



**Ministerio de Desarrollo Social y
Medio Ambiente
Secretaría de Desarrollo Sustentable y
Política Ambiental**

**INVENTARIO DE GASES DE
EFECTO INVERNADERO 1997
QUEMA DE COMBUSTIBLES EN
FUENTES FIJAS
Y EMISIONES FUGITIVAS**

Indice

1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANÁLISIS GLOBAL DE LAS EMISIONES PROVENIENTES DE LA QUEMA DE COMBUSTIBLES	2
2.1 REFERENCE APPROACH (IPCC)	2
2.2 SECTORAL APPROACH (IPCC)	2
2.3 METODOLOGÍA PROPIA	8
2.4 COMPARACIÓN ENTRE METODOLOGÍAS	10
3. ANÁLISIS SECTORIAL DE LAS EMISIONES PROVENIENTES DE LA QUEMA DE COMBUSTIBLES (EXCLUYE TRANSPORTE Y SECTOR AGROPECUARIO)	11
3.1 INDUSTRIAS DE LA ENERGÍA	11
3.1.1 Emisiones de CO ₂	11
3.1.2 Emisiones de otros gases	12
3.2 INDUSTRIA	13
3.2.1 Emisiones de CO ₂	13
3.2.2 Emisiones de Otros Gases	13
3.3 COMERCIAL E INSTITUCIONAL	14
3.3.1 Emisiones de CO ₂	14
3.3.2 Emisiones de Otros Gases	14
3.4 RESIDENCIAL	15
3.4.1 Emisiones de CO ₂	15
3.4.2 Emisiones de Otros Gases	16
3.5 EMISIONES FUGITIVAS	16
4. ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS EMISIONES	17
4.1 CO ₂	17
4.1.1 Industrias de la Energía	19
4.1.2 Industria	20
4.1.3 Comercial e Institucional	21
4.1.4 Residencial	22
4.1.5 Emisiones Fugitivas	23
4.2 EMISIONES DE GASES DISTINTOS DEL CO ₂	24
4.2.1 CH ₄	24
4.2.2 N ₂ O	24
4.2.3 NO _x	25
4.2.4 CO	25
4.2.5 COVDM	25
5. EMISIONES EQUIVALENTES DE CO₂	26

6. REVISIÓN DE LOS INVENTARIOS 1990 Y 1994	30
7. ESTIMACIÓN DEL GRADO DE INCERTEZA DE LOS RESULTADOS	34
REFERENCIAS	36
ANEXOS	37
ANEXO I. BALANCES ENERGÉTICOS	38
Año 1997	39
Año 1994	40
Año 1990	41
ANEXO II. COEFICIENTES DE EMISIONES ESPECÍFICAS	42
“Reference Approach” (CO ₂)	42
“Sectoral Approach”	43
Metodología Propia	45
ANEXO III. PLANILLAS DEL IPCC (REFERENCE APPROACH, 1990, 1994, 1997)	47
1997	47
1994	50
1990	53
ANEXO IV. PLANILLAS DEL IPCC (SECTORAL APPROACH, 1990, 1994, 1997)	56
1997	56
1994	63
1990	66
ANEXO V. PLANILLAS DE LA METODOLOGÍA PROPIA (1997, 1994, 1990)	69
1997	69
1994	71
1990	73

1. Introducción

El presente informe realiza una estimación de las emisiones de CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, CO, y COVDM (Compuestos orgánicos volátiles distintos del metano) para 1997 provenientes de las actividades de quema de combustibles y de emisiones fugitivas del sector energía, excluyendo los sectores transporte y agropecuario.

Los cálculos se han realizado utilizando tres metodologías diferentes:

- IPCC “Reference Approach” (sólo para CO₂)
- IPCC “Sectoral Approach”
- Metodología propia

La principal diferencia entre estos métodos radica en el grado de desagregación de los datos requeridos y de los resultados obtenidos.

El “Reference Approach” se utiliza para calcular las emisiones de CO₂ asociadas con la quema de combustibles para usos energéticos (excluye usos industriales) pero no incluye el cálculo de otros gases. Es un método “top-down” en el cual las emisiones se calculan básicamente asignando un coeficiente de emisión agregado al consumo aparente de cada una de las fuentes primarias (petróleo, gas, carbón, biomasa).

El “Sectoral Approach” permite estimar las emisiones de otros gases además del CO₂ y tiene un mayor grado de desagregación que el “Reference Approach” pero el mismo es diferente para CO₂ y para otros gases. Si bien para todos los gases se realiza una desagregación por sectores, sólo para CO₂ se efectúa un cálculo más detallado por tipo de fuente secundaria.

Mediante una metodología propia se realizó una estimación de las emisiones que pudiera ser comparada con los resultados obtenidos con las planillas del IPCC.

Este cálculo se efectuó tomando como base un grado de desagregación por sectores y fuentes similar al empleado en el Balance Energético Nacional y en los previos inventarios. La metodología utilizada para el cálculo de las emisiones en este caso es la misma para todos los contaminantes, obteniéndose las emisiones totales en base al producto de los consumos energéticos extraídos del balance de energía de 1997 publicado por la Secretaría de Energía y los factores de emisión específicos que fueron resultado de una revisión de diversas fuentes, incluyendo inventarios previos.

Además de los cálculos realizados para el año 1997 se presenta una revisión de los inventarios de los años 1990 y 1994 utilizando la metodología del IPCC. Esto ha permitido realizar un análisis de la evolución histórica de las emisiones.

2. Análisis global de las emisiones provenientes de la quema de combustibles

A continuación se presentan los resultados agregados del cálculo de emisiones realizado mediante diversas metodologías.

En todos los casos se han excluido las emisiones fugitivas salvo al considerar la metodología propia. Dichas emisiones se han calculado en forma independiente a cualquiera de las metodologías y por ende pueden dejarse de lado con el objeto de comparar resultados.

Algunas de las metodologías no incluyen el cálculo de los sectores transporte y agropecuario y por lo tanto en esos casos la comparación excluye estos sectores.

Siguiendo las directivas del IPCC, las emisiones de CO₂ provenientes de la combustión de la biomasa se han contabilizado por separado del resto de las emisiones (ver análisis sectorial) por considerarse que corresponden a un uso renovable de este recurso.

2.1 Reference Approach (IPCC)

A partir del "Reference Approach" las emisiones totales del CO₂ del sector energía en 1997, alcanzan los 131,18 millones de Ton. Cabe recordar que esta metodología de cálculo no incluye las emisiones fugitivas ni las provenientes de la combustión de leña y biomasa. Por otra parte al ser un método agregado y del tipo "Top-Down", las emisiones se calculan a partir del consumo aparente de energía primaria, utilizando por lo tanto coeficientes de emisiones específicas para el petróleo, gas natural y carbón mineral.

La combustión de petróleo y sus derivados produjo una emisión de 65,66 millones de Ton de CO₂ (51,5% del total), la combustión del gas natural emitió 58,56 millones de Ton de CO₂ (45,9% del total) y la quema de carbón mineral produjo una emisión de 3,28 millones de Ton (2,6% del total).

Gráfico N° 1

Consumo Aparente de Energía - Año 1997

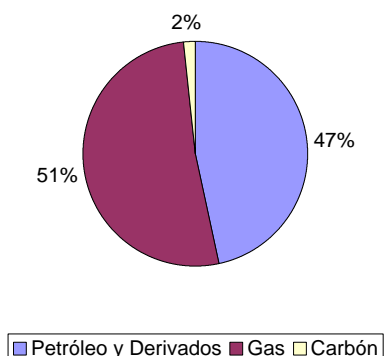
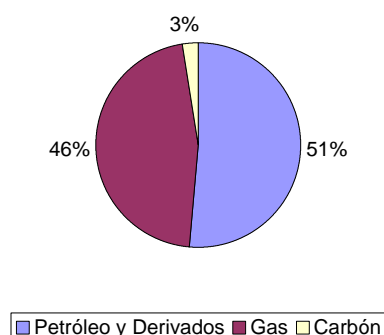


Gráfico N° 2

Estructura de las emisiones de CO₂ "Reference Approach"



2.2 Sectoral Approach (IPCC)

Para efectuar el cálculo de las emisiones del sector energía con el “Sectoral Approach”, en primer lugar se realizó el cierre de la información energética proveniente del Balance Energético Nacional junto con información secundaria, provista por la Secretaría de Energía.

Dicha información energética debió consignarse en las planillas del IPCC en los siguientes sectores de consumo: Industrias de la Energía (incluye generación de energía eléctrica y consumo propio del sector energético), Sector Industrial y Construcciones, Sector Transporte, Sector Comercial e Institucional, Sector Residencial y Sector Agropecuario.

Una vez consignada la información energética se procedió a analizar y completar el cuadro de factores de emisiones específicas. Para ello se consultaron bibliografías internacionales, así como los Inventarios de otros países.

El Cuadro N° 1 consigna las fuentes potenciales de emisiones de CO₂. Sólo las emisiones provenientes de la quema de combustibles fósiles y las emisiones fugitivas contribuyen al total de emisiones.

Las emisiones provenientes de la combustión de la biomasa no se incorporan al total de emisiones nacionales por considerarse que no contribuyen en forma neta a las emisiones debido a su carácter renovable. Tampoco contribuye a las emisiones de CO₂ el carbono almacenado en productos no energéticos como el bitumen, las naftas, solventes, grasas, etc.

Las emisiones de combustibles bunker, si bien contribuyen en forma efectiva a las emisiones netas, están asociadas al transporte internacional y por ende se contabilizan en forma separada del total nacional.

Cuadro N° 1
Emisiones Totales de CO₂ del Sector Energía
“Sectoral Approach”

Emisiones CO ₂	Emisiones (10 ³ ton)		
	1990	1994	1997
Emisiones CO₂	95094	111572	121917
Quema de Combustibles Fósiles	90456	105843	118777
Emisiones Fugitivas	4638	5729	3140
Quema de Biomasa*	5713	8986	10884
Bunker*	3280	2744	5069
Carbono almacenado (no energético)*	3264	4495	6136

Fuente: Elaboración propia

* Estas cifras se incluyen a título informativo ya que metodológicamente se considera que no contribuyen al total de emisiones nacionales.

Las emisiones obtenidas para el sector energía, sin incluir las emisiones fugitivas ni las de CO₂ procedentes de la leña y de las biombras, se presentan en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 2
Emisiones Totales del Sector Energía, sin incluir las Fugitivas, por Sector
“Sectoral Approach”
Año 1997

en 10³ Ton

	Consumo (PJ)	Emisiones (10 ³ ton)					
		CO2	CH4	N2O	NOx	CO	COVDM
Industrias de la Energía	621119	35975	0,19	1,93	70,47	17,88	0,69
Industria	373810	17003	1,68	0,76	35,18	146,33	1,19
Transporte	582443	40609	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Comercial y Público	66181	3650	0,08	0,21	3,15	0,65	0,16
Residencial	278369	14578	0,88	1,24	13,20	143,80	22,94
Agropecuario	98497	6962	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Total	2020417,9	118777,47	2,84	4,14	122,00	308,67	24,98

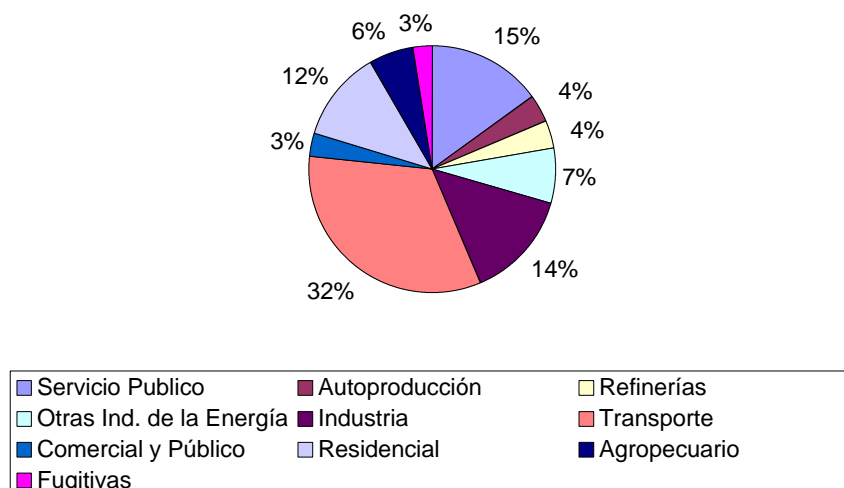
Fuente: Elaboración propia. En el caso de las emisiones de CO₂, excluye las correspondientes al Sector Emisiones Fugitivas. En el resto de los gases distintos del CO₂, además de las correspondientes al Sector Emisiones Fugitivas, están excluidas las provenientes de los Sectores Transporte y Agropecuario (Fuentes Móviles).

Las emisiones de CH₄, N₂O, NO_x, CO y COVDM para los sectores Transporte y Agropecuario no han sido calculadas ya que no son parte de este estudio. Sin embargo se ha efectuado una estimación de las emisiones de CO₂ para el sector Transporte y Agropecuario, de tal manera de poder comparar los resultados obtenidos con el “Reference Approach” y con el “Sectoral Approach”.

El siguiente gráfico presenta la estructura de emisiones de CO₂ por sectores. La apertura del sector Industrias de la Energía en Servicio Público, Autoproducción, Refinerías y otras industrias de la energía se realizó mediante la metodología propia.

Gráfico N° 3

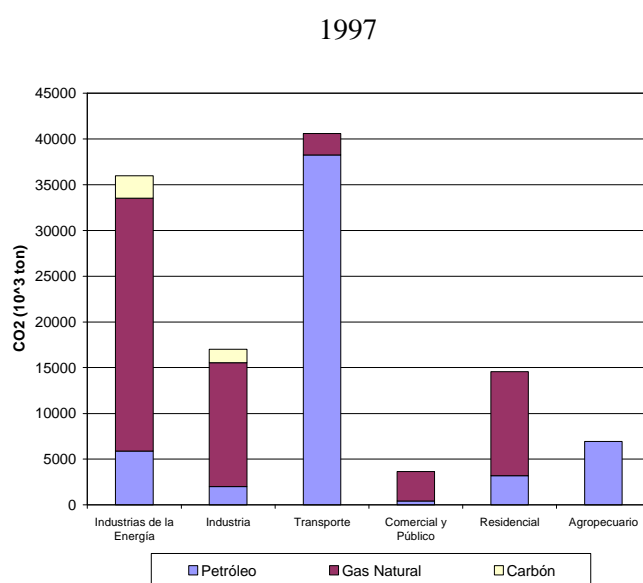
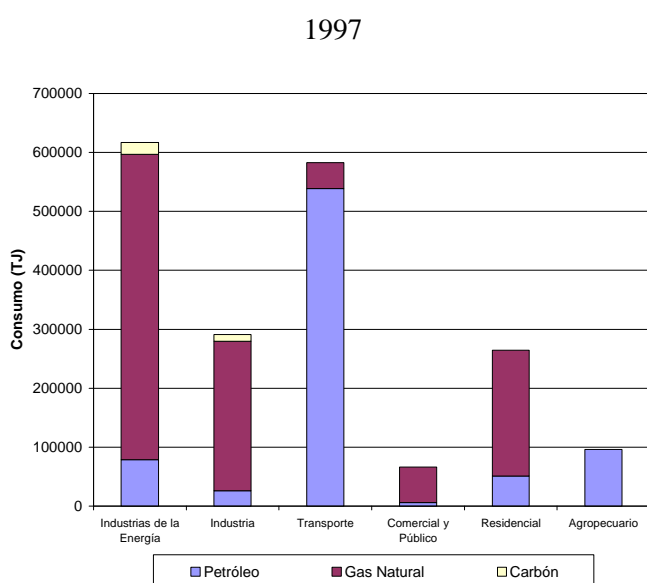
CO₂



Tanto los consumos de combustibles fósiles del año 1997 como las emisiones de CO₂ por tipo de combustible y sector se consignan en los gráficos 4 y 5.

Gráfico N° 4
Consumo de Energía
Sectoral Approach

Gráfico N° 5
Fósil Emisiones de CO₂
Sectoral Approach



En los siguientes cuadros se muestra un detalle de la evolución de las emisiones de CO₂ por tipo de fuente y por sector.

Cuadro N° 3
Emisiones de CO₂, Petróleo y Derivados
“Sectoral Approach”

	Emisiones (10 ³ ton)			Emisiones (%)		
	1990	1994	1997	1990	1994	1997
Industrias de la Energía	10558	9131	5877	21,8%	16,5%	10,4%
Industria	1551	2324	2008	3,2%	4,2%	3,5%
Transporte	26631	32801	38258	54,9%	59,4%	67,4%
Comercial y Público	1322	511	438	2,7%	0,9%	0,8%
Residencial	3969	3277	3199	8,2%	5,9%	5,6%
Agropecuario	4493	7166	6962	9,3%	13,0%	12,3%
Total	48523	55210	56742	100,0%	100,0%	100,0%

Cuadro N° 4
Emisiones de CO₂, Gas Natural
“Sectoral Approach”

	Emisiones (10 ³ ton)			Emisiones (%)		
	1990	1994	1997	1990	1994	1997
Industrias de la Energía	17432	19374	27654	45,3%	41,9%	47,6%
Industria	9290	11519	13535	24,1%	24,9%	23,3%
Transporte	405	1744	2352	1,1%	3,8%	4,0%
Comercial y Público	3306	2868	3212	8,6%	6,2%	5,5%
Residencial	8063	10712	11378	20,9%	23,2%	19,6%
Agropecuario	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%
Total	38496	46217	58131	100,0%	100,0%	100,0%

Cuadro N° 5
Emisiones de CO₂, Carbón
“Sectoral Approach”

	Emisiones (10 ³ ton)			Emisiones (%)		
	1990	1994	1997	1990	1994	1997
Industrias de la Energía	1573	3352	2444	45,8%	75,9%	62,6%
Industria	1864	1064	1460	54,2%	24,1%	37,4%
Transporte	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%
Comercial y Público	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%
Residencial	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%
Agropecuario	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%
Total	3437	4416	3904	100,0%	100,0%	100,0%

En el siguiente cuadro se comparan las emisiones totales de CO₂ por tipo de fuente y uso energético entre los métodos “Reference Approach” y “Sectoral Approach”.

Cuadro N° 6
Emisiones de CO₂ del Sector Energía, sin incluir las Fugitivas
“Reference Approach” y “Sectoral Approach”
Año 1997
en 10³ Ton

	CO ₂	Estructura	CO ₂	Estructura	Diferencia
	Reference Approach	%	Sectoral Approach	%	(Ref-Sect)/ Reference
Industrias de la Energía			35.975	30,3%	
Industria			17.003	14,3%	
Transporte			40.609	34,2%	
Comercial			3.650	3,1%	
Residencial			14.578	12,3%	
Agropecuario			6.962	5,8%	
TOTAL	127.494		118.777		6,8%
Petróleo y Derivados	65.660	51,5%	56.742	47,9%	13,6%
Gas Natural	58.556	45,9%	58.131	48,9%	0,7%
Carbón Mineral	3.278	2,6%	3.904	3,2%	-19,1%
TOTAL	127.494		118.777		6,8%

Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro anterior se observa que el “Reference Approach” sobrestima las emisiones de CO₂ en un 6,8% por encima de las emisiones obtenidas con el “Sectoral Approach”. Esto se explica principalmente por el mayor grado de desagregación que existe en el último método, con lo que se logra mayor especificidad al momento de calcular las emisiones de cada combustible en su respectivo uso.

En el caso particular del Petróleo y sus derivados las 8918 x 10³ Ton de CO₂ que se obtienen por demás con el “Reference Approach” se debe principalmente a que en “Sectoral Approach” las emisiones de gasolinas se calculan sobre el consumo real y no sobre la parte de petróleo que luego sería transformada en gasolinas más o menos un diferencial en función del comercio exterior de dicho derivado, y además las emisiones de CO₂ se calculan con un coeficiente de 18,9 Ton C/TJ en el caso de gasolinas en el “Sectoral Approach” en lugar de los 20 Ton C/TJ utilizado en el “Reference Approach”.

Esta diferencia de coeficientes de emisiones específicas redundó en una disminución de las emisiones con el “Sectoral Approach” de 905 x 10³ Ton de CO₂.

Esta situación también se observó en el caso del diesel-oil con 318 x 10³ Ton de CO₂ cuantificados de menos en el “Sectoral Approach” y en el GLP con 598 x 10³ Ton de CO₂.

