



CONAMA10
CONGRESO NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

COMUNICACIÓN TÉCNICA

Cálculo de la Huella de CO₂ del grupo Gas Natural Fenosa

Autor: Amado Gil Martínez

Institución: Gas Natural Fenosa

e-mail: agilm@gasnatural.com

Otros Autores: Ángel Lagares Díaz (Gas Natural Fenosa); Carmen Belén Díaz López (Socoin); Ignacio Montero Sanz (Socoin)

RESUMEN

'La totalidad de gases de efecto invernadero (GEI) emitidos por efecto directo o indirecto de un individuo, organización, evento o producto'" conforman la denominada huella de carbono (UK Carbon Trust 2008). La cuantificación de estas emisiones, permite a los agentes emisores identificar la huella de carbono de su actividad en materia de CO₂ y definir el grado de eficiencia y sostenibilidad ambiental del proceso productivo. Para ello, Gas Natural Fenosa, a través de SOCOIN, ha desarrollado una herramienta de cálculo de la huella de carbono del grupo, siguiendo la metodología de análisis de ciclo de vida (ACV) descrita por las normas UNE-EN-ISO 14040 y UNE-EN-ISO 14044; las premisas del GHG Protocol y las directrices IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Esta herramienta calcula las emisiones directas, de alcance 1, que proceden de fuentes controladas por el grupo, las emisiones indirectas, de alcance 2, debidas a la generación de electricidad consumida por el grupo pero no generada por él y las emisiones indirectas, de alcance 3, derivadas de cada uno de los sistemas de los ciclos de vida, que no pueden ser controladas por la compañía. La versatilidad de la herramienta desarrollada, permite calcular las emisiones de alcance 1, 2 y 3 de CO₂, CH₄, N₂O, SF₆ y CO₂eq, tanto de cada unidad de cálculo individual (central de ciclo combinado, oficina, etc...) como de agrupaciones por tipos de tecnologías, países, GEI, etc. Los resultados obtenidos de la herramienta muestran que las emisiones directas de alcance 1, derivadas de las actividades del grupo en el año 2009, ascendieron a 25,8 MtCO₂eq, un 17% menos que en el año 2008. El 92% de estas emisiones derivan del proceso de generación, siendo en su mayoría (el 81,8%) debidas a los ciclos combinados. En cuanto a las emisiones de alcance 2, en el 2009 se emitieron un total de 1,01 MtCO₂eq, lo que implica una reducción del 6% respecto a las emisiones del 2008. Finalmente, las emisiones de alcance 3 en 2009, suponen un 20% menos que las emitidas durante el año 2008. Por países, España y México soportan el 52% y el 35%, respectivamente, del total de las emisiones directas de alcance 1; mientras que la mayor fuente de emisiones de alcance 2 es la distribución de electricidad en Nicaragua, con un 36% del total. Destaca la reducción de emisiones de alcance 2 en España, que pasa de ser el segundo país con más emisiones por consumo de electricidad en 2008 con un 17% del total, a ser el sexto país con un 5%.

Palabras Clave: Huella de CO₂; inventario GEI; emisiones directas; emisiones indirectas; alcance 1; alcance 2; alcance 3

1	INTRODUCCIÓN.....	4
2	METODOLOGÍA.....	5
2.1	Fase 1: Definición del Alcance.	5
2.2	Fase 2: Definición de los Sistemas incluidos en la herramienta de cálculo.....	7
2.3	Fase 3: Definición de emisiones por alcance	10
2.4	Fase 4: Identificación y Determinación de los factores de emisión.	10
3	MOTOR DE CÁLCULO	11
4	RESULTADOS: INVENTARIO DE EMISIONES DE GEI DE GAS NATURAL FENOSA.....	12
4.1	Inventario por gases de efecto invernadero.....	12
4.2	Inventario por países	13
4.3	Inventario por actividades	15

1 INTRODUCCIÓN

El consumo de energía es la fuente más importante de emisiones de **gases de efecto invernadero (GEI)**, al representar el 80% de las emisiones de CO₂ a escala mundial¹. Los principales GEI producidos por este sector son el CO₂ y el CH₄ procedentes de la quema de combustibles fósiles, de la extracción del combustible, y de la explotación de las instalaciones de hidrocarburos y gas.

Tras la ratificación de tratados internacionales como el de Kioto y los acuerdos alcanzados en la cumbre de Copenhague, las administraciones públicas comparten con el sector energético el compromiso y la responsabilidad de desarrollar planes estratégicos para reducir las emisiones de GEI a los niveles establecidos.

Para que estas estrategias de reducción sean eficaces, un buen principio es realizar un diagnóstico del estado de la empresa en materia de GEI, a través del inventario de emisiones. El resultado del cómputo global de GEI (CO₂, CH₄, SF₆, etc..) “emitidos por efecto directo o indirecto de un individuo, organización, evento o producto²”, representan la **huella de carbono** de la compañía inventariada.

Hasta ahora, en España las únicas empresas con exigencia de reportar emisiones son las incluidas en los Planes Nacionales de Asignación, y la obligación únicamente se limita a reportar las emisiones directas derivadas del propio proceso productivo.

Sin embargo, tal y como señala el informe del año 2009 de *Carbon Disclosure Project*³ (en adelante CDP), actualmente la demanda de información va más allá de los requisitos legales y se comienza a valorar información adicional sobre las emisiones indirectas de las empresas, (emisiones de alcance 1, 2 y 3 según la nomenclatura *GHG Protocol*⁴) que incluye las emisiones asociadas al uso de productos y servicios, o a los desplazamientos de los trabajadores.

