

**EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO  
EN EL SECTOR DE GAS Y PETRÓLEO EN ARGENTINA**

**Situación y Perspectivas**

**Autor: Ing. JUAN MANUEL ALVAREZ**

**Director de Tesis: Lic. LUCIANO CODESEIRA**

**MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA**

**UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES**

**Buenos Aires, Argentina, abril de 2017**

**Trabajo de Tesis para obtener el Título de Master en Energía, otorgado por el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE)**

Dedico este documento a mi familia y a mi esposa; han sido un sostén fundamental, especialmente durante estos largos meses plagados de lecturas, análisis y planillas de cálculo que finalmente dieron como fruto esta tesis.

Agradezco a Luciano por su confianza y guía para abordar un desafío que parecía inconquistable, así como a los señores miembros del jurado por su revisión y oportunos comentarios.

Juan

## **Índice de Contenido**

Índice de Tablas .....	v
Índice de Gráficos.....	vi
Resumen General de la Tesis.....	
Primera Parte: Introducción y Contexto de referencia .....	1
1. Introducción.....	1
1.2 Alcance del trabajo.....	2
1.3 Consideraciones y principios .....	3
1.4 Estructura del trabajo .....	4
2. Contexto de referencia.....	5
2.1 Antecedentes en la estimación de emisiones.....	5
2.2 Contexto General de la Serie Histórica en Argentina .....	5
2.3 Situación Internacional.....	8
2.4 Organismos de referencia técnica .....	10
2.5 Compromisos Internacionales asumidos por Argentina .....	11
2.6 Leyes y regulaciones en el sector Gas y Petróleo.....	12
2.7 Estructura del sector de gas y petróleo .....	16
2.8 Fuentes de emisiones en el sector de gas y petróleo .....	16
2.9 Estadísticas del sector en Argentina.....	20
2.9.1 Balance Energético Nacional (BEN) .....	20
2.9.2 Base de Datos SESCO.....	21
2.9.3 Bases de Datos ENARGAS .....	26
2.9.4 Bases de Datos del Sector Eléctrico.....	26
2.9.5 Sistema de Información Geográfica (SIG) .....	27
2.9.6 Otras fuentes.....	30
2.10 Actividad y emisiones del sector .....	32
2.10.1 Exploración.....	32
2.10.2 Producción.....	32
2.10.3 Procesamiento de Gas.....	41
2.10.4 Transporte .....	42
2.10.5 Refinación de Petróleo .....	45
2.10.6 Distribución de Gas .....	47
2.10.7 Comparación internacional del sector gas .....	48
Segunda Parte: Estimación de las Emisiones en el Sector de Gas y Petróleo .....	52
3. Marco Conceptual de emisiones en el sector de gas y petróleo .....	52
3.1 Generalidades.....	52
3.2 Conceptos principales.....	52
3.3 Gases y potencial de calentamiento global .....	57
4. Antecedentes de Inventarios previos.....	58
4.1 Comentarios de Inventario 2012.....	58
4.2 Comentarios de Inventario 2000.....	60
5. Estimación de emisiones Tier 1 .....	62
5.1 Generalidades del método.....	62
5.2 Consideraciones para el cálculo de emisiones Tier 1 - Año 2012.....	65
5.3 Resultados y Discusión - Tier 1 .....	67
6. Estimación de emisiones Tier 2 .....	72
6.1 Generalidades del método.....	72
6.2 Características de gases combustibles .....	74
6.3 Fuentes estacionarias de combustión .....	75
6.4 Emisiones fugitivas de gas.....	76
6.5 Factores por Subsector.....	77

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

6.6	Exploración.....	77
6.6.1	Diferencias entre shale y convencional.....	77
6.7	Producción de Petróleo y Gas .....	80
6.7.1	Autoproducción en Yacimientos.....	80
6.7.2	Calor en Yacimientos .....	80
6.7.3	Venteo y Quema en antorcha .....	80
6.8	Transporte por ductos .....	82
6.8.1	Autoproducción para transporte por tuberías.....	82
6.8.2	Calor para Transporte por tuberías .....	83
6.8.3	Emisiones fugitivas en el transporte de gas por ductos.....	83
6.9	Regasificación de GNL .....	86
6.10	Refinación de Petróleo .....	88
6.10.1	Autoproducción de Refinería.....	88
6.10.2	Calor de Refinería .....	89
6.10.3	Emisiones fugitivas de Refinerías .....	89
6.11	Resultados y Discusión - Tier 2.....	93
6.11.1	Resultados - Tier 2 .....	93
6.11.2	Resultados Tier 2 comparados con Tier 1 y la Comunicación Nacional.....	94
6.11.3	Categoría Clave.....	99
6.12	Consideraciones para una estimación Tier 3.....	102
6.13	Oportunidad de Mejoras en Información y Medición.....	106
Tercera Parte: Áreas de mejora y Oportunidades de mitigación del cambio climático .....		108
7.	Estrategias y Oportunidades de Reducción de Emisiones.....	108
7.1	Introducción.....	108
7.2	Estrategias de Gestión del cambio climático .....	109
7.2.1	Gestión de Reportes y Estimación de emisiones.....	111
7.2.2	Gestión de Políticas y Programas de mitigación de emisiones .....	112
7.3	Oportunidades de mitigación de cambio climático.....	112
8.	Proyección de Emisiones en el Sector de Gas y Petróleo .....	118
8.1	Objetivo de las proyecciones .....	118
8.2	Metodología de proyección de Emisiones .....	118
8.3	Proyecciones de actividades.....	119
9.	Descripción de los Escenarios .....	120
9.1	Escenario Base .....	120
9.2	Escenario Vegetativo .....	122
9.3	Escenario Pesimista.....	123
9.4	Escenario Optimista .....	123
9.5	Escenario intermedio .....	124
10.	Resultados y Discusión de Escenarios.....	125
10.1	Generalidades .....	125
10.2	Resultados.....	125
10.3	Verificación .....	127
10.3.1	Exploración.....	127
10.3.2	Producción.....	128
10.3.3	Transporte de Gas .....	131
10.3.4	Refinación.....	134
Cuarta Parte: Conclusiones, Referencias Bibliográficas y Acrónimos.....		135
11.	Conclusiones.....	135
12.	Acrónimos .....	137
13.	Referencias bibliográficas .....	138
Anexo: Datos .....		145

**Índice de Tablas**

<i>Tabla 1 - Fuentes de Emisiones en Exploración, Producción, Procesamiento de Hidrocarburos, y Transporte y Distribución de Gas Natural y Líquidos – A partir de API GHG.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 2 - Fuentes de Emisiones en Refinación, Operaciones de LNG - A partir de API GHG .....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 3 - Estadísticas de Tipos de Pozos - Elaboración Propia a partir de datos SESCO .....</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 4 - Balance de Gas Natural - Fuente SESCO Upstream - Manual del Usuario.....</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 5 - Balance de Masa por Refinería - Fuente SESCO Downstream - Manual del Usuario.....</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 6 - Tipo de Venteo - Elaboración Propia a partir de datos Georeferenciados .....</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 7 - Plantas Compresoras - Elaboración Propia a partir de datos Georreferenciados.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 8 - Puntos de Medición - Elaboración Propia a partir de datos Georreferenciados.....</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 9 - Instalaciones de TGS – A partir de Página Web TGS.....</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 10 - Instalaciones de TGN - A partir de Página Web TGN .....</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 11 - Clasificación de Pérdidas de Gas - Fuente IPCC.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 12 - División del Sector para emisiones - Fuente IPCC.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 13 - Equivalencias de gases GEI en CO<sub>2</sub> eq - Elaboración Propia en base a datos UNFCC .....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 14 - Rubro Venteo y -Quema en Antorcha - Elaboración Propia.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 15 - Datos de Actividad Necesarios Tier 1 - Fuente IPCC.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 16 - Resultados Tier 1 - Elaboración Propia .....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 17 - Resultados Tier 1 Comparados - Elaboración Propia .....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 18 - Factores de Emisión específicos para Gas Natural de Pozo - Elaboración Propia.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 19 - Factores de Emisión específicos para Gas Distribuido - Elaboración Propia .....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 20 - Factores de Emisión específicos para Autoproducción de Yacimiento - Elaboración Propia .....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 21 - Estimación Quema en Antorcha - Elaboración Propia .....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 22 - Comparativa factores Específicos de Quema en Antorcha calculados e IPCC - Elaboración Propia .....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 23 - Factores Específicos de Emisiones para Autoproducción en Transporte por Ductos - Elaboración Propia .....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 24 - Emisiones Fugitivas de Transporte de Gas - Elaboración Propia.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 25 - Indicadores de Emisiones TGN y TGS - Elaboración Propia .....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 26 - Estimación de Incertidumbre en Transporte de Gas - Elaboración Propia .....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 27 - Estimación de Incertidumbre en Transporte de Gas - Elaboración Propia .....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 28 - Factor de Emisiones de Combustión LNG - Elaboración Propia.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 29 - Factor de Emisiones Fugitivas LNG - Elaboración Propia.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 30 - Factores de Emisiones de Autoproducción de Refinería - Elaboración Propia.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 31 - Emisiones directas de Refinería - Elaboración Propia a partir de datos YPF 2012 .....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 32 - Factores de Emisiones de Refinería - Elaboración Propia a partir de datos YPF.....</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 33 - Factores de Emisiones Fugitivas de Refinería - Elaboración Propia .....</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 34 - Emisiones Fugitivas de Refinería – Elaboración Propia.....</i>	<i>92</i>
<i>Tabla 35 - Estimación de Emisiones Tier 2 - Elaboración Propia.....</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 36 - Emisiones Tier 2 - Elaboración Propia.....</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 37 - Emisiones por Sector - Elaboración Propia .....</i>	<i>100</i>
<i>Tabla 38 - Categorías Clave de CO<sub>2</sub> Equivalente - Elaboración Propia.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 39 - Categorías Clave de CO<sub>2</sub> - Elaboración Propia.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 40 - Categorías Clave de CH<sub>4</sub> - Elaboración Propia.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 41 - Iniciativas de Reducción de Emisiones - Fuente EPA.....</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 42 - Crecimiento Porcentual proyectado - Fuente Inventario Nacional 2012.....</i>	<i>119</i>

**Índice de Gráficos**

Gráfico 1 - Producción de Gas y Petróleo - A partir de base SESCO .....	32
Gráfico 2 - Producción de Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos SESCO .....	33
Gráfico 3 - Producción de Gas - Elaboración Propia a partir de datos SESCO .....	34
Gráfico 4 - Pérdidas en Producción de Gas y Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos BEN .....	35
Gráfico 5 - Pérdidas en Producción de Gas y Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos BEN .....	36
Gráfico 6 - Variación de Pérdidas en Producción de Gas y Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos BEN .....	36
Gráfico 7 - Consumo Propio en Gas y Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos BEN .....	37
Gráfico 8 - Consumo Propio en Gas y Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos BEN .....	38
Gráfico 9 - Variación de Consumo Propio en Producción - Elaboración Propia en base a datos BEN .....	38
Gráfico 10 - Relación Gas/ Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos SESCO .....	40
Gráfico 11 - Consumo y Aventamiento de Gas - Elaboración Propia a partir de datos SESCO .....	41
Gráfico 12 - Pérdidas de Transporte de Gas - Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS ..	43
Gráfico 13 - Variación de Consumo de Combustible para Transporte de Gas (a flujo constante)- Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS .....	44
Gráfico 14 - Consumo Combustible para Transporte de Gas - Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS .....	44
Gráfico 15 - Pérdidas de Refinería - Elaboración Propia a partir de datos BEN .....	45
Gráfico 16 - Consumo Propio Refinación - Elaboración Propia a partir de datos BEN .....	46
Gráfico 17 - Pérdidas en Distribución de Gas - Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS ..	47
Gráfico 18 - Pérdidas en Producción y Procesamiento - Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS .....	49
Gráfico 19 - Pérdidas de Gasoductos - Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS .....	50
Gráfico 20 - Pérdidas de Gasoductos por unidad de longitud - Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS .....	50
Gráfico 21 - Pérdidas de Gasoductos - Fuente Elaboración Propia en base a datos ENARGAS ..	51
Gráfico 22 - Pérdidas de Gasoductos - Fuente Elaboración Propia en base a datos ENARGAS ..	51
Gráfico 23 - Consumo Propio Yacimientos - Elaboración Propia a partir de datos BEN .....	121
Gráfico 24 - Pérdidas en Producción de Gas y Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos BEN .....	122
Gráfico 25 - Proyección de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero - Elaboración Propia ....	126
Gráfico 26 - Factor de Emisiones de Exploración Proyectado - Elaboración Propia .....	127
Gráfico 27 - Factor de Emisiones de Servicio de Pozos Proyectado - Elaboración Propia .....	128
Gráfico 28 - Consumo de Combustible para Producción - Elaboración Propia .....	129
Gráfico 29 - Factor de Emisiones Fugitivas de Producción de Gas Proyectado - Elaboración Propia .....	129
Gráfico 30 - Factor de Emisiones Quema en Antorcha - Elaboración Propia .....	130
Gráfico 31 - Factor de Emisiones Quema en Antorcha - Elaboración Propia .....	131
Gráfico 32 - Factor de Emisiones de Combustible para Transporte Proyectado - Elaboración Propia .....	132
Gráfico 33 - Factor de Emisiones Fugitivas de Transporte de Gas Proyectado - Elaboración Propia .....	133
Gráfico 34 - Pérdidas Fugitivas Transporte de Gas - Elaboración Propia .....	133
Gráfico 35 - Factor de Emisiones de Consumo Combustible en Refinería Proyectado - Elaboración Propia .....	134

## **Resumen General de la Tesis**

La tesis comprende la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero antropogénicas debido a la actividad industrial de producción de combustibles fósiles como fuente de energía. El trabajo se encuentra dividido globalmente en cuatro partes principales: la primera parte de introducción y análisis de contexto, la segunda parte de estimación de emisiones del sector de gas y petróleo, la tercera parte de propuestas de mitigación y proyecciones de las emisiones y la cuarta parte de conclusiones y referencias.

En la primera parte se realiza la introducción al problema, el abordaje del trabajo, el planteo general del problema y la descripción y análisis del contexto general. En la tesis, se plantean las siguientes hipótesis de trabajo:

- (1) Existen oportunidades de mejora en la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector de gas y petróleo mediante la generación de factores propios del país, que reflejen en forma más ajustada la situación del sector.
  
- (2) Existe la posibilidad de reducir la tasa de emisiones generadas por sector de gas y petróleo argentino mediante la adopción de medidas de mitigación.

En la segunda parte se desarrolla la estimación de las emisiones del sector. Allí se analizan los antecedentes de estimaciones de emisiones del sector a nivel nacional y sectorial, y se revisan las fuentes de datos estadísticos. Luego propone y desarrolla una metodología de cálculo de emisiones, comparando los resultados obtenidos respecto a los antecedentes, de forma de establecer un estado de situación actual. La expectativa de esta parte es contribuir a la mejora de la calidad de estimación nacional, y facilitar la proyección de resultados bajo escenarios hipotéticos.

La tercera parte tiene como finalidad realizar una mirada hacia el futuro, identificar y plantear lineamientos, estrategias y posibles cursos de acción que contribuyan a la mitigación de emisiones del sector. En esta parte se proponen como oportunidad la organización pública para la gestión de estimación de emisiones, la mejora de la gestión de medidas de mitigación y se identifican posibles medidas concretas para la mitigación de emisiones en el sector de gas y petróleo. También se realizan el cálculo de proyecciones de emisiones hasta el año 2030, se establece una proyección base y se compara frente a otros escenarios con implementación de programas de mitigación.

En la cuarta parte, se realiza el cierre del trabajo, concluyendo respecto a las hipótesis planteadas en la primera parte de trabajo.

## **Primera Parte: Introducción y Contexto de referencia**

### **1. Introducción**

#### **1.1 Generalidades**

Las actividades humanas y de la sociedad, como parte de la transformación del medio ambiente para aprovechar los recursos naturales en pos de mejorar la calidad de vida de la población, resultan contribuyentes al cambio climático. Los gases efecto de invernadero, son parte de los desechos no deseados de la actividad industrial y de aprovechamiento y transformación de recursos naturales en energía.

Los combustibles fósiles han tenido una contribución considerable a la generación de gases de efecto invernadero y continúan siendo la principal fuente de energía disponible al hombre, y todo pareciera indicar que continuarán siéndolo durante un buen tiempo más. Si bien las tecnologías más limpias han tenido un incremento en su participación en la matriz energética, tanto en a escala internacional como nacional, todavía se encuentran basadas fuertemente en el uso de hidrocarburos fósiles. En el caso de Argentina, el petróleo y gas constituyen un 87% de la oferta primaria de energía<sup>1</sup>

Los hidrocarburos fósiles que se encuentran en la naturaleza requieren ser sometidos a procesos y actividades industriales intensivas previamente a su uso final como fuente de energía. Las actividades necesarias para extraer los hidrocarburos fósiles desde su estado inicial como materia prima, tal como se encuentran en la naturaleza hasta ser entregados a los consumos finales como combustible y materia prima en la calidad requerida, conforman el sector de actividad económica llamado sector de gas y petróleo.

En particular, se encuentran incluidos en el sector de gas y petróleo los procesos y/o actividades de extracción de hidrocarburos, producción, refinación y transporte de los hidrocarburos hasta el sitio de uso, todos ellos contribuyentes en la generación de gases de efecto invernadero.

Las emisiones de gases de efecto invernadero de gas y petróleo incluidas en este trabajo, se contabilizan en el inventario nacional, dentro del sector de energía, en los rubros generales de emisiones fugitivas de gas y petróleo, y emisiones de combustión en industrias de la energía.

---

<sup>1</sup> Tercera Comunicación Nacional Argentina. Ref. [41]

De acuerdo al reporte nacional de 2015, el sector Energía en su conjunto, representa aproximadamente el 42.7% de las emisiones totales del país. De ellas, las emisiones fugitivas de gas y petróleo representan el 6% de las emisiones del sector energía, y las de combustión en industrias de la energía un 32% del sector energía.

Como nunca antes las sociedades han debido tomar conciencia respecto a los efectos de escala global que pueden provocarse por efecto de las actividades humanas. La problemática presenta especiales desafíos a todos los sectores de la sociedad, para continuar desarrollando sus actividades, pero en una forma sustentable y responsable frente a una situación sin precedentes.

Se considera fundamental el rol del estado para liderar iniciativas de manejo sustentable como guardián institucional del bien común de la sociedad, respecto al monitoreo, reporte y verificación de emisiones de gases de efecto invernadero y las acciones para reducir sus efectos en la naturaleza.

El problema ambiental y de cambio climático, requiere un enfoque multidisciplinario para su mejor abordaje, ya que cualquiera de los cursos de acción, inclusive la inacción, tiene un costo en alguno de los aspectos. Las decisiones de estado en la materia deberían provenir de un análisis estratégico racional que optimice el uso de los recursos disponibles, tanto en los aspectos económicos, como sociales y de recursos naturales.

Esta tesis pretende abordar, dentro del sector de gas y petróleo, algunas de las preguntas que los organismos pertinentes debieran considerar para establecer una estrategia general, tales como ¿Cuáles son las emisiones de gases de efecto invernadero del sector de gas y petróleo?, ¿Se está haciendo un manejo adecuado de este sector industrial en temas de emisiones?, ¿Cuál son las perspectivas a mediano plazo? o ¿Qué medidas se podrían considerar? y ¿Qué resultados se esperarían de la adopción de medidas?

### **1.2 Alcance del trabajo**

El siguiente trabajo pretende ser un análisis y prospectiva de las emisiones del sector de producción de gas y petróleo dentro del contexto nacional de iniciativas de reducción de GEI, y promover y proponer un sistema de reporte y gestión para fijar y cumplir metas de reducción.

En el trabajo se analiza la situación de Argentina respecto al sector y a políticas medioambientales, proponiendo la adopción de políticas públicas para alcanzar metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, en base a perspectivas y escenarios posibles.

Las metodologías generales y particulares utilizadas en las partes dos y tres del trabajo, son explicadas en cada parte por separado.

Las propuestas de mitigación están basadas y son cuantificadas a juicio del autor luego de un análisis y revisión integral de la información disponible en la bibliografía nacional e internacional, así como su propia experiencia.<sup>2</sup>

### **1.3 Consideraciones y principios**

La actividad de extracción, explotación, refinación y transformación de gas y petróleo, constituye un sector económico muy importante, donde las emisiones deben ser minimizadas tanto como sea económica y técnicamente factible, basados en el hecho de que la materia prima misma que da origen al sector, es un recurso no renovable, y que las externalidades negativas de la actividad no se encuentran necesariamente incluidas en los precios de venta de los productos.

A lo largo de la tesis, se realizan variedad de consideraciones, asunciones e hipótesis intermedias que sería complicado desarrollar en este apartado y que son explicadas cuando se desarrolla cada punto en particular. Sin embargo, la tesis está basada en el estudio de las siguientes hipótesis principales:

- (1) Existen oportunidades de mejora en la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector de gas y petróleo mediante la generación de factores propios del país, que reflejen en forma más ajustada la situación del sector.
- (2) Existe la posibilidad de reducir la tasa de emisiones generadas por sector de gas y petróleo argentino mediante la adopción de medidas de mitigación.
  - Para lograr la mitigación de emisiones en forma consistente y sistemática, se requiere generar mecanismos que permitan fijar objetivos, establecer planes de acción para su cumplimiento, generar los recursos necesarios, monitorear el cumplimiento y revisar y fijar nuevas metas de cumplimiento.
  - Para realizar el esfuerzo de mitigación en forma racional y con un uso eficiente de recursos, se requiere seleccionar y priorizar las iniciativas que produzcan el mayor beneficio con menor costo económico.

---

<sup>2</sup> Se aclara que los valores de reducción en el análisis de las propuestas de mitigación son obtenidos a partir de valores típicos esperables de reducción en una aplicación o instalación considerada representativa del conjunto, agregados o extendidos al total de la población de fuentes similares, y por tanto, los valores típicos pueden diferir de los obtenidos en casos o ejemplos reales concretos.

- La mejora estadística de generación de inventarios sería beneficiosa como herramienta para la toma de decisiones y seguimiento y medición sistemática de la efectividad de programas de mitigación.

Se desarrolla el trabajo con información disponible públicamente, minimizando el uso de otras fuentes que no se encuentren disponibles en forma pública o a través de internet al momento de realizar la tesis. Se busca que los resultados obtenidos puedan ser reproducidos sin mayores dificultades en caso de ser necesario. En general se da mayor relevancia a la información y estadísticas proveniente de fuentes públicas y agencias del gobierno, que constituyen la base sobre la que se desarrollan las estimaciones de emisiones que son reportadas a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. En casos puntuales se han utilizado datos de empresas privadas para las estimaciones, a través de informes de sustentabilidad desarrollados por las compañías, pero sobre datos manifestados públicamente por su propia declaración, y disponibles a través de sus páginas web o asociadas.

### **1.4 Estructura del trabajo**

El problema planteado se aborda basado en tres pilares fundamentales; el primer pilar, trata respecto al marco de contexto general, fuentes de información y datos estadísticos, análisis de situación actual del sector y de tendencia histórica reciente de indicadores de producción. El segundo pilar es el de análisis, revisión de metodologías y cálculo de emisiones; constituye la base de cálculo de emisiones del trabajo. El tercer pilar es de propuestas y de planteo de escenarios futuros.

En la primera sección se realiza un análisis del contexto del sector de gas y petróleo, en los aspectos de la situación nacional e internacional, el aspecto legal vigente asociado, y las cuestiones relativas a la información estadística disponible de actividad del sector.

La segunda sección constituye la parte donde se desarrolla la metodología de cálculo, se revisan los datos estadísticos y se derivan parámetros de cálculo para actividades específicas. Como resultado se obtienen las estimaciones de emisiones y un modelo con parámetros que se utiliza en la tercera sección para estimar escenarios prospectivos.

La tercera sección contiene un capítulo donde se proponen iniciativas de mejora en general y de reducción de emisiones. En otro capítulo se realizan proyecciones hasta el año 2030. Las propuestas son, por un lado, enfocadas en mejoras en la medición y estimación de emisiones, y por otro lado en la mitigación de emisiones. El capítulo de proyecciones desarrolla escenarios prospectivos de aplicación de las medidas y los resultados esperados.

## **2. Contexto de referencia**

### **2.1 Antecedentes en la estimación de emisiones**

El estado argentino ha realizado estimaciones de emisiones para el conjunto de país, y son la base oficial de Argentina en su reporte a las Naciones Unidas. La más reciente se ha publicado en diciembre de 2015, a través del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable, y es conocida como la tercera comunicación nacional a las Naciones Unidas. Corresponde a la estimación del inventario del año 2012, con recálculo de años anteriores.<sup>3</sup>

La disponibilidad de datos estadísticos representativos y el esfuerzo requerido para el tratamiento de la información son elementos condicionantes en la posibilidad de realizar las estimaciones. Afortunadamente, en el caso del sector de hidrocarburos, la Secretaría de Energía, cuenta con información de producción reportada por las compañías operadoras de gas y petróleo, que permiten hacer la estimación. El grado alcanzado en la Comunicación Nacional, corresponde a un denominado nivel Tier 1, o nivel básico.

### **2.2 Contexto General de la Serie Histórica en Argentina**

Han ocurrido cambios en la situación del sector de gas y petróleo en Argentina entre el último inventario de 2012 y el previo de 2000, que merecen la pena ser considerados, debido a su posible impacto en las emisiones. Los cambios más importantes que han sucedido desde el reporte de inventarios de 2000 son:

- la intervención estatal y de mercado;
- la incorporación de GNL en el suministro de gas;
- la expropiación de YPF;
- el Desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento de *Shale Oil* y *Shale Gas*

Las políticas económicas y energéticas de la última década han estado alineadas hacia el consumo interno de energía, con tarifas subsidiadas, precios regulados por debajo del precio internacional, y bajo incentivo a la inversión privada. Bajo este contexto, la producción de gas y petróleo ha disminuido, a la vez que el consumo interno ha aumentado.

---

<sup>3</sup> La última revisión previa fue el cálculo de inventario nacional publicado en 2005 en base a datos del año 2000, con antecedentes de 1990, 1994 y 1997.

## ***Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina***

---

El estado, durante los últimos gobiernos, ha favorecido el aumento en el consumo de energía per cápita en los centros urbanos, mediante precios artificialmente bajos al consumo, compensados parcialmente con subsidios estatales a los productores en un escenario de altos precios internacionales. Sin embargo, la madurez de las cuencas productivas, han sido limitantes a la capacidad de producción de energía, con reservas menguantes y sin descubrimientos importantes que permitiesen reponer los inventarios. El problema se ha visto acrecentado por no trasladar a precios de mercado el desfase entre la demanda y la capacidad de satisfacerla.

La mejora de eficiencia energética y reducción de emisiones han sido relegados a un segundo plano de importancia, en parte debido a volúmenes de producción decrecientes, mayor consumo energético por unidad de producción y envejecimiento general de las instalaciones.

Ante el escenario de una demanda de gas residencial creciente y la falta de oferta interna de gas sobre todo en las épocas invernales, se estableció el corte de suministro en primer término a la industria, de manera de garantizar el abastecimiento residencial.



***Ilustración 1 - Barcos Tanque y Regasificadores de GNL Escobar - Fuente Clarín***

A partir del año 2008, se incorporó GNL como parte permanente de la oferta de gas natural, para suplir el consumo creciente. En la actualidad existen dos puntos de regasificación, en Escobar y Bahía Blanca, ambos en provincia de Buenos Aires.<sup>4</sup> La descripción detallada de las instalaciones se encuentra explicada en detalle en una presentación técnica realizada en IAPG.<sup>5</sup>

La expropiación de un porcentaje mayoritario de las acciones de YPF, por parte del estado argentino, fue una medida tendiente a disminuir los inconvenientes observados, cuyos argumentos se basaron en la necesidad de recuperar el autoabastecimiento energético del país y contrarrestar la caída de producción, aumentando la posibilidad del estado de participar en la industria y de ejecutar políticas energéticas.

De todas maneras, si bien se observó un cambio en la tendencia de caída, el grado de inversión necesario para evitar la caída de producción superó la capacidad de inversión dedicada al sector, teniendo en cuenta un panorama de baja inversión privada y la necesidad de desarrollar exploración no convencional.

La explotación *shale* en Argentina en estos momentos es muy incipiente, aunque según relevamientos de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería de Neuquén, en 2014, la producción de petróleo en reservorios *shale* ya corresponde a un 19.4% de la producción total de la provincia.

Ha sido indicado por diversas agencias, por ejemplo *International Energy Agency* (IEA), que existen importantes recursos de hidrocarburos no convencionales en Argentina, por lo que a futuro, y teniendo en cuenta que los yacimientos convencionales, así como las cuencas productivas convencionales actuales se encuentran en una etapa de madurez que hace que las expectativas de nuevos descubrimientos de magnitud sean bajas, entonces es esperable suponer que una buena parte de la producción nacional futura provenga de yacimientos no convencionales.

Los escenarios exploratorios planteados por Fundación Bariloche<sup>6</sup> para el período 2013-2050, varían en el caso de mínima en el orden de 1500 nuevos pozos para el período, pasando por un escenario conservador con 25.000 pozos realizados (una media de 700 pozos por año), que no garantizan el autoabastecimiento, hasta un escenario de máxima exploración y desarrollo, con 57.000 pozos realizados en el período para asegurar autoabastecimiento.

En la actualidad no existe un método globalmente aceptado para la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero en el caso de producción de hidrocarburos no convencionales y sus similitudes y diferencias respecto a las estimaciones para pozos exploratorios de reservorios convencionales.

---

<sup>4</sup> Energía Argentina S.A. Ref.[21]

<sup>5</sup> Operaciones de Regasificación de GNL en Argentina, IAPG, 2011. Ref. [91]

<sup>6</sup> Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva. Di Sbroiavacca, Ref. [19]

Los datos estadísticos disponibles, son los obtenidos en Estados Unidos, donde la producción de *shale oil*, tiene un desarrollo importante. Sin embargo, no resulta válido hacer una generalización para otras condiciones más allá de los yacimientos de donde se han obtenido los datos, porque inclusive entre cuencas productivas hay diferencias significativas.

### **2.3 Situación Internacional**

A partir de 1994, entra en vigor la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), donde los países adherentes reconocen una preocupación común por los efectos adversos del cambio climático y sientan las definiciones, los principios y compromisos básicos para coordinar esfuerzos en forma integrada, con el objetivo de estabilizar *las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático.*<sup>7</sup>

En 1997, se adopta oficialmente el Protocolo de Kyoto<sup>8</sup>, en la tercera **Conference of Parties (COP)** de la Convención Marco de las Naciones Unidas, en Kyoto, Japón. El protocolo lleva a la práctica los principios de la CMNUCC, comprometiendo jurídicamente a los países a estabilizar las emisiones, con responsabilidades comunes pero diferenciadas. Allí, 37 países y la Unión Europea, considerados los países más industrializados, y denominados países Anexo I del Protocolo de Kyoto, asumieron compromisos cuantificados de limitación y reducción de emisiones. El resto de los países firmantes, en vías de desarrollo, o economías emergentes, a los efectos del cambio climático, pasaron a ser considerados países No Anexo I.

De acuerdo al Protocolo de Kyoto y la FCCC/CP/1999/7<sup>9</sup> se establece como requisito que los países Anexo I, desarrollen un sistema nacional para la estimación de las emisiones de acuerdo a metodologías aceptadas por la *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. Se solicita que los inventarios nacionales desarrollados sean transparentes, consistentes, comparables, completos y correctos. Como mínimo estándar de calidad se requiere<sup>10</sup> que los países Anexo I, utilicen las *Revised 1996 Guidelines*<sup>11</sup> y las guías de buenas prácticas, *Good Practice Guidelines*<sup>12,13</sup>. A partir de los inventarios de 2015, se solicita a los países Anexo I, actualizar a la revisión de 2006 de IPCC<sup>14</sup>. Para los países No Anexo I, se alienta al menos, el uso de las *Revised*

---

<sup>7</sup> Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Ref. [65]

<sup>8</sup> *Protocolo de Kyoto*, Ref. [66]

<sup>9</sup> UNFCCC guidelines on reporting and review, Ref. [67]

<sup>10</sup> IPCC, preguntas más frecuentes. Ref. [27]

<sup>11</sup> Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Ref. [28]

<sup>12</sup> Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories (GPG2000). Ref.[29]

<sup>13</sup> Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry. Ref.[33]

<sup>14</sup> 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Ref. [30]

1996 Guidelines, aunque se han notificado mayores pedidos para implementar la versión más moderna, de 2006.<sup>15</sup>

Desde 2007, en la COP 13 en Bali, se acordó la aplicación para los países no incluidos en el Anexo I, de una filosofía de gestión para el tratamiento de los inventarios de gases de efecto invernadero, así como la presentación de planes y acciones asociadas a temas de cambio climático denominada de medición, reporte y verificación (MRV) de emisiones. Se estableció la aplicación de los lineamientos de MRV en forma obligatoria a nivel internacional y la aplicación voluntaria de MRV a nivel nacional. La filosofía de MRV consta de 3 pilares fundamentales: la medición, el reporte y la verificación, a la vez que impone requisitos mínimos para los países respecto al contenido de los informes y frecuencia de presentación. El resumen de la filosofía y de los requerimientos se encuentra en *Handbook on Measurement, Reporting and Verification for Development Country Parties*<sup>16</sup>.

El Reporte de países se implementa a través de Comunicaciones Nacionales (*National Communication-NC*), *Biennial Update Report* (BUR) y *National Adaptation Programme of Actions* (NAPA). Las Comunicaciones Nacionales contienen información de inventarios de gases de efecto invernadero y medidas para mitigar y facilitar la adaptación al cambio climático. La frecuencia de presentación es cada 4 años. Los BURs son informes intermedios entre Comunicaciones, generados como parte del avance realizado para obtener la siguiente Comunicación Nacional. Tienen inventarios de emisiones gases de efecto invernadero, acciones de mitigación y otros datos. La frecuencia de los BURs es cada dos años y los NAPAs son planes de adaptación al cambio climático. El primer BUR tiene fecha de entrada en vigor en diciembre de 2014.

La Verificación se aplica a los BURs, que se consideran trabajos intermedios. Las Comunicaciones Nacionales no están sometidas a verificación. La verificación se realiza mediante los denominados *International Consultation and Analysis* (ICA) que son establecidos a nivel internacional para la revisión independiente de los resultados presentados. A nivel nacional, la verificación se desarrolla mediante procesos de MRV internos, teniendo en cuenta que son voluntarios.

Argentina realizó una Comunicación Nacional inicial en 1997, con una adenda en 1999, y una Segunda Comunicación Nacional en 2008. El Inventario Nacional de Emisiones informado en 2008, corresponde al año 2000. En el año 2015 se ha publicado la Tercera Comunicación Nacional (TCN) y *Biennial Update Report* (BUR).<sup>17</sup>

---

<sup>15</sup> UNFCCC, Report of the subsidiary Body for Implementation, paragraph 19, 2015. Ref.

<sup>16</sup> Handbook on Measurement, Reporting and Verification for Developing Country Parties. 2014. Ref. [69]

<sup>17</sup> En el caso de Sudamérica, los países que también han cumplido con el requisito han sido Brasil, Perú y Chile unos meses más tarde.

## 2.4 Organismos de referencia técnica

El *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) es una organización internacional que cubre aspectos técnicos relacionados con el cambio climático. Fue creado por la *World Meteorological Organization* (WMO) y *United Nations Environment Programme* (UNEP) y su participación es abierta a los países miembro de Naciones Unidas (UN) y *World Meteorological Organization* (WMO). El IPCC también se encuentra avalado por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) para proveer bases científicas de cambio climático, sus impactos, riesgos futuros y opciones para adaptación y mitigación.

La metodología de reporte que ha generado IPCC constituye el estándar internacional mínimo de calidad de los inventarios y es adoptado por los países en sus reportes nacionales, lo cual facilita la comparativa internacional. Está estructurado en un sistema por niveles o tiers, que admite utilizar la metodología general tanto para los países que disponen de gran cantidad de información estadística, como en los casos en que la información estadística sea escasa. La diferencia en la calidad de los datos, se refleja en la incertidumbre del resultado obtenido. Para el nivel más simple, también informa factores generales, que permiten obtener emisiones nacionales en base a datos de producción normalmente disponibles en cualquier país con estadísticas propias o que pueden ser estimados por organismos externos.

Otras referencias técnicas nacionales generadoras de información son la *Environmental Protection Agency* (EPA), agencia gubernamental de Estados Unidos y *Environmental European Agency* (EEA), agencia ambiental de la Unión Europea.

En 2015,<sup>18</sup> los cinco países de mayores emisiones y la Unión Europea, representan dos tercios de las emisiones globales totales. China representa el 29% en el total, Estados Unidos el 14%, la Unión Europea el 10%, India representa el 7%, la Federación Rusa el 5% y Japón el 3.5%. La particularidad es que si bien China posee las mayores emisiones, cuando son expresadas per capita, representan un valor de la mitad del de Estados Unidos. En los últimos tres años y particularmente en 2015, se han detectado cambios estructurales tendientes hacia actividades menos intensivas en emisiones y una menor correlación entre el crecimiento de las economías, con respecto al incremento de emisiones de gases de efecto invernadero. En 2015 por primera vez desde el 2000, se detectó una disminución de emisiones de gases de efecto invernadero en China, debido principalmente al menor uso de generación a partir de carbón, favorecido por políticas para dejar fuera de servicio de las calderas de carbón más altamente contaminantes y otras políticas energéticas y ambientales. En India, en cambio, el consumo de carbón se encuentra en ascenso, contrariamente a la tendencia global. En Estados Unidos, también se produjo una disminución del consumo de carbón, atribuida a la sustitución de carbón por gas natural para generación de energía.

La agencia ambiental *Environmental Protection Agency* (EPA) genera conocimiento en el tema de emisiones, colectando la información disponible o reportada en Estados Unidos y realizando

---

<sup>18</sup> Ver Ref. [44]

estudios por sí mismo o a través terceros privados. En base a los resultados obtenidos, establece factores de emisión para cada tipo de fuente, y eventualmente dicta regulaciones ambientales con el objetivo de cumplir las metas ambientales fijadas para el Estados Unidos.<sup>19</sup>

En el ámbito de cuestiones específicas propias del sector de Gas y Petróleo, algunas agencias, ya más relacionadas a asociaciones de compañías privadas y productoras, han desarrollado métodos de medición y estimación de emisiones sistemáticos; las más reconocidas en este aspecto son la *American Petroleum Institute* (API) de Estados Unidos, el *Canadian Association of Petroleum Producers* (CAPP) de Canadá, y el ámbito latinoamericano, la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustible en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL).

El organismo *Canadian Association of Petroleum Producers* (CAPP) presenta un sistema de gestión de eficiencia energética en la operación de las facilidades de procesamiento, y guías de mejores prácticas, para reducir las pérdidas, consumo de gas y minimizar la emisión de contaminantes. Como prácticas principales, publicó una Guía de Mejores Prácticas de Gestión para la reducción de Venteos, y otra para la reducción de emisiones fugitivas<sup>20</sup>.

## **2.5 Compromisos Internacionales asumidos por Argentina**

Argentina asumió compromisos en el año 2015 a través del documento *Intended Nationally Determined Contribution* (INDC) presentado en la *Conference of Parties* (COP) de París del 2015. El compromiso propuesto es una reducción de emisiones para el año 2030 de 15% en forma incondicional con la posibilidad de hasta un 30% condicionado a que se cumplan ciertas condiciones favorables que pueden o no darse.

La reducción incondicional de 15% significa reducir 15% las emisiones en el año 2030 respecto a las emisiones proyectadas en el escenario BAU (*Business as Usual*) del mismo año. La reducción condicional, queda sujeta a las condiciones explicadas en el documento para habilitar un mejor desempeño.

Las propuestas presentadas son las medidas de mitigación estudiadas, y en el rubro energía pasan por la sustitución de combustibles fósiles y mejora de eficiencia energética, aunque sin medidas concretas para el sector gas y petróleo.

---

<sup>19</sup> Por ejemplo, durante 2014, el gobierno de Estados Unidos estableció una estrategia para reducir la emisión de metano, como parte de un plan de cambio climático. En particular, el sector de gas y petróleo es uno de los sectores que debe realizar un recorte de sus emisiones. Para ello se han comenzado nuevos estudios respecto al estado actual de situación y las posibilidades de mitigación de las emisiones.

<sup>20</sup> Asimismo, presentó durante 2014, una actualización de datos de emisiones fugitivas, respecto a los datos originales que había publicado en 1992 y una Guía para la estimación de los volúmenes venteados en el *upstream* de gas y petróleo. Ref. [8]

La meta ha sido indicada como “Justa y Ambiciosa” en el documento presentado<sup>21</sup>. Respecto a las cifras comprometidas, existen opiniones favorables y contrarias, siendo consideradas para algunos como una oportunidad desperdiciada de ser más ambiciosos, o tomado en forma favorable como un punto de partida inicial valioso.<sup>22</sup>

## **2.6 Leyes y regulaciones en el sector Gas y Petróleo**

El sector de gas y petróleo es un rubro ampliamente regulado, donde existen diferentes organismos con competencia para el dictado de regulaciones. La ley de hidrocarburos, ley N° 17.319 de 1967, modificada por la Ley N° 27007 de 2014, delega en el Poder Ejecutivo Nacional la responsabilidad para emitir reglamentaciones en las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos y fijar la política nacional para satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país.

Mediante la Ley N° 24076 de 1992, se establece el marco legal de la actividad del Gas Natural, regulando el transporte y distribución de gas natural. Allí se crea el Ente Regulador del Gas, ENARGAS, para dictar reglamentos y disposiciones. La producción, captación y tratamiento de gas natural se mantienen en el ámbito de la Ley 17.319.

En la etapa de producción de hidrocarburos, la Secretaría de Energía (ahora Ministerio de Energía y Minería, MINEM) es el organismo que establece las regulaciones aplicables, mediante el dictado de resoluciones en el ámbito nacional. El tema abordado por las resoluciones son condiciones para el aventamiento de gas natural, aplicables para la etapa de producción de hidrocarburos o durante el ensayo de pozos de exploración.

La resolución más específica respecto al aventamiento, es la Resolución SE 143 de 1998, que trata específicamente el tema de normas y procedimientos para el aventamiento de gas, con la intención de controlar el gas aventado en la etapa de producción de hidrocarburos o durante el ensayo de pozos de exploración. La resolución es una actualización y modificación a una resolución previa, la Res. 236 de 1996 que establece las normas de aventamiento de gas natural.

En la resolución 143/98 se establecen restricciones al aventamiento, y excepciones a la prohibición de venteo. También se explicitan las razones válidas de excepción, requisitos de medición y registro de caudales y detalles de la información y formularios a presentar a la autoridad. Otros puntos son las garantías por obras a realizar e inspecciones y sanciones.

La resolución define a un Punto de Venteo (PV) como el lugar físico donde el gas no aprovechado se libera a la atmósfera y se establecen las limitaciones, requerimientos para la medición y excepción justificada a los requerimientos en el punto de venteo. La distinción entre pozos de gas

---

<sup>21</sup> Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional, República Argentina. Ref. [70]

<sup>22</sup> Argentina anunció sus Contribuciones Nacionales rumbo a la COP21, Sustentator. Ref. [62]

y de petróleo se establece en la resolución 236/96, donde son considerados los pozos de gas, como los que tienen un relación gas/petróleo (RGP) mayor o igual a 20.000 m<sup>3</sup> de gas/m<sup>3</sup> de crudo y petrolíferos a los de relación menor.

La modificación principal de la resolución 143/98 a la 236/96 son los requisitos para generar el reporte de gas venteado, permitiendo informar el gas venteado asociado al punto de venteo donde convergen varios pozos y no requerir reportes de venteos por cada pozo individual. Se indica que el punto de venteo es el punto de medición reportable, aún en el caso cuando varios pozos tienen un único PV, en lugar de solicitar reporte en cada pozo o su prorrateo. El cambio se debe a que el reporte por separado resultaba poco práctico.

En la resolución 143/98, se solicita quemar el gas que se avente mediante procedimientos apropiados, minimizando las emisiones hacia la atmósfera. Se prohíben los aventamientos de gas en todos los pozos cuya RGP sea mayor a 1500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> mientras no se establezcan las condiciones para la captación y aprovechamiento. Para RGP menores, hasta 1 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, se permite el aventamiento de gas de pozos en producción únicamente como excepción justificada presentando un estudio técnico-económico. Se permite el aventamiento de gas de pozo cuando la RGP del punto de Venteo no supere 1 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

También se solicita establecer e implementar un sistema de medición y registración del caudal de gas aventado y de su composición para cada PV. Cuando en el PV se disponga de registradores continuos para la medición del gas total producido y para cada uno de los caudales aprovechados, cualquiera sea su uso, se permite calcular el gas aventado como la diferencia entre el gas total producido y el total de gas aprovechado.

En el anexo I de la resolución, titulado normas y procedimientos para el aventamiento de gas, se establecen restricciones al aventamiento, y excepciones a la prohibición de venteo. Solamente se permiten excepciones a los límites de venteo mediante estudios técnicos y económicos de fundamentación, que sean adecuados a la situación para justificar las razones, y deben ser reportados como incidentes contaminantes a los aventamientos accidentales de gas como consecuencia de averías en plantas o equipos. Existen excepciones para el ensayo de pozos luego de su terminación o reparación, y para permitir el desbloqueo de la bomba del espacio anular en aquellos pozos que producen por bombeo mecánico, si no existiesen facilidades de colección.<sup>23</sup>

Para declarar la excepción a la prohibición de aventamiento, se establecen formularios estandarizados a presentar a la autoridad, para diferentes casos previstos, a saber: de excepción general, para ensayo de pozo, para gases inertes, para gases tóxicos, para proyecto de obras, para zona alejada, para pozos de recuperación secundaria o asistida, aventamiento de gas del

---

<sup>23</sup> Cuando se avente el gas del espacio anular en la boca de pozo, para el desbloqueo de la bomba, se podrá estimar el caudal en base a la última determinación de la RGP y de la composición del gas de dicho pozo

espacio anular, denuncia de aventamiento de gas por averías, proyecto de obras para aprovechamiento de gas aventado.

La resolución 105 de 1992 es referenciada en la res. 143/98, para establecer requisitos específicos de diseño cada tipo de instalaciones del sector para el control de venteos. La Resolución 105/92 regula los requerimientos en cuestiones de emisiones desde un enfoque más ambiental, aprobando normas y procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos.

A diferencia de las resoluciones anteriores que tienen consideraciones desde el punto de vista del aprovechamiento del recurso, la resolución 105/92 tiene como objetivo el cuidado del medio ambiente en el desarrollo de la actividad. Allí se establece la necesidad de realizar y aprobar un estudio ambiental previo a realizar las actividades comprendidas en las etapas de exploración y explotación.

De particular interés para las emisiones de efecto invernadero, en el punto 3.2.9 se establecen el manejo de gases de ensayo de pozos, en el 4.2.3, se indica el manejo en las baterías colectoras y de medición y en el 4.2.4, en l

Las Plantas de tratamiento y servicios auxiliares. La resolución es una descripción detallada de las instalaciones requeridas para el manejo ambiental para cada una de las actividades.

La resolución 105 de 1992 hace una muy buena descripción general y conceptual de los componentes e instalaciones temporarias y permanentes en el sector de exploración y desarrollo de hidrocarburos. Se definen los tipos de instalaciones y las características que componen los subsectores de exploración, producción y procesamiento de gas natural y petróleo.

En la etapa de exploración y perforación de exploración se identifican los pozos sísmicos someros, los pozos exploratorios y los campamentos. En la etapa de desarrollo se identifican los pozos de desarrollo, las baterías colectoras, las plantas de tratamiento y servicios auxiliares, los oleoductos de interconexión, las plantas de almacenaje y despacho de crudo, las plantas de recuperación asistida y campamentos asociados.

Los pozos sísmicos someros, son perforaciones donde se ubican las cargas generadoras de energía que recogen los geófonos del equipo registrador. Luego de efectuarse la detonación deben taparse debidamente. Los pozos exploratorios incluyen los pozos de exploración y avanzada. Los campamentos, que pueden estar formados por "trailers", casillas o carpas y son de emplazamiento provisorio.

Los pozos de desarrollo incluyen los pozos terminados. Las baterías colectoras cuyo objetivo es permitir el control y medición de los hidrocarburos líquidos gaseosos y el agua producidos y reunirlos para su separación en la planta central de tratamiento, al que llegará por medio de los conductos correspondientes.

## ***Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina***

---

De acuerdo con las características de los productos, las plantas de tratamiento y servicios auxiliares tendrán: separadores bi y/o trifásicos (gas-petróleo o gas-petróleo-gas), tratadores de emulsiones, calentadores, deshidratadores de gas, purificadores de gas (H<sub>2</sub>S, SO<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>), purificadores de agua de purga, tanques de proceso y/o almacenaje, bombas de proceso, bombas de despacho, sistema de medición y control de calidad de petróleo y gas, sistema de medición de gasolinas y/o LPG, compresores de gas.

Los ductos de interconexión conectan las "Baterías Colectoras", con la "Planta de Tratamiento", o éstas con las "Plantas de Almacenaje o Embarque", o con los oleoductos troncales de comercialización o distribución a refinerías de una cuenca o zona productora.

En las plantas de almacenaje y despacho de crudo se incluyen todos los tipos de plantas destinadas a hacer llegar al sector industrial (refinerías) o al sector comercial (exportación), la producción de los hidrocarburos líquidos que han alcanzado las especificaciones requeridas. Estas plantas tienen el equipamiento necesario para almacenar, medir, efectuar el control de calidad y despacho por bombeo a propanoductos, oleoductos, boyas de embarque a buques tanque y cargadores de tanques ferroviarios y camiones, debiendo cumplimentar lo establecido en la reglamentación de la Ley N° 13.660.

Las plantas de recuperación asistida incluyen todas las plantas que se requieran en la aplicación de técnicas para mejorar el porcentaje de recuperación final de los yacimientos de hidrocarburos líquidos.

Como campamentos se consideran a los conjuntos de viviendas y servicios auxiliares requeridos para el alojamiento del personal que tendrá a cargo los trabajos de desarrollo y operación del yacimiento.

Una iniciativa a mencionar, es la resolución 785/2005 de la Secretaría de Energía, que implementa el denominado Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Almacenamiento de Hidrocarburos y sus Derivados. Este programa tiene como objetivo permitir controlar y minimizar las pérdidas fugitivas del parque de tanques de hidrocarburos estableciendo mecanismos de revisión y control del estado de conservación de tanques de hidrocarburos.

La información estadística solicitada como reporte por la Secretaría de Energía, sigue una estructura establecida, y se encuentran informatizados y cargados en la base de datos SESCO, disponible en línea en la página de la Secretaría de Energía.

También existen otras resoluciones importantes a los fines de establecer requisitos para el reporte de datos e información estadística. La resolución S.E. N° 318/2010 establece el envío de datos de los puntos de medición de la producción y la Resolución 319/93, solicita realizar una declaración jurada para los proveedores una información georreferenciada de datos. La información se encuentra disponible en línea en el Sistema e Información Geográfico (SIG).

El ENARGAS, como ente regulador para el control del servicio técnico y comercial de las empresas concesionarias del servicio del transporte y distribución de gas natural por redes, establece los medios de control y seguimiento para monitorear el grado de mantenimiento y eficiencia de las operaciones de las empresas.

En la resolución Enargas 1192/99 se establecen y describen cada uno de los indicadores de calidad utilizados. Cada indicador tiene establecidos su definición, objetivo, valor de referencia, periodicidad, método de control e incumplimientos. En particular es de interés para este trabajo el monitoreo de la calidad de servicio técnico, mediante los indicadores de Protección Ambiental y de Operación y Mantenimiento de los sistemas de transmisión y distribución. Los resultados son publicados periódicamente por Enargas.

## **2.7 Estructura del sector de gas y petróleo**

El sector de gas y petróleo en Argentina tiene una estructura sectorial similar a encontrada en otras partes del mundo, aunque existen algunos sectores específicos que por el tipo de hidrocarburos no se encuentran en este país.<sup>24</sup>

La estructura del sector hidrocarburífero argentino se encuentra conformada por:

- Exploración y Producción (incluyendo separación de gas, crudo y agua)
- Procesamiento de Gas Natural
- Operaciones de LNG (solo regasificación)
- Transporte y Distribución de Líquidos
- Transmisión y Distribución de Gas Natural
- Refinación
- Retail y Marketing

## **2.8 Fuentes de emisiones en el sector de gas y petróleo**

Las emisiones en el sector de gas y petróleo son producto de la combustión de fuentes fijas y móviles, de venteos de procesos o fugas y emisiones indirectas. La combustión es utilizada para la generación y consumo de energía requerida en la producción, transporte y refinación de gas y petróleo. Las pérdidas o fugas del proceso productivo no tienen uso o aprovechamiento útil. Se las considera globalmente como emisiones fugitivas, por su carácter en general disperso o difuso

---

<sup>24</sup> Algunas compañías como YPF tienen participación en varios o toda la cadena. Se dice que son empresas integradas.

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

frente a fuentes de emisiones con fuentes puntuales fácilmente identificables. Las fugas en puntos concentrados son por ejemplo los venteos en chimeneas, mientras que las fugas difusas se producen a partir de pérdidas en juntas o pequeños venteos a lo largo de todo el proceso productivo, sin una fuente puntual.

Las emisiones del sector se encuentran en general, identificadas y descritas en bibliografía específica del sector petrolero, cuya principal fuente es el Compendio del American Petroleum Institute (API)<sup>25</sup>. Allí se lista en forma sistemática todas las fuentes de emisiones de GEI dentro de cada parte del sector, así como los gases de GEI involucrados. En la Tabla 1 y Tabla 2, se reproducen con ciertos ajustes menores, las fuentes de emisiones identificadas en el sector.

Una vez identificadas las fuentes, se busca estimar cantidades promedio de emisiones de las fuentes; algunas fuentes resultan más fácil de estimar que otras, y en general surgen de tomar consideraciones o cálculos de ingeniería más o menos conservadores (según el caso), en caso de no contar con datos reales.

En forma general, los compendios de metodologías han sido una forma de sistematizar información y cálculos a nivel de las instalaciones para generar conjunto de datos y modelos de bajo nivel, que son agregados como estadística nacional y que permiten capturar las particularidades de los sitios y tecnologías de producción.