En el caso del fuel-oil la situación fue inversa ya que el coeficiente de emisión específica de este derivado es 21,2 Ton C/TJ, con lo cual en el “Sectoral Approach” las emisiones de este derivado fueron mayores a las obtenidas con el “Reference Approach” en 294×10^3 Ton de CO_2

En el “Sectoral Approach” el carbón residual no se consideró como combustible ya que la industria lo utiliza principalmente como materia prima de no energéticos, por lo tanto no emite. Por su parte el “Reference Approach” considera el consumo aparente de petróleo y lo multiplica por un coeficiente de emisión específica con lo cual la parte de petróleo que se convierte en carbón residual aparece emitiendo. Si bien el “Reference Approach” considera el cálculo del carbono almacenado no considera el carbón residual, por lo tanto esta corrección no se efectúa.

En conclusión el “Reference Approach” termina consignando emisiones de 3170×10^3 Ton de CO_2 por el carbón residual que el “Sectoral Approach” no considera.

Por su parte el “Sectoral Approach” no tiene en cuenta las emisiones de los no energéticos, ya que si bien estos no emiten en su totalidad, una parte de estos emite. Las emisiones de los no energéticos, que deberían sumarse a las obtenidas con el “Sectoral Approach” serían de 1374×10^3 Ton de CO_2 .

Por último en el “Reference Approach” el bunker de combustible jet no fue contabilizado como tal, mientras que en “Sectoral Approach” si se necesitaron dichas emisiones, por lo tanto si se quisiera aproximar el resultado del “Sectoral Approach” al “Reference Approach” se deberían sumar a las emisiones calculadas con el primer método unos 844×10^3 Ton de CO_2 .

En conclusión, si a las emisiones de CO_2 provenientes del Petróleo y sus derivados calculadas con el “Sectoral Approach” le sumamos las diferencias de las emisiones en función de los diferentes coeficientes de emisiones específicas, las emisiones no contabilizadas de los no energéticos, las del carbón residual, las emisiones del bunker del combustible jet y le restamos las emisiones del fuel-oil nos queda un valor de emisiones del “Sectoral Approach” corregido de 63657×10^3 Ton de CO_2 , que representa el 97% de las emisiones del “Reference Approach”, el 4% restante se explica por cambios de los coeficientes de emisiones específicas en los demás derivados.

En el caso del gas natural la diferencia entre las emisiones calculadas con el “Sectoral Approach” y el “Reference Approach” es del orden de 425×10^3 Ton de CO_2 . Esta poca diferencia entre ambos métodos se debe a que en ambos se está utilizando el mismo coeficiente de emisión específica y la información de base del consumo no varía sustantivamente entre ambos métodos.

Una distinta situación se observa en el caso del carbón mineral, ya que contrariamente al petróleo y sus derivados y al gas natural las emisiones calculadas con “Sectoral Approach” para el carbón mineral son mayores a las obtenidas con el “Reference Approach”.

La diferencia de 626×10^3 Ton de CO_2 entre las emisiones calculadas con ambos métodos se debe a que en el “Reference Approach” el consumo aparente de carbón mineral (821×10^3 Tep) se multiplica por su respectivo coeficiente de emisión específica 26,56 Ton C/TJ y de esta manera se calculan las emisiones de este producto. De esta manera se considera que todo el carbón mineral a tenido un uso energético.

Por su parte en el “Sectoral Approach” las emisiones del carbón mineral se obtienen como la suma de las emisiones de carbón mineral utilizado como combustible (ej.: generación de energía eléctrica), más las emisiones del gas de coquería y del gas de alto horno. En este sentido es interesante destacar que si bien el gas de coquería posee un coeficiente de emisión específica menor al del carbón mineral (15,3 Ton C/TJ) el gas de alto horno tiene un coeficiente de emisión específica significativamente mayor (53,2 Ton C/TJ).

Esta particular situación posibilitó que las emisiones calculadas con el “Sectotral Approach” fueran superiores a las obtenidas con el “Reference Approach”, a pesar de que en este último método se consideró un consumo energético mayor que en el “Sectoral Approach”, pues se calcularon las emisiones del carbón mineral sobre la base del consumo aparente, siendo que una parte de dicho carbón fue utilizado como reductor para la fabricación de acero y por lo tanto no produce emisiones en el combustión sino en la etapa de procesos. Cabe destacar que esta particularidad la tiene en consideración el “Sectoral Approach”.

Como conclusión el “Sectoral Approach” permite una apertura mayor en cuanto al origen de las emisiones según las fuentes energéticas que las produjeron, esta información se presenta en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 7
Emisiones Totales del Sector Energía, sin incluir las Fugitivas, por Fuente
“Sectoral Approach”
Año 1997
en 10³ Ton

	Emisiones (10 ³ ton)					
	CO2	CH4	N2O	NOx	CO	COVDM
Petróleo y Derivados	56742	0,28	1,63	25,01	4,03	0,59
Gas Natural	58131	0,67	2,12	85,07	16,47	1,44
Carbón Mineral	3904	0,01	0,01	2,70	0,17	0,12
Leña		0,62	0,13	1,60	99,09	21,40
Carbón Vegetal		0,00	0,07	0,31	47,16	0,90
Otras biomosas		1,25	0,18	7,31	141,76	0,53
Total	118777,47	2,84	4,14	122,00	308,67	24,98

	Emisiones (%)					
	CO2	CH4	N2O	NOx	CO	COVDM
Petróleo y Derivados	47,8	10,0	39,4	20,5	1,3	2,4
Gas Natural	48,9	23,7	51,3	69,7	5,3	5,7
Carbón Mineral	3,3	0,3	0,2	2,2	0,1	0,5
Leña		21,9	3,1	1,3	32,1	85,7
Carbón Vegetal		0,0	1,8	0,3	15,3	3,6
Otras biomosas		44,2	4,2	6,0	45,9	2,1
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: Elaboración propia. En el caso de las emisiones de CO₂, excluye las correspondientes al Sector Emisiones Fugitivas. En el resto de los gases distintos del CO₂, además de las correspondientes al Sector Emisiones Fugitivas, están excluidas las provenientes de los Sectores Transporte y Agropecuario (Fuentes Móviles).

A partir de este cuadro se observa la responsabilidad de las diferentes fuentes energéticas en las emisiones de los distintos gases de efecto invernadero.

En general se aprecia que la leña y las biomosas son los principales responsables de las emisiones de gases como: CH₄, CO y COVDM; mientras que el petróleo y sus derivados y el gas natural lo son en cambio de las emisiones de CO₂, N₂O y NO_x.

2.3 Metodología Propia

Mediante una metodología propia se realizó una estimación de las emisiones que pudiera ser comparada con los resultados obtenidos mediante las planillas del IPCC.

Este cálculo se efectuó tomando como base un grado de desagregación por sectores y fuentes similar al empleado en el Balance Energético Nacional y en los previos inventarios. La metodología utilizada para

el cálculo de las emisiones en este caso es la misma para todos los contaminantes, obteniéndose las emisiones totales en base al producto de los consumos energéticos extraídos del balance de energía de 1997 publicado por la Secretaría de Energía y los factores de emisión específicos que fueron resultado de una revisión de diversas fuentes, incluyendo inventarios previos.

En relación a las emisiones de los sectores transporte debe aclararse que los resultados presentados son producto de una estimación propia que fue necesario realizar para poder obtener los totales correspondientes al sector energía que permitieran realizar chequeos y una comparación con las otras metodologías. Estas emisiones probablemente variarán al incorporar la información que será provista por los encargados de realizar los cálculos para dichos sectores.

En el caso del sector transporte se apeló a información y cálculos propios adicionales y al uso del modelo LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System) para poder obtener los consumos energéticos con el grado de desagregación por modalidad de transporte requerido por nuestra metodología.

Los restantes consumos energéticos fueron extraídos directamente del balance energético nacional sin procesamiento intermedio salvo las siguientes excepciones:

- Parte del consumo de DO asignado al sector agropecuario en el balance se pasó al sector transporte por considerarse que corresponde al transporte de productos (309 kTep).
- Parte del consumo de combustible jet corresponde a transporte internacional y por ende no se contabilizó para guardar concordancia con la metodología del IPCC (275 kTep).
- El consumo de carbón residual asignado al Sector Industrial se considera que es un consumo no energético y por ende no se toma en cuenta para el cálculo de emisiones de origen energético (530 kTep).

Los factores de emisión utilizados fueron actualizados en base a los empleados en inventarios previos. Adicionalmente se completaron con valores no nulos muchos de los coeficientes que estaban ausentes en estudios anteriores y que influyen en forma no despreciable en las emisiones totales de algunos sectores y algunos contaminantes. Tal es el caso principalmente con el N₂O (que presenta un salto respecto del total obtenido para el inventario 94), para el cual se incorporaron la mayor parte de los coeficientes, y también para los coeficientes de emisión correspondientes a la leña y otras biomásas. A pesar del diferente nivel de desagregación por fuentes, se utilizaron en algunos casos los mismos coeficientes agregados que los empleados en la metodología del IPCC.

En la siguiente tabla se presentan los totales de emisiones por sectores:

Cuadro N° 8
Emisiones Totales del Sector Energía, por Sector
Metodología propia
Año 1997
en 10³ Ton

	Consumo (10 ³ tep)	Consumo (TJ)	Emisiones (10 ³ ton)					
			CO2	CH4	N2O	NOx	CO	COVDM
Servicio Publico	7762,0	324,9	18398	0,05	0,83	36,66	5,87	0,36
Autoproducción	1543,0	64,6	4360	0,09	0,28	7,65	7,85	0,11
Refinerías	1544,0	64,6	4335	0,03	0,48	8,37	1,09	0,10
Otras Ind. de la Energía	3989,0	167,0	8962	0,02	0,33	17,78	3,07	0,12
Industria	8930,0	373,8	17061	1,69	0,76	34,02	145,83	0,86
Comercial y Público	1581,0	66,2	3671	0,08	0,21	2,99	0,61	0,15
Residencial	6650,0	278,4	14667	0,88	1,24	13,12	143,66	22,92
Transporte	13831,7	579,0	40735	37,45	0,75	330,15	1523,07	286,21
Agricultura, Silvicultura y Pesca	2353,4	98,5	7034	1,09	0,20	144,17	61,93	22,09
Emisiones fugitivas			3140	675,55	0,00	4,22	538,99	39,43
Total	48184,2	2017,0	122363,2	716,9	5,1	599,1	2432,0	372,3

Fuente: Elaboración propia.

Los cálculos desagregados de las emisiones se presentan en el apéndice.

2.4 Comparación entre metodologías

Las metodologías de cálculo a comparar son las dos del IPCC (“Reference Approach” y “Sectoral Approach”, “top-down” y “bottom-up” respectivamente) y la metodología propia (con un nivel de desagregación similar al del Balance Energético Nacional).

Como se mencionó anteriormente se realizó una estimación de las emisiones asociadas con los sectores transporte con el fin de poder realizar comparaciones entre metodologías que presentan los resultados con diferentes niveles de agregación.

Los consumos energéticos utilizados en los diferentes métodos de cálculo son los mismos y provienen del Balance Energético Nacional. Por ende las diferencias entre los resultados obtenidos se explican básicamente por los distintos grados de desagregación de los coeficientes de emisión requeridos por cada método. La única forma de garantizar una coincidencia total de resultados sería emplear en los métodos más agregados coeficientes de emisión calculados en base a un promedio pesado de los coeficientes desagregados, usando como ponderadores los consumos energéticos de las correspondientes fuentes. La desventaja de este procedimiento es que los coeficientes agregados variarían al variar los consumos energéticos.

Para CO₂, en el "Reference Approach" se emplean básicamente coeficientes de emisión para las fuentes primarias (petróleo, carbón, gas natural, biomásas) mientras que en el "Sectoral Approach" se emplean coeficientes para las fuentes secundarias. Esto explica en gran parte la diferencia entre los resultados de ambos métodos.

Al tener un grado de desagregación similar el "Sectoral Approach" y el método propio producen resultados muy parecidos en relación a las emisiones de CO₂. Las diferencias entre ambos métodos se pueden explicar en base a la incorporación de factores de oxidación distintos de 1 en la metodología del IPCC que no se toman en cuenta en la metodología propia.

En el caso de emisiones distintas del CO₂, la metodología del IPCC presenta un mayor grado de agregación que la metodología propia (fuentes primarias y biomásas) y que es independiente del tipo de emisión. Por ende la diferencia entre los resultados en general es mayor que la correspondiente al CO₂.

En la siguiente tabla se puede ver un resumen de los resultados obtenidos mediante los diferentes métodos (resultados preliminares) :

Cuadro N° 9
Comparación de Emisiones Totales Energéticas, por metodología de cálculo
Año 1997
en 10³ Ton

	Emisiones (10 ³ ton)					
	CO2	CH4	N2O	NOx	CO	COVDM
Met. Propia + fugitivas	122363,2	716,9	5,1	597,4	2429,6	355,7
Met. Propia sin fugitivas	119223,2	41,4	5,1	594,9	1893,0	332,9
Met. Propia sin fugit., agro ni transporte	71454,3	2,8	4,1	120,6	308,0	24,6
IPCC sectoral approach (sin fugit)	118777,0					
IPCC sectoral sin TR, Agro, ni fugit.	71206,0	2,8	4,1	122,0	309,0	25,0

Fuente: Elaboración propia.

3. Análisis sectorial de las emisiones provenientes de la quema de combustibles (excluye transporte y sector agropecuario)

A continuación se presenta un análisis más detallado de las emisiones de los sectores Industrias de la Energía, Industria, Comercial e Institucional, y Residencial para el año 1997 calculadas mediante la metodología "Sectoral Approach" del IPCC. La evolución histórica de las emisiones se presenta por separado en el capítulo 4.

3.1 Industrias de la Energía

Este sector incluye el consumo energético y las emisiones provenientes de la generación eléctrica de servicio público, la autoproducción y el consumo propio del resto de las industrias de la energía como ser refinerías, centros de tratamiento de gas, entre los principales.

Cuadro N° 10
Emisiones Totales de Industrias de la Energía
"Sectoral Approach"
Año 1997

	Consumo (TJ)	Emisiones (10 ³ ton)					
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM
Petróleo y Derivados	78739	5877	0,056	0,84	10,47	1,09	0,16
Gas Natural	517850	27654	0,053	1,07	56,90	9,83	0,37
Carbón Mineral	20344	2444	0,007	0,01	2,70	0,17	0,12
Leña	1507		0,027	0,00	0,17	2,22	0,01
Carbón Vegetal	0		0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
Otras biomásas	2679		0,048	0,01	0,24	4,57	0,02
Total	621118,7	35974,81	0,192	1,93	70,47	17,88	0,69

	Emisiones (%)					
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM
Petróleo y Derivados	16,3	29,2	43,7	14,9	6,1	23,5
Gas Natural	76,9	27,8	55,4	80,7	55,0	54,5
Carbón Mineral	6,8	3,9	0,5	3,8	1,0	18,1
Leña		14,1	0,2	0,2	12,4	1,4
Carbón Vegetal		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Otras biomásas		25,1	0,3	0,3	25,6	2,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: elaboración propia.

3.1.1 Emisiones de CO₂

Las emisiones de CO₂ están asociadas principalmente con la combustión de gas natural (~77%), y en menor medida de derivados del petróleo (~16%).

Las emisiones de CO₂ correspondientes a la combustión de biomasa ascienden a 450 10³ ton, o sea alrededor del 12% de las asociadas con la quema de combustibles fósiles, aunque éstas no se contabilizan por ser consideradas dentro de las guías del IPCC que dicha biomasa que les dio origen es explotada en forma racional, por lo cual existiría un balance entre el CO₂ capturado y el emitido.

Dentro de este sector, responsable del 30,3% de las emisiones de CO₂ del sector energía, sin incluir las fugitivas; la generación de electricidad en el servicio público emite el 51% del CO₂ total. En valores absolutos esto significa que de las 35,98 millones de Ton de CO₂ emitidas por el sector industrias de la energía, 18,36 millones de Ton de CO₂ provienen de la generación eléctrica en el servicio público.

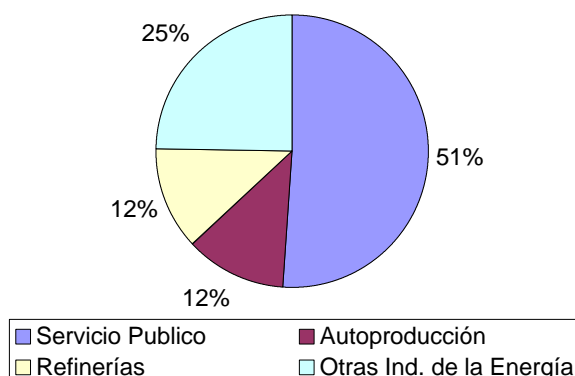
Esto significa que sobre el total de las 118,8 millones de Ton de CO₂ emitidas por el sector energético, sin incluir las fugitivas, un 15,4% provienen de la generación de electricidad en centrales de servicio público. De esta manera esta fuente de emisión es la segunda en orden de importancia en cuanto a las emisiones de CO₂ se refiere, siendo el sector y transporte el más importante con el 34,2%.

Si se calcula el coeficiente de emisión específica promedio de sector para el CO₂, excluyendo el consumo leña y biomasa, dicho coeficiente resulta de 58312 kg/TJ, similar al del gas natural que es de 53670 kg/TJ. Dicho coeficiente a nivel sectorial resultó un 6% más pequeño que el obtenido con igual procedimiento para el sector energético en su totalidad, sin incluir las emisiones fugitivas, el que alcanzó en 1997 a 61941 kg de CO₂/TJ.

En el gráfico que se presenta a continuación se observa la distribución de las emisiones de CO₂ dentro del sector industria de la energía.

Gráfico N° 6

CO₂ - Industrias de la Energía



3.1.2 Emisiones de otros gases

Las emisiones de CH₄ se reparten en forma pareja entre fuente fósiles (~61%) y biomasa (39%). Dentro de las fósiles, el petróleo y sus derivados son responsables de la mayor parte de las emisiones (29%) a pesar de un consumo de energía unas 6 veces inferior al del gas natural.

En las emisiones de N₂O, NO_x, y CO₂ predominan las fuentes fósiles, principalmente el gas pero también los derivados del petróleo en el caso del N₂O.

Las emisiones de CO se reparten entre fuentes fósiles (~62%, principalmente gas), y biomasa (~38%).

3.2 Industria

Incluye todas aquellas actividades industriales no comprendidas dentro del sector Industrias de la energía.

Cuadro N° 11
Emisiones Totales de Industria
“Sectoral Approach”
Año 1997

	Consumo (TJ)	Emisiones (10 ³ ton)					
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM
Petróleo y Derivados	26414	2008	0,094	0,07	11,53	2,17	0,26
Gas Natural	253462	13535	0,355	0,51	16,35	4,08	0,41
Carbón Mineral	11595	1460	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
Leña	1926		0,029	0,00	0,22	2,90	0,01
Carbón Vegetal	0		0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
Otras biomásas	80413		1,206	0,17	7,08	137,18	0,51
Total	373810	17003	1,684	0,76	35,18	146,33	1,19

	Emisiones (%)						
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM	
Petróleo y Derivados	11,8	5,6	9,9	32,8	1,5	22,0	
Gas Natural	79,6	21,1	67,1	46,5	2,8	34,2	
Carbón Mineral	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Leña		1,7	0,5	0,6	2,0	1,0	
Carbón Vegetal		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Otras biomásas		71,6	22,5	20,1	93,7	42,8	
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	

Fuente: elaboración propia.

3.2.1 Emisiones de CO₂

Las emisiones están asociadas mayoritariamente con la combustión de gas natural (~80%), y en menor medida de derivados (11,8%) y carbón (8,6%)

Las emisiones por combustión de biomásas ascienden a 8847 10³ ton, o sea alrededor de un 50% de las emisiones correspondiente a las fuentes fósiles. Este alto porcentaje se debe a la utilización de bagazo y otros residuos de biomasa provenientes de procesos agroindustriales.

Dentro de este sector al igual que en el anterior se observa una importante participación del gas natural dentro de los consumos energéticos, lo que redundará en bajos coeficientes de emisión específica de CO₂ para el sector (58335 kg/TJ), coeficiente muy próximo al del gas natural (53670 kg/TJ).