En línea con las recomendaciones del CDP, y de acuerdo con el compromiso de mejorar su comportamiento ambiental, **Gas Natural Fenosa (GNF)** ha desarrollado, a través de **SOCOIN**, una **herramienta para el cálculo de la huella de carbono**. Con esta herramienta, GNF quiere ofrecer una presentación de los resultados más clara y más ajustada a la realidad de la empresa, publicando una información relevante, completa, consistente, transparente y precisa de las emisiones directas (alcance 1) e indirectas (alcances 2 y 3).

¹ Datos extraídos de la sección de Energía y Desarrollo sostenible del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (<http://www.mityc.es/Energia/Desarrollo/Paginas/Index.aspx>)

² Definición de “Huella de carbono” (UK Carbon Trust 2008)

³ Carbon Disclosure Project (CDP) es una organización sin ánimo de lucro creada en Gran Bretaña con el objetivo de dar credibilidad a aquellas empresas que hicieran esfuerzos por ser sostenibles con el medio ambiente. CDP ha creado el principal estándar para la transparencia corporativa en materia de cambio climático.

⁴ World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)/ World Resources Institute (WRI), Greenhouse Gas Protocol. Corporate Accounting and Reporting Standard (www.ghgprotocol.org)

La versatilidad de la herramienta desarrollada, permite determinar las emisiones directas e indirectas de **CO₂**, **CH₄**, **N₂O**, **SF₆** y **CO₂eq**, de manera individual para cada una de las instalaciones (unidades de cálculo) o de forma agrupada por tipos de tecnologías, por países, por tipo de GEI, etc. Los resultados finales se muestran tanto numéricamente como gráficamente.

2 METODOLOGÍA

Esta herramienta de cálculo se ha diseñado en base a la metodología de análisis de ciclo de vida (ACV) descrita por las normas UNE-EN-ISO 14040⁵, UNE-EN-ISO 14044⁶ y UNE-EN-ISO 14064⁷; las premisas del *GHG Protocol* y las directrices IPCC⁸ de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, siguiendo las fases que se describen a continuación:

2.1 Fase 1: Definición del Alcance.

Se han definido las **unidades de cálculo** de las actividades productivas que conforman Gas Natural Fenosa, consideradas para el cálculo de las emisiones:

- **Generación:** térmica de carbón, térmica de fuel, térmica de ciclos combinados, Cogeneración (gas), parques eólicos y plantas hidráulicas. En total suponen 36 centrales de generación (unidades de cálculo), 10 agrupaciones de parques eólicos por comunidad autónoma (cada agrupación es una unidad de cálculo) y 9 agrupaciones de centrales hidráulicas por cuenca (cada agrupación es una unidad de cálculo)
- **Distribución de energía eléctrica:** en total suponen 6 unidades de cálculo, una por cada país en el que existe negocio de distribución de electricidad. (Distribución eléctrica en España, en Colombia, en Guatemala, en Moldavia, en Nicaragua y en Panamá)
- **Distribución de gas:** En este caso se ha diferenciado la distribución de gas en territorio nacional por comunidades autónomas (DG Andalucía, DG Aragón, DG Asturias, etc...) y la distribución de gas internacional por países (Italia, México, Argentina, Brasil y Colombia). En total son 20 unidades de cálculo.
- **Minería:** que incluye las minas de Limeisa en España y Kangra en Sudáfrica (en total 2 unidades de cálculo)

⁵ Gestión Ambiental. Análisis del ciclo de vida. Principios y marco de referencia (ISO 14040:2006)

⁶ Gestión Ambiental. Análisis del ciclo de vida. Requisitos y directrices (ISO 14044:2006)

⁷ Gases de efecto invernadero. Especificación con orientación, a nivel de las organizaciones, para la cuantificación y el informe de las emisiones y remociones de gases de efecto invernadero (ISO 14064:2006)

⁸ Intergovernmental Panel on Climate Change, revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories reporting Instructions (<http://www.ipcc.ch>)

- Licuefacción de gas natural: una única unidad de cálculo que es la planta de Licuefacción de Damietta (Egipto)
- Regasificación de gas natural incluye las plantas de Reganosa y Saggas en España y de Puerto Rico, en total 3 unidades de cálculo.
- Oficinas y actividades de gestión de soporte: en España las oficinas se han agrupado por comunidades autónomas y en el extranjero por países, es decir un total de 33 unidades de cálculo.
- UP+MID Stream, incluye las actividades de Metragaz y Petroleum, en total 2 unidades de cálculo.

Los **límites geográficos** de la herramienta se han definido teniendo en cuenta la localización geográfica de la actividad desarrollada (comunidades autónomas, cuencas hidrográficas y países) y el país de procedencia de los combustibles.

De acuerdo con las directrices de la Norma UNE-EN 14064, es preciso **identificar y categorizar las fuentes** (fijas y móviles), entendiendo por tales las unidades o procesos físicos que liberan un GEI determinado a la atmósfera. A continuación se muestra la categorización de fuentes considerada en la huella y una primera definición de emisiones:

EMISIONES DIRECTAS:	FUENTES FIJAS	Industrias de la energía	Generación de electricidad Generación combinada de calor y energía (cogeneración) Refino de petróleo Manufactura de combustibles y otras industrias de la energía	
	Actividades de quema del combustible	FUENTES MÓVILES	Aviación Civil	Aviación internacional Aviación de cabotaje
			Transporte terrestre	Automóviles Camiones transporte ligero Camiones transporte pesado Otros vehículos a motor
			Ferrocarriles	
Navegación				
		Otros		
EMISIONES INDIRECTAS:	Combustibles sólidos	Minería carbonífera y manejo del carbón	Mina subterránea	Minería Emisiones de gas de carbono posteriores a la minería Minas subterráneas abandonadas Quema en antorcha
			Mina superficie	Minería Emisiones de gas de carbono posteriores a la minería
				Combustión espontánea y parques de carbones
	Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles	Petróleo y gas natural	Petróleo	
Venteo				
Quema en antorcha				
Todo lo demás			Producción y refinación Transporte Refinación Distribución de productos de petróleo Otros Exploración	
		Gas natural	Venteo Quema en antorcha Exploración, producción y procesamiento Transmisión, almacenamiento y distribución Otros	
Otras emisiones procedentes de la producción de la energía				

FUENTE: Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Volumen 2: Energía, Capítulo 1: Introducción.

