obtenido de https://ec.europa.eu/info/law/sustainable-finance-taxonomy-regulation-eu-2020-852_es. [Último acceso: 7 Marzo 2022]

Teledyne FLIR. (2021). Obtenido de <https://www.flir.es/products/gfx320/>. [Último acceso: 20 Junio 2022]

UNE-EN ISO 14001. (2015). En A. E. Certificación, *Sistemas de gestión ambiental*.

UNE-EN ISO 14064-1. (2019). En A. E. Certificación.

DOCUMENTO II:

PRESUPUESTO

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

1. Presupuestos parciales.....	98
1.1. Coste personal.....	98
1.2. Coste material	98
1.3. Costes generales.....	99
2. Presupuesto total	99

ÍNDICE DE LAS TABLAS

Tabla 1: Costes de recursos personales.....	98
Tabla 2: Gastos materiales.....	98
Tabla 3: Gastos generales.....	99
Tabla 4: Presupuesto del proyecto.....	99

En el presente documento se detalla el presupuesto del estudio descrito anteriormente. Se encuentra desglosado en el coste de personal, de material y costes generales. En la Tabla 1 se detalla el coste por tarea y recurso. La Tabla 2 corresponde al coste de los equipos y *software* utilizado. En la Tabla 3 se detallan los gastos generales del proyecto como internet o electricidad consumida. Por último, en la Tabla 4 se muestra el presupuesto final sin IVA y con IVA.

1. PRESUPUESTOS PARCIALES

1.1. Coste personal

Tabla 1: Costes de recursos personales.

Tarea	Recurso	Precio unitario (€/h)	Tiempo (h)	Coste (€)
Estudio de las metodologías de cálculo	Técnico	20	20	400
Recopilación de datos	Técnico	20	20	400
Categoría 1	Técnico	20	45	900
Categoría 2	Técnico	20	8	160
Categoría 3	Técnico	20	52	1040
Categoría 4	Técnico	20	25	500
Elaboración de la memoria	Técnico	20	110	2200
Estudio económico de las medidas a implementar	Técnico	20	20	400
			TOTAL	300
				6000

1.2. Coste material

Tabla 2: Gastos materiales.

Equipos	Precio (€)	Unidad	Coste (€)
Ordenador	800	1	800
Microsoft Office 365	44	1	44
		TOTAL	844

1.3. Costes generales

Tabla 3: Gastos generales.

Componente	Coste (€)
Factura internet	285
Factura electricidad	28,2
TOTAL	313,2

2. PRESUPUESTO TOTAL

Tabla 4: Presupuesto del proyecto.

Descripción	Coste (€)
Coste humano	6000
Coste de material	844
Costes generales	313,2
Total sin IVA	7157,2
IVA 21%	1503,0
Total	8660,2

El presupuesto total con IVA asciende a un total de **OCHO MIL SEISCIENTOS SESENTA EUROS CON VEINTE CÉNTIMOS.**