**Tabla 1 - Fuentes de Emisiones en Exploración, Producción, Procesamiento de Hidrocarburos, y Transporte y Distribución de Gas Natural y Líquidos – A partir de API GHG**

<b>Exploración / Producción / Procesamiento</b>	<b>Transporte y Distribución de Gas Natural / Líquidos</b>
<b>Fuentes de Combustión – Estacionarias</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Calderas/generadores de vapor</li><li>• Reboilers de Deshidratadores</li><li>• Calentadores/Tratadores</li><li>• Generadores de Combustión Interna</li><li>• Bombas de incendio</li><li>• Motores de Compresores Reciprocantes</li><li>• Generadores eléctricos de turbinas</li><li>• Turbinas / Motores de compresores centrífugos</li><li>• Perforación de Pozos</li><li>• Antorchas</li><li>• Incineradores</li></ul>	<b>Fuentes de Combustión – Estacionarias</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Calderas/generadores de vapor</li><li>• Reboilers de Deshidratadores</li><li>• Calentadores</li><li>• Generadores de Combustión Interna</li><li>• Bombas de incendio</li><li>• Motores de Compresores Reciprocantes</li><li>• Generadores eléctricos de turbinas</li><li>• Turbinas / Motores de compresores centrífugos</li><li>• Antorchas</li><li>• Incineradores</li><li>• Catalíticos y Oxidadores térmicos</li></ul>
<b>Fuentes de Combustión – Móviles</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Equipos móviles de perforación</li></ul>	<b>Fuentes de Combustión – Móviles</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Otros vehículos de la compañía</li></ul>

<sup>25</sup> API GHG Compendium, Compendium of Greenhouse Gas emissions methodologies for the oil and gas industry. Ref. [4]

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

<b>Exploración / Producción / Procesamiento</b>	<b>Transporte y Distribución de Gas Natural / Líquidos</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Otros vehículos de la compañía</li> <li>• Aviones / Helicópteros</li> <li>• Barcos de suministros, barcasas</li> <li>• Preparación, construcción y excavación del sitio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aviones / Helicópteros</li> </ul>
<b>Fuentes Indirectas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Importaciones de electricidad</li> <li>• Importaciones de calor/vapor</li> <li>• Cogeneración</li> </ul>	<b>Fuentes Indirectas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Importaciones de electricidad</li> <li>• Importaciones de calor/vapor</li> </ul>
<b>Fuentes de Venteos - Venteos de Procesos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Procesos de Deshidratación</li> <li>• Bombas del deshidratador tipo Kimray</li> <li>• Procesos de Endulzamiento</li> </ul>	<b>Fuentes de Venteos - Venteos de Procesos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Procesos de Deshidratación</li> <li>• Bombas del deshidratador tipo Kimray</li> <li>• Procesos de Tratamiento de Gas</li> </ul>
<b>Fuentes de Venteos - Otros venteos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tanques de almacenaje y drenaje de recipientes</li> <li>• Perforación Exploratoria</li> <li>• Elementos neumáticos</li> <li>• Bombas de inyección de químicos</li> <li>• Muestreo y análisis de gas</li> </ul>	<b>Fuentes de Venteos - Otros venteos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tanques de almacenaje y drenaje de recipientes</li> <li>• Elementos neumáticos</li> <li>• Bombas de inyección de químicos</li> <li>• Muestreo y análisis de gas</li> <li>• Carga/Descarga/En Tránsito</li> </ul>
<b>Fuentes de Venteos - Mantenimiento/Paradas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Venteo de barros</li> <li>• Casing de pozos de gas de baja presión</li> <li>• Blowdown de compresores</li> <li>• Arranque de compresores</li> <li>• Blowdown de recipientes</li> </ul>	<b>Fuentes de Venteos - Mantenimiento/Paradas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Blowdown de compresores</li> <li>• Arranque de compresores</li> <li>• Blowdown de recipientes</li> <li>• Trampas de pig</li> <li>• Blowdown de ductos</li> </ul>
<b>Fuentes de Venteos - Actividades no rutinarias</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Blowdown de emergencia (ESD)</li> <li>• Válvulas de seguridad (PRV)</li> <li>• Blowout de pozos</li> <li>• Supresión de incendio</li> </ul>	<b>Fuentes de Venteos - Actividades no rutinarias</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvulas de seguridad (PRV)</li> <li>• Supresión de incendio</li> <li>• Desperfectos de Estaciones de medición y regulación</li> <li>• Revisión de ductos</li> </ul>
<b>Fuentes fugitivas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pérdidas de equipos</li> <li>• Tratamiento de aguas</li> <li>• Aire acondicionado/Refrigeración</li> </ul>	<b>Fuentes fugitivas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pérdidas de equipos</li> <li>• Tratamiento de aguas</li> <li>• Aire acondicionado/Refrigeración</li> <li>• Fugas de ductos</li> </ul>

**Tabla 2 - Fuentes de Emisiones en Refinación, Operaciones de LNG - A partir de API GHG**

<b>Refinación</b>	<b>Operaciones de LNG</b>
<b>Fuentes de Combustión – Estacionarias</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Calderas/generadores de vapor</li> <li>• Hornos</li> <li>• Generadores de Combustión Interna</li> <li>• Bombas de incendio</li> <li>• Bombas</li> <li>• Motores de Compresores Reciprocantes</li> <li>• Generadores eléctricos de turbinas</li> <li>• Turbinas / Motores de compresores centrífugos</li> <li>• Antorchas</li> <li>• Incineradores</li> <li>• Catalíticos y Oxidadores térmicos</li> <li>• Hornos de calcinación de coque</li> </ul>	<b>Fuentes de Combustión – Estacionarias</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Calderas/generadores de vapor</li> <li>• Reboilers de Deshidratadores</li> <li>• Calentadores</li> <li>• Generadores de Combustión Interna</li> <li>• Bombas de incendio</li> <li>• Motores de Compresores Reciprocantes</li> <li>• Generadores eléctricos de turbinas</li> <li>• Turbinas / Motores de compresores centrífugos</li> <li>• Antorchas</li> <li>• Incineradores</li> <li>• Unidades de combustión de vapor (VCU)</li> </ul>
<b>Fuentes de Combustión – Móviles</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• vehículos de la compañía</li> </ul>	<b>Fuentes de Combustión – Móviles</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vehículos de la compañía</li> <li>• Recipientes en el mar</li> </ul>
<b>Fuentes Indirectas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Importaciones de electricidad</li> <li>• Importaciones de calor/vapor</li> </ul>	<b>Fuentes Indirectas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Importaciones de electricidad</li> <li>• Importaciones de calor/vapor</li> </ul>
<b>Fuentes de Venteos - Venteos de Procesos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Unid. De recuperación de azufre</li> <li>• Cracking catalítico</li> <li>• Reforming catalítico</li> <li>• Regeneración de catalizador</li> <li>• Reformado de vapor metano (plantas de hidrógeno)</li> <li>• Coqueo retardado (delayed coking)</li> <li>• Flexi-coking</li> <li>• Cracking térmico</li> </ul>	<b>Fuentes de Venteos - Venteos de Procesos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Procesos de Deshidratación</li> <li>• Bombas del deshidratador tipo Kimray</li> <li>• Procesos de Tratamiento de Gas</li> </ul>
<b>Fuentes de Venteos - Otros venteos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tanques de almacenaje</li> <li>• Cargaderos</li> <li>• Elementos neumáticos</li> </ul>	<b>Fuentes de Venteos - Otros venteos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tanques de almacenaje</li> <li>• Elementos neumáticos</li> <li>• Bombas de inyección de químicos</li> <li>• Muestreo y análisis de gas</li> <li>• Caja Fría de LNG</li> <li>• Revaporización</li> </ul>
<b>Fuentes de Venteos - Mantenimiento/Paradas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Blowdown de equipos/procesos</li> <li>• Arranque de compresores</li> <li>• Decoquizado de hornos / calderas</li> </ul>	<b>Fuentes de Venteos - Mantenimiento/Paradas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Blowdown de compresores</li> <li>• Arranque de compresores</li> <li>• Blowdown de recipientes</li> <li>• Blowdown de ductos</li> <li>• Venteo de estación de compresión</li> </ul>
<b>Fuentes de Venteos - Actividades no rutinarias</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Blowdown de emergencia (ESD)</li> <li>• Válvulas de seguridad (PRV)</li> <li>• Supresión de incendio</li> </ul>	<b>Fuentes de Venteos - Actividades no rutinarias</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvulas de seguridad (PRV)</li> <li>• Supresión de incendio</li> <li>• Desperfectos de Estaciones de medición y</li> </ul>

Refinación	Operaciones de LNG
	regulación <ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisión de ductos</li> </ul>
<b>Fuentes fugitivas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fugas de gas combustible</li> <li>• Otras Pérdidas de equipos</li> <li>• Tratamiento de barros/sólidos</li> <li>• Recolección y tratamiento de aguas</li> <li>• Aire acondicionado/Refrigeración</li> </ul>	<b>Fuentes fugitivas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pérdidas de equipos</li> <li>• Tratamiento de aguas</li> <li>• Aire acondicionado/Refrigeración</li> <li>• Fugas de ductos</li> <li>• Sistema de manejo de vapores</li> </ul>

## 2.9 Estadísticas del sector en Argentina

En esta sección se analiza la información estadística disponible del sector en Argentina. Las fuentes estadísticas analizadas aquí, proveen los datos utilizados para la estimación de emisiones.

La mayor parte de los datos se genera directamente a partir de los reportes solicitados por el estado a las empresas, mediante regulaciones, mientras que otra parte surge del tratamiento de datos realizado por los organismos del estado. En algunos casos, la fuente básica de información es la misma. También se consideran otras fuentes como reportes independientes de las empresas.

### 2.9.1 Balance Energético Nacional (BEN)

El ministerio de energía (MINEM) realiza un Balance Energético Nacional, donde se resumen todas las fuentes de energía nacionales y los consumos por sector para cada año. La metodología de construcción del BEN, se encuentra explicada en el documento generado por el MINEM<sup>26</sup>.

Una referencia general útil para ayudar a comprender la metodología del balance energético es un documento generado por OLADE, que explica en mayor detalle la filosofía y forma de construir los balances. El BEN argentino responde a su lógica, aunque difiere en la planilla de reporte que utiliza respecto a la prevista por OLADE.<sup>27</sup>

El esquema del balance considera fuentes de energía, centros de transformación de la energía y sectores de consumo. Las fuentes se dividen en fuentes primarias y secundarias. Las fuentes primarias se obtienen directamente de la naturaleza, mientras que las secundarias surgen del

<sup>26</sup> Metodología adoptada para la Construcción del Balance Energético Nacional, Secretaría de Energía. Ref. [60]

<sup>27</sup> El documento surgió a partir de una interesante iniciativa para uniformizar el mecanismo de reporte latinoamericano de los países miembro, facilitando la toma de decisiones energéticas como bloque común latinoamericano.

proceso de tratamiento de las energías primarias en los centros de transformación. Además tiene en cuenta las pérdidas que se producen en el total del ciclo.

Todas las formas de energía se encuentran expresadas en el balance en unidades equivalentes de petróleo, como miles de toneladas de petróleo equivalente, kTEP. Cada combustible o fuente de energía tienen asociado un poder calorífico fijado en las bases metodológicas para la construcción del BEN, y que permite hacer la interconversión entre fuentes de energía a las unidades requeridas.

La producción de petróleo y gas natural constituyen fuentes primarias que luego pasan a las unidades de tratamiento y refinación y son convertidas en fuentes secundarias, como el gas distribuido (gas seco) y los productos refinados del petróleo. La fuente de datos para el sector del gas y petróleo es la base de datos SESCO, por lo que la fuente original de datos es de SESCO, consolidada para el total de fuentes y consumos nacionales.

La producción de petróleo se obtiene a partir de la producción de petróleo primaria, secundaria y de recuperación asistida, más la producción de condensado (y gasolina natural). El petróleo crudo como fuente primaria es alimentado al centro de transformación refinería, para obtener los productos derivados.

La producción de gas natural de pozo constituye una fuente primaria de energía que es enviada al centro de transformación de plantas de tratamiento de gas. Se obtiene a partir de la producción de alta, media y baja presión. Los venteos se reportan en el BEN como pérdidas de producción, y el gas inyectado a formación como gas no aprovechado. El consumo en yacimiento de la base SESCO es representado como consumo propio en el BEN.

En las plantas de tratamiento de gas ingresa el gas natural de pozo, obteniendo el gas distribuido por redes, gas licuado, gasolinas y gases para otros usos no energéticos. Se establece en el balance que no existen pérdidas de tratamiento de gas. El consumo de gas distribuido de refinería no es incluido como fuente, sino como consumo propio del centro de transformación.

### **2.9.2 Base de Datos SESCO**

La información estadística solicitada por la Secretaría de Energía a las compañías del sector de gas y petróleo se encuentran ingresadas en un sistema de información llamado SESCO, accesible en forma pública en la página web de la Secretaría de Energía. Los datos provienen de reportes de las compañías cargados en el Sistema, con el carácter de Declaraciones Juradas.<sup>28</sup>

---

<sup>28</sup> El mecanismo utilizado consiste en que cada empresa habilitada tiene una clave de ingreso en el sitio web y carga los datos en los formularios requeridos.

Se reportan datos de pozos, producción de petróleo y gas, datos de procesamiento de gas natural, petróleo y refinación. Adicionalmente, también se realiza el ingreso de datos de geoubicación codificados como planos base.

### **Datos de Exploración y pozos**

En los datos de perforación en el sistema SESCO, se informa la cantidad de metros perforados, los pozos terminados, y los pozos en perforación. Los pozos se contabilizan según sean de avanzada, exploración, explotación o servicio.

Las referencias a la clasificación de los datos requeridos en el sistema se encuentran explicadas en siguiente documento.<sup>29</sup> Para cada pozo, se declaran mensualmente las producciones por pozo, la relación Gas/Petróleo (RGP), el tipo de pozo, el estado actual y el sistema de extracción entre otros datos. Dentro del detalle de estado / situación, se encuentra el código (ARGP) Parado Alta Relación Gas/Petróleo, correspondiente a los pozos que están parados por superar el límite permisible de relación gas/petróleo para el aventamiento, sin contar con la excepción correspondiente.

Los tipos de pozo pueden ser<sup>30</sup> acuíferos, gasíferos, petrolíferos, inyectores de agua, inyectores de gas, sumidero y otro tipo. El criterio para la denominación surge de la relación RGP, y el valor límite establecido es de 1500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

Los sistemas de extracción considerados son 8: por bombeo mecánico, bombeo hidráulico, electro sumergible, *gas lift*, cavidad progresiva, *plunger lift*, *jet pump*, otros tipos de extracción, surgencia natural y pistoneo (*swabbing*).

En la Tabla 3 se resume la estadística de tipos de pozos existentes. De los más de 70 mil pozos declarados, el grupo mayoritario, más del 50% de los pozos, corresponde a los sin sistema de extracción. El bombeo mecánico es el sistema de extracción predominante. Adicionalmente se observa que existe baja cantidad de pozos con surgencia natural, y el uso de *plunger lift* es marginal.

---

<sup>29</sup> Glosario de Términos de Estado de Pozos, Secretaría de Energía. Ref. [57]

<sup>30</sup> Glosario de Términos de Estado de Pozos, Secretaría de Energía. Ref. [57]

**Tabla 3 - Estadísticas de Tipos de Pozos - Elaboración Propia a partir de datos SESCO**

<b>Sistema de Extracción</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>
Sin sistema de Extracción	38490	52,76%
Surgencia Natural	3589	4,92%
Bombeo mecánico	20037	27,47%
Electrosumergible	4658	6,39%
Gas Lift	362	0,50%
Cavidad Progresiva	4218	5,78%
Plunger Lift	483	0,66%
Pistoneo (swabbing)	851	1,17%
Jet Pump	18	0,02%
Bombeo Hidráulico	22	0,03%
Otros tipos de Extracción	224	0,31%
<b>Total</b>	<b>72952</b>	<b>100,00%</b>

#### **Datos de Producción/Procesamiento de Gas**

Cada planta de Producción y/o Procesamiento de Gas informa datos de producción y consumos. En la Tabla 4 se indica el detalle de los campos que deben ser reportados, así como la ecuación de balance global que deben satisfacer las cantidades ingresadas para validar el formulario.

El total de gas Entregado a Generadores de Energía Eléctrica, a Industrias, a Licenciarios de Distribución, a Otros Productores, Entregado a TGN y TGS más las Exportaciones Directas, constituye la producción neta de Gas Natural. El gas entregado a Licenciarios de Distribución y a TGN y TGN constituye el gas considerado para transporte y distribución. La producción se informa separada en Alta, media y baja presión, y una vez se les resta el gas Inyectado a Formación, entonces se obtiene el total de producción neta.

El gas natural que aporta a las emisiones de gases de efecto invernadero está computado dentro de las categorías de Consumo en Yacimiento y Aventamientos. El consumo en Yacimiento es un resumen de los consumos de energía internos, incluyendo combustión. Además de la combustión para motores a gas, los consumos de equipos impulsados por gas natural como bombas neumáticas, controles neumáticos, y pérdidas en bridas y equipos en las cañerías de servicio de gas natural de planta se cuentan como consumo en yacimiento. El aventamiento corresponde a la categoría de venteos ya sean, venteos con quema en antorcha o venteos directo en chimeneas sin quema. La importancia del gas aventado radica en que constituye la principal fuente de emisiones fugitivas, y representa entre el 2-3% del gas neto producido.

Respecto a los datos reportados de aventamiento, no existe certeza de que los datos sean producto de una medición directa. De acuerdo a los análisis de datos georreferenciados, la cantidad de puntos de venteo reportados es mayor a la cantidad de puntos de medición para venteos reportados. En cuanto a los motivos, por un lado, en la Resolución SE 318/10, se establecen los requerimientos para los instrumentos de medición de la producción. Allí se indica en el artículo 7° que las antorchas y las fosas de quema deberán contar con su sistema de medición y telesupervisión; sin embargo, de acuerdo Resolución SE 143/98, punto 6.3 se admite que el gas aventado sea resultado de un cálculo como diferencia cuando el resto de los caudales de planta son medidos. Por otro lado, la medición de por sí resulta desafiante desde el punto de vista técnico, por el amplio rango de caudales requeridos entre los valores mínimos y máximos.

Las emisiones fugitivas debido a las pérdidas de gas a través de bridas y equipos, venteos, válvulas de seguridad del proceso, sellos de compresores y venteos de deshidratadores de glicol no se discriminan por separado en las declaraciones, y pueden estar computadas en una parte dentro de aventamiento y en otra parte como consumo en yacimiento.<sup>31</sup>

---

<sup>31</sup> Si bien con la información disponible no se puede corroborar, se considera más probable que las pérdidas fugitivas terminen siendo contabilizadas dentro de la categoría de aventamiento, considerando que normalmente la medición de Consumo en Yacimiento se encuentra en la salida de planta; es decir que las pérdidas fugitivas terminen apareciendo una vez se realiza la diferencia entre gas de entrada / salida globales y Consumo en Yacimiento. La consideración se basa en que según la Resolución SE 143/98 punto 6.3 se admite el cálculo de aventamiento por diferencia entre las mediciones de los caudales de gas total producido y total de gas aprovechado incluyendo en dicho caso las pérdidas fugitivas en el caudal informado de aventamiento.

**Tabla 4 - Balance de Gas Natural - Fuente SESCO Upstream - Manual del Usuario**

<b>Balance de Gas Natural</b>
Fuente SESCO Upstream – Manual de Usuario
producción de gas + gas recibido – gas inyectado, que debe ser igual a la suma de gas retenido y aventado y gas entregado
<b>Producción de Gas + Gas Recibido – Gas Inyectado = (Gas Retenido + Aventado) + (Gas Entregado)</b>
<b>Producción de Gas</b>
Gas de Alta Presión (Mm <sup>3</sup> )
Gas de Baja Presión (Mm <sup>3</sup> )
Gas de Media Presión (Mm <sup>3</sup> )
- Consumo en Yacimiento (Mm <sup>3</sup> )
<b>Gas Recibido</b>
Recibido de Terceros (Mm <sup>3</sup> )
Gas Inyectado
Inyectado a Formación (Mm <sup>3</sup> )
<b>Gas Retenido</b>
Retenido en Plantas de Terceros (Mm <sup>3</sup> )
Retenido en Plantas Propias (Mm <sup>3</sup> )
Aventado
Aventado (Mm <sup>3</sup> )
<b>Gas Entregado</b>
Entregado a Generadores de Energía Eléctrica (Mm <sup>3</sup> )
Entregado a Industrias (Mm <sup>3</sup> )
Entregado a Licenciarios de Distribución (Mm <sup>3</sup> )
Entregado a Otros Productores (Mm <sup>3</sup> )
Entregado a TGN (Mm <sup>3</sup> )
Entregado a TGS (Mm <sup>3</sup> )
Exportaciones Directas (Mm <sup>3</sup> )

## Datos de Refinación/Downstream

Los reportes contienen datos respecto a Productos Procesados, Subproductos Obtenidos, Ventas, Consumo Propio, Existencias y Otras Operaciones. El total de subproductos obtenidos permite estimar la distribución de derivados del petróleo. En la Tabla 5 se indica el balance de materia por refinería realizado para validar los datos ingresados.

**Tabla 5 - Balance de Masa por Refinería - Fuente SESCO Downstream - Manual del Usuario**

<b>Balance de masa por Refinería</b>
Fuente SESCO Downstream – Manual de Usuario
La suma (en masa) de todos los crudos y otras cargas sea igual a la suma (en masa) de todos los subproductos producidos y las pérdidas en el período reportado. En los volúmenes informados está incluido el consumo propio.
<b>Crudo + Otras Cargas Primarias + Otras Cargas Secundarias = elaboración + pérdidas</b>
<b>Crudo:</b> Petróleo crudo procesado.
<b>Otras Cargas Primarias:</b> Son las que se alimentan a las unidades de proceso de la refinería y sufren una serie de transformaciones físico-químicas.
<b>Otras Cargas Secundarias:</b> Son productos ya semi-elaborados que se envían al sector de “preparación y mezclas” de la refinería sin pasar por las unidades de proceso
<b>Elaboración:</b> Productos obtenidos de refinería provenientes únicamente del proceso de crudo y/o las otras cargas, incluyendo el consumo propio.
<b>Pérdidas:</b> Se considera un valor razonable que no exceda el 1% (sobre el proceso y en valor absoluto), pero el sistema acepta para el ingreso de datos una tolerancia del 2% (enviando un mensaje de alerta). Para diferencias mayores del 2% no se valida, en principio, el balance.

### **2.9.3 Bases de Datos ENARGAS**

ENARGAS mantiene una base de datos con la información del transporte, distribución y consumo del gas en Argentina. Publica anualmente un informe donde realiza un balance de flujo de gas consolidando los resultados de cada año. Contiene los datos de consumo de combustibles, pérdidas y gas no contabilizado de las transportistas.

Adicionalmente también informa los datos de infraestructura del transporte de gas natural de TGN, TGS y datos operativos de las distribuidoras y transportistas.

### **2.9.4 Bases de Datos del Sector Eléctrico**

La Secretaría de Energía realiza informes estadísticos del sector eléctrico en forma anual. Se encuentran disponibles en la página web de la Secretaría de Energía. El contenido de los reportes puede variar según el año, pero en general la información tiene un apartado donde se agrupan los valores basados en el código de Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU).

Las categorías de relevancia para este trabajo son la extracción de petróleo crudo y gas natural, CIU 11, transporte por tuberías CIU 60 y refinación de petróleo, CIU 23. En el reporte se indican los autoprodutores del sector de gas y petróleo.

### **2.9.5 Sistema de Información Geográfica (SIG)**

De acuerdo a lo previsto por la Resolución SE 319/93, las compañías deben reportar los datos solicitados como información georreferenciada, en carácter de declaración jurada.

A partir de la información disponible en el Sistema de Información Geográfica (SIG), se dispone de los datos de las instalaciones como metadatos, dispuestos en forma espacial. El formato de los datos y detalles técnicos es de acuerdo a la Resolución 319/93 Planos Base – Datos SIG – Anexo I.<sup>32</sup>

El sistema cuenta en el rubro de Energía de Hidrocarburos, con los subsectores de Exploración, Producción, Transporte, Instalaciones, Refinación y Comercialización. En el subsector de producción se destacan los Yacimientos, Pozos de Petróleo y Gas, Puntos de Venteo Declarados y Detectados y productores de GLP.

Para la declaración, los puntos de venteos (PV) declarados, son clasificados en dos tipos; Chimenea de quema, y fosa de quema. Según NAG 126, el pozo de quemado es una instalación destinada a quemar los líquidos combustibles residuales provenientes del proceso de compresión, separación, filtración, etc.<sup>33</sup> Los PV pueden tener 7 posibles procedencias: Yacimiento, Planta Compresora, Planta de Tratamiento, Recolección de separadores de Línea, Recolección de separadores de Planta, Otros y Batería.

Según la declaración, en el país existen 510 puntos de venteo declarados; en la *Tabla 6* se clasifican según si corresponden a chimeneas de quema o fosas de quema, y la cuenca asociada.

Las fosas de quema son 190, con 4 asociadas a Separadores de Línea, 11 asociadas a Plantas (no compresoras), 77 fosas de baterías y 98 de otros, declarados en la categoría de plantas compresoras. Las chimeneas de quema son 294, con 4 ubicadas en Separadores de Línea, 23 ubicadas en plantas compresoras, 56 asociadas a Plantas (no compresoras), 88 ubicadas en baterías y 123 de otros, declarados como yacimientos.

---

<sup>32</sup> Para visualizar los datos, existe una aplicación asociada, denominada Visor SIG de Información Energética Espacial, que permite revisar los datos de las instalaciones en forma espacial. Ref. [61]

<sup>33</sup> Las fosas de quema normalmente están preparadas para el quemado de líquidos así como de gases.

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

Clasificando los puntos de venteos según la procedencia, se han detectado 31 estaciones compresoras, 69 plantas de tratamiento, 180 baterías, 8 Recolecciones de Separadores de Línea y 222 otros. Los 222 otros, son puntos en los que no se puede determinar la procedencia mediante el nombre, de los cuales, 123 fueron declarados como yacimiento, 98 como planta compresoras y 1 sin datos.

Del análisis de los datos se encuentra que todos los puntos de venteo declarados se agrupan como Yacimiento o Planta Compresora y todas las fosas de Quema se encuentran unívocamente asociadas a la Procedencia de Planta Compresora, y todas las declaraciones de Chimenea de Quema se encuentran asociadas a la Procedencia de Yacimiento.

**Tabla 6 - Tipo de Venteo - Elaboración Propia a partir de datos Georeferenciados**

Tipo	Procedencia	Cuenca					Total general
		Austral	Cuyana	Golfo San Jorge	Neuquina	Noroeste	
Tipo : CHIMENEA DE QUEMA	Procedencia : YACIMIENTO	61	17	38	147	31	294
Tipo : FOSA DE QUEMA	Procedencia : PLANTA COMPRESORA	11	6	34	139		190
null					25	1	26

En el transporte, se destacan los ductos troncales de distribución y ductos de yacimientos. En las instalaciones, hay plantas compresoras de gas (Enargas), plantas reguladoras de gas (Enargas), zonas de distribución de gas (Enargas) e Instalaciones según Res. 319/93 y puertos regasificadores de GNL.

Las plantas compresoras de gas (Enargas) declaradas son 62, asociadas a diferentes licenciatarias. En la *Tabla 7* se indican las plantas declaradas asociadas a los gasoductos correspondientes. Las plantas compresoras no asociadas a licenciatarios de transporte se encuentran declaradas como instalaciones en la base de la Secretaría de Energía.

**Tabla 7 - Plantas Compresoras - Elaboración Propia a partir de datos Georreferenciados**

<b>Licenciataria</b>	<b>Cantidad</b>
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	3
Gasoducto Gas Andes Argentina S.A.	2
Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	1
Transportadora de Gas del Norte S.A.	20
Transportadora de Gas del Sur S.A.	36
<b>Total</b>	<b>62</b>

En Refinación hay Petroquímicas y Refinerías. En Comercialización datos de GLP, combustibles líquidos y GNC. Existen declaradas 22 refinerías.

De acuerdo a lo previsto por la Resolución SE 318/2010, se debe realizar un Envío de Puntos de Medición.<sup>34</sup> Los tipos de puntos de medición previstos para ser empadronados son Unidades LACT, Baterías, Plataformas Off Shore, Planta de Almacenaje de Petróleo, Planta de Tratamiento de Crudo (PTC), Planta de Gas, Pozos Gas Plus, Planta de Almacenaje de Líquidos del Gas, Punto de Medición Fiscal de Gas, Venteos, Cargadero de camiones, Planta Acondicionamiento, Planta Separación, Evacuación fuera de Concesión / Provincia.

En la *Tabla 8* se indican las cantidades de cada tipo de punto de medición. El mayor porcentaje es en Baterías, Plantas de Gas y Puntos de Medición Fiscal de Gas. Las mediciones son auditadas frecuentemente y la declaración de tipo de punto de medición se encuentra cargada en forma coherente y con criterios de clasificación. Las cantidades relevadas en el sistema SIG se encuentran en la tabla siguiente.

La cantidad de medidores de venteo declarados es de 177. Representa el 35% de los puntos de venteo declarados según Resolución 318/93 y corresponde aproximadamente con la cantidad de yacimientos que reportan cantidades positivas de venteos en la declaración de producción SESCO de gas.

---

<sup>34</sup> Sistema Visor de Empadronamiento de Puntos de Medición, Manual de Operación. Secretaría de Energía. Ref. [61]

**Tabla 8 - Puntos de Medición - Elaboración Propia a partir de datos Georreferenciados**

<b>Tipo de Punto de Medición</b>	<b>Cantidad</b>
Tipo : Baterías	832
Tipo : Cargadero de camiones	54
Tipo : Evacuación Fuera de Concesión/Provincia	7
Tipo : Gasoducto	12
Tipo : Oleoducto	2
Tipo : Planta Acondicionamiento	19
Tipo : Planta de Almacenaje de Líquidos del Gas	8
Tipo : Planta de Almacenaje de Petróleo	54
Tipo : Planta de Gas	208
Tipo : Planta Separación	17
Tipo : Plataformas Off Shore	6
Tipo : Poliducto	1
Tipo : Pozos Gas Plus	104
Tipo : PTC	88
Tipo : Punto de Medición Fiscal de Gas	187
Tipo : SRYTD	1
Tipo : Unidad LACT	93
Tipo : Venteos	177
<b>Total Resultado</b>	<b>1870</b>

### **2.9.6 Otras fuentes**

El Instituto Argentino de Gas y Petróleo (IAPG), es la institución de referencia para las actividades del sector. Posee una recopilación estadística de datos similares de los de la Secretaría de Energía. En sus fuentes, también se lista una estadística adicional, que es la cantidad de equipos de perforación en actividad, en forma mensual.

También se utilizaron datos publicados voluntariamente por empresas privadas del sector. Se utilizaron los reportes de sustentabilidad 2014 de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), donde se reportan las emisiones, además de reportes anteriores bajo Repsol. En los reportes de emisiones de Repsol, constan los datos de las refinerías argentinas en los períodos 2009/2010.

En la parte de producción, se revisaron reportes ambientales de la empresa PanAmerican Energy (PAE) de 2008-2009 y de la empresa Pluspetrol, que reporta anualmente sus emisiones. Se han revisado los datos para el período entre los años 2008-2013, que constan como parte de reportes de sus sustentabilidad.

En el transporte de gas natural Transportadora de Gas del Norte (TGN), tiene publicados reportes de sustentabilidad. También se obtuvieron datos de las instalaciones de transporte en sus páginas web respecto a las instalaciones de Transportadora Gas del Sur (TGS) y TGN, indicados en la *Tabla 9* y *Tabla 10* respectivamente.

**Tabla 9 - Instalaciones de TGS – A partir de Página Web TGS**

<b>TGS - Datos de Instalaciones</b> <sup>35</sup>	
Capacidad contratada en firme	81,4 Mmm3/d
Gasoductos	9133 km
Compresión	777.100 hp
Plantas Compresoras	32
Puntos de Medición	355
Bases de Mantenimiento	11
Clientes	
Directos	86
Indirectos	5,8 millones

**Tabla 10 - Instalaciones de TGN - A partir de Página Web TGN**

<b>Datos de Instalaciones</b> <sup>36</sup>	<b>Gasoducto Norte</b>	<b>Gasoducto Centro Oeste</b>	<b>Total</b>
Gasoductos (Km)	4509	2174	6683
Plantas Compresoras	12	8	20
Potencia instalada (HP)	204620	169400	374020
Cap. De Transporte Mmm3/d	26	32	58

---

<sup>35</sup> Página web TGS, accedido en 2015. Ref. [65]

<sup>36</sup> Página web TGN, accedido en 2015. Ref. [63]

## 2.10 Actividad y emisiones del sector

### 2.10.1 Exploración

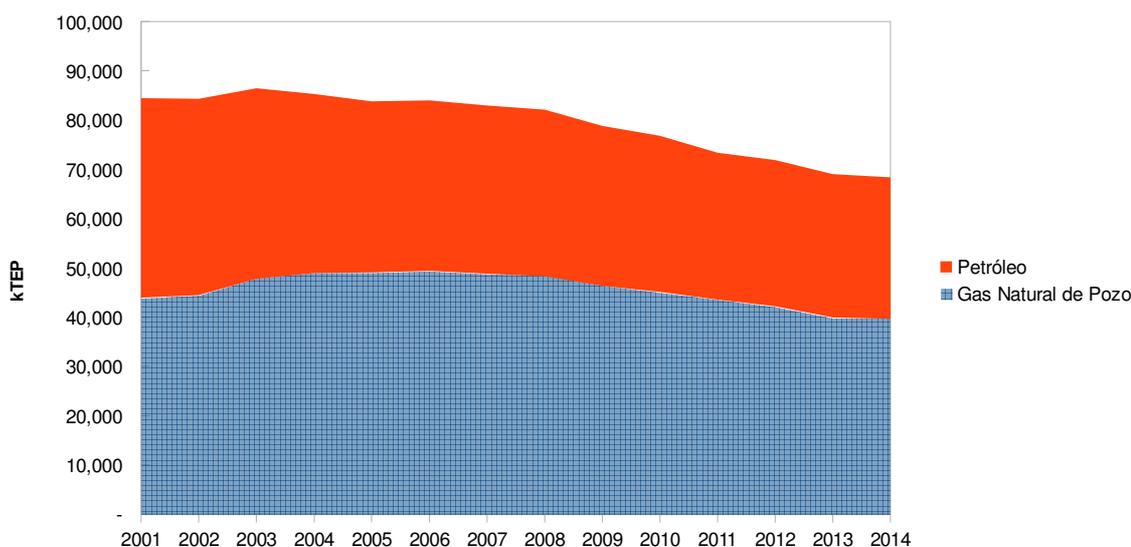
En este subsector se trabaja en el nivel de los pozos. En las estadísticas nacionales, se informa el número de pozos, así como los metros perforados. Se clasifican e informan los pozos según su categoría, en avanzada, exploración, explotación y servicio. A los fines de la evaluación de emisiones, las categorías relevantes a considerar según IPCC son la de Perforación, Prueba y Servicio de los pozos, por lo que las estadísticas de actividad disponibles son suficientes para una estimación.

Si bien la actividad en exploración no es una actividad significativa en la contribución de GEI, se considera importante monitorearla, ya que la explotación de recursos de *shale* requerirá en el futuro grandes cantidades de perforaciones.

Para los casos de pozos de petróleo con alto % de agua y los de *shale*, existe una gran cantidad de agua de producción, y el gas asociado con el fluido presenta mayor dificultad para ser colectado en recipientes a presión, por el gran volumen de petróleo y agua; es por ello que bajo este tipo de trabajo de prueba, los pozos aumentan sus emisiones fugitivas. Además, los hidrocarburos *shale* tienen características de crudos livianos más volátiles. En el punto de factores de emisiones *tier 2* se revisa este punto en particular.

### 2.10.2 Producción

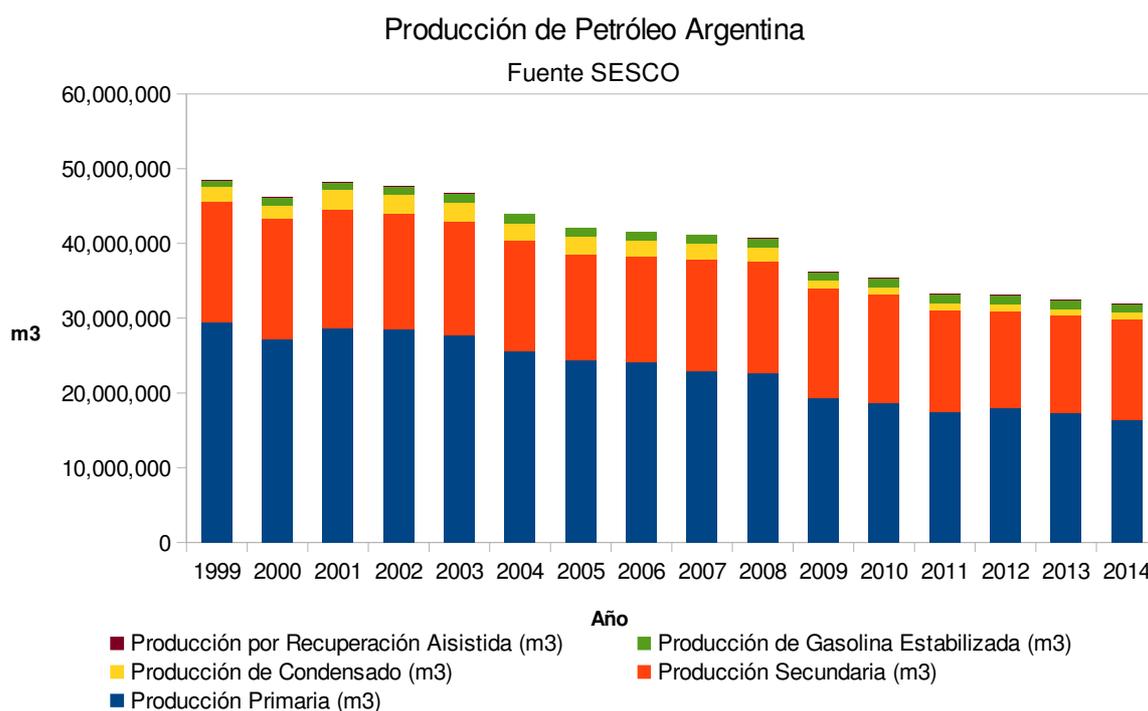
En el *Gráfico 1* se indica la producción de gas y petróleo entre los años 2001 y 2014, expresada



**Gráfico 1 - Producción de Gas y Petróleo - A partir de base SESCO**

como miles de toneladas equivalentes de petróleo, a partir de datos del Balance Energético Nacional (BEN). Se observa que las producciones combinadas de gas y petróleo se encuentran en decrecimiento. Las producciones de petróleo y gas se encuentran en descenso desde 2005/2006.

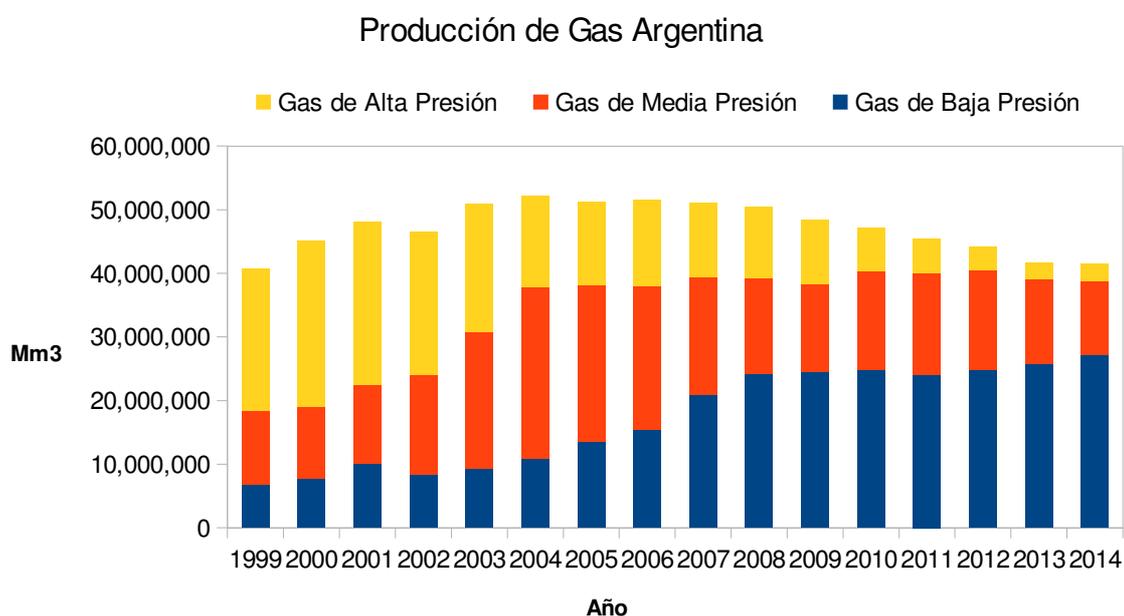
En el *Gráfico 2* se muestra el volumen de producción de petróleo desde el año 1999, como producción primaria, secundaria, producción de condensado, gasolina estabilizada y producción por recuperación asistida. La producción de petróleo ha ido disminuyendo en el tiempo, acompañando un decrecimiento de la producción primaria. La relación entre la producción



**Gráfico 2 - Producción de Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos SESCO**

secundaria de petróleo y la producción de agua ha ido en aumento.

En el *Gráfico 3* se indica la producción de gas en millones de m3 de gas, desglosado como gas de baja, media y alta presión en base a datos de SESCO. Se observa que la producción de gas de alta presión ha ido mermando, con la maduración de los reservorios y caída de presión de los pozos productivos.



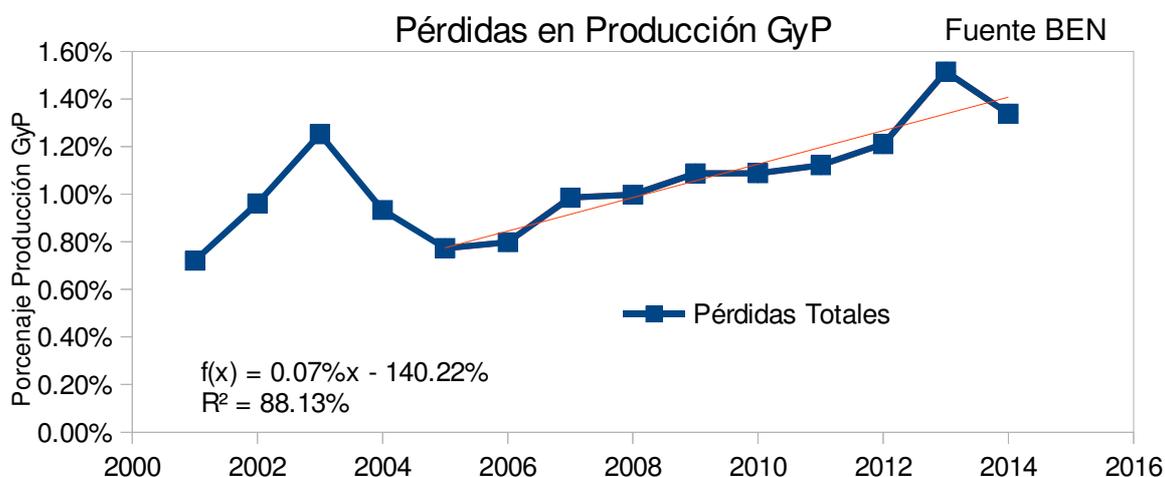
**Gráfico 3 - Producción de Gas - Elaboración Propia a partir de datos SESCO**

## **Pérdidas en la Producción**

Se analizaron las pérdidas de producción de Gas y Petróleo, en base a datos del Balance Energético Nacional (BEN). Se contabilizaron las pérdidas de producción, que incluyen los venteos. Los mismos son los reportados en la base SESCO Gas como aventamiento

En el *Gráfico 4* se muestra la tendencia como porcentaje de la producción de gas y petróleo. Este valor muestra una tendencia ascendente en base a la producción total de petróleo y gas, y más importante cuando se considera solo debido a producción de gas, sin tener en cuenta que pueda ser gas asociado a la producción de petróleo.

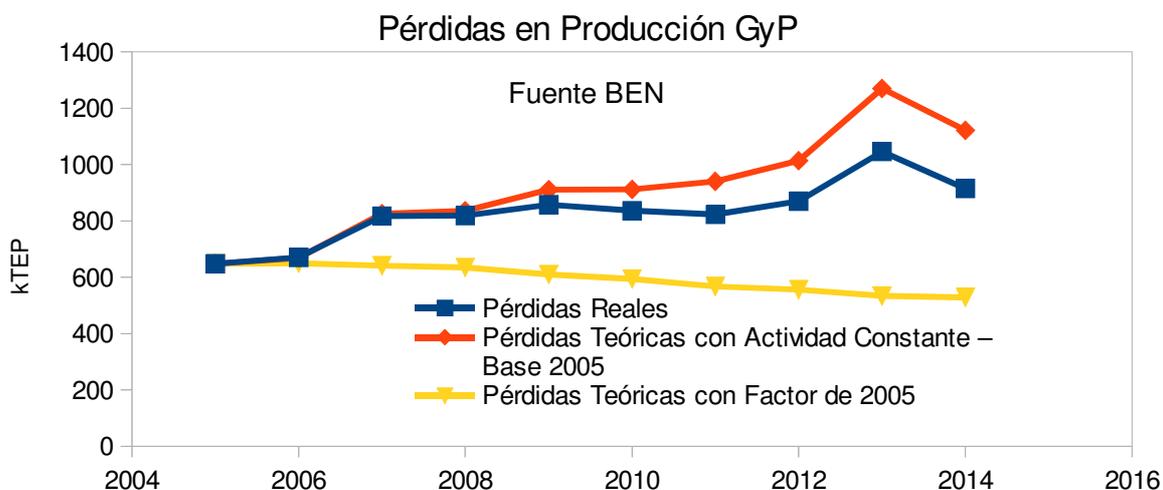
El año 2005 representa el mínimo más reciente, y a partir de allí se estableció una tendencia creciente, con un aumento del orden del 0.07% de la producción por año. Es decir que hay un incremento en cantidad absoluta de pérdidas cuando el nivel de actividad es menor.



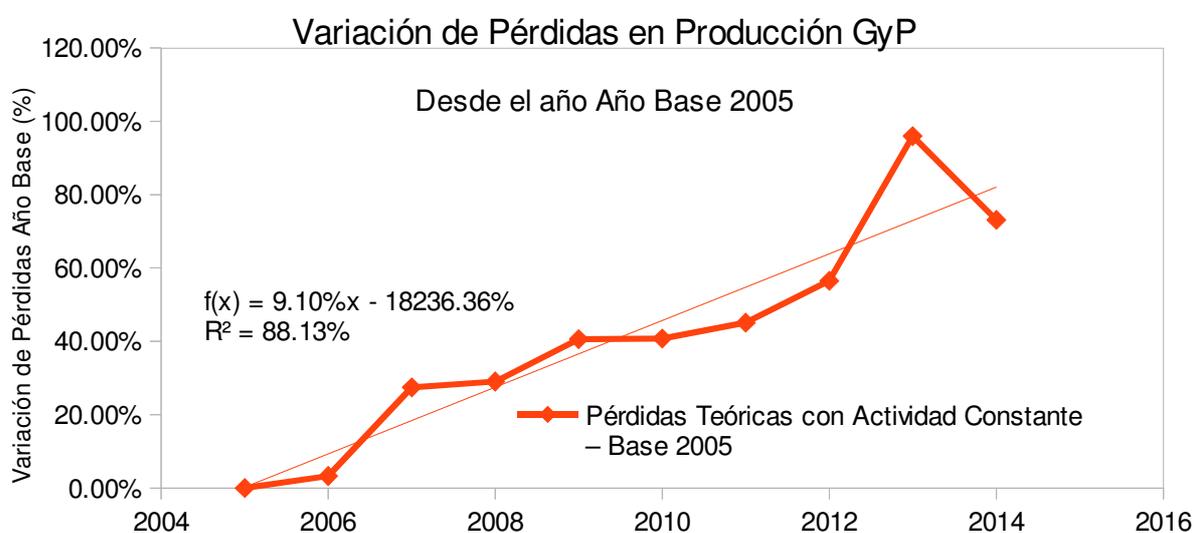
**Gráfico 4 - Pérdidas en Producción de Gas y Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos BEN**

En el *Gráfico 5* se indican las pérdidas en unidades de miles de toneladas equivalentes de petróleo. En el gráfico también se indican las pérdidas teóricas con la base constante de producción de 2005, y las pérdidas teóricas que hubieran resultado con el porcentaje de pérdidas de 2005. Se observa que existe un aumento muy importante en las pérdidas a nivel de actividad constante.

Se analizó el porcentaje en el factor de pérdidas respecto al año base de 2005, obteniendo un aumento promedio en el factor de pérdidas de 9.1% por año. El resultado se muestra en el *Gráfico 6*, interpretando que si la actividad fuera la del 2005, las pérdidas serían 73% mayores a las de 2005, mostrando una tendencia de peor desempeño en este aspecto.



**Gráfico 5 - Pérdidas en Producción de Gas y Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos BEN**

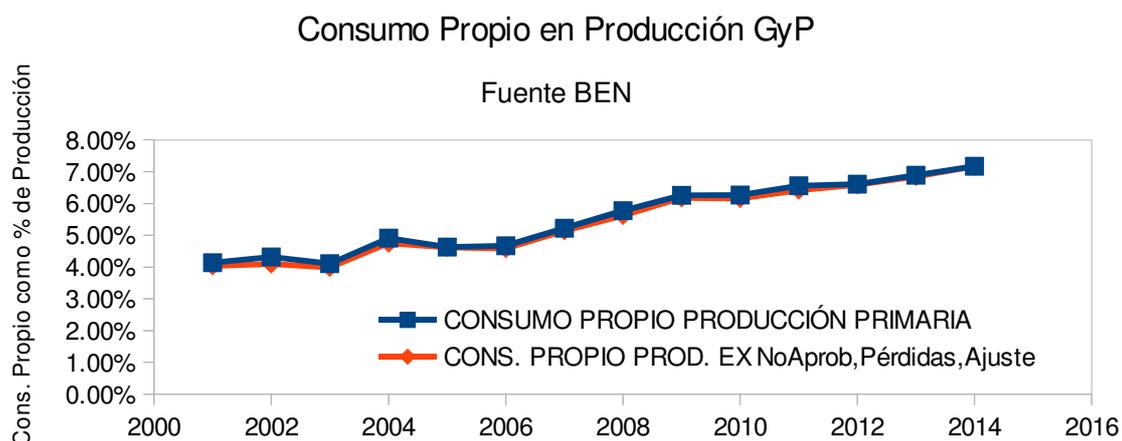


**Gráfico 6 - Variación de Pérdidas en Producción de Gas y Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos BEN**

## Consumo Propio de Producción

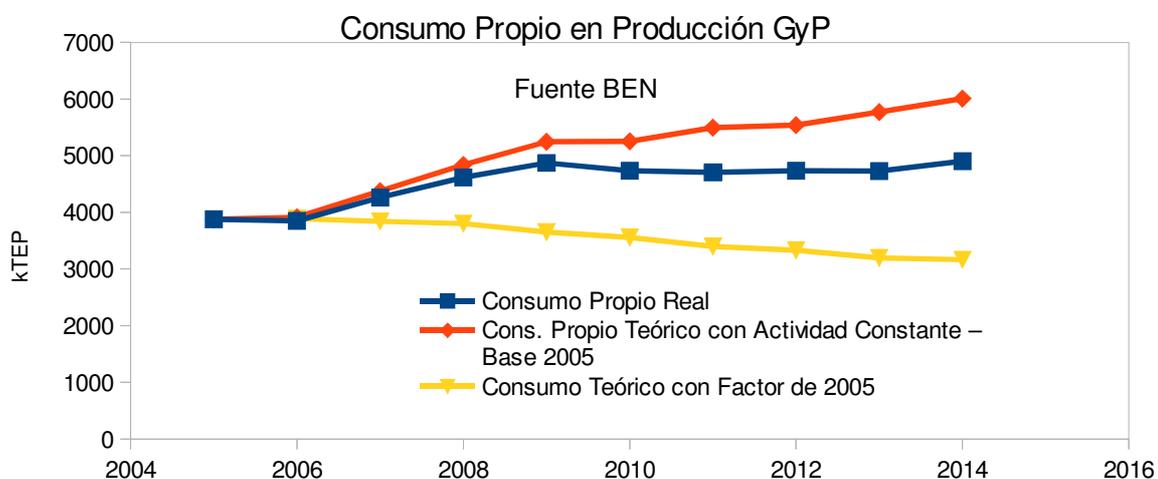
Se analizó la energía consumida para el funcionamiento de las instalaciones de producción de gas y petróleo. En los datos de petróleo y gas del Balance Energético Nacional (BEN), se expresan como consumo propio, asociado a los centros de transformación. A su vez, los datos incorporados en el BEN, surgen a partir de los reportes de la base de datos SESCO Upstream en el rubro consumo propio. En los datos SESCO se reporta el consumo propio de todas las instalaciones de gas y petróleo del upstream, tanto sea plantas de gas como plantas de tratamiento de petróleo crudo, baterías, y plantas compresoras del upstream.<sup>37</sup>

En el *Gráfico 7* se indica el consumo propio como porcentaje de la producción y su evolución desde 2005. Se observa un aumento en el tiempo. En el *Gráfico 8* se indica el resultado en miles de toneladas equivalentes de petróleo, comparados con los valores teóricos esperados a partir de los datos base del año 2005.



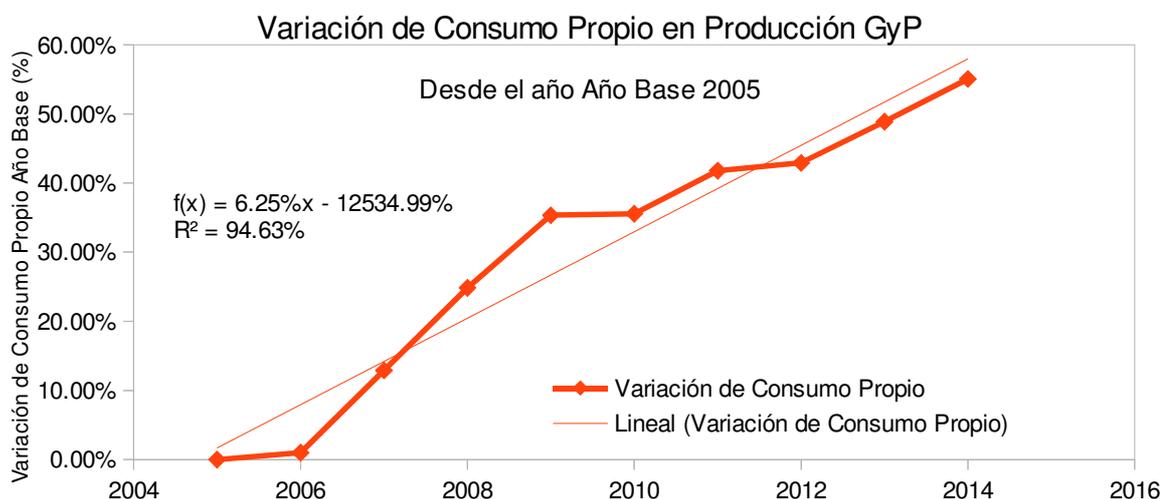
**Gráfico 7 - Consumo Propio en Gas y Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos BEN**

<sup>37</sup> Existe una base SESCO de gas y una de petróleo, una para cada tipo de producción. Ref. [58]



**Gráfico 8 –Consumo Propio en Gas y Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos BEN**

En el Gráfico 9 se analizó el incremento específico respecto al consumo del año base 2005. El resultado es un aumento promedio de 6.25% anual respecto al factor de consumo respecto a producción del año 2005.