La herramienta calcula la emisión de los siguientes GEI de forma separada: **CO₂**, **CH₄**, **N₂O** y **SF₆**. Los resultados también los muestra en toneladas de CO_{2eq}.

2.2 Fase 2: Definición de los Sistemas incluidos en la herramienta de cálculo.

El paso siguiente es la definición de los **ciclos de vida (ACV)** de cada una de las actividades productivas y el conjunto de etapas o **sistemas** que constituyen cada uno de los ciclos de vida identificados.

Básicamente, el análisis del ACV se realiza de los combustibles, de los productos químicos cuyo consumo ha sido relevante en los últimos años y de los residuos generados más representativos (en base a las toneladas generadas). De manera simplificada, los sistemas de estos ACV son los siguientes:

Combustibles

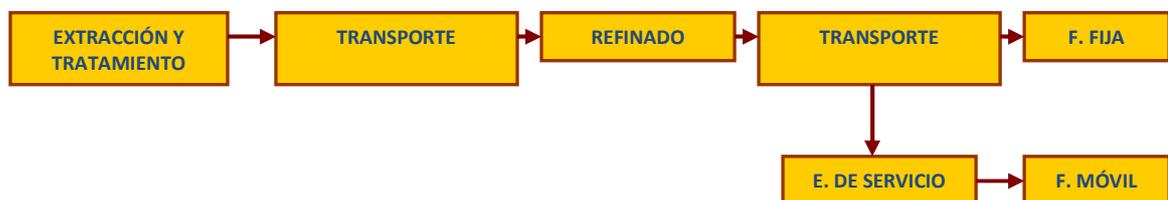
- ✓ Carbón: Extracción (diferenciando entre mina a cielo abierto o subterránea), procesamiento del mineral, transporte hasta la central y combustión en fuente fija.



- ✓ Gas natural: Extracción (diferenciando entre plataformas on-shore u off-shore), tratamiento, transporte (gasoducto), proceso de transformación del gas para su transporte (licuefacción, metanero, regasificación), distribución por gasoducto y combustión en fuente fija.



- ✓ Derivados del Petróleo (Fuel, Gasóleo, Gasolina y Keroseno): Extracción del crudo (diferenciando entre plataformas marina, on-shore o extracción con inyección de vapor), transporte (oleoducto y/o buque), refino, transporte (oleoducto y/o buque) y combustión en fuente fija (F.Fija) y móvil (E.ESS)



Productos químicos

- ✓ Los más representativos: H_2SO_4 , NaOH, NaClO, CaO, NH_3 , HCl, Floculantes y coagulantes, Aceite, Propano, Etano, MDEA



Para los productos químicos, sólo se han considerado dos sistemas. Por una parte, las emisiones de CO_2 totales derivadas del proceso de fabricación del producto, sin especificar los pasos intermedios requeridos para la misma, ni la procedencia de las materias primas necesarias para el proceso. Y por otra parte, el transporte desde el centro logístico más próximo de distribución del producto hasta el centro de consumo.

Residuos

- ✓ Los más representativos: aceites, grasas, absorbentes y materiales contaminados, chatarra, cenizas, escorias, pilas y baterías, PCBs, hidrocarburos más agua, disolventes y envases. Se han analizado 3 sistemas: transporte, gestión individualizada de cada residuo y el depósito final de los mismos.



En cuanto al transporte de los residuos, se ha estimado que se realizará por carretera desde la unidad de cálculo que genera los residuos hasta la planta de transferencia de residuos más próxima dentro de la misma comunidad autónoma. Se ha considerado que el tratamiento integral del residuo generado se realizará en la misma comunidad en la que se ha producido. En el caso de no existir las instalaciones necesarias, se considerarán las más próximas.

La Gestión individualizada de cada residuo, se ha analizado considerando las siguientes posibilidades: separación (PCBs), fragmentación (PCBs, pilas), regeneración (aceites, grasas), valorización energética (aceites, grasas, cenizas, absorbentes, hidrocarburos con agua, disolventes, materiales con hidrocarburos), incineración (PCB, absorbentes y envases vacíos), fundición (PCB y pilas) y reciclaje (chatarra y fluorescentes)

El Depósito final se realizará en vertedero o en depósito de seguridad más próximo al lugar en el que haya sido tratado el residuo justo antes de su vertido.

2.3 Fase 3: Definición de emisiones por alcance

Para el cálculo de la huella de carbono de Gas Natural Fenosa, se han considerado los diferentes alcances de emisiones que GHG Protocol define con el fin de aumentar la utilidad de las contabilidades de GEI para distintos tipos de organizaciones y de políticas de cambio climático:

Alcance 1. Emisiones directas de GEI, entendiéndose por éstas, las que proceden de fuentes que son controladas por la propia compañía, como son las emisiones derivadas de los centros de generación eléctrica, del transporte y distribución de gas, de los procesos de licuefacción y regasificación del gas, del consumo de combustible para la extracción de carbón en minas, del consumo de combustibles empleados en vehículos de flota propia y de la combustión de combustibles par a la climatización de oficinas.

Alcance 2. Emisiones indirectas asociada transporte de energía eléctrica que es adquirida por la compañía para su propio consumo y/o distribución pero que no es generada por Gas Natural Fenosa.