También en este sector el coeficiente de emisión específica de CO₂ es menor, en un 6%, al promedio del sector energético.

3.2.2 Emisiones de Otros Gases

Las emisiones de CH₄ y CO están asociadas principalmente con la combustión de biomásas (73% y 96% respectivamente) y en mucho menor medida del gas natural.

En el caso de N²O y NO_x las fuentes fósiles contribuyen alrededor del 80% y las biomásas el 20%, pero las emisiones específicas de los derivados del petróleo frente al gas natural son mayores para NO_x que para N₂O.

Las emisiones de COVDN se reparten en forma pareja entre las fuentes fósiles y las biomásas (56% y 44% respectivamente), siendo el gas natural la mayor fuente individual de emisiones.

3.3 Comercial e Institucional

Incluye todas aquellas actividades que se vinculan con el comercio y el uso de la energía en el sector institucional, por ejemplo: hospitales, escuelas, oficinas públicas, entre otros.

Cuadro N° 12
Emisiones Totales de Comercio e Institucional
“Sectoral Approach”
Año 1997

	Consumo (TJ)	Emisiones (10 ³ ton)					
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDN
Petróleo y Derivados	6028	438	0,010	0,09	0,39	0,10	0,02
Gas Natural	60153	3212	0,072	0,12	2,77	0,55	0,14
Carbón Mineral	0	0	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
Leña	0		0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
Carbón Vegetal	0		0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
Otras biomásas	0		0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	66181	3650	0,082	0,21	3,15	0,65	0,16

	Emisiones (%)					
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDN
Petróleo y Derivados	12,0	11,8	44,0	12,2	14,8	11,1
Gas Natural	88,0	88,2	56,0	87,8	85,2	88,9
Carbón Mineral	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Leña		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carbón Vegetal		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Otras biomásas		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: elaboración propia.

3.3.1 Emisiones de CO₂

Asociadas principalmente con la combustión de gas natural (~88%) por su uso preponderante en este sector.

Este fenómeno permite que el coeficiente de emisión específica promedio de CO₂ para el sector se ubique en 55152 kg/TJ, un 11% por debajo de la media nacional para el sector energía. Por lo tanto, se concluye que de todos los sectores analizados hasta el momento es en éste donde se ha logrado la mayor penetración del gas natural, por ese motivo el coeficiente de emisión específica del sector se asemeja bastante al de gas natural (53670 kg/TJ).

3.3.2 Emisiones de Otros Gases

Al igual que en el caso del CO₂, el rol preponderante que tiene el gas natural dentro de la estructura energética del sector, lo ubica a este energético como el principal responsable de las emisiones de gases distintos del CO₂.

En el caso de N₂O cobran importancia relativa las emisiones asociadas con la combustión de derivados del petróleo (DO, FO, y GLP).

3.4 Residencial

Aquí se consignan los consumos energético registrados a nivel del sector residencial, ya sea urbano como rural.

Cuadro N° 13
Emisiones Totales de Residencial
“Sectoral Approach”
Año 1997

	Consumo (TJ)	Emisiones (10 ³ ton)					
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM
Petróleo y Derivados	51530	3199	0,124	0,62	2,63	0,67	0,15
Gas Natural	213067	11378	0,192	0,43	9,06	2,00	0,51
Carbón Mineral	0	0	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
Leña	7660		0,567	0,12	1,21	93,97	21,38
Carbón Vegetal	6112		0,000	0,07	0,31	47,16	0,90
Otras biomásas	0		0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	278369	14578	0,882	1,24	13,20	143,80	22,94

	Emisiones (%)					
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM
Petróleo y Derivados	21,9	14,0	49,9	19,9	0,5	0,7
Gas Natural	78,1	21,7	34,4	68,6	1,4	2,2
Carbón Mineral	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Leña		64,2	9,8	9,2	65,3	93,2
Carbón Vegetal		0,0	5,9	2,3	32,8	3,9
Otras biomásas		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: elaboración propia.

3.4.1 Emisiones de CO₂

En este caso las emisiones asociadas a la combustión del gas natural son mayoritarias (78%), seguidas por los derivados del petróleo (22%). Las biomásas representan un 9% de las emisiones de las fuentes fósiles.

El coeficiente de emisión específica de CO₂ para el sector residencial es de 55095 kg/TJ, menor en un 11% respecto del promedio del sector energía.

Al igual que en el sector comercial y los demás sectores aquí analizados la fuerte penetración del gas natural ha traído como consecuencia un coeficiente de emisión específica significativamente menor que el promedio sectorial (61941 kg/TJ).

A partir de estimaciones preliminares propias el sector transporte tendría un coeficiente de emisión específica para el CO₂ de 69722 kg/TJ.

3.4.2 Emisiones de Otros Gases

Las emisiones de CO y COVDM están relacionadas principalmente con la combustión incompleta de la leña y el carbón vegetal (>97%).

En el caso del CH₄ la leña también es la principal fuente de emisiones (~64%) pero el gas natural y los derivados del petróleo también tienen importancia (22% y 14% respectivamente).

Para N₂O y NO_x las fuentes fósiles cobran preponderancia (>80%) frente a las biomásas, siendo los derivados la principal fuente en el caso de N₂O (50%) y el gas natural en el caso del NO_x (~69%).

3.5 Emisiones Fugitivas

Para efectuar el cálculo de las emisiones fugitivas del sistema de petróleo y gas, se han utilizado datos que provienen de los balances de la Secretaría de Energía, del ENARGAS y de los aportes realizados por el IAPG.

En la etapa de producción de gas, el Poder Calorífico Inferior utilizado es de 9000 kcal/m³ y no el que habitualmente se adopta en los balances energéticos de la SE. Esto se ajusta más a la realidad ya que la producción en yacimientos contiene gases y volátiles de mayor poder calorífico al del metano. A continuación de la inyección en gasoductos, el PCI adoptado para los cálculos es el utilizado para el gas en todos los balances energéticos, corregido a 8300 kcal/m³.

Para las pérdidas en transporte y distribución de gas, se adopta el 1,3% del ingreso a gasoductos. Este dato se discrimina en un 0,2% de pérdidas en transporte más el 1,1% en distribución. Estas cifras fueron aportadas por los transportistas y distribuidores de gas.

Los datos entregados por las distribuidoras que para las tres mayores (representan un 70% del gas distribuido por red) informan 0,7 ; 1,3 y 1,5% de pérdidas.

Debe tenerse en cuenta que también la *aproximación* se realiza sobre el total del gas inyectado en la cabecera del gasoducto, cuando en la realidad para distribución debería considerarse para el cálculo el volumen de ingreso a las ciudades. Este cálculo no aportaría grandes diferencias.

La información consignada para el venteo y llameado, se basa en cifras reales sobre datos de la SE aportados por los productores. De esta manera se calcula el venteo directo (sin quemar), el cual contiene un 4% aproximadamente de metano (proveniente de 4 yacimientos), gas que no es posible quemarlo debido al alto contenido de CO₂.

En la hoja de cálculo se incluye el CO₂ proveniente de venteos, por cuanto éste no está contemplado en la metodología del IPCC.

Para el resto de los datos, se utilizan los factores máximos de emisión del IPCC, para el procesamiento de gas y para consumos industrial y residencial, ya que son los factores que más se ajustan a los valores presumidos para el país, según lo expresado por los productores y comercializadores.

Para las emisiones de la refinación catalítica, se consideró las cantidades de petróleo procesado en las plantas de: Hidrotratamiento de Diesel Oil, Cracking Catalítico, Hidro Cracking y Refinado Catalítico, según surge del Anuario de Combustibles de la SE.

El resto de los gases, provenientes del almacenamiento en tanques de petróleo, corresponde a una estimación, por cuanto es dificultoso conocer el tiempo de residencia en cada tipo de tanque.

Para los procesos de minería del carbón se adopta los factores de emisión del IPCC utilizados en los inventarios anteriores, y se considera la producción bruta de carbón que es aproximadamente el doble del producto comercializable.

La cantidad de SO₂ de los procesos de refinerías, está sobrestimada por haberse utilizado los factores del IPCC. Teniendo en cuenta la cantidad de azufre contenido en el petróleo nacional (0,5-0,8%) se supone que estas emisiones deben ser inferiores a las citadas.

Los valores hallados de CH₄ (676 Gg), indican una apreciable diferencia respecto del inventario del año 1994, esto se debe a la mayor desagregación que considera la metodología del IPCC aplicada en este caso. En esa oportunidad, sólo se consideró las fugas provenientes de venteos de gas y en un valor subestimado.

Estas emisiones fugitivas (CO₂ y CH₄) representan en poder de calentamiento un 15% de las emisiones energéticas.

Cuadro N° 14
Emisiones Fugitivas 1997 10³ ton

	Emisiones (10 ³ ton)						
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM	SO ₂
Minado de CM		8,7					
Petróleo		10,8	0,0	4,2	539,0	39,4	43,9
Gas		502,9					
Venteeo y quemado	3140,0	153,1					
Total	3140,0	675,5	0,0	4,2	539,0	39,4	43,9

Los valores que se presentan en el cuadro N° 10 difieren de los que figuran en las planillas del “Sectoral Approach” del IPCC (Anexo IV). Esto se debe a que la metodología del IPCC incluye dentro del ítem “Petróleo” la suma de las emisiones provenientes del craqueo catalítico más el almacenamiento, mientras que los valores de los cuadros 4, 10 y 17 de este informe incorporan además emisiones correspondientes a otros procesos de refinación. Este criterio fue adoptado en base a consultas con expertos del IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) teniendo en cuenta que sólo una fracción de la corriente total de hidrocarburos es tratada en unidades de craqueo catalítico.

4. Análisis de la evolución histórica de las emisiones

En esta sección se analiza la evolución desde 1990 hasta 1997 de las emisiones asociadas con la combustión de fuentes fósiles. En todos los casos se ha excluido a las biomásas y las emisiones fugitivas de los cálculos salvo cuando se menciona explícitamente lo contrario.

Los resultados se han obtenido mediante la aplicación de la metodología “Sectoral Approach” del IPCC, la cual se utilizó para recalculer los inventarios de los años 90 y 94. La base de datos de coeficientes de emisión es independiente del año de inventario en todos los casos.

4.1 CO₂

En las siguientes tablas se puede apreciar como el consumo de energía de origen fósil presenta una tasa de crecimiento mayor que las emisiones de CO₂, principalmente en el período 1994-1997. Ya que los coeficientes de emisión han sido tomados constantes para el período considerado, esta diferencia entre tasas de crecimiento se explica en base a la substitución entre fuentes energéticas tal como se muestra en la última de las tablas. Las emisiones asociadas con la combustión de petróleo y sus derivados han decrecido debi-

do a una sustitución por gas natural. Este último posee un menor coeficiente de emisión específica y ocasiona por ende que las emisiones totales crezcan a una menor tasa que el consumo de energía fósil.

Cuadro N° 15
Consumos y Emisiones Totales del Sector Energía
“Sectoral Approach”

	Consumos (TJ)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	680727	776043	797059
Gas Natural	720871	865455	1088569
Carbón Mineral	28172	39390	31939
Total	1429770	1680888	1917568
Tasas (%)		4,1%	4,5%

	Emisiones (10 ³ ton)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	48523	55210	56742
Gas Natural	38496	46217	58131
Carbón Mineral	3437	4416	3904
Total	90456	105843	118777
Tasas (%)		4,0%	3,9%

	Emisiones (%)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	53,6	52,2	47,8
Gas Natural	42,6	43,7	48,9
Carbón Mineral	3,8	4,2	3,3
Total	100,0	100,0	100,0

Fuente: elaboración propia.

En relación a la distribución de emisiones por sectores se puede observar entre 1994 y 1997 una disminución en la participación de sectores tales como: Industrias de la Energía, Comercial e Institucional, Residencial y Agropecuario.

El sector Industrial ha casi mantenido su participación sobre el total de emisiones de CO₂, mientras que en el sector Transporte es donde se han registrado los mayores crecimientos

Los procesos de reducción de la participación de algunos sectores sobre el total de las emisiones CO₂, se producen como consecuencia de un doble efecto, por un lado está el importante crecimiento registrado en el consumo de energéticos en el sector Transporte, principalmente derivados de petróleo, y la fuerte penetración del gas natural en aquellos sectores donde las emisiones específicas disminuyeron.

Cuadro N° 16
Consumos y Emisiones Totales por Sectores pertenecientes al Sector Energía
“Sectoral Approach”

	Consumos Fuentes Fósiles (TJ)			Tasas Consumo Fósiles (%)	
	1990	1994	1997	90-94 Tasas (%)	94-97
Industrias de la Energía	198502	509411	616933	90-94	94-97
Industrias de la Energía	212362	253458	291457	5,0%	4,5%
Transporte	3852705	4966207	58244303	6,4%	5,5%
Comercial y Público	870735	669614	664039	8,0%	2,5%
Residencial	2134028	2527379	2645350	4,3%	2,5%
Agropecuaria	612033	987389	9594378	12,3%	-1,0%
Agropecuaria	1429793	1680856	1917562	4,2%	4,5%
Total	90456	105843	118777	4,0%	3,9%

	Emisiones (%)		
	1990	1994	1997
Industrias de la Energía	32,7	30,1	30,3
Industria	14,0	14,1	14,3
Transporte	29,9	32,6	34,2
Comercial y Público	5,1	3,2	3,1
Residencial	13,3	13,2	12,3
Agropecuaria	5,0	6,8	5,9
Total	100,0	100,0	100,0

4.1.1 Industrias de la Energía

Se puede observar en la siguiente tabla el fenómeno de sustitución entre derivados de petróleo y gas natural durante el período 1994-1997 y su influencia en la evolución temporal de las emisiones del sector. La participación del gas natural en las emisiones se ha incrementado del 59% al 77%, mientras que la de los derivados ha bajado del 36% al 16%.

Cuadro N° 17
Consumos y Emisiones Totales del Sector Industrias de la Energía
"Sectoral Approach"

	Consumos (TJ)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	139771	122650	78739
Gas Natural	326424	362801	517850
Carbón Mineral	12307	31060	20344
Total	478502	516511	616933
Tasas (%)		1,9%	6,1%

	Emisiones (10 ³ ton)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	10557,5	9131,5	5876,7
Gas Natural	17431,6	19374,2	27654,0
Carbón Mineral	1573,4	3352,4	2444,1
Total	29562,5	31858,1	35974,8
Tasas (%)		1,9%	4,1%

	Emisiones (%)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	35,7	28,7	16,3
Gas Natural	59,0	60,8	76,9
Carbón Mineral	5,3	10,5	6,8
Total	100,0	100,0	100,0

Fuente: elaboración propia.

Por su parte el coeficiente de emisión específica de esta sector pasó de 61781 kg/TJ en 1990 a 61679 kg/TJ en 1994 resultando en 1997 de 58312 kg/TJ, con lo que la disminución total en el período de este coeficiente fue del 5,6%.

Este fenómeno se explica principalmente por el rol preponderante que esta tomando el gas natural sobre los derivados de petróleo en el sector generación de energía eléctrica en servicio público.

4.1.2 Industria

En este caso también se puede apreciar el efecto de sustitución entre fuentes. En el período 90-94 el carbón es reemplazado en parte por derivados y gas natural, dando lugar a una tasa de crecimiento de las emisiones inferior a la del consumo de energías fósiles. En el período 94-97 a pesar de que el gas sigue ganando participación, el incremento de la participación del carbón contrarresta este efecto y las tasas de consumo y emisiones se igualan.

Cuadro N° 18
Consumos y Emisiones Totales del Sector Industrial
“Sectoral Approach”

	Consumos (TJ)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	20553	31311	26414
Gas Natural	173970	215705	253462
Carbón Mineral	15865	8330	11595
Total	210388	255346	291471
Tasas (%)		5,0%	4,5%

	Emisiones (10 ³ ton)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	1550,7	2324,1	2007,8
Gas Natural	9290,3	11519,0	13535,3
Carbón Mineral	1863,8	1063,8	1460,2
Total	12704,7	14906,9	17003,3
Tasas (%)		4,1%	4,5%

	Emisiones (%)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	12,2	15,6	11,8
Gas Natural	73,1	77,3	79,6
Carbón Mineral	14,7	7,1	8,6
Total	100,0	100,0	100,0

Fuente: elaboración propia.

En este sector la evolución del coeficiente de emisión específica del CO₂ fue la siguiente: en 1990 se ubicó en 60387 kg/TJ, en 1994 disminuyó a 58379 kg/TJ y en 1997 casi se mantuvo ya que dicho coeficiente resultó de 58335 kg/TJ. La disminución total observada en el período fue del 3,4%.

4.1.3 Comercial e Institucional

En este sector tiene lugar una sustitución muy fuerte de derivados del petróleo por gas natural en el período 90-94. Este efecto continúa en forma más atenuada en el período 94-97 debido a que la participación del gas natural se aproxima a un nivel de saturación.

Cuadro N° 19
Consumos y Emisiones Totales del Sector Comercial e Institucional
“Sectoral Approach”

	Consumos (TJ)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	18460	7200	6028
Gas Natural	61911	53706	60153
Carbón Mineral	0	0	0
Total	80371	60906	66181
Tasas (%)		-6,7%	2,8%

	Emisiones (10 ³ ton)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	1321,7	510,5	437,9
Gas Natural	3306,1	2868,0	3212,3
Carbón Mineral	0,0	0,0	0,0
Total	4627,8	3378,6	3650,2
Tasas (%)		-7,6%	2,6%

	Emisiones (%)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	28,6	15,1	12,0
Gas Natural	71,4	84,9	88,0
Carbón Mineral	0,0	0,0	0,0
Total	100,0	100,0	100,0

Fuente: elaboración propia.

Como consecuencia de este proceso es en este sector también se observa una importante disminución del coeficiente de emisión específica de CO₂.

En 1990 este factor se ubicaba en los 57580 kg/TJ, en 1994 descendió a 55472 kg/TJ y en 1997 resultó de 55152 kg/TJ, con lo cual la disminución en el período fue del 3,7%.

4.1.4 Residencial

La situación en este sector es similar a la observada en el sector comercial, con una substitución importante entre gas natural y derivados en el período 90-94 y una mucho más leve entre el 94-97.

Cuadro N° 20
Consumos y Emisiones Totales del Sector Residencial
“Sectoral Approach”

	Emisiones (10 ³ ton)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	3969,5	3276,8	3199,5
Gas Natural	8063,1	10712,0	11378,2
Carbón Mineral	0,0	0,0	0,0
Total	12032,5	13988,8	14577,6
Tasas (%)		3,8%	1,4%

	Emisiones (%)		
	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	33,0	23,4	21,9
Gas Natural	67,0	76,6	78,1
Carbón Mineral	0,0	0,0	0,0
Total	100,0	100,0	100,0

Fuente: elaboración propia.

La evolución registrada en este sector en lo que se refiere al coeficiente de emisión específica presenta la disminución más moderada dentro de los sectores analizados, como consecuencia del proceso de saturación de la penetración del gas natural. Recordemos que este proceso de masificación del consumo del gas natural tiene inicio en el país en 1955, pero se fortalece dicho proceso a partir de 1980.

La disminución total alcanzada en las emisiones específicas del sector fue del 2,3%, con valores absolutos de 56362 kg/TJ en 1990, 55346 kg/TJ en 1994 y 55095 kg/Tj en 1997.

4.1.5 Emisiones Fugitivas

En el Cuadro N° 21 se puede observar la evolución histórica de las emisiones fugitivas.

En el período 1990-1997 las emisiones de CO₂ bajaron un 32%, mientras que las de los restantes gases se han incrementado. Salvo para el CH₄ cuyas emisiones fugitivas subieron un 45%, en el resto de los casos este incremento es inferior al correspondiente al consumo de energía en el mismo período (27% para NO_x, 31% para CO, 21% para SO₂ y 16% para COVDM).

Cuadro N° 21
Emisiones Fugitivas 10³ ton

Año	Emisiones (10 ³ ton)						
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM	SO ₂
1990	4638,0	467,4	0,0	3,33	411,2	33,9	36,2
1994	5729,0	559,5	0,0	3,83	510,7	34,5	40,3
1997	3140,0	675,5	0,0	4,22	539,0	39,4	43,9

4.2 Emisiones de gases distintos del CO₂

En el punto 4.2 se presenta la evolución de las emisiones de CH₄, N₂O, NO_x, CO y COVDM para los años 1990, 1994 y 1997 sin fugitivas. Los valores que se presentan en dichas tablas son los calculados con la metodología IPCC.