**Gráfico 9–Variación de Consumo Propio en Producción – Elaboración Propia en base a datos BEN**

### **Relación gas a petróleo y aventamientos**

La Relación gas a petróleo (RGP) es una medida de la cantidad de gases presentes en la producción, con respecto a la cantidad de petróleo producido. Es un parámetro muy importante para un pozo; normalmente en base a su valor, el pozo se clasifica como productor de gas o de petróleo, en base a la predominancia de uno sobre el otro. A valores más altos del parámetro, los pozos se consideran productores de gas y a menores valores, productores de petróleo.<sup>38</sup>

La Argentina tiene un desarrollo importante de infraestructura instalada para la producción de gas. La relación gas a petróleo de un pozo tiene consecuencias importantes en las instalaciones requeridas para poner en producción el pozo; la normativa Argentina tendiente a evitar excesivos venteos (Res. 143/98), indica que los pozos de petróleo con relación RGP mayor a 1500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> tienen prohibido el venteo, y solo está permitido cuando la relación sea menor a 1 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Las instalaciones con relaciones RGP intermedia deben poseer plantas para la captación y/o procesamiento del gas producido. Teniendo en cuenta las producciones nacionales de gas y petróleo, la relación de gas a petróleo escala nacional es de 1300 m<sup>3</sup> de gas / m<sup>3</sup> petróleo producidos, y la misma se ha mantenido relativamente constante en el tiempo.

Se considera que el caudal de aventamiento reportado es quemado y no simplemente venteado. A los fines de considerar las emisiones, es una distinción importante si el gas es directamente venteado sin quema, o con quema, ya que el venteo sin quema es considerablemente más nocivo en términos de gases de efecto invernadero.<sup>39</sup>

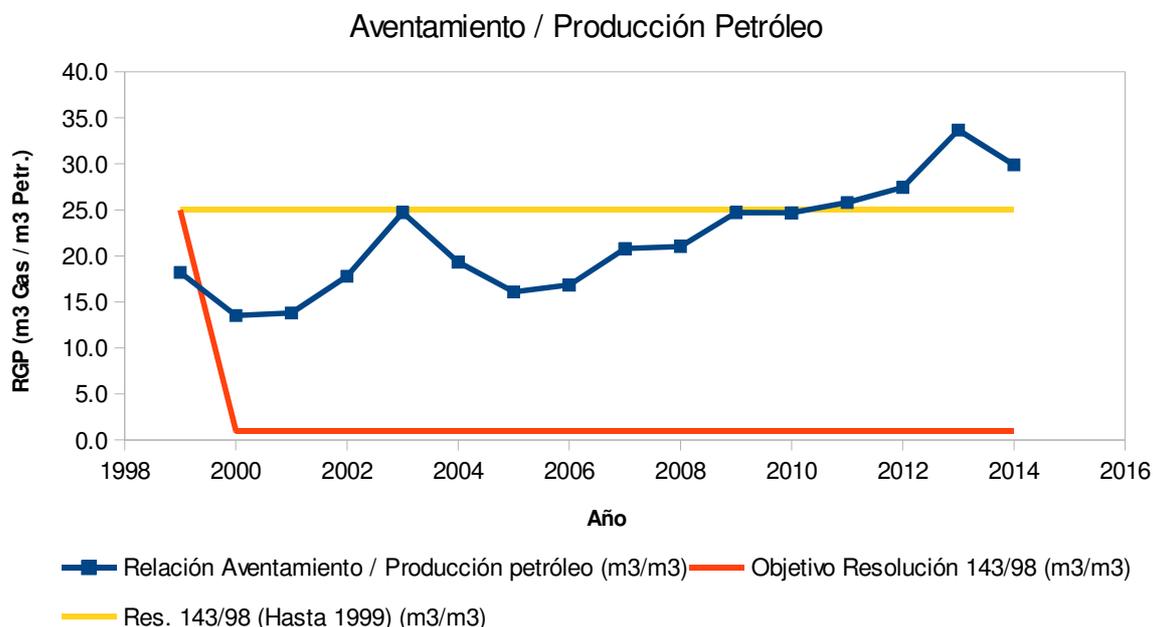
Los aventamientos son reportados por los productores en unidades de volumen de gas. En el *Gráfico 10* se muestra la evolución en el tiempo de la relación de gas aventado a petróleo producido y los valores previstos en la resolución 143/98. Se observa que la relación de gas venteado a petróleo producido ha ido en aumento desde 2005. El valor en 2014 es de 30 m<sup>3</sup> venteo / m<sup>3</sup> petróleo. En la misma escala se compara con la resolución 143/98 establece un RGP límite de 1 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> desde el año 2000 y hasta 1999, establecía 25 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> petróleo máximo para estar exceptuados de realizar la captación del gas en la producción.

El aumento del valor en los aventamientos reportados no está basado en cambios en la producción de petróleo. Se analizaron los yacimientos productores de petróleo, con el fin de detectar si la falta de instalaciones de captación en pozos predominantemente petroleros podría ser la causa de los venteos.

---

<sup>38</sup> Si bien, el valor límite entre ambas categorías es en la práctica una cuestión difusa, la normativa argentina en la resolución 236/96 establece que los pozos con relación RGP mayor a 20.000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> son pozos de gas.

<sup>39</sup> La Res. SE 143/98 indica que los venteos deben declararse y disponerse minimizando las emisiones y de acuerdo con la Res. SE 105/92, los venteos deben ser dispuestos a través de fosas o antorchas de quema, es decir con combustión.



**Gráfico 10 - Relación Gas/ Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos SESCO**

El total de yacimientos productores de petróleo para 2014 es de 212. De los 212 yacimientos productores de petróleos, 64 presentan producción simultánea de petróleo y gas. El resto, es decir 148, no produce gas y salvo 1 caso tampoco reportan aventamiento de gas.

El gas asociado a la producción de petróleo en los yacimientos donde no se justifica red de producción de gas, no se encuentra incluido en los valores de aventamiento reportados en SESCO. En las instalaciones exclusivas de petróleo, el separador de producción mantiene la presión operativa abriendo la válvula de venteo cuando se aumenta la presión y el exceso de gas es enviado a los tanques o a antorcha en caso de alta producción. Maximizar el diferencial de presión disponible entre el pozo y el separador bifásico agua/petróleo, o trifásico gas/petróleo/agua incrementa la producción de hidrocarburos.

La causa principal del aumento en el aventamiento reportado es a la producción de gas o gas y petróleo combinado. En el *Gráfico 3* se observa una tendencia muy clara de aumento del porcentaje de la producción de gas de baja presión, frente a una disminución similar de producción de gas de alta presión. El gas de media presión resulta una etapa de transición en la madurez de los pozos. Cuando la producción es en un nivel de presión más baja, las barreras de contención ante desbalances en la producción son menores, resultando más frecuentemente en venteos que operan como el sumidero de menor presión. Adicionalmente se requieren más instalaciones, para comprimir y tratar el gas antes de poder inyectar la producción en el gasoducto.

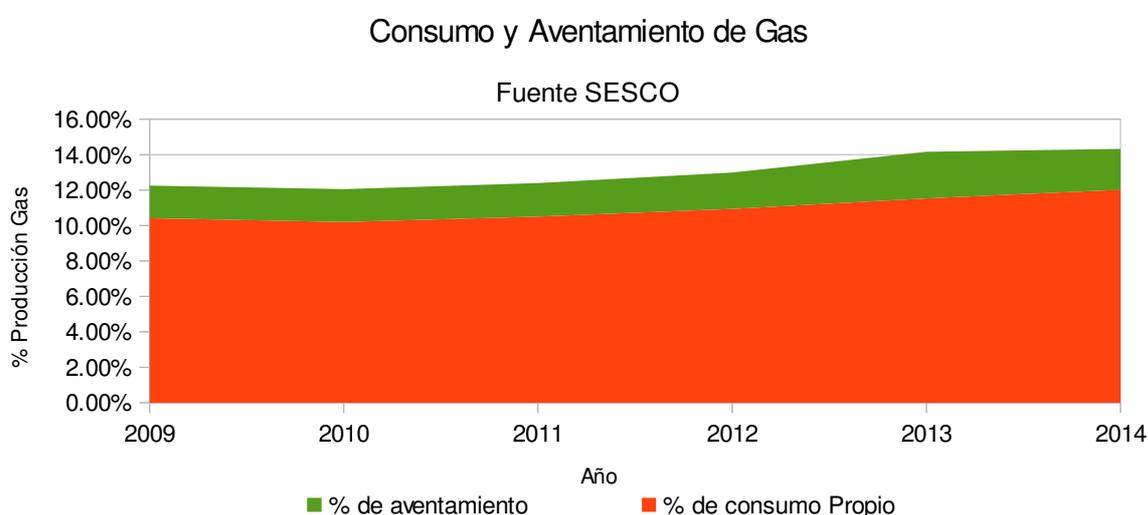
Los yacimientos tienen antorchas de quema para disponer del gas y realizan venteos en base permanente; las plantas compresoras tienen fosas de quema y realizan venteos intermitentes de

gases y líquidos livianos condensados del gas. De los 510 puntos de venteos declarados, 190 corresponden a Plantas Compresoras, 294 a yacimientos y 26 sin datos. Para el sistema georreferenciado, los venteos deben ser identificados como puntos de venteo (PV). Para el sistema existen dos tipos: Chimenea de Quema y Fosa de Quema, y se pueden encontrar asociados a 7 tipos diferentes de instalaciones: Yacimientos, Planta Compresora, Planta Tratamiento, Recolección de Separadores de Línea, Recolección de Separadores de Planta, Otros, Batería.

### 2.10.3 Procesamiento de Gas

El procesamiento de gas se efectúa en las plantas de tratamiento de gas. En el BEN se encuentran indicados como centro de transformación, donde ingresa el gas húmedo como energía primaria, y es convertido en gas distribuido por redes (gas seco), gas licuado, gasolina natural y no energéticos, formado principalmente etano. El rendimiento de transformación de este proceso se considera 100%, por lo que no hay pérdidas de transformación. El consumo propio es la energía necesaria para la operación de las plantas de tratamiento de gas. En el BEN se expresa en la columna consumo propio, y ha sido incluido en el estudio de producción de gas y petróleo.

En el *Gráfico 11* se revisa el consumo propio y aventamiento de gas, a partir de la estadística SESCO. Se observa un crecimiento porcentual en ambas categorías.



**Gráfico 11 - Consumo y Aventamiento de Gas - Elaboración Propia a partir de datos SESCO**

## **2.10.4 Transporte**

El rubro de transporte incluye el traslado de gas y petróleo, desde los puntos de producción hasta los puntos de consumo y hasta la entrada a la distribución puerta de ciudad. En Argentina, la mayoría del transporte se realiza por ductos. De ellos, el transporte de gas es el más importante, se realiza por ductos y es monitoreado por estadísticas de ENARGAS.

Las emisiones a la atmósfera producidas, están constituidas por pérdidas de transporte y por consumo de energía para impulsar el transporte. Los valores de emisiones en el transporte, dependen de las características de la infraestructura existente, eficiencia del equipamiento y estado de conservación.<sup>40</sup>

Las estadísticas de transporte y distribución de gas, surgen de datos de ENARGAS, organismo que tiene como responsabilidad realizar el control de la Transmisión y Distribución de Gas. El ENARGAS lleva registro de las instalaciones, las obras y características principales del sistema de transmisión y distribución de gas.

Los gasoductos troncales para el transporte del gas son el gasoducto Norte, el gasoducto Centro-Oeste, el gasoducto Neuba II, el gasoducto Oeste o Neuba I, y el gasoducto General San Martín. El Gasoducto Norte tiene longitud total de 3451.6 km y capacidad máxima de transporte de 20 Mm<sup>3</sup>/día. El Gasoducto Centro-Oeste tiene una longitud total 2013.8 km y capacidad máxima de transporte de 31.9 Mm<sup>3</sup>/día. El gasoducto Neuba II tiene una longitud total 1411 km y una capacidad máxima de transporte de 27.6 Mm<sup>3</sup>/día. El gasoducto Oeste o Neuba I tiene una longitud total 643.4 km, con una capacidad máxima de transporte: 9.6Mm<sup>3</sup>/día. El gasoducto General. San Martín con una longitud total 2611.8 km y una capacidad máxima de transporte de 21.9Mm<sup>3</sup>/día. Para recompresión intermedia del gas transportado, existen 62 Plantas Compresoras de Gas Enargas. Existe una diferencia para TGS entre 32 reportadas por la empresa y 36 listadas en el SIG.

El seguimiento de la operación es realizado mediante Indicadores de Calidad del Servicio Técnico.<sup>41</sup> Existe un indicador de Protección Ambiental para transmisión; tiene en cuenta las fugas por kilómetro de ducto, considerando la cantidad detectada por denuncias, aunque no cuantifica las cantidades de gases fugados a la atmósfera.<sup>42</sup> Para la emisión de gases contaminantes, existe un indicador; según la Resolución 1192 de Enargas, los gases considerados en el indicador de control de emisiones de gases contaminantes son CO y NO<sub>x</sub>, no considerando CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> como parte de gases contaminantes.

---

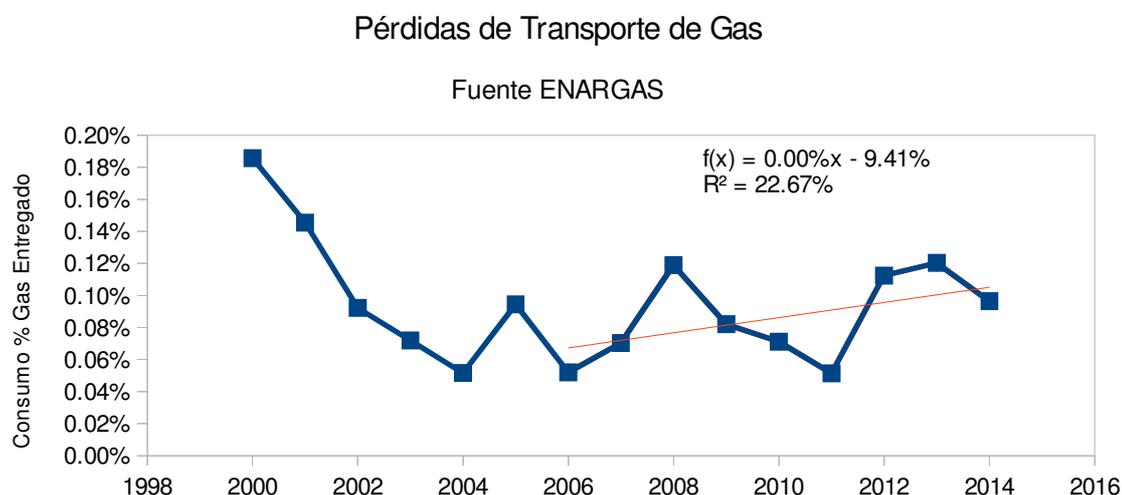
<sup>40</sup> Las pérdidas de transporte son debido al gas que se pierde por venteo en líneas, fugas en válvulas, etc. y combustible para las máquinas que impulsan el flujo de gas y petróleo.

<sup>41</sup> Glosario, Ente Nacional Regulación de Gas. Ref. [20]

<sup>42</sup> El último dato de Indicadores publicado es del año 2007 donde se indica que se cumplió el requerimiento

ENARGAS recibe datos suministrados por los transportistas (II.03 - Consumo en Combustible, Pérdidas y Gas no Contabilizado) que permiten generar estadísticas de Consumo de Combustible y pérdidas en el transporte de gas. Para la generación de estadística en este trabajo, se computó como Gas Distribuido al proveniente de producción y la importación, ya que consiste en Gas Seco que se transporta en las redes y ductos.

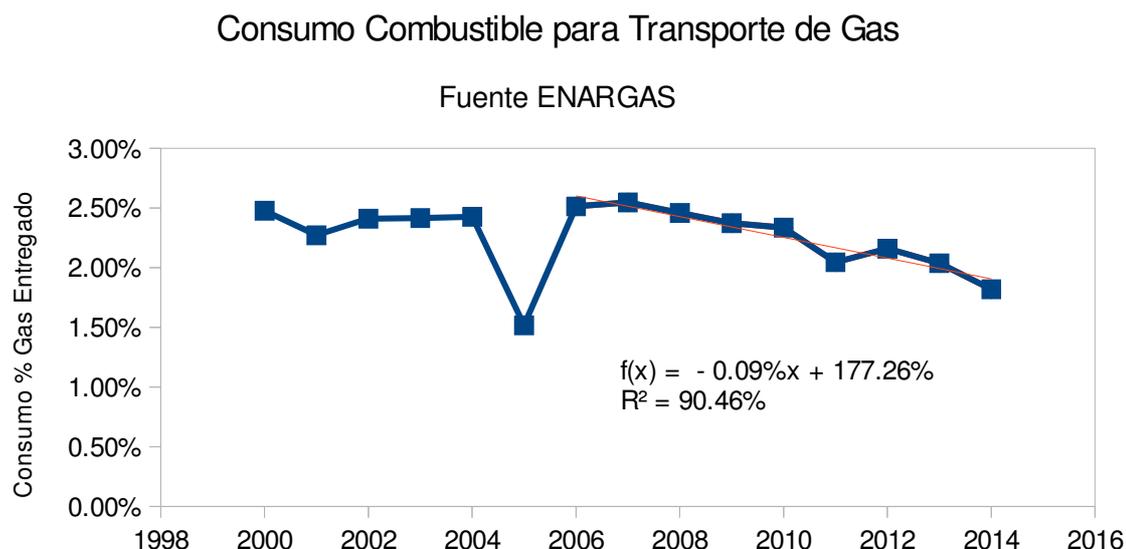
En el *Gráfico 12*, se indican las pérdidas de gas como porcentaje del gas entregado. En cuanto a la tendencia de pérdidas, no hay una dirección clara desde 2005 a la actualidad; los valores oscilan alrededor de un valor promedio de 0.09% del gas entregado, con mínimos del 0.05% y máximos de 0.12%. A los fines de contabilizar emisiones, los volúmenes de gas perdidos son emisiones fugitivas de gas distribuido.



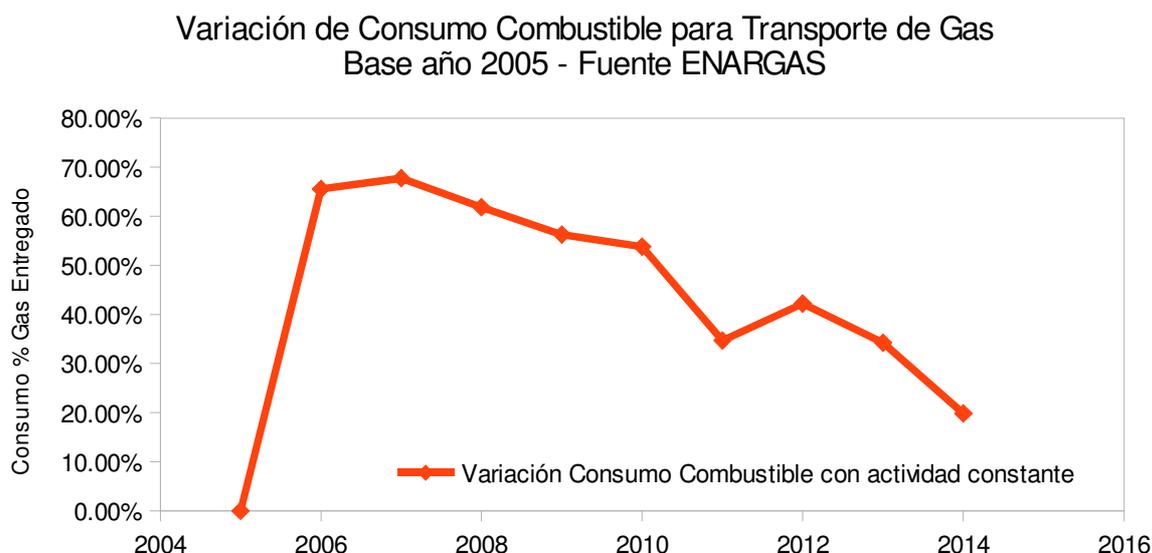
**Gráfico 12 - Pérdidas de Transporte de Gas - Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS**

El consumo de combustible para transporte de gas depende fundamentalmente de la capacidad instalada y la eficiencia de los equipos de recompresión del gas para transporte. En el *Gráfico 14* se indica el consumo de combustible para transporte de gas entre los años 2000 a 2013. Se observa un mínimo histórico en 2005 y a partir de allí, si bien en valores siempre más altos, presenta una disminución gradual de 0.09% del gas entregado.

Como los resultados anteriores se encontraba expresados como porcentaje del gas transportado, surgió la duda si la disminución podría deberse a una variación en los volúmenes de gas transportado, o una mejora de eficiencia. En el *Gráfico 13*, se expresaron los resultados en una base de gas entregado constante. Se utilizó el año 2005 como base. Se observa una mejora de eficiencia de consumo de combustible que expresada en base de actividad constante, implica una reducción promedio de consumo de combustible de 5.74% anual.



**Gráfico 14 - Consumo Combustible para Transporte de Gas - Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS**



**Gráfico 13 - Variación de Consumo de Combustible para Transporte de Gas (a flujo constante)- Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS**

### 2.10.5 Refinación de Petróleo

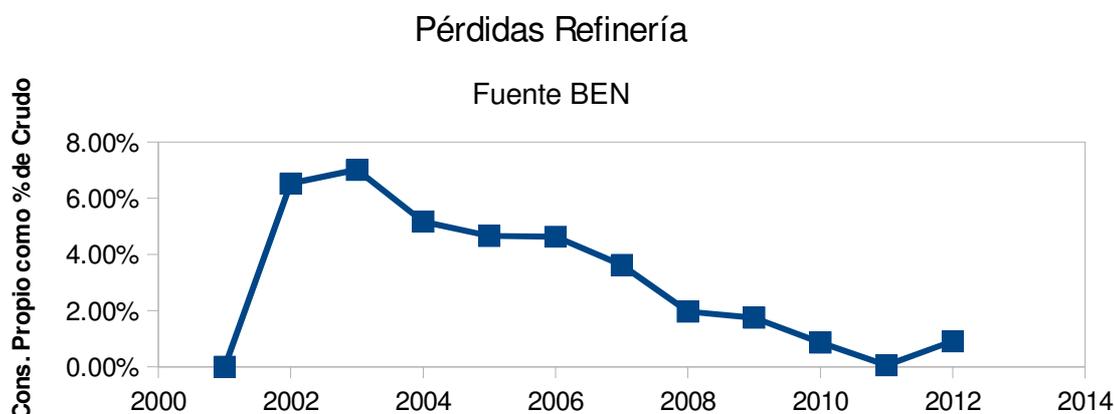
La refinación de petróleo procesa petróleo crudo como materia prima, del que se obtienen productos derivados, que son utilizados a su vez como combustibles y materias primas para otras industrias. La refinería consume una variedad de combustibles en su operación, algunos productos generados como parte de la refinación y otros suministrados externamente, como el gas distribuido por redes. Durante el procesamiento, también existen pérdidas entre la cantidad de productos que salen de la refinería y las materias primas que ingresan.

Cada refinería es diferente en su capacidad y funcionamiento, de acuerdo a los bloques o plantas de procesamiento que conforman su estructura para procesar y acondicionar los subproductos. Una refinería de mayor complejidad, permite obtener productos más refinados y mayor conversión de las materias primas, aunque su consumo específico de energía por unidad de crudo alimentado es mayor. El factor o índice de complejidad o índice de Nelson, es un número desarrollado para comparar la característica de una refinería respecto a otra. Una aplicación es el desarrollo de correlaciones entre el índice de complejidad y el consumo de energía. Otro índice de comparación usado extensivamente en la industria es el Índice de Intensidad Energética (IIE) de Solomon.<sup>43</sup>

Como fuente de información del consumo y pérdidas, se analizaron los datos disponibles en el Balance Energético Nacional (BEN). En los términos de la metodología del BEN, la refinería se considera un centro de transformación, donde la energía ingresa en forma de petróleo y sale como combustibles.

En el *Gráfico 15* se analizaron las pérdidas a través del dato informado en el BEN de pérdidas en el Balance de Transformación, respecto de las toneladas equivalentes de petróleo (TEP) alimentadas a la refinería. Las pérdidas de transformación disminuyeron considerablemente en el tiempo, con valores actuales menores a 1.5%.

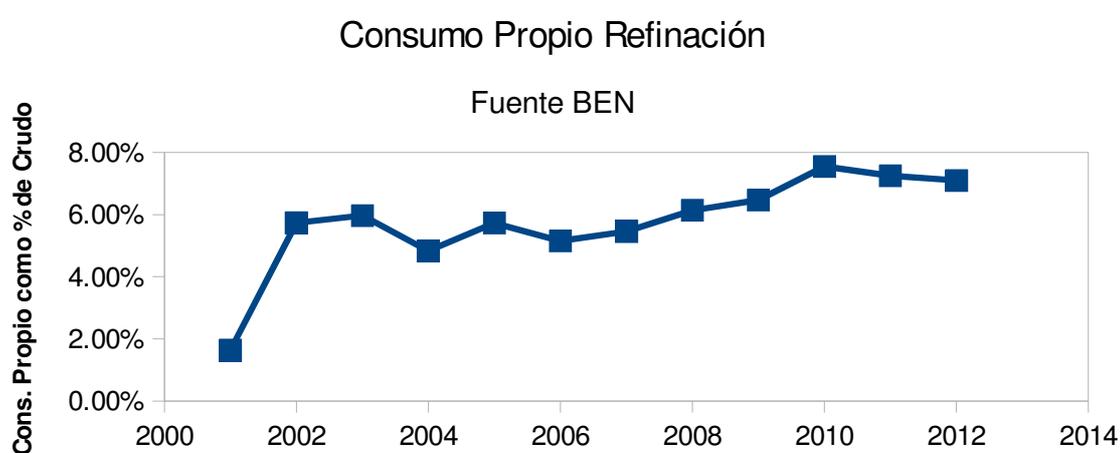
El consumo en el BEN corresponde a la columna de consumo propio del centro de transformación, es decir la energía necesaria para el funcionamiento de la refinería. Se tomaron como base los



**Gráfico 15 - Pérdidas de Refinería - Elaboración Propia a partir de datos BEN**

datos de gas de refinería, gas licuado, diésel oil, gas oil y fuel oil. El valor indicado de gas licuado es únicamente el consumo propio de refinerías, tal como se indica en la metodología del BEN (no tiene incluido el consumo propio de plantas de tratamiento de gas). El consumo de gas distribuido por redes se obtuvo de ENARGAS, considerando el consumo de gas distribuido a la destilación y restando el consumo del complejo Cerri.

En el *Gráfico 16* se muestra la tendencia histórica; el consumo propio se encuentra estable en el orden del 7% de las toneladas equivalentes de petróleo (TEP) alimentadas a la refinería como fuente primaria, con un máximo de 7.55%



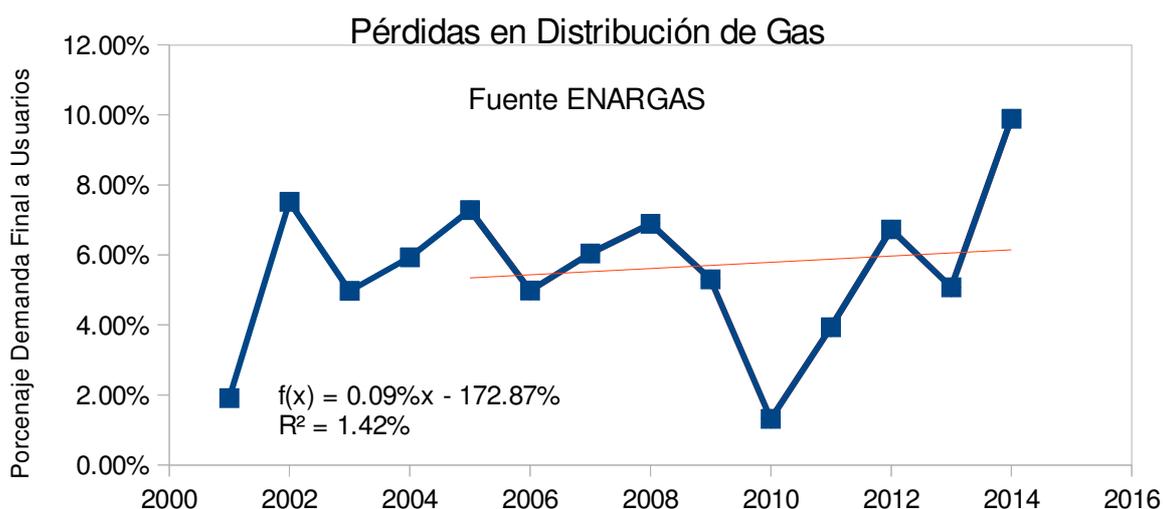
**Gráfico 16 - Consumo Propio Refinación - Elaboración Propia a partir de datos BEN**

## 2.10.6 Distribución de Gas

La distribución de gas es la entrega del gas a los consumidores finales. La medición directa de pérdidas en distribución presenta dificultades por el gran número de puntos asociados. Se tiene únicamente una indicación indirecta de las pérdidas de distribución comparando el gas entregado en la puerta ciudad (*city gate*) y la demanda de los consumos.<sup>44</sup>

Las pérdidas de distribución se estimaron con la diferencia entre el gas entregado en *city gate* formado por los gasoductos de TGN y TGN, los gasoductos regionales, PIPA, y gas de pozo, comparado con la demanda final de consumo de usuarios.

En el *Gráfico 17* se observa que el resultado oscila alrededor de un valor promedio de pérdidas del 5.5%. El valor resultado en 2014 es el máximo histórico, cerca del 10%.



**Gráfico 17 - Pérdidas en Distribución de Gas - Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS**

<sup>44</sup> ENARGAS presenta en su Balance una nota explicativa al respecto: "Las diferencias volumétricas que pudieran existir entre el GAS ENTREGADO (PUERTA CIUDAD) por parte de las Transportadoras y la DEMANDA FINAL POR DESTINO DE CONSUMO abastecida, se deben fundamentalmente al gas no contabilizado, definido como las pérdidas «no explicables» que se producen en la cadena de distribución (elementos de medición, calibración de instrumentos, consumos no medidos, fugas, etc.); variaciones en el stock de gas contenido en las redes de distribución y diversas incertidumbres asociadas a la corrección de la medición, en el caso de aquellos usuarios para los cuales no existen en el mercado instrumentos estándares de medición que efectúen la conversión del consumo a m3 estándar de 9300 kcal."

## 2.10.7 Comparación internacional del sector gas

En la bibliografía existen criterios generales de referencia para las pérdidas de gas natural. En la *Tabla 11*, se indican valores indicados por IPCC, utilizados para la comparativa de Argentina con datos internacionales.

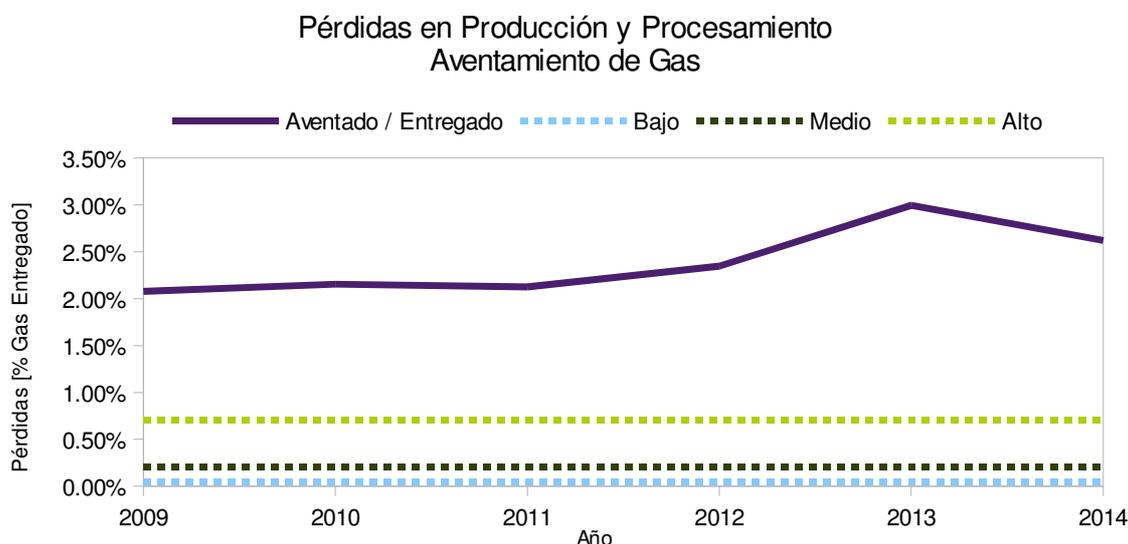
**Tabla 11 - Clasificación de Pérdidas de Gas - Fuente IPCC**

<b>CUADRO 4.2.8 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE GAS EN BAJA , MEDIA O ALTA EN LOS TIPOS DE PLANTAS DE GAS NATURAL SELECCIONADOS</b>					
<b>Plantas</b>	<b>Datos de la actividad</b>	<b>Factores de emisión anuales</b>			<b>Unidades de medida</b>
		<b>Bajo</b>	<b>Medio</b>	<b>Alto</b>	
Producción y procesamiento	Producción neta de gas (es decir, producción comercializada)	0.05	0.2	0.7	% de producción neta
Sistema de ductos de transmisión	Longitud de los ductos de transmisión	200	2000	20000	M3/km/año
Estaciones de compresores	Capacidad instalada del compresor	6000	20000	100000	M3/MW/año
Almacenamiento subterráneo	Capacidad de trabajo de las estaciones de almacenamiento subterráneo	0.05	0,12	0,7	% de capacidad del gas de trabajo
Planta de GNL (licuefacción o regasificación)	Producción de gas	0.005	0.05	0.1	% de producción
Estaciones de dosificador y regulador	Cantidad de estaciones	1000	5000	50000	M3/estación/año
Distribución	Longitud de la red de distribución	100	1000	10000	M3/km/año
Uso del gas	Cantidad de artefactos a gas	2	5	20	M3/artefacto/año

Fuente: IPCC, 2006 Guidelines, Volume 2, Fugitive Emissions, Ref. [33]

Las pérdidas en producción y procesamiento de gas en el BEN se contabilizaron a través de la categoría de aventamiento reportada por SESCO y ENARGAS. El gas entregado se contabilizó como el entregado a Generadores, a Industrias, a Licenciatarias, a Otros Productores y TGN y TGS.

En el *Gráfico 18* se indican las pérdidas en producción y procesamiento de gas. El resultado obtenido es que las pérdidas se encuentran por encima del rango alto sugerido por IPCC.

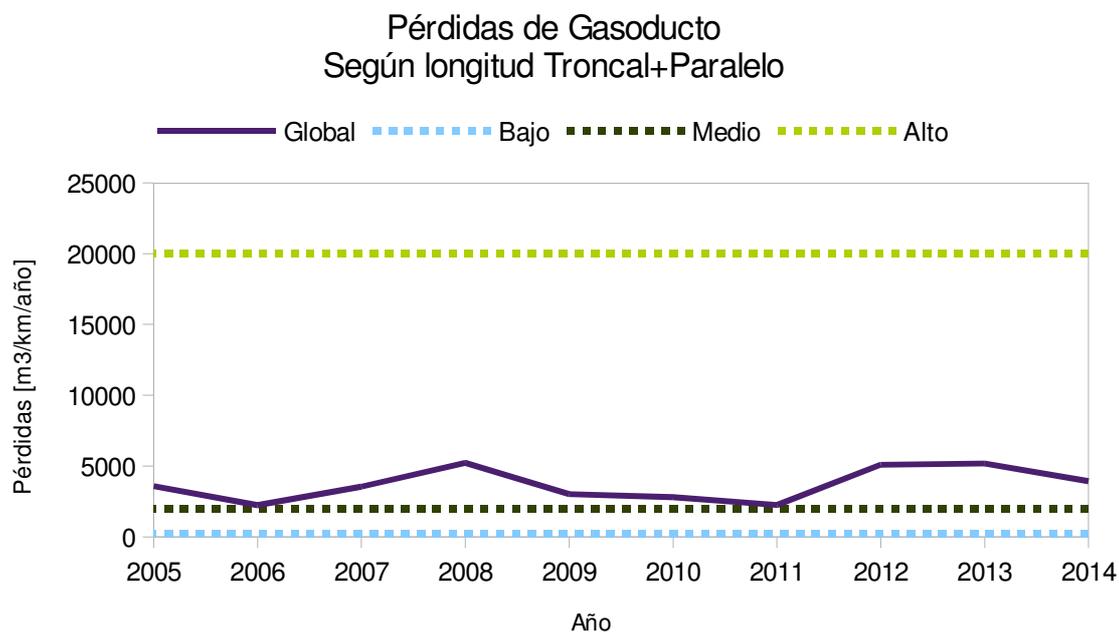


**Gráfico 18 - Pérdidas en Producción y Procesamiento - Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS**

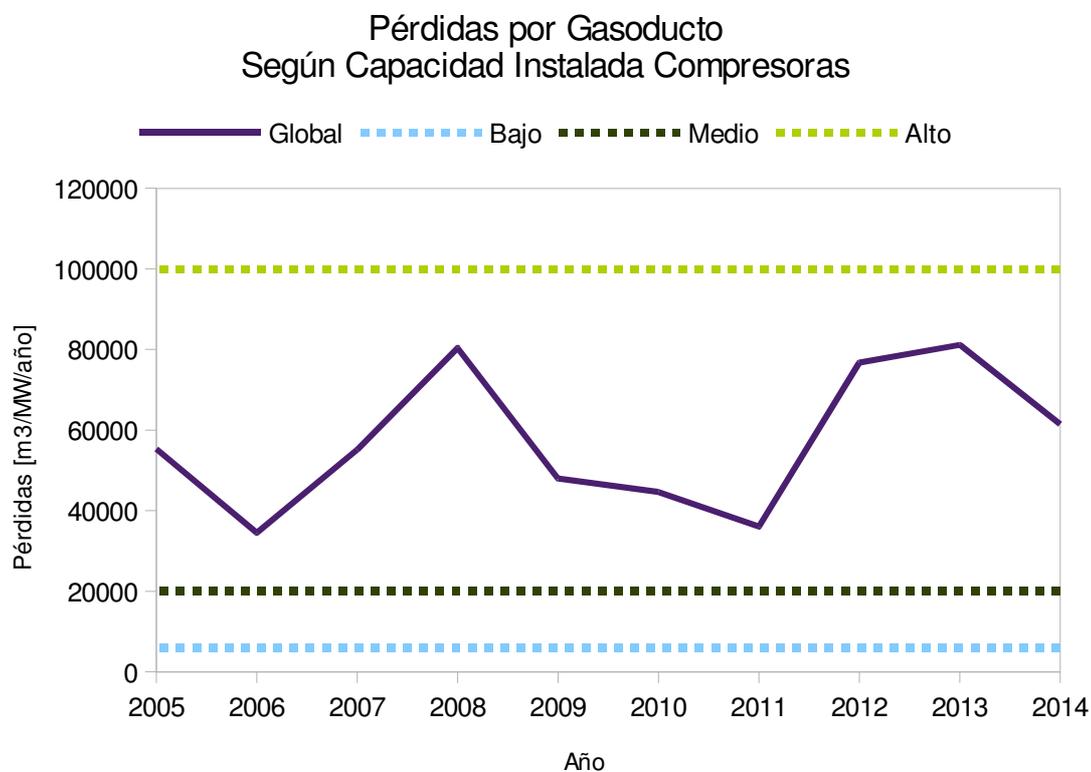
El transporte de gas natural se analizó en base a los datos de ENARGAS para la configuración de los gasoductos principales. Las longitudes consideradas son para los troncales y paralelos de cada gasoducto declarados y la capacidad de compresión corresponde a la declarada para los gasoductos principales. Se estimaron las pérdidas por km de longitud para los gasoductos troncales, utilizando el gas transportado por cada uno de ellos, y aplicando el porcentaje de pérdidas general por empresa transportadora, TGN / TGS según fuera aplicable.

En el *Gráfico 19* se comparan las pérdidas en m<sup>3</sup> de gas por kilómetro de gasoducto en forma global comparada con los rangos de IPCC. Se observa que los valores de pérdidas corresponden al rango medio, tanto para longitud de ductos. En el *Gráfico 20* se expresan en base a la capacidad instalada de compresión. Los resultados son similares, en el rango medio de pérdidas. Según estos criterios, el nivel de pérdidas en gasoductos es medio, con algunos años como 2008 y 2013 de mayores pérdidas. De acuerdo a los datos de capacidad de compresión instalada de TGN y TGS, las pérdidas de estaciones compresoras es de rango medio según los criterios de IPCC, resultado de 45600 m<sup>3</sup>/MW/año para TGN y 33400 m<sup>3</sup>/MW/año para TGS en el año 2014.

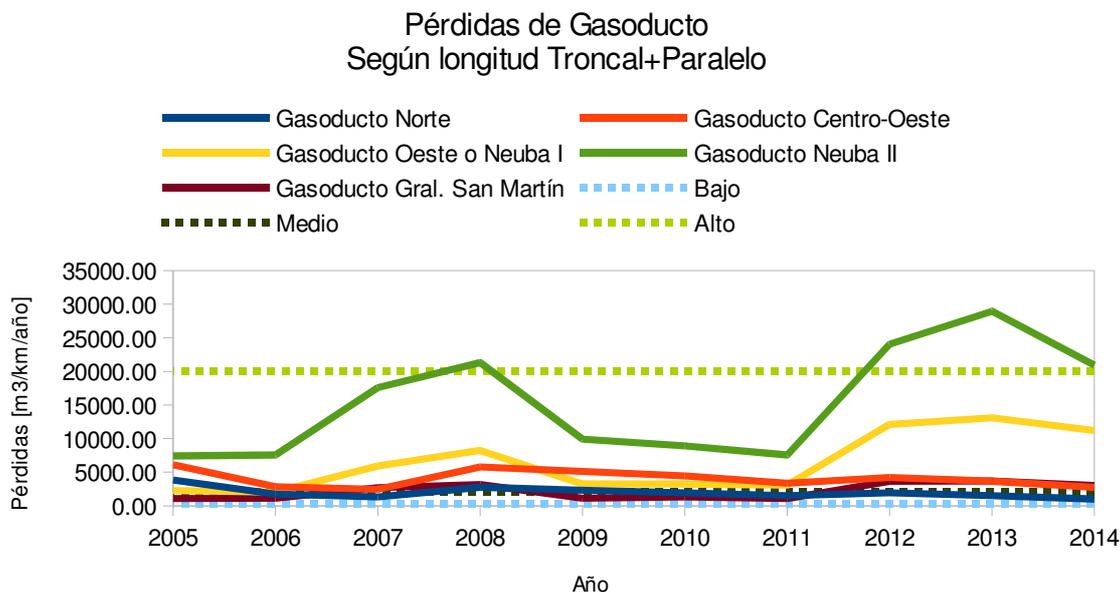
El mismo tipo de estadísticas fueron segregados para cada gasoducto troncal y comparados con los criterios generales. En el *Gráfico 22* se indican los resultados por kilómetro de longitud de gasoducto. Se observan pérdidas por encima del valor alto en el Gasoducto Neuba II, y en valores medios en Neuba I. En el *Gráfico 21* se indican los resultados por capacidad de compresión instalada. Las pérdidas también son elevadas en estos gasoductos en Neuba I y Neuba II.



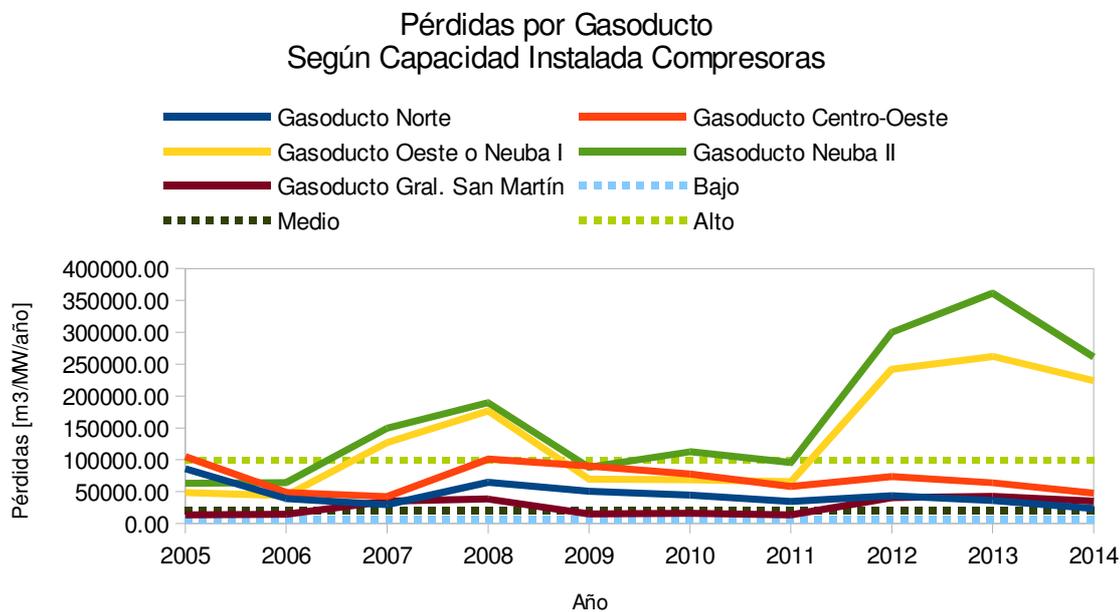
**Gráfico 19 - Pérdidas de Gasoductos - Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS**



**Gráfico 20 - Pérdidas de Gasoductos por unidad de longitud - Elaboración Propia a partir de datos ENARGAS**



**Gráfico 21 - Pérdidas de Gasoductos – Fuente Elaboración Propia en base a datos ENARGAS**



**Gráfico 22 – Pérdidas de Gasoductos – Fuente Elaboración Propia en base a datos ENARGAS**

## **Segunda Parte: Estimación de las Emisiones en el Sector de Gas y Petróleo**

### **3. Marco Conceptual de emisiones en el sector de gas y petróleo**

#### **3.1 Generalidades**

La filosofía, grupo de conceptos, prácticas y métodos utilizados en este trabajo para la estimación de emisiones se desarrollan bajo el paraguas de la filosofía desarrollada por Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) en 2006 como marco general. La publicación más reciente del método se realizó en 2006, y es conocido como IPCC 2006 Guidelines.

IPCC desarrolla una metodología coherente, consistente y auditable. Una ventaja adicional es la posibilidad de aprovechar datos de otros países y mejoras metodológicas. Además permite generar un reporte nacional en foros internacionales. El método da gran importancia a la revisión y garantía de la calidad de los datos y el estudio de las incertidumbres asociadas a los resultados.

El Volumen 1 se encuentra dedicado al cómputo y medición en general. Además tiene un capítulo dedicado a categorías clave del inventario. El Volumen 2 aplica para la categoría de Energía, al que pertenece la industria de Gas y Petróleo. En particular, las emisiones en el sector energético se clasifican en fuentes de combustión estacionarias y no estacionarias y emisiones fugitivas.

IPCC solo provee factores de emisión para nivel Tier 1, es decir al nivel más agregado, aunque sus procedimientos permiten reportar las emisiones generados a partir de estimaciones de mayor nivel de detalle o profundidad. Cuando se trabaja con niveles de estimación que utilizan información de detalle en las prácticas y tecnologías específicas del sector, se recurre a API GHG, CAPP y otras, como fuente principal. API GHG distingue las fuentes de emisiones en combustión, venteo y fugitivas.<sup>45</sup>

#### **3.2 Conceptos principales**

El principio general del método de estimación de emisiones, se basa en considerar las emisiones como el producto de un factor de emisiones multiplicado por un factor de actividad. Cada fuente de emisiones tiene asociada una cantidad que refleja la magnitud o nivel de actividad, y una magnitud que refleja la intensidad de emisiones por unidad de actividad. El valor del factor de emisiones depende de las características tecnológicas y de minimización de pérdidas que se apliquen.

---

<sup>45</sup> Cabe aclarar que además son fuentes bibliográficas citadas como referencias en IPCC, ya que capturan y mantienen actualizadas las mejores prácticas y son la base de estimación para los inventarios de países como Estados Unidos, Canadá, y otros. Ref. [4]

### **3.2.1 Nivel de Estimación (Tier)**

El nivel de complejidad y por consiguiente de precisión en los resultados depende de los datos estadísticos disponibles. Se denomina nivel Tier 1 el nivel más básico, que utiliza estadísticas nacionales de producción para estimar las emisiones. El nivel Tier 2 es similar al 1, con datos propios del país. El nivel Tier 3 es el mayor grado de detalle, y requiere datos de venteo, producción, detalle de las instalaciones existentes y modos de operación propios del país. Este grado de desagregación por planta, pozo u unidad, es provisto por las compañías y compilado por el estado. Dependiendo el formato y datos que reportan las compañías, el resultado final puede ser Tier 2 o 3. En el Cuadro 4.2.6 de IPCC se indica la información típica de los datos de actividad que permiten asegurar cada nivel tier de precisión para emisiones fugitivas.

La expectativa del análisis es que los resultados no estén subvaluados ni sobrevaluados, de acuerdo a lo que se pueda estimar. También es importante el requisito de contemplar el grado de incertidumbre o error en el resultado, derivado de la calidad de los datos y la metodología de estimación con la que se trabajó.

El nivel de precisión alcanzado en las estimaciones de inventarios nacionales de Argentina en este sector es Tier 1. Actualmente, la Secretaría de Energía posee buena cantidad de información estadística, que permite cubrir los requisitos de Tier 2 o 3 en la mayoría de las categorías del sector de gas y petróleo.

### **3.2.2 Categorías de Fuentes**

De acuerdo a la metodología de IPCC, las emisiones se encuentran estructuradas en categorías de fuentes a los fines de la medición y construcción del inventario. El esquema tiene un grado de desagregación detallado y dentro de estas categorías pueden incluirse todas las actividades y estimaciones, aún para países que tienen gran cantidad de información.

En la *Tabla 12* se indican las categorías asociadas con el sector de gas y petróleo, incluyendo la definición y alcance de cada categoría. La tabla ha sido desarrollada combinando los cuadros 2.1<sup>46</sup> y cuadros 3.1.1<sup>47</sup> y cuadros 4.2.1<sup>48</sup>, de IPCC.