Alcance 3. Emisiones indirectas derivadas de cada uno de los sistemas de los ciclos de vida descritos, que no pueden ser controladas por la compañía o que no tienen relación directa con las actividades directas de ellas: emisiones derivadas del proceso de extracción, tratamiento y transporte de todos y cada uno de los combustibles empleados, emisiones derivadas del transporte de GNL en metaneros, emisiones derivadas del transporte y gestión de los residuos generados, emisiones derivadas de la producción de la energía eléctrica distribuida pero no generada por empresas propias y emisiones derivadas de los desplazamientos del personal en avión, tren o cualquier otro medio de transporte no perteneciente a la flota de vehículos.

2.4 Fase 4: Identificación y Determinación de los factores de emisión.

Para calcular las emisiones de GEI que no pueden ser medidas directamente (sobre todo los derivados de las emisiones indirectas de alcance 2 y 3), se emplean **factores de emisión** documentados. Estos factores son *“cocientes calculados que relacionan emisiones de GEI a una medida de actividad en una fuente de emisión”*⁹.

En la herramienta de cálculo se han utilizado **factores de emisión específicos** para cada GEI y para cada etapa del ciclo de vida de acuerdo con las directrices establecidas por **el IPCC de 2006** para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (en adelante IPCC 2006 GEI).

Asimismo, la determinación de los **factores de emisión de CO₂ correspondientes a cada país** (imprescindibles para el cálculo de las emisiones de alcance 2), se ha obtenido con los datos del **GHG Protocol**. Los factores de emisión de CH₄ y N₂O para cada país se han calculado considerando el mix energético de cada uno de los países considerados, obtenido de **World Energy Outlook 2009 (WEO'09)**.

⁹ Definición obtenida del Informe “Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte” del Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (GHG Protocol)

3 MOTOR DE CÁLCULO

La herramienta desarrollada por SOCOIN y verificada por PricewaterhouseCoopers (PwC), posibilita la realización de los inventarios de emisiones de varios años empleando un único motor de cálculo.

Se trata de una herramienta “viva” que admite variaciones en cuanto a las unidades de cálculo para poder contemplar cualquier cambio significativo en las emisiones (adquisiciones, desinversiones, etc.). De esta forma se consigue una herramienta funcional capaz de generar el contexto apropiado para cualquier cambio significativo en las emisiones.

Al iniciar aparece la siguiente pantalla de bienvenida:



La estructura de la herramienta se divide en tres partes fundamentales:

- Base de datos, dónde se introducen todos los datos de entrada necesarios para la realización de los cálculos. Son los datos origen en su mayoría proporcionados por Gas Natural Fenosa. Cada año dispone de una base de datos propia.
- La presentación de los cálculos y datos individualizados para cada una de las unidades de cálculo independientes y para el año seleccionado. Se muestran todos los sistemas de los ACV considerados y los valores calculados para cada uno de ellos.
- La herramienta permite obtener los resultados tanto:
 - a) a nivel individual, empleando los selectores para países, CCAA, Tipo de central, Planta, Tecnología u Origen (unidad de cálculo perteneciente a la antigua Unión Fenosa o a Gas Natural):



BORRA DATOS IMPORTA H:\Aguas\TEMPORAL\HUELLA\DATOS\271										
SELECCIONAR	Agregado		Individual		Individual		Agregado		Individual	
VALIDAR DATOS	Agregado		Individual		Individual		Agregado		Individual	
ACTIVIDADES	Agregado		Individual		Individual		Agregado		Individual	
GRAFICOS	Agregado		Individual		Individual		Agregado		Individual	
	Pais	CCAA	Tipo de Central		Planta	Tecnología	Origen	Pais*Tipo de Central	Pais*CCAA*Tipo de Central	Pais*Origen
	Todos	Todos	Todos		Sant Adrà	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos
CO₂										
Alcance1	2.44E+07	2.44E+07			7.73E+05	2.44E+07	2.44E+07	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Alcance2	1.01E+06	1.01E+06			0.00E+00	1.01E+06	1.01E+06	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Alcance3	9.27E+06	9.27E+06			4.29E+04	9.27E+06	9.27E+06	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
CH₄										
Alcance1	6.63E+04	6.63E+04	6.63E+04	1.50E+01	6.63E+04	6.63E+04	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Alcance2	5.38E+01	5.38E+01	5.38E+01	0.00E+00	5.38E+01	5.38E+01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Alcance3	3.08E+04	3.08E+04	3.08E+04	2.47E+02	3.08E+04	3.08E+04	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00

b) Como en una sucesión de tablas-resumen con los resultados por alcances y GEI de las selecciones siguientes: por países, por comunidades autónomas, por tipo de actividad, por tecnología (desglosando generación y Gas) y por origen (Gas Natural o Unión Fenosa):