De un análisis de los cuadros presentados a continuación se observa que la biomasa es el principal responsable de las emisiones de CO, COVDM y CH₄, mientras que el gas natural es el principal responsable de las emisiones de N₂O y NO_x.

En cuanto a la tendencia, se observa que las emisiones de todos estos gases han crecido en el período, siendo el CO, con un crecimiento del 59% de sus emisiones el gas que más creció.

4.2.1 CH₄

Cuadro N° 22
Emisiones de CH₄

	Emisiones (10 ³ ton)			Emisiones (%)		
	1990	1994	1997	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	0,37	0,32	0,28	18,6	12,3	10,0
Gas Natural	0,49	0,59	0,67	24,2	22,5	23,7
Carbón Mineral	0,00	0,02	0,01	0,2	0,6	0,3
Leña	0,41	0,68	0,62	20,2	26,2	21,9
Carbón Vegetal	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
Otras biomásas	0,74	1,00	1,25	36,8	38,4	44,2
Total	2,01	2,60	2,84	100,0	100,0	100,0

4.2.2 N₂O

Cuadro N° 23
Emisiones de N₂O

	Emisiones (10 ³ ton)			Emisiones (%)		
	1990	1994	1997	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	1,92	1,47	1,63	53,1	41,3	39,4
Gas Natural	1,46	1,71	2,12	40,3	47,9	51,3
Carbón Mineral	0,00	0,02	0,01	0,1	0,6	0,2
Leña	0,08	0,14	0,13	2,3	4,0	3,1
Carbón Vegetal	0,04	0,08	0,07	1,2	2,4	1,8
Otras biomásas	0,10	0,14	0,18	2,8	3,9	4,2
Total	3,62	3,57	4,14	100,0	100,0	100,0

4.2.3 NOx

Cuadro N° 24
Emisiones de NOx

	Emisiones (10 ³ ton)			Emisiones (%)		
	1990	1994	1997	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	34,87	31,02	25,01	35,3	28,0	20,5
Gas Natural	56,98	65,94	85,07	57,7	59,5	69,7
Carbón Mineral	1,51	5,96	2,70	1,5	5,4	2,2
Leña	0,96	1,65	1,60	1,0	1,5	1,3
Carbón Vegetal	0,18	0,35	0,31	0,2	0,3	0,3
Otras biomasas	4,29	5,82	7,31	4,3	5,3	6,0
Total	98,78	110,74	122,00	100,0	100,0	100,0

4.2.4 CO

Cuadro N° 25
Emisiones de CO

	Emisiones (10 ³ ton)			Emisiones (%)		
	1990	1994	1997	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	5,22	4,70	4,03	2,7	1,6	1,3
Gas Natural	11,09	12,94	16,47	5,7	4,4	5,3
Carbón Mineral	0,09	0,35	0,17	0,0	0,1	0,1
Leña	65,46	109,59	99,09	33,9	37,2	32,1
Carbón Vegetal	28,10	54,26	47,16	14,6	18,4	15,3
Otras biomasas	83,12	112,76	141,76	43,0	38,3	45,9
Total	193,09	294,61	308,67	100,0	100,0	100,0

4.2.5 COVDM

Cuadro N° 26
Emisiones de COVDM

	Emisiones (10 ³ ton)			Emisiones (%)		
	1990	1994	1997	1990	1994	1997
Petróleo y Derivados	0,79	0,69	0,59	4,6	2,5	2,4
Gas Natural	1,03	1,23	1,44	6,0	4,4	5,7
Carbón Mineral	0,06	0,25	0,12	0,4	0,9	0,5
Leña	14,49	24,08	21,40	84,2	86,9	85,7
Carbón Vegetal	0,54	1,03	0,90	3,1	3,7	3,6
Otras biomasas	0,31	0,42	0,53	1,8	1,5	2,1
Total	17,22	27,71	24,98	100,0	100,0	100,0

5. Emisiones Equivalentes de CO₂

En base a las emisiones totales de CO₂, CH₄, y N₂O obtenidas a través del “Sectoral Approach” del IPCC se calcularon las emisiones en equivalentes de CO₂ por sector y por fuente. Para realizar dicho cálculo se utilizaron los siguientes potenciales de calentamiento global (GWP) para los diferentes gases que contribuyen en forma directa al fenómeno de calentamiento global:

Cuadro N° 27
Potenciales de Calentamiento Global
(GWP)

Gas	GWP (100 años)
CO ₂	1
CH ₄	21 (incluye efectos indirectos, ~50%)
N ₂ O	310

Fuente: IPCC (1995).

En el siguiente cuadro se presentan los resultados de dicho cálculo excluyendo gases distintos del CO₂ en el caso de los sectores transporte y agropecuario:

Cuadro N° 28
Emisiones Equivalentes de CO₂ por Sector
“Sectoral Approach”
Año 1997

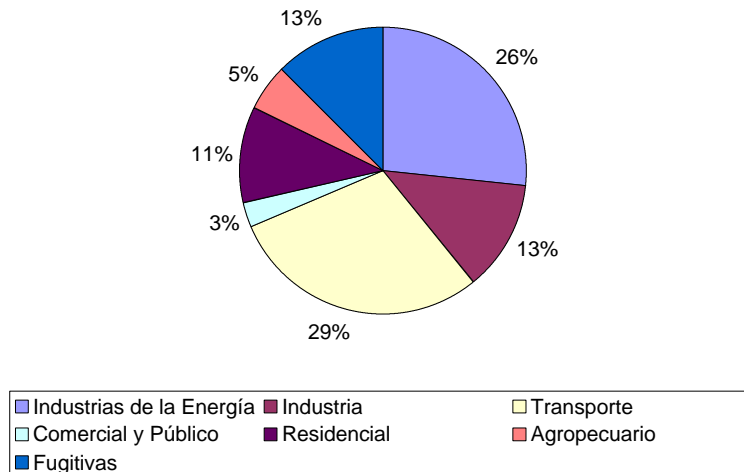
	Emisiones equivalentes de CO ₂ (10 ³ ton)			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total
Industrias de la Energía	35975	4,0	598,4	36577
Industria	17003	35,4	234,2	17273
Transporte	40609			40609
Comercial y Público	3650	1,7	66,6	3719
Residencial	14578	18,5	384,0	14980
Agropecuario	6962			6962
Fugitivas	3140	14187	0,0	17327
Total	121917,5	14246,2	1283,2	137447

	Emisiones equivalentes de CO ₂ (%)			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total
Industrias de la Energía	26,17	0,00	0,44	26,6
Industria	12,37	0,03	0,17	12,6
Transporte	29,55			29,5
Comercial y Público	2,66	0,00	0,05	2,7
Residencial	10,61	0,01	0,28	10,9
Agropecuario	5,07			5,1
Fugitivas	2,28	10,32	0,00	12,6
Total	88,7	10,4	0,9	100,0

Fuente: elaboración propia. En el caso de las emisiones de los gases distintos del CO₂, no están incluidas las emisiones provenientes de los Sectores Transporte y Agropecuario (Fuentes Móviles). No obstante, su inclusión en el cálculo no cambiaría estos datos en más de un 1%.

El siguiente gráfico presenta la estructura de emisiones equivalentes de CO₂ por sectores

Gráfico N° 7
Emisiones equivalentes
CO₂



El CO₂ es responsable de cerca de un 88% de las emisiones equivalentes totales. Este porcentaje no es mayor debido a las emisiones fugitivas de metano asociadas principalmente a los procesos de producción, transporte y procesamiento de crudo y gas natural (~11% de las emisiones equivalentes totales).

Las emisiones equivalentes de N₂O son insignificantes en relación a las del CO₂ y el CH₄.

En términos generales el sector con mayores emisiones equivalentes es el transporte con cerca de un 30%, aún cuando aquí no se han estimado las emisiones de gases distintos del CO₂. Segundo en importancia se haya el sector de industrias de la energía con un 26%.

El Cuadro N° 20 presenta las emisiones equivalentes por fuente.

Al excluir las emisiones de CO₂ asociadas con la combustión de biomásas (~10884 miles de ton.) se resalta el papel preponderante de la combustión del gas natural y de los derivados del petróleo en las emisiones equivalentes totales (49% y 47,7% respectivamente).

Las emisiones equivalentes de las biomásas provenientes del CH₄ y el N₂O son insignificantes frente al total (0,13%).

Cuadro N° 29
Emisiones Equivalentes de CO₂ por Fuente
“Sectoral Approach”
Año 1997

	Emisiones equivalentes de CO ₂ (10 ³ ton)			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total
Petróleo y Derivados	56742	6,0	505,5	57253
Gas Natural	61271	14017,8	657,8	75947
Carbón Mineral	3904	183,0	3,1	4090
Leña		13,1	39,8	53
Carbón Vegetal		0,0	22,7	23
Otras biomásas		26,3	54,4	81
Total	121917	14246,2	1283,2	137447

	Emisiones equivalentes de CO ₂ (%)			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total
Petróleo y Derivados	41,3	0,00	0,37	41,7
Gas Natural	44,6	10,20	0,48	55,3
Carbón Mineral	2,84	0,13	0,00	3,0
Leña		0,01	0,03	0,0
Carbón Vegetal		0,00	0,02	0,0
Otras biomásas		0,02	0,04	0,1
Total	88,7	10,36	0,93	100,0

Fuente: elaboración propia. Ver nota del cuadro anterior.

Por último se presenta la evolución temporal de las emisiones equivalentes.

Cuadro N° 30
Emisiones Equivalentes de CO₂ por Fuente
“Sectoral Approach”

	Emisiones Equivalentes de CO ₂ (10 ³ ton)		
	1990	1994	1997
Industrias de la Energía	30267	32507	36577
Industria	12886	15137	17273
Transporte	27035	34544	40609
Comercial y Público	4758	3448	3719
Residencial	12179	14201	14980
Agropecuario	4493	7166	6962
Fugitivas	14454	17479	17327
Total	106073	124483	137447

	Emisiones Equivalentes de CO ₂ (%)		
	1990	1994	1997
Industrias de la Energía	28,53	26,11	26,61
Industria	12,15	12,16	12,57
Transporte	25,49	27,75	29,55
Comercial y Público	4,49	2,77	2,71
Residencial	11,48	11,41	10,90
Agropecuario	4,24	5,76	5,07
Fugitivas	13,63	14,04	12,61
Total	100,0	100,0	100,0

Fuente: elaboración propia. Ver aclaraciones de los Cuadros N° 20 y 21.

Efectuando una estimación propia de las emisiones del sector transporte y cargándoselas al resto de las emisiones del sector energía, surge que el crecimiento de las emisiones equivalentes de CO₂ ha sido entre 1990 y 1997 del 30% frente a un crecimiento en el consumo energético total (consumo final + consumo propio + consumo intermedio, sin incluir electricidad ni biomasas) que fue del 35,1%. Si se considera el crecimiento individual de las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O entre 1990 y 1997, se aprecia que las de CO₂ aumentaron en un 28,2%, las de CH₄ en un 48,6% y las N₂O en un 18,6%.

Por lo tanto, se aprecia que el proceso de penetración del gas natural dentro de la matriz energética provocó una disminución de las emisiones específicas de CO₂, pero trajo como consecuencia un incremento de las emisiones específicas de CH₄. Sin embargo, a nivel global el balance ha sido positivo ya que las emisiones equivalentes de CO₂ han crecido a un ritmo menor que el consumo energético, con lo cual las emisiones específicas de CO₂ equivalentes también disminuyeron en el período (de 71886 kg de CO₂ eq/TJ en 1990 a 68532 kg de CO₂ eq/TJ en 1997).

Esto permite concluir que el proceso de sustitución trajo consigo asociado una disminución de las emisiones específicas de CO₂ del orden del 6% y de las del N₂O del 13%, pero produjo adicionalmente un crecimiento de las emisiones específicas de CH₄ del 8,9%, con lo cual las emisiones específicas en CO₂ equivalente entre 1990 y 1997 disminuyeron en un 4,7%.

6. Revisión de los inventarios 1990 y 1994

En la presente sección se presentarán las emisiones calculadas en los inventarios calculados en diciembre de 1997 para los años 1990 y 1994 y los resultados de la revisión realizada.

Cuadro N° 31
Emisiones de CO₂ por Sectores
“Metodología Propia”

	Emisiones (10 ³ ton)			
	1990		1994	
	Original	Revisado	Original	Revisado
Industrias de la Energía	29494	29564	32186	31705
Industria	18906	12179	17000	14914
Transporte	27516	28046	34878	35663
Comercial y Público	3344	4658	3110	3398
Residencial	13606	12113	14592	14076
Agropecuario	4535	3999	7235	6371
Fugitivas	915	4638	1111	5729
Total	98316	95197	110112	111856

En el caso de las emisiones totales de CO₂, al revisar el inventario de 1990 en base a mayor información desagregada a nivel de consumo y la exclusión de algunas fuentes que no deberían haber sido tenidas en cuenta (como el carbón residual), surge que las nuevas emisiones de CO₂ son un 3,1% menores que las obtenidas anteriormente.

Los sectores que más modificaciones han sufrido son el industrial, con un 35% de emisiones menos y las fugitivas con un incremento del 406%. Con respecto a este último cabe destacar que en la revisión actual se consideraron coeficientes de emisión específica significativamente mayores que los utilizados en 1990, los que surgieron de la consulta realizada a los operadores de los yacimientos.

Asimismo es importante subrayar que Argentina es uno de los únicos países que en sus inventarios presenta las emisiones de CO₂ provenientes del venteo y quemado de gas natural, emisiones que normalmente el IPCC no considera pues estima que las emisiones del venteo corresponden solamente a CH₄.

Las principales diferencias en las emisiones del sector industrial se explican por la no inclusión de las emisiones del carbón residual, ya que este se usa como materia prima para la fabricación de no energéticos (ej.: electrodos) y además porque los consumos de diesel-oil y fuel-oil son sustantivamente menores a los consignados en los inventarios anteriores.

En 1994 no se aprecian demasiadas diferencias entre la versión anterior del inventario y la revisada, salvo en el caso de la Industria donde aquí también la diferencia se explica por haber excluido el carbón residual de las fuentes de emisión.

Cuadro N° 32
Emisiones de CH₄ por Sectores
“Metodología Propia”

	Emisiones (10 ³ ton)			
	1990		1994	
	Original	Revisado	Original	Revisado
Industrias de la Energía	0.15	0.22	0.16	0.19
Industria	0.40	1.02	0.38	1.38
Comercial y Público	0.07	0.10	0.07	0.08
Residencial	0.18	0.67	0.22	0.94
Fugitivas	31.2	467	37.7	560
Total	32.0	469	38.5	563

En el caso del metano es donde más diferencias se aprecian a nivel de emisiones entre las versiones revisadas de 1990 y 1994 con las anteriores. Esto se debe principalmente a las emisiones fugitivas, ya que en la versión revisada se incorporan, como sugiere la metodología del IPCC, las emisiones fugitivas de metano provenientes de la minería del carbón mineral, de la producción de petróleo y principalmente del transporte y distribución de gas natural.

Cuadro N° 33
Emisiones de N₂O por Sectores
“Metodología Propia”

	Emisiones (10 ³ ton)			
	1990		1994	
	Original	Revisado	Original	Revisado
Industrias de la Energía	0.000	2.241	0.000	2.058
Industria	0.011	0.516	0.001	0.648
Comercial y Público	0.000	0.414	0.000	0.220
Residencial	0.000	1.178	0.000	1.248
Fugitivas	0.000	0.000	0.000	0.000
Total	0.01	4.35	0.00	4.17

Al igual que en el caso del metano, las emisiones de N₂O son significativamente mayores en 1990 y 1994 que las obtenidas en los inventarios anteriores. En este caso esto se debe principalmente a que la nueva versión de la metodología del cálculo de los inventarios del IPCC, versión revisada de 1996, incorpora nuevos coeficientes de emisiones específicas para el N₂O que antes no se encontraban disponibles.

Cuadro N° 34
Emisiones de NO_x por Sectores
“Metodología Propia”

	Emisiones (10 ³ ton)			
	1990		1994	
	Original	Revisado	Original	Revisado
Industrias de la Energía	97.53	57.24	110.34	62.13
Industria	76.23	25.81	24.68	33.28
Comercial y Público	2.61	3.88	2.52	2.89
Residencial	8.47	10.52	10.36	12.82
Fugitivas	0.00	3.33	0.00	3.83
Total	184.83	100.78	147.90	114.95

Contrariamente a lo visto hasta el momento en el caso del NO_x las emisiones revisadas disminuyen con respecto a las calculadas en 1990 y 1994.

La razón de esto se explica porque en el presente informe se utilizaron los coeficientes de emisiones específicas suministrados por el ENRE, los cuales fueron efectivamente medidos en las chimeneas de las centrales. La metodología del IPCC sugiere que de existir coeficientes propios del país se utilicen estos en lugar de los de default que presenta la metodología.

En el caso de la industria en 1990 la diferencia se debe a que figuraban en la anterior versión del inventario consumos que no coinciden con los extraídos del balance energético de dicho año.

Cuadro N° 35
Emisiones de CO por Sectores
“Metodología Propia”

	Emisiones (10 ³ ton)			
	1990		1994	
	Original	Revisado	Original	Revisado
Industrias de la Energía	8.36	15.81	9.07	14.20
Industria	15.84	82.31	5.48	117.34
Comercial y Público	0.52	0.82	0.50	0.60
Residencial	1.82	93.86	2.24	162.48
Fugitivas	0.00	411.20	0.00	510.70
Total	26.54	603.99	17.30	805.32

Aquí al igual que lo ocurrido en metano la modificación del modo de cálculo de las emisiones fugitivas a sido la causa del importante incremento registrado entre la actual versión y las anteriores.

Asimismo la inclusión de nuevos coeficientes de emisiones específicas, extraídos de los nuevos manuales del IPCC o de la consulta bibliográfica realizada, dan como resultado un incremento en las emisiones.

Cuadro N° 36
Emisiones de COVDM por Sectores
“Metodología Propia”

	Emisiones (10 ³ ton)			
	1990		1994	
	Original	Revisado	Original	Revisado
Industrias de la Energía	0.41	0.62	0.56	0.77
Industria	1.50	0.62	0.47	0.80
Comercial y Público	0.13	0.20	0.13	0.15
Residencial	0.00	15.55	0.00	25.72
Fugitivas	0.00	33.90	0.00	34.50
Total	2.04	50.88	1.15	61.94

Las emisiones de COVDM son significativamente diferentes a las calculadas en la versión anterior del inventario, principalmente porque se han incluido las fugitivas y porque se incorporaron nuevos coeficientes de emisiones específicas.

7. Estimación del grado de incerteza de los resultados

A continuación se enumerarán las principales causas del grado de incerteza de algunos de los resultados obtenidos.

En primer lugar, la metodología del IPCC plantea para el CO₂ un alto grado de desagregación en los consumos energéticos, ya sea tanto a nivel de fuente energética como de su uso, lo que posibilita trabajar con coeficientes de emisión específica bastantes desagregados.

Sin embargo, en el caso de gases distintos del CO₂, no se cuenta con dicha desagregación, ya que la misma metodología plantea que se deben agregar a nivel de las fuentes: carbón, gas natural, petróleo, leña, carbón vegetal y otras biomásas y sus residuos, todos los energéticos consumidos. Este proceso conduce a subestimaciones o sobrestimaciones de las emisiones dependiendo el energético analizado.

Por ejemplo en el sector industrial el consumo de diesel-oil presenta a nivel de las emisiones de NO_x un coeficiente de emisión específica de 1647 kg/TJ, mientras que para el fuel-oil dicho coeficiente es de 170 kg/TJ, como el consumo energético de ambos productos figura sumado en la columna de petróleo al multiplicar la suma de ambos consumos por el coeficiente de emisión del diesel-oil se estaría sobrestimando las emisiones provenientes del fuel-oil, caso contrario se subestimarían las de diesel-oil.

Para resolver este caso particular se optó por calcular un coeficiente de emisión específica ponderado por los consumos de cada fuente y de este modo se obtuvo un coeficiente pesado que no es precisamente ni el del diesel-oil ni el del fuel-oil.

Este procedimiento se resulta más complejo cuando el número de fuentes energéticas que se agregan es mayor.