En este trabajo, se mantiene la misma estructura de información que en el inventario de 2012, donde se utilizaron las categorías de acuerdo con IPCC. Se considera que mantener una

---

<sup>46</sup> IPCC, 2006 Guidelines, Volume 2, Chapter 2. Ref. [32]

<sup>47</sup> IPCC, 2006 Guidelines, Volume 2, Chapter 3. Ref. [33]

<sup>48</sup> IPCC, 2006 Guidelines, Volume 2, Chapter 4. Ref [34]

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

estructura común permite facilitar la generación de inventarios, comparativa con otros países, así como en una serie histórica de datos.<sup>49</sup>

**Tabla 12 - División del Sector para emisiones - Fuente IPCC**

<b>CUADRO 4.2.1 DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA PRODUCCIÓN, PROCESAMIENTO, REFINACIÓN Y DEL TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL</b>		
<b>Código del IPCC</b>	<b>Nombre del Sector</b>	<b>Explicación</b>
1 A 1 b	Refinación del Petróleo	Todas las actividades de combustión que respaldan la refinación de los productos del petróleo incluyen la quema en el sitio para la generación de electricidad y calor para uso Propio. No incluye las emisiones por evaporación que ocurren en la refinería. Estas emisiones deben declararse por separado en 1 B 2 a.
1 A 1 c ii	Otras industrias de la energía	Emisiones de la quema que emanan del uso de energía de las Industrias energéticas en sus propios sitios, no mencionadas anteriormente o para las que no hay datos disponibles por separado. Incluye las emisiones procedentes del uso de la energía propia para la producción de carbón vegetal, bagazo, aserrín, tallos de planta de algodón y carbonización de biocombustibles, como así también combustible usado para minería de carbón, extracción de petróleo y gas y el procesamiento y la refinación del gas natural. Esta categoría incluye también las emisiones de procesamiento previo a la quema para la captura y el almacenamiento de CO <sub>2</sub> . Las emisiones de la quema procedentes del transporte en ductos deben declararse en 1 A 3 e.
1 A 3 e i	Transporte por tuberías	Emisiones vinculadas a la quema de la operación de estaciones de bombeo y mantenimiento de tuberías. El transporte mediante tuberías incluye el transporte de gases, líquidos, desechos cloacales y otros productos básicos. Se excluye la distribución de gas natural o elaborado, agua, o vapor, desde el distribuidor a los usuarios finales, que deben declararse en 1 A 1 c ii o en 1 A 4 a.
1 B 2	Petróleo y Gas Natural	Comprende las emisiones fugitivas provenientes de todas las actividades de petróleo y gas natural. Las fuentes primarias de estas emisiones pueden incluir las fugas de equipos, pérdidas por evaporación, el venteo, la quema y las emisiones accidentales.
1 B 2 a	Petróleo	Abarca todas las emisiones por venteo, quema en antorcha y toda otra fuente fugitiva vinculada a la exploración, producción, transmisión, concentración y refinación de petróleo crudo y la distribución de productos de petróleo crudo.
1 B 2 a i	Venteo	Emisiones producidas por el venteo de corrientes de gas y desecho de gas / vapor vinculadas en instalaciones petroleras
1 B 2 a ii	Quema en antorcha	Emisiones producidas por la quema en antorcha de gas natural y corrientes de desecho de gas / vapor en instalaciones petroleras.
1 B 2 a iii	Todas las demás	Emisiones fugitivas en instalaciones petroleras de fugas de equipos, pérdidas en almacenamiento, roturas de oleoductos, explosiones de pozos, granjas, migración de gases a la superficie alrededor de la parte externa del cabezal de pozo, arcos de ventilación en superficies, formación de gases biogénicos en estanques colectores y todas las demás emisiones de vapores o gases no justificados específicamente como el venteo o la quema en antorcha.
1 B 2 a iii 1	Exploración	Emisiones fugitivas (excluido el venteo y la quema en antorcha) de la perforación de pozos de petróleo, las pruebas de producción con tubería de perforación y los

<sup>49</sup> En el inventario de 2000, las categorías utilizadas tienen un menor nivel de desagregación, debido principalmente a la falta de datos. Ref. [41]

## Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina

<b>CUADRO 4.2.1 DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA PRODUCCIÓN, PROCESAMIENTO, REFINACIÓN Y DEL TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL</b>		
Código del IPCC	Nombre del Sector	Explicación
		agotamientos de pozos.
1 B 2 a iii 2	Producción y refinación	Emisiones fugitivas de la producción de petróleo (excluidas la ventilación y la quema en antorcha) que tiene lugar en el cabezal del pozo en las arenas petrolíferas o en minas de esquistos hasta el inicio del sistema de transmisión del petróleo. Incluye las emisiones fugitivas vinculadas a los servicios prestados a pozos, arenas petrolíferas o extracción de petróleo en minas de esquisto, transporte de producción no tratada (es decir: efluentes del pozo, emulsión, esquisto bituminoso y arenas petrolíferas) hacia instalaciones de tratamiento o de extracción, actividades en instalaciones de extracción y de refinación, sistemas de reinyección de gases asociados y sistemas de desecho de aguas servidas. Las emisiones fugitivas procedentes de los refinadores se agrupan junto a las de producción y no junto a las de refinación, pues los refinadores se integran con frecuencia en las instalaciones de extracción y sus aportes relativos a la emisión son difíciles de establecer. No obstante, los refinadores también pueden integrarse a refinerías, plantas cogeneradoras u otras instalaciones industriales y, en estos casos, puede ser difícil establecer sus aportes relativos a la emisión.
1 B 2 a iii 3	Transporte	Emisiones fugitivas (excluidas las de venteo y quema en antorcha) vinculadas al transporte de crudo para su comercialización (incluidos el petróleo crudo convencional, pesado y sintético y alquitrán) para refinadores y refinerías. Los sistemas de transporte pueden abarcar oleoductos, buques petroleros, camiones cisterna y vagones cisterna. Las pérdidas por evaporación en las actividades de almacenamiento, llenado y descarga y los escapes fugitivos de los equipos son las fuentes primarias de estas emisiones.
1 B 2 a iii 4	Refinación	Emisiones fugitivas (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) en refinerías de petróleo. Las refinerías procesan petróleo crudo, gases naturales líquidos y petróleo crudo sintético, para producir productos finales refinados (p. ej. y sobre todo, combustibles y lubricantes). Donde las refinerías se integran a otras instalaciones (p. ej., plantas refinadoras o de cogeneración), puede ser difícil establecer sus aportes relativos a la emisión.
1 B 2 a iii 5	Distribución de productos petrolíferos	Abarca las emisiones fugitivas (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) del transporte y la distribución de productos refinados, incluso los de terminales a granel e instalaciones minoristas. Las pérdidas por evaporación en las actividades de almacenamiento, llenado y descarga y los escapes fugitivos de los equipos son las fuentes primarias de estas emisiones.
1 B 2 a iii 6	Otros	Emisiones fugitivas de sistemas de petróleo (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) que no fueron contabilizadas en las categorías anteriores. Incluye las emisiones fugitivas provocadas por derrames y otras liberaciones accidentales, instalaciones para el tratamiento de desechos petrolíferos e instalaciones para el desecho de campos petrolíferos.
1 B 2 b	Gas natural	Abarca las emisiones por venteo, quema en antorcha y toda otra fuente fugitiva vinculada a la exploración, producción, al procesamiento, a la transmisión, al almacenamiento y a la distribución de gas natural (incluso tanto los gases asociados como los no asociados)
1 B 2 b	Gas natural	Abarca las emisiones por venteo, quema en antorcha y toda otra fuente fugitiva vinculada a la exploración, producción, al procesamiento, a la transmisión, al almacenamiento y a la distribución de gas natural (incluso tanto los gases asociados como los no asociados).
1 B 2 b i	Venteo	Emisiones por el venteo de gas natural y corrientes de desecho de gas / vapor en instalaciones de gas.
1 B 2 b ii	Quema en antorcha	Emisiones por la quema en antorcha de gas natural y corrientes de desecho de gas / vapor en instalaciones de gas.
1 B 2 b iii	Todos los demás	Emisiones fugitivas en instalaciones de gas natural producto de fugas de equipos, pérdidas en almacenamiento, roturas de gasoductos, explosiones de pozos, migración de gases a la superficie que rodea la parte externa del cabezal de pozo, arcos de

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

**CUADRO 4.2.1  
DIVISIÓN DETALLADA DEL SECTOR PARA LAS EMISIONES PROCEDENTES DE LA PRODUCCIÓN, PROCESAMIENTO, REFINACIÓN Y DEL TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL**

Código del IPCC	Nombre del Sector	Explicación
1 B 2 b iii 1	Exploración	ventilación en superficies o emisiones de vapores no contabilizados específicamente como venteo o quema en antorcha. Emisiones fugitivas (excluidos el venteo y la quema en antorcha) de perforación de pozos de gas, pruebas de producción con tubería de perforación y los agotamientos de pozos.
1 B 2 b iii 2	Producción	Emisiones fugitivas (excluidas las de venteo y quema en antorcha) desde el cabezal del pozo de gas hasta la entrada a las plantas procesadoras de gas o, cuando no se requiere procesamiento, a los puntos de conexión de los sistemas de transmisión de gas. Incluye las emisiones fugitivas vinculadas a los servicios a los pozos, recolección de gas, procesamiento y agua de desechos asociada, y actividades de eliminación de gases ácidos.
1 B 2 b iii 3	Procesamiento	Emisiones fugitivas (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) de instalaciones de procesamiento de gas.
1 B 2 b iii 4	Transmisión y almacenamiento	Emisiones fugitivas de sistemas usados para transportar gas natural procesado a los mercados (o sea, a los consumidores industriales y a los sistemas de distribución de gas natural). En esta categoría deben incluirse también las emisiones fugitivas de los sistemas de almacenamiento de gas natural. Las emisiones de plantas de extracción de gases naturales líquidos en los sistemas de transmisión deben declararse como parte del procesamiento de gas natural (Sector 1 B 2 b iii 3). Las emisiones fugitivas vinculadas a la transmisión de gases naturales líquidos deben declararse en la categoría 1 B 2 a iii 3
1 B 2 b iii 5	Distribución	Emisiones fugitivas (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) de la distribución de gas natural a los usuarios finales.
1 B 2 b iii 6	Otros	Emisiones fugitivas de sistemas de gas natural (excluidas las emanadas por venteo y quema en antorcha) no contabilizadas en las categorías anteriores. Puede incluir las emisiones de explosiones de pozos y de rupturas de gasoductos.
1 B 3	Otras emisiones de producción de energía	Emisiones procedentes de la producción de energía geotérmica y de otra producción de energía no incluidas en 1.B.1 ni en 1.B.2

### **3.2.3 Categorías Clave**

Se consideran categorías clave las fuentes que dispuestas en orden decreciente y acumulativo suman hasta el total del 95% de las emisiones totales de la categoría. La definición coincide con la establecida según IPCC. El objetivo es identificar las categorías que más contribuyen a la emisión, tanto sea por su contribución como por su crecimiento a lo largo del tiempo.

### **3.2.4 Factor de emisiones**

Los factores de emisiones para fuentes de combustión fija, y factores de emisiones de emisiones fugitivas son de importancia para la estimación de emisiones de gas y petróleo. El factor de emisiones permite estimar las emisiones a partir de las categorías de fuentes y el factor de actividad. Cada categoría posee un rango de valores para el factor de emisión de CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, COVDM y N<sub>2</sub>O expresado como Gg del gas de GEI correspondiente por unidad de producción.

Cada uno de los valores tiene asociada una incertidumbre expresada como más o menos un porcentaje respecto al valor.

Los factores para fuentes de combustión fija, se encuentran indicados en el Volumen 2 Capítulo 2 de IPCC. Tienen en cuenta el combustible utilizado y la industria. Los factores aplicables son para industrias de Energía. El factor de emisiones de CO<sub>2</sub> depende casi exclusivamente del combustible y el contenido de carbono que es quemado, ya que se considera la transformación de todo el carbono en el combustible a CO<sub>2</sub>. Las emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O dependen también de la tecnología o equipo de combustión. Todos los factores listados son para combustibles de composición genérica, y en caso de contar con información de composición o poder calorífico propia del país, se recomienda utilizarla. En Argentina existe una base de poder calorífico de combustibles utilizada oficialmente en el Balance Energético Nacional para realizar la conversión de equivalencia entre diferentes fuentes de energía.

Los factores para emisiones fugitivas se encuentran indicados en el Volumen 2 Capítulo 4 de IPCC, para cada categoría de fuentes. Existen dos cuadros, 4.2.4 y 4.2.5, uno para países desarrollados, y otro para países en desarrollo y con economías en transición. Argentina por su contexto global pertenece al grupo de países en vías de desarrollo, por lo que son aplicables los factores del cuadro 4.2.5.<sup>50</sup>

### **3.3 Gases y potencial de calentamiento global**

Son varios los gases que generan el efecto invernadero, y algunos generan mayor efecto invernadero que otros. Por definición en potencial de calentamiento del CO<sub>2</sub> es la unidad y el potencial de calentamiento global para gases diferentes al CO<sub>2</sub> se expresa en forma relativa al CO<sub>2</sub>. La unidad de medida común que se adopta es la cantidad de CO<sub>2</sub> equivalente.

La selección de la equivalencia de emisiones para gases distintos al CO<sub>2</sub> se ha desarrollado mediante modelos atmosféricos que son dependientes de la aplicación y el contexto, y contienen valores de juicio<sup>51</sup> por lo que existen diferentes equivalencias. La variable principal que explica las diferencias, es el horizonte o ventana de tiempo en que se tiene en cuenta la permanencia del gas en el ambiente. El efecto más importante se encuentra en el metano, donde la diferencia entre utilizar un potencial de 20 años frente a uno de 100 años tiende a duplicar la contribución al potencial de calentamiento del gas. El óxido nitroso en cambio permanece relativamente estable entre 20 y 100 años, aunque sus valores son altos.

---

<sup>50</sup> La diferencia entre factores reconoce el efecto sobre las emisiones entre países donde las instalaciones son de buena calidad, la mano de obra es calificada, y el mantenimiento es bueno, además de que los estados tienen regulaciones estrictas, que se cumplen, y en general hay una mejor calidad estadística de datos

<sup>51</sup> Climate Change 2014, Summary Report, IPCC. Ref. [31]

En el sector de gas y petróleo, los gases más comunes que generan efecto invernadero son: Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), Metano (CH<sub>4</sub>) y Óxido Nitroso (N<sub>2</sub>O). En la *Tabla 13* se indican los valores equivalentes según el horizonte de tiempo.

Para este trabajo se utiliza el horizonte de tiempo de 100 años. Históricamente en los cálculos de inventarios nacionales, se ha utilizado 100 años, aunque en los últimos tiempos se ha empezado a considerar si 20 años no es un horizonte más realista, que busque promover más actividades de reducción de emisiones de metano.

**Tabla 13 - Equivalencias de gases GEI en CO<sub>2</sub> eq - Elaboración Propia en base a datos UNFCC**

Gases		Horizonte de tiempo		
		20 años	100 años	500 años
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	1	1	1
Metano	CH <sub>4</sub>	56	21	6,5
Óxido Nitroso	N <sub>2</sub> O	280	310	170

#### **4. Antecedentes de Inventarios previos**

En diciembre de 2015, se ha publicado la tercera comunicación nacional a las Naciones Unidas y el primer BUR de emisiones, realizando la estimación del inventario 2012 y recálculo de los anteriores. Previamente, el cálculo de inventario nacional fue publicado en 2005, para el año 2000, con antecedentes de 1990, 1994 y 1997.

##### **4.1 Comentarios de Inventario 2012**

El inventario es un análisis completo de las emisiones de todas las actividades de Argentina para los años 2012 y 2010. Incluye también el recálculo de emisiones de años anteriores y proyección general hasta el año 2030. Adicionalmente se realiza un importante trabajo para proponer medidas de mitigación de emisiones.

El mismo ha sido realizado de acuerdo a las Guías de IPCC 1996 y 2006, siguiendo una metodología sistemática, completa, trazable y realizando controles de calidad de la información. Se han considerado datos de fuentes de información disponibles públicamente y el nivel de estimación alcanzado en este sector es Tier 1.

Como parte del análisis de los resultados de la comunicación nacional, se han detectado algunos puntos de interés que son explicados más abajo, y que podrían constituir oportunidades de mejora en las actividades y generaciones de gases de efecto invernadero en el sector de gas y petróleo.

En el subsector de exploración, la totalidad de los pozos produce alguna emisión fugitiva durante las etapas de avanzada y exploración y muchos pozos producen petróleo con gas asociado. Sin embargo, solamente se contabilizaron los pozos de petróleo en las emisiones fugitivas. Si bien la cantidad de pozos productores de gas es menor al de petróleo, se considera más conveniente contar como actividad el total, incluyendo también los que resultan improductivos.

El servicio a los pozos genera emisiones. Sin embargo, las emisiones por servicio a los pozos no han sido incluidas. Existe un factor de emisiones por IPCC y la cantidad de pozos en servicio es reportada por la Secretaría de Energía. Adicionalmente, las estadísticas de exploración podrían considerarse desde esa fuente, en lugar de IAPG.

En el subsector de producción, el consumo de petróleo en yacimientos no fue incluido en las fuentes de combustión de yacimientos. El consumo debería haber constado en la Tabla 33: Resumen de Datos de Actividad de la categoría 1.A.1c, año 2012.<sup>52</sup> Según se indica en la Comunicación Nacional, la fuente de la información es el BEN 2012, de la categoría consumo propio. Según se indica en la metodología del BEN, la fuente de este valor es el Consumo en Yacimiento de los reportes SESCO. El valor de consumo propio en el BEN es de 121 miles de TEP según el BEN publicado en septiembre de 2015. La diferencia surge por una versión previa del BEN donde el valor era nulo, según fue confirmado por los representantes del desarrollo del inventario.<sup>53</sup>

Las emisiones por venteo y quema de gas en el inventario 2012 pueden estar sobreestimadas. Se evidencia un importante aumento en los valores respecto a la anterior comunicación nacional, que se explican únicamente debido al método empleado para contabilizarlas. En la *Tabla 14* se muestran los resultados obtenidos con un total de CO<sub>2</sub>eq reportado en el orden de 5300 Gg CO<sub>2</sub>eq. El valor obtenido como antecedente histórico del inventario 2000 fue de aproximadamente 2056 Gg CO<sub>2</sub>eq. A priori parecería que las emisiones podrían haber aumentado entre 2000 y 2012, pero en realidad la variación es debido a una diferencia en las consideraciones para el cálculo, y se considera que el último cálculo sobreestima las cantidades. Como parte de la última Comunicación Nacional, también se realizó el recálculo del inventario 2000, obteniendo un resultado de 6094 Gg CO<sub>2</sub>eq emitidos, es decir aproximadamente el triple del estimado entonces. No se encontraron comentarios en el inventario nacional 2012 llamando la atención respecto a este punto.

---

<sup>52</sup> Se revisó la planilla soporte del cálculo, planilla "Datos de Actividad 2012", verificando que fue omitido

<sup>53</sup> Un caso similar ocurre en el caso del cálculo de emisiones para 2010, pasando el consumo propio de 0.715 miles ton petróleo a 137 miles de ton, un valor de similar orden de magnitud a lo reportado en la base SESCO Upstream.

**Tabla 14 - Rubro Venteo y -Quema en Antorcha - Elaboración Propia**

CO2eq (Gg)			Categoría			
Categoría IPCC			Gas	Petróleo	Total	
1 B	2	i	Venteo	2885	591	3476
		ii	Quema en Antorcha	220	1619	1839
<b>Total Resultado</b>			<b>3105</b>	<b>2210</b>	<b>5315</b>	

En la Comunicación Nacional, se contabiliza la emisión en base a la producción de gas y de petróleo en forma separada, multiplicando ambas por el factor de emisiones por defecto de IPCC, a pesar de que en los datos estadísticos nacionales, se dispone de datos de aventamiento de gas en los reportes de ENARGAS y SESCO no utilizados para la estimación de emisiones por venteo y quema en antorcha.<sup>54</sup>

Por otro lado, teniendo en cuenta las condiciones locales, si se observa la distribución entre venteo y quema en la producción de gas, de acuerdo a estos factores, la mayor parte de las emisiones se obtienen por venteo sin quema, que no corresponde con la práctica habitual y mayoritaria del sector, tal como fue analizado anteriormente y es solicitado en las regulaciones vigentes.

Las emisiones por regasificación de GNL no han sido incluidas. Las emisiones por regasificación no constituyen una categoría de gran relevancia en las emisiones. Sin embargo, el inventario no incluyó la operación de regasificación, que produce emisiones cuando el gas licuado es vaporizado (regasificado) en los barcos regasificadores para su inyección en el gasoducto. El BEN incluye la actividad en el rubro Importación del Gas Distribuido por Redes.

## **4.2 Comentarios de Inventario 2000**

Previo a la última publicación, el cálculo de inventario nacional realizado en 2000 y publicado en 2005 constituía la última evaluación, con antecedentes de 1990, 1994 y 1997. La metodología

---

<sup>54</sup> IPCC recomienda utilizar datos locales en caso de estar disponibles, e indica la posibilidad de subestimar o sobreestimar las emisiones considerablemente, a partir de utilizar factores estándar para los venteos, por las amplias variaciones que se pueden presentar entre las prácticas de venteo y quema en antorcha de los países,

También se indica en EEA Guidebook 2013, que los factores de emisiones de petróleo y gas fueron desarrollados a partir de instalaciones productoras en forma exclusiva de petróleo o gas, no existiendo un factor para la producción simultánea de petróleo y gas.

utilizada ha sido la del IPCC del año 1996. El resultado fue un inventario de nivel Tier 1 de acuerdo a IPCC, y se minimizaron las incertidumbres mediante el juicio de expertos del IAPG.

Las fuentes de información utilizadas para el cálculo de inventario de emisiones en la industria del petróleo y gas han sido el balance energético de la Secretaría de Energía, del ENARGAS y aportes de IAPG. Los supuestos clave sobre los que se basó la estimación de inventario de emisiones fugitivas en el sector de gas y petróleo son los mismos que utiliza IPCC.<sup>55</sup> Los factores de emisión utilizados cuando no se disponía de datos reales, son los proporcionados por la base “*Emission Factors Data Base*” (EFDB) Versión 1.0 el IPCC al valor intermedio del rango. En el desarrollo del inventario de emisiones fugitivas, se indicó la dificultad de acceso a los datos para completar los factores de emisión propios de la actividad, aunque la categoría de venteo fue considerada con datos de actividad reales.

En el sector clave de Energía, se establece que cerca del 9% del total de emisiones del Sector Energía corresponden a emisiones fugitivas. De las emisiones de CO<sub>2</sub>, solamente el 10% proviene de emisiones fugitivas, mientras que para CH<sub>4</sub>, casi el 90% de las emisiones de metano provienen de emisiones fugitivas. Las emisiones fugitivas prácticamente no tienen impacto en las emisiones nacionales de N<sub>2</sub>O.

Como categorías clave del inventario total, las emisiones fugitivas del sector corresponden a la primera fuente de emisiones de CH<sub>4</sub>. La importancia de las emisiones de CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> provenientes del Venteo/Quema Gas Natural aparecen cuando se revisan las tendencias de las categorías.

Las categorías utilizadas dentro del sector de gas corresponden a Consumo No Residencial y Consumo Residencial, Producción de gas Natural, Transporte y Distribución y Venteo. La categoría de Venteo incluye el venteo sin quema, y la quema en antorcha. El venteo en el año 2000 fue de 620,48 millones de m<sup>3</sup>. Se utilizaron las cifras reales de venteo. Una parte fue considerada como quemada y otra parte venteadada con la composición aproximada de metano para el gas. En el año 2000 se estimó una importante disminución del rubro Venteo respecto a años anteriores, con un -12,2% anual como consecuencia de una reducción del venteo y de la producción de yacimientos que contienen principalmente CO<sub>2</sub>, según se indica en el informe. En el caso de pérdidas en los sectores residencial e industrial, se adoptaron los factores de emisión de IPCC. En la producción de Líquidos del Gas Natural se incluyó la producción de gasolina y GLP obtenidos en plantas de tratamiento de gas natural, por lo tanto el factor de emisión resulta del promedio ponderado de la producción de ambos combustibles. Las pérdidas en gasoductos han sido estimadas en 1,01% del gas transportado en el rubro transporte y distribución de gas. La composición del gas natural considerada fue 95% CH<sub>4</sub> y 2% CO<sub>2</sub>.

Las categorías utilizadas dentro del sector de petróleo, son las de Almacenaje, Producción de Petróleo, Refinación, Refinación Catalítica y Transporte de Petróleo. El sector más preponderante fue el de Transporte de Petróleo, por pérdidas fugitivas de CH<sub>4</sub>. Sin embargo el sector petróleo era significativamente menor que el de Gas.

---

<sup>55</sup> Segunda Comunicación Nacional, Tomo II. Ref. [42]

## **5. Estimación de emisiones Tier 1**

El objetivo del capítulo es la revisión general del método de cálculo para Tier 1, el recálculo para el sector y la comparativa con los resultados de la Comunicación Nacional. El recálculo de Tier 1 utilizando datos muy similares al inventario nacional, se ha realizado con fines comparativos, para la calibración, chequeo de consistencia general del modelo y el análisis del efecto de los supuestos en el resultado.

### **5.1 Generalidades del método**

Para el desarrollo de la estimación, se requieren los factores de actividad y los factores de emisiones correspondientes para cada categoría. IPCC ha publicado factores de emisiones utilizando como factores de actividad básicamente las cantidades de producción para cada subcategoría. El objetivo es que cualquier país pueda estimar sus emisiones con mínimos datos. El conjunto de factores de emisiones utilizados son los informados por defecto por IPCC para países en desarrollo.

Los datos requeridos para obtener una estimación del inventario Tier 1 en el sector de gas y petróleo, utilizan las estadísticas más agregadas de producción. La *Tabla 15* basada el cuadro 4.2.7 de IPCC provee una guía para obtener los valores de actividad del sector con factores de emisión asociada.

En el caso de las emisiones fugitivas, existen dos grupos de factores; el cuadro 4.2.4 para los países desarrollados, a partir de datos de Estados Unidos y Canadá, y el 4.2.5 generado para países en vías de desarrollo.<sup>56</sup>

Más allá de la disponibilidad de información estadísticas, las diferencias entre categorías de países se basan en ciertas premisas de la industria en particular: que la mayor parte del gas asociado se conserva, que las empresas transportadoras de gas están aplicando voluntariamente medidas de reducción de pérdidas, que la industria del petróleo y gas es una industria madura, que el sistema es altamente confiable, que el equipamiento está en general bien mantenido y se utilizan componentes de alta calidad, que no es frecuente que se produzcan roturas en las líneas o explosiones de pozos, que la industria está muy regulada y en general la reglamentación se hace cumplir.

Las premisas utilizadas para el desarrollo de los factores de emisiones de los países de la tabla 4.2.4 (países de economías desarrolladas) coinciden con los supuestos utilizados para el desarrollo del inventario 2000 de Argentina en base a consenso de expertos, por lo que si bien en

---

<sup>56</sup> Los valores de los países desarrollados son en general menores, correspondiendo los valores inferiores del rango en los países en vías de desarrollo, con los valores superiores del rango en los países desarrollados

## Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina

el caso de Argentina corresponde la aplicación de la tabla 4.2.5, se considera esperable que las emisiones se encuentren en el rango más bajo, en la zona de transición entre los límites inferior de la tabla 4.2.5 y superiores de la tabla 4.2.4.

La mayor parte del gas asociado se conserva, y el *shale oil* y *shale gas* que comienza a explotarse, se encuentra principalmente en la zona de Neuquén, donde la infraestructura para la captación de gas es en general alta. La característica de la producción *shale* es de muchos pozos que declinan su producción rápidamente, la buena conservación del gas dependerá del tipo de captación en que varios pozos sean asociados a un punto de captación general, donde sea justificada la existencia de facilidades adecuadas para el aprovechamiento del gas asociado.

Las empresas transportadoras de gas están aplicando voluntariamente medidas de reducción de pérdidas; se realiza seguimiento por ENARGAS, y comparativa entre las empresas. La adopción de buenas prácticas compartidas por todo el sector facilita la implementación a menores costos. La industria del petróleo y gas es una industria madura y es de fundamental importancia la introducción de mejores prácticas desde las primeras etapas en la evolución hacia la exploración y producción basadas en recursos de reservorios *shale*. La integridad del sistema es buena, con alta confiabilidad, y no son frecuentes los incidentes de roturas de líneas o explosiones. El estado nacional y las provincias tienen involucramiento con la industria, y la mayor importancia al seguimiento ambiental, permitirá mejores regulaciones y cumplimiento de las existentes.

**Tabla 15 - Datos de Actividad Necesarios Tier 1 - Fuente IPCC**

<b>CUADRO 4.2.7 ORIENTACIÓN PARA OBTENER LOS VALORES DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD NECESARIOS PARA USAR EN EL MÉTODO DE NIVEL TIER 1 PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS</b>			
<b>Categoría</b>	<b>Subcategoría</b>	<b>Valor necesario de los datos de la actividad</b>	<b>Orientación</b>
Perforación de pozos	Todas	$10^3$ m <sup>3</sup> de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Prueba de pozos	Todas	$10^3$ m <sup>3</sup> de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Servicios a los pozos	Todas	$10^3$ m <sup>3</sup> de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Producción de gas	Todas	$10^3$ m <sup>3</sup> de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Procesamiento del gas	Plantas de gas dulce	$10^6$ m <sup>3</sup> carga de gas crudo	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están declarados los recibos totales del gas por planta de gas; de lo contrario, suponer que este valor es igual a la producción total de gas. Prorratear este valor entre las plantas de gas dulce y ácido. Ante la falta de información que permita prorratearlo, suponer que todas las plantas son de gas dulce.
	Plantas de gas ácido	$10^6$ m <sup>3</sup> carga de gas crudo	
	Plantas de extracción de corte profundo (plantas)	$10^6$ m <sup>3</sup> carga de gas crudo	Referir directamente de las estadísticas nacionales si se declaran los recibos totales de gas por planta de fresado ubicada en los sistemas de transmisión de

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

**CUADRO 4.2.7  
ORIENTACIÓN PARA OBTENER LOS VALORES DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD NECESARIOS PARA USAR EN EL MÉTODO DE NIVEL TIER 1 PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS**

	de fresado)		gas; de lo contrario, suponer que este valor es igual a una porción adecuada de todo el gas natural comercializable. Ante la falta de información para efectuar esta prorrata, suponer que no hay plantas de fresado.
Transmisión y almacenamiento del gas	Total ponderado por defecto	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> de producción de gas	Referir directamente de las estadísticas nacionales
	Transmisión	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> de gas comercializable	Referir directamente de las estadísticas nacionales usando el valor declarado para la provisión total neta. Es la suma de las importaciones más los recibos de gas totales netos de los yacimientos de gas y las plantas de procesamiento o reprocesamiento, luego de haber deducido todos los usos upstream, las pérdidas y los volúmenes de reinyección.
	Almacenamiento	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> de gas comercializable	
Distribución del gas	Todas	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> de ventas de servicios públicos	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles las estadísticas declaradas; de lo contrario, fijarlas en un valor igual a la cantidad de gas que manejan los sistemas de transmisión y almacenamiento del gas menos las exportaciones.
Transporte de gas natural licuado	Condensado	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de condensado y pentanos más	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Gas licuado de petróleo	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GLP	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Producción de petróleo	Petróleo convencional	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de la producción de petróleo convencional	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Petróleo pesado / alquitrán frío	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de la producción de petróleo pesado	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Producción de petróleo termal	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de la producción de alquitrán termal	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Crudo sintético (de las arenas petrolíferas)	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de la producción de crudo sintético de las arenas petrolíferas	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Crudo sintético (del esquisto bituminoso)	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de la producción de crudo sintético del esquisto bituminoso	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
Concentración del petróleo	Total ponderado por defecto	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de la producción total de petróleo	Referir directamente de las estadísticas nacionales.
	Todas	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de petróleo concentrado	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar en una cantidad igual a la producción total de petróleo crudo y alquitrán menos las exportaciones de estos petróleos crudos.
Transporte de petróleo	Tuberías	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de petróleo transportado por tubería	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar en una cantidad igual a la producción total de petróleo crudo más las importaciones.
	Camiones cisterna y vagones cisterna	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de petróleo transportado por camión	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, suponer (como

**CUADRO 4.2.7  
ORIENTACIÓN PARA OBTENER LOS VALORES DE LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD NECESARIOS PARA USAR EN EL MÉTODO DE NIVEL TIER 1 PARA ESTIMAR LAS EMISIONES FUGITIVAS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES DE PETRÓLEO Y GAS**

		cisterna	primera aproximación) ese 50 por ciento del crudo total.
	Carga de la producción en alta mar en los buques cisterna	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de petróleo transportado por buque cisterna	Referir directamente de las estadísticas nacionales usando el valor declarado para las exportaciones de petróleo crudo y prorratear esta cantidad para dar cuenta solo de la fracción que exportan los buques cisterna. Si bien puede haber exportaciones por tubería, buque o camión cisterna, en general se realizan casi exclusivamente por uno de estos métodos. Se supone que se utilizan los buques cisterna casi exclusivamente para las exportaciones.
Refinación del petróleo	Todas	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de petróleo refinado.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total más las importaciones menos las exportaciones.
Distribución de productos refinados	Gasolina	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de producto distribuido.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total de gasolina por refinería más las importaciones menos las exportaciones.
	Diésel	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de producto transportado.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total de gasolina por refinería más las importaciones menos las exportaciones.
	Combustible para la aviación	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de producto transportado.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total de gasolina por refinería más las importaciones menos las exportaciones.
	Queroseno para motor a reacción	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de producto transportado.	Referir directamente de las estadísticas nacionales si están disponibles; de lo contrario, fijar este valor en una cantidad igual a la producción total de gasolina por refinería más las importaciones menos las exportaciones.

## 5.2 Consideraciones para el cálculo de emisiones Tier 1 - Año 2012

### Factores de Actividad Tier 1

Los rubros de actividad son similares a los utilizados en la tercera comunicación nacional. En **Exploración**, las emisiones se deben a Perforación de Pozos, Prueba de Pozos y Servicio de Pozos. En **Producción**, las emisiones de combustión son estimadas en yacimientos, para autoproducción y calor. las emisiones fugitivas se deben a Quema en antorcha y emisiones fugitivas para la producción de petróleo y gas. En el **Procesamiento de Gas** en las Plantas de Tratamiento de Gas, las emisiones se deben a Quema en antorcha y emisiones fugitivas. En **Refinería**, las emisiones de combustión son estimadas para autoproducción y calor resultado del proceso y las emisiones fugitivas incluyen pérdidas y quema en antorcha. En el **Transporte** de gas

natural, las emisiones se deben a pérdidas fugitivas y combustión. En el Transporte de petróleo, las emisiones se estiman en base a pérdidas fugitivas. En la **Distribución**, las pérdidas se deben a pérdidas fugitivas por distribución de gas natural y de productos líquidos de refinación del petróleo.

Los valores de las categorías de actividad, son los mismos que los utilizados en el inventario nacional 2012, salvo por las diferencias indicadas en este apartado. No se consideró venteo ni quema en antorcha para el petróleo como una categoría separada, ya que por las características particulares de la producción, se considera un conteo doble de venteos con respecto a los venteos reportados en el gas natural. Ver una descripción detallada de las consideraciones en la discusión de los inventarios previos.

Se introdujo el concepto de servicio a los pozos, con el factor por defecto de IPCC basado en la actividad de la producción de petróleo de IPCC. Para los pozos exploratorios, se utiliza el total de pozos exploratorios para las categorías de avanzada, exploración y explotación, en lugar de solo los productores de petróleo. Se agregó en la estimación la categoría de servicio a los pozos utilizando la producción de petróleo como factor de actividad.

Se incluyó la actividad de regasificación de GNL tomando el dato de Importaciones de Gas Distribuido, de 3019 TEP desde el BEN y convertido a toneladas de GNL, mediante el poder calorífico de 11951 kcal/kg establecidos en las bases del BEN.<sup>57</sup>

### **Factores de emisiones Tier 1**

Se utilizaron los factores de emisiones previstos por IPCC para las categorías Tier 1 de combustión y emisiones fugitivas, para los equipos de combustión en industrias de energía y para los países en vías de desarrollo en el caso de las emisiones fugitivas.

Se detectó que la versión en castellano de las tablas Tier 1 de IPCC<sup>58</sup> utilizan un factor por número de pozos productores, mientras que la versión en inglés<sup>59</sup> lo hace por producción de petróleo. Lo mismo ocurre con las actividades de exploración y prueba de pozos. Se eligió la alternativa de producción de petróleo para el caso servicio, de manera de no introducir diferencias o nuevos datos de actividad no utilizados en el inventario nacional, que podrían generar alguna diferencia no planeada en la estimación y comparativa con el caso oficial.

En el recálculo, se consideró que el venteo y quema en antorcha son generados únicamente asociados al factor de actividad de la producción de gas natural. Se pretende evitar el doble conteo

---

<sup>57</sup> Balance Energético Nacional 2012, Rev. B, Secretaría de Energía, accedido en 2015.

<sup>58</sup> *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Ch. 4 Fugitive Emissions, versión español. Ref. [35]

<sup>59</sup> *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Ch. 4 Fugitive Emissions, versión inglés. Ref.[34]

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

por contabilizar a la vez, los venteos y quema en antorcha como producción de gas natural, y los mismos venteos y quema a partir de producción de petróleo.

La regasificación de GNL no tiene no tiene factor de emisión en IPCC, por lo que se utilizó el  $(Li*Ls)^{0.5}$  entre  $5.39e-3$  y  $1.71e-2$  kgCO<sub>2</sub>eq/kg LNG regasificado, en base a lo indicado por PACE y analizadas por la *International Gas Union* (IGU) en junio de 2015.<sup>60 61</sup>

### **5.3 Resultados y Discusión - Tier 1**

En la *Tabla 16* se indican los resultados obtenidos del recálculo, clasificados por subsector al que pertenece la emisión, en el tipo de instalaciones y por tipo de fuente. El subsector está dividido en exploración, producción, procesamiento, transporte y distribución. Las instalaciones en de instalaciones de gas, petróleo, y gas/petróleo. Las fuentes se asocian a tipo fugitivas y de combustión.

**Tabla 16 - Resultados Tier 1 - Elaboración Propia**

<b>Sector</b>	<b>Categoría</b>	<b>Tipo de Emisión</b>	<b>Gg CO<sub>2</sub>eq</b>	<b>Gg CO<sub>2</sub></b>	<b>Gg CH<sub>4</sub></b>	<b>Gg N<sub>2</sub>O</b>
Exploración	Gas/Petróleo	Fugitivas	362,43	36,53	15,52	0,00
Producción	Gas	Fugitivas	2800,53	2,21	133,25	0,00
	Gas/Petróleo	Combustión	9704,72	9699,33	0,18	0,01
		Fugitivas	62,92	61,77	0,04	0,00
	Petróleo	Fugitivas	209,51	0,73	9,94	0,00
Procesamiento	Gas	Fugitivas	3088,22	2873,27	10,21	0,00
Transporte	Gas	Combustión	2571,80	2570,42	0,05	0,00
		Fugitivas	597,93	0,28	28,46	0,00
	Petróleo	Combustión	62,03	61,97	0,00	0,00
		Fugitivas	13,66	0,01	0,65	0,00
Refinación	Petróleo	Combustión	4315,28	4311,47	0,08	0,01
		Fugitivas	6,47	0,00	0,31	0,00
Distribución	Gas	Fugitivas	1129,34	2,71	53,65	0,00
	Petróleo	Fugitivas	1,41	1,41	0,00	0,00
Consumo	Gas	Fugitivas	1819,56	0,00	86,65	0,00
<b>Total Resultado</b>			<b>26745,82</b>	<b>19622,10</b>	<b>338,98</b>	<b>0,02</b>

<sup>60</sup> *Lyfe Cycle Assessment of LNG. International Gas Union (IGU), 2015. Ref. [36]*

<sup>61</sup> *Life Cycle Assessment of GHG Emissions from LNG and Coal Fired Generation Scenarios, Pace 2009. Ref. [48]*

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

La producción es la etapa de mayores emisiones, con un 48% del total de CO<sub>2</sub> equivalente; luego sigue la refinación, el transporte de gas y petróleo, el procesamiento de gas, la distribución de gas y petróleo, y finalmente la exploración. Las fuentes de combustión en los yacimientos (producción) son la fuente individual más significativa en producción, con un 76% del total de emisiones del subsector de producción y aproximadamente un 35% del total de las emisiones generales del sector.

En la *Tabla 17* se indican los resultados de la estimación detallada para las categorías aplicables en el recálculo y el Inventario Nacional. Los resultados son muy parecidos. La diferencia observada es de aproximadamente el 6% de las emisiones totales, con lo que se han podido reproducir los cálculos del inventario nacional sin mayores inconvenientes. La diferencia observada es atribuible a la diferente consideración respecto al venteo y quema en yacimientos de gas y petróleo.

**Tabla 17 - Resultados Tier 1 Comparados - Elaboración Propia**

					28645,46	26745,82
					<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>
Código del IPCC	Nombre del Sector	Categoría	A Actividad	Unidad de AD	INVENTARIO 2012 Emisiones (Gg CO <sub>2</sub> eq)	ESTIMADO EF TIER 1 CONSTANTES Emisiones (Gg CO <sub>2</sub> eq)
Código IPCC	Nombre del Sector	Categoría	Actividad	Unidad de AD	TOTALCO <sub>2</sub> eq	TOTALCO <sub>2</sub> eq
<b>1 A</b>					<b>16653,8</b>	<b>16653,8</b>
<b>1 A 1 b</b>	<b>Refinación de Petróleo</b>				<b>4315,3</b>	<b>4315,3</b>
	<b>Autoproducción</b>				<b>403,6</b>	<b>403,6</b>
1 A 1 b 1	Gas natural		86984	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	169,67	169,67
1 A 1 b 3	Gas de Refinería		62000	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	127,21	127,21
1 A 1 b 2	GLP		0	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	0,00	0,00
1 A 1 b 5	Nafta		0	ton	0,00	0,00
1 A 1 b 4	Kerosene		3772	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	9,48	9,48
1 A 1 b 6	Gasoil		28	ton	0,09	0,09

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

					28645,46	26745,82
					<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Código del IPCC</b>	<b>Nombre del Sector</b>	<b>Categoría</b>	<b>A</b> <b>Actividad</b>	<b>Unidad de AD</b>	<b>INVENTARIO 2012</b> <b>Emisiones</b> <b>(Gg CO2eq)</b>	<b>ESTIMADO EF TIER 1</b> <b>CONSTANTES</b> <b>Emisiones</b> <b>(Gg CO2eq)</b>
<b>Código IPCC</b>	<b>Nombre del Sector</b>	<b>Categoría</b>	<b>Actividad</b>	<b>Unidad de AD</b>	<b>TOTALCO2eq</b>	<b>TOTALCO2eq</b>
1 A 1 b 7	Fuel oil		30492	ton	97,15	97,15
1 A 1 b 8	Carbón Residual		0	ton	0,00	0,00
	<b>Calor</b>				<b>3911,7</b>	<b>3911,7</b>
1 A 1 b 1	Gas natural		579582	10³ Sm3	1130,51	1130,51
1 A 1 b 3	Gas de Refinería		1328235	10³ Sm3	2725,15	2725,15
1 A 1 b 2	GLP		0	10³ Sm3	0,00	0,00
1 A 1 b 5	Nafta		0	ton	0,00	0,00
1 A 1 b 4	Kerosene		0	10³ Sm3	0,00	0,00
1 A 1 b 6	Gasoil		17647	ton	56,03	56,03
1 A 1 b 7	Fuel oil		0	ton	0,00	0,00
1 A 1 b 8	Carbón Residual		0	ton	0,00	0,00
<b>1 A 1 c</b>	<b>Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias Energéticas</b>				<b>9704,72</b>	<b>9704,72</b>
<b>1 A 1 c ii</b>	<b>Otras industrias Energéticas</b>				<b>9704,7</b>	<b>9704,7</b>
	<b>Yacimiento</b>				<b>9704,7</b>	<b>9704,7</b>
	<b>Autoproducción</b>				<b>3217,5</b>	<b>3217,5</b>
	Gas Natural		1648614	10³ Sm3	3215,18	3215,18
	Gas Oil		721	ton	2,29	2,29
	Petróleo		0	ton	0,00	0,00
	<b>Calor</b>				<b>6487,2</b>	<b>6487,2</b>
	Gas Natural		3135286	10³ Sm3	6114,53	6114,53
	Gas Oil		0	ton	0,00	0,00
	Petróleo		120834,7	ton	372,72	372,72
<b>1 A 3</b>	<b>Transporte</b>				<b>2633,83</b>	<b>2633,84</b>
<b>1 A 3 e ii</b>	<b>Transporte por ductos</b>				<b>2633,83</b>	<b>2633,84</b>
	<b>Autoproducción</b>				<b>128,35</b>	<b>128,35</b>
	Gas Natural		34000	10³ Sm3	66,32	66,32
	Gas de Refinería		29225	10³ Sm3	59,96	59,96
	Gasoil		651	ton	2,07	2,07
	Petróleo		0	10³ Sm3	0,00	0,00

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

					28645,46	26745,82
					TOTAL	TOTAL
Código del IPCC	Nombre del Sector	Categoría	A Actividad	Unidad de AD	INVENTARIO 2012 Emisiones (Gg CO2eq)	ESTIMADO EF TIER 1 CONSTANTES Emisiones (Gg CO2eq)
Código IPCC	Nombre del Sector	Categoría	Actividad	Unidad de AD	TOTALCO2eq	TOTALCO2eq
	<b>Calor</b>				<b>2505,48</b>	<b>2505,48</b>
		Gas Natural	1284500	10³ Sm3	2505,48	2505,48
		Gas de Refinería	0	10³ Sm3	0,00	0,00
		Gasoil	0	ton	0,00	0,00
		Petróleo	0	10³ Sm3	0,00	0,00
<b>1 A 3 e ii</b>	<b>Regasificación LNG</b>				<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
		LNG	0	10³ Sm3	0,00	0,00
<b>1 B 2</b>	<b>Petróleo y Gas Natural</b>				<b>11991,6</b>	<b>10092,0</b>
<b>1 B 2 a</b>	<b>Petróleo</b>				<b>2493,2</b>	<b>593,5</b>
<b>1 B 2 a i</b>	<b>Venteo</b>				<b>591,0</b>	<b>0,0</b>
1 B 2 a i		Producción de Petróleo	33139,519	10³Sm3	591,01	0,00
<b>1 B 2 a ii</b>	<b>Quema en antorcha</b>				<b>1618,6</b>	<b>0,0</b>
1 B 2 a ii		Producción de Petróleo	33139,519	10³Sm3	1618,58	0,00
<b>1 B 2 a iii</b>	<b>Todas las demás</b>				<b>283,6</b>	<b>593,5</b>
<b>1 B 2 a iii 1</b>	<b>Exploración</b>				<b>52,51</b>	<b>362,43</b>
1 B 2 a iii 1		Pozos de Petróleo (Avanzada)	71	pozos perforados	3,82	3,82
1 B 2 a iii 1		Pozos de Petróleo (Exploración)	70	pozos perforados	3,77	3,77
1 B 2 a iii 1		Pozos de Petróleo (Explotación)	834	pozos perforados	44,91	44,91
		Pozos de Petróleo (Servicio)	33139,519	10³Sm3	0,00	309,93
<b>1 B 2 a iii 2</b>	<b>Producción y refinación</b>				<b>209,51</b>	<b>209,51</b>
1 B 2 a iii 2		Producción de Petróleo	33139,519	10³Sm3	209,51	209,51
<b>1 B 2 a iii 3</b>	<b>Transporte</b>				<b>11,91</b>	<b>11,91</b>
1 B 2 a iii 3		Transporte del Petróleo (Barcos)	17167,537	10³Sm3	10,09	10,09
1 B 2 a iii 3		Transporte del Petróleo (Ductos)	15971,983	10³Sm3	1,82	1,82
					0,00	0,00
<b>1 B 2 a iii 4</b>	<b>Refinación</b>				<b>8,22</b>	<b>8,22</b>
1 B 2 a iii 4		Refinación del Petróleo	30812	10³Sm3	6,47	6,47

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

					28645,46	26745,82
					<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Código del IPCC</b>	<b>Nombre del Sector</b>	<b>Categoría</b>	<b>A</b> <b>Actividad</b>	<b>Unidad de AD</b>	<b>INVENTARIO 2012</b> <b>Emisiones</b> <b>(Gg CO2eq)</b>	<b>ESTIMADO EF TIER 1</b> <b>CONSTANTES</b> <b>Emisiones</b> <b>(Gg CO2eq)</b>
<b>Código IPCC</b>	<b>Nombre del Sector</b>	<b>Categoría</b>	<b>Actividad</b>	<b>Unidad de AD</b>	<b>TOTALCO2eq</b>	<b>TOTALCO2eq</b>
1 B 2 a iii 4		Transmisión y almacenamiento de Petróleo	30812	10^3Sm3	1,75	1,75
<b>1 B 2 a iii 5</b>	<b>Distribución de productos petrolíferos</b>				<b>1,41</b>	<b>1,41</b>
1 B 2 a iii 5		Distribución de productos refinados (Nafta)	7458,135	10^3Sm3	0,00	0,00
1 B 2 a iii 5		Distribución de productos refinados (GLP)	3287,831	10^3Sm3	1,41	1,41
<b>1 B 2 a iii 6</b>	<b>Otros</b>				<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
					0,00	0,00
<b>1 B 2 b</b>	<b>Gas natural</b>				<b>9498,5</b>	<b>9498,5</b>
<b>1 B 2 b i</b>	<b>Venteo</b>				<b>2885,0</b>	<b>2885,0</b>
1 B 2 b i 1		Procesamiento del Gas	44123,694	10^6Sm3	2718,02	2718,02
1 B 2 b i 1		Transmisión y almacenamiento de Gas	44123,694	10^6Sm3	167,00	167,00
<b>1 B 2 b ii</b>	<b>Quema en antorcha</b>				<b>220,1</b>	<b>220,1</b>
1 B 2 b ii 1		Producción de Gas	44123,694	10^6Sm3	62,92	62,92
1 B 2 b ii 1		Procesamiento del Gas	44123,694	10^6Sm3	157,19	157,19
1 B 2 b ii 1					0,00	0,00
<b>1 B 2 b iii</b>	<b>Todos los demás</b>				<b>6393,4</b>	<b>6393,4</b>
<b>1 B 2 b iii 1</b>	<b>Exploración</b>				<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
					0,00	0,00
<b>1 B 2 b iii 2</b>	<b>Producción</b>				<b>2800,5</b>	<b>2800,6</b>
1 B 2 b iii 2		Producción de Gas	44123,694	10^6Sm3	2800,53	2800,53
					0,00	0,02
<b>1 B 2 b iii 3</b>	<b>Procesamiento</b>				<b>213,0</b>	<b>213,0</b>
1 B 2 b iii 3		Procesamiento del Gas	44123,694	10^6Sm3	212,99	212,99
					0,00	0,00
<b>1 B 2 b iii 4</b>	<b>Transmisión y almacenamiento</b>				<b>430,9</b>	<b>430,9</b>
1 B 2 b iii 4		Transporte de Gas	44123,694	10^6Sm3	430,93	430,93
<b>1 B 2 b iii 5</b>	<b>Distribución</b>				<b>1129,3</b>	<b>1129,3</b>

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

					28645,46	26745,82
					<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>
Código del IPCC	Nombre del Sector	Categoría	A Actividad	Unidad de AD	INVENTARIO 2012 Emisiones (Gg CO2eq)	ESTIMADO EF TIER 1 CONSTANTES Emisiones (Gg CO2eq)
Código IPCC	Nombre del Sector	Categoría	Actividad	Unidad de AD	TOTALCO2eq	TOTALCO2eq
1 B 2 b iii 5		Distribución de Gas	32318,6	10^6Sm3	1129,34	1129,34
					0,00	0,00
<b>1 B 2 b iii 6</b>	<b>Otros</b>				<b>1819,6</b>	<b>1819,6</b>
1 B 2 b iii 6		Consumo plantas industriales y centrales eléctricas	22483,0	10^6Sm3	1425,87	1425,87
1 B 2 b iii 6		Consumo residencial y comercial / público	12498,1	10^6Sm3	393,69	393,69

## **6. Estimación de emisiones Tier 2**

### **6.1 Generalidades del método**

IPCC considera buena práctica utilizar los factores de emisión más desagregados, específicos por tecnología y por país disponibles, particularmente los derivados de mediciones directas en las diferentes fuentes de combustión.

La importancia de mayor desagregación en la información, radica en que se pueda discernir el efecto de medidas de reducción o mejoras tecnológicas en los resultados. Para ello es necesario llegar a un grado de detalle en que diferentes tecnologías de la actividad coexistentes puedan tener asociadas sus emisiones específicas propias, evitando doble conteo.

El nivel Tier 2 de estimaciones está basado en utilizar factores de emisiones propios para el país en lugar de genéricos, sobre todo en el caso de venteo y quema en antorcha en la producción de petróleo. Según IPCC 2.3.2.2, cuando se utilice el acercamiento Tier 2, existen dos tipos posibles de factores de emisión: factores de emisión nacional, que son factores de emisiones que pueden ser desarrollados por programas nacionales, o factores de emisión regionales.

La propuesta en este capítulo es hacer el mayor uso posible de la información disponible a través de las fuentes de información pública, para generar factores propios ajustados para Argentina. En la bibliografía no se han encontrado trabajos de desarrollo de factores Tier 2 específicos para el sector en Argentina, y las estimaciones nacionales utilizaron en todos los rubros factores Tier 1.

## **Factores de actividad Tier 2**

Los factores de actividad que se utilizan en el inventario, dependen por un lado de la segregación que se tenga en los datos respecto a la aplicación de diferentes técnicas o tecnologías de producción y por otro, de la especificidad en los factores de emisiones disponibles. Cuando se dispone de datos de producción clasificados por categorías, es útil desglosarlos en la medida de que se dispone de factores que permitan capturar la diferencia entre los modos de operar. La Unión Europea ha desarrollado manuales guías de la Unión Europea (EEA), clarificando los conceptos de IPCC para la aplicación práctica en los países pertenecientes a la Unión Europea, y que los factores obtenidos puedan cumplir los requisitos de Tier 2 o 3 de IPCC, según aplique. Se considera Tier 2 a las estimaciones que toman en cuenta los aspectos tecnológicos de la actividad, y Tier 3 a las estimaciones generadas a partir de agregar datos (*bottom-up*) por cada instalación, teniendo en cuenta una mayor desagregación.

Las estadísticas de producción disponibles como base para Argentina se encuentran a través de los datos SESCO. Allí se informa por separado en una planilla, la producción de petróleo para cada yacimiento, batería, planta o instalación productiva. En otra planilla separada se informa la producción de Gas natural, junto con el gas aventado de cada yacimiento, planta o instalación. En otras planillas separadas, cada compañía informa por pozo, la producción de gas y petróleo a nivel de cada pozo productor, así como el RGP resultante y otros datos accesorios.

Las condiciones mínimas establecidas por IPCC para obtener el nivel Tier 2, respecto al nivel básico de solo contar con valores generales de producción, consiste en tener disponibles estadísticas adicionales de RGP, volúmenes de gas quemados en antorcha y venteado y composiciones del gas, ya que constituyen las emisiones clave del inventario. Para otras actividades pueden seguirse utilizando las producciones y factores de nivel Tier 1.

En el caso de producción de gas y petróleo, como factores de actividad fundamentales de la estimación, la estimación Tier 1 provee factores de emisiones fugitivas genéricos para producción de gas y para producción de petróleo por separado, pero no existe factor para instalaciones conjuntas de producción de petróleo y gas. En el inventario argentino de 2000, se consideran emisión fugitiva basada en la producción de gas, sin emisiones fugitivas desagregadas por producción de petróleo.

## **Factores de emisiones Tier 2**

En los rubros donde existe mayor nivel de desagregación de datos, se derivan factores generados a partir de datos propios del país. En los siguientes párrafos se utilizan métodos y desarrollos para obtener factores de emisiones que cumplen características Tier 2 según los lineamientos de IPCC, en base a información actualmente disponible en Argentina.

### **6.2 Características de gases combustibles**

Los gases combustibles tienen diferentes características dependiendo de su composición, y normalmente se clasifican según su origen. Tanto el poder calorífico como las emisiones específicas resultantes varían según la composición. Cada país tiene diferentes características de lo que se considera gas combustible, y por ello es que también puede inducir a errores utilizar directamente un factor genérico. En general, los factores de emisiones de la bibliografía, cuando son desarrollados a partir de una composición promedio, consideran una composición típica presente en la fuente de emisión.

El gas natural de pozo es el gas presente en la producción primaria. Como característica principal, el gas de pozo es gas húmedo, con contenido de hidrocarburos más pesados que el metano y CO<sub>2</sub>. Los componentes más pesados tienden a condensar como líquido y el poder calorífico también es en general mayor al del gas distribuido. En los yacimientos de producción, las características específicas varían en función de las propiedades de los pozos. En el BEN se establece como valores fijos de la metodología, que el poder calorífico del gas natural de pozo es de 8600 kcal/m<sup>3</sup>, comparado con 8300 kcal/m<sup>3</sup> asociados al gas distribuido. Las emisiones fugitivas en el yacimiento, tienen composición de gas natural de pozo.

En las plantas de tratamiento de gas, el gas de pozo es materia prima que se acondiciona, obteniendo como salida el denominado gas distribuido. El gas distribuido se encuentra en condiciones adecuadas para el transporte. En Argentina, los requisitos de calidad para el gas distribuido, se encuentran regulados, estableciéndose entre otras propiedades, que el poder calorífico superior debe encontrarse entre 8850 kcal/m<sup>3</sup> a 10200 kcal/m<sup>3</sup>.

En el inventario de 2012, no se realizó distinción entre gas de pozo y gas distribuido. Se usaron el contenido de carbono para el gas natural de acuerdo a las fórmulas de estimación de IPCC, y los factores de emisión por defecto para las emisiones fugitivas, para venteos y quema en antorcha. La composición de gas típica utilizada para la estimación del factor de emisiones por defecto de IPCC (Tabla 4.2.5), están basados en el ingreso de una planta de procesamiento de 91.9% CH<sub>4</sub>, 0.58% CO<sub>2</sub>, 0.68% N<sub>2</sub> y 6.84% de hidrocarburos distintos al metano, en volumen. El poder calorífico de gas natural considerado es de 8245 kcal/m<sup>3</sup>, con 74% de Carbono y densidad 0.719 kg/m<sup>3</sup>.