CCAA	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			SF ₆			CO _{2e}		
	Alcance1	Alcance2	Alcance3	Alcance1	Alcance2	Alcance3	Alcance1	Alcance2	Alcance3	Alcance1	Alcance2	Alcance3	Alcance1	Alcance2	Alcance3
Andalucía	2,39E+06	2,23E+02	1,61E+05	1,12E+03	9,88E-03	9,61E+02	5,42E+00	3,35E-03	2,12E-01	0,00E+00	3,03E+06	2,30E+02	1,87E+05		
Aragón	0,00E+00	4,66E+00	1,95E-06	3,10E-02	2,01E-04	7,92E-10	0,00E+00	6,81E-05	1,06E-10	0,00E+00	6,57E+03	4,63E+00	2,00E-06		
Asturias	8,04E+05	1,83E+00	4,19E+04	1,03E+02	7,87E-05	1,28E+03	1,10E+01	2,66E-05	1,10E+00	0,00E+00	8,09E+05	1,84E+00	6,32E-04		
Cantabria	0,00E+00	0,00E+00	2,32E+05	0,00E+00	0,00E+00	9,44E-09	0,00E+00	0,00E+00	1,26E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,39E-05		
Castilla y León	3,56E+00	2,51E+01	1,95E+01	4,88E+02	1,08E-03	1,14E-03	6,40E-06	3,66E-04	2,31E-07	0,00E+00	1,03E+04	2,52E+01	2,19E-01		
Castilla-La Mancha	5,78E+05	3,53E+04	1,42E+06	1,22E+03	4,11E+00	3,82E+02	1,03E+00	1,39E+00	2,04E+01	3,53E-01	6,27E+05	3,58E+04	1,43E+06		
Cataluña	1,79E+05	1,23E+02	6,13E+04	1,33E+03	5,66E-03	4,57E+03	1,22E+01	1,88E-03	1,42E+00	2,00E-03	8,11E+05	1,30E+02	1,58E+05		
Extremadura	1,64E+06	4,37E+03	9,78E+04	7,82E+03	2,14E-01	1,65E+03	3,17E+00	7,25E-02	6,31E-01	0,00E+00	1,80E+06	4,33E+03	1,33E+05		
Galicia	2,13E+06	1,11E+04	3,82E+05	2,59E+03	4,78E-01	1,77E+03	4,32E+00	1,62E-01	1,94E-01	0,00E+00	2,24E+06	1,11E+04	4,19E+05		
Madrid	4,35E+02	0,00E+00	0,00E+00	5,93E+00	0,00E+00	0,00E+00	6,07E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,41E+02	0,00E+00	0,00E+00		
Murcia	2,48E+06	2,10E+03	3,41E+05	8,80E+02	9,07E-02	7,50E+03	2,52E+01	3,07E-02	4,26E+00	0,00E+00	2,51E+06	2,12E+03	5,06E+05		
Navarra	6,60E+05	3,88E+01	3,67E+04	2,67E+02	1,68E-03	2,13E+02	1,19E+00	5,63E-04	6,00E-02	0,00E+00	6,66E+05	3,88E+01	4,12E+04		
País Vasco	1,49E+04	8,19E+03	3,39E+03	3,41E+03	3,51E-01	7,89E+01	6,38E-02	1,19E-01	1,29E-02	0,00E+00	8,85E+04	8,19E+03	5,95E+03		
Todos	2,43E+07	1,31E+06	3,11E+06	8,09E+04	7,09E+01	5,76E+04	8,53E+01	1,48E-01	1,08E+02	8,81E-01	2,62E+07	1,32E+06	1,03E+07		

Cabe señalar, que cuando los resultados seleccionados sean datos agregados, es decir que incluyan más de una unidad de cálculo, de área geográfica o de tecnología, la herramienta realiza el cómputo total de emisiones evitando dobles contabilidades.

Esto quiere decir que en todos los cálculos agregados que incluyan diferentes áreas geográficas o diferentes tecnologías que impliquen consumo o transformación de gas (centrales de ciclo combinado, plantas de regasificación, licuefacción, etc...) es preciso tener en cuenta que, incluidos en las emisiones del ACV del gas, hay sistemas que generan emisiones de alcance 1, 2 ó 3 en función del tipo de agrupación elegido.

4 RESULTADOS: INVENTARIO DE EMISIONES DE GEI DE GAS NATURAL FENOSA

4.1 Inventario por gases de efecto invernadero

A continuación se muestra la tabla de resultados comparados por GEI y alcance de 3 años analizados:

CO ₂ e	Alcance1 (07)	Alcance1 (08)	Alcance1 (09)	Alcance2 (07)	Alcance2 (08)	Alcance2 (09)	Alcance3 (07)	Alcance3 (08)	Alcance3 (09)
CO ₂	2.94E+07	2.97E+07	2.44E+07	9.06E+05	1.07E+06	1.01E+06	1.39E+07	1.62E+07	1.29E+07
CH ₄	1.29E+06	1.38E+06	1.39E+06	9.63E+02	1.12E+03	1.13E+03	3.95E+06	4.00E+06	3.22E+06
N ₂ O	8.96E+04	4.63E+04	2.94E+04	3.04E+03	3.76E+03	3.45E+03	3.98E+04	4.99E+04	3.64E+04
SF ₆	1.62E+04	9.44E+03	2.35E+04	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
TOTAL	3.08E+07	3.11E+07	2.58E+07	9.10E+05	1.07E+06	1.01E+06	1.79E+07	2.02E+07	1.62E+07

TABLA 1. Comparativa emisiones totales de tCO₂ equivalente por GEI

Los resultados obtenidos de la herramienta, muestran que las emisiones directas de alcance 1, derivadas de las actividades propias en el **año 2009**, ascendieron a 25,8 MtCO_{2eq}, un 17% menos que en el **año 2008**. El 94,4% (unas 24,4 MtCO_{2eq}) son debidas al CO₂, el 5,4% (alrededor de 1,39 MtCO_{2eq}) al CH₄ y el resto al N₂O y el SF₆.

En cuanto a las emisiones de alcance 2, en el **año 2009** se emitieron un total de 1,01 MtCO_{2eq}, lo que implica una reducción del 6% respecto a las emisiones del **año 2008** (que fueron del orden de 1,07 MtCO_{2eq}). La práctica totalidad de estas emisiones de alcance 2 son debidas al CO₂.

El año pasado (**2009**) se emitieron 16,2 MtCO_{2eq} de emisiones indirectas de alcance 3, un 20% menos que las emitidas durante el **año 2008**, que ascendieron a 20,2 MtCO_{2eq}. El 79,9% de estas emisiones son de CO₂, el 19,9% de CH₄ y el resto al N₂O.