En segundo lugar, el grado de incerteza que existe alrededor de los coeficientes de emisión específica adoptados es importante, ya que si bien han sido consultadas una gran cantidad de bases de datos internacionales, ya sea a través de Internet o en publicaciones, todas estas poseen información que no necesariamente corresponden a las condiciones tecnológicas o a las características de los combustibles utilizados en Argentina.

Sólo en el caso de del NO_x para carbón, gas natural y petróleo se dispuso de información nacional, la que fue suministrada por el ENRE (Ente Nacional Regulador Eléctrico).

En casos como los de Argentina, dentro del sector energético, la información de base a nivel de los consumos por fuentes no presenta grandes incertezas, es por ello que los coeficientes de emisiones específicas pasan a tener gran significancia al momento de elaborar el inventario de gases.

Por lo tanto se recomienda que para acotar el grado de incerteza se deberían implementar estudios de coeficientes de emisiones específicas. Esta tarea, que sin dudas es costosa y de mediano a largo plazo, debería desarrollarse en etapas, comenzando con el estudio de aquellos sectores que más influyen en las emisiones del sector energético. En tal sentido un listado preliminar de prioridades podría ser el siguiente: transporte, industria y generación eléctrica.

En tercer lugar, ya sea con la metodología del IPCC como con la propia, no se ha tenido en cuenta una posible mejora en los coeficientes de emisiones específicas, ya que los coeficientes utilizados para los inventarios de 1990, 1994 y 1997 han sido los mismos.

Debido a que no se ha trabajado con las posibles mejoras temporales de los coeficientes, los resultados de las emisiones específicas obtenidas y su variación en el tiempo serán consecuencia de un cambio en la

estructura de las fuentes energéticas consumidas, de mejoras en la eficiencia energética, pero no reflejan estos resultados las mejoras tecnológicas que se hayan efectuado para disminuir las emisiones.

Una posible mejora temporal en dichos coeficientes podrían cambiar los resultados obtenidos, es por ello que el estudio de los coeficientes de emisiones específicas en sectores tan importantes como el transporte permitiría, entre otras cosas, disponer de dichos valores para un año de referencia y además en base a la opinión de los expertos del sector contar la evolución esperada.

Finalmente, dentro de los consumos energéticos a nivel sectorial, del balance energético nacional surge que por ejemplo el diesel-oil es consumido en el sector industrial, pero dentro de este consumo se engloban aquellos consumos que se realizan en el motores y calderas, los que poseen coeficientes de emisión específica muy diferentes (por ejemplo para el diesel-oil consumido en motores el coeficiente del NO_x es de 1647 kg/TJ y el de calderas es de 68 kg/TJ). En el presente inventario esto se resolvió estimando una estructura de consumo y la misma fue aplicada a los coeficientes.

Por lo tanto aquí tenemos una fuente más de incerteza la que podrían ser acotada en un futuro si se realizarán a nivel sectorial de la demanda un muestreo que permita identificar mejor la desagregación de dichos consumos.

Referencias

CORINE-AIRE (1990), Inventario de Emisiones de Contaminantes a la Atmósfera CORINE-AIRE 1990 - España, Volumen 2: Análisis por actividades emisoras de la nomenclatura SNAP.

ENRE (1999) Consulta con expertos, Departamento Ambiental, Ente Regulador de la Electricidad de la República Argentina.

IPCC (1995), Second Assessment Report.

IPCC (1996a), Greenhouse Gas Inventory Workbook. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume2.

IPCC (1996b), Greenhouse Gas Inventory Reference Manual. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume3.

PNUD-SECYT (1997), Inventario de Gases de Efecto Invernadero. Proyecto de Estudio sobre el Cambio Climático en Argentina, Proyecto ARG/95/G/31.

Statistics Norway (1998), Emissions of greenhouse gases in Norway estimated by the default IPCC methodologies and the Norwegian national inventory model.

ANEXOS

Anexo I. Balances Energéticos

Año 1997

BALANCE ENERGETICO NACIONAL - (PJ) Fuente: Subsecretaría de Energía

Formas de Energía	OFERTA										TRANSFORMACION											
	Producción	Importación	Variación de Stock	Oferta Total	Exportación y Bunker	No Aprovechado	Pérdidas	Ajustes	Oferta Interna	Centrales Eléctricas		Plantas de tratam. de Gas	Refinerías	Coque-rías	Carbo-neras	Altos Hornos	Cosumo Propio	Total	No Energé-tico	I de		
										Servicio Público	Autopro-ducción											
P Hidráulica	127	0	0	127	0	0	---	0	127	-127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
R Comb. Nuclear	63	0	0	63	0	0	---	0	63	-63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
I Gas Natural	1251	59	0	1311	-26	-75	---	0	1210	0	0	-1210	0	0	0	0	0	0	0	0		
M Petróleo	1793	39	1	1833	-716	0	---	6	1123	0	0	0	-1123	0	0	0	0	0	0	0		
A Carbón Mineral	6	27	2	34	0	0	---	0	34	-11	-1	0	0	-21	0	0	0	1	0	0		
R Leña	25	0	0	25	0	0	---	0	25	0	-2	0	0	0	-14	0	0	10	0	0		
I Bagazo	33	0	0	33	0	0	---	0	33	0	-1	0	0	0	0	0	0	32	0	0		
A Otras Formas	53	0	0	53	0	0	---	0	53	0	-1	0	0	0	0	0	0	51	0	0		
<i>Total I</i>	<i>3351</i>	<i>125</i>	<i>3</i>	<i>3478</i>	<i>-742</i>	<i>-75</i>	<i>0</i>	<i>6</i>	<i>2667</i>	<i>-200</i>	<i>-6</i>	<i>-1210</i>	<i>-1123</i>	<i>-21</i>	<i>-14</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>93</i>	<i>0</i>	<i>0</i>		
S Electricidad	261	20	0	281	-1	0	-42	0	237	244	17	0	0	0	0	0	-9	228	0	0		
E Gas Distr. x red	1132	0	0	1132	0	0	-35	0	1097	-294	-42	1132	0	0	0	0	-182	579	8	0		
C Gas de refinera	20	0	0	20	0	-3	0	0	18	0	-1	0	20	0	0	0	-15	1	1	0		
U Gas Licuado	92	1	0	93	-29	0	0	0	63	0	0	54	38	0	0	0	0	64	22	0		
N Naftas	329	8	-1	335	-86	0	0	-17	232	0	0	10	319	0	0	0	-1	231	41	0		
D Kerosene	60	8	-1	68	-2	0	0	-1	65	0	0	0	60	0	0	0	-1	64	0	0		
A Gas Oil	448	30	-4	474	-54	0	0	-4	415	-4	-1	0	448	0	0	0	-4	406	0	0		
R Fuel Oil	105	5	-6	104	-34	0	0	7	78	-15	-5,94412	0	105	0	0	0	-28	28	0	0		
I Carbón Residual	44	5	5	54	-12	0	0	-2	41	0	-1	0	44	-12	0	0	0	27	0	0		
A No Energéticos	81	4	0	85	-16	0	0	5	74	0	0	14	55	1	0	11	0	74	63	0		
I Gas De Coquería	7	0	0	7	0	0	0	0	7	0	-2	0	0	7	0	0	0	5	0	0		
A Gas de Alto Horno	12	0	0	12	0	0	0	0	12	0	-6	0	0	0	0	12	0	6	0	0		
I Coque de Carbón	22	0	0	21	0	0	0	0	21	0	0	0	0	22	0	-21	0	0	0	0		
A Carb. de Leña	8	0	0	8	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	8	-2	0	6	0	0		
<i>Total II</i>	<i>2620</i>	<i>81</i>	<i>-7</i>	<i>2694</i>	<i>-234</i>	<i>-3</i>	<i>-78</i>	<i>-12</i>	<i>2367</i>	<i>-314</i>	<i>-59</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>-12</i>	<i>0</i>	<i>-23</i>	<i>-241</i>	<i>1719</i>	<i>135</i>	<i>0</i>		
Energía Primaria + Secundaria (Total I + Total II)																	-241	1812	135			
										Balance de Transformación												
										E. Prima-ria		-200	-6	-1210	-1123	-21	-14	0				
										E. Secundaria		-314	-59	0	0	-12	0	-23				
										Total		-514	-65	-1210	-1123	-33	-14	-23				
										Producción		244	17	1210	1089	29	8	23				
										Pérdidas		270	48	0	33	4	6	0				

Año 1994

BALANCE ENERGETICO NACIONAL - (PJ) Fuente: Subsecretaría de Energía

Formas de Energía	OFERTA									TRANSFORMACION												
	Producción	Importación	Variación de Stock	Oferta Total	Exportación y Bunker	No Aprovechado	Pérdidas	Ajustes	Oferta Interna	Centrales Eléctricas		Plantas de tratam. de Gas	Refinerías	Coque-rías	Carbo-neras	Altos Hornos	Cosumo Propio	Total	No Energé-tico	I de		
										Servicio Publico	Autopro-ducción											
P Hidráulica	121	0	0	121	0	0	---	0	121	-121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
R Comb. Nuclear	69	0	0	69	0	0	---	0	69	-69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
I Gas Natural	1012	78	0	1090	0	-126	---	0	965	0	0	-965	0	0	0	0	0	0	0	0		
M Petróleo	1435	18	25	1478	-438	0	---	-31	1009	0	0	0	-1007	0	0	0	0	-1	0	0		
A Carbón Mineral	9	39	4	51	-1	0	---	-6	44	-22	-1	0	0	-18	0	0	0	-1	1	0		
R Leña	31	0	0	31	0	0	---	0	31	0	-1	0	0	0	-20	0	0	0	10	0		
I Bagazo	25	0	0	25	0	0	---	0	25	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	24	0		
A Otras Formas	43	0	0	43	0	0	---	0	43	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	41	0		
<i>Total I</i>	<i>2743</i>	<i>135</i>	<i>28</i>	<i>2907</i>	<i>-439</i>	<i>-126</i>	<i>0</i>	<i>-38</i>	<i>2304</i>	<i>-212</i>	<i>-5</i>	<i>-965</i>	<i>-1007</i>	<i>-18</i>	<i>-20</i>	<i>0</i>	<i>-2</i>	<i>76</i>	<i>0</i>			
S Electricidad	233	6	0	240	0	0	-42	-1	197	217	16	0	0	0	0	0	-9	188	0			
E Gas Distr. x red	894	0	0	894	0	0	-20	0	874	-210	-42	894	0	0	0	0	-111	511	9			
C Gas de refinera	25	0	0	25	0	-1	0	0	24	0	-1	0	25	0	0	0	-21	1	1			
U Gas Licuado	80	0	-1	79	-23	0	0	1	57	0	0	41	40	0	0	0	-1	56	14			
N Naftas	297	10	-2	305	-60	0	0	-11	235	0	0	16	281	0	0	0	0	235	24			
D Kerosene	57	1	-1	57	-2	0	0	-2	54	0	0	0	57	0	0	0	0	54	0			
A Gas Oil	368	36	-3	402	-41	0	0	-3	358	-11	-1	0	368	0	0	0	-5	341	0			
R Fuel Oil	113	21	-1	132	-27	0	0	0	105	-34	-9,54408	0	113	0	0	0	-37	24	0			
I Carbón Residual	39	0	1	40	-17	0	0	1	24	0	0	0	39	-9	0	0	0	15	0			
A No Energéticos	83	4	0	86	-23	0	0	1	64	0	0	14	56	1	0	13	0	64	51			
Gas De Coquería	5	0	0	5	0	0	0	0	5	0	-2	0	0	5	0	0	0	3	0			
Gas de Alto Horno	9	0	0	9	0	0	0	0	9	0	-5	0	0	0	0	9	0	4	0			
Coque de Carbón	20	0	0	20	0	0	0	0	20	0	0	0	0	20	0	-20	0	1	0			
Carb. de Leña	9	0	0	9	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	9	-2	0	7	0			
<i>Total II</i>	<i>2233</i>	<i>79</i>	<i>-8</i>	<i>2304</i>	<i>-193</i>	<i>-1</i>	<i>-62</i>	<i>-13</i>	<i>2035</i>	<i>-255</i>	<i>-61</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>-9</i>	<i>0</i>	<i>-22</i>	<i>-185</i>	<i>1504</i>	<i>99</i>			
<i>Energía Primaria + Secundaria (Total I + Total II)</i>																	<i>-186</i>	<i>1580</i>	<i>99</i>			
										<i>Balance de Transformación</i>												
										Insumos		E. Prima-ria	-212	-5	-965	-1007	-18	-20	0			
												E. Secundaria	-255	-61	0	0	-9	0	-22			
												Total	-467	-66	-965	-1007	-27	-20	-22			
												Producción	217	16	965	979	26	9	21			
												Pérdidas	249	50	0	28	1	10	1			

Año 1990

BALANCE ENERGETICO NACIONAL - (PJ) Fuente: Subsecretaría de Energía

Formas de Energía	OFERTA										TRANSFORMACION													
	Producción	Importación	Variación de Stock	Oferta Total	Exportación y Bunker	No Aprovechado	Pérdidas	Ajustes	Oferta Interna	Centrales Eléctricas		Plantas de tratam. de Gas	Refinerías	Coque-rías	Carbo-neras	Altos Hornos	Cosumo Propio	Total	No Energé-tico	I de				
										Servicio Publico	Autopro-ducción													
P Hidráulica	74	0	0	74	0	0	---	0	74	-73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
R Comb. Nuclear	60	0	0	60	0	0	---	0	60	-60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
I Gas Natural	822	76	0	898	0	-97	---	0	800	0	0	-804	0	0	0	0	0	0	0	0				
M Petróleo	1036	10	0	1046	-35	0	---	-31	981	0	0	0	-980	0	0	0	0	-1	0	0				
A Carbón Mineral	7	37	-3	41	-1	0	---	0	40	-4	-1	0	0	-34	0	0	0	-1	0	0				
R Leña	23	0	0	23	0	0	---	0	23	0	-1	0	0	0	-17	0	0	0	5	0				
I Bagazo	19	0	0	19	0	0	---	0	19	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	18	0				
A Otras Formas	30	0	0	30	0	0	---	0	30	0	-3	0	0	0	0	0	0	0	27	0				
<i>Total I</i>	<i>2070</i>	<i>124</i>	<i>-3</i>	<i>2191</i>	<i>-35</i>	<i>-97</i>	<i>0</i>	<i>-31</i>	<i>2027</i>	<i>-138</i>	<i>-6</i>	<i>-804</i>	<i>-980</i>	<i>-34</i>	<i>-17</i>	<i>0</i>	<i>-2</i>	<i>51</i>	<i>0</i>					
S Electricidad	177	10	0	187	0	0	-33	0	153	163	14	0	0	0	0	0	-8	145	0					
E Gas Distr. x red	739	0	0	739	0	0	-12	0	727	-186	-32	739	0	0	0	0	-108	401	6					
C Gas de refinera	18	0	0	18	0	-1	0	0	16	0	-1	0	18	0	0	0	-15	0	0					
U Gas Licuado	58	0	2	59	-4	0	0	-1	54	0	0	36	21	0	0	0	0	53	9					
N Naftas	269	1	2	272	-48	0	0	-7	217	0	0	12	257	0	0	0	-1	216	28					
D Kerosene	51	0	-1	49	0	0	0	0	49	0	0	0	51	0	0	0	-1	49	0					
A Gas Oil	344	0	-4	340	-56	0	0	0	284	-19	-1	0	344	0	0	0	-9	255	0					
R Fuel Oil	191	0	-5	185	-60	0	0	-19	107	-41	-7,9534	0	191	0	0	0	-39	19	0					
I Carbón Residual	40	0	0	40	-9	0	0	-5	27	0	-1	0	40	-17	0	0	-3	7	0					
A No Energéticos	63	1	2	66	-10	0	0	4	60	0	0	13	30	2	0	19	-1	60	41					
Gas De Coquería	7	0	0	7	0	0	0	0	7	0	-2	0	0	7	0	0	0	5	0					
Gas de Alto Horno	11	0	0	11	0	-1	0	0	10	0	-5	0	0	0	0	11	0	5	0					
Coque de Carbón	34	0	-1	32	-3	0	0	2	31	0	0	0	0	34	0	-26	0	6	0					
Carb. de Leña	8	0	0	8	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	8	-4	0	4	0					
<i>Total II</i>	<i>2008</i>	<i>12</i>	<i>-7</i>	<i>2014</i>	<i>-190</i>	<i>-2</i>	<i>-46</i>	<i>-25</i>	<i>1750</i>	<i>-247</i>	<i>-50</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>-17</i>	<i>0</i>	<i>-30</i>	<i>-184</i>	<i>1223</i>	<i>84</i>					
<i>Energía Primaria + Secundaria (Total I + Total II)</i>																	<i>-185</i>	<i>1274</i>	<i>84</i>					
											Balace de Transformación													
											Insumos		E. Prima-ria	-138	-6	-804	-980	-34	-17	0				
													E. Secundaria	-247	-50	0	0	-17	0	-30				
													Total	-384	-56	-804	-980	-51	-17	-30				
													Producción	163	14	800	951	42	8	30				
													Pérdidas	221	42	3	29	8	9	0				

Anexo II. Coeficientes de Emisiones Específicas

“Reference Approach” (CO₂)

			Carbon Emission Factor (t C/TJ)
FUEL TYPES			
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	20
		Orimulsion	
		Natural Gas Liquids	17,2
	Secondary Fuels	Gasoline	18,9
		Jet Kerosene	20,03536364
		Other Kerosene	
		Shale Oil	
		Gas / Diesel Oil	19,99090909
		Residual Fuel Oil	21,25254545
		LPG	16,24581818
		Ethane	
		Naphtha	20
		Bitumen	22
		Lubricants	20
		Petroleum Coke	30,73090909
Refinery Feedstocks	18,2		
Other Oil	20		
Liquid Fossil Totals			
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)	
		Coking Coal	
		Other Bit. Coal	26,56363636
		Sub-bit. Coal	
		Lignite	
		Oil Shale	
	Secondary Fuels	Peat	
		BKB & Patent Fuel	
		Coke Oven/Gas Coke	15,28609091
Solid Fuel Totals			
Gaseous Fossil	Natural Gas (Dry)	14,63727273	
Total			
Biomass total			
	Solid Biomass	29,9	
	Liquid Biomass		
	Gas Biomass		

Nota. Todos los coeficientes con excepción del correspondiente al petróleo (crude oil; 20) y a los productos de refinación (refinery feedstocks; 18,2) fueron tomados de los anteriores inventarios (PNUD-SECYT (1997)). Los coeficientes del petróleo y los productos de refinación fueron tomados de IPCC (1996b) y Statistics Norway (1998) respectivamente.