En el inventario de 2000, se utilizó un poder calorífico inferior de 8300 kcal/m<sup>3</sup> para el gas distribuido y 9000 kcal/m<sup>3</sup> para el gas natural de pozo. El contenido de carbono del Gas Distribuido utilizado es de 74.0% y se obtuvo calculando un promedio ponderado en volumen de la

cromatografía del gas inyectado en cabeceras de gasoducto provenientes de los distintos yacimientos productores. La composición utilizada tiene 95% de CH<sub>4</sub> y 2% de CO<sub>2</sub>.

En API GHG (API GHG Tabla 4-10) se establecen composiciones genéricas para el gas natural de pozo y gas distribuido. La composición de pozo genérica es de 80.0% CH<sub>4</sub>, 15% C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> y 5% C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, en volumen. La de gas distribuido es en base a la prevista en IPCC.

En Argentina, las empresas informan los datos de producción por yacimiento, que son compilados en la base SESCO de la Secretaría de Energía. Allí se reporta el equivalente calórico del gas de producción.<sup>62</sup> Con el fin de obtener una caracterización promedio a partir de datos reales, se intentó correlacionar el poder calorífico con la composición promedio del gas venteado, pero el HHV promedio ponderado en la producción de gas natural de pozo calculado es de 17708 kcal/m<sup>3</sup> (1990 Btu/scf), un valor que es prácticamente el doble que el valor utilizado para el desarrollo del BEN de 9555 kcal/m<sup>3</sup> y no arroja datos coherentes.

En este trabajo, se considera que el gas de pozo tiene una composición de: 78,4% CH<sub>4</sub>, 13,7% C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, 5,9% C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> y 2% CO<sub>2</sub>. La composición se generó normalizando una proporción de hidrocarburos similar a las de API corregida para un porcentaje de 2% de CO<sub>2</sub>. El poder calorífico superior resultante es de 9580 kcal/m<sup>3</sup>, y el poder calorífico inferior de 8664 kcal/m<sup>3</sup>. El contenido de carbono es de 15.9 kg C/GJ y el factor de CO<sub>2</sub> de 64300 kgCO<sub>2</sub>/TJ. Para el gas distribuido, se considera una composición de 92% CH<sub>4</sub>, 5% C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, 2% C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> y 1% CO<sub>2</sub>. El poder calorífico superior resultante es de 9196 kcal/m<sup>3</sup>, y el poder calorífico inferior de 8294 kcal/m<sup>3</sup>. El contenido de carbono es de 17.5 kg C/GJ y el factor de CO<sub>2</sub> de 58300 kgCO<sub>2</sub>/TJ. Los resultados obtenidos arrojan en forma general, valores de poder calórico casi coincidentes con los esperados según el balance BEN.

El consumo de gas para yacimientos corresponde a gas natural de pozo en lugar de gas distribuido (gas natural). Esta consideración tiene alguna influencia en las emisiones por combustión, pero mayormente en las emisiones fugitivas del sector de producción de yacimiento, es decir aguas arriba de las plantas de tratamiento de gas.

### **6.3 Fuentes estacionarias de combustión**

La categoría de IPCC asociada a la combustión de fuentes estacionarias es la 1.A.1c Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas.

Se desarrollaron los factores de emisiones para combustión para Tier 2 a partir de utilizar los datos disponibles, considerando el detalle de los combustibles utilizados y tecnologías de generación de energía reales. Es una diferencia y mejora respecto a la Comunicación Nacional.

---

<sup>62</sup> Página web Secretaría de Energía.

La metodología utilizada para derivar los factores de emisión específicos, consideran en forma ponderada los factores de IPCC Vol2 Stationary Combustion, Tabla 2.7 para cada tipo de tecnología. También se tienen en cuenta también el EEA Guidebook 2013 da los lineamientos para la estimación de emisiones de combustión. 1.A.1 Energy industries GB2013.

Las fuentes estacionarias de combustión se encuentran separadas en autoproducción y calor.<sup>63</sup> Las fuentes de datos para el factor de actividad de fuentes estacionarias de combustión para autoproducción y calor se han obtenido en el inventario nacional 2012 a partir del consumo total y de autoprodutores. El consumo para calor, se obtuvo como la diferencia entre ellos.

La planilla de autoprodutores 2012 de la Secretaría de Energía, permite desagregar el consumo en autoproducción por tipo de generación y de combustible, para las categorías de actividad. La autoproducción para el sector de producción corresponde al Código CIIU 11, la refinación al Código CIIU 23 y la autoproducción para el transporte de gas y petróleo por ductos corresponde al Código CIIU 60.

## **6.4 Emisiones fugitivas de gas**

Se presentan dos tipos principales de emisiones fugitivas; con combustión y sin combustión. Cuando existen emisiones fugitivas de venteos directos a la atmósfera, no existe conversión de hidrocarburos a CO<sub>2</sub> y el factor de emisiones de CO<sub>2</sub> resulta del presente en la composición del gas, lo mismo que el de CH<sub>4</sub>. El N<sub>2</sub>O no forma parte de la composición, así que su factor es nulo. En el caso de que el gas sea quemado en antorcha, la combustión convierte los compuestos orgánicos en CO<sub>2</sub>, y se genera una cantidad de N<sub>2</sub>O resultado de las condiciones de temperatura y otras condiciones de la llama, y el N<sub>2</sub> presente en el gas y el aire ambiente que aporta el oxígeno para la combustión.

En la metodología empleada, se evaluaron los factores de emisión en las condiciones anteriores, es decir con combustión, y sin combustión para los gases de pozo y gas distribuido, teniendo en cuenta las composiciones promedio derivadas en el punto de características de gases combustibles.

En el caso de quema en antorcha, la eficiencia considerada es de 98%. El porcentaje de 98% de eficiencia de combustión se utiliza normalmente como base en la mayoría de la bibliografía y ha sido desarrollado en estudios realizados por EPA en antorchas. (EPA AP-42). El factor de N<sub>2</sub>O es el por defecto de IPCC ajustado por la proporción de aventamiento frente a producción de gas de 2012. Los resultados obtenidos se presentan en las *Tabla 18* y *Tabla 19*.

---

<sup>63</sup> La desagregación en autoproducción y calor se encuentra alineado con lo que IPCC considera una buena práctica. (IPCC 2006 V2\_2\_Ch2\_Stationary Combustión, pg. 2.27)

**Tabla 18 - Factores de Emisión específicos para Gas Natural de Pozo - Elaboración Propia**

**Gas Natural de Pozo**

	<b>CO2</b> Gg CO2/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	<b>CH4</b> Gg CH4/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	<b>N2O</b> Gg N2O/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	<b>COVNM</b> Gg COVNM/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>Venteos</b>	3,72E-02	5,30E-01	0,00E+00	2,83E-01
<b>Quema en antorcha</b>	1,82E+00	1,06E-02	1,15E-06	5,66E-03

**Tabla 19 - Factores de Emisión específicos para Gas Distribuido - Elaboración Propia**

	<b>CO2</b> Gg CO2/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	<b>CH4</b> Gg CH4/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	<b>N2O</b> Gg N2O/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	<b>COVNM</b> Gg COVNM/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>Venteos</b>	1,86E-02	6,22E-01	0,00E+00	1,00E-01
<b>Quema en antorcha</b>	1,82E+00	1,24E-02	1,15E-06	2,01E-03

## **6.5 Factores por Subsector**

En los siguientes párrafos se indican los factores de emisiones obtenidos aplicables a la estimación, y se realiza una descripción de las consideraciones y supuestos utilizados para la obtención de dichos factores de emisiones

## **6.6 Exploración**

### **6.6.1 Diferencias entre *shale* y convencional**

Con el aumento de la explotación de *shale*, han surgido muchos en el intento por cuantificar las emisiones de las actividades de los pozos, y sobre todo comparativamente entre pozos convencionales y no convencionales. Para este trabajo no fue considerada la diferencia de emisiones entre producción convencional y *shale* en las estimaciones de los inventarios y proyecciones, aunque se presentan las consideraciones y conclusiones generales, por la utilidad que podrían tener para análisis futuros. El tema es reciente, tiene involucradas cuestiones económicas, políticas y empieza a ser considerado sobre todo en EEUU y Canadá donde la explotación no convencional es una realidad.

Las formaciones *shale* poseen como característica distintiva una baja permeabilidad, y por tanto presentan alta resistencia al flujo de los hidrocarburos en forma natural. Para sobreponerse al inconveniente planteado, la explotación *shale* requiere estimulación del pozo mediante fractura hidráulica, con el objetivo de establecer caminos de circulación para los fluidos en la roca. El proceso de perforación, involucra realizar múltiples etapas de fractura, mediante la inyección de fluidos de fractura a alta presión. En algunos casos se pueden llegar a realizar hasta 40 etapas de fractura por pozo. Cada etapa puede demandar entre 1 a 2 horas para ser completada. La etapa de “*flowback*” es cuando se permite el retorno de fluidos de fractura a la superficie, impulsado por la presión del pozo. Las emisiones de vapores durante esta etapa, pueden ser reducidas realizando la quema en antorcha o minimizadas mediante la aplicación de equipos para completaciones reducidas (Reduced Emission Completion, REC) que permiten coleccionar los vapores en sistemas de colección y los líquidos en tanques de almacenaje.

Los factores de emisiones a considerar para los pozos sobre todo no convencionales, tienen un grado de incertidumbre considerable, y se encuentran en continua revisión a medida que se cuenta con mayor información. US EPA es la fuente más citada respecto a los factores de emisiones de pozos. Existen estudios de EPA con factores recomendados de 1996, 2010 y 2013. Allí se estiman las emisiones para las actividades de *completion*, *unloading*, *workovers* y *wet centrifugal gas compressor*.

En 2011, por primera vez, EPA realizó una actualización de los factores de emisiones distinguiendo entre pozos convencionales y no convencionales, seguido luego por varios estudios gubernamentales y académicos. Los estudios varían en sus conclusiones. Sin embargo, más allá de las diferencias, en todos los estudios las emisiones de los pozos no convencionales son mayores a la de los pozos convencionales.

Uno de los primeros estudios de emisiones no convencionales fue el estudio de Howard<sup>64</sup>, que alertó sobre la posibilidad de emisiones considerablemente mayores a la de pozos convencionales (mayores a 30%). Algunas de las suposiciones del estudio han sido cuestionadas, y estudios posteriores de otros autores<sup>65</sup> concluyen en emisiones menores. En las referencias bibliográficas se han realizado cálculos comparativos, y si bien las hipótesis son diferentes, se obtiene un aumento de emisiones para la huella de carbono del ciclo completo, de entre 3.4% y 3.8%, según las consideraciones particulares del estudio, respecto al de gas convencional.

De acuerdo a los estudios comparativos de la cadena de suministro de gas natural convencional y no convencional indicados anteriormente, las emisiones entre gas natural convencional y no convencional son comparables; se atribuyen mayores emisiones sobre todo en la etapa de perforación, que requiere mayor uso de energía en la perforación y por las mayores emisiones de metano en completaciones de pozos y *workovers*. La falta de controles ambientales en sitios de extracción no convencional también contribuye a mayores emisiones que en sitios

---

<sup>64</sup> Ref. [26]

<sup>65</sup> Department of State (DOE), Ref. [17]

convencionales<sup>66</sup>. No se hallan diferencias justificables para las etapas posteriores a la de pozos y el riesgo ambiental por fracturas es mínimo en el caso de "Vaca Muerta"<sup>67</sup>.

A partir del estudio comparativo de DOE<sup>68</sup> para las actividades de extracción, considerando la actividades de *Well construction, well completion, liquid unloading, workovers, other fugitive emissions* y *valve fugitive emissions*. La emisión por *other point source emissions* no se considera, ya que corresponde al apartado de venteo o quema en antorcha según corresponda, además de que en principio no hay diferencias significativas entre uno y otro tipo para Argentina.

Como resultado cuantitativo del análisis adaptado a la situación Argentina, y suponiendo como base un 3.4% de mayores emisiones respecto a las convencionales para el ciclo completo, se considera razonable utilizar un factor de emisiones igual al de los convencionales en las etapas de producción y distribución y para pozos considerar que el factor es 8.33% mayor en el caso de no convencionales.

### **Riesgo de fracturas en superficie**

También se ha tenido en cuenta la preocupación ambiental respecto al riesgo de generar emisiones de metano por fracturas que pudieran abrirse hasta el nivel de superficie y liberarse a la atmósfera.

En este sentido, la Academia Nacional de Ingeniería, considera que esta preocupación no es aplicable en relación al Reservorio de Vaca Muerta, ya que ..."desde el punto de vista geológico es imposible que, en los profundos yacimientos de Argentina, una fractura se expanda hasta la superficie desde los 3000 mts en promedio de profundidad donde se está realizando la fractura hidráulica. Según gráficos incluidos en informes de EPA, la fractura no llega más allá de los 400 mts. de la línea de fractura. (O sea a más de 2.500 mts de la superficie)."<sup>69</sup>

Por las razones expuestas anteriormente, y considerando que se toman todos los recaudos necesarios para monitorear y evitar movimientos sísmicos, entonces se excluye la posibilidad del factor de emisiones.

---

<sup>66</sup> Una excelente referencia al tema constituye un estudio realizado en Canadá en 2014, Ref. [10], donde se hace un análisis de la información disponible previo a estudiar el caso particular de Canadá. Como punto valioso del estudio, allí se clarifican las actividades realizadas durante la exploración y mantenimiento de pozos, con las posibles emisiones asociadas. Las emisiones fugitivas durante la perforación provienen del venteo (quema en antorcha), desgasificación de lodos de perforación y venteos durante la completación de pozos. Durante los test de pozos, los gases son quemados en antorcha cuando no existen facilidades de captación.

<sup>67</sup> Ver párrafo de Riesgo de fracturas en superficie y Ref. [3]

<sup>68</sup> Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation. Ref. [16]

<sup>69</sup> Ver Ref. [3]

## 6.7 Producción de Petróleo y Gas

### 6.7.1 Autoproducción en Yacimientos

La Autoproducción en yacimientos corresponde al Código CIU 11: extracción de gas natural y petróleo crudo. El tipo de combustible consumido es gas natural, gas ácido y gas oil. La potencia generada es de Diésel y Turbina de Gas. La potencia instalada corresponde a 639 grupos de Diésel y Turbina de Gas. En la *Tabla 20*, se indican los factores de emisión por combustible obtenidos como resultado:

**Tabla 20 - Factores de Emisión específicos para Autoproducción de Yacimiento - Elaboración Propia**

	Autoproducción Yacimiento		
	FACTOR DE EMISIÓN CO <sub>2</sub> (kg/TJ)	FACTOR DE EMISIÓN CH <sub>4</sub> (kg/TJ)	FACTOR DE EMISIÓN N <sub>2</sub> O (kg/TJ)
	(kgCO <sub>2</sub> /TJ)	(kgCH <sub>4</sub> /TJ)	(kgN <sub>2</sub> O/TJ)
GAS NATURAL	64.287	110,0	ND
GAS ACIDO	64.264	110,0	ND
GAS OIL	74.100	4,0	ND

### 6.7.2 Calor en Yacimientos

El calor de yacimientos se consume en calentadores, tratadores, compresores de gas natural. Para obtener los factores de emisiones de la categoría, se ajustó el factor de emisión de CO<sub>2</sub> para gas natural de pozo y se mantuvieron los factores por defecto de IPCC para emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O.

### 6.7.3 Venteo y Quema en antorcha

Se consideró que el total de gas venteado es el reportado en las estadísticas nacionales, incluyendo el de producción de petróleo y de gas.<sup>70</sup> La cantidad de gas aventado es informada por

<sup>70</sup> Por requerimientos legales, se deben captar, contabilizar y reportar el gas asociado a los pozos con producciones de petróleo de RGP de más de 1 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

los productores en la base SESCO de gas de la Secretaría de Energía, y se encuentra consolidada en el balance de ENARGAS como gas aventado.

Se consideró el gas aventado como gas de pozo y dispuesto mediante quema en antorcha. Los factores de emisiones específicos son los indicados en la *Tabla 18*. Se tomó en consideración que por requerimientos legales, en el país se requiere la captación del gas asociado a los yacimientos, requiriéndose que el venteo se efectúe con quema del gas y por lo tanto, el valor de gas aventado corresponde a quema en antorcha.

En la *Tabla 21* se indican los resultados obtenidos de las consideraciones anteriores. El total de emisiones equivale a 1937 GgCO<sub>2</sub>eq.

**Tabla 21 - Estimación Quema en Antorcha - Elaboración Propia**

### **Gas Natural de Pozo**

	<b>CO2</b> Gg CO2	<b>CH4</b> Gg CH4	<b>N2O</b> Gg N2O	<b>COVNM</b> Gg COVNM	
Factor	1	21	321	0	
<b>Quema en antorcha</b>	1,73E+03	1,00E+01	1,09E-03	5,37E+00	
Total GgCO <sub>2</sub> eq	1725,8	210,8	0,3	0,0	<b>1937</b>

Para establecer la sensibilidad del resultado con las consideraciones, el resultado de la misma estimación suponiendo que se utilizara la composición de gas distribuido, sería de 1973 GgCO<sub>2</sub>eq, La variación de composiciones entre utilizar gas natural de pozo y gas distribuido establece una diferencia de 1.8% en el resultado de los factores de emisiones de CO<sub>2</sub>eq.

La discrepancia máxima por los posibles venteos de pozos petroleros con bajo RGP no incluidos corresponden a lo sumo a un 3% adicional de las emisiones. Para obtener la cota de error, se contabilizó el porcentaje de productores que reportan producción de petróleo, pero no aventamiento y teniendo en cuenta que su producción de gas es de 1 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> de gas asociado que sea venteado sin quema.

En la *Tabla 22*, con fines comparativos, se indican los factores de Quema en Antorcha de Tier 1 indicados por IPCC para petróleo convencional en los países en vías de desarrollo y un factor equivalente de Tier 2 nacional, expresado en como base en la producción de petróleo. Los factores expresados de esta forma, son superiores a los rangos de IPCC. Sin embargo expresan un factor para los aventamientos de producción de gas y petróleo, y no únicamente petróleo.

**Tabla 22 - Comparativa factores Específicos de Quema en Antorcha calculados e IPCC -  
Elaboración Propia**

<u>Gas Natural de Pozo</u>		<b>CO2</b>	<b>CH4</b>	<b>N2O</b>	<b>COVNM</b>
		Gg CO2/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Gg CH4/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Gg N2O/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Gg COVNM/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
<b>IPCC MIN</b>	<b>Oil Production – Flaring</b>	4,10E-02	2,50E-05	6,40E-07	2,10E-05
<b>IPCC MAX</b>	<b>Oil Production – Flaring</b>	5,60E-02	3,40E-05	8,80E-07	2,90E-05
<b>TIER 2</b>	<b>Quema en antorcha</b>	<b>5,21E-02</b>	<b>3,03E-04</b>	<b>3,29E-08</b>	<b>1,62E-04</b>

## 6.8 Transporte por ductos

### 6.8.1 Autoproducción para transporte por tuberías

La fuente de información son los datos de autoprodutores. El código correspondiente para autoproducción es el Código CIU 60: Transporte por vía terrestre; transporte por tuberías. Los combustibles consumidos son gas natural, gas residual, y gasoil. La potencia generada proviene de máquinas de Vapor, Diésel y Turbina de Gas. La potencia instalada es de 212 grupos de Vapor, Diésel y Turbina de Gas.

El generador diésel es alimentado en todos los casos con gas oil. El gas oil se alimenta a los generadores diésel. El vapor es alimentado con una mezcla de cualquier tipo de gas o gasoil, es decir que todo el gasoil se alimenta a vapor. La turbina de gas es alimentada con una mezcla de cualquier tipo de gas. El gas se alimenta una parte a las turbinas de gas y otra parte al vapor.

En la *Tabla 23* se indica el resultado con los factores de emisiones obtenidos por cada combustible.

**Tabla 23 - Factores Específicos de Emisiones para Autoproducción en Transporte por Ductos - Elaboración Propia**

	Autoproducción Transporte por Ductos		
	FACTOR DE EMISIÓN CO <sub>2</sub> (kg/TJ)	FACTOR DE EMISIÓN CH <sub>4</sub> (kg/TJ)	FACTOR DE EMISIÓN N <sub>2</sub> O (kg/TJ)
	(kgCO <sub>2</sub> /TJ)	(kgCH <sub>4</sub> /TJ)	(kgN <sub>2</sub> O/TJ)
GAS NATURAL	58.319	18,7	0,84
GAS RESIDUAL	57.600	18,7	0,84
GAS OIL	74.100	4,0	ND

### **6.8.2 Calor para Transporte por tuberías**

El gas distribuido consumido en calor, es el consumo de combustible que se contempla en el balance de Enargas. La energía proviene del gas distribuido, y se utiliza mayormente como combustible para impulsar los compresores de gas natural. Los otros tipos de combustible no tienen consumo de calor.

Para el CO<sub>2</sub> se utiliza el factor de emisiones del gas distribuido, y para CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O, se utiliza el factor de IPCC para motores recíprocos de gas natural de 4 tiempos con quema rica, de tabla 2.7.

### **6.8.3 Emisiones fugitivas en el transporte de gas por ductos**

En el balance de ENARGAS, se informan las pérdidas de gas en el transporte de TGS y TGN. En 2012, el valor corresponde a 84.0 MMm<sup>3</sup> de gas distribuido. Se considera que este dato constituye la actividad de la categoría emisiones fugitivas y venteos para transporte de gas.

Las emisiones producidas por el venteo del gas distribuido se obtuvieron aplicando los factores de emisiones de venteo del gas distribuido al factor de actividad de pérdidas informado por Enargas. En la *Tabla 24* se indican los resultados obtenidos.

**Tabla 24 - Emisiones Fugitivas de Transporte de Gas - Elaboración Propia**

**Gas Distribuido**

	<b>CO2</b> Gg CO2	<b>CH4</b> Gg CH4	<b>N2O</b> Gg N2O	<b>COVNM</b> Gg COVNM	
Factor	1	21	321	0	
<b>Venteos</b>	1,6	52,2	0,0	8,4	
Total GgCO2eq	1,6	1096,4	0,0	0,0	<b>1098</b>

La ventaja de la estimación a partir de los valores reales de pérdidas, es que se tienen en cuenta las particularidades de la red de transporte nacional, en lugar de únicamente el valor de gas transportado. Adicionalmente, con los datos de pérdidas y características físicas del sistema de transporte de ENARGAS, pueden calcularse indicadores de pérdidas y compararlos con los de IPCC. En la *Tabla 25* se indican los resultados obtenidos. El nivel de pérdidas por ambos indicadores se encuentra en el rango medio-alto de la clasificación de IPCC.

**Tabla 25 - Indicadores de Emisiones TGN y TGS - Elaboración Propia**

		<b>TGN</b>	<b>TGS</b>	<b>Combinado</b>
Pérdidas de Gas	MMm3	20,4	63,6	84,0
Longitud Ductos	km	6310	9127,4	15437,4
Potencia Instalada Compresión	miles HP	363,71	795,1	1158,81
	MW	268	585	852
<b>Indicador de Ductos</b>	<b>m³/km-año</b>	<b>3233</b>	<b>6968</b>	<b>5441</b>
<b>Indicador Estaciones Compresoras</b>	<b>m³/MW-año</b>	<b>76259</b>	<b>108756</b>	<b>98556</b>

Con el fin de estimar la desviación respecto a los factores derivados en el proceso de estimación, se utilizó la información reportada por las empresas en forma pública y voluntaria. TGN realiza anualmente informes de sustentabilidad desde el año 2008, disponibles en su página web, donde reporta datos de sus emisiones de GEI en la sección de indicadores ambientales.<sup>71 72</sup> Las actividades de TGN representan el 38% del gas transportado total entre TGN y TGS, por lo que resulta relevante en la estadística general.

<sup>71</sup> Página web TGN. Accedido 2016. Ref [63]

<sup>72</sup> Reporte de Sustentabilidad TGN, 2013. Ref. [63]

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

En la *Tabla 26* se indican resultados y comparativas entre los datos de TGN y la estimación Tier 2. Se generaron factores aparentes a partir de las emisiones reportadas por TGN y se compararon con un factor estimado para combustión y emisiones fugitivas.

**Tabla 26 - Estimación de Incertidumbre en Transporte de Gas - Elaboración Propia**

<b>Factores Aparentes (Datos TGN)</b>		<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
FE CO2	Gg CO2/MMm3	3,38E-02	3,81E-02	4,57E-02
FE CH4	Gg CH4/MMm3	5,21E-04	6,54E-04	5,25E-04
<b>Factor Calculado</b>				
FE CO2	Gg CO2/MMm3	3,91E-02	3,84E-02	3,63E-02
FE CH4	Gg CH4/MMm3	5,90E-04	7,54E-04	6,14E-04
<b>Desviación calculada</b>				
CO2	%	13,43%	0,67%	-25,93%
CH4	%	11,72%	13,29%	14,55%
CH4 eq	%	13,02%	4,35%	-15,32%

Como resultado se obtiene que las emisiones de TGS calculadas a partir de los factores de la estimación nacional, tienen una desviación máxima de -26% / + 14% para el factor de CO<sub>2</sub> y +15% para CH<sub>4</sub>. En términos de emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente, representa una desviación de +-16%.

En la *Tabla 27* se recalcularon las emisiones de TGN utilizando los factores Tier 2 previstos para la estimación del inventario 2012. Se observa una desviación de -31% / +10% para CO<sub>2</sub> y +40% para CH<sub>4</sub>, con la mayor desviación de CH<sub>4</sub> para 2012.

**Tabla 27 - Estimación de Incertidumbre en Transporte de Gas - Elaboración Propia**

<b>Verificación con factores del Inventario Nacional 2012</b>				
<b>Factor Calculado</b>		<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
FE CO2	Gg CO2/MMm3	3,76E-02	3,69E-02	3,49E-02
FE CH4	Gg CH4/MMm3	4,69E-04	4,69E-04	4,69E-04
<b>Desviación calculada</b>				
CO2	%	9,99%	-3,31%	-30,96%
CH4	%	-11,05%	-39,27%	-11,87%
CO2 eq	%	5,62%	-10,89%	-26,76%

## **6.9 Regasificación de GNL**

La regasificación de GNL es un aporte de gas al sistema de transporte y distribución para suplir los faltantes de gas de producción nacional, cuya importancia radica en que se espera a futuro se mantengan los desfases entre producción y demanda y por lo tanto permanezca como una fuente permanente, con la posibilidad de aumentar su participación, para suplir los faltantes de gas por producción nacional.

En cuanto a la estimación de emisiones de la actividad de regasificación, IPCC no ha desarrollado un factor de emisiones para regasificación.<sup>73</sup> Sin embargo en el último tiempo ha surgido un interés en analizar las emisiones resultantes de esta actividad sobre todo basada en la posibilidad que se abre para EEUU de exportar GNL como alternativa ecológica frente a generaciones de energía basadas en carbón o combustibles líquidos. Para completar el vacío en la API GHG, recientemente API ha publicado una metodología para el cálculo de emisiones de GEI en plantas de LNG, basada en una colaboración con productores de Australia. Con la información disponible, adaptada caso particular de la tecnología y características de las unidades de regasificación en Argentina, se ha obtenido factores de emisiones aplicables a las condiciones nacionales.

El sistema utilizado en Escobar y Bahía Blanca es de un buque regasificador, con la unidad de procesos flotante, sin mayores instalaciones en tierra firme. El traspaso es de barco a barco: el barco regasificador se encuentra en muelle y recibe otro barco de almacenamiento con la carga, interconectados por mangueras. La capacidad máxima de Bahía Blanca, luego de ampliaciones, es de 17 Mm<sup>3</sup>/día de gas de 9300 Kcal/m<sup>3</sup>. La capacidad de Escobar es equivalente.<sup>74</sup> Los buques regasificadores tienen una capacidad de almacenamiento de 151000 m<sup>3</sup> y capacidad de procesamiento nominal de 500 Mmscf/d, pertenecientes a la flota Excelsior Energy.<sup>75</sup>

Los equipos presentes en el sistema son; tanques de almacenamiento de LNG, bomba de alta presión de LNG, bomba de baja presión de LNG, vaporizadores, compresor de vapores, recondensador de vapores y antorcha. La operación de vaporización es mediante el esquema de lazo cerrado, en el que vapor de agua de las calderas del barco, es utilizado para calentar agua fresca que circula a través de vaporizadores de casco y tubo en la planta de regasificación, resultando en mínimo uso de agua fresca. El barco posee 3 calderas de 3700 kW y 1 generador Diésel de 3800 kW.<sup>76</sup> El sistema cuenta con una antorcha para disponer los excesos de GNL vaporizado. Existe un mínimo venteo cuando se realiza el enfriamiento de las líneas de carga entre el barco tanque y el barco regasificador.

---

<sup>73</sup> Según API GHG Compendium capítulo 2.2.6 , las emisiones fugitivas por gasificación de GNL no están bien cuantificadas en un factor de emisiones. Ref. [4]

<sup>74</sup> Proyecto GNL Escobar, Enarsa. Ref. [22]

<sup>76</sup> Página web Excelsior Energy. Ref. [23]

La emisión debida al almacenamiento es mínima. Un compresor mantiene la presión comprimiendo y condensando los vapores. Existe la posibilidad de emisiones fugitivas en uniones de cañerías, que normalmente son soldadas salvo en ubicaciones específicas alrededor de los brazos de carga. Los consumos de la regasificación, son para mantener operativo el compresor de livianos, la bomba de envío y las calderas para la vaporización. Las emisiones son para generar potencia para los usos anteriores y las emisiones fugitivas debido a pérdidas mayormente debido a los brazos de carga. En la *Tabla 28* se indican los factores resultantes para las emisiones de combustión.

**Tabla 28 - Factor de Emisiones de Combustión LNG - Elaboración Propia**

Factor de emisiones – Combustión		
CH4	CO2	N2O
Gg CH4 / 10 6 m <sup>3</sup>	Gg CH4 / 10 6 m <sup>3</sup>	Gg CH4 / 10 6 m <sup>3</sup>
1,64E-02	7,68E-07	1,54E-07
-66,67%	-9,19%	-66,67%
+233,33%	+9,66%	+233,33%

El total de emisiones considerado por EEUU para sus estudios<sup>77</sup> indica un total de 20.0 kgCO<sub>2</sub>eq/Mwh de energía entregada. Incorpora además 1.5 kgCO<sub>2</sub>eq/Mwh por actividades de amarre del buque tanque. El consumo típico de combustible para la regasificación por el sistema aporte con gas combustible equivale a 1.5% del volumen regasificado. Si bien el sistema es de calentamiento indirecto, el aporte de calor requerido es similar al sistema *Open Rack Vaporizer* (ORV). En la *Tabla 29* se indican los factores resultantes para las emisiones fugitivas de la operación.

**Tabla 29 - Factor de Emisiones Fugitivas LNG - Elaboración Propia**

Factor de emisiones – Fugitivas	
CH4	CO2
Gg CH4 / 10 6 m <sup>3</sup>	Gg CH4 / 10 6 m <sup>3</sup>
2,15E-06	3,59E-05
-11,21%	-11,21%
+6,03%	+6,03%

<sup>77</sup> Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States, Department of Energy (DOE), Ref. [18]

## **6.10 Refinación de Petróleo**

### **6.10.1 Autoproducción de Refinería**

La categoría para autoproducción de refinería corresponde al código CIU 23: fabricación de coque, productos de la refinación del petróleo y combustible nuclear. El combustible consumido es gas natural, gas residual, gas de cola, gasoil y fuel oil. La potencia generada es a partir de máquinas de Vapor, Diésel y Turbina de Gas. La potencia instalada es de 29 grupos de Vapor, Diésel y Turbina de Gas.

El generador diésel es alimentado en todos los casos con gas oil. El gas oil se alimenta a los generadores diésel. El vapor es alimentado con una mezcla de cualquier tipo de gas o fuel oil, es decir que todo el fuel oil se alimenta a vapor. La turbina de gas es alimentada con una mezcla de cualquier tipo de gas. El gas se alimenta una parte a las turbinas de gas y otra parte al vapor.

En la *Tabla 30* se indican los factores de emisiones por combustible obtenidos.

**Tabla 30 - Factores de Emisiones de Autoproducción de Refinería  
- Elaboración Propia**

	Autoproducción Refinería		
	FACTOR DE EMISIÓN CO2 (kg/TJ)	FACTOR DE EMISIÓN CH4 (kg/TJ)	FACTOR DE EMISIÓN N2O (kg/TJ)
	(kgCO2/TJ)	(kgCH4/TJ)	(kgN2O/TJ)
GAS NATURAL	58.319	42,4	0,62
GAS RESIDUAL	57.600	42,4	0,62
GAS DE COLA	57.600	42,4	0,62
GAS OIL	74.100	4,0	ND
FUEL OIL	77.400	3,0	0,30

### **6.10.2 Calor de Refinería**

El calor generado en refinería se consume mayormente en hornos de procesos, tal como lo indicado en EEA Guidebook 2013 1.A.1 Energy industries GB2013<sup>78</sup>. Se han mantenido los factores por defecto de emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O.

### **6.10.3 Emisiones fugitivas de Refinerías**

.El factor de emisiones fugitivas de refinería comprende todas las fuentes, incluyendo las cantidades de quema en antorcha. La refinación es un sistema con múltiples puntos de emisiones y la estimación de emisiones fugitivas es compleja. Incluso para la estimación de emisiones Tier 1, en la metodología IPCC, los consumos deben ser reportados por las refinerías. Para una estimación Tier 2, en general se requiere obtener las emisiones para las plantas de procesamiento en las refinerías. Cada unidad de procesamiento tiene características especiales que determinan sus emisiones fugitivas; un ejemplo de ello, son las emisiones resultantes de las unidades de conversión catalítica que regeneran el catalizador en forma continua, mediante la combustión de parte del carbón depositado en la superficie del catalizador y siendo venteados hacia la atmósfera los productos de la combustión.

En el inventario nacional oficial de 2012, se utilizaron los factores por defecto de IPCC para las emisiones fugitivas, basados en el factor de emisiones de IPCC tier 1 para países desarrollados, ya que no existen para países en vías de desarrollo. La estrategia utilizada en el inventario 2000, fue en base a consultas de expertos. Allí se fijó un 35% de rendimiento del crudo procesado como alimentación a refinación catalítica y se lo consideró en forma separada.

En el BEN se informan las pérdidas de refinería como diferencia entre las energías primarias ingresantes y las secundarias como productos generados, una vez descontados los consumos propios. El valor asignado para 2012 es de 251 kTEP. Este dato no fue utilizado en el inventario 2012. En los datos SESCO las refinerías reportan el consumo propio de combustibles, que se utilizó en el inventario como reporte de fuentes de combustión fijas.

También existen datos de emisiones reportados por YPF para sus actividades de refinación. YPF representa un porcentaje importante de la capacidad de refinación nacional y resulta significativo para la estimación. La compañía inclusive presentó proyectos de recuperación de gases de antorcha que fueron registrados en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para la reducción de emisiones.<sup>79 80</sup>

---

<sup>78</sup> Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries, Concawe 2009. Ref. [15]

<sup>79</sup> Emisiones de CO<sub>2</sub> del Complejo Industrial La Plata Química. Repsol 2010. Ref. [56]

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

En 2010 Repsol YPF realizó un reporte de sustentabilidad de las refinerías de La Plata y Luján de Cuyo. Los datos fueron publicados por Repsol YPF y auditados externamente bajo requisitos de la norma ISO 14064, con una tolerancia de +-10%. En el informe, se reportaron datos de CO<sub>2</sub>, sin incluir otros gases GEI. La estimación de emisiones directas totales es de 2983946 tCO<sub>2</sub> para las refinerías La Plata y Luján de Cuyo. También se reportaron emisiones indirectas por compra de energía eléctrica, vapor e hidrógeno, pero no se tienen en cuenta, ya que se considera están incluidas bajo otros rubros en el balance nacional. El valor de emisiones directas se encuentra desagregado entre emisiones de combustión, emisiones de procesos, y otros venteos. Las emisiones de combustión se dividen en gas natural, fuel oil, gas residual y antorcha y las de procesos en emisiones de regeneradores y venteos de CO<sub>2</sub>. La categoría Otros incluye vehículos, motobombas, generadores de emergencia, etc. En la Refinería Luján de Cuyo se elabora CO<sub>2</sub> como producto para alimentos (bebidas)<sup>81</sup>

En la *Tabla 31* se indican los factores obtenidos. El valor agregado total calculado para refinerías es de 0.186 Gg CO<sub>2</sub>/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> de crudo procesado. Este factor incluye combustión y fuentes fugitivas. Como la información de combustión ya se encuentra en el consumo propio reportado, se separan las emisiones de antorcha de las fuentes de combustión junto al resto de emisiones de procesos y otras, obteniendo un factor de 0.062 Gg CO<sub>2</sub>/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> de crudo procesado.

**Tabla 31 - Emisiones directas de Refinería - Elaboración Propia a partir de datos YPF 2012**

	<b>FE CO2</b> Gg CO <sub>2</sub> /10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>Porcentaje</b> %
Combustión (Ex-Antorcha)	0,124	66,8%
Fugitivas	0,062	33,1%
Combustión - Móviles	0,000	0,0%
Total	0,186	100,0%

En 2014, YPF realizó un nuevo Reporte de Sustentabilidad, dando en esta oportunidad valores para todos los gases GEI, pero sin desagregar en tipo de fuente. El factor total de CO<sub>2</sub> es similar al estimado anteriormente.

<sup>80</sup> Emisiones de CO<sub>2</sub> del Complejo Industrial La Plata Química, Repsol 2010. Ref. [56]

<sup>81</sup> Diario Los Andes, <http://archivo.losandes.com.ar/notas/2010/8/1/economico-505510.asp>

**Tabla 32 - Factores de Emisiones de Refinería - Elaboración Propia a partir de datos YPF**

	<b>CO2</b> Gg CO2/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>CH4</b> Gg CH4/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>N2O</b> Gg N2O/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>NO x</b> Gg Nox/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>CO</b> Gg CO/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>COVNM</b> Gg COVNM/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>SO2</b> Gg SO2/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
Combustión (Ex-Antorcha)	0,126	2,94E-06	3,80E-07	3,31E-04	3,90E-05	1,03E-05	8,67E-05
Fugitivas	0,065	5,38E-05	8,39E-06	-6,83E-05	7,30E-05	3,65E-04	2,10E-04
Combustión - Móviles	0,000	3,39E-09	3,39E-09	3,47E-07	3,47E-07	8,68E-08	3,15E-08
Total	0,191	5,67E-05	8,77E-06	2,63E-04	1,12E-04	3,75E-04	2,97E-04

Combustión (Ex-Antorcha)	66,1%	66,1%	66,1%	66,1%	66,1%	66,1%	66,1%
Fugitivas	33,9%	33,9%	33,9%	33,9%	33,9%	33,9%	33,9%
Combustión - Móviles	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%

En la *Tabla 33* se indican los factores de emisiones fugitivas utilizados para la estimación Tier 2, desarrollados a partir de los datos de YPF calcularon los factores resultantes por gas a partir de los datos.

**Tabla 33 - Factores de Emisiones Fugitivas de Refinería - Elaboración Propia**

	<b>CO2</b> Gg CO2/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>CH4</b> Gg CH4/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>N2O</b> Gg N2O/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>NO x</b> Gg Nox/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>CO</b> Gg CO/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>COVNM</b> Gg COVNM/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>SO2</b> Gg SO2/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
FE Fugitivas Refinería	0,065	5,38E-05		5,00E-05	7,30E-05	3,65E-04	2,10E-04

Se utilizaron los datos de consumo de combustibles reportados en la base SESCO de YPF para estimar las emisiones por combustión, asignando la diferencia a emisiones fugitivas y combustión móviles. La combustión móvil se obtuvo como combustión transporte utilitarios a gasoil para emisiones iguales a las del año 2012. Este rubro es de menor significancia en el total. Los factores de NOx, CO, COVN y SO2 se estimaron con factores de IPCC 1996 detallados para un 35% del total de alimentación a refinación catalítica, conforme se realizó en el inventario 2000.

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

El factor de emisiones de CO<sub>2</sub> es similar al obtenido en 2010 y levemente por encima del estimado en IPCC 1996. El factor de emisiones de CH<sub>4</sub> se encuentra levemente por encima del rango de referencia de IPCC (2.6e-6 a 41.0e-6). El factor de N<sub>2</sub>O resulta mayor al estimado para la parte de combustión, y en el caso de NO<sub>x</sub> solamente las emisiones de combustión ya son mayores que las reportadas totales. De ahí que los factores obtenidos mediante el procedimiento anterior para estos gases no sean confiables. El factor de SO<sub>2</sub> depende del contenido estimado de azufre local y el contenido máximo de azufre en los combustibles finales. En el inventario 2000, se indicaba que el petróleo nacional tiene en el orden de 0.5% de azufre, lo que es bajo, y que el factor por defecto posiblemente sobreestimaba las emisiones de SO<sub>2</sub> con un total de 15.3 Gg SO<sub>2</sub>. También se aclara que como los factores de CH<sub>4</sub> y COVNM son globales incluyendo almacenamiento, no es necesario considerar una categoría aparte para almacenamiento. El factor utilizado en el inventario 2012 es de 2.7e-6 Gg CH<sub>4</sub>/103m<sup>3</sup> adicionales por almacenamiento en refinería.

El factor de CO es similar al del inventario 2012 y de IPCC 2006. Se presentan grandes diferencias con respecto al factor estimado en 2000. La base de IPCC 1996 es Concawe. En la edición más actualizada de 2009, se distinguen diferencias de emisiones según la severidad de operación e instalaciones de mitigación en la unidad de cracking catalítico (FCC). En el caso de quema completa de carbón, así como de quema parcial con caldera de CO, las emisiones de CO son despreciables. En el caso de que no exista caldera de CO, las emisiones corresponden a lo indicado en Tabla 1-66 y utilizado en el inventario 2000, para un factor de 3.92e-2 GgCO/103m<sup>3</sup> ajustado a un 35% de refinación catalítica. La quema parcial no es la práctica utilizada normalmente. El factor de COVNM es similar al factor general y detallado para FCC previsto en IPCC 1996 y menor al indicado en el inventario 2012 y de IPCC 2006.

En la *Tabla 34* se obtienen los resultados de emisiones comparativos entre el inventario nacional 2012 y en la estimación de acuerdo a los factores desarrollados. Como diferencia principal frente a lo estimado en el inventario, se hallan las emisiones de CO<sub>2</sub> contabilizadas por emisiones de antorcha y venteo de regeneradores.

**Tabla 34 - Emisiones Fugitivas de Refinería – Elaboración Propia**

	<b>CO<sub>2</sub></b> Gg CO <sub>2</sub>	<b>CH<sub>4</sub></b> Gg CH <sub>4</sub>	<b>N<sub>2</sub>O</b> Gg N <sub>2</sub> O	<b>NO<sub>x</sub></b> Gg Nox	<b>CO</b> Gg CO	<b>COVNM</b> Gg COVNM	<b>SO<sub>2</sub></b> Gg SO <sub>2</sub>
Refinación – IN 2012	0,00	0,31	0,00	1,54	2,46	40,06	24,65
Almacenamiento – IN 2012	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total – IN 2012	0,00	0,39	0,00	1,54	2,46	40,06	24,65

	<b>CO<sub>2</sub></b> Gg CO <sub>2</sub>	<b>CH<sub>4</sub></b> Gg CH <sub>4</sub>	<b>N<sub>2</sub>O</b> Gg N <sub>2</sub> O	<b>NO<sub>x</sub></b> Gg Nox	<b>CO</b> Gg CO	<b>COVNM</b> Gg COVNM	<b>SO<sub>2</sub></b> Gg SO <sub>2</sub>
Refinación – Fugitivas	1.993,5	1,7	0,0	1,5	2,2	11,2	6,5

## 6.11 Resultados y Discusión - Tier 2

Luego del análisis de datos estadísticos disponibles en el país, se utilizaron los factores obtenidos en los puntos anteriores para la estimación de las emisiones de Argentina. Los resultados son indicados en los puntos siguientes. Inicialmente se analiza la diferencia entre la estimación Tier 1 y Tier 2 y las categorías claves de la estimación.

### 6.11.1 Resultados - Tier 2

En la *Tabla 35* se indican los resultados por gases y de CO<sub>2</sub>eq, clasificados por sector, categoría de emisión y tipo de emisión.

**Tabla 35 - Estimación de Emisiones Tier 2 - Elaboración Propia**

Sector	Categoría	Tipo de Emisión	Gg CO <sub>2</sub> eq	Gg CO <sub>2</sub>	Gg CH <sub>4</sub>	Gg N <sub>2</sub> O
Exploración	Gas/Petróleo	Fugitivas	362.43	36.53	15.52	0.00
Producción	Gas	Fugitivas	2800.53	2.21	133.25	0.00
		Combustión	11670.18	11527.76	6.71	0.01
		Fugitivas	0.00	0.00	0.00	0.00
	Petróleo	Fugitivas	209.51	0.73	9.94	0.00
Procesamiento	Gas	Fugitivas	2186.49	1726.62	21.88	0.00
Transporte	Gas	Combustión	2672.28	2670.15	0.07	0.00
		Fugitivas	1097.95	1.56	52.21	0.00
	Petróleo	Combustión	62.66	61.97	0.02	0.00
		Fugitivas	11.91	0.01	0.57	0.00
Refinación	Petróleo	Combustión	4371.04	4361.89	0.30	0.01
		Fugitivas	2028.27	1993.48	1.66	0.00
Distribución	Gas	Fugitivas	1129.34	2.71	53.65	0.00
	Petróleo	Fugitivas	1.41	1.41	0.00	0.00
Consumo	Gas	Fugitivas	1819.56	0.00	86.65	0.00
Total Resultado			30423.55	22387.04	382.41	0.02

### 6.11.2 Resultados Tier 2 comparados con Tier 1 y la Comunicación Nacional

En la *Tabla 36* se indican los resultados detallados por fuente. La diferencia entre los niveles de estimación Tier 2 y el inventario nacional es de 6.21%. La causa de la diferencia entre estimaciones, se atribuye fundamentalmente como un incremento en la producción de CO<sub>2</sub> por quema en antorcha en la producción de petróleo / gas.

**Tabla 36 - Emisiones Tier 2 - Elaboración Propia**

					28645.46	26745.82	30423.55		1778.10	6.21%
					TOTAL	TOTAL	TOTAL			
			A		INVENTARIO 2012	ESTIMADO EF TIER 1	ESTIMADO EF TIER 2		DIFERENCIA T2 / INVENTARIO 2012	
					Emisiones	Emisiones	Emisiones			
					(Gg CO2eq)	(Gg CO2eq)	(Gg CO2eq)			
Código del IPCC	Nombre del Sector	Categoría	Actividad	Unidad de AD						
Código IPCC		Categoría	Actividad	Unidad de AD	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq			
1 A					16653.8	16653.8	18776.1		2122.3	12.74%
1 A 1 b		Refinación de Petróleo			4315.3	4315.3	4371.0		55.8	1.29%
		Autoproducción			403.6	403.6	415.5		11.9	2.95%
1 A 1 b 1	Gas natural	86984	10 <sup>3</sup> Sm3		169.67	169.67	179.43		9.76	5.75%
1 A 1 b 3	Gas de Refinería	62000	10 <sup>3</sup> Sm3		127.21	127.21	129.48		2.27	1.79%
1 A 1 b 2	GLP	0	10 <sup>3</sup> Sm3		0.00	0.00	0.00		0.00	
1 A 1 b 5	Nafta	0	ton		0.00	0.00	0.00		0.00	
1 A 1 b 4	Kerosene	3772	10 <sup>3</sup> Sm3		9.48	9.48	9.49		0.00	0.03%
1 A 1 b 6	Gasoil	28	ton		0.09	0.09	0.09		0.00	0.03%
1 A 1 b 7	Fuel oil	30492	ton		97.15	97.15	97.03		-0.12	-0.12%
1 A 1 b 8	Carbón Residual	0	ton		0.00	0.00	0.00		0.00	
	Calor				3911.7	3911.7	3955.5		43.8	1.12%
1 A 1 b 1	Gas natural	579582	10 <sup>3</sup> Sm3		1130.51	1130.51	1174.35		43.84	3.88%
1 A 1 b 3	Gas de	132823	10 <sup>3</sup>		2725.15	2725.15	2725.15		0.00	0.00%

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

					28645.46	26745.82	30423.55			1778.10	6.21%
					TOTAL	TOTAL	TOTAL				
Código del IPCC	Nombre del Sector	Categoría	A	Unidad de AD	INVENTARIO 2012 Emisiones (Gg CO2eq)	ESTIMADO EF TIER 1 CONSTANTES Emisiones (Gg CO2eq)	ESTIMADO EF TIER 2 Emisiones (Gg CO2eq)			DIFERENCIA T2 / INVENTARIO 2012	
Código IPCC			Actividad	Unidad de AD	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq				
	Refinería		5	Sm3							
1 A 1 b 2	GLP		0	10 <sup>3</sup> Sm3	0.00	0.00	0.00			0.00	
1 A 1 b 5	Nafta		0	ton	0.00	0.00	0.00			0.00	
1 A 1 b 4	Kerosene		0	10 <sup>3</sup> Sm3	0.00	0.00	0.00			0.00	
1 A 1 b 6	Gasoil		17647	ton	56.03	56.03	56.03			0.00	0.00%
1 A 1 b 7	Fuel oil		0	ton	0.00	0.00	0.00			0.00	
1 A 1 b 8	Carbón Residual		0	ton	0.00	0.00	0.00			0.00	
<b>1 A 1 c</b>	<b>Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias Energéticas</b>				<b>9704.72</b>	<b>9704.72</b>	<b>11670.18</b>			<b>1965.46</b>	<b>20.25%</b>
<b>1 A 1 c ii</b>	<b>Otras industrias Energéticas</b>				<b>9704.7</b>	<b>9704.7</b>	<b>11670.2</b>			<b>1965.5</b>	<b>20.25%</b>
	<b>Yacimiento</b>				<b>9704.7</b>	<b>9704.7</b>	<b>11670.2</b>			<b>1965.5</b>	<b>20.25%</b>
	<b>Autoproducción</b>				<b>3217.5</b>	<b>3217.5</b>	<b>3984.5</b>			<b>767.0</b>	<b>23.84%</b>
	Gas Natural		1648614	10 <sup>3</sup> Sm3	3215.18	3215.18	3982.21			767.03	23.86%
	Gas Oil		721	ton	2.29	2.29	2.29			0.00	0.03%
	Petróleo		0	ton	0.00	0.00	0.00			0.00	
	<b>Calor</b>				<b>6487.2</b>	<b>6487.2</b>	<b>7685.7</b>			<b>1198.4</b>	<b>18.47%</b>
	Gas Natural		3135286	10 <sup>3</sup> Sm3	6114.53	6114.53	7312.95			1198.42	19.60%
	Gas Oil		0	ton	0.00	0.00	0.00			0.00	
	Petróleo		1208347	ton	372.72	372.72	372.72			0.00	0.00%
<b>1 A 3</b>	<b>Transporte</b>				<b>2633.83</b>	<b>2633.84</b>	<b>2734.93</b>			<b>101.10</b>	<b>3.84%</b>
<b>1 A 3 e ii</b>	<b>Transporte por ductos</b>				<b>2633.83</b>	<b>2633.84</b>	<b>2734.93</b>			<b>101.10</b>	<b>3.84%</b>
	<b>Autoproducción</b>				<b>128.35</b>	<b>128.35</b>	<b>132.28</b>			<b>3.94</b>	<b>3.07%</b>
	Gas Natural		34000	10 <sup>3</sup> Sm3	66.32	66.32	69.63			3.31	4.99%
	Gas de Refinería		29225	10 <sup>3</sup> Sm3	59.96	59.96	60.59			0.63	1.04%
	Gasoil		651	ton	2.07	2.07	2.07			0.00	0.20%

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

					28645.46	26745.82	30423.55		1778.10	6.21%
					TOTAL	TOTAL	TOTAL			
					INVENTARIO 2012	ESTIMADO EF TIER 1	ESTIMADO EF TIER 2		DIFERENCIA T2 / INVENTARIO 2012	
Código del IPCC	Nombre del Sector	Categoría	A	Unidad de AD	Emisiones (Gg CO2eq)	Emisiones (Gg CO2eq)	Emisiones (Gg CO2eq)			
Código IPCC			Actividad	Unidad de AD	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq			
	Petróleo		0	10 <sup>3</sup> Sm3	0.00	0.00	0.00		0.00	
	<b>Calor</b>				<b>2505.48</b>	<b>2505.48</b>	<b>2602.65</b>		<b>97.17</b>	<b>3.88%</b>
	Gas Natural		128450	10 <sup>3</sup> Sm3	2505.48	2505.48	2602.65		97.17	3.88%
	Gas de Refinería		0	10 <sup>3</sup> Sm3	0.00	0.00	0.00		0.00	
	Gasoil		0	ton	0.00	0.00	0.00		0.00	
	Petróleo		0	10 <sup>3</sup> Sm3	0.00	0.00	0.00		0.00	
<b>1 A 3 e ii</b>	<b>Regasificación LNG</b>				<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>		<b>0.00</b>	
	LNG		0	10 <sup>3</sup> Sm3	0.00	0.00	0.00		0.00	
<b>1 B 2</b>	<b>Petróleo y Gas Natural</b>				<b>11991.6</b>	<b>10092.0</b>	<b>11647.4</b>		<b>-344.2</b>	<b>-2.87%</b>
<b>1 B 2 a</b>	<b>Petróleo</b>				<b>2493.2</b>	<b>593.5</b>	<b>2613.5</b>		<b>120.4</b>	<b>4.83%</b>
<b>1 B 2 a i</b>	<b>Venteo</b>				<b>591.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>		<b>-591.0</b>	<b>-100.00%</b>
1 B 2 a i	Producción de Petróleo		33139.5	10 <sup>3</sup> Sm3	591.01	0.00	0.00		-591.01	-100.00%
<b>1 B 2 a ii</b>	<b>Quema en antorcha</b>				<b>1618.6</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>		<b>-1618.6</b>	<b>-100.00%</b>
1 B 2 a ii	Producción de Petróleo		33139.5	10 <sup>3</sup> Sm3	1618.58	0.00	0.00		-1618.58	-100.00%
<b>1 B 2 a iii</b>	<b>Todas las demás</b>				<b>283.6</b>	<b>593.5</b>	<b>2613.5</b>		<b>2330.0</b>	<b>821.69%</b>
<b>1 B 2 a iii 1</b>	<b>Exploración</b>				<b>52.51</b>	<b>362.43</b>	<b>362.43</b>		<b>309.93</b>	<b>590.27%</b>
1 B 2 a iii 1	Pozos de Petróleo (Avanzada)		71	pozos perforados	3.82	3.82	3.82		0.00	0.00%
1 B 2 a iii 1	Pozos de Petróleo (Exploración)		70	pozos perforados	3.77	3.77	3.77		0.00	0.00%
1 B 2 a iii 1	Pozos de Petróleo (Explotación)		834	pozos perforados	44.91	44.91	44.91		0.00	0.00%
					0.00	309.93	309.93		309.93	