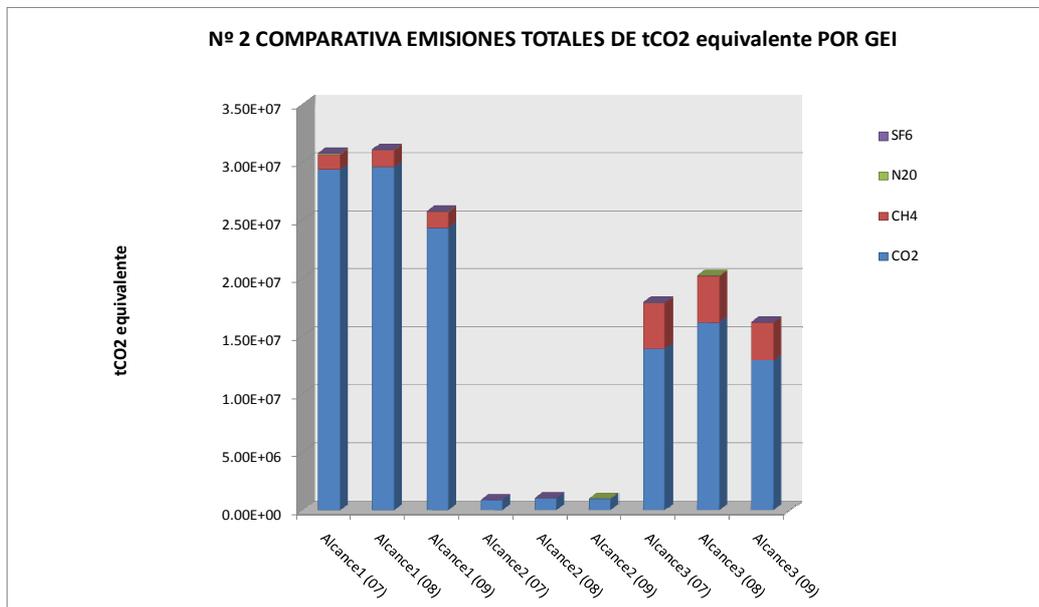


GRÁFICO 1. Comparativa emisiones totales de tCO₂ equivalente por GEI

4.2 Inventario por países

Tal y como muestra la tabla de resultados obtenidos de la herramienta de cálculo:

CO2e	Alcance1 (07)	Alcance1 (08)	Alcance1 (09)	Alcance2 (07)	Alcance2 (08)	Alcance2 (09)	Alcance3 (07)	Alcance3 (08)	Alcance3 (09)
Argentina	3.92E+05	4.14E+05	4.19E+05	2.58E+03	2.31E+03	1.14E+03	7.75E+05	7.54E+05	6.88E+05
Brasil	1.53E+05	1.64E+05	1.66E+05	7.94E+02	4.88E+02	4.60E+02	6.35E+05	1.04E+06	5.72E+05
Colombia	1.06E+05	1.12E+05	1.16E+05	1.32E+05	1.39E+05	2.04E+05	1.60E+06	1.68E+06	1.21E+06
Costa Rica	0.00E+00	4.48E+00							
Egipto	4.40E+05	4.44E+05	4.84E+05	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	2.26E+05	2.40E+05	2.28E+05
España	2.49E+07	1.81E+07	1.35E+07	3.79E+04	1.83E+05	5.30E+04	1.08E+07	1.20E+07	8.70E+06
Francia	4.75E+00	4.25E+00	2.61E+01	4.04E+00	3.86E+00	6.00E+00	1.37E+02	1.01E+02	6.75E+01
Guatemala	8.14E+02	7.28E+02	2.32E+03	1.43E+05	1.38E+05	1.26E+05	6.85E+05	6.61E+05	4.88E+05
Italia	7.74E+04	8.28E+04	8.42E+04	6.99E+02	7.77E+02	7.81E+02	1.04E+05	1.37E+03	1.14E+05
Kenia	1.10E+05	1.24E+05	2.84E+05	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	5.67E+04	4.35E+04	1.31E+05
Marruecos	2.78E+05	3.08E+05	2.12E+05	1.96E+03	2.42E+03	1.87E+03	7.98E+05	8.58E+05	7.02E+05
Méjico	3.71E+06	7.59E+06	8.99E+06	1.44E+03	1.51E+03	1.26E+03	9.46E+05	1.30E+06	1.38E+06
Moldavia	1.32E+03	1.18E+03	3.91E+03	2.25E+05	2.17E+05	1.81E+05	1.24E+06	1.19E+06	1.10E+06
Nicaragua	8.39E+02	7.51E+02	2.40E+03	3.15E+05	3.41E+05	3.61E+05	1.03E+06	1.11E+06	1.25E+06
P Rico	0.00E+00	8.35E+05	7.77E+05	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1.73E+05	2.00E+05
Panamá	1.98E+03	1.99E+03	7.72E+02	4.92E+04	4.72E+04	8.25E+04	4.74E+05	4.55E+05	7.68E+05
R Dominicana	6.33E+05	7.70E+05	7.84E+05	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	2.44E+05	2.94E+05	3.02E+05
Sudáfrica	3.90E+03	3.49E+03	1.10E+04	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1.41E+03	1.26E+03	3.96E+03
Todos	3.08E+07	2.90E+07	2.58E+07	9.10E+05	1.07E+06	1.01E+06	1.79E+07	1.99E+07	1.62E+07

TABLA 2. Comparativa emisiones totales de tCO₂ equivalente por países.

Por países, en el **año 2009**, España, con 13,5 MtCO_{2eq} y México, con 8,99 MtCO_{2eq}, soportaron el 52% y el 35%, respectivamente, del total de las emisiones directas de alcance 1 (que ascendieron a un total de 25,8 MtCO_{2eq}). Esto se explica porque el mayor porcentaje de la actividad de generación de electricidad se desarrolló en estos países.

La mayor fuente de emisiones de alcance 2, durante el año pasado fue la distribución de electricidad en Nicaragua, con un 36% del total (0,34 MtCO_{2eq}). Destaca la reducción de este tipo de emisiones de alcance 2 en España, que pasó de ser el segundo país con más emisiones por distribución de electricidad en el **año 2008** con un 17% del total (0,18 MtCO_{2eq}), a ser el sexto país con un 5% (0,05 MtCO_{2eq}) en el **año 2009**.