“Sectoral Approach”

CO₂

Los factores de emisión son los mismos que para el “Reference Approach”

Para emisiones distintas del CO₂ la fuente de los coeficientes puede consultarse en los comentarios adjuntos a cada celda de las hojas 1-3s2-3 CH₄, N₂O, NO_x, CO y COVDM del archivo module1.xls

CH₄

ACTIVITY	Emission Factors (kg/TJ)					
	Coal	Natural Gas	Oil	Wood / Wood Waste	Charcoal	Other Biomass and Wastes
Energy Industries	0,6	0,1	0,8	18		18
Manufacturing Industries and Construction						
Other Sectors	2,4	1,4	2,51726	15		15
Commercial/Institutional		1,2	1,6	15		
Residential		0,9	2,4	74		

N₂O

ACTIVITY	Emission Factors (kg/TJ)					
	Coal	Natural Gas	Oil	Wood / Wood Waste	Charcoal	Other Biomass and Wastes
Energy Industries	0,8	2	12	2,11	12	2,11
Manufacturing Industries and Construction						
Other Sectors	0,8	2	2	2,11		2,11
Commercial/Institutional		2	15,7	4,3		
Residential		2,0	12	15,8	12	

NO_x

ACTIVITY	Emission Factors (kg/TJ)					
	Coal	Natural Gas	Oil	Wood / Wood Waste	Charcoal	Other Biomass and Wastes
Energy Industries	217	106,5	149	112	50	88
Manufacturing Industries and Construction						
Other Sectors	857	64,5	308,15	115		88
Commercial/Institutional		46	64	33		
Residential		42,5	51	158	50	

CO

ACTIVITY	Emission Factors (kg/TJ)					
	Coal	Natural Gas	Oil	Wood / Wood Waste	Charcoal	Other Biomass and Wastes
Energy Industries	14	18,4	15,5	1473	926,4860811	1706
Manufacturing Industries and Construction						
	14	16,1	58	1504		1706
Other Sectors						
Commercial/Institutional		9,2	16	199		
Residential		9,4	13	12267,5	7716	

COVDM

ACTIVITY	Emission Factors (kg/TJ)					
	Coal	Natural Gas	Oil	Wood / Wood Waste	Charcoal	Other Biomass and Wastes
Energy Industries	10	0,7	2,3	6,32	147	6,32
Manufacturing Industries and Construction						
	10	1,6	6,9616	6,32		6,32
Other Sectors						
Commercial/Institutional		2,4	3	2791		
Residential		2,4	3	2791	147	

Metodología Propia

	Factores de Emisión (kg/TJ)					
	CO2	CH4	N2O	NOx	CO	COVDM
Generación Eléctrica						
Servicio Público						
Petróleo	77950	0,8	12	149	15,5	2,3
Gas	53670	0,1	2	106,5	18,4	0,7
Carbón	97400	0,6	0,8	217	14	10
Servicio Público						
Generación Eléctrica						
Autoproducción						
Petróleo	77950	0,8	12	149	15,5	2,3
Gas	53670	0,1	2	106,5	18,4	0,7
Gas de refinería	53670	0,1	2	106,5	18,4	0,7
Carbón	97400	0,6	0,8	217	14	10
CR	112680	0,8	12	149	15,5	2,3
Carbón de Leña		0	12	50		
Gas de Coquería	56049	0,8	12	149	15,5	2,3
Gas de AH	195119	0,8	12	149	15,5	2,3
Leña		18	2,11	112	1473	6,32
Residuos de biomasa		18	2,11	88	1706	6,32
Autoproducción						
Refinerías						
Petróleo	77950	0,8	12	149	15,5	2,3
Gas de refinería	53670	0,1	2	106,5	18,4	0,7
Gas	53670	0,1	2	106,5	18,4	0,7
CR	112680	0,8	12	149	15,5	2,3
Refinerías						
Otras Ind. de la Energía						
Petróleo	77950	0,8	12	149	15,5	2,3
Gas	53670	0,1	2	106,5	18,4	0,7
Carbón	97400	0,6	0,8	217	14	10
CR	112680	0,8	12	149	15,5	
Leña		18	2,11	112	1473	6,32
Otras Ind. de la Energía						
Industria						
FO	77926	2,517	2	170	15,5	0,9
DO	75840	2,517	2	1647	439	43,93
CR (Uso no energético)	112680	2,517	2			
GN	53670	1,4	2	64,5	16,1	0,7
GLP	53670	2,517	2	198	18,4	0,7
CM	94553	2,4	0,8	857	14	10,0
GC	56049	2,517	2	149	15,5	2,3
GAH	195119	2,517	2	149	15,5	2,3
CC		2,517	2			2,3
LE		15	2,11	115	1504	6,32
RB		15	2,11	88	1706	6,32
Industria						
Comercial y Público						
FO	77926	1,6	15,7			
DO	73300	1,6	15,7	64	16	3
GN	53670	1,2	2	46	9,2	2,4
GLP	59568	1,60	15,7	48,9	9,5	2,4
Comercial y Público						
Residencial						
DO		2,4				3
GN	53670	0,9	2	42,5	9,4	2,4
GLP	59568	2,40	12	48,9	9,5	2,4
KE	73463	2,4	12	51	13	3
LE		74	15,8	158	12267,5	2791
Carbón de Leña			12	50	7716	147

Transporte	Factores de Emisión (kg/TJ)					
	CO2	CH4	N2O	NOx	CO	COVDM
Aviación Civil						
Combustible Jet	71500	4,9	-	688,2	284,9	43
<i>Transporte por Carretera</i>						
Automóviles						
Gasolinas	69300	31,4	0,9	390	7330	1140
Diesel-Oil	73300	1,7	1,7	140,6	150,5	72,8
Gas Natural	53670	630,1	-	379,9	719,9	89,8
Camiones Ligeros						
Gasolinas	69300	57	0,9	410	6890	1320
Diesel-Oil	73300	-	2	170,2	190	99,9
Gas Natural	53670	629,8	-	380,1	719,5	89,7
Camiones Pesados y Omnibus						
Gasolinas	69300	20,4	0,9	349,8	8860,2	1119,8
Diesel-Oil	73300	10	1,9	1010	510	180
Ferrocarriles						
Diesel-Oil	73300	4,6	1,5	1799,7	609,7	1300
Navegación						
Fuel Oil residual	73300			1597,6	503,2	113,2
Agricultura, Silvicultura y Pesca						
Diesel Oil	73300	11	2	1500	600	230
Otras Formas		15	2,11	88	1706	6,32

Nota: Los coeficientes de emisión utilizados en la metodología propia coinciden con los usados para el “sectoral approach”, simplemente se ha hecho una apertura de las fuentes agregadas que se presentan en el “sectoral approach” de tal forma de distribuir los coeficientes entre las fuentes desagregadas de la metodología propia.

CR: Carbón Residual
FO: Fuel Oil
DO: Diesel/Gas Oil
GN: Gas Natural
GLP: Gas Licuado de Petróleo
CM: Carbón Mineral
GC: Gas de Coquería
GAH: Gas de Alto Horno
CC: Carbón de Coque
LE: Leña
RB: Residuos de Biomasa
KE: Kerosene

Anexo III. Planillas del IPCC (Reference Approach, 1990, 1994, 1997)

1997

MODULE		ENERGY						
SUBMODULE		CO ₂ FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)						
WORKSHEET		1-1						
SHEETS		1 OF 5						
COUNTRY		Argentina						
YEAR		1997						
			A	B	C	D	E	F
			Production	Imports	Exports	International Bunkers	Stock Change	Apparent Consumption
FUEL TYPES			10 ³ tep	10 ³ tep	10 ³ tep	10 ³ tep	10 ³ tep	F=(A+B-C-D-E)
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	42837	935	17104		-158	26.826,00
		Orimulsion						0,00
		Natural Gas Liquids	1517					1.517,00
	Secondary Fuels	Gasoline		166	1515		438	-1.786,70
		Jet Kerosene		191	47		28	116,00
		Other Kerosene						0,00
		Shale Oil						0,00
		Gas / Diesel Oil		717	996	296	211	-786,00
		Residual Fuel Oil		124	408	405	-45	-644,00
		LPG		28	699		5	-676,00
		Ethane						0,00
		Naphtha		21,7	542			-520,30
		Bitumen		6	8,2			-2,20
		Lubricants		19,98	85,7			-65,72
		Petroleum Coke			290			-80
Refinery Feedstocks						67	-67,00	
Other Oil			44,1	6,9			37,21	
Liquid Fossil Totals								
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)						0,00
		Coking Coal						0,00
		Other Bit. Coal	148	634			-39	821,00
		Sub-bit. Coal						0,00
		Lignite						0,00
		Oil Shale						0,00
	Peat						0,00	
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel						0,00
		Coke Oven/Gas Coke					1	-1,00
Solid Fuel Totals								
Gaseous Fossil	Natural Gas (Dry)	25396	1413	614			26.195,00	
Total								
Biomass total								
	Solid Biomass	2648					2.648,00	
	Liquid Biomass						0,00	
	Gas Biomass						0,00	

(a) If anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.

MODULE			ENERGY				
SUBMODULE			CO ₂ FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)				
WORKSHEET			1-1				
SHEETS			2 OF 5				
COUNTRY			Argentina				
YEAR			1997				
			G ^(b)	H	I	J	K
			Conversion Factor (TJ/Unit)	Apparent Consumption (TJ)	Carbon Emission Factor (t C/TJ)	Carbon Content (t C)	Carbon Content (Gg C)
FUEL TYPES			TJ/10 ³ tep	H=(FxG)		J=(HxI)	K=(J/1000)
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	41,86	1.122.936	20	22.458.727,20	22.458,73
		Orimulsion	41,86	0		0,00	0,00
		Natural Gas Liquids	41,86	63.502	17,2	1.092.227,86	1.092,23
	Secondary Fuels	Gasoline	41,86	-74.791	18,9	-1.413.554,85	-1.413,55
		Jet Kerosene	41,86	4.856	20,03536364	97.286,92	97,29
		Other Kerosene	41,86	0		0,00	0,00
		Shale Oil	41,86	0		0,00	0,00
		Gas / Diesel Oil	41,86	-32.902	19,99090909	-657.740,09	-657,74
		Residual Fuel Oil	41,86	-26.958	21,25254545	-572.922,72	-572,92
		LPG	41,86	-28.297	16,24581818	-459.713,77	-459,71
		Ethane	41,86	0		0,00	0,00
		Naphtha	41,86	-21.780	20	-435.595,16	-435,60
		Bitumen	41,86	-92	22	-2.026,02	-2,03
		Lubricants	41,86	-2.751	20	-55.020,78	-55,02
		Petroleum Coke	41,86	-8.791	30,73090909	-270.143,13	-270,14
Refinery Feedstocks	41,86	-2.805	18,2	-51.044,08	-51,04		
Other Oil	41,86	1.558	20	31.151,21	31,15		
Liquid Fossil Totals			41,86	993.685		19.761.632,58	19.761,63
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)	41,86	0		0,00	0,00
		Coking Coal	41,86	0		0,00	0,00
		Other Bit. Coal	41,86	34.367	26,56363636	912.914,08	912,91
		Sub-bit. Coal	41,86	0		0,00	0,00
		Lignite	41,86	0		0,00	0,00
		Oil Shale	41,86	0		0,00	0,00
		Peat	41,86	0		0,00	0,00
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel	41,86	0		0,00	0,00
		Coke Oven/Gas Coke	41,86	-42	15,28609091	-639,88	-0,64
Solid Fuel Totals			41,86	34.325		912.274,21	912,27
Gaseous Fossil		Natural Gas (Dry)	41,86	1.096.523	14,63727273	16.050.101,81	16.050,10
Total			41,86	2.124.533		36.724.008,60	36.724,01
Biomass total			41,86	110.845		3.314.273,87	3.314,27
	Solid Biomass		41,86	110.845	29,9	3.314.273,87	3.314,27
	Liquid Biomass		41,86	0		0,00	0,00
	Gas Biomass		41,86	0		0,00	0,00

(a) If anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.

(b) Please specify units.

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO ₂ FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)					
WORKSHEET		1-1					
SHEETS		3 OF 5					
COUNTRY		Argentina					
YEAR		1997					
		L	M	N	O	P	
		Carbon Stored	Net Carbon	Fraction of	Actual Carbon	Actual CO ₂	
		(Gg C)	Emissions	Carbon	Emissions	Emissions	
			(Gg C)	Oxidised	(Gg C)	(Gg CO ₂)	
FUEL TYPES			M=(K-L)		O=(MxN)	P=(Ox[44/12])	
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil		22.458,73	0,99	22.234,14	81.525,18
		Orimulsion		0,00		0,00	0,00
		Natural Gas Liquids		1.092,23	0,99	1.081,31	3.964,79
	Secondary Fuels	Gasoline		-1.413,55	0,99	-1.399,42	-5.131,20
		Jet Kerosene		97,29	0,99	96,31	353,15
		Other Kerosene		0,00	0,99	0,00	0,00
		Shale Oil		0,00	0,99	0,00	0,00
		Gas / Diesel Oil	0,00	-657,74	0,99	-651,16	-2.387,60
		Residual Fuel Oil		-572,92	0,99	-567,19	-2.079,71
		LPG	284,53	-744,25	0,99	-736,80	-2.701,62
		Ethane	0,00	0,00	0,99	0,00	0,00
		Naphtha	649,67	-1.085,26	0,99	-1.074,41	-3.939,50
		Bitumen	510,47	-512,49	0,99	-507,37	-1.860,35
		Lubricants	107,19	-162,21	0,99	-160,59	-588,82
		Petroleum Coke		-270,14	0,99	-267,44	-980,62
Refinery Feedstocks		-51,04	0,99	-50,53	-185,29		
Other Oil	121,70	-90,55	0,99	-89,64	-328,69		
Liquid Fossil Totals			1.673,55	18.088,08		17.907,20	65.659,73
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)		0,00		0,00	0,00
		Coking Coal	0,00	0,00		0,00	0,00
		Other Bit. Coal		912,91	0,98	894,66	3.280,40
		Sub-bit. Coal		0,00		0,00	0,00
		Lignite		0,00		0,00	0,00
		Oil Shale		0,00		0,00	0,00
	Peat		0,00		0,00	0,00	
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel		0,00		0,00	0,00
		Coke Oven/Gas Coke		-0,64	0,98	-0,63	-2,30
Solid Fuel Totals			0,00	912,27		894,03	3.278,11
Gaseous Fossil		Natural Gas (Dry)	0,00	16.050,10	0,995	15.969,85	58.556,12
Total			1.673,55	35.050,45		34.771,08	127.493,95
Biomass total			0,00	3.314,27		2.982,85	10.937,10
		Solid Biomass		3.314,27	0,9	2.982,85	10.937,10
		Liquid Biomass		0,00		0,00	0,00
		Gas Biomass		0,00		0,00	0,00

(a) If anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.

1994

MODULE		ENERGY						
SUBMODULE		CO ₂ FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)						
WORKSHEET		1-1						
SHEETS		1 OF 5						
COUNTRY		Argentina						
YEAR		1994						
		A	B	C	D	E	F	
		Production	Imports	Exports	International Bunkers	Stock Change	Apparent Consumption	
FUEL TYPES		10 ³ tep	10 ³ tep	10 ³ tep	10 ³ tep	10 ³ tep	F=(A+B-C-D-E)	
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	34278	438	10467		155	24,094,00
		Orimulsion						0,00
		Natural Gas Liquids	1350					1,350,00
	Secondary Fuels	Gasoline		216	1426		306	-1,516,00
		Jet Kerosene		28	37		72	-81,00
		Other Kerosene						0,00
		Shale Oil						0,00
		Gas / Diesel Oil		868	792	182	134	-240,00
		Residual Fuel Oil		498	403	252	28	-185,00
		LPG		0	550		14	-564,00
		Ethane						0,00
		Naphtha		32	0			32,00
		Bitumen		6,2	8,9			-2,70
		Lubricants			58,2218			-58,22
		Petroleum Coke			401			-353,00
Refinery Feedstocks					2	-2,00		
Other Oil			5,1752	374,34454			-369,17	
Liquid Fossil Totals								
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)						0,00
		Coking Coal						0,00
		Other Bit. Coal	205	921	24		62	1,040,00
		Sub-bit. Coal						0,00
		Lignite						0,00
		Oil Shale						0,00
		Peat						0,00
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel						0,00
		Coke Oven/Gas Coke						0,00
Solid Fuel Totals								
Gaseous Fossil	Natural Gas (Dry)	19008	1873	0			20,881,00	
Total								
Biomass total								
	Solid Biomass	2340					2,340,00	
	Liquid Biomass						0,00	
	Gas Biomass						0,00	

(a) If anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.

MODULE			ENERGY				
SUBMODULE			CO ₂ FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)				
WORKSHEET			1-1				
SHEETS			2 OF 5				
COUNTRY			Argentina				
YEAR			1994				
			G ^(b)	H	I	J	K
			Conversion Factor (TJ/Unit)	Apparent Consumption (TJ)	Carbon Emission Factor (t C/TJ)	Carbon Content (t C)	Carbon Content (Gg C)
FUEL TYPES			TJ/10 ³ tep	H=(FxG)		J=(HxI)	K=(J/1000)
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	41,86	1.008.575	20	20.171.496,80	20.171,50
		Orimulsion	41,86	0		0,00	0,00
		Natural Gas Liquids	41,86	56.511	17,2	971.989,20	971,99
	Secondary Fuels	Gasoline	41,86	-63.460	18,9	-1.199.389,46	-1.199,39
		Jet Kerosene	41,86	-3.391	20,03536364	-67.933,11	-67,93
		Other Kerosene	41,86	0		0,00	0,00
		Shale Oil	41,86	0		0,00	0,00
		Gas / Diesel Oil	41,86	-10.046	19,99090909	-200.836,67	-200,84
		Residual Fuel Oil	41,86	-7.744	21,25254545	-164.581,84	-164,58
		LPG	41,86	-23.609	16,24581818	-383.548,17	-383,55
		Ethane	41,86	0		0,00	0,00
		Naphtha	41,86	1.340	20	26.790,40	26,79
		Bitumen	41,86	-113	22	-2.486,48	-2,49
		Lubricants	41,86	-2.437	20	-48.743,29	-48,74
		Petroleum Coke	41,86	-14.777	30,73090909	-454.097,74	-454,10
Refinery Feedstocks	41,86	-84	18,2	-1.523,70	-1,52		
Other Oil	41,86	-15.453	20	-309.068,57	-309,07		
Liquid Fossil Totals			41,86	925.311		18.338.067,37	18.338,07
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)	41,86	0		0,00	0,00
		Coking Coal	41,86	0		0,00	0,00
		Other Bit. Coal	41,86	43.534	26,56363636	1.156.431,97	1.156,43
		Sub-bit. Coal	41,86	0		0,00	0,00
		Lignite	41,86	0		0,00	0,00
		Oil Shale	41,86	0		0,00	0,00
		Peat	41,86	0		0,00	0,00
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel	41,86	0		0,00	0,00
		Coke Oven/Gas Coke	41,86	0	15,28609091	0,00	0,00
		Solid Fuel Totals			41,86	43.534	
Gaseous Fossil		Natural Gas (Dry)	41,86	874.079	14,63727273	12.794.127,73	12.794,13
Total			41,86	1.842.925		32.288.627,07	32.288,63
Biomass total			41,86	97.952		2.928.776,76	2.928,78
	Solid Biomass		41,86	97.952	29,9	2.928.776,76	2.928,78
	Liquid Biomass		41,86	0		0,00	0,00
	Gas Biomass		41,86	0		0,00	0,00

(a) If anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.

(b) Please specify units.

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO ₂ FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)					
WORKSHEET		1-1					
SHEETS		3 OF 5					
COUNTRY		Argentina					
YEAR		1994					
		L	M	N	O	P	
		Carbon Stored	Net Carbon	Fraction of	Actual Carbon	Actual CO ₂	
		(Gg C)	Emissions	Carbon	Emissions	Emissions	
			(Gg C)	Oxidised	(Gg C)	(Gg CO ₂)	
FUEL TYPES			M=(K-L)		O=(MxN)	P=(Ox[44/12])	
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil		20.171,50	0,99	19.969,78	73.222,53
		Orimulsion		0,00		0,00	0,00
		Natural Gas Liquids		971,99	0,99	962,27	3.528,32
	Secondary Fuels	Gasoline		-1.199,39	0,99	-1.187,40	-4.353,78
		Jet Kerosene		-67,93	0,99	-67,25	-246,60
		Other Kerosene		0,00	0,99	0,00	0,00
		Shale Oil		0,00	0,99	0,00	0,00
		Gas / Diesel Oil	0,00	-200,84	0,99	-198,83	-729,04
		Residual Fuel Oil		-164,58	0,99	-162,94	-597,43
		LPG	178,45	-561,99	0,99	-556,37	-2.040,04
		Ethane	0,00	0,00	0,99	0,00	0,00
		Naphtha	382,43	-355,64	0,99	-352,09	-1.290,98
		Bitumen	494,06	-496,54	0,99	-491,58	-1.802,45
		Lubricants	100,89	-149,63	0,99	-148,13	-543,16
		Petroleum Coke		-454,10	0,99	-449,56	-1.648,37
Refinery Feedstocks		-1,52	0,99	-1,51	-5,53		
Other Oil	70,21	-379,28	0,99	-375,49	-1.376,79		
Liquid Fossil Totals			1.226,03	17.112,04		16.940,92	62.116,69
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)		0,00		0,00	0,00
		Coking Coal	0,00	0,00		0,00	0,00
		Other Bit. Coal		1.156,43	0,98	1.133,30	4.155,45
		Sub-bit. Coal		0,00		0,00	0,00
		Lignite		0,00		0,00	0,00
		Oil Shale		0,00		0,00	0,00
		Peat		0,00		0,00	0,00
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel		0,00		0,00	0,00
Coke Oven/Gas Coke			0,00	0,98	0,00	0,00	
Solid Fuel Totals			0,00	1.156,43		1.133,30	4.155,45
Gaseous Fossil		Natural Gas (Dry)	0,00	12.794,13	0,995	12.730,16	46.677,24
Total			1.226,03	31.062,60		30.804,38	112.949,38
Biomass total			0,00	2.928,78		2.635,90	9.664,96
		Solid Biomass		2.928,78	0,9	2.635,90	9.664,96
		Liquid Biomass		0,00		0,00	0,00
		Gas Biomass		0,00		0,00	0,00

(a) If anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.