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

					28645.46	26745.82	30423.55		1778.10	6.21%
					TOTAL	TOTAL	TOTAL			
			A		INVENTARIO	ESTIMADO	ESTIMADO		DIFERENCIA	
					2012	EF TIER 1	EF TIER 2		T2 /	
					Emisiones	CONSTANTE	Emisiones		INVENTARI	
					(Gg	S	(Gg		O 2012	
					CO2eq)	Emisiones	CO2eq)			
					(Gg	(Gg	(Gg			
					CO2eq)	CO2eq)	CO2eq)			
Código IPCC	Nombre del Sector	Categoría	Actividad	Unidad de AD	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq			
Código IPCC			Actividad	Unidad de AD	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq			
<b>1 B 2 a iii 2</b>	<b>Producción y refinación</b>				<b>209.51</b>	<b>209.51</b>	<b>209.51</b>		<b>0</b>	<b>0.00%</b>
1 B 2 a iii 2	Producción de Petróleo		33139.519	10 <sup>3</sup> Sm3	209.51	209.51	209.51		0.00	0.00%
<b>1 B 2 a iii 3</b>	<b>Transporte</b>				<b>11.91</b>	<b>11.91</b>	<b>11.91</b>		<b>0.00</b>	<b>0.00%</b>
1 B 2 a iii 3	Transporte del Petróleo (Barcos)		17167.537	10 <sup>3</sup> Sm3	10.09	10.09	10.09		0.00	0.00%
1 B 2 a iii 3	Transporte del Petróleo (Ductos)		15971.983	10 <sup>3</sup> Sm3	1.82	1.82	1.82		0.00	0.00%
					0.00	0.00	0.00		0.00	
<b>1 B 2 a iii 4</b>	<b>Refinación</b>				<b>8.22</b>	<b>8.22</b>	<b>2028.27</b>		<b>2020.05</b>	<b>24581.80 %</b>
1 B 2 a iii 4	Refinación del Petróleo		30812	10 <sup>3</sup> Sm3	6.47	6.47	2028.27		2021.80	31245.88 %
1 B 2 a iii 4	Transmisión y almacenamiento de Petróleo		30812	10 <sup>3</sup> Sm3	1.75	1.75	0.00		-1.75	-100.00%
<b>1 B 2 a iii 5</b>	<b>Distribución de productos petrolíferos</b>				<b>1.41</b>	<b>1.41</b>	<b>1.41</b>		<b>0</b>	<b>0.00%</b>
1 B 2 a iii 5	Distribución de productos refinados (Nafta)		7458.135	10 <sup>3</sup> Sm3	0.00	0.00	0.00		0.00	
1 B 2 a iii 5	Distribución de productos refinados (GLP)		3287.831	10 <sup>3</sup> Sm3	1.41	1.41	1.41		0.00	0.00%
<b>1 B 2 a iii 6</b>	<b>Otros</b>				<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>		<b>0.00</b>	

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

					28645.46	26745.82	30423.55		1778.10	6.21%
					TOTAL	TOTAL	TOTAL			
Código del IPCC	Nombre del Sector	Categoría	A Actividad	Unidad de AD	INVENTARIO 2012 Emisiones (Gg CO2eq)	ESTIMADO EF TIER 1 CONSTANTES Emisiones (Gg CO2eq)	ESTIMADO EF TIER 2 Emisiones (Gg CO2eq)		DIFERENCIA T2 / INVENTARIO 2012	
Código IPCC			Actividad	Unidad de AD	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq			
					0.00	0.00	0.00		0.00	
<b>1 B 2 b</b>	<b>Gas natural</b>				<b>9498.5</b>	<b>9498.5</b>	<b>9033.9</b>		<b>-464.61</b>	<b>-4.89%</b>
<b>1 B 2 b i</b>	<b>Venteo</b>				<b>2885.0</b>	<b>2885.0</b>	<b>0.0</b>		<b>-2885.02</b>	<b>-100.00%</b>
1 B 2 b i 1		Procesamiento del Gas	44123.694	10^6 Sm3	2718.02	2718.02	0.00		-2718.02	-100.00%
1 B 2 b i 1		Transmisión y almacenamiento de Gas	44123.694	10^6 Sm3	167.00	167.00	0.00		-167.00	-100.00%
<b>1 B 2 b ii</b>	<b>Quema en antorcha</b>				<b>220.1</b>	<b>220.1</b>	<b>1973.5</b>		<b>1753.4</b>	<b>796.58%</b>
1 B 2 b ii 1		Producción de Gas	44123.694	10^6 Sm3	62.92	62.92	0.00		-62.92	-100.00%
1 B 2 b ii 1		Procesamiento del Gas	44123.694	10^6 Sm3	157.19	157.19	1973.48		1816.29	1155.47%
1 B 2 b ii 1					0.00	0.00	0.00		0.00	
<b>1 B 2 b iii</b>	<b>Todos los demás</b>				<b>6393.4</b>	<b>6393.4</b>	<b>7060.4</b>		<b>667.0</b>	<b>10.43%</b>
<b>1 B 2 b iii 1</b>	<b>Exploración</b>				<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>		<b>0.0</b>	
					0.00	0.00	0.00		0.00	
<b>1 B 2 b iii 2</b>	<b>Producción</b>				<b>2800.5</b>	<b>2800.6</b>	<b>2800.6</b>		<b>0.0</b>	<b>0.00%</b>
1 B 2 b iii 2		Producción de Gas	44123.694	10^6 Sm3	2800.53	2800.53	2800.53		0.00	0.00%
					0.00	0.02	0.02		0.02	
<b>1 B 2 b iii 3</b>	<b>Procesamiento</b>				<b>213.0</b>	<b>213.0</b>	<b>213.0</b>		<b>0.0</b>	<b>0.00%</b>
1 B 2 b iii 3		Procesamiento del Gas	44123.694	10^6 Sm3	212.99	212.99	212.99		0.00	0.00%
					0.00	0.00	0.00		0.00	
<b>1 B 2 b iii 4</b>	<b>Transmisión y almacenamiento</b>				<b>430.9</b>	<b>430.9</b>	<b>1097.9</b>		<b>667.0</b>	<b>154.78%</b>
1 B 2 b iii 4		Transporte de Gas	44123.694	10^6 Sm3	430.93	430.93	1097.95		667.01	154.78%
<b>1 B 2 b iii 5</b>	<b>Distribución</b>				<b>1129.3</b>	<b>1129.3</b>	<b>1129.3</b>		<b>0.0</b>	<b>0.00%</b>
1 B 2 b iii 5		Distribución de Gas	32318.6	10^6 Sm3	1129.34	1129.34	1129.34		0.00	0.00%
					0.00	0.00	0.00		0.00	

## Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina

					28645.46	26745.82	30423.55		1778.10	6.21%
					TOTAL	TOTAL	TOTAL			
Código del IPCC	Nombre del Sector	Categoría	A Actividad	Unidad de AD	INVENTARIO 2012 Emisiones (Gg CO2eq)	ESTIMADO EF TIER 1 CONSTANTES Emisiones (Gg CO2eq)	ESTIMADO EF TIER 2 Emisiones (Gg CO2eq)		DIFERENCIA T2 / INVENTARIO 2012	
Código IPCC			Actividad	Unidad de AD	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq	TOTAL CO2eq			
1 B 2 b iii 6	Otros				1819.6	1819.6	1819.6		0.0	0.00%
1 B 2 b iii 6	Consumo plantas industriales y centrales eléctricas		22483.0	10 <sup>6</sup> Sm3	1425.87	1425.87	1425.87		0.00	0.00%
1 B 2 b iii 6	Consumo residencial y comercial / público		12498.1	10 <sup>6</sup> Sm3	393.69	393.69	393.69		0.00	0.00%

### 6.11.3 Categoría Clave

Una parte importante del análisis es revisar la contribución de cada sector. En la *Tabla 37* se asignan las emisiones por subsector. La Producción de hidrocarburos tiene aproximadamente la mitad de las emisiones y cerca del 55% si se computan juntos la producción con el procesamiento de gas. Luego sigue la actividad de refinación, luego el transporte del gas producido, y más abajo, la distribución y consumo del gas distribuido. La exploración tiene un porcentaje menor en la actividad de emisiones. La distribución y exploración quedan fuera del mayor 95% de las emisiones, por lo que resultan sectores no clave.

**Tabla 37 - Emisiones por Sector - Elaboración Propia**

Sector	Datos	
	Gg CO2eq	% CO2eq
Exploración	362.43	1.19%
Producción	14680.21	48.25%
Procesamiento	2186.49	7.19%
Transporte	3844.79	12.64%
Refinación	6399.30	21.03%
Distribución	1130.75	3.72%
Consumo	1819.56	5.98%
<b>Total Resultado</b>	<b>30423.55</b>	<b>100.00%</b>

Se analizaron también los resultados de las actividades incluidas filtradas por categorías clave para CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>eq. Las categorías más importantes son significativas para focalizar políticas de disminución de emisiones y foco para monitoreo. Las categorías de combustión, tienen una alta participación de gas natural en los combustibles utilizados, por lo que las medidas deben pasar mayormente por mejoras en la eficiencia de la combustión. Las emisiones fugitivas tienen un componente importante en el mantenimiento de las instalaciones y monitoreo de emisiones, y son las que mayormente presentan posibilidades de reducción. En las tablas siguientes se omite incluir las categorías no clave.

En la *Tabla 38* se indican las categorías clave como CO<sub>2</sub> equivalente. Las categorías claves incluyen al consumo para combustión para yacimientos, fugitivas en la producción de gas, consumo para calor de gas de refinería, para calor de transporte del gas natural, fugitivas en la refinación del petróleo, quema en antorcha del procesamiento de gas, fugitivas de consumo en plantas industriales y centrales eléctricas, calor de refinación con gas natural, fugitivas para distribución de gas natural, fugitivas para transporte de gas natural, fugitivas por consumo residencial y comercial/público y consumo de calor con petróleo para generar calor.

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

**Tabla 38 - Categorías Clave de CO<sub>2</sub> Equivalente - Elaboración Propia**

Sector	Categoría	Nombre	Tipo de Emisión	Gg CO <sub>2</sub> eq	% CO <sub>2</sub> eq	%CO <sub>2</sub> eq Acum.
Producción	Gas/Petróleo	Calor	Combustión	7313	24.04%	24.04%
Producción	Gas/Petróleo	Autoproducción	Combustión	3982	13.09%	37.13%
Producción	Gas	Fugitivas	Fugitivas	2801	9.21%	46.33%
Refinación	Petróleo	Calor	Combustión	2725	8.96%	55.29%
Transporte	Gas	Calor	Combustión	2603	8.55%	63.84%
Refinación	Petróleo	Fugitivas	Fugitivas	2028	6.67%	70.51%
Procesamiento	Gas	Quema en antorcha	Fugitivas	1973	6.49%	77.00%
Consumo	Gas	Fugitivas	Fugitivas	1426	4.69%	81.68%
Refinación	Petróleo	Calor	Combustión	1174	3.86%	85.54%
Distribución	Gas	Fugitivas	Fugitivas	1129	3.71%	89.26%
Transporte	Gas	Fugitivas	Fugitivas	1098	3.61%	92.86%
Consumo	Gas	Fugitivas	Fugitivas	394	1.29%	94.16%
Producción	Gas/Petróleo	Calor	Combustión	373	1.23%	95.38%

En la *Tabla 39* se indican las categorías clave de emisión de CO<sub>2</sub>. Las categorías clave son las de combustión de gas para autoproducción y calor en el segmento de producción, el consumo de gas de refinería para calor de refinación de petróleo, el consumo de gas para calor en el transporte de gas natural, las emisiones fugitivas de refinación y la quema en antorcha de procesamiento de gas natural. El consumo de gas natural para refinación también aparece en las categorías claves de CO<sub>2</sub>, indicando el peso que la refinación tienen en la generación de emisiones, por detrás de las actividades de producción de gas y petróleo en yacimientos.

**Tabla 39 - Categorías Clave de CO<sub>2</sub> - Elaboración Propia**

Sector	Categoría	Nombre	Tipo de Emisión	Gg CO <sub>2</sub>	% CO <sub>2</sub>	%CO <sub>2</sub> Acum.
Producción	Gas/Petróleo	Calor	Combustión	7311	32,66%	32,66%
Producción	Gas/Petróleo	Autoproducción	Combustión	3844	17,17%	49,83%
Refinación	Petróleo	Calor	Combustión	2723	12,16%	61,99%
Transporte	Gas	Calor	Combustión	2601	11,62%	73,61%
Refinación	Petróleo	Fugitivas	Fugitivas	1993	8,90%	82,51%
Procesamiento	Gas	Quema en antorcha	Fugitivas	1726	7,71%	90,22%
Refinación	Petróleo	Calor	Combustión	1174	5,24%	95,46%

## Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina

En la *Tabla 40* se indican las categorías clave de CH<sub>4</sub>. Las categorías clave son las fugitivas de producción de gas natural, fugitivas en plantas industriales y centrales eléctricas, fugitivas de distribución y transporte de gas natural, fugitivas de consumo residencial y comercial/público. Luego las emisiones fugitivas por servicio a los pozos, las emisiones por quema en antorcha de procesamiento del gas natural, y fugitivas en la producción de petróleo.

**Tabla 40 - Categorías Clave de CH<sub>4</sub> - Elaboración Propia**

Sector	Categoría	Nombre	Tipo de Emisión	Gg CH <sub>4</sub>	% CH <sub>4</sub>	% CH <sub>4</sub> Acum.
Producción	Gas	Fugitivas	Fugitivas	133	34,85%	34,85%
Consumo	Gas	Fugitivas	Fugitivas	68	17,76%	52,60%
Distribución	Gas	Fugitivas	Fugitivas	54	14,03%	66,63%
Transporte	Gas	Fugitivas	Fugitivas	52	13,65%	80,28%
Consumo	Gas	Fugitivas	Fugitivas	19	4,90%	85,19%
Exploración	Gas/Petróleo	Fugitivas	Fugitivas	15	3,86%	89,04%
Procesamiento	Gas	Quema en antorcha	Fugitivas	12	3,08%	92,12%
Procesamiento	Gas	Fugitivas	Fugitivas	10	2,64%	94,76%
Producción	Petróleo	Fugitivas	Fugitivas	10	2,60%	97,36%

### 6.12 Consideraciones para una estimación Tier 3

La falta de información detallada y específica resulta la barrera principal para la estimación de emisiones. En IPCC v2\_4\_Ch4 bajo el párrafo de problemas metodológicos se indican las principales dificultades y limitaciones para la obtención de un inventario en el sector; el uso de factores generales simples basados en la producción tienen una gran incertidumbre la aplicación de un modelo bottom-up riguroso requiere conocimiento experto y datos detallados que pueden ser difíciles y costosos de obtener. En la tercera comunicación nacional se realizó un informe de mejora de inventarios de Energía, donde se indica como barrera inconsistencia de los datos entre sí según la fuente, falta de incertidumbres asociadas, carencia de factores de emisión locales y falta de desagregación de la información disponible.

El nivel de estadísticas disponible en Argentina es suficiente hasta un nivel Tier 2.<sup>82</sup> Los factores de actividad disponibles en las estadísticas nacionales, son bastante completos y aproximadamente similares a los requeridos para obtener un nivel Tier 3, según el cuadro 4.2.6 de IPCC. Sin embargo, los factores de emisión son un nivel de agregación mayor al esperado para el nivel Tier 3. En Argentina no son reportadas las emisiones por las compañías a nivel de plantas,

<sup>82</sup> IPCC indica que "la posibilidad de usar un método de Nivel 3 depende de las estadísticas detalladas de producción y de los datos de la infraestructura (p. ej., información relativa a la cantidad, a los tipos de instalaciones, y a la cantidad y al tipo de equipos usados en cada planta) y quizá no sea posible aplicarlo en todas las circunstancias"

así que el uso de reportes a nivel de instalaciones no resulta un método viable con la información disponible.<sup>83</sup>

El nivel Tier 3 de estimación es el nivel más complejo y que requiere mayor nivel de información y complejidad de aplicación. Expresa las estimaciones cuando se cuenta con datos nacionales construidos con un modelo abajo hacia arriba (bottom-up). Las estimaciones deben ser a nivel de las instalaciones, y se pone especial énfasis en la fuente de datos y control de calidad estadística. Los métodos necesarios para obtener el resultado de Tier 3, consisten en el modelado detallado del proceso o el uso de reportes a nivel de instalaciones. En las prácticas de EEA, se profundiza y clarifica en el concepto del nivel Tier 3 denominándolo como el nivel de modelado de emisiones y de uso de datos de instalaciones; además se aclara que este nivel debe tener un grado mayor de profundidad que el nivel Tier 2, comprendido como un acercamiento de detalle de las tecnologías específicas.

En IPCC se indican cuestiones a tener en cuenta para compilar los datos detallados de la actividad necesarios para alcanzar un método de Tier 3. Aquí se reproducen los párrafos con los comentarios aplicables a este caso:

- a) *“Deben desagregarse las estadísticas de producción para capturar los cambios ocurridos en la producción (p. ej., debidos a las importaciones, exportaciones, al reprocesamiento, a las extracciones, etc.) al avanzar por los sistemas de petróleo y gas.”*

Las tablas estadísticas SESCO en base a yacimientos, así como el BEN a escala nacional consideran las etapas de producción, importaciones, exportaciones y pérdidas y consumos de energía.

- b) *“Las estadísticas de producción provistas por el organismo oficial deben utilizarse en favor de las estadísticas disponibles a través de los organismos internacionales, tales como la AIE o la ONU, debido a que suelen presentar una mejor fiabilidad y desagregación. Los grupos de generación de informes regionales, provinciales / estatales y del sector pueden ofrecer incluso una mayor desagregación.”*

Las estadísticas son de producción nacional, informadas por los productores como Declaraciones Juradas en un sistema gestionado por el estado.

- c) *“Los datos de la producción usados para estimar las emisiones fugitivas deben corregirse, si corresponde, para que den cuenta de las posibles importaciones o exportaciones netas. Es posible que estén disponibles los datos de las importaciones y exportaciones para un país pero no los datos de la producción; no obstante, es poco probable que se presente la situación inversa.”*

La producción se informa a nivel yacimiento con importaciones y exportaciones y luego se agregan los datos totales para conformar el total nacional.

---

<sup>83</sup> IPCC indica que *“Si un país estimó las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas sobre la base de una compilación de las estimaciones declaradas por las empresas de petróleo y gas, puede tratarse de un método de Nivel 2 o 3, según los abordajes reales aplicados por cada una de las empresas y plantas. En ambos casos, se debe garantizar que no se omitan ni contabilicen dos veces las emisiones”.*

- d) *“En los casos en los que se produce metano de yacimiento de carbón en un sistema de recopilación de gas natural, deben declararse todas las emisiones fugitivas asociadas en las categorías correspondientes de exploración y producción de gas natural. Esto sucede por defecto puesto que el gas producido se convierte en un producto básico al ingresar en el sistema de recopilación del gas y se lo justifica automáticamente del mismo modo en el que se justifica el gas de cualquier otro pozo cuando ingresa en el sistema de recopilación. El hecho de que el gas provenga de una formación de carbón solamente es perceptible a un nivel muy desagregado. Una vez que se extrae el gas de una formación de carbón, independientemente del motivo, y no se produce el gas hacia un sistema de recopilación, deben asignarse las emisiones asignadas al sector del carbón de la sección correspondiente de la categoría 1.B.1 del IPCC.”*

La explotación de carbón en el país no es significativa y no presenta aportes de gas natural.

- e) *“Los volúmenes venteados y quemados en antorcha de las estadísticas del petróleo y del gas pueden ser muy sospechosos porque suelen ser estimaciones y no basarse en las mediciones reales. Además, muchas veces se agregan los valores y se los declara simplemente como volúmenes quemados en antorcha. Deben revisarse las prácticas de funcionamiento de cada segmento del sector con los representantes de éste, para determinar si los volúmenes declarados son efectivamente venteados o quemados en antorcha, o para desarrollar la proporción correspondiente del venteo respecto de la quema en antorcha. También deben efectuarse auditorías o revisiones de cada segmento del sector para determinar si todos los volúmenes venteados y quemados en antorcha están declarados realmente (por ejemplo, las emisiones del gas en solución procedentes de los tanques de almacenamiento y de los dispositivos de tratamiento, de la quema en antorcha / el venteo de emergencia, la fuga hacia los sistemas de venteo / antorcha, y es probable que no necesariamente estén justificados los volúmenes de depuración y purga).”*

Este constituye un punto crítico para la estimación. En la estadística son informados a nivel de cada yacimiento. Se admite que las mediciones de gas aventado sean informadas por diferencia cuando el resto de las corrientes de gas sean medidas. Se considera que este es el caso general para las declaraciones juradas. Respecto a la composición se informa también en HHV que permite inferir la composición del gas aventado, aunque presentan un valor superior al esperado, por lo que se sospecha hay alguna diferencia allí. La práctica predominante para el aventamiento es la quema en antorcha, para todos los sectores del petróleo. Como evidencia, los puntos de venteo admitidos para el sistema georreferenciado son antorcha de quema y foso de quema. El venteo constituye menos del 3% del gas total aventado (venteado más quemado en antorcha), para sistemas en producción. No se descarta completamente la posibilidad de venteos por mantenimiento de pozos u otras emisiones fugitivas de tanques atmosférico de petróleo, o agua/petróleo que se encuentren por fuera del reporte. En general se observa que los pozos que no tienen producción de gas tampoco reportan aventamiento de gas, por lo que cualquier vapor fugitivo quedaría por fuera de la declaración de aventamiento. El mantenimiento de pozos tampoco se halla declarado aparte. No se tiene constancia de auditorías exhaustivas en campo que verifiquen emisiones fugitivas no declaradas. Sin embargo se cuenta con un sistema satelital de detección de anomalías térmicas que permite detectar y monitorear quemas no declaradas.

- f) *“Los datos relativos a la infraestructura son más difíciles de obtener que las estadísticas de la producción. La información relativa a las cantidades y los tipos de instalaciones principales y los tipos de procesos usados en estas plantas muchas veces puede estar disponible a través de los organismos regulatorios y los grupos industriales, o directamente a través de las empresas reales.” “La información acerca de las instalaciones menores (p. ej., la cantidad de deshidratadores y compresores de campo) no suele estar disponible, ni siquiera a través de las empresas de petróleo y gas. En consecuencia, deben plantearse hipótesis, sobre la base*

*de las prácticas locales de diseño, para estimar la cantidad de instalaciones. Quizá se requiera trabajo de campo para desarrollar los factores de estimación o las correlaciones adecuados.”*

Los datos georreferenciados poseen información respecto a las instalaciones existentes y declaradas. Se observa sin embargo cierta falta de homogeneidad entre la información declarada en los campos del metadato entre diferentes empresas, delatando quizá una oportunidad para revisión y control por el estado.

- g) *“Muchas empresas utilizan sistemas informáticos de gestión de la información relativa a la inspección y al mantenimiento. Estos sistemas pueden ser un medio muy fiable de contabilizar las principales unidades de equipos (p. ej., compresores, calefactores de proceso y calderas, etc.) en las instalaciones seleccionadas. Asimismo, algunos departamentos de una empresa pueden llevar bases de datos de ciertos tipos de equipos o instalaciones por diversos motivos internos (p. ej., contabilización impositiva, contabilización de producción, registros de seguro, programas de control de calidad, auditoría de seguridad, renovaciones de licencias, etc.).”*

Se deben hacer esfuerzos para identificar estas fuentes de información potencialmente útiles.

- h) *“Los cálculos de componentes por tipo de unidad de proceso pueden variar drásticamente entre las distintas instalaciones y los países, debido a las diferencias de diseño y prácticas de funcionamiento. De este modo, si bien en un comienzo puede ser adecuado usar los valores declarados en la bibliografía general, los países deben esforzarse por desarrollar sus propios valores.”*

Tener acceso a información de las compañías podría constituir una ventaja para hacer hipótesis más firmes. En este sentido YPF sería la empresa ideal al respecto, por su desarrollo territorial y volumen del mercado. Para este trabajo no se cuenta con información no pública de las compañías.

- i) *“La utilización de terminología coherente y definiciones claras es fundamental para elaborar el cálculo de las instalaciones y los componentes del equipo, y para permitir comparaciones significativas de los resultados con otros.”*

En este caso, adoptar las terminologías previstas por IPCC y API GHG parece lo más razonable, ya que constituyen un marco de trabajo consistente y común internacionalmente y que facilita comparativas y actualizaciones.

- j) *“Algunas estadísticas de producción pueden declararse en unidades de energía (sobre la base de su valor de calefacción) y se las debe convertir en una base de volumen, o viceversa, para la aplicación de los factores de emisión disponibles. Típicamente, en los casos en los que se expresan los valores de producción en unidades de energía, es en términos del valor de calefacción bruto (o superior) del producto. No obstante, en los casos en los que se expresan los factores de emisión sobre una base energética, normalmente es en términos del valor de calefacción neto (o inferior) del producto. Para realizar la conversión de los datos energéticos sobre una base de VCB a una base VCN, la Agencia Internacional de Energía supone una diferencia del 5 por ciento para el petróleo y del 10 por ciento para el gas natural. Las corrientes individuales de gas natural que son muy ricas o poseen un alto contenido de impurezas pueden diferir de estos valores promedio. Los factores de emisión y los datos de la actividad deben ser coherentes entre sí.”*

El BEN se encuentra expresado en unidades de energía, a partir de una tabla de conversión con los poderes caloríficos para cada tipo de fuente. Las producciones de gas y petróleo se encuentran en unidades de volumen.

- k) *“Las importaciones y exportaciones de petróleo y gas modifican los niveles de la actividad en las porciones correspondientes inferiores de estos sistemas. Las actividades de producción son las que más contribuyen a las emisiones fugitivas procedentes de las actividades del petróleo y del gas en los países que poseen bajos volúmenes de importación respecto del consumo y los volúmenes de exportación. La transmisión y distribución del gas y la refinación del petróleo suelen contribuir más a estas emisiones en los países que poseen volúmenes de importación relativamente altos. En general, los importadores netos suelen tener emisiones específicas inferiores a los exportadores netos.”*

En Argentina la producción contribuye más a emisiones fugitivas que el transporte y distribución.

### **6.13 Oportunidad de Mejoras en Información y Medición**

Existe la oportunidad y desafío de generar y establecer las estructuras y mecanismos adecuados para desarrollar una estimación de Tier 2 / 3 que permita expresar los resultados de las acciones de mitigación en los inventarios nacionales de emisiones. En la tercera comunicación nacional se proponen mejoras en la adquisición de datos desde la fuente de origen, y la participación más activa de organismos de la administración pública con competencias en la materia. Allí se propone articulación de las áreas competentes del sector público y los tenedores de los datos de origen, mediante la implementación de sistemas de información descentralizados.

Como recomendación fundamental, y en línea con la propuesta de la tercera comunicación nacional, se considera que el requerimiento a las compañías de generar un inventario documentado de sus emisiones, basado en una metodología común y aceptada de prácticas recomendadas, sería muy beneficioso para mejorar la calidad de las estimaciones.

Adicionalmente, en este trabajo, se indican algunas iniciativas de ajuste y propuestas específicas sobre información ya solicitada o disponible que permitirían aumentar la calidad de las estimaciones de emisiones del sector.

En exploración, que las mediciones cargadas de acuerdo al punto 6 de Res 105/92 sean informadas por pozo a la Secretaría de Energía (hoy día se pide que esté en las oficinas de la compañía); que se establezca el % de no combustible o poder calorífico para asegurar quemado (punto 3.2.9 Res 105/92), que se establezca una metodología uniforme (ejemplo API) para estimar los venteos por aventamiento del gas anular de pozo.

En producción los instrumentos legales para cumplir medidas de reducción de emisiones se encuentran promulgados, por lo que es suficiente un ajuste y cumplimiento de las regulaciones en vigencia. Los venteos deben ser declarados y aprobados por la Secretaría de Energía. La

resolución 143/98 indica que deben ser registrados. El mejor uso de la información disponible con en conjunto con otros datos, mejoraría el seguimiento. Para los puntos de venteo, definiendo los tipos de venteo, incluyendo la pluma de venteo si se utilizara; definiendo unívocamente la procedencia de los puntos de venteo declarados, asociando a cada yacimiento con un punto de venteo, reportando los datos de venteo asociados, aunque no exista producción de gas. En petróleo.

En Transporte y Distribución, enfocando el seguimiento de calidad del servicio técnico de las transportistas en factores que expresen la eficiencia en que se transporta el gas, indicando las pérdidas por m<sup>3</sup>/km/año como factor resultado en el que se exprese el mantenimiento de las instalaciones y factores ambientales y en m<sup>3</sup>/MW/año, como uso de la capacidad instalada.

## **Tercera Parte: Áreas de mejora y Oportunidades de mitigación del cambio climático**

### **7. Estrategias y Oportunidades de Reducción de Emisiones**

#### **7.1 Introducción**

La explotación de hidrocarburos es una iniciativa que para todos los países en general, y no solo para Argentina, requiere de la participación privada, debido a que los recursos, tanto técnicos como de capital del estado público son insuficientes para asegurar la actividad.

En cuestiones ambientales, el libre mercado no incorpora los costos asociados al pasivo ambiental de la actividad en el precio de venta de los productos por lo que resulta fundamental la intervención estatal mediante regulaciones para equilibrar el bienestar actual con el de generaciones futuras. Unos párrafos interesantes al respecto aparecen en las declaraciones de EPA incorporando el concepto de "externalidades negativas" para explicar y justificar la incorporación de regulaciones ambientales en términos de mercado y beneficio social marginal.<sup>84</sup>

Las estrategias de mitigación deben ser guiadas mediante regulaciones y políticas gubernamentales, que promuevan las condiciones para que las medidas de mitigación del cambio climático puedan ser efectivas. Una parte importante del éxito de las políticas corresponde a establecer sistemas que permitan organizar, gestionar y monitorear las iniciativas de mitigación. La disponibilidad de nuevas tecnologías también desafía a la regulación medioambiental, que corre el riesgo de quedar obsoleta y no capturar el beneficio resultante de avances tecnológicos.

El sector de Gas y Petróleo es una industria madura, donde las tecnologías se encuentran disponibles internacionalmente y son adoptadas en función de requerimientos legales o la conveniencia económica. La industria realiza sus diseños de instalaciones de acuerdo a normas y mejores prácticas internacionales; sin embargo el proceso de modernización de las instalaciones existentes en Argentina es con baja inversión de capital una vez que están operando. Este hecho hace que exhiban un proceso de deterioro lento, y que en cuanto a emisiones, el promedio del sector no se encuentre próximo a la alternativa más eficiente, que en general es más cara. Los países con mayor acceso al capital y financiamiento en general adoptan más rápidamente medidas de eficiencia energética. En Argentina su adopción es más lenta teniendo en cuenta consideraciones económicas.

Las regulaciones ambientales más exigentes hacen distinción entre tecnologías denominadas Tecnología razonablemente disponible de control, que son las tecnologías disponibles en el lugar

---

<sup>84</sup> Regulatory Impact Analysis of the Proposed Emission Standards for New and Modified Sources in the Oil and Natural Gas Sector, EPA. Ref. [80]

de aplicación, técnica y económicamente factibles y mejor tecnología de control disponible, normalmente definida de acuerdo al consenso de expertos en el sector<sup>85</sup>. Una vez establecida la regulación en base a las tecnologías disponibles, se establece el requerimiento más exigente para nuevos puntos de emisión, mientras que para instalaciones existentes que ya se encuentran operando se solicita, al menos, tecnologías razonablemente disponibles.

## **7.2 Estrategias de Gestión del cambio climático**

En este trabajo se considera que la manera más adecuada de asumir el desafío de la mitigación del cambio climático es mediante la adopción de filosofías de gestión que establezcan un manejo basado la planificación y gestión por objetivos.

Las filosofías de gestión más exitosas operan sobre principios basados en metas, en la planificación de los recursos y en orientación hacia los procesos necesarios para cumplir las metas, así como el control de cumplimiento y la mejora continua. Uno de tales sistemas, son los difundidos sistemas de gestión ISO, tal como el sistema de gestión de calidad ISO 9000, y en particular para cuestiones ambientales la serie ISO 14000, con ISO 14064 para inventarios.<sup>86</sup>

Aplicado al cambio climático, se identifican dos áreas principales de desarrollo con alcances diferentes; la parte asociada a la estadística, de medición y estimación de las emisiones, y el área de programas y políticas de reducción de emisiones, realizando las acciones concretas y planes específicos de mitigación. Cada uno de estas áreas debería tener su gestión independiente. Los pasos recomendados para la adopción de políticas eficaces de reducción de emisiones son, establecer una Gestión de reportes y estimación de emisiones, y Gestión de políticas y programas de mitigación, estableciendo objetivos y metas de cumplimiento, estableciendo planes y programas alineados a los objetivos, monitoreando y controlando el cumplimiento, y la mejora continua.

Debido a la posibilidad de ajustar los sistemas a la escala adecuada, cada programa de mitigación podría ser propuesto a nivel del área de gobierno involucrada, en el ámbito de aplicación que corresponda. Ciertas áreas poseen el conocimiento específico para proponer las medidas más adecuadas. Por ejemplo, las medidas y políticas del sector hidrocarburos, llevadas adelante en el área de la secretaría de Energía, y en el Gas por el ENARGAS. El desarrollo de la parte estadística constituye la herramienta para permitir proyectar cuantitativamente la conveniencia y efecto de las medidas en el largo plazo, y monitorear el cumplimiento de las medidas ya implementadas.

---

<sup>85</sup> Por ejemplo la Ref. [45] en Europa, o los límites establecidos en base a la mejor tecnología disponible en Estados Unidos, EPA, CFR 419. Ref [73].

<sup>86</sup> Los principios de ISO se basan en el esquema del círculo de Deming, con el esquema de Planear-Hacer-Chequear-Ajustar. Planear hace referencia a identificar y analizar el problema, Hacer, a desarrollar y testear una solución potencial, chequear, para medir cuán efectiva fue la solución y analizar si puede ser mejorada en alguna forma, y actuar implementando la solución mejorada. Como parte del sistema de gestión debe obtenerse adecuada retroalimentación y corregir y mejorar los desvíos que se detecten.

Las partes interesadas en el cambio climático, son aquellas que tienen preocupaciones o pueden verse afectadas en forma directa o indirecta, por las acciones de la gestión y tienen incumbencia en los resultados obtenidos. Aquí se identifican los sectores clave en el cambio climático.

A nivel internacional, los Organismos Internacionales como Naciones Unidas, Mercosur, etc. establecen requerimientos y compromisos entre países miembros. En Naciones Unidas, los países participantes se comprometen a realizar presentaciones de las emisiones de GEI y establecer metas de cumplimiento, voluntarias u obligatorias. En los *Conference of Parties* (COP) se establecen los requisitos para la presentación de los inventarios de GEI. El Mercosur tiene la posibilidad de dictar resoluciones que tengan carácter de cumplimiento obligatorio para los países componentes. Se estima que si bien Argentina es un país de baja incidencia en las emisiones mundiales, visto como parte componente de un bloque regional, entonces es posible y hasta probable que se establezcan metas.

A nivel interno de Argentina, el rol del estado en estas cuestiones es el definir el significado de bien común en la sociedad, de mediar entre intereses diferentes y mantener la potestad para hacer cumplir sus disposiciones. Existen gobiernos nacionales, provinciales, gobiernos municipales. El gobierno nacional tiene la responsabilidad de establecer los objetivos nacionales y planes estratégicos, de forma que las metas de niveles más bajos se encuentren alineadas y sean relevantes para los objetivos generales. Además debería priorizar los recursos disponibles hacia los proyectos más cercanos a las metas fijadas. En Argentina a partir de la ley 26.197, los recursos hidrocarburíferos fueron trasladados a la pertenencia de los gobiernos provinciales. La responsabilidad primaria sobre el control de las empresas podría recaer en estos gobiernos.

En cuanto a la división entre poderes, el Poder Legislativo es el encargado de fijar leyes ambientales, manteniendo actualizados los límites en función de la tecnología. El Poder Ejecutivo, a través del Ministerio de Medio Ambiente tiene el rol de establecer el sistema de Generación de Inventarios, estudiar y proponer planes de alto nivel a los sectores de la sociedad para cumplir las metas, cumplir requisitos para el financiamiento internacional de los proyectos. El Ministerio de Energía, tiene la responsabilidad de estudiar y proponer iniciativas y planes sectoriales para cumplir las metas establecidas para el sector, asesorar previo a la fijación de metas sectoriales, fijar requerimientos sectoriales alineados con las metas sectoriales, establecer requisitos de información y estadística requerida.

Las empresas privadas, tales como las empresas de producción, de servicios y las participantes en el sector tienen la responsabilidad de cumplir con las regulaciones, además de deberes éticos y de responsabilidad social empresarial para con la sociedad general.

El resto de la sociedad general y Organizaciones sin fines de lucro, como organizaciones no gubernamentales, otras asociaciones civiles, prensa y comunidad en general forman parte importante de los aspectos sociales, ya que son los representantes de las comunidades en las que operan las compañías.

### **7.2.1 Gestión de Reportes y Estimación de emisiones**

Como primer paso para la adopción de políticas ambientales eficaces, es condición necesaria tener datos y estimaciones acertadas de la situación, de forma de generar diagnósticos y la medición y seguimiento de la eficacia de las iniciativas. Establecer los procesos necesarios para obtener reportes confiables en forma sistemática implica la adopción de sistemas rigurosos, tales como los planteados. El incentivo o ventaja, es el de poder plantear brechas en el cumplimiento de metas, facilitando la financiación de medidas por organismos internacionales. Buena parte de los requisitos para acceder a este tipo de ayuda, es contar con sistemas que garanticen la confiabilidad de los datos.

En la bibliografía se encuentran declaraciones en el mismo sentido. Por ejemplo en un artículo publicado por IAE, se indica que la capacidad de contar con mediciones adecuadas es fundamental para poder planificar medidas efectivas.<sup>87</sup> UNFCC como parte de su estrategia de cambio climático, también brinda apoyo técnico y financiero para facilitar el reporte de los países. También reconoce la importancia de la implementación de un sistema de gestión de los inventarios para garantizar su transparencia y metodología a nivel nacional.

UNFCC ha publicado un manual para facilitar la adopción en los países donde establece los requisitos de los procesos de presentación en los foros internacionales de cambio climático. Es el *Handbook on Measurement, Reporting and Verification for Developing Country Parties*. Está basado en unos principios que denomina Medición, Reporte y Verificación (MRV), similares a los expuestos anteriormente, pero ya desarrollados en particular para los inventarios de emisiones. Como premisas, el sistema tiene la expectativa de generar comunicaciones nacionales cada cuatro años, con actualizaciones cada dos años, denominadas biennial update reports (BUR) revisados a través de un proceso de revisión, international consultation and analysis (ICA). El proceso de medición implica tanto los esfuerzos para mitigar el cambio climático, como los resultados, incluyendo las fuentes y capturas de GEI, que se reportan en los inventarios. No requiere aplicar una metodología particular, pero hace mención a la internacional de IPCC. El proceso de reporte consiste en la construcción de las comunicaciones nacionales y BURs que deben incluir además de los inventarios, las acciones llevadas adelante para mitigar el cambio climático, sus efectos, y las limitaciones encontradas. El proceso de verificación se realiza mediante ICA en la etapa de BUR a nivel internacional, mientras que internamente al país se aplican mecanismos de revisión MRV nacionales. Como requisitos de las estimaciones, es esperable que las mismas sean consistentes y que garanticen estándares de calidad.

En el nivel sectorial de gas y petróleo, y a nivel privado, existen metodologías y mejores prácticas para la estimación de las emisiones, que son adoptadas como filosofías básicas para generar inventarios y reportes. Las más conocidas son generadas por instituciones como API, EEA, IPIECA, Arpel, *Global Reporting Initiative* (GRI), etc.

---

<sup>87</sup> Seminario La energía en Argentina y su contribución a la mitigación del Cambio Climático Elaboración de una propuesta viable y consensuada para la COP 21, 2015

Muchas de las empresas ya han implementado en forma voluntaria la estimación y reporte de sus emisiones, y podría ser extremadamente provechoso establecer claramente la necesidad y decisión desde el estado, estableciendo un marco general común resultado de mejores prácticas desarrolladas por las propias empresas que capitalice las acciones individuales anteriormente mencionadas como una mejor práctica común y avalada por la industria.

A partir de las estrategias implementadas en otros países, se encuentra que sería beneficioso si los entes gubernamentales establecieran medidas de seguimiento y monitoreo, tendientes mejorar la cantidad y calidad de información disponible para la toma de decisiones, para obtener un inventario de mayor grado de detalle (grado 2) en el sector, solicitando reportes de emisiones por compañías, incluyendo: valores, metodología y suposiciones, promoviendo el benchmarking entre empresas del sector, requiriendo aplicación documentada de buenas prácticas de minimización de venteo en el diseño y operación de instalaciones, fomentando el compromiso con la aplicación de minimización de emisiones y aplicando tecnologías de monitoreo, como seguimiento satelital, cámaras infrarrojas, entre otras medidas.

### **7.2.2 Gestión de Políticas y Programas de mitigación de emisiones**

La gestión de los programas de mitigación tienen como objetivos establecer una estrategia y administrar recursos para cumplir metas de mitigación. Difieren de la gestión de reportes de inventarios en que sus resultados permiten el monitoreo y seguimiento sobre el efecto de las acciones de mitigación.

Las estrategias recomendadas para los entes gubernamentales surgen del análisis de las políticas y estrategias implementadas en otros países, tanto para el área de mejora de inventario, como de medidas de mitigación:

A partir de las estrategias implementadas en otros países, se encuentra que sería beneficioso si los entes gubernamentales establecieran medidas tendientes a fomentar la identificación y potenciamiento de iniciativas, favoreciendo la adopción de medidas de eficiencia energética, fomentando la adopción de nuevas tecnologías de reducción/captura, promoviendo la industria nacional en tecnologías más sustentables y la prohibición absoluta del venteo sin quema, entre otras posibles medidas.

## **7.3 Oportunidades de mitigación de cambio climático**

Las oportunidades existentes en el sector son similares a las de otros países, debido a que la industria es madura internacionalmente y las instalaciones se desarrollan en base a principios y reglas generales comunes. El enfoque aplicado en estos párrafos es revisar las iniciativas propuestas para el sector de gas y petróleo de otros países con mayor seguimiento de las emisiones, para detectar y analizar las iniciativas que puedan presentar un mayor potencial aplicadas en el contexto del sector de gas y petróleo en Argentina. Se priorizan considerando que

las que requieran menor inversión inicial de capital son las que tendrán mayor probabilidad de ser implementadas en Argentina.

En los EEUU, la Agencia Ambiental, *Environmental Protection Agency* (EPA) ha publicado 5 artículos en abril de 2014, para consideración general, respecto a las fuentes que considera presentan mayor impacto en las emisiones de metano y componentes orgánicos volátiles en la industria de gas y petróleo. Los informes de EPA desarrollados son: compresores, emisiones de completaciones y producción continua de pozos de petróleo fracturados hidráulicamente, fugas, descarga de líquidos y aparatos neumáticos.<sup>88</sup> Los compresores de gas se utilizan ampliamente para impulsar el transporte de gas, aumentando su presión mecánicamente. Existen compresores alternativos y centrífugos y se utilizan diferentes tecnologías de sello entre el fluido y las partes mecánicas en movimiento, pero todos presentan algún tipo de emisión de gases, que varía no solo según el tipo de sello, sino del mantenimiento que se realice de los sistemas.

Los pozos de petróleo que se realizan mediante la fracturación hidráulica, pasan por un proceso que se denomina completación previo a la puesta en operación regular. Durante la etapa de completación, los fluidos utilizados para formar el pozo que retornan a la superficie traen consigo gases que son venteados a la atmósfera. Las opciones para estos gases son el venteo directo a la atmósfera, su combustión para transformar los productos más nocivos en CO<sub>2</sub>, o la posibilidad de su recuperación parcial o total, utilizándolo como combustible para alimentar motores alternativos o enviarlos para consumo remoto, en caso de disponer de un gasoducto accesible. El documento presenta como fuente varios estudios, con valores unitarios de emisión distintos.

El informe respecto a fugas, realiza una revisión de los datos y ensayos de la década pasada que sirvieron como base para la regulación existente, y justificar los factores de emisión utilizados teniendo en cuenta también los datos disponibles más recientes.

El informe de descargas de líquidos, trata el tema de las situaciones en que los pozos de gases son descargados del líquido acumulado que puede disminuir o incluso interrumpir la producción de gas, y las emisiones de gas que se generan mientras se realiza la descarga (*well blowdown*).

El informe de aparatos neumáticos se focaliza en bombas y controladores neumáticos, cuya energía de funcionamiento es provista por un fluido, sea gas natural u otro tipo. Este tipo de equipos es común en instalaciones de campo que no tienen suministro de energía eléctrica

A partir de los informes y los temas de mayor interés, EPA ha desarrollado un programa voluntario de iniciativas de reducción de emisiones de metano denominado *Natural Gas Star*, cuyo objetivo es alentar a la industria a adoptar en forma voluntaria tecnologías rentables (*cost-effective*) y prácticas que mejoren la eficiencia de operación y reduzcan emisiones de metano<sup>89 90 91 92 93</sup>. En

---

<sup>88</sup> Methane Addressing Greenhouse Gases and Smog forming VOCs from the Oil and Gas Industry, EPA

<sup>89</sup> Natural Gas Star. Production Presentation, EPA

<sup>90</sup> Natural Gas Star. Gathering and processing Presentation, EPA

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

el programa de EPA, se exponen casos de éxito con iniciativas recomendadas para su implementación, clasificadas según el grupo principal, y costo. Cada una de las iniciativas, tiene asociado un informe donde describe la implementación y el caso de ahorro económico asociado.<sup>94</sup>

En Europa, hay trabajos similares. De interés se encuentran la refinación de petróleo y gas natural, y la explotación de hidrocarburos. Los documentos generados se denominan BREF (*Best Available Techniques (BAT) Reference document*) y tienen por objeto identificar las tecnologías ya en uso que pueden presentar mejoras en las emisiones. Se busca que el proceso de indicar tecnologías recomendadas, no se vuelva una traba para la aplicación de otras tecnologías que inclusive puedan ser superadoras de las propuestas en el BREF.<sup>95</sup>

**Tabla 41 - Iniciativas de Reducción de Emisiones - Fuente EPA**

Campo de Aplicación	Monto de inversión requerido para las iniciativas		
	< USD 1.000	entre USD 1.000 a 10.000	> USD10.000
Compresores / Motores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reemplazar Arranques de Gas con Aire o Nitrógeno</li> <li>• Reducir el Venteo de Gas Natural con menores arranques de motores de compresores e ignición mejorada de motores</li> <li>• Reducir emisiones de metano de sistema de empaquetaduras de compresores (Compressor Rod Packing Systems)</li> <li>• Prueba y Reparación de Válvulas de Seguridad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducir emisiones cuando se quita de servicio compresores</li> <li>• Eliminar equipos innecesarios y/o sistemas</li> <li>• Instalar arrancadores de motores eléctricos</li> <li>• Inyectar gas de blowdown en colectores de baja presión o sistemas de gas combustible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema de recuperación de desgasificación de sellos húmedos de compresores centrífugos.</li> <li>• Instalar controles automáticos de aire/combustible</li> <li>• Reemplazar Unloaders de cilindro de compresores</li> <li>• Reemplazar sellos húmedos por sellos secos en compresores centrífugos</li> </ul>
Deshidratadores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• -</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rerutear Gas Skimmer de Glicol</li> <li>• Colectar el Deshidratador de Glicol a Unidad de Recuperación de Vapores</li> <li>• Reemplazar Unidades de Deshidratación de Glicol por inyección de metanol</li> <li>• Deshidratadores con disecante</li> <li>• Eliminar equipos innecesarios y/o</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deshidratadores con cero emisiones</li> <li>• Optimizar la circulación de glicol e instalar tanques de separación flash en deshidratadores.</li> <li>• Reemplazar los deshidratadores de glicol con deshidratadores disecantes</li> </ul>

<sup>91</sup> Natural Gas Star. Transmission Presentation, EPA

<sup>92</sup> Natural Gas Star. Distribution Presentation, EPA

<sup>93</sup> Natural Gas Star. International Presentation, EPA

<sup>94</sup> Natural Gas Star, Recommended Technologies and Practices. Ref. [87]

<sup>95</sup> <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/ref.html>

## Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina

Campo de Aplicación	Monto de inversión requerido para las iniciativas		
	< USD 1.000	entre USD 1.000 a 10.000	> USD10.000
Inspección Directa y Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>Conducir Inspecciones y Mantenimiento Directo en Sitios Remotos</li> <li>Prueba y Reparación de Válvulas de Seguridad</li> </ul>	<p>sistemas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Convertir bombas de químicos impulsadas a gas natural</li> <li>Reemplazar bombas de glicol asistidas con gas por bombas eléctricas</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>Conducir Inspecciones y Mantenimiento en estaciones gate e instalaciones de superficie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Conducir Inspecciones y Mantenimiento en estaciones compresoras</li> <li>Conducir Inspecciones y Mantenimiento en Plantas de procesamiento de Gas y estaciones de Recompresión (Booster)</li> </ul>
Ductos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prueba y Reparación de Válvulas de Seguridad</li> <li>Usar gases inertes y chanchos (pigs) para realizar purgas de ductos</li> <li>Inspeccionar ductos anualmente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Insertar recubrimiento flexible en troncales de gas</li> <li>Envoltorio compuesto para defectos de ductos sin fugas.</li> <li>Realizar reparaciones de fugas en válvulas durante reemplazo de ductos</li> <li>Convertir bombas de químicos impulsadas a gas natural</li> <li>Inyectar gas de blowdown en colector de baja presión o sistema de gas combustible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilizar hot taps para conexiones de ductos en servicio</li> <li>Recuperar gas de las operaciones de pigging de ductos</li> <li>Utilizar técnicas de bombeo de ductos para disminuir la presión antes del mantenimiento.</li> </ul>
Neumática / Controles	<ul style="list-style-type: none"> <li>Opciones para reducir emisiones de metano de dispositivos neumáticos en la industria de Gas Natural</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Convertir controles neumáticos a mecánicos</li> <li>Convertir bombas de químicos impulsadas a gas natural</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Convertir controles neumáticos de gas en aire de instrumentos</li> <li>Reemplazar bombas de glicol asistidas con gas por bombas eléctricas</li> </ul>
Tanques	<ul style="list-style-type: none"> <li>Recuperar gas durante la carga de condensado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Convertir blanketing de tanques de agua de gas natural a CO2 de producción</li> <li>Eliminar equipos innecesarios y/o sistemas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Recuperar gas de las operaciones de pigging de ductos</li> <li>Instalar almacenamiento presurizado de condensados</li> <li>Instalar Unidades de recuperación de Vapor en tanques de almacenamiento</li> </ul>
Válvulas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalar válvula BASO®</li> <li>Prueba y Reparación de Válvulas de Seguridad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realizar reparaciones de fugas en válvulas durante reemplazo de ductos</li> <li>Reemplazar discos de ruptura con válvulas secundarias de alivio</li> <li>Instalar válvulas de exceso de flujo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> </ul>
Pozos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prueba y Reparación de Válvulas de Seguridad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Conectar el casing a unidades de recuperación de vapores</li> <li>Instalar sistema de Plunger Lift in pozos de gas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalar compresores para captura el gas del casing</li> <li>Completaciones de emisiones reducidas para pozos de gas</li> </ul>

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

Campo de Aplicación	Monto de inversión requerido para las iniciativas		
	< USD 1.000	entre USD 1.000 a 10.000	> USD10.000
Otros	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducir la frecuencia de reemplazo de módulos en medidores de turbina</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Convertir bombas de químicos impulsadas a gas natural</li> <li>Convertir controles neumáticos a mecánicos</li> <li>Rediseñar sistemas de blowdown y alterar las prácticas de Bloqueo de emergencia.</li> <li>Eliminar equipos innecesarios y/o sistemas</li> <li>Incrementar la frecuencia de recorridas de 5 a 3 años</li> <li>Instalar dispositivos de ignición electrónica de antorchas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>natural de fractura hidráulicamente</li> <li>Opciones para remover fluidos acumulados y mejorar el flujo en pozos de gas</li> <li>Instalar antorchas</li> <li>Optimización de unidades de rechazo de nitrógeno</li> <li>Reemplazar medición bidireccional con orificios por medidores ultrasónicos.</li> </ul>

En la *Tabla 41* se indican las iniciativas listadas en EPA *Gas Natural Star*, como fuente de iniciativas. En los párrafos siguientes, se analizaron la aplicabilidad de las propuestas en el contexto argentino, estimando el efecto esperable en la reducción de emisiones.

### **Prueba y Reparación de Válvulas de Seguridad**

Mediante el mantenimiento sistemático y eliminación de pérdidas, disminuyen los venteos de planta. EPA estima la recuperación de cada válvula entre 124 a 2500 Mcf/año. Cuando las pérdidas son de producción de alta presión, entonces el valor aumenta. En Argentina, como la mayoría del gas termina siendo quemado en antorchas, entonces el potencial no es tan elevado como si se supone que es venteado a la atmósfera. Se estima un conteo de 2511 válvulas de seguridad con pérdidas, a razón de entre 3 y 4 válvulas con pérdida por instalación (consideradas 711 instalaciones) dando un total de entre 23 y 463 GgCO<sub>2</sub>e/año para recuperar. Su impacto es en el orden de 0 a 3% de las emisiones.

### **Dispositivos neumáticos en la industria de Gas Natural**

La iniciativa consta en reducir al menos los instrumentos neumáticos que utilizan un alto caudal de venteo, por otros de menor venteo requerido. La modificación en general resulta económica. Según EPA, la recuperación es entre 50 a 200 Mcf/año/instrumento. También se publica la experiencia de Marathon, una empresa operadora, que en 50 baterías, tenía un total de 158 instrumentos neumáticos y 41 que tenían alto venteo. En promedio equivale a 3.1 instrumentos neumáticos por planta, y de ellos 26% de alto venteo. En resumen, corresponde a 0.81 instrumentos de alto venteo por planta. Utilizando estas cifras para Argentina, los instrumentos contabilizados son de 430 y el resultado es de entre 22 y 90 GgCO<sub>2</sub>e/año.