En cuanto a las emisiones de alcance 3 durante al **año 2009**, el mayor porcentaje se generó en los países asociados al negocio eléctrico: 49% en España (emitiendo 8,7 MtCO_{2eq}), 8% en México (con un total de 1,38 MtCO_{2eq} emitidas), 7% en Colombia (alrededor de 1,21 MtCO_{2eq}) y en Nicaragua (llegando a emitir 1,25 MtCO_{2eq}).

A continuación se muestra un gráfico comparativo:

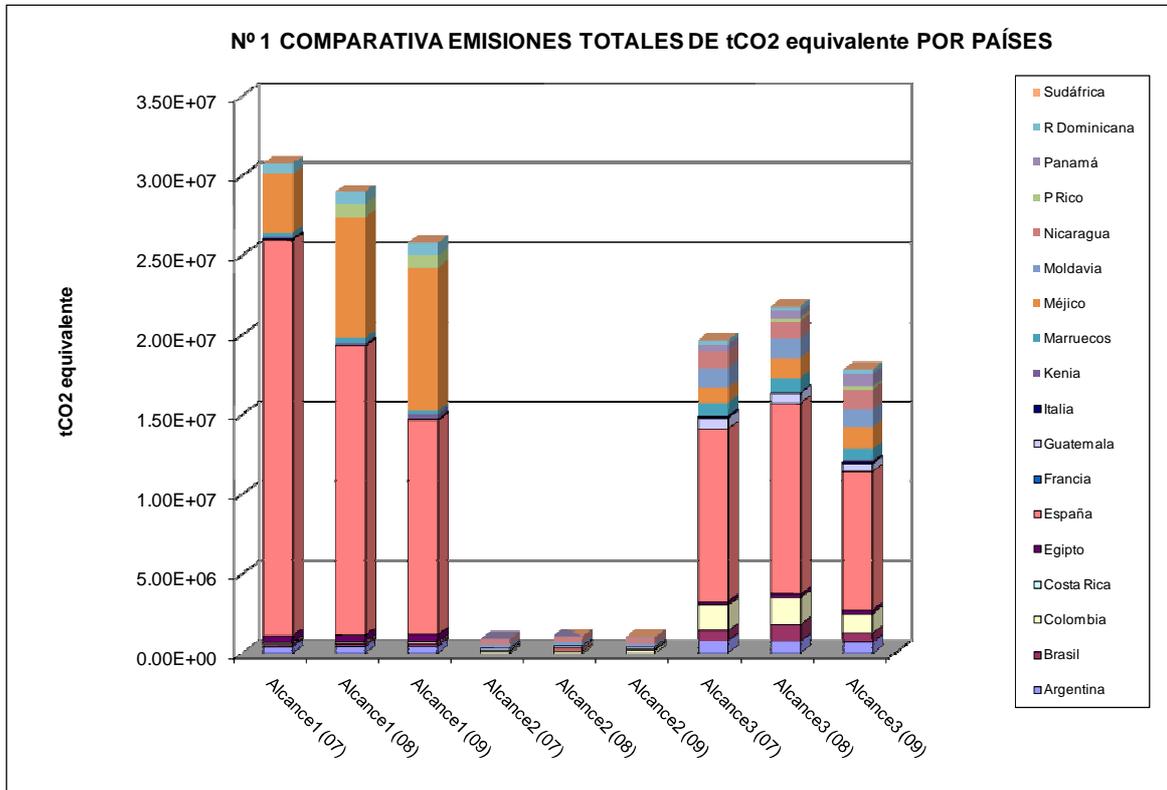


GRÁFICO 2. Comparativa emisiones totales de tCO₂ equivalente por países

4.3 Inventario por actividades

Tal y como muestra la Tabla 3:

CO ₂ e	Alcance1 (07)	Alcance1 (08)	Alcance1 (09)	Alcance2 (07)	Alcance2 (08)	Alcance2 (09)	Alcance3 (07)	Alcance3 (08)	Alcance3 (09)
Generación	2.87E+07	2.68E+07	2.36E+07	3.47E+01	4.49E+01	4.03E+01	4.18E+06	4.14E+06	3.67E+06
Distribución de Electricidad	2.15E+04	1.41E+04	3.85E+04	8.81E+05	1.05E+06	9.81E+05	5.06E+06	6.89E+06	5.11E+06
Distribución de Gas	1.29E+06	1.38E+06	1.39E+06	6.99E+03	7.01E+03	4.70E+03	9.38E+06	9.65E+06	8.13E+06
Minería	3.90E+03	3.49E+03	1.10E+04	9.27E+00	9.27E+00	5.58E+02	1.44E+03	1.87E+03	4.35E+03
Gas	4.40E+05	4.45E+05	4.84E+05	4.90E+03	5.53E+03	1.16E+04	6.01E+05	8.44E+05	1.50E+06
UPMID	2.78E+05	3.08E+05	2.17E+05	1.96E+03	2.42E+03	1.86E+03	7.98E+05	8.58E+05	7.02E+05
Oficinas	6.27E+03	4.34E+03	1.47E+04	1.46E+04	1.16E+04	1.28E+04	1.22E+04	1.10E+04	1.05E+04
TOTAL	3.08E+07	2.90E+07	2.58E+07	9.10E+05	1.07E+06	1.01E+06	1.79E+07	1.99E+07	1.62E+07

(Gas = licuefacción + regasificación)

TABLA 3. Comparativa emisiones totales de tCO₂ equivalente por actividad.