1990

MODULE		ENERGY						
SUBMODULE		CO ₂ FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)						
WORKSHEET		1-1						
SHEETS		1 OF 5						
COUNTRY		Argentina						
YEAR		1990						
		A	B	C	D	E	F	
		Production	Imports	Exports	International Bunkers	Stock Change	Apparent Consumption	
FUEL TYPES		10 ³ tep	10 ³ tep	10 ³ tep	10 ³ tep	10 ³ tep	F=(A+B-C-D-E)	
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	24741	248	827		732	23.430,00
		Orimulsion						0,00
		Natural Gas Liquids	1258					1.258,00
	Secondary Fuels	Gasoline		27	1146		125	-1.244,00
		Jet Kerosene		0	0		30	-30,00
		Other Kerosene						0,00
		Shale Oil						0,00
		Gas / Diesel Oil		0	1035	300	102	-1.437,00
		Residual Fuel Oil		0	1008	428	573	-2.009,00
		LPG		0	104		-11	-93,00
		Ethane						0,00
		Naphtha		0	0			0,00
		Bitumen		0,035	11,324			-11,29
		Lubricants		24,42748	9,64908			14,78
		Petroleum Coke		0	211		100	-311,00
Refinery Feedstocks					0	0,00		
Other Oil			1,36294	495,36414			-494,00	
Liquid Fossil Totals								
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)						0,00
		Coking Coal						0,00
		Other Bit. Coal	163	888	19		76	956,00
		Sub-bit. Coal						0,00
		Lignite						0,00
		Oil Shale						0,00
		Peat						0,00
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel						0,00
		Coke Oven/Gas Coke					5	-5,00
Solid Fuel Totals								
Gaseous Fossil	Natural Gas (Dry)	15550	1820	0			17.370,00	
Total								
Biomass total								
	Solid Biomass	1722					1.722,00	
	Liquid Biomass						0,00	
	Gas Biomass						0,00	

(a) If anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.

MODULE			ENERGY				
SUBMODULE			CO ₂ FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)				
WORKSHEET			1-1				
SHEETS			2 OF 5				
COUNTRY			Argentina				
YEAR			1990				
			G ^(b)	H	I	J	K
			Conversion Factor (TJ/Unit)	Apparent Consumption (TJ)	Carbon Emission Factor (t C/TJ)	Carbon Content (t C)	Carbon Content (Gg C)
FUEL TYPES			TJ/10 ³ tep	H=(FxG)		J=(HxI)	K=(J/1000)
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	41,86	980.780	20	19.615.596,00	19.615,60
		Orimulsion	41,86	0		0,00	0,00
		Natural Gas Liquids	41,86	52.660	17,2	905.749,94	905,75
	Secondary Fuels	Gasoline	41,86	-52.074	18,9	-984.195,58	-984,20
		Jet Kerosene	41,86	-1.256	20,03536364	-25.160,41	-25,16
		Other Kerosene	41,86	0		0,00	0,00
		Shale Oil	41,86	0		0,00	0,00
		Gas / Diesel Oil	41,86	-60.153	19,99090909	-1.202.509,56	-1.202,51
		Residual Fuel Oil	41,86	-84.097	21,25254545	-1.787.269,79	-1.787,27
		LPG	41,86	-3.893	16,24581818	-63.244,65	-63,24
		Ethane	41,86	0		0,00	0,00
		Naphtha	41,86	0	20	0,00	0,00
		Bitumen	41,86	-473	22	-10.396,27	-10,40
		Lubricants	41,86	619	20	12.372,48	12,37
		Petroleum Coke	41,86	-13.018	30,73090909	-400.069,11	-400,07
Refinery Feedstocks	41,86	0	18,2	0,00	0,00		
Other Oil	41,86	-20.679	20	-413.577,80	-413,58		
Liquid Fossil Totals			41,86	798.416		15.647.295,25	15.647,30
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)	41,86	0		0,00	0,00
		Coking Coal	41,86	0		0,00	0,00
		Other Bit. Coal	41,86	40.018	26,56363636	1.063.027,85	1.063,03
		Sub-bit. Coal	41,86	0		0,00	0,00
		Lignite	41,86	0		0,00	0,00
		Oil Shale	41,86	0		0,00	0,00
		Peat	41,86	0		0,00	0,00
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel	41,86	0		0,00	0,00
		Coke Oven/Gas Coke	41,86	-209	15,28609091	-3.199,38	-3,20
Solid Fuel Totals			41,86	39.809		1.059.828,47	1.059,83
Gaseous Fossil		Natural Gas (Dry)	41,86	727.108	14,63727273	10.642.881,03	10.642,88
Total			41,86	1.565.333		27.350.004,75	27.350,00
Biomass total			41,86	72.083		2.155.279,31	2.155,28
	Solid Biomass		41,86	72.083	29,9	2.155.279,31	2.155,28
	Liquid Biomass		41,86	0		0,00	0,00
	Gas Biomass		41,86	0		0,00	0,00

(a) If anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.

(b) Please specify units.

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO ₂ FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)					
WORKSHEET		1-1					
SHEETS		3 OF 5					
COUNTRY		Argentina					
YEAR		1990					
		L	M	N	O	P	
		Carbon Stored	Net Carbon	Fraction of	Actual Carbon	Actual CO ₂	
		(Gg C)	Emissions	Carbon	Emissions	Emissions	
			(Gg C)	Oxidised	(Gg C)	(Gg CO ₂)	
FUEL TYPES			M=(K-L)		O=(MxN)	P=(Ox[44/12])	
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil		19.615,60	0,99	19.419,44	71.204,61
		Orimulsion		0,00		0,00	0,00
		Natural Gas Liquids		905,75	0,99	896,69	3.287,87
	Secondary Fuels	Gasoline		-984,20	0,99	-974,35	-3.572,63
		Jet Kerosene		-25,16	0,99	-24,91	-91,33
		Other Kerosene		0,00	0,99	0,00	0,00
		Shale Oil		0,00	0,99	0,00	0,00
		Gas / Diesel Oil	0,00	-1.202,51	0,99	-1.190,48	-4.365,11
		Residual Fuel Oil		-1.787,27	0,99	-1.769,40	-6.487,79
		LPG	112,07	-175,32	0,99	-173,56	-636,40
		Ethane	0,00	0,00	0,99	0,00	0,00
		Naphtha	450,75	-450,75	0,99	-446,24	-1.636,22
		Bitumen	191,01	-201,41	0,99	-199,40	-731,12
		Lubricants	85,11	-72,73	0,99	-72,01	-264,02
		Petroleum Coke		-400,07	0,99	-396,07	-1.452,25
Refinery Feedstocks		0,00	0,99	0,00	0,00		
Other Oil	51,21	-464,79	0,99	-460,14	-1.687,18		
Liquid Fossil Totals		890,15	14.757,15		14.609,57	53.568,44	
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)		0,00		0,00	0,00
		Coking Coal	0,00	0,00		0,00	0,00
		Other Bit. Coal		1.063,03	0,98	1.041,77	3.819,81
		Sub-bit. Coal		0,00		0,00	0,00
		Lignite		0,00		0,00	0,00
		Oil Shale		0,00		0,00	0,00
	Peat		0,00		0,00	0,00	
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel		0,00		0,00	0,00
		Coke Oven/Gas Coke		-3,20	0,98	-3,14	-11,50
Solid Fuel Totals		0,00	1.059,83		1.038,63	3.808,32	
Gaseous Fossil	Natural Gas (Dry)	0,00	10.642,88	0,995	10.589,67	38.828,78	
Total		890,15	26.459,86		26.237,87	96.205,53	
Biomass total		0,00	2.155,28		1.939,75	7.112,42	
	Solid Biomass		2.155,28	0,9	1.939,75	7.112,42	
	Liquid Biomass		0,00		0,00	0,00	
	Gas Biomass		0,00		0,00	0,00	

(a) If anthracite is not separately available, include with Other Bituminous Coal.

Anexo IV. Planillas del IPCC (Sectoral Approach, 1990, 1994, 1997)

1997

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO ₂ FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)					
WORKSHEET		1-2 OVERVIEW					
SHEET		1 OF 8					
COUNTRY		Argentina					
YEAR		1997					
		A	B	C	D	E	F
		Crude Oil	Orimulsion	Natural Gas Liquids	Gasoline	Jet Kerosene	Other Kerosene
FUEL CONSUMPTION (TJ)							
Energy Industries		0,00		0,00	1.213,94	0,00	1.381,38
Manufacturing Industries and Construction		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Transport	Domestic Aviation ^(a)				0,00	40.565,52	
	Road				190.211,84		
	Railways						
	National Navigation ^(a)				0,00		
	Pipeline Transport						
Other Sectors	Commercial/Institutional				0,00	0,00	0,00
	Residential				0,00		11.678,94
	Agriculture / Forestry / Stationary				0,00		0,00
	Fishing / Mobile				0,00	0,00	0,00
Other (not elsewhere specified)		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		0,00	0,00	0,00	191.425,78	40.565,52	13.060,32
Memo: International Marine Bunkers					0,00		
Memo: International Aviation Bunkers					0,00	40.565,52	
CO₂ EMISSIONS (Gg)							
Energy Industries		0,00		0,00	83,28	0,00	100,47
Manufacturing Industries and Construction		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Transport	Domestic Aviation ^(a)				0,00	2.871,43	
	Road				13.049,86		
	Railways						
	National Navigation ^(a)				0,00		
	Pipeline Transport						
Other Sectors	Commercial/Institutional				0,00	0,00	0,00
	Residential				0,00		849,39
	Agriculture / Forestry / Stationary				0,00		0,00
	Fishing / Mobile				0,00	0,00	0,00
Other (not elsewhere specified)		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		0,00	0,00	0,00	13.133,15	2.871,43	949,86
Memo: International Marine Bunkers					0,00		
Memo: International Aviation Bunkers					0,00	2.871,43	

(a) Excludes International Bunkers.

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO ₂ FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)					
WORKSHEET		1-2 OVERVIEW					
SHEET		2 OF 8					
COUNTRY		Argentina					
YEAR		1997					
		G	H	I	J	K	L
		Shale Oil	Gas / Diesel Oil	Residual Fuel Oil	LPG	Ethane	Naphtha
FUEL CONSUMPTION (TJ)							
Energy Industries			8.999,90	49.520,38	0,00	0,00	0,00
Manufacturing Industries and Construction			2.553,46	22.855,56	1.004,64	0,00	0,00
Transport	Domestic Aviation ^(a)						
	Road		304.531,50		0,00		
	Railways		0,00	0,00			
	National Navigation ^(a)		0,00	3.097,64			
	Pipeline Transport						
Other Sectors	Commercial/Institutional		2.930,20	2.344,16	753,48		
	Residential		0,00	0,00	39.850,72		
	Agriculture / Forestry / Stationary		0,00	0,00	0,00		
	Fishing / Mobile		95.943,12	0,00	0,00		
Other (not elsewhere specified)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		0,00	414.958,18	77.817,74	41.608,84	0,00	0,00
Memo: International Marine Bunkers			12.381,64	16.956,49			
Memo: International Aviation Bunkers							
CO₂ EMISSIONS (Gg)							
Energy Industries			653,10	3.820,34	0,00	0,00	0,00
Manufacturing Industries and Construction			185,30	1.763,23	59,25	0,00	0,00
Transport	Domestic Aviation ^(a)						
	Road		22.098,94		0,00		
	Railways		0,00	0,00			
	National Navigation ^(a)		0,00	237,36			
	Pipeline Transport						
Other Sectors	Commercial/Institutional		212,64	180,84	44,43		
	Residential		0,00	0,00	2.350,09		
	Agriculture / Forestry / Stationary		0,00	0,00	0,00		
	Fishing / Mobile		6.962,30	0,00	0,00		
Other (not elsewhere specified)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		0,00	30.112,27	6.001,77	2.453,77	0,00	0,00
Memo: International Marine Bunkers			898,50	1.299,31			
Memo: International Aviation Bunkers							

(a) Excludes International Bunkers.

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO ₂ FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)					
WORKSHEET		1-2 OVERVIEW					
SHEET		3 OF 8					
COUNTRY		Argentina					
YEAR		1997					
		M	N	O	P	Q	R
		Lubricants	Petroleum Coke	Refinery Gas	Anthracite	Coking Coal	Other Bituminous Coal
FUEL CONSUMPTION (TJ)							
Energy Industries		0,00	1.213,94	16.409,12	0,00	0,00	12.432,42
Manufacturing Industries and Construction		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	586,04
Transport	Domestic Aviation ^(a)						
	Road						
	Railways				0,00		0,00
	National Navigation ^(a)	0,00					
	Pipeline Transport						
Other Sectors	Commercial/Institutional				0,00		0,00
	Residential				0,00		0,00
	Agriculture / Forestry / Fishing				0,00	0,00	0,00
	Stationary Mobile						
Other (not elsewhere specified)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		0,00	1.213,94	16.409,12	0,00	0,00	13.018,46
Memo: International Marine Bunkers		0,00					
Memo: International Aviation Bunkers							
CO₂ EMISSIONS (Gg)							
Energy Industries		0,00	135,42	1.084,08	0,00	0,00	1.186,70
Manufacturing Industries and Construction		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,94
Transport	Domestic Aviation ^(a)						
	Road						
	Railways				0,00		0,00
	National Navigation ^(a)	0,00					
	Pipeline Transport						
Other Sectors	Commercial/Institutional				0,00		0,00
	Residential				0,00		0,00
	Agriculture / Forestry / Fishing				0,00	0,00	0,00
	Stationary Mobile						
Other (not elsewhere specified)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		0,00	135,42	1.084,08	0,00	0,00	1.242,64
Memo: International Marine Bunkers		0,00					
Memo: International Aviation Bunkers							

(a) Excludes International Bunkers.

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO ₂ FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)					
WORKSHEET		1-2 OVERVIEW					
SHEET		5 OF 8					
COUNTRY		Argentina					
YEAR		1997					
		Y	Z	AA	AB	AC	AD
		Coke Oven Coke	Gas Coke	Works Gas	Coke Oven Gas	Blast Furnace Gas	Natural Gas
FUEL CONSUMPTION (TJ)							
Energy Industries		0,00	0,00	0,00	1.967,42	5.944,12	517.850,06
Manufacturing Industries and Construction		418,60	0,00	0,00	4.981,34	5.609,24	253.462,30
Transport	Domestic Aviation ^(a)						
	Road						44.036,72
	Railways	0,00					
	National Navigation ^(a)						
	Pipeline Transport						0,00
Other Sectors	Commercial/Institutional	0,00		0,00	0,00		60.152,82
	Residential	0,00		0,00	0,00		213.067,40
	Agriculture / Forestry / Fishing	0,00		0,00			0,00
	Stationary Mobile						
Other (not elsewhere specified)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		418,60	0,00	0,00	6.948,76	11.553,36	1.088.569,30
Memo: International Marine Bunkers							
Memo: International Aviation Bunkers							
CO₂ EMISSIONS (Gg)							
Energy Industries		0,00	0,00	0,00	109,17	1.148,21	27.654,05
Manufacturing Industries and Construction		44,37	0,00	0,00	276,41	1.083,52	13.535,31
Transport	Domestic Aviation ^(a)						
	Road						2.351,63
	Railways	0,00					
	National Navigation ^(a)						
	Pipeline Transport						0,00
Other Sectors	Commercial/Institutional	0,00		0,00	0,00		3.212,26
	Residential	0,00		0,00	0,00		11.378,15
	Agriculture / Forestry / Fishing	0,00		0,00			0,00
	Stationary Mobile						
Other (not elsewhere specified)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		44,37	0,00	0,00	385,58	2.231,74	58.131,40
Memo: International Marine Bunkers							
Memo: International Aviation Bunkers							

(a) Excludes International Bunkers.

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO ₂ FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)					
WORKSHEET		1-2 OVERVIEW					
SHEET		7 OF 8					
COUNTRY		Argentina					
YEAR		1997					
		AK ^(b)	AL	AM	AN	AO	AP
			Total Liquid Fossil ^(c)	Total Solid Fossil ^(c)	Total Gaseous Fossil ^(c)	Total Other Fuels ^(c)	Total ^(d)
					1.917.567,92		
FUEL CONSUMPTION (TJ)							
Energy Industries			78.738,66	20.343,96	517.850,06	0,00	616.932,68
Manufacturing Industries and Construction			26.413,66	11.595,22	253.462,30	0,00	291.471,18
Transport	Domestic Aviation ^(a)		40.565,52	0,00		0,00	40.565,52
	Road		494.743,34	0,00	44.036,72	0,00	538.780,06
	Railways		0,00	0,00		0,00	0,00
	National Navigation ^(a)		3.097,64	0,00		0,00	3.097,64
	Pipeline Transport		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Other Sectors	Commercial/Institutional		6.027,84	0,00	60.152,82	0,00	66.180,66
	Residential		51.529,66	0,00	213.067,40	0,00	264.597,06
	Agriculture / Forestry / Stationary		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Fishing / Mobile		95.943,12	0,00		0,00	95.943,12
Other (not elsewhere specified)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total^(a)		0,00	797.059,44	31.939,18	1.088.569,30	0,00	1.917.567,92
Memo: International Marine Bunkers			29.338,12	31.939,18			29.338,12
Memo: International Aviation Bunkers			40.565,52	0,00			40.565,52
CO₂ EMISSIONS (Gg)							
Energy Industries			5.876,69	2.444,08	27.654,05	0,00	35.974,81
Manufacturing Industries and Construction			2.007,77	1.460,24	13.535,31	0,00	17.003,32
Transport	Domestic Aviation ^(a)		2.871,43	0,00		0,00	2.871,43
	Road		35.148,80	0,00	2.351,63	0,00	37.500,43
	Railways		0,00	0,00		0,00	0,00
	National Navigation ^(a)		237,36	0,00		0,00	237,36
	Pipeline Transport		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Other Sectors	Commercial/Institutional		437,91	0,00	3.212,26	0,00	3.650,17
	Residential		3.199,48	0,00	11.378,15	0,00	14.577,63
	Agriculture / Forestry / Stationary		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Fishing / Mobile		6.962,30	0,00		0,00	6.962,30
Other (not elsewhere specified)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total^(a)		0,00	56.741,75	3.904,32	58.131,40	0,00	118.777,47
Memo: International Marine Bunkers			2.197,81	0,00			2.197,81
Memo: International Aviation Bunkers			2.871,43	0,00			2.871,43

(a) Excludes International Bunkers.

(b) Other Fuels should be linked to Step by Step Calculations where applicable.

(c) Please include Fuels from columns AG to AK where applicable.

(d) Excluding Biomass.

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO ₂ FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)					
WORKSHEET		1-2 OVERVIEW					
SHEET		8 OF 8					
COUNTRY		Argentina					
YEAR		1997					
		AQ	AR	AS	AT	AU	AV
		Wood / Wood Waste	Charcoal	Other Solid Biomass	Liquid Biomass	Gaseous Biomass	Total Biomass
FUEL CONSUMPTION (TJ)							
Energy Industries		1.506,96	0,00	2.679,04	0,00	0,00	4.186,00
Manufacturing Industries and Construction		1.925,56	0,00	80.413,06	0,00	0,00	82.338,62
Transport	Domestic Aviation ^(a)						0,00
	Road				^(b) 0,00		0,00
	Railways						0,00
	National Navigation ^(a)						0,00
	Pipeline Transport						
Other Sectors	Commercial/Institutional		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Residential		7.660,38	6.111,56	0,00	0,00	13.771,94
	Agriculture / Forestry / Fishing	Stationary	0,00	0,00	2.553,46	0,00	2.553,46
		Mobile				0,00	0,00
Other (not elsewhere specified)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		11.092,90	6.111,56	85.645,56	0,00	0,00	102.850,02
Memo: International Marine Bunkers							0,00
Memo: International Aviation Bunkers							0,00
CO₂ EMISSIONS (Gg)							
Energy Industries		161,91	0,00	287,84	0,00	0,00	449,75
Manufacturing Industries and Construction		206,88	0,00	8.639,63	0,00	0,00	8.846,52
Transport	Domestic Aviation ^(a)						0,00
	Road				^(b) 0,00		0,00
	Railways						0,00
	National Navigation ^(a)						0,00
	Pipeline Transport						
Other Sectors	Commercial/Institutional		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Residential		730,65	582,93	0,00	0,00	1.313,58
	Agriculture / Forestry / Fishing	Stationary	0,00	0,00	274,35	0,00	274,35
		Mobile				0,00	0,00
Other (not elsewhere specified)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		1.099,45	582,93	9.201,82	0,00	0,00	10.884,19
Memo: International Marine Bunkers							0,00
Memo: International Aviation Bunkers							0,00

(a) Excludes International Bunkers.