Como instalación típica, los calentadores indirectos de gas y/o petróleo de campo, normalmente pueden tener un control de presión y uno de temperatura neumáticos para el control de quemadores. Los separadores y unidades deshidratadoras (plantas de tratamiento) alejados también pueden tener controladores de nivel neumáticos, que comandan la apertura de las válvulas de salida de líquidos. También las estaciones compresoras y *booster* pueden tener instrumentos neumáticos y válvulas de bloqueo de entrada impulsadas con gas natural.<sup>96</sup>

### **Reducir la frecuencia de reemplazo de módulos en medidores de turbina**

Los medidores de turbina, requieren ser removidos para realizar su mantenimiento. Durante esta operación, se bloquea el módulo de medición, y el gas aislado es venteado a la atmósfera. Se propone reducir la frecuencia de esta operación, pasando de 2 años a 3 años. En Argentina, la frecuencia de verificación se encuentra regulada por la resolución SE 318/2010. En el anexo 1 se indica que los medidores de turbina gases deben tener su mantenimiento de equipos y válvulas con una frecuencia de verificación de 12 meses. Por lo anterior, salvo cambio en la resolución no se puede realizar. Tomando todos los tipos de instrumentos, existen 1870 puntos de medición declarados. Considerando un tramo de 12 diámetros de 8 pulgadas (tal como EPA), el resultado total de ahorro es de 2.13 GgCO<sub>2</sub>e/año. Con la información proveniente de las auditorías de medidores podría realizarse un análisis más detallado.

El resto de las iniciativas tiene un costo mayor. Las más prometedoras de estas son la conversión pozos de gas natural al sistema plunger lift, completaciones de pozos con bajas emisiones y la instalación de unidades de deshidratación con menores venteos.

Cuando la presión en el pozo es baja, la acumulación de líquidos provoca que se vea impedido de arrastrar la columna de líquido hacia el exterior, y por lo tanto también el gas deja de llegar a la superficie. Se hace entonces necesario realizar venteos atmosféricos para que la menor contrapresión permita mover la columna de líquido. La técnica de plunger lift tiene por objetivo remover los líquidos acumulados, teniendo en cuenta la presión que se desarrolla mientras el pozo no está produciendo. La presión de *shut-in* del pozo debe ser superior a la de inyección, más la requerida para levantar el líquido y el tapón. La reducción en las emisiones, se debe a la reducción de los venteos durante la descarga de líquidos y los tratamientos y workovers que se requieren para restaurar la producción. Todos los pozos no son aptos para este sistema; EPA lista cuatro características indicadoras de candidatos factibles cuando, para mantener la producción, se requieren venteos de pozo o remoción de líquidos por otras técnicas para mantener la producción, cuando los pozos deben producir al menos 400 scf de gas por barril de líquido por cada 1000 pies de profundidad, cuando la presión de shut-in de los pozos es al menos 1.5 veces la presión del colector de producción y para pozos con acumulación de parafinas.

Existen referencias locales; en 2008 Pan American Energy presentó un caso de instalación de 40 Plunger Lift, donde se indicaba un ahorro de 20.000 m<sup>3</sup> gas/año/pozo con un costo de 10.000 U\$.<sup>97</sup> En Argentina, el porcentaje de pozos con plunger lift es mínimo con el 0.66% de los pozos

---

<sup>96</sup> *An Overview of Pneumatic Valve Emission Reduction Best Practices, Natural Gas STAR International. Ref. [89]*

<sup>97</sup> *Gestión de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, Pan American Energy, Ref. [49]*

totales. Además, la producción nacional es madura, con una buena parte de la producción de gas es de baja presión, donde los pozos comienzan a tener inconvenientes de acumulación. El requisito de RGP traducido a un pozo promedio de 2395 metros, indica una RGP mínimo de 560 Sm<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup> pet. El RGP promedio de gas frente respecto al condensado y gasolina estabilizada es de 21000 Sm<sup>3</sup> gas / m<sup>3</sup> líquido, así que los pozos de surgencia natural y pozos de gas terminados son candidatos para su instalación. Considerando un total de 145 pozos por año donde se instalase el plunger lift, el ahorro sería de 890 GgCO<sub>2</sub>eq/año anualizado en 15 años. El total de pozos con plunger lift al final de 2030 sería de 2184 adicionales a los ya existentes.<sup>98 99</sup>

## **8. Proyección de Emisiones en el Sector de Gas y Petróleo**

### **8.1 Objetivo de las proyecciones**

El objetivo de realizar emisiones proyectadas es el de proponer estrategias de mitigación y observar los efectos proyectados en el tiempo. Es importante notar que para proyecciones a tiempos más largos, es más probable que las condiciones se desvíen de los supuestos originales que permiten predecir el comportamiento futuro.

Los hidrocarburos fósiles, especialmente el gas natural, mantendrán gran importancia en el total de la matriz energética durante un período prolongado, más allá del grado de agresividad o moderación que se aplique en medidas de reducción de emisiones o eficiencia energética, tanto en el lado de suministro como demanda de energía.

### **8.2 Metodología de proyección de Emisiones**

El formato utilizado para las proyecciones de emisiones se realiza mediante la ecuación básica utilizada para la estimación de emisiones, con el factor de actividad multiplicado por el factor de emisiones. Adicionalmente se incluyen algunas modificaciones que permiten capturar variaciones anuales. La proyección se realiza en unidades de GgCO<sub>2</sub>eq.

El nivel de actividad proyectado es la actividad del año base 2012, ajustada por el factor de crecimiento proyectado para cada sector. Adicionalmente se agrega un factor de corrección de crecimiento, que mediante la multiplicación, captura el crecimiento diferencial de algunas categorías específicas. Por ejemplo, las emisiones fugitivas de quema en antorcha, que se espera crezcan a menor ritmo que el crecimiento propio del sector, producto de mayores controles.

---

<sup>98</sup> *Liquid Loading, ABB*

<sup>99</sup> *Options for Removing Accumulated Fluid and Improving Flow in Gas Wells. Ref. [88]*

## **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

El factor de actividad de CO<sub>2</sub>eq base resulta del promedio de los factores de emisiones de cada gas emitido, ponderados por su potencial de GEI. Los factores de emisiones proyectados son ajustados por dos factores de corrección; uno denominado factor de mejora tecnológica, que captura mejoras en la eficiencia de generación de contaminantes, mostrando cuando una mejora en los procesos permite generar menores emisiones con la misma actividad.

Luego se utilizó otro factor adicional que se ha llamado factor de eficiencia de captura. Este factor tiene efecto en caso de implementar procesos adicionales que capturen los gases una vez generados por el proceso.

$$\text{Emisiones del año} = \sum_i \text{FAC} \times \text{FEC}$$

$$\text{FAC} = \text{FA} \times \text{F1}$$

*FAC = Factor Actividad corregido*

*FA = Factor actividad × (1 + crecimiento subsector)*

*F1 = Factor corrección de crecimiento*

*FEC = FE × FMT × (1 - EC)*

*FEC = Factor de Emisiones Corregido*

*FE = Factor de Emisiones (en GgCO<sub>2</sub>eq por unidad de medida FA)*

*FMT = Factor de Mejora Tecnológica*

*EC = Eficiencia de Captura*

### **8.3 Proyecciones de actividades**

En forma general para las actividades y para todos los escenarios, se consideraron, por defecto, los valores generales de crecimiento interanual proyectados utilizados en el inventario nacional de Argentina correspondientes, para las categorías de Extracción de petróleo, gas, carbón y uranio, Transporte por tuberías, Refinación del Petróleo y Gas. En la *Tabla 42* se indican los valores indicados en el inventario nacional.

**Tabla 42 - Crecimiento Porcentual Proyectado - Fuente Inventario Nacional 2012**

<b>Actividad</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Extracción de petróleo, gas, carbón y uranio	3,10%	2,50%	2,10%	2,20%	2,20%	2,10%	2,10%	2,10%	2,20%
Transporte por tuberías	4,10%	3,50%	3,10%	2,80%	2,70%	2,70%	2,70%	2,70%	2,50%
Refinación del Petróleo	3,60%	3,00%	2,60%	2,50%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,30%
Gas	4,60%	4,00%	3,60%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	2,80%
<b>Actividad</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
Extracción de petróleo, gas, carbón y uranio	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,80%
Transporte por tuberías	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%
Refinación del Petróleo	2,30%	2,20%	2,20%	2,20%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%
Gas	2,70%	2,70%	2,70%	2,70%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%

A pesar de lo indicado anteriormente, en ciertos casos especiales, se tienen en cuenta efectos particulares para la proyección, que son específicos de cada caso particular.

En la exploración de pozos, se considera que la actividad debe ser superior al crecimiento de la extracción, para mantener los niveles de producción teniendo en cuenta la declinación de los pozos en producción, requiriéndose una actividad mayor de exploración, para mantener la producción. Se considera un crecimiento de las actividades de exploración y servicio a los pozos de 6% adicional al crecimiento proyectado para extracción de petróleo.

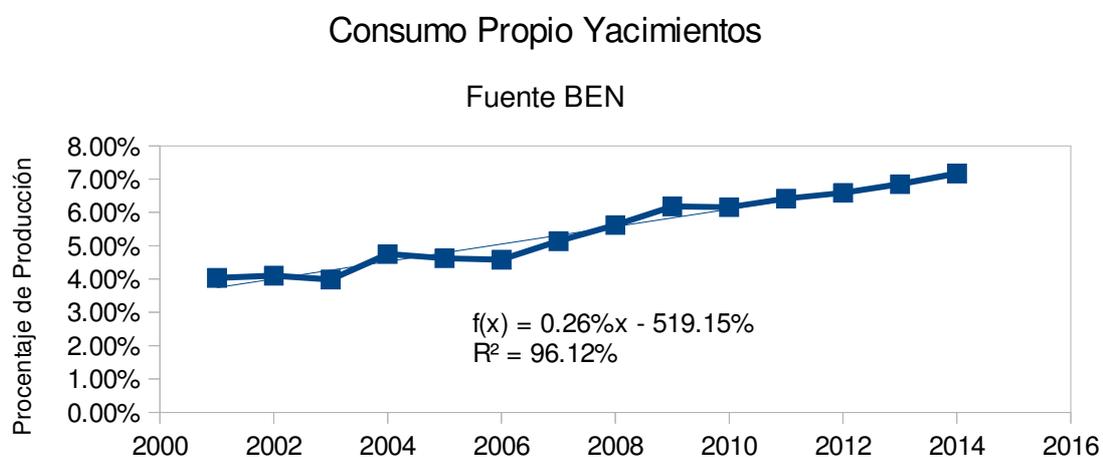
## **9. Descripción de los Escenarios**

Se establecieron 5 tipos de escenarios proyectados: el escenario base, un escenario vegetativo sin medidas adicionales, y escenarios alternativos pesimistas, optimista e intermedio.

### **9.1 Escenario Base**

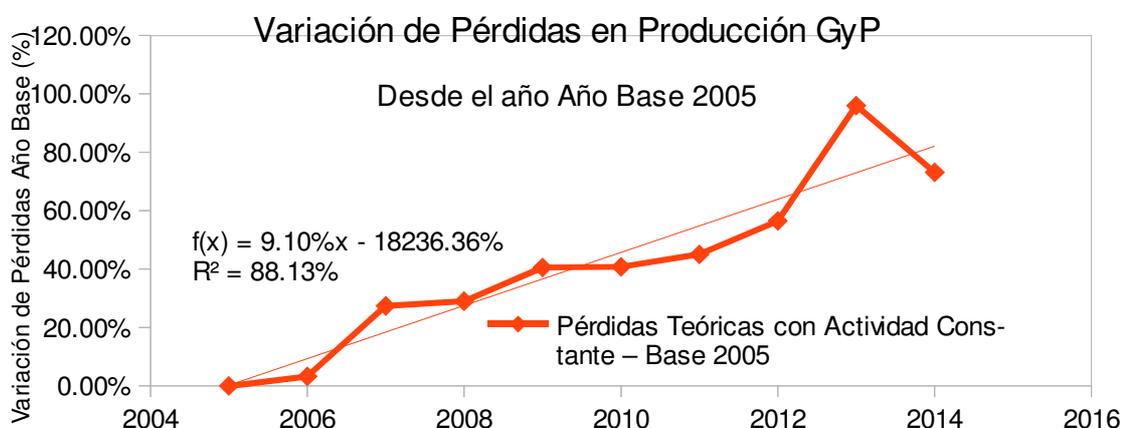
El objetivo del escenario base es establecer una base de comparación con otros escenarios que apliquen medidas de mitigación. Es el escenario sobre el que se construye el resto de los escenarios. En el escenario base las emisiones se proyectan en base al crecimiento de la actividad, sin cambios en los factores de emisiones.

En la combustión de producción de yacimientos, tanto para autoproducción como calor, se adiciona un 0.26% de crecimiento sobre el crecimiento del sector. En el *Gráfico 23* se muestra la tendencia actual de aumento de consumo propio respecto a la producción de gas y petróleo. La fuente de los datos es el Balance Energético Nacional.



**Gráfico 23 - Consumo Propio Yacimientos - Elaboración Propia a partir de datos BEN**

En el rubro de quema en antorcha se adiciona un crecimiento de 9.10% sobre el crecimiento esperado del sector, debido al aumento de pérdidas en gas y petróleo. En el *Gráfico 24* se muestra la tendencia actual de aumento de pérdidas en la producción de gas y petróleo. La fuente de datos es el Balance Energético Nacional.



**Gráfico 24 - Pérdidas en Producción de Gas y Petróleo - Elaboración Propia a partir de datos BEN**

La razón para considerar los rubros de producción en forma específica, se deben al peso relativo que tienen en el total de las emisiones del sector y que su tendencia resulta determinante en el resultado general.

## Escenarios Alternativos

### 9.2 Escenario Vegetativo

En el escenario vegetativo se reducen las pérdidas solo por aplicación de políticas preexistentes, sin nuevas políticas específicas, mediante la aplicación de ciertas medidas realizadas por las empresas mediante mecanismos propios de eficiencia energética y reducción de pérdidas, sin inversiones considerables asociadas al objetivo específico de reducción de emisiones.

En esta categoría se considera que el caudal de aventamiento de tratamiento de gas y que el valor de pérdidas fugitivas en el transporte de gas crecen a menor ritmo que el crecimiento del sector gas. Se considera que el crecimiento de ambos factores es solo a la mitad (50%) del crecimiento de la actividad del sector de gas. Esto se debe a que ambos valores ya se encuentran en el rango alto de pérdidas típicas. El efecto se expresa a través del factor de corrección de crecimiento. La variación comienza a aplicarse a partir de 2017.

### **9.3 Escenario Pesimista**

El escenario pesimista representa la adopción acotada de acciones de reducción de emisiones, basado principalmente en controles para evitar el crecimiento del aventamiento y medidas voluntarias de las empresas del sector.

En este escenario se mantiene sin crecimiento el valor de emisiones de quema en antorcha y pérdidas de transporte de gas natural a partir de 2017 mediante el monitoreo y penalidades al incremento en el aventamiento y pérdidas.

El factor de emisiones de fuentes de combustión fija en autoproducción y calor de yacimientos deja de crecer al 0.26% como indicaba la tendencia, a partir de 2017, manteniéndose constante hasta 2030. Las emisiones crecen de acuerdo al crecimiento del subsector.

Se aplica en forma voluntaria y parcial la reducción de emisiones fugitivas en la categoría de producción de gas natural. La medida considerada es vía cambio de instrumentos actuados con gas a tipos de bajo venteo. El ahorro estimado se contabiliza como un ahorro de 9 GgCO<sub>2</sub>eq/año por el 10% de los instrumentos a gas en yacimiento al año. La iniciativa inicia en 2017 durante 10 años al cabo de los cuales se han cambiado los aproximadamente 400 instrumentos considerados.

### **9.4 Escenario Optimista**

En el escenario optimista, se establecen acciones de reducción a nivel de exploración, producción, transporte y procesamiento/refinación.

En exploración, las emisiones por servicio a los pozos son 6% menores a las proyectadas en el caso base a partir de 2017, por la implementación de sistemas de extracción plunger lift y completaciones de emisiones reducidas.

En producción en yacimientos, mejora el consumo propio para autoproducción y calor, creciendo al 25% del crecimiento del sector desde 2017 hasta 2020, sin crecimiento en 2021, y luego disminuyendo 1.5% interanual hasta 2030.

Las emisiones por aventamiento en procesamiento de gas dejan de crecer en 2017, luego disminuyen a razón de 1% interanual entre 2018-2020, y desde 2021 en adelante disminuye a una tasa de 5% respecto del año anterior.

En transporte de gas, las emisiones para calor de combustión a partir de 2017, con el siguiente patrón: creciendo a 50% de la tasa de crecimiento del sector entre 2017 y 2020, en 2021 sin crecimiento, y a partir de 2022 hasta 2030 disminuyendo 3.0% respecto al año anterior.

En refinación se reducen las emisiones para calor de combustión a partir de 2017, con el siguiente patrón: creciendo a 25% de la tasa de crecimiento del sector entre 2017 y 2020, en 2021 sin crecimiento, y a partir de 2022 hasta 2030 disminuyendo 2.0% respecto al año anterior. En refinación también se reducen las emisiones fugitivas mediante proyectos de recuperación de gases de antorcha. Los valores se estiman en base a proyectos de captura de gases implementados por YPF en La Plata, que fueron presentados como proyectos MDL de UNFCC. Para considerar el potencial de reducción, se estimó que el 43% de las emisiones fugitivas de refinería son originadas por antorcha. Se prevé recuperar el 60% de gases de antorcha. Los valores pretenden ser factores de recuperación real, elaborados como suposiciones luego de analizar datos de la presentación para UNFCC de YPF y el balance real de 2010. Su valor depende de la capacidad de diseño de los sistemas y el caudal continuo y de emergencia que se genere. Se tiene en cuenta que la captura es aplicada sobre el 50% de la refinación nacional, es decir restando la captura ya implementada en Luján de Cuyo y La Plata, que forman parte del escenario base. El resultado potencial de reducción es de 12.9% de las emisiones anuales del rubro en forma constante a partir de 2017.

### **9.5 Escenario intermedio**

En el escenario intermedio, se aplican medidas sobre la exploración, producción, transporte y refinación, tal como el escenario optimista, aunque con una reducción más moderada en el tiempo.

En exploración, las emisiones por servicio a los pozos son 6% menores a las proyectadas en el caso base a partir de 2017, por la implementación de sistemas de extracción plunger lift y completaciones de emisiones reducidas.

En producción en yacimientos se considera que se mejora la eficiencia de emisiones de consumo propio en tanto para calor de combustión como autoproducción a partir de 2017, con el siguiente patrón: creciendo a 80% de la tasa de crecimiento del sector entre 2017 y 2020, en 2021 sin crecimiento, y a partir de 2022 hasta 2030 disminuyendo 1.0% respecto al año anterior. En producción de gas natural, las emisiones fugitivas se disminuyen en 9 GgCO<sub>2</sub>eq/año en 10 años, por medidas de reducción de cambio de instrumentos de gas de bajo consumo.

Las emisiones por aventamiento en procesamiento de gas dejan de crecer en 2017 y a partir de 2018 comienzan a disminuir a la tasa de 1.0% interanual hasta 2030.

En transporte por ductos, las emisiones de combustión para calor dejan de crecer entre 2017 y 2021; luego a partir del año 2022, disminuyen en 1.0% respecto al año anterior hasta 2030. A partir del año 2017, las pérdidas en el transporte de gas natural dejan de crecer y se mantienen como porcentaje del gas transportado.

En refinación, el consumo propio de combustibles para calor crece al 50% de la tasa de crecimiento interanual entre 2017 y 2020. En 2021 sin crecimiento, y se mantiene sin crecimiento hasta 2030. En refinación se reducen las emisiones fugitivas un 12.9% desde 2017 por implementación de proyectos de recuperación de gases de antorcha.

## **10. Resultados y Discusión de Escenarios**

### **10.1 Generalidades**

Los compromisos y metas de mitigación asumidos por los países se encuentran cargados de contenido político, por lo que no resulta sorprendente que los enunciados cuantitativos de metas de mitigación tengan diversas formas de ser expresados. Los compromisos más agresivos de mitigación, tienden a expresar las reducciones respecto a situaciones actuales y/o reales, mientras las menos agresivas tienden a ligar la mitigación respecto a escenarios hipotéticos e indicadores que presenten un crecimiento en el tiempo. Las formas más utilizadas de las propuestas de mitigación son: disminuir el nivel de emisiones de 2030 por debajo de un año base, que puede ser el actual, reducción de emisiones respecto al PBI del país, reducción de emisiones respecto a un escenario base, denominado comúnmente BAU (*Business as usual*) y descripción de metas cuantificables por sector.

Es importante tener en cuenta que las expresiones de los resultados esperados de mitigación pueden dejar parcialmente solapado el hecho de que las emisiones de un país sean mayores a los niveles actuales y sin embargo estar cumpliendo con compromisos de mitigación. Tal es el caso de Argentina como muchos otros, donde el resultado es una reducción respecto a un caso base considerando el crecimiento esperado de actividad futura.

En el caso de Argentina, el compromiso nacional expresado en la Contribución Nacional presentada a la UNFCCC en el COP 21 tiene una parte incondicional de reducción de 15% en 2030 respecto al escenario BAU de 2030, y una parte adicional condicionada a que sucedan ciertas condiciones particulares que habilitarían una reducción adicional, para llegar hasta 30% del escenario BAU de 2030. Dentro de las medidas propuestas a nivel nacional para llegar a la mitigación esperada, no se observaron medidas concretas propias del sector, por lo que cualquier reducción que se obtuviera sería adicional a la incondicional propuesta.

Los valores comprometidos pueden ser interpretados como suficientemente o poco desafiantes dependiendo el punto de vista. Los argumentos respecto a la posibilidad de haber planteado una meta mayor, indican que "Argentina debe asumir un rol activo y responsable en la solución global para la mitigación del cambio climático"<sup>100</sup>.

### **10.2 Resultados**

En el *Gráfico 25* se observan los escenarios de emisiones proyectados para el sector de gas y petróleo, entre el año 2012 y 2030.

---

<sup>100</sup> Argentina debe asumir un rol activo y responsable en la solución global para la mitigación del cambio climático, Grupo de Ex Secretarios de Energía. Ref. [38]

## Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina

El escenario base proyectado para el sector de gas y petróleo, indica para 2030 un incremento del 56% respecto a las emisiones de 2012. Aún en el caso optimista las emisiones son mayores a las de 2012 y actuales, es decir que salvo políticas más agresivas, el sector aumentará sus emisiones hacia el año 2030.

Del análisis de los escenarios evaluados se concluye que es necesario tomar acciones específicas para obtener resultados diferentes del escenario base. Sin embargo, se observa que mediante la adopción de medidas de mitigación es factible obtener resultados en el sector de gas y petróleo alineados con los compromisos nacionales a nivel general.

Los escenarios intermedios y optimistas tienen un resultado similar al esperado para los compromisos de Argentina. El escenario optimista resulta en una reducción del 35.5% en 2030 respecto al escenario base de 2030. El escenario intermedio da una reducción del 18.61% y el pesimista y vegetativo, 3.30% y 0.77% respectivamente.

Desde la implementación de medidas en 2017 teniendo en cuenta su evolución en el tiempo, el escenario pesimista obtiene un ahorro de 2.28% de las emisiones del caso base entre 2017-2030, el escenario optimista resulta en 13.57% de emisiones mitigadas y el escenario intermedio un total de 9.84% de mitigación respecto a las emisiones del caso base entre 2017-2030.

### Proyección de Emisiones GEI

#### Sector Gas y Petróleo

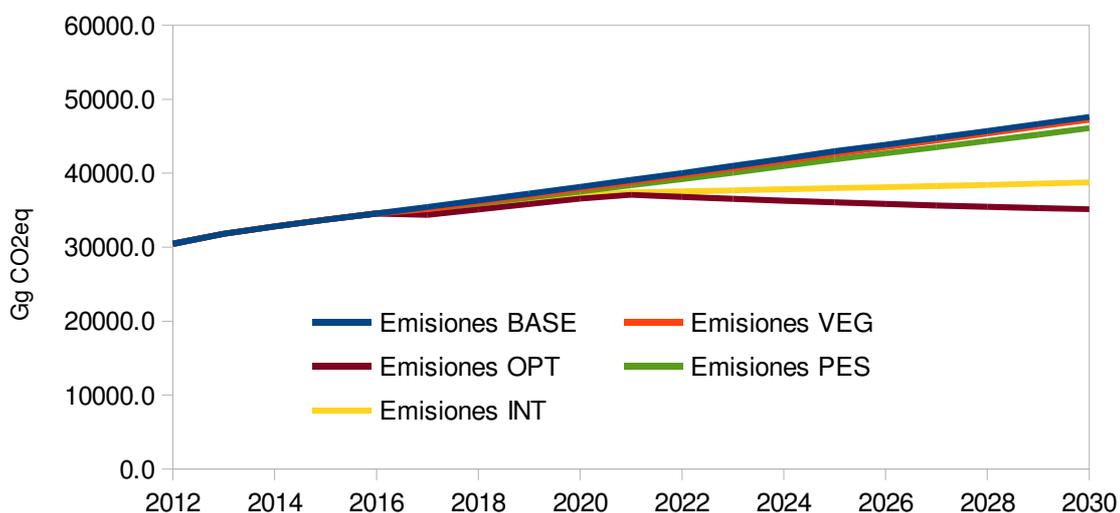


Gráfico 25 - Proyección de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero - Elaboración Propia

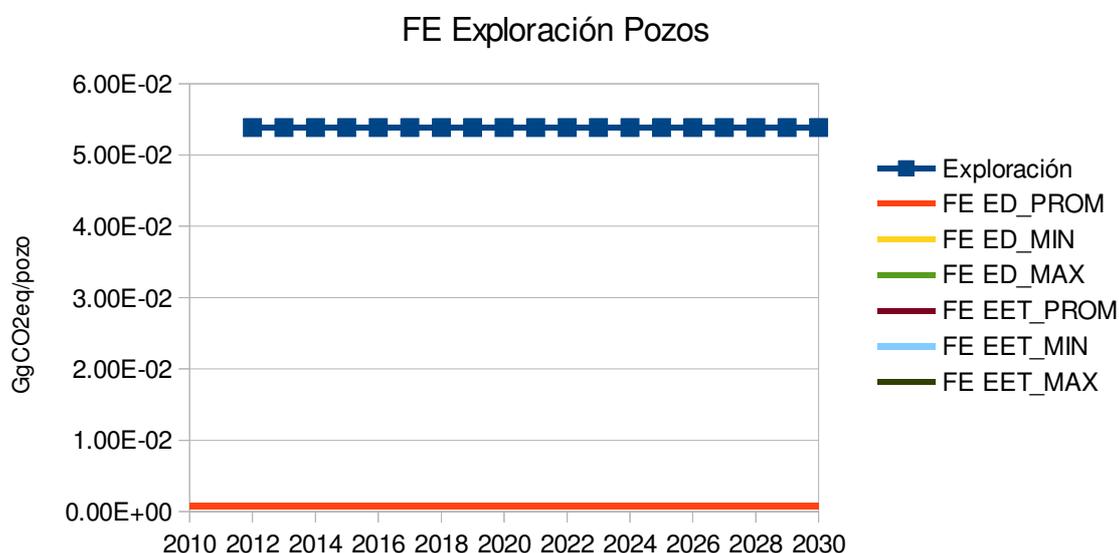
## 10.3 Verificación

En la verificación detallada, se analizó la evolución de parámetros clave en la proyección, para corroborar que los estimados proyectados sean razonables, ya sea comparándolos con los factores de emisiones de la bibliografía o con los antecedentes del país de años anteriores. En el caso de los factores de emisiones, se recalcularon los coeficientes proyectados con cada resultado, comparándolos con los recomendados en IPCC de nivel Tier 1 para Países de Economías Desarrolladas (ED) y Países de Economías en Transición (EET).

### 10.3.1 Exploración

En el *Gráfico 26* se indicó el Factor de Emisiones (FE) para Exploración de Pozos considerado en la proyección entre 2012 y 2030. El factor utilizado es el de Países de Economías en Transición (EET) en todos los escenarios, para todos los años.

En el *Gráfico 27* se indicó el Factor de Emisiones (FE) para Servicio a los Pozos considerado en la proyección entre 2012 y 2030. El factor de emisión utilizado es levemente inferior (94%) al promedio de Servicio a los pozos en Países de Economías en Transición (EET) y considerablemente mayor al de Economías Desarrolladas (ED).



**Gráfico 26 - Factor de Emisiones de Exploración Proyectado - Elaboración Propia**

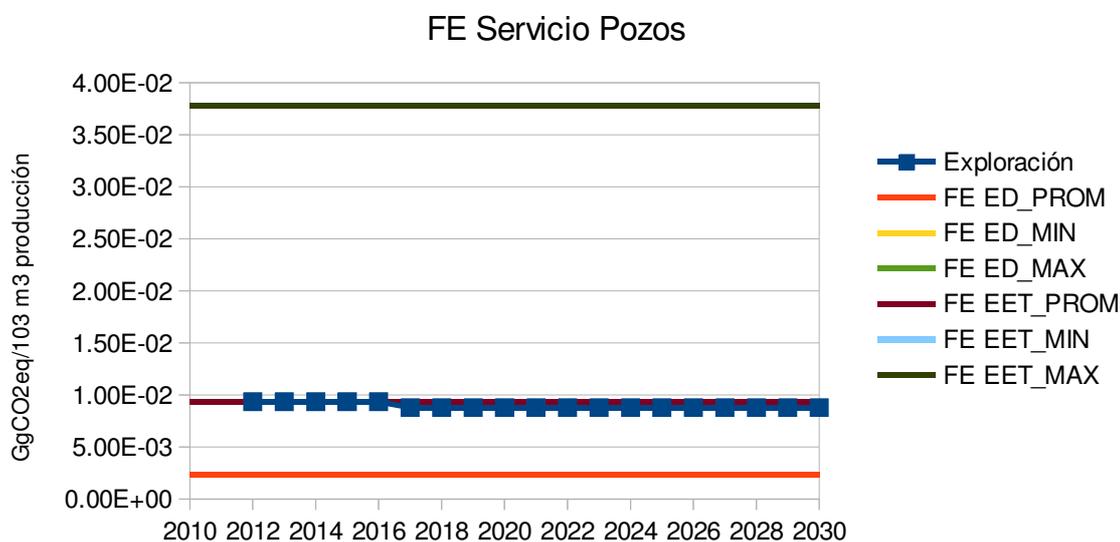
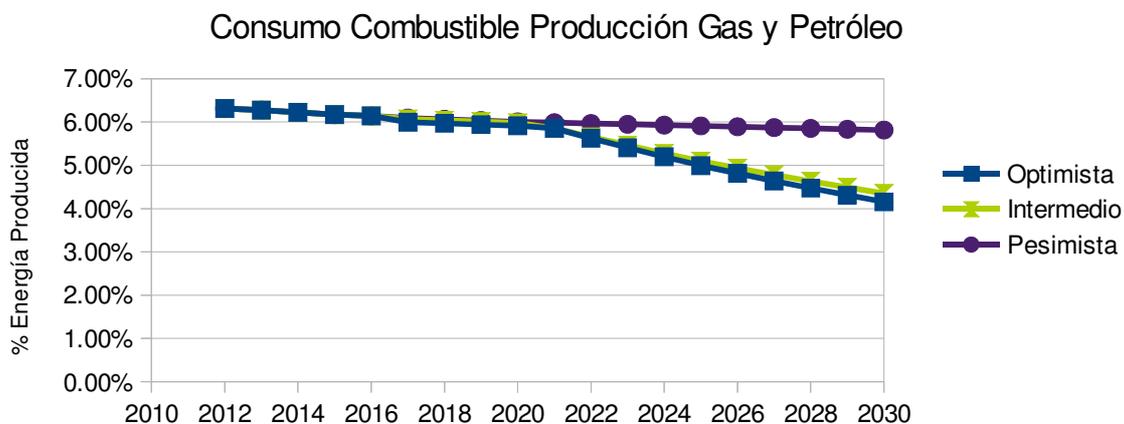


Gráfico 27 - Factor de Emisiones de Servicio de Pozos Proyectado - Elaboración Propia

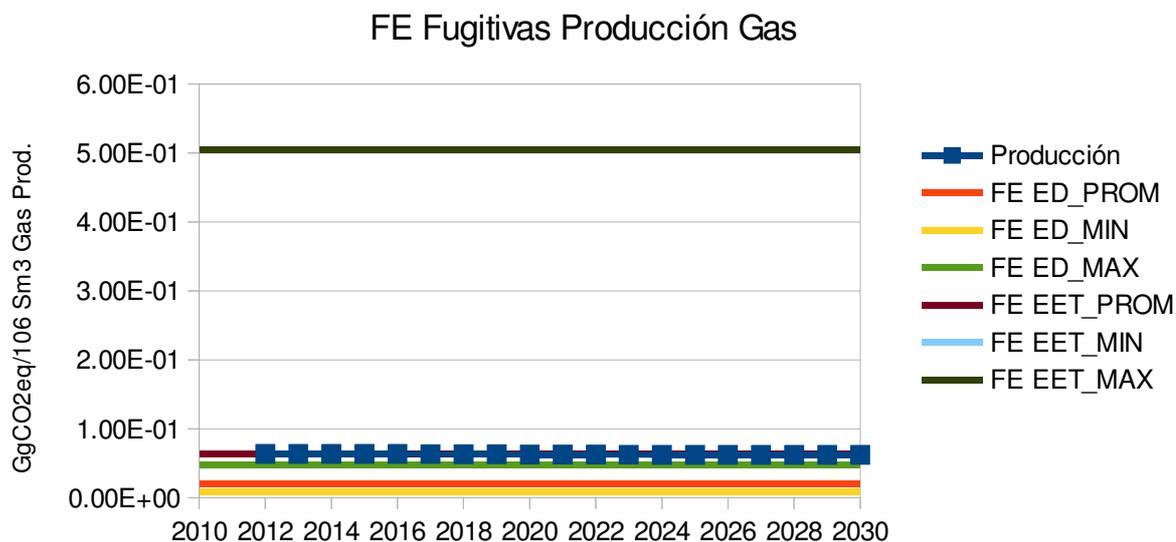
### 10.3.2 Producción

En el *Gráfico 28* se indica la evolución proyectada de consumo de combustible para la producción de petróleo y gas, respecto a la producción de gas y petróleo expresados como contenido de energía. Se observa el consumo de combustible como porcentaje de la producción en equivalente energético de gas y petróleo. El valor disminuye desde aproximadamente 6% hasta 4.16% en el caso optimista, el cual es un valor comparable con el consumo propio de los años 2000-2005. Esta medida tiene un efecto importante en la mitigación de emisiones por el peso de la producción en el total del sector.



**Gráfico 28 - Consumo de Combustible para Producción - Elaboración Propia**

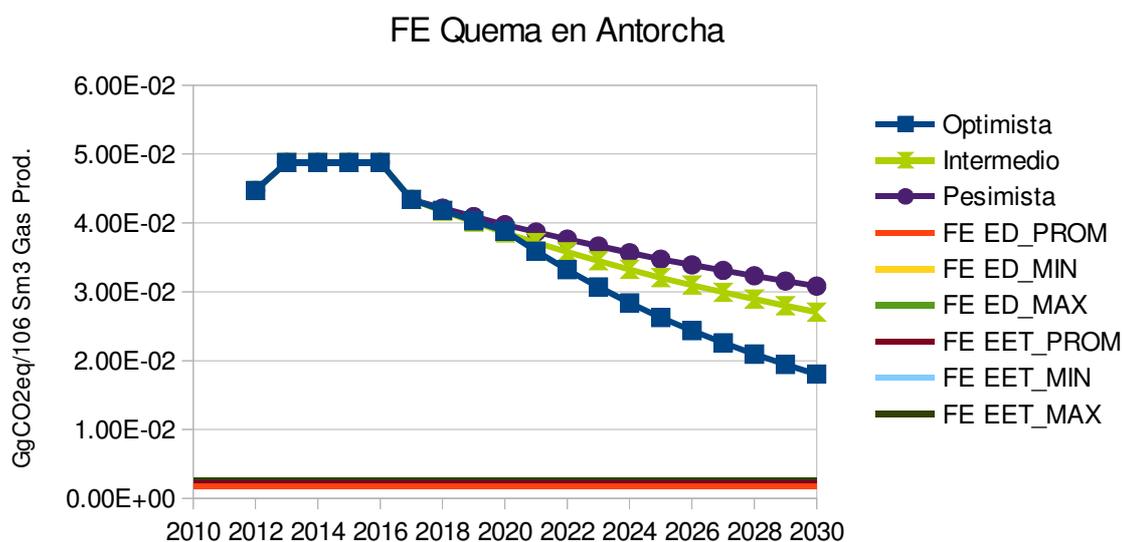
En el *Gráfico 29* se indica el factor de emisiones fugitivas de producción de gas. Las emisiones fugitivas de gas se mantienen prácticamente en el valor promedio de Países de Economías en Transición (EET) a lo largo de toda la proyección.



**Gráfico 29 - Factor de Emisiones Fugitivas de Producción de Gas Proyectado - Elaboración Propia**

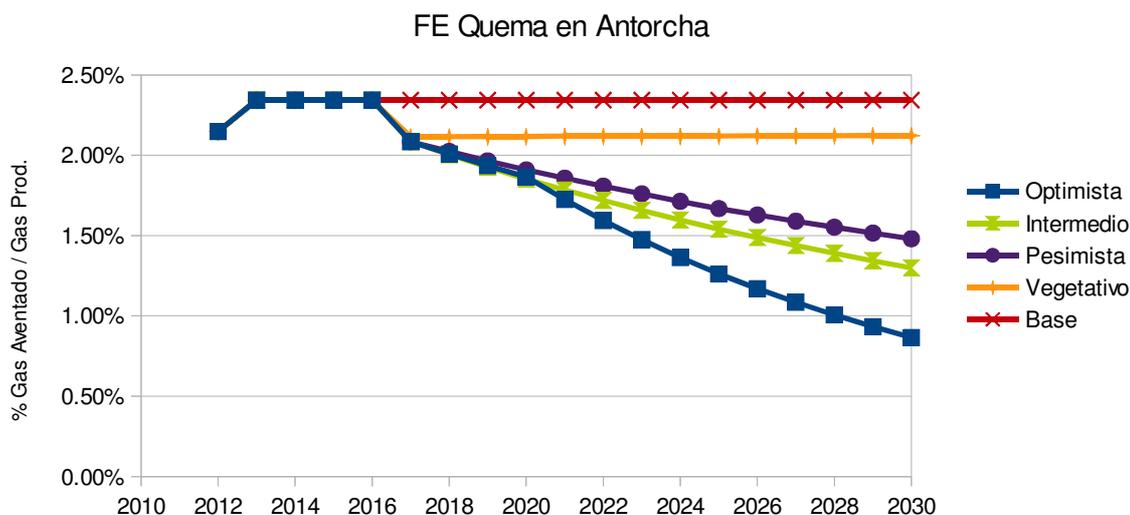
## Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina

En quema en antorcha, se espera una disminución respecto a los valores actuales. En el *Gráfico 30* se indica el factor de emisiones considerado para quema en antorcha en producción. Aún con la reducción esperada, los valores se mantienen por encima de los factores tier 1 de Procesamiento de Gas de ED y EET.



**Gráfico 30 - Factor de Emisiones Quema en Antorcha - Elaboración Propia**

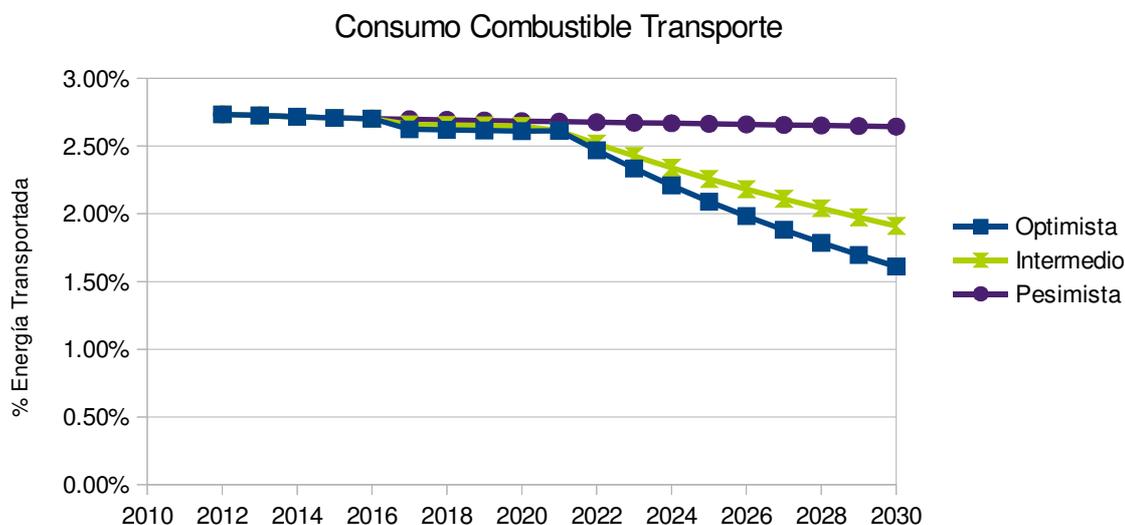
En el *Gráfico 31* se expresan los datos como porcentaje de gas producido, pueden ser fácilmente comparados con las estadísticas disponibles como proporción de aventamiento por producción de gas. Se espera que el porcentaje deje de crecer y una disminución en todos los escenarios, yendo en una reducción continua preferentemente a un valor por debajo de 1.5% hacia el año 2030, que compara con resultados históricos de 1.3% de 2000-2001 y 2005-2006. El aventamiento debería ser una práctica de último recurso reservada para situaciones de emergencia.



**Gráfico 31 - Factor de Emisiones Quema en Antorcha - Elaboración Propia**

### 10.3.3 Transporte de Gas

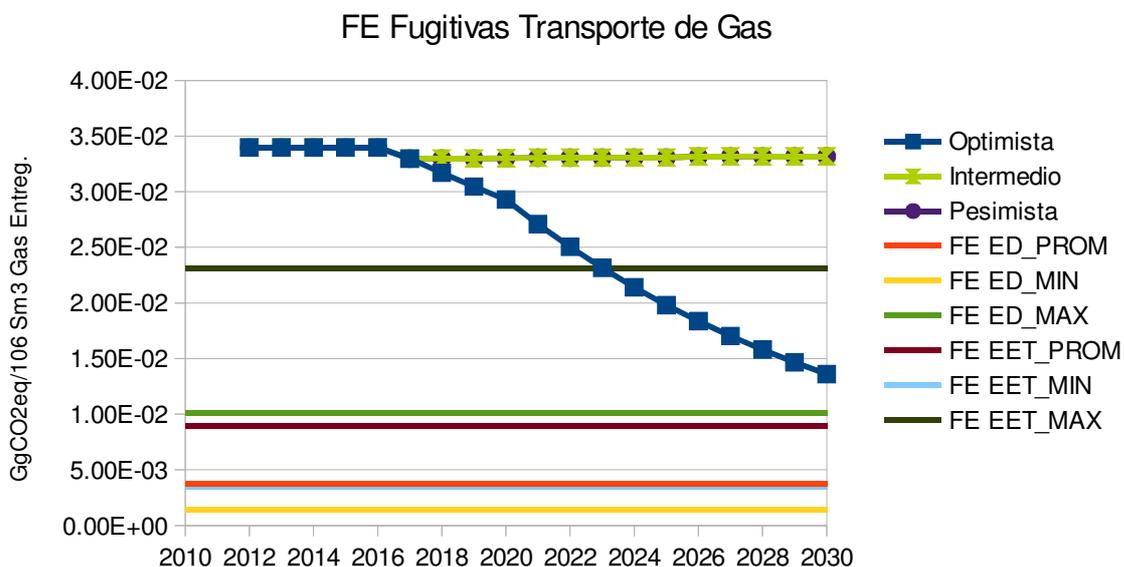
En el *Gráfico 32* se observan el consumo de combustible proyectado respecto al gas transportado expresado como energía disponible. En el transporte, se espera que el consumo de combustible disminuya por debajo de 2.0% del combustible transportado. En el caso del consumo de combustible para transporte de gas, la tendencia actual indica que estos valores ya son reales, por lo que sería razonable continuar con la tendencia actual, para llegar en forma sostenida a los valores mínimos de 2005, con 1.52%.



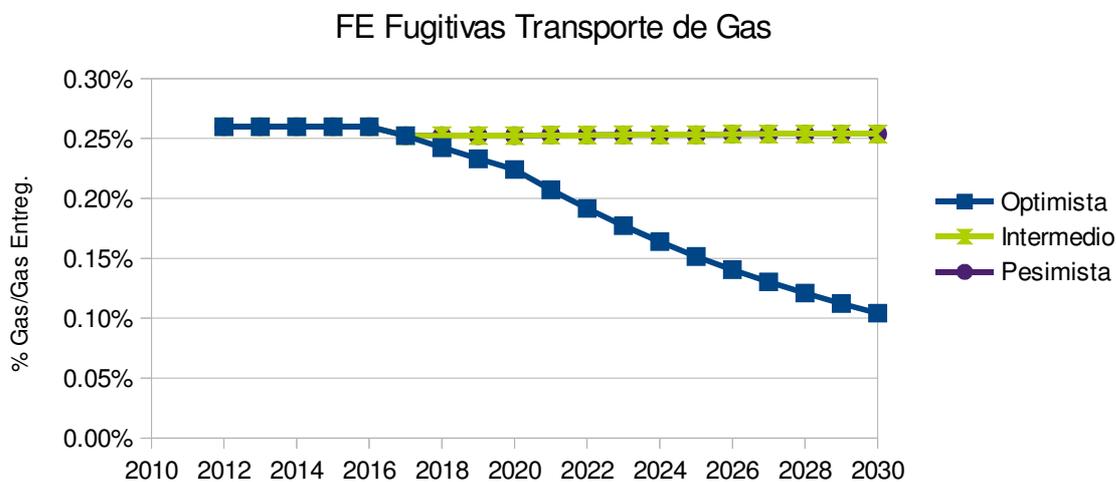
**Gráfico 32 - Factor de Emisiones de Combustible para Transporte Proyectado - Elaboración Propia**

En el *Gráfico 33* se observan el factor de emisiones para las pérdidas fugitivas en el transporte de gas proyectadas. Se espera que las pérdidas fugitivas de transporte de gas tengan un evolución en el caso del escenario optimista, que les permita posicionarse entre el rango máximo y medio de los factores de emisiones EET.

En el *Gráfico 34* se observan los datos expresados como porcentaje del gas de pérdidas respecto al gas entregado. El resultado sería equivalente a un consumo de 0,10% para 2030. Actualmente las pérdidas de gas entregado son oscilantes en el tiempo alrededor de un valor de 0.09%, aumentando en porcentaje en los años donde se entrega mayor cantidad de gas y disminuyendo cuando se entrega menos.



**Gráfico 33 - Factor de Emisiones Fugitivas de Transporte de Gas Proyectado - Elaboración Propia**



**Gráfico 34 - Pérdidas Fugitivas Transporte de Gas - Elaboración Propia**

### 10.3.4 Refinación

En el Gráfico 35 se observa el consumo de combustible para la refinación del petróleo, expresado como porcentaje de la energía disponible en los productos refinados. Se espera que el consumo de combustible en el escenario optimista, disminuya a valores cercanos a los mínimos de 2004 de 4.8%.

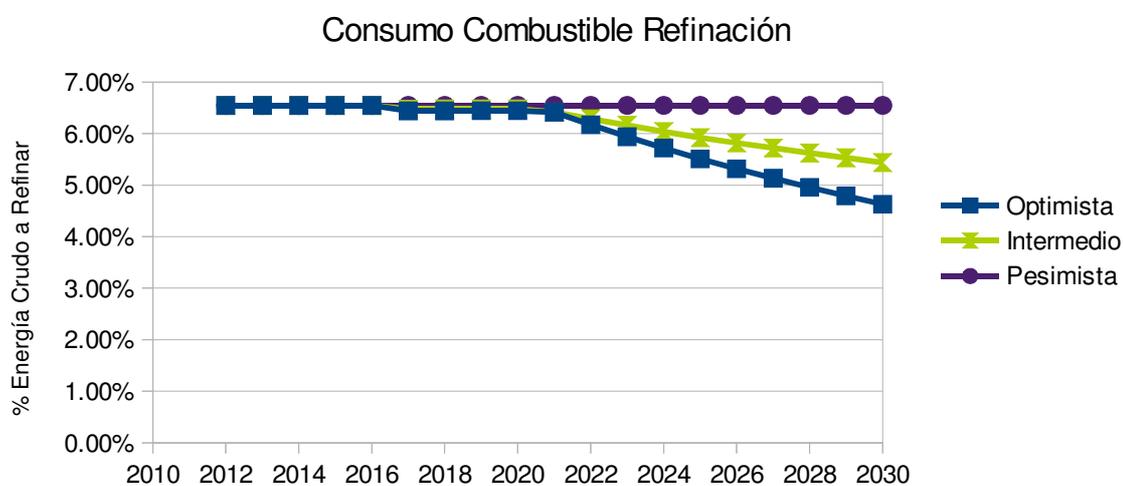


Gráfico 35 - Factor de Emisiones de Consumo Combustible en Refinería Proyectado -  
Elaboración Propia

## **Cuarta Parte: Conclusiones, Referencias Bibliográficas y Acrónimos**

### **11. Conclusiones**

A lo largo del trabajo se ha realizado una revisión de la bibliografía, análisis de los datos, cálculos, verificaciones y consideraciones que permiten confirmar que:

- (1) Existen oportunidades de mejora en la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector de gas y petróleo mediante la generación de factores propios del país, que reflejen en forma más ajustada la situación del sector.

En este trabajo, se han desarrollado y obtenido factores de emisiones de nivel Tier 2 según IPCC, específicos del sector de gas y petróleo para Argentina, mediante la utilización de información públicamente disponible y varias suposiciones intermedias. Los factores de emisiones Tier 2 han sido construidos con información del país reflejando las características propias de la actividad y las tecnologías empleadas, y han sido verificados con información disponible de empresas privadas que monitorean sus emisiones en la medida que se contó con datos.

Se mostró la utilidad de los factores de emisiones desarrollados para mejorar la calidad de estimación de emisiones y cuantificar y discernir los efectos de medidas de mitigación, que mediante los factores Tier 1 utilizados hasta el momento en las estimaciones de emisiones oficiales no resulta posible. Las estimaciones de emisiones actuales tienen nivel Tier 1 según IPCC, y por lo tanto los utilizados son promedio internacionales generales, que carecen del detalle y de las características propias de la actividad y las tecnologías empleadas en el país, y por consiguiente no permiten cuantificar y discernir los efectos de medidas de mitigación o mejoras tecnológicas, más allá de variaciones en el nivel de actividad, es decir, no son útiles para saber el efecto de la adopción de equipamiento o técnicas más modernas manteniendo el mismo nivel de actividad.

Se detectaron potenciales de mejora en la calidad de la información disponible, así como propuestas para aumentar la cantidad y detalle de información disponible, basados en la experiencia de otros países y las mejores prácticas de la industria. Como parte del análisis, se incluyó la información de empresas pertenecientes al sector que ya en forma voluntaria consideran importante para su sustentabilidad obtener y reportar las emisiones de sus operaciones.

También se propuso la adopción de un sistema de gestión de inventarios nacional como método sistemático de desarrollar, mantener y mejorar la calidad de las estadísticas y estimaciones de emisiones, estableciendo los beneficios esperados de su adopción como herramienta para la toma de decisiones y seguimiento y medición sistemática de la efectividad de programas de mitigación.

- (2) Existe la posibilidad de reducir la tasa de emisiones generadas por sector de gas y petróleo argentino mediante la adopción de medidas de mitigación.

Se han identificado y analizado medidas técnicamente factibles y comercialmente disponibles, aplicables al contexto del sector en Argentina que permitirían disminuir la tasa de generación de gases de efecto invernadero para un mismo nivel de actividad, propuestos a partir de la revisión de la bibliografía nacional e internacional del sector de gas y petróleo. Cada una de las medidas tiene un costo-beneficio asociado y requiere ciertos recursos económicos, técnicos y políticos, finalmente compitiendo por los recursos con otras iniciativas. Para realizar el esfuerzo de mitigación en forma racional y con un uso eficiente de recursos, se requiere seleccionar y priorizar las iniciativas que produzcan el mayor beneficio con menor costo.

Se ha propuesto con este fin, como iniciativa principal hacia el gobierno, que se establezca e implemente un sistema de gestión de emisiones cuyo accionar permita en forma sistemática, fijar objetivos, establecer planes de acción para su cumplimiento, obtener los recursos necesarios, monitorear el cumplimiento y revisar y fijar nuevas metas de cumplimiento para la mitigación de emisiones. También se propuso establecer mecanismos legales que permitan capturar en forma ágil y permanente los beneficios ambientales derivados de avances y mejoras tecnológicas. Parte de ello es el control efectivo del cumplimiento de las leyes.

Las propuestas se encuentran basadas en ejemplos de éxito de países o grupos de países que son parte de la UNFCC con compromisos importantes de mitigación como EEUU, Canadá y La Unión Europea y otros países desarrollados, que han seguido caminos similares y emplean mecanismos de monitoreo constantes respecto a las emisiones, permanentemente evaluando las tecnologías de control disponible más ventajosas, estableciendo cronogramas para dirigirse hacia objetivos alcanzables que permanentemente son revisados basados en la mejora continua para reducir la generación de emisiones.

Se han desarrollado proyecciones de emisiones en el sector de gas y petróleo hasta 2030 basados en escenarios para analizar la situación futura en forma comparativa y observar resultados esperados en el tiempo de la adopción de ciertas medidas de mitigación.

Con las medidas incorporadas en el escenario intermedio se obtuvieron reducciones de 18% en 2030 respecto al caso de emisiones base, y en el caso optimista de 35% respecto al caso base. Otros escenarios resultan de menor relevancia.

Los escenarios desarrollados, aplicados al sector gas y petróleo, se encuentran en línea con el compromiso incondicional de 15% y condicional de 30%, realizado en forma global por Argentina en la UNFCC, por lo que se consideran propuestas modestas pero realistas y alcanzables por el sector.