En el **año 2009**, el 92% (23,6 MtCO_{2eq}) de las emisiones directas de alcance 1 derivaron del proceso de generación, siendo en su mayoría (el 81,8%) debidas a los ciclos combinados. Del 8% restante, el 7% están asociadas al transporte, distribución y transformación de gas (regasificación y licuefacción), aproximadamente 1,87 MtCO_{2eq} y el

1% final corresponde a las emisiones derivadas de las actividades de distribución de energía eléctrica (0,03 MtCO_{2eq}), minería (0,01 MtCO_{2eq}), UP&MIDstream (0,21 MtCO_{2eq}) y oficinas (0,01 MtCO_{2eq}).

Al comparar las emisiones derivadas de la generación eléctrica de los **años 2008 y 2009**, se observa una disminución de un 12% en el año 2009 respecto de las emisiones del año 2008, debido, principalmente, a la entrada en operación de más de 7.300MW de potencia instalada en ciclos combinado de gas natural en España en detrimento de la generación con carbón. Esto lleva asociado un ligero incremento del 8% de las emisiones del año 2009 respecto de las del 2008, derivadas de los procesos de Gas (licuefacción y regasificación de gas), al aumentar la demanda de gas natural como combustible de los ciclos combinados.

En cuanto a las emisiones indirectas de alcance 2, el 97% de las emitidas durante al **año 2009** (aproximadamente 0,9 MtCO_{2eq}), se produjeron en la distribución de electricidad y fueron debidas a las pérdidas o autoconsumos en el transporte de la energía eléctrica que no fue generada en instalaciones propias. Esta actividad únicamente supuso el 0,15% de todas las emisiones directas de alcance 1 y fueron debidas fundamentalmente a las fugas de SF₆ en la aparamenta eléctrica.

El 43% de las emisiones indirectas de alcance 3 (8,13 MtCO_{2eq}) que se emitieron durante el **año 2009**, fueron debidas a las emisiones de CO₂ asociadas a las operaciones de extracción, tratamiento y transporte del gas natural de la distribución de gas, así como a la gestión de los residuos generados. Las emisiones de alcance 1 del transporte y distribución de gas supusieron el 5% (1,4 MtCO_{2eq}) de las emisiones directas del **año 2009** y fueron debidas principalmente a la pérdidas de CH₄ en la red de gas.

Del 57% restante de las emisiones de alcance 3 del **año 2009**, el 27% (5,11 MtCO_{2eq}) procedieron del negocio de distribución eléctrica y se corresponden con las emisiones de CO₂ asociadas a la energía distribuida que no ha sido generada en las instalaciones propias una vez descontadas las pérdidas; así como a la gestión de residuos. La generación únicamente supuso un 19% de estas emisiones (3,67MtCO_{2eq}).

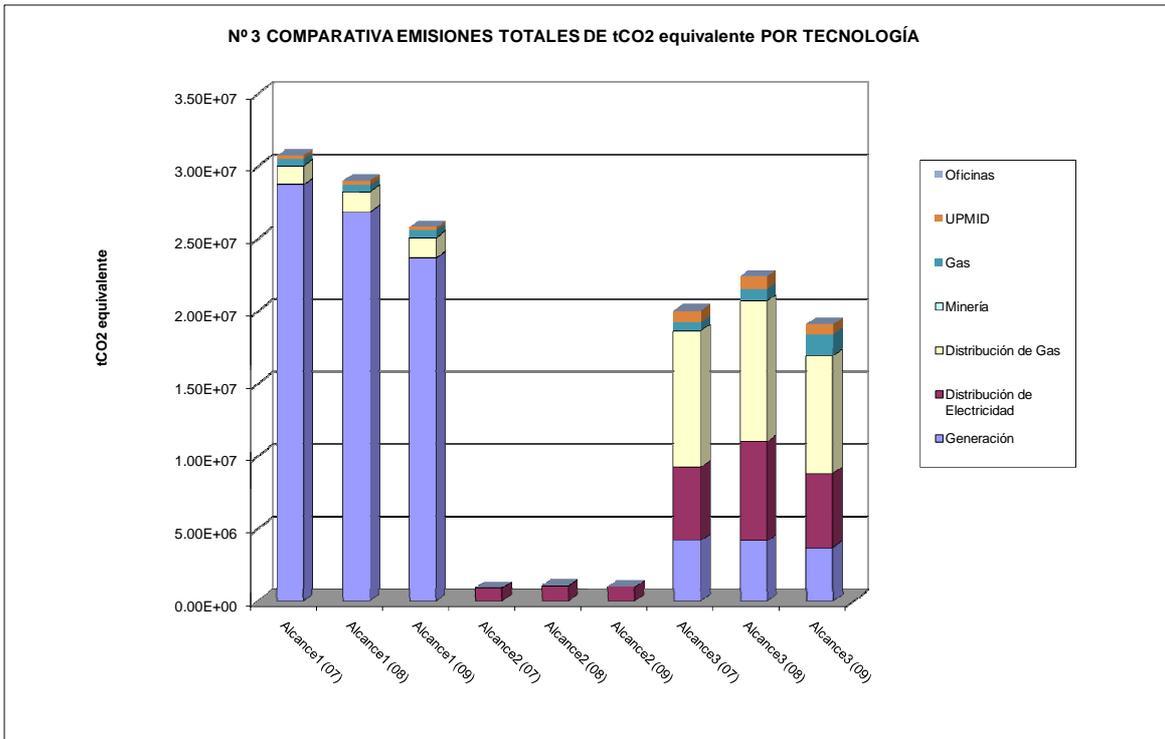


GRÁFICO 3. Comparativa emisiones totales de tCO₂ equivalente por actividades

Cabe señalar que el factor de emisión del mix térmico en España disminuyó un 26% con respecto al año anterior, debido al mayor peso de la producción de ciclos con respecto al carbón y fuel. Como resultado, el factor de emisión de Gas Natural Fenosa (gCO₂/kWh) disminuyó un 23% respecto al 2007, debido al mayor peso que tiene la generación eléctrica en España.