## **12. Acrónimos**

API: American Petroleum Institute [www.api.org](http://www.api.org)

ARPEL: Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustible en Latinoamérica y el Caribe [www.arpel.org](http://www.arpel.org)

ALARP: *As Low as reasonable Practical*

BAU: Business As Usual / Negocios como usual

BAT: Best Available Techniques / Mejores Tecnologías Disponibles

BEN: Balance Energético Nacional

BREF: Best Available Techniques Reference document

BUR: Biennial Update Report

CAPP: *Canadian Association of Petroleum Producers*

CLIMACAP: *Integrated Climate Modelling and Modelling and CAPacity building in Latin America*  
[www.climacap.org](http://www.climacap.org)

CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

COVDM: Compuestos Orgánicos Volátiles Distintos de Metano

COP: Conference of Parties

ED: Economías Desarrolladas

EET: Economías En Transición

EEA: European Environmental Agency / Agencia Ambiental de la Unión Europea

ENARGAS: Ente Nacional de Regulación de Gas

EPA: *Environmental Protection Agency*

Fundación Bariloche: [www.fundacionbariloche.org.ar](http://www.fundacionbariloche.org.ar)

GHG/GEI: *Green House Gases* / Gases de Efecto Invernadero

GLP: Gas Licuado de Petróleo

GNL / LNG: Gas Natural Licuado / Liquefied Natural Gas

IAE: Instituto Argentino de Energía

IAPG: Instituto Argentino del Gas y Petróleo

ICA: *International Consultation and Analysis*

IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change [www.ipcc.ch/](http://www.ipcc.ch/)

MDL: Mecanismos de Desarrollo Limpio

MINEM: Ministerio de Energía y Minería

MINPLAN: Ministerio de Planificación, Inversión Pública y Servicios

NAPA: *National Adaptation Programme of Actions*

OCDE / OECD: Organización para el Comercio y el Desarrollo Económico / *Organisation for Economic Co-operation and Development*

ONU: Organización de Naciones Unidas

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía [www.olade.org](http://www.olade.org)

PV: Punto de Venteo

RAGAGEP: *Reasonable And Generally Accepted Good Engineering Practices*

RGP / GOR: Relación Gas/Petróleo / *Gas to Oil Ratio*

TGN: Transportadora Gas del Norte

TGS: Transportadora Gas del Sur

UNEP: *United Nations Environment Programme*

WMO: *World Meteorological Organization*

YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales

### **13. Referencias bibliográficas**

- [1]. ABB, Liquid Loading, Dave Barries, 2009. Disponible en <http://www.afms.org/Docs/liquids/LiquidLoad.pdf>
- [2]. Academia Nacional de Ingeniería, Gas de Reservorios no Convencionales: Estado de Situación y principales desafíos, Instituto de Energía, Documento Número 2, Octubre 2011. Disponible en: [www.acadning.org.ar/ANI\\_Gas de Reservorios No Convencionales\\_Oct 2011.pdf](http://www.acadning.org.ar/ANI_Gas_de_Reservorios_No_Convencionales_Oct_2011.pdf)
- [3]. Academia Nacional de Ingeniería, Aspectos Ambientales en la Producción de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales. El caso particular de “Vaca Muerta” en la Provincia de Neuquén. Instituto de Energía, Documento Número 4, Octubre 2013. Disponible en: [www.acadning.org.ar/Institutos/IE ANI - Documento N4.pdf](http://www.acadning.org.ar/Institutos/IE_ANI_-_Documento_N4.pdf)
- [4]. American Petroleum Institute (API) GHG Compendium, Compendium of Greenhouse Gas emissions methodologies for the oil and gas industry, 2009. Disponible en: [http://www.api.org/~media/Files/ehs/climate-change/2009\\_ghg\\_compendium.ashx](http://www.api.org/~media/Files/ehs/climate-change/2009_ghg_compendium.ashx)
- [5]. American Petroleum Institute (API), LNG Exports, America´s Oportunity and Advantages. Mayo 2015. Disponible en: <http://www.api.org/~media/Files/Policy/LNG-Exports/LNG-primer/Liquefied-Natural-Gas-exports-lowres.pdf>
- [6]. American Petroleum Institute (API), Liquefied Natural Gas (LNG) Operations, Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions. Disponible en: <http://www.api.org/~media/Files/EHS/climate-change/api-lng-ghg-emissions-guidelines-05-2015.pdf>
- [7]. Arpel, Guía ARPEL. Índices de Energía en la Industria de Petróleo y Gas, Febrero 2013. Disponible en: [www.arpel.org](http://www.arpel.org)
- [8]. Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), Technical Report. A National Inventory of GreenHouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H2S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, Volume 3 Methodology for Greenhouse

- Gases. Septiembre de 2004. Disponible en: <http://www.capp.ca/~media/capp/customer-portal/publications/86223.pdf>
- [9]. Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), Best Management Practice - Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities. Enero 2007. Disponible en: <http://www.capp.ca/~media/capp/customer-portal/publications/116116.pdf>
- [10]. Carleton University and Petroleum Technology Alliance of Canada (PTAC) Evaluation of air emissions associated with hydraulic fracturing: Analysis of Emissions from Drilling, Completion, and Operation of Unconventional Gas Wells in Alberta, Marzo 2014, Disponible en: [www.ptac.org/attachments/1389/download](http://www.ptac.org/attachments/1389/download)
- [11]. ClimaCap. Climate and Energy Policy reviews for Colombia, Brazil, Argentina, and Mexico. Disponible en: [http://climacap.websitebuilderpro.com/download/i/mark\\_dl/u/4011847001/4613271160/CLIMACAP%20policy%20reviews.pdf](http://climacap.websitebuilderpro.com/download/i/mark_dl/u/4011847001/4613271160/CLIMACAP%20policy%20reviews.pdf)
- [12]. ClimaCap. ClimaCap-Lamp policy briefs – Argentina. Disponible en: [http://climacap.websitebuilderpro.com/download/i/mark\\_dl/u/4011847001/4622481040/CLIMACAP%20policy%20brief%20-%20Argentina%20vFINAL%20\(2\).pdf](http://climacap.websitebuilderpro.com/download/i/mark_dl/u/4011847001/4622481040/CLIMACAP%20policy%20brief%20-%20Argentina%20vFINAL%20(2).pdf)
- [13]. ClimaCap. ClimaCap-Lamp policy briefs – Baselines. Disponible en: [http://climacap.websitebuilderpro.com/download/i/mark\\_dl/u/4011847001/4622481041/CLIMACAP%20policy%20brief%20-%20Baselines%20vFINAL%20\(1\).pdf](http://climacap.websitebuilderpro.com/download/i/mark_dl/u/4011847001/4622481041/CLIMACAP%20policy%20brief%20-%20Baselines%20vFINAL%20(1).pdf)
- [14]. ClimaCap. ClimaCap Data Collection Process report. Disponible en: [http://climacap.websitebuilderpro.com/download/i/mark\\_dl/u/4011847001/4616234008/CLIMACAP%20Data%20Collection%20Process%20report.zip](http://climacap.websitebuilderpro.com/download/i/mark_dl/u/4011847001/4616234008/CLIMACAP%20Data%20Collection%20Process%20report.zip)
- [15]. Conservation of Clean Air and Water for Europe, (CONCAWE), Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries, 2009. Disponible en: [https://www.concawe.eu/uploads/Modules/Publications/rpt\\_09-1-2009-00893-01-e.pdf](https://www.concawe.eu/uploads/Modules/Publications/rpt_09-1-2009-00893-01-e.pdf)
- [16]. Department of Energy (DOE), Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation, DOE/NETL-2014/1646, mayo 2014. Disponible en: [http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/temp/LifeCycleAnalysisofNaturalGasExtractionandPoerGeneration\\_080316.pdf](http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/temp/LifeCycleAnalysisofNaturalGasExtractionandPoerGeneration_080316.pdf)
- [17]. Department of Energy (DOE), Environmental Impacts of Unconventional Natural Gas Development and Production. DOE/NETL-2014/1651. 29 Mayo de 2014. Disponible en: [http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/publications/NG\\_Literature\\_Review3\\_Post.pdf](http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/publications/NG_Literature_Review3_Post.pdf)
- [18]. Department of Energy (DOE), Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States, DOE/NETL-2014/1649, 29 de Mayo, 2014. Disponible en: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Energy%20Analysis/Life%20Cycle%20Analysis/NETL-LNG-LCA-29May2014.pdf>
- [19]. Di Sbroiavacca, N. 2013. Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva. Serie Documentos de Trabajo Agosto 2013. Departamento de Economía Energética, Fundación Bariloche, Disponible en: <http://www.fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2014/11/Shale-oil-y-shale-gas.pdf>
- [20]. Ente Nacional Regulación de Gas (ENARGAS), Glosario. Disponible en: <http://www.enargas.gov.ar/DatosOper/Glosario.pdf>
- [21]. Energía Argentina S.A (ENARSA), Página web. Disponible en: <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural>

- [22]. Energía Argentina S.A (ENARSA), Proyecto GNL Escobar. Disponible en: [http://www.enarsa.com.ar/images/pdf/proyecto\\_gnl\\_escobar.pdf](http://www.enarsa.com.ar/images/pdf/proyecto_gnl_escobar.pdf)
- [23]. Excelerate, Características de Flota. Página web, Disponible en: [http://excelerate.webfactional.com/fleet/#Closed\\_Loop](http://excelerate.webfactional.com/fleet/#Closed_Loop)
- [24]. Fundación Bariloche ( FB/ CEMSA), Argentina: Diagnóstico, Prospectivas y lineamientos para definir Estrategias posibles ante el Cambio Climático. 2008. Disponible en: <http://www.endesacemsa.com/interactivo/descarga/Capitulo4.pdf>
- [25]. GHGenius, Shale Gas Update For GHGenius. Disponible en: <http://www.ghgenius.ca/reports/ShaleGasUpdateFinalReport.pdf>
- [26]. Howarth, Santoro, Ingraffea, Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations, 2011, Climatic Change 106:679-690. Disponible en: [www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth et al 2011.pdf](http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth_et_al_2011.pdf)
- [27]. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Página web, Frequently Asked Questions. Disponible en: <http://www.ipcc.nggip-iges.or.jp/faq/faq.html>
- [28]. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. 1997. Disponible en: <http://www.ipcc.nggip-iges.or.jp/public/public/gl/invs1.html>
- [29]. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry. Disponible en: <http://www.ipcc-nggip-iges.or.jp/public/gpoglulucf/gpoglulucf.html>
- [30]. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Disponible en: <http://www.ipcc-nggip-iges.or.jp/public/2006gl/index.html>
- [31]. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Climate Change 2014, Synthesis Report. Summary for Policy Makers. Disponible en: [http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5\\_SYR\\_FINAL\\_SPM.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5_SYR_FINAL_SPM.pdf)
- [32]. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, Ch. 2, Stationary Combustion. Disponible en: [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf)
- [33]. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, Ch. 3, Mobile Combustion. Disponible en: [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_3\\_Ch3\\_Mobile\\_Combustion.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_3_Ch3_Mobile_Combustion.pdf)
- [34]. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, Ch. 4, Fugitive Emissions. Disponible en: [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_4\\_Ch4\\_Fugitive\\_Emissions.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf)
- [35]. Versión español. Disponible en: [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2\\_Volume2/V2\\_4\\_Ch4\\_Fugitive\\_Emissions.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf)
- [36]. International Gas Union (IGU) Life Cycle Assessment of LNG. Committee D.4 Study Group Report Junio 2015. Disponible en: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/LNGLifeCycleAssessment.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/LNGLifeCycleAssessment.pdf)
- [37]. Instituto Argentino de Energía (IAE), Seminario La energía en Argentina y su contribución a la mitigación del Cambio Climático Elaboración de una propuesta viable y consensuada para la COP 21, 2015. Disponible en: <http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2015/10/La-Energ-a-en-Argentina-y-su-contribucion-a-la-mitigacion-del-Cambio-Clim-tico-Grupo-Relator-1.pdf>
- [38]. Instituto Argentino de Energía (IAE), Argentina debe asumir un rol activo y responsable en la solución global para la mitigación del cambio climático, Declaración Grupo de Ex Secretarios

- de Energía, Octubre 2015. Disponible en: [http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2015/10/Ex\\_Secretarios\\_INDC\\_Argentina\\_octubre2015.pdf](http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2015/10/Ex_Secretarios_INDC_Argentina_octubre2015.pdf)
- [39]. International Gas Union (IGU) World LNG Report - 2015 Edition – International Gas Union. 2015. Disponible en: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf)
- [40]. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Handbook on Measurement, Reporting and Verification for Development Country Parties. Disponible en: [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_natcom/application/pdf/non-annex\\_i\\_mrv\\_handbook.pdf](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_natcom/application/pdf/non-annex_i_mrv_handbook.pdf)
- [41]. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 3° Comunicación Nacional sobre Cambio Climático, 9/12/2015. Disponible en: [http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/ProyTerceraCNCC/file/Tercera%20Comunicacion%20Nacional\\_Version%20Final2.pdf](http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/ProyTerceraCNCC/file/Tercera%20Comunicacion%20Nacional_Version%20Final2.pdf)
- [42]. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Inventario de Gases de Efecto Invernadero de la República Argentina – Año 2000. Tomo II: Emisiones clasificadas por sector y actividad de origen (Energía / Procesos Industriales / Solventes). Disponible en: [http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/UCC/File/inventario\\_gases.pdf](http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/UCC/File/inventario_gases.pdf)
- [43]. Ministerio de Ambiente, Tercera Comunicación Nacional. [http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/ProyTerceraCNCC/file/Tercera%20Comunicacion%20Nacional\\_Version%20Final2.pdf](http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/ProyTerceraCNCC/file/Tercera%20Comunicacion%20Nacional_Version%20Final2.pdf)
- [44]. Netherlands Environmental Assessment Agency, Trends in Global CO<sub>2</sub> Emissions, 2016 Report. Disponible en: [edgar.jrc.ec.europa.eu/news\\_docs/jrc-2016-trends-in-global-co2-emissions-2016-report-103425.pdf](http://edgar.jrc.ec.europa.eu/news_docs/jrc-2016-trends-in-global-co2-emissions-2016-report-103425.pdf)
- [45]. Joint Research Center, Best Available Technologies (BAT) Conclusion, European Commission, Octubre 2014. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014D0738&from=EN>
- [46]. Joint Research Center, BREF Document, European Commission, 2015. Disponible en: [http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF\\_BREF\\_2015.pdf](http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf)
- [47]. Joint Research Center, Reporting decision on integrated emission management techniques. European Commission, Noviembre 2014. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014D0768&from=EN>
- [48]. Pace, Life Cycle Assessment of GHG Emissions from LNG and Coal Fired Generation Scenarios: Assumptions and Results. 2009. Disponible en: [http://www.lngfacts.org/resources/LCA\\_Assumptions\\_LNG\\_and\\_Coal\\_Feb09.pdf](http://www.lngfacts.org/resources/LCA_Assumptions_LNG_and_Coal_Feb09.pdf)
- [49]. Pan American Energy (PAE), Gestión de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, IAPG-EPA, Noviembre 2008. Disponible en [https://www3.epa.gov/gasstar/documents/workshops/buenosaires-2008/pan\\_american\\_energy\\_sp.pdf](https://www3.epa.gov/gasstar/documents/workshops/buenosaires-2008/pan_american_energy_sp.pdf)
- [50]. Pan American Energy (PAE). Reporte de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 2008. Disponible en: <http://www.ecopuerto.com/bicentenario/informes/GASESEFINVERPANAM.pdf>
- [51]. Pan American Energy (PAE). Reporte Anual Verificado 2008-2009. Disponible en: <http://www.ceads.org.ar/downloads/reportes/PAE%20-%20Reporte%20Ambiental%20Verificado%20-%202008-2009.pdf>

- [52]. Patel Dhirav, LNG Vaporizer Selection Based On Site Ambient Conditions. Gas Technology, Disponible en: [http://www.gastechnology.org/Training/Documents/LNG17-proceedings/Materials-4-Dhirav\\_Patel.pdf](http://www.gastechnology.org/Training/Documents/LNG17-proceedings/Materials-4-Dhirav_Patel.pdf)
- [53]. Petróleos del Perú – Petroperú S.A. Reporte de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, Período 2013. Disponible en: <http://7c.com.pe/wp-content/uploads/2015/03/II-Reporte-GEI.pdf>
- [54]. Pluspetrol, Informe de Sustentabilidad 2013. Disponible en: <http://www.pluspetrol.net/informepluspetrol2013.pdf>
- [55]. Repsol. Informe de Gases de Efecto Invernadero 2010. Emisiones de CO2 de refino YPF Refinería del Complejo Industrial La Plata y Refinería Luján de Cuyo. Disponible en: [http://www.repsol.com/imagenes/es\\_es/Informe\\_GEI\\_Refino\\_YPF\\_2010\\_tcm7-596493.pdf](http://www.repsol.com/imagenes/es_es/Informe_GEI_Refino_YPF_2010_tcm7-596493.pdf)
- [56]. Repsol, Informe de Gases de Efecto Invernadero, 2010. Emisiones de CO2 del Complejo Industrial La Plata Química. Disponible en [http://www.repsol.com/imagenes/es\\_es/Informe%20GEI%20Qu%20C3%ADmica%20Ensenada%202010%2004\\_tcm7-596491.pdf](http://www.repsol.com/imagenes/es_es/Informe%20GEI%20Qu%20C3%ADmica%20Ensenada%202010%2004_tcm7-596491.pdf)
- [57]. Secretaría de Energía. Glosario de Términos de Estado de Pozos. Sin fecha. Disponible en: [https://www.se.gob.ar/datosupstream/consulta\\_avanzada/referencias\\_civ.pdf](https://www.se.gob.ar/datosupstream/consulta_avanzada/referencias_civ.pdf)
- [58]. Secretaría de Energía, Manual-SESCO-UPSTREAM-v1.0. Disponible en: <https://www.se.gob.ar/sesco/doc/Manual-SESCO-UPSTREAM-v1.0.pdf>
- [59]. Secretaría de Energía, Manual Sesco Web Downstream. Disponible en: <https://www.se.gob.ar/sesco/doc/Manual%20Sesco%20Web%20Downstream.pdf>
- [60]. Secretaría de Energía, Metodología adoptada para la Construcción del Balance Energético Nacional - Rev. A – Julio 2015. Disponible en: [https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion\\_del\\_mercado/publicaciones/energia\\_en\\_gral/metodologia\\_construccion\\_ben\\_rev\\_a\\_prov.pdf](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/metodologia_construccion_ben_rev_a_prov.pdf)
- [61]. Secretaría de Energía, Sistema Visor de Empadronamiento de Puntos de Medición, Manual de Operación. Disponible en: [https://www.se.gob.ar/res318\\_empadronamiento\\_visor/manual\\_sistemaEmpadronamiento\\_v2.pdf](https://www.se.gob.ar/res318_empadronamiento_visor/manual_sistemaEmpadronamiento_v2.pdf)
- [62]. Tais Gadea Lara, Argentina anunció sus Contribuciones Nacionales rumbo a la COP21. Sustentator, 29 Septiembre, 2015. Disponible en: <http://sustentator.com/blog-es/blog/2015/09/29/argentina-anuncio-sus-contribuciones-nacionales-rumbo-a-la-cop21/>
- [63]. Transportadora Gas del Norte (TGN), Reporte de Sustentabilidad 2013. Disponible en: <http://www.ceads.org.ar/downloads/reportes/TGN%20rds2013.pdf>
- [64]. Transportadora Gas del Sur (TGS), Página web. Disponible en: <http://www.tgs.com.ar/>
- [65]. United Nations Framework Convention in Climate Change (UNFCCC), Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 1992. Disponible en: [http://unfccc.int/files/esencial\\_background/background\\_publications\\_htmlpdf/application/pdf/convsp.pdf](http://unfccc.int/files/esencial_background/background_publications_htmlpdf/application/pdf/convsp.pdf)
- [66]. United Nations Framework Convention in Climate Change (UNFCCC), Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 1998. Disponible en: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>
- [67]. United Nations Framework Convention in Climate Change (UNFCCC), Review of the implementation of commitments and of other provisions of the convention. Guidelines on reporting and review, FCCC/CP/1999/7, 16 Febrero de 2000. Disponible en: <http://unfccc.int/resource/docs/cop5/07.pdf>

- [68]. United Nations Framework Convention in Climate Change (UNFCCC), Report of the subsidiary Body for Implementation, párrafo 29, 16 de julio, 2015. Disponible en: <http://unfccc.int/resource/docs/2015/sbi/eng/10.pdf>
- [69]. United Nations Framework Convention in Climate Change (UNFCCC), Handbook on Measurement, Reporting and Verification for Developing Country Parties. 2014. Disponible en: [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_natcom/application/pdf/non-annex\\_i\\_mrv\\_handbook.pdf](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_natcom/application/pdf/non-annex_i_mrv_handbook.pdf)
- [70]. United Nations Framework Convention in Climate Change (UNFCCC), Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional, República Argentina, 2015. Disponible en: <http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/INDC/Published%20Documents/Argentina/1/INDC%20Argentina.pdf>
- [71]. United Nations Framework Convention in Climate Change (UNFCCC), Global Warming Potentials. Disponible en: [http://unfccc.int/ghg\\_data/items/3825.php](http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php)
- [72]. United Nations Framework Convention in Climate Change (UNFCCC), 2012 National Inventory Report 2012 – Australia. Disponible en: [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/aus-2014-nir-15apr.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/aus-2014-nir-15apr.zip)
- [73]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Title 40 Protection of Environment - CFR 419 Petroleum Refining Point Source Category. Disponible en: [www.ecfr.gov/](http://www.ecfr.gov/)
- [74]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Iniciativas de reducción – Ejemplos PAE. [http://www3.epa.gov/gasstar/documents/workshops/buenosaires-2008/pan\\_american\\_energy\\_sp.pdf](http://www3.epa.gov/gasstar/documents/workshops/buenosaires-2008/pan_american_energy_sp.pdf)
- [75]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Leak Detection and Repair – A Best Practices Guide. Disponible en: <http://www.epa.gov/sites/production/files/2014-02/documents/ldarguide.pdf>
- [76]. <http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/UCC/file/2013-07-28-Fichasprovinciales-InformeFinal.pdf>
- [77]. [https://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos\\_didacticos/publicaciones/hidrocarburos.pdf](https://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/publicaciones/hidrocarburos.pdf)
- [78]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Completaciones de emisiones reducidas. Disponible en: [http://www3.epa.gov/gasstar/documents/workshops/buenosaires-2008/recs\\_plunger\\_lift\\_smart\\_automation\\_sp.pdf](http://www3.epa.gov/gasstar/documents/workshops/buenosaires-2008/recs_plunger_lift_smart_automation_sp.pdf)
- [79]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Liquefied Natural Gas Reduction Oportunities, Disponible en: [http://epa.gov/gasstar/documents/lnng\\_opportunities.pdf](http://epa.gov/gasstar/documents/lnng_opportunities.pdf)
- [80]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Regulatory Impact Analysis of the Proposed Emission Standards for New and Modified Sources in the Oil and Natural Gas Sector, 2015. Disponible en: [https://www3.epa.gov/airquality/oilandgas/pdfs/og\\_prop\\_ria\\_081815.pdf](https://www3.epa.gov/airquality/oilandgas/pdfs/og_prop_ria_081815.pdf)
- [81]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Methane Addressing Greenhouse Gases and Smog forming VOCs from the Oil and Gas Industry. Disponible en: <https://www3.epa.gov/airquality/oilandgas/methane.html>
- [82]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Natural Gas Star. Production Presentation. Disponible en: [http://www3.epa.gov/gasstar/documents/production\\_presentation.ppt](http://www3.epa.gov/gasstar/documents/production_presentation.ppt)
- [83]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Natural Gas Star. Gathering and processing Presentation. Disponible en: [http://www3.epa.gov/gasstar/documents/gathering\\_and\\_processing\\_presentation.ppt](http://www3.epa.gov/gasstar/documents/gathering_and_processing_presentation.ppt)
- [84]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Natural Gas Star. Transmission Presentation. Disponible en: [http://www3.epa.gov/gasstar/documents/transmission\\_presentation.ppt](http://www3.epa.gov/gasstar/documents/transmission_presentation.ppt)

- [85]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Natural Gas Star. Distribution Presentation. Disponible en: [http://www3.epa.gov/gasstar/documents/distribution\\_presentation.ppt](http://www3.epa.gov/gasstar/documents/distribution_presentation.ppt)
- [86]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Natural Gas Star. International Presentation. Disponible en: [http://www3.epa.gov/gasstar/documents/international\\_presentation.ppt](http://www3.epa.gov/gasstar/documents/international_presentation.ppt)
- [87]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Natural Gas Star, Recommended Technologies and Practices. Disponible en: <https://www3.epa.gov/gasstar/tools/recommended.html>
- [88]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Natural Gas STAR, Lessons Learned, Options for Removing Accumulated Fluid and Improving Flow in Gas Wells. 2011. Disponible en: [https://www3.epa.gov/gasstar/documents/ll\\_options.pdf](https://www3.epa.gov/gasstar/documents/ll_options.pdf)
- [89]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Natural Gas STAR International: An Overview of Pneumatic Valve Emission Reduction Best Practices, 2011. Disponible en: [https://www3.epa.gov/gasstar/documents/workshops/farmington2011/7\\_seastream.pdf](https://www3.epa.gov/gasstar/documents/workshops/farmington2011/7_seastream.pdf)
- [90]. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Emission Inventory Improvement Program (EIIP), Disponible en: <https://www.epa.gov/air-emissions-inventories/emission-inventory-improvement-program-eiip>
- [91]. YPF. Operaciones de Regasificación de GNL en Argentina, IAPG, Jornadas de Producción, Tratamiento y Transporte de Gas, Juan José Rodríguez, Agosto 2011. Disponible en: <http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/presentacionesjornadas/21.pdf>

**Anexo: Datos**

**Datos anexos - Gráfico 1**

(kTEP)	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Gas Natural de Pozo	39.700	39.915	42.226	43.569	45.083	46.337	48.317
Petróleo	28.664	29.118	29.673	29.810	31.744	32.517	33.801

(kTEP)	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
Gas Natural de Pozo	48.779	49.425	49.074	48.914	47.757	44.459	43.939
Petróleo	34.181	34.570	34.729	36.371	38.702	39.852	40.489

**Datos anexos - Gráfico 2**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Consumo en Yacimiento (m3)	17.904	15.530	13.235	90.765	62.611	9.492	4.682
Densidad Media (Ton/m3)	269.551	965.808	2.978	23.391	11.136	3.086	7.686
Inyección de Agua (m3)	190.388.71	221.125.83	258.178.41	283.329.00	303.569.33	339.545.13	342.362.09
Producción de Agua (m3)	187.213.70	209.538.61	228.298.75	254.017.87	271.908.60	287.558.53	302.861.77
Producción de Condensado (m3)	1.879.220	1.858.520	2.558.986	2.560.220	2.469.938	2.245.977	2.340.079
Producción de Gasolina Estabilizada (m3)	921.762	1.073.665	1.045.547	1.074.421	1.308.387	1.248.511	1.157.397
Producción por Recuperación Aisistida (m3)	5.354	10.074	7.415	6.852	1	0	0
Producción Primaria (m3)	29.355.387	27.208.549	28.751.893	28.508.024	27.728.669	25.547.254	24.319.342
Producción Secundaria (m3)	16.267.631	16.070.143	15.857.685	15.445.706	15.228.385	14.885.693	14.253.123
Producción de Petróleo	48429354,6	46220950,3	48221525,8	47595222,5	46735379,8	43927435,6	42069941,7

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Consumo en Yacimiento (m3)	-9.519	-42.628	-75.315	-55.243	-129.230	-122.166	-114.567
Densidad Media (Ton/m3)	6.135	3.927	3.823	4.058	4.491	5.970	4.940
Inyección de Agua (m3)	349.955.11	346.737.34	338.832.42	353.227.842	353.582.774	346.736.796	352.854.982
Producción de Agua (m3)	314.399.923	356.860.769	313.892.912	323.645.687	328.365.782	338.063.654	337.237.552
Producción de Condensado (m3)	2.154.081	2.085.089	1.943.237	1.026.675	964.116	954.411	930.691
Producción de Gasolina Estabilizada (m3)	1.102.206	1.079.383	1.177.420	1.207.906	1.214.178	1.210.402	1.170.919
Producción por Recuperación Asistida (m3)	0	0	21.332	77.886	73.481	73.385	83.451
Producción Primaria (m3)	24.167.714	22.958.306	22.733.895	19.400.900	18.771.607	17.430.257	17.941.025
Producción Secundaria (m3)	14.178.620	14.946.261	14.837.719	14.526.574	14.390.034	13.657.824	13.013.433
Producción de Petróleo	41602620,8	41069039,1	40713603,6	36239941,2	35413415,8	33326278,6	33139519,2

	<b>2013</b>	<b>2014</b>					
Consumo en Yacimiento (m3)	-118.554	-111.063					
Densidad Media (Ton/m3)	7.074	4.976					
Inyección de Agua (m3)	357.769.001	372.577.734					
Producción de Agua (m3)	344.039.830	356.509.221					
Producción de Condensado (m3)	844.065	861.817					
Producción de Gasolina Estabilizada (m3)	1.128.155	1.098.580					
Producción por Recuperación Asistida (m3)	101.952	93.263					
Producción Primaria (m3)	17.309.219	16.459.844					
Producción Secundaria (m3)	13.077.700	13.466.503					
Producción de Petróleo	32461090,64	31980006,53					

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

**Datos anexos - Gráfico 3**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
(Mm3)							
Gas de Alta Presión	22.314.304	26.103.003	25.598.776	22.417.374	20.189.909	14.422.205	13.046.892
Gas de Baja Presión	6.825.520	7.703.687	10.130.504	8.444.299	9.317.569	10.868.118	13.605.171
Gas de Media Presión	11.609.195	11.404.875	12.309.287	15.595.427	21.440.263	26.866.665	24.626.537
Producción de Gas	40.749.019	45.211.565	48.038.567	46.457.100	50.947.741	52.156.988	51.278.599

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
(Mm3)							
Gas de Alta Presión	13.584.543	11.638.261	11.115.594	10.101.170	6.785.266	5.503.973	3.622.843
Gas de Baja Presión	15.396.711	20.981.703	24.216.641	24.435.951	24.827.840	23.977.60	24.724.90
Gas de Media Presión	22.664.52	18.351.18	15.156.02	13.882.12	15.494.47	16.045.98	15.775.94
Producción de Gas	51.645.77	50.971.15	50.488.25	48.419.24	47.107.58	45.527.55	44.123.69

	2013	2014					
(Mm3)							
Gas de Alta Presión	2.581.664	2.696.150					
Gas de Baja Presión	25.681.63	27.237.29					
Gas de Media Presión	13.444.98	11.550.57					
Producción de Gas	41.708.28	41.484.02					

**Datos anexos - Gráfico 4 y Gráfico 24**

	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
(kTEP)							
Perdidas Gas	-915	-1.046	-870	-823	-836	-857	-819
Perdidas Petróleo	-	-	-	-	-	-	-
Pérdidas Totales	-915	-1046	-870	-823	-836	-857	-819
Perdidas Gas	2,30%	2,62%	2,06%	1,89%	1,85%	1,85%	1,70%
Perdidas Petróleo	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Pérdidas Totales	1,34%	1,52%	1,21%	1,12%	1,09%	1,09%	1,00%

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

(kTEP)	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
Perdidas Gas	-817	-670	-648	-796	-1.083	-811	-609
Perdidas Petróleo	-	-	-	-	-	-	-
Pérdidas Totales	-817	-670	-648	-796	-1083	-811	-609
Perdidas Gas	1,68%	1,36%	1,32%	1,63%	2,27%	1,82%	1,39%
Perdidas Petróleo	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Pérdidas Totales	0,99%	0,80%	0,77%	0,93%	1,25%	0,96%	0,72%

**Datos anexos - Gráfico 5 y Gráfico 6**

(kTEP)	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Pérdidas Reales	915	1046	870	823	836	857	819
Pérdidas Teóricas con Actividad Constante – Base 2005	1121	1270	1014	940	912	911	836
Variación de pérdidas	73,10%	95,99%	56,50%	45,07%	40,77%	40,58%	29,03%
Pérdidas Teóricas con Factor de 2005	529	534	556	567	594	610	635
Variación interanual a actividad constante	-11,68%	25,24%	7,87%	3,06%	0,13%	8,95%	1,26%

(kTEP)	2007	2006	2005				
Pérdidas Reales	817	670	648				
Pérdidas Teóricas con Actividad Constante – Base 2005	826	669	648				
Variación de pérdidas	27,42%	3,25%	0,00%				
Pérdidas Teóricas con Factor de 2005	641	649	648				
Variación interanual a actividad constante	23,42%	3,25%	-				

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

**Datos anexos - Gráfico 7, Gráfico 8 y Gráfico 23**

(kTEP)	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Gas Natural de Pozo	-4.785	-4.601	-4.615	-4.574	-4.594	-4.820	-4.545
Petróleo	-117	-126	-121	-133	-137	-52	-70
Total	-4.902	-4.728	-4.735	-4.708	-4.731	-4.872	-4.615
CONSUMO PROPIO PRODUCCIÓN PRIMARIA	7,17%	6,88%	6,61%	6,56%	6,27%	6,26%	5,77%
CONS. PROPIO PROD. EX NoAprob,Pérdidas,Ajuste	7,17%	6,85%	6,59%	6,42%	6,16%	6,18%	5,62%

(kTEP)	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
Gas Natural de Pozo	-4.223	-3.841	-3.871	-4.042	-3.392	-3.373	-3.397
Petróleo	-40	-9	-4	-9	-58	-84	-13
Total	-4.262	-3.850	-3.875	-4.051	-3.450	-3.457	-3.409
CONSUMO PROPIO PRODUCCIÓN PRIMARIA	5,22%	4,67%	4,63%	4,91%	4,11%	4,32%	4,14%
CONS. PROPIO PROD. EX NoAprob,Pérdidas,Ajuste	5,14%	4,58%	4,62%	4,75%	3,99%	4,10%	4,04%

**Datos anexos - Gráfico 9**

(kTEP)	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
RESPECTO A PRODUCCIÓN PRIMARIA							
Consumo Propio Real	4902	4728	4735	4708	4731	4872	4615
Cons. Propio Teórico con Actividad Constante – Base 2005	6009	5770	5538	5495	5253	5245	4838
Variación de Consumo Propio	55,05%	48,88%	42,91%	41,78%	35,55%	35,34%	24,84%
Consumo Teórico con Factor de 2005	3165	3196	3329	3397	3557	3651	3802
Variación interanual a actividad constante	4,14%	4,18%	0,79%	4,60%	0,15%	8,41%	10,57%
RESPECTO A PROD. EX NoAprob, Pérdidas, Ajuste							
Cons. Propio Teórico con Actividad Constante – Base 2005	6009	5739	5519	5376	5161	5178	4709
Variación de Consumo Propio	55,05%	48,09%	42,42%	38,73%	33,17%	33,60%	21,52%
Consumo Teórico con Factor de 2005	3161,5	3192,4	3324,9	3393,4	3552,8	3646,6	3797,5
Variación interanual a actividad constante	4,70%	3,98%	2,66%	4,18%	-0,33%	9,94%	9,38%

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

(kTEP)	2007	2006	2005				
RESPECTO A PRODUCCIÓN PRIMARIA							
Consumo Propio Real	4262	3850	3875				
Cons. Propio Teórico con Actividad Constante – Base 2005	4375	3914	3875				
Variación de Consumo Propio	12,90%	0,99%	0,00%				
Consumo Teórico con Factor de 2005	3841	3889	3880				
Variación interanual a actividad constante	11,79%	0,99%					
RESPECTO A PROD. EX NoAprob, Pérdidas, Ajuste							
Cons. Propio Teórico con Actividad Constante – Base 2005	4306	3841	3875				
Variación de Consumo Propio	11,10%	-0,88%	0,00%				
Consumo Teórico con Factor de 2005	3836,5	3884,3	3875,4				
Variación interanual a actividad constante	12,08%	-0,88%					

**Datos anexos - Gráfico 10**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Gas Aventado (m3)	881.617	625.409	665.591	846.988	1.155.014	849.013	677.000
Producción de Petróleo (m3)	48429354,6 3	46220950,3 1	48221525,8 5	47595222,5 9	46735379,8 8	43927435,6 7	42069941,7 1
Relación Aventamiento / Producción petróleo (m3/m3)	18,2	13,5	13,8	17,8	24,7	19,3	16,1
Objetivo Resolución 143/98 (m3/m3)	25,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Res. 143/98 (Hasta 1999) (m3/m3)	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gas Aventado (m3)	700.600	854.000	856.000	895.549	873.970	859.724	909.428
Producción de Petróleo (m3)	41602620,8 9	41069039,1 2	40713603, 6	36239941,2 3	35413415,8 2	33326278,65	33139519,2 7
Relación Aventamiento / Producción petróleo (m3/m3)	16,8	20,8	21,0	24,7	24,7	25,8	27,4
Objetivo Resolución 143/98 (m3/m3)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Res. 143/98 (Hasta 1999) (m3/m3)	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0

## Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina

	2013	2014					
Gas Aventado (m3)	1.093.220	955.832					
Producción de Petróleo (m3)	32461090,6 4	31980006,5 3					
Relación Aventamiento / Producción petróleo (m3/m3)	33,7	29,9					
Objetivo Resolución 143/98 (m3/m3)	1,0	1,0					
Res. 143/98 (Hasta 1999) (m3/m3)	25,0	25,0					

### Datos anexos - Gráfico 11

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Producción (Mm³)	48468672,0 9	47106910,8 3	45527126,7 7	44123548,1 8	41708116,3 8	41483795,7 3	
Consumo en Yacimiento (Mm³)	5.040.269	4.801.336	4.779.566	4.822.071	4.807.944	4.986.943	
% de consumo Propio	10,40%	10,19%	10,50%	10,93%	11,53%	12,02%	
Aventado (Mm³)	895.549	873.970	859.724	909.428	1.093.220	955.832	
% de aventamiento	1,85%	1,86%	1,89%	2,06%	2,62%	2,30%	

### Datos anexos - Gráfico 12

	Transporte			Pérdidas			Pérdidas de Transporte
	TGN	TGS	TGN + TGS	TGN	TGS	TGN + TGS	
(Mm3)							
<b>2014</b>	12532540	19114803	31647343	9278,69	21234,20	30512,89	0,10%
<b>2013</b>	13334823	20166320	33501143	12804,38	27497,81	40302,18	0,12%
<b>2012</b>	13690886	21011596	34702482	14956,89	24076,53	39033,42	0,11%
<b>2011</b>	13348881	22200506	35549387	11587,55	6701,72	18289,26	0,05%
<b>2010</b>	12581152	19945376	32526528	15279,66	7868,72	23148,38	0,07%
<b>2009</b>	12210459	19180466	31390925	17530,44	8229,44	25759,88	0,08%
<b>2008</b>	12870657	20254534	33125191	20178,69	19257,76	39436,45	0,12%
<b>2007</b>	12622299	20292511	32914810	8551,66	14630,39	23182,05	0,07%
<b>2006</b>	12300413	19556378	31856791	10468,47	6109,97	16578,45	0,05%
<b>2005</b>	11717977	18667717	30385694	22733,99	5968,04	28702,03	0,09%
<b>2004</b>	11394137	17792512	29186649	10446,59	4614,44	15061,04	0,05%
<b>2003</b>	11191269	15592038	26783307	8914,20	10360,50	19274,71	0,07%
<b>2002</b>	10044736	13782000	23826736	5728,54	16244,36	21972,91	0,09%
<b>2001</b>	9720730	14559520	24280250	15641,78	19700,34	35342,13	0,15%
<b>2000</b>	10355594	15588945	25944539	26910,45	21271,67	48182,12	0,19%

**Datos anexos - Gráfico 13**

(Mm3)	<b>Teórico con Actividad 2005</b>	<b>Consumo de Combustible para Transporte</b>
<b>2014</b>	552803	1,82%
<b>2013</b>	619166	2,04%
<b>2012</b>	656063	2,16%
<b>2011</b>	621275	2,04%
<b>2010</b>	709423	2,33%
<b>2009</b>	720823	2,37%
<b>2008</b>	746564	2,46%
<b>2007</b>	773729	2,55%
<b>2006</b>	763592	2,51%
<b>2005</b>	461279	1,52%
<b>2004</b>	737319	2,43%
<b>2003</b>	734058	2,42%
<b>2002</b>	732474	2,41%
<b>2001</b>	690396	2,27%
<b>2000</b>	752731	2,48%

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

**Datos anexos - Gráfico 14**

(Mm3)	Transporte			Consumo de Combustible			Consumo de Combustible para Transporte
	TGN	TGS	TGN + TGS	TGN	TGS	TGN + TGS	
<b>2014</b>	12532540	19114803	31647343	187981,39	387774,68	575756,0702	1,82%
<b>2013</b>	13334823	20166320	33501143	231096,35	451553,25	682649,6008	2,04%
<b>2012</b>	13690886	21011596	34702482	231105,47	518161,59	749267,0647	2,16%
<b>2011</b>	13348881	22200506	35549387	224238,82	502614,34	726853,1533	2,04%
<b>2010</b>	12581152	19945376	32526528	285668,18	473737,37	759405,5472	2,33%
<b>2009</b>	12210459	19180466	31390925	287182,19	457487,40	744669,589	2,37%
<b>2008</b>	12870657	20254534	33125191	310803,43	503069,33	813872,7609	2,46%
<b>2007</b>	12622299	20292511	32914810	311821,52	526307,79	838129,3044	2,55%
<b>2006</b>	12300413	19556378	31856791	313512,11	487048,77	800560,8849	2,51%
<b>2005</b>	11717977	18667717	30385694	22733,99	438544,79	461278,7756	1,52%
<b>2004</b>	11394137	17792512	29186649	270390,45	437833,40	708223,8494	2,43%
<b>2003</b>	11191269	15592038	26783307	261867,14	385164,76	647031,8997	2,42%
<b>2002</b>	10044736	13782000	23826736	219758,66	354605,70	574364,3595	2,41%
<b>2001</b>	9720730	14559520	24280250	196210,21	355463,34	551673,5497	2,27%
<b>2000</b>	10355594	15588945	25944539	246482,95	396229,21	642712,1676	2,48%

**Datos anexos - Gráfico 15**

(kTEP)	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Crudo	-27.066	-27.087	-27.289	-26.372	-27.191	-27.228	-29.430
Pérdidas	378	110	251	17	236	476	580
Pérdidas en Refinería	1,40%	0,41%	0,92%	0,06%	0,87%	1,75%	1,97%

(kTEP)	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
Crudo	-30.604	-28.872	-27.281	-27.373	-27.140	-25.974	-27.062
Pérdidas	1.110	1.337	1.272	1.414	1.904	1.695	-
Pérdidas en Refinería	3,63%	4,63%	4,66%	5,17%	7,02%	6,53%	0,00%

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

**Datos anexos - Gráfico 16**

(kTEP)	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Crudo	-27.066	-27.087	-27.289	-26.372	-27.191	-27.228	-29.430
Energía Eléctrica							
Gas Distribuido por Redes	-567	-535	-553	-718	-784	-785	-695
Gas de Refinería	-1.038	-1.040	-1.056	-900	-895	-760	-733
Gas Licuado	-28	-31	-20	-16	-37	-16	-11
Gasolina Natural	-	-	-	-	-	-	-
Otras Naftas	-	-	-	-	-	-	-
Motonafta Total	-	-	-	-	-	-	-
Kerosene y Aerokerosene	-	-	-	-	-	-	-
Diesel Oil + Gas Oil	-2	-3	-2	-2	-5	-	-80
Fuel Oil	-321	-435	-305	-275	-331	-200	-288
Carbón Residual							
No Energético							
Gas de Coquería	-	-	-	-	-	-	-
Gas de Alto Horno	-	-	-	-	-	-	-
Coque	-	-	-	-	-	-	-
Carbón de Leña	-	-	-	-	-	-	-
Bioetanol	-	-	-	-	-	-	-
Biodiesel	-	-	-	-	-	-	-
Total	-1955,63	-2043,87	-1936,89	-1910,98	-2052,12	-1760,86	-1806,42
CONSUMO PROPIO EN REFINERÍA	7,23%	7,55%	7,10%	7,25%	7,55%	6,47%	6,14%

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
(kTEP)							
Crudo	-30.604	-28.872	-27.281	-27.373	-27.140	-25.974	-27.062
Energía Eléctrica							
Gas Distribuido por Redes	-622	-521	-650	-364	-419	-476	-442
Gas de Refinería	-729	-686	-653	-704	-908	-787	-
Gas Licuado	-2	-2	-2	-2	-3	-3	-
Gasolina Natural	-	-	-	-	-	-	-
Otras Naftas	-	-	-	-	-	-	-
Motonafta Total	-	-	-	-	-	-	-
Kerosene y Aeroerosene	-	-	-	-	-	-	-
Diesel Oil + Gas Oil	-15	-19	-14	-14	-58	-23	-
Fuel Oil	-302	-259	-243	-238	-232	-201	-
Carbón Residual							
No Energético							
Gas de Coquería	-	-	-	-	-	-	-
Gas de Alto Horno	-	-	-	-	-	-	-
Coque	-	-	-	-	-	-	-
Carbón de Leña	-	-	-	-	-	-	-
Bioetanol	-	-	-	-	-	-	-
Biodiesel	-	-	-	-	-	-	-
Total	-1670,12	-1487,38	-1561,92	-1322,25	-1619,46	-1488,97	-442,00
CONSUMO PROPIO EN REFINERÍA	5,46%	5,15%	5,73%	4,83%	5,97%	5,73%	1,63%

## Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina

### Datos anexos - Gráfico 17

	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
(Mm3)							
TGN	17979,4	18687,3	17487,8	16586,9	15689,9	14079,2	15165
Gasoductos Regionales – Distribuidoras	0,3	0,6	0,6	0,7	0,8	0,6	0,8
TGS	26522,2	24362,1	24742,7	23778,9	21106	24109,7	24526
Gasoductos Regionales – Distribuidoras	1204,6	1098,2	986,4	765,2	739,2	754,6	648,5
PIPA	9,1	13,3	19,7	31,9	31,7	0	0
Boca de Pozo	1261,6	931,3	1110,3	761	739,2	767,4	1019,2
Entregado City Gate	46977,2	45092,8	44347,5	41924,6	38306,8	39711,5	41359,5
Demanda Final	42749,5	42914,7	41551,3	40335,3	37807,6	37711,2	38693,3
Gas No Contabilizado	4227,7	2178,1	2796,2	1589,3	499,2	2000,3	2666,2
% No Contabilizado Distribución	9,89%	5,08%	6,73%	3,94%	1,32%	5,30%	6,89%

	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
TGN	15185,6	14091,8	13911,6	12907,3	12434,1	11254,7	10760,7
Gasoductos Regionales – Distribuidoras	0,8	1,5	1,8	2,1	11,5	4,6	10,9
TGS	23971,6	22699,5	22107,5	21137,8	18363,2	16946,5	16657,9
Gasoductos Regionales – Distribuidoras	749,7	742,1	743,3	685,3	751,3	1030,7	1024,4
PIPA	0	0	0	0	0	0	0
Boca de Pozo	951,4	639	785,5	754,1	734,5	857,7	946,1
Entregado City Gate	40859,1	38173,9	37549,7	35486,6	32294,6	30094,2	29400
Demanda Final	38529,2	36361,9	35000,1	33497,6	30765	27989,7	28849,2
Gas No Contabilizado	2329,9	1812	2549,6	1989	1529,6	2104,5	550,8
% No Contabilizado Distribución	6,05%	4,98%	7,28%	5,94%	4,97%	7,52%	1,91%

### Datos anexos - Gráfico 18

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Aventado (Mm <sup>3</sup> )	895.549	873.970	859.724	909.428	1.093.220	955.832
Consumo en Yacimiento (Mm <sup>3</sup> )	5.040.269	4.801.336	4.779.566	4.822.071	4.807.944	4.986.943
Entregado a Generadores de Energía Eléctrica (Mm <sup>3</sup> )	778.431	818.458	958.943	905.493	797.911	947.446
Entregado a Industrias (Mm <sup>3</sup> )	3.148.159	2.858.815	2.829.970	1.883.240	1.066.986	1.360.723

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Entregado a Licenciarios de Distribución (Mm <sup>3</sup> )	2.050.603	1.930.900	1.852.506	2.282.700	2.582.910	2.719.513	
Entregado a Otros Productores (Mm <sup>3</sup> )	3.260.000	2.267.654	3.145.988	2.568.889	2.460.374	2.346.037	
Entregado a TGN (Mm <sup>3</sup> )	8.468.839	8.829.971	7.994.651	7.555.567	7.065.661	9.482.276	
Entregado a TGS (Mm <sup>3</sup> )	25.235.391	23.860.672	23.685.517	23.558.265	22.527.699	19.630.372	
Equivalente calórico del gas (Kcal/m <sup>3</sup> )	167.845	268.412	270.351	12.407.286	29.611.064	32.202.706	
Exportaciones Directas (Mm <sup>3</sup> )	166.500	0	0	0	0	0	
Gas de Alta Presión (Mm <sup>3</sup> )	10.165.339	6.785.266	5.503.977	3.622.844	2.581.664	2.696.150	
Gas de Baja Presión (Mm <sup>3</sup> )	24.424.627	24.827.166	23.977.167	24.724.758	25.681.466	27.237.067	
Gas de Media Presión (Mm <sup>3</sup> )	13.878.707	15.494.478	16.045.984	15.775.946	13.444.987	11.550.578	
Inyectado a Formación (Mm <sup>3</sup> )	1.106.787	1.332.540	1.103.850	663.452	274.109	89.069	
Recibido de Terceros (Mm <sup>3</sup> )	3.680.464	2.358.270	3.538.213	2.718.337	2.598.063	2.615.479	
Retenido en Plantas de Terceros (Mm <sup>3</sup> )	1.023.636	927.335	882.250	854.713	823.932	859.939	
Retenido en Plantas Propias (Mm <sup>3</sup> )	989.774	964.205	972.805	838.217	805.601	721.353	
Producción (Mm <sup>3</sup> )	48468672,09	47106910,83	45527126,77	44123548,18	41708116,38	41483795,73	
Consumo en Yacimiento (Mm <sup>3</sup> )	5.040.269	4.801.336	4.779.566	4.822.071	4.807.944	4.986.943	
% de consumo Propio	10,40%	10,19%	10,50%	10,93%	11,53%	12,02%	
Aventado (Mm <sup>3</sup> )	895.549	873.970	859.724	909.428	1.093.220	955.832	
% de aventamiento	1,85%	1,86%	1,89%	2,06%	2,62%	2,30%	
Aventado / Entregado	2,08%	2,15%	2,12%	2,35%	2,99%	2,62%	
Bajo	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%	
Medio	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	
Alto	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%	

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

**Datos anexos - Gráfico 19 y Gráfico 22**

(Mm3)	Gasoducto Norte	Gasoducto Centro-Oeste	Gasoducto Oeste o Neuba I	Gasoducto Neuba II	Gasoducto Gral. San Martín	Global	
<b>2014</b>	998,44	2716,41	11196,05	20929,22	3026,28	3922,68	
<b>2013</b>	1506,52	3664,33	13102,35	28954,32	3678,58	5180,32	
<b>2012</b>	1935,71	4207,82	12104,55	24031,78	3636,71	5092,62	
<b>2011</b>	1506,60	3338,44	3076,30	7557,82	1080,61	2245,66	
<b>2010</b>	1946,85	4454,16	3232,08	8892,15	1302,82	2802,73	
<b>2009</b>	2292,93	5088,49	3239,92	9917,64	1116,04	3012,72	
<b>2008</b>	2759,61	5786,43	8242,69	21317,59	3154,70	5220,29	
<b>2007</b>	1310,67	2456,13	5921,15	17579,43	2707,37	3544,57	
<b>2006</b>	1736,49	2831,90	2035,67	7552,85	1134,34	2230,80	
<b>2005</b>	3818,57	6091,83	2272,05	7417,98	1075,05	3573,97	

**Datos anexos - Gráfico 20 y Gráfico 21**

(Mm3)	Gasoducto Norte	Gasoducto Centro-Oeste	Gasoducto Oeste o Neuba I	Gasoducto Neuba II	Gasoducto Gral. San Martín	Global	
<b>2014</b>	23642,57	47391,40	223970,81	261156,17	35107,47	61452,96	
<b>2013</b>	36125,03	63929,10	262105,21	361293,93	42814,05	81149,70	
<b>2012</b>	43523,84	73495,46	242144,80	299870,12	40670,88	76717,36	
<b>2011</b>	34503,63	58310,51	65458,82	95634,47	13492,03	36031,06	
<b>2010</b>	44586,08	77798,19	68773,53	112518,67	15933,87	44635,89	
<b>2009</b>	50766,11	89981,50	69464,96	88154,71	15210,38	47974,76	
<b>2008</b>	64462,27	101017,03	176725,74	189485,20	38371,57	80396,99	
<b>2007</b>	29555,62	42322,19	126951,19	149460,29	34852,13	55130,67	
<b>2006</b>	39157,73	48797,13	43645,39	64214,34	14372,86	34511,32	
<b>2005</b>	86108,45	104969,76	48713,37	63067,64	13621,63	55290,67	

**Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo en Argentina**

**Datos anexos - Gráfico 25**

	<b>Emisiones BASE</b>	<b>Emisiones VEG</b>	<b>Emisiones PES</b>	<b>Emisiones OPT</b>	<b>Emisiones INT</b>		
(GgCO <sub>2</sub> e)							
<b>2012</b>	30445,3	30445,3	30445,3	30445,3	30445,3		
<b>2013</b>	31799,0	31799,0	31799,0	31799,0	31799,0		
<b>2014</b>	32796,4	32796,4	32796,4	32796,4	32796,4		
<b>2015</b>	33699,4	33699,4	33699,4	33699,4	33699,4		
<b>2016</b>	34559,5	34559,5	34559,5	34559,5	34559,5		
<b>2017</b>	35435,8	35166,9	35069,8	34368,8	34593,1		
<b>2018</b>	36328,3	36051,7	35874,2	35091,1	35364,3		
<b>2019</b>	37236,7	36952,2	36692,7	35826,4	36149,8		
<b>2020</b>	38160,7	37868,1	37525,0	36574,4	36949,2		
<b>2021</b>	39082,9	38786,3	38361,7	37075,1	37408,6		
<b>2022</b>	40023,6	39719,1	39212,3	36789,0	37538,6		
<b>2023</b>	40983,0	40670,4	40079,7	36526,3	37678,2		
<b>2024</b>	41961,4	41640,5	40964,2	36286,6	37827,6		
<b>2025</b>	42959,2	42629,8	41866,0	36069,3	37987,0		
<b>2026</b>	43861,2	43530,0	42683,2	35839,4	38121,8		
<b>2027</b>	44777,9	44438,9	43516,2	35636,3	38267,5		
<b>2028</b>	45709,7	45362,8	44362,5	35452,7	38421,5		
<b>2029</b>	46656,7	46301,7	45222,4	35288,2	38584,0		
<b>2030</b>	47619,1	47255,8	46095,9	35142,3	38754,9		