(b) Provisionally linked to Road Transport. Change if not applicable.

Planillas Resumen (1997)

SECTORAL REPORT FOR NATIONAL GREENHOUSE GAS INVENTORIES							
(Gg)							
GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂ ⁽¹⁾
Total Energy	121.917	678	4	125	845	48	19
A Fuel Combustion Activities (Sectoral Approach)	118.777	3	4	122	309	25	0
1 Energy Industries	35.975	0	2	70	18	1	0
a Public Electricity and Heat Production							
b Petroleum Refining							
c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries							
2 Manufacturing Industries and Construction	17.003	2	1	35	146	1	0
a Iron and Steel							
b Non-Ferrous Metals							
c Chemicals							
d Pulp, Paper and Print							
e Food Processing, Beverages and Tobacco							
f Other (please specify)							

SECTORAL REPORT FOR NATIONAL GREENHOUSE GAS INVENTORIES							
(Gg)							
GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
3 Transport	40.609	0	0	0	0	0	0
a Civil Aviation	2.871	0	0	0	0	0	0
b Road Transportation	37.500	0	0	0	0	0	0
c Railways	0	0	0	0	0	0	0
d Navigation	237	0	0	0	0	0	0
e Other (please specify)	0						
Pipeline Transport	0						
4 Other Sectors	25.190	1	1	16	144	23	0
a Commercial/Institutional	3.650	0	0	3	1	0	0
b Residential	14.578	1	1	13	144	23	0
c Agriculture/Forestry/Fishing	6.962	0	0	0	0	0	0
5 Other (please specify)	0	0	0	0	0	0	0
B Fugitive Emissions from Fuels	3.140	676	0	3	537	23	19
1 Solid Fuels	0	9	0	0	0	0	0
a Coal Mining		9					
b Solid Fuel Transformation							
c Other (please specify)							
2 Oil and Natural Gas	3.140	667	0	3	537	23	19
a Oil		11		3	537	23	19
b Natural Gas		503					
c Venting and Flaring	3.140,00	153					

SECTORAL REPORT FOR NATIONAL GREENHOUSE GAS INVENTORIES							
(Gg)							
GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Memo Items ⁽¹⁾							
International Bunkers	5.069	0	0	0	0	0	0
Aviation	2.871	0	0	0	0	0	0
Marine	2.198	0	0	0	0	0	0
CO₂ Emissions from Biomass	10.884						

1994

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO2 FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)					
WORKSHEET		1-2 OVERVIEW					
SHEET		7 OF 8					
COUNTRY		Argentina					
YEAR		1994					
		AK(b)	AL Total Liquid Fossil (c)	AM Total Solid Fossil (c)	AN Total Gaseous Fossil (c)	AO Total Other Fuels (c)	AP Total (d)
FUEL CONSUMPTION (TJ)							
Energy Industries			122.649,80	31.060,12	362.800,62	0,00	516.510,54
Manufacturing Industries and Construction			31.311,28	8.330,14	215.704,58	0,00	255.346,00
Transport	Domestic Aviation ^(a)		19.548,62	0,00		0,00	19.548,62
	Road		443.632,28	0,00	1.743,61	0,00	476.283,08
	Railways		0,00	0,00		0,00	0,00
	National Navigation ^(a)		795,34	0,00		0,00	795,34
	Pipeline Transport		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Other Sectors	Commercial/Institutional		7.199,92	0,00	53.706,38	0,00	60.906,30
	Residential		52.157,56	0,00	200.593,12	0,00	252.750,68
	Agriculture / Forestry /	Stationary	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Fishing	Mobile	98.747,74	0,00		0,00	98.747,74
Other (not elsewhere specified)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		0,00	776.042,54	39.390,26	834.548,31	0,00	1.680.888,30
Memo: International Marine Bunkers							
			18.152,06	39.390,26			18.152,06
Memo: International Aviation Bunkers							
			19.548,62	0,00			19.548,62
CO₂ EMISSIONS (Gg)							
Energy Industries			9.131,50	3.352,43	19.374,15	0,00	31.858,08
Manufacturing Industries and Construction			2.324,11	1.063,83	11.518,98	0,00	14.906,92
Transport	Domestic Aviation ^(a)		1.383,75	0,00		0,00	1.383,75
	Road		31.356,11	0,00	1.743,61	0,00	33.099,72
	Railways		0,00	0,00		0,00	0,00
	National Navigation ^(a)		60,94	0,00		0,00	60,94
	Pipeline Transport		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Other Sectors	Commercial/Institutional		510,54	0,00	2.868,01	0,00	3.378,55
	Residential		3.276,82	0,00	10.712,00	0,00	13.988,82
	Agriculture / Forestry /	Stationary	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Fishing	Mobile	7.165,83	0,00		0,00	7.165,83
Other (not elsewhere specified)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		0,00	55.209,60	4.416,26	46.216,75	0,00	105.842,61
Memo: International Marine Bunkers							
			1.360,01	0,00			1.360,01
Memo: International Aviation Bunkers							
			1.383,75	0,00			1.383,75

(a) Excludes International Bunkers.

(b) Other Fuels should be linked to Step by Step Calculations where applicable.

(c) Please include Fuels from columns AG to AK where applicable.

(d) Excluding Biomass.

MODULE		ENERGY						
SUBMODULE		CO2 FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)						
WORKSHEET		1-2 OVERVIEW						
SHEET		8 OF 8						
COUNTRY		Argentina						
YEAR		1994						
		AQ	AR	AS	AT	AU	AV	
		Wood / Wood Waste	Charcoal	Other Solid Biomass	Liquid Biomass	Gaseous Biomass	Total Biomass	
FUEL CONSUMPTION (TJ)								
Energy Industries		1.172,08	0,00	2.009,28	0,00	0,00	3.181,36	
Manufacturing Industries and Construction		1.381,38	0,00	64.087,66	0,00	0,00	65.469,04	
Transport	Domestic Aviation ^(a)						0,00	
	Road				(b) 0,00		0,00	
	Railways						0,00	
	National Navigation ^(a)						0,00	
	Pipeline Transport							
Other Sectors	Commercial/Institutional		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Residential		8.623,16	7.032,48	0,00	0,00	15.655,64	
	Agriculture / Forestry / Fishing	Stationary	0,00	0,00	1.088,36	0,00	0,00	1.088,36
		Mobile				0,00		0,00
Other (not elsewhere specified)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total ^(a)		11.176,62	7.032,48	67.185,30	0,00	0,00	85.394,40	
Memo: International Marine Bunkers							0,00	
Memo: International Aviation Bunkers							0,00	
CO₂ EMISSIONS (Gg)								
Energy Industries		125,93	0,00	215,88	0,00	0,00	341,81	
Manufacturing Industries and Construction		148,42	0,00	6.885,62	0,00	0,00	7.034,04	
Transport	Domestic Aviation ^(a)						0,00	
	Road				(b) 0,00		0,00	
	Railways						0,00	
	National Navigation ^(a)						0,00	
	Pipeline Transport							
Other Sectors	Commercial/Institutional		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Residential		822,49	670,76	0,00	0,00	1.493,25	
	Agriculture / Forestry / Fishing	Stationary	0,00	0,00	116,93	0,00	0,00	116,93
		Mobile				0,00		0,00
Other (not elsewhere specified)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total ^(a)		1.096,83	670,76	7.218,43	0,00	0,00	8.986,03	
Memo: International Marine Bunkers							0,00	
Memo: International Aviation Bunkers							0,00	

(a) Excludes International Bunkers.

(b) Provisionally linked to Road Transport. Change if not applicable.

Planillas Resumen (1994)

SECTORAL REPORT FOR NATIONAL GREENHOUSE GAS INVENTORIES							
(Gg)							
GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂ ⁽¹⁾
Total Energy	111.572	562	4	113	803	47	18
A Fuel Combustion Activities (Sectoral Approach)	105.843	3	4	111	295	28	0
1 Energy Industries	31.858	0	2	63	14	1	0
a Public Electricity and Heat Production							
b Petroleum Refining							
c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries							
2 Manufacturing Industries and Construction	14.907	1	1	32	117	1	0
a Iron and Steel							
b Non-Ferrous Metals							
c Chemicals							
d Pulp, Paper and Print							
e Food Processing, Beverages and Tobacco							
f Other (please specify)							

SECTORAL REPORT FOR NATIONAL GREENHOUSE GAS INVENTORIES							
(Gg)							
GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
3 Transport	34.544	0	0	0	0	0	0
a Civil Aviation	1.384	0	0	0	0	0	0
b Road Transportation	33.100	0	0	0	0	0	0
c Railways	0	0	0	0	0	0	0
d Navigation	61	0	0	0	0	0	0
e Other (please specify)	0						
Pipeline Transport	0						
4 Other Sectors	24.533	1	1	16	163	26	0
a Commercial/Institutional	3.379	0	0	3	1	0	0
b Residential	13.989	1	1	13	163	26	0
c Agriculture/Forestry/Fishing	7.166	0	0	0	0	0	0
5 Other (please specify)	0	0	0	0	0	0	0
B Fugitive Emissions from Fuels	5.729	560	0	2	509	20	18
1 Solid Fuels	0	6	0	0	0	0	0
a Coal Mining		6					
b Solid Fuel Transformation							
c Other (please specify)							
2 Oil and Natural Gas	5.729	554	0	2	509	20	18
a Oil		9		2	509	20	18
b Natural Gas		457					
c Venting and Flaring	5.729,00	88					

SECTORAL REPORT FOR NATIONAL GREENHOUSE GAS INVENTORIES							
(Gg)							
GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Memo Items⁽¹⁾							
International Bunkers	2.744	0	0	0	0	0	0
Aviation	1.384	0	0	0	0	0	0
Marine	1.360	0	0	0	0	0	0
CO₂ Emissions from Biomass	8.986						

1990

MODULE		ENERGY						
SUBMODULE		CO2 FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)						
WORKSHEET		1-2 OVERVIEW						
SHEET		7 OF 8						
COUNTRY		Argentina						
YEAR		1990						
		AK(b)	AL Total Liquid Fossil (c)	AM Total Solid Fossil (c)	AN Total Gaseous Fossil (c)	AO Total Other Fuels (c)	AP Total (d)	
FUEL CONSUMPTION (TJ)								
Energy Industries			139.770,54	12.306,84	326.424,28	0,00	478.501,66	
Manufacturing Industries and Construction			20.553,26	15.864,94	173.970,16	0,00	210.388,36	
Transport	Domestic Aviation ^(a)		14.064,96	0,00		0,00	14.064,96	
	Road		362.675,04	0,00	404,61	0,00	370.251,70	
	Railways		0,00	0,00		0,00	0,00	
	National Navigation ^(a)		795,34	0,00		0,00	795,34	
	Pipeline Transport		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Other Sectors	Commercial/Institutional		18.460,26	0,00	61.910,94	0,00	80.371,20	
	Residential		62.496,98	0,00	150.989,02	0,00	213.486,00	
	Agriculture / Forestry /	Stationary	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Fishing	Mobile	61.910,94	0,00		0,00	61.910,94	
Other (not elsewhere specified)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total ^(a)			0,00	680.727,32	28.171,78	713.699,01	0,00	1.429.770,16
Memo: International Marine Bunkers			30.471,82	28.171,78			30.471,82	
Memo: International Aviation Bunkers			14.064,96	0,00			14.064,96	
CO₂ EMISSIONS (Gg)								
Energy Industries			10.557,53	1.573,36	17.431,60	0,00	29.562,48	
Manufacturing Industries and Construction			1.550,68	1.863,77	9.290,29	0,00	12.704,74	
Transport	Domestic Aviation ^(a)		995,59	0,00		0,00	995,59	
	Road		25.574,28	0,00	404,61	0,00	25.978,89	
	Railways		0,00	0,00		0,00	0,00	
	National Navigation ^(a)		60,94	0,00		0,00	60,94	
	Pipeline Transport		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Other Sectors	Commercial/Institutional		1.321,68	0,00	3.306,15	0,00	4.627,82	
	Residential		3.969,48	0,00	8.063,06	0,00	12.032,54	
	Agriculture / Forestry /	Stationary	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Fishing	Mobile	4.492,69	0,00		0,00	4.492,69	
Other (not elsewhere specified)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total ^(a)			0,00	48.522,87	3.437,12	38.495,70	0,00	90.455,70
Memo: International Marine Bunkers			2.283,96	0,00			2.283,96	
Memo: International Aviation Bunkers			995,59	0,00			995,59	

(a) Excludes International Bunkers.

(b) Other Fuels should be linked to Step by Step Calculations where applicable.

(c) Please include Fuels from columns AG to AK where applicable.

(d) Excluding Biomass.

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO2 FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)					
WORKSHEET		1-2 OVERVIEW					
SHEET		8 OF 8					
COUNTRY		Argentina					
YEAR		1990					
		AQ	AR	AS	AT	AU	AV
		Wood / Wood Waste	Charcoal	Other Solid Biomass	Liquid Biomass	Gaseous Biomass	Total Biomass
FUEL CONSUMPTION (TJ)							
Energy Industries		1.213,94	0,00	3.306,94	0,00	0,00	4.520,88
Manufacturing Industries and Construction		0,00	0,00	45.418,10	0,00	0,00	45.418,10
Transport	Domestic Aviation ^(a)						0,00
	Road				(b) 0,00		0,00
	Railways						0,00
	National Navigation ^(a)						0,00
	Pipeline Transport						
Other Sectors	Commercial/Institutional	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Residential	5.190,64	3.641,82	0,00	0,00	0,00	8.832,46
	Agriculture / Forestry / Fishing	Stationary 0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Mobile				0,00	0,00
Other (not elsewhere specified)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		6.404,58	3.641,82	48.725,04	0,00	0,00	58.771,44
Memo: International Marine Bunkers							0,00
Memo: International Aviation Bunkers							0,00
CO₂ EMISSIONS (Gg)							
Energy Industries		130,43	0,00	355,30	0,00	0,00	485,73
Manufacturing Industries and Construction		0,00	0,00	4.879,75	0,00	0,00	4.879,75
Transport	Domestic Aviation ^(a)						0,00
	Road				(b) 0,00		0,00
	Railways						0,00
	National Navigation ^(a)						0,00
	Pipeline Transport						
Other Sectors	Commercial/Institutional	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Residential	0,00	347,36	0,00	0,00	0,00	347,36
	Agriculture / Forestry / Fishing	Stationary 0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Mobile				0,00	0,00
Other (not elsewhere specified)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ^(a)		130,43	347,36	5.235,05	0,00	0,00	5.712,84
Memo: International Marine Bunkers							0,00
Memo: International Aviation Bunkers							0,00

(a) Excludes International Bunkers.

(b) Provisionally linked to Road Transport. Change if not applicable.

Planillas Resumen 1990

SECTORAL REPORT FOR NATIONAL GREENHOUSE GAS INVENTORIES							
(Gg)							
GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂ ⁽¹⁾
Total Energy	95,094	469	4	101	602	37	14
A Fuel Combustion Activities (Sectoral Approach)	90,456	2	4	99	193	17	0
1 Energy Industries	29,562	0	2	58	16	1	0
a Public Electricity and Heat Production							
b Petroleum Refining							
c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries							
2 Manufacturing Industries and Construction	12,705	1	1	27	82	1	0
a Iron and Steel							
b Non-Ferrous Metals							
c Chemicals							
d Pulp, Paper and Print							
e Food Processing, Beverages and Tobacco							
f Other (please specify)							

SECTORAL REPORT FOR NATIONAL GREENHOUSE GAS INVENTORIES							
(Gg)							
GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
3 Transport	27,035	0	0	0	0	0	0
a Civil Aviation	996	0	0	0	0	0	0
b Road Transportation	25,979	0	0	0	0	0	0
c Railways	0	0	0	0	0	0	0
d Navigation	61	0	0	0	0	0	0
e Other (please specify)	0						
Pipeline Transport	0						
4 Other Sectors	21,153	1	1	15	95	16	0
a Commercial/Institutional	4,628	0	0	4	1	0	
b Residential	12,033	1	0	11	94	16	
c Agriculture/Forestry/Fishing	4,493	0	0	0	0	0	
5 Other (please specify)	0	0	0	0	0	0	0
B Fugitive Emissions from Fuels	4,638	467	0	2	409	19	14
1 Solid Fuels	0	9	0	0	0	0	0
a Coal Mining		9					
b Solid Fuel Transformation							
c Other (please specify)							
2 Oil and Natural Gas	4,638	458	0	2	409	19	14
a Oil		7		2	409	19	14
b Natural Gas		380					
c Venting and Flaring	4,638.00	71					

SECTORAL REPORT FOR NATIONAL GREENHOUSE GAS INVENTORIES							
(Gg)							
GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Memo Items⁽¹⁾							
International Bunkers	3,280	0	0	0	0	0	0
Aviation	996	0	0	0	0	0	0
Marine	2,284	0	0	0	0	0	0
CO₂ Emissions from Biomass	5,713						

Anexo V. Planillas de la Metodología Propia (1997, 1994, 1990)

1997

	Consumo (10 ³ tep)	Consumo (PJ)	Emisiones (10 ³ ton)					
			CO2	CH4	N2O	NOx	CO	COVDM
Generación Eléctrica								
Servicio Público								
Petróleo	469	19,6	1530,3409	0,0157	0,2356	2,9252	0,3043	0,0452
Gas	7029	294,2	15791,5356	0,0294	0,5885	31,3359	5,4139	0,2060
Carbón	264	11,1	1076,3713	0,0066	0,0088	2,3981	0,1547	0,1105
Servicio Público	7762	325	18398,2478	0,0518	0,8329	36,6592	5,8729	0,3616
Generación Eléctrica								
Autoproducción								
Petróleo	165	6,9	538,3929	0,0055	0,0829	1,0291	0,1071	0,0159
Gas	1004	42,0	2255,6127	0,0042	0,0841	4,4759	0,7733	0,0294
Gas de refinería	34	1,4	76,3853	0,0001	0,0028	0,1516	0,0262	0,0010
Carbón	33	1,4	134,5464	0,0008	0,0011	0,2998	0,0193	0,0138
CR	18	0,8	84,9021	0,0006	0,0090	0,1123	0,0117	0,0017
Carbón de Leña	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Gas de Coquería	47	2,0	110,2720	0,0016	0,0236	0,2931	0,0305	0,0045
Gas de AH	142	5,9	1159,8110	0,0048	0,0713	0,8857	0,0921	0,0137
Leña	36	1,5	0,0000	0,0271	0,0032	0,1688	2,2198	0,0095
Residuos de biomasa	64	2,7	0,0000	0,0482	0,0057	0,2358	4,5704	0,0169
Autoproducción	1543	65	4359,9224	0,0930	0,2837	7,6520	7,8504	0,1065
Refinerías								
Petróleo	826	34,6	2695,2273	0,0277	0,4149	5,1519	0,5359	0,0795
Gas de refinería	358	15,0	804,2922	0,0015	0,0300	1,5960	0,2757	0,0105
Gas	349	14,6	784,0725	0,0015	0,0292	1,5559	0,2688	0,0102
CR	11	0,5	51,8846	0,0004	0,0055	0,0686	0,0071	0,0011
Refinerías	1544	65	4335,4766	0,0310	0,4796	8,3724	1,0876	0,1013
Otras Ind. de la Energía								
Petróleo		0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Gas	3989	167,0	8961,7919	0,0167	0,3340	17,7833	3,0724	0,1169
Carbón	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CR	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Leña	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Otras Ind. de la Energía	3989	167	8961,7919	0,0167	0,3340	17,7833	3,0724	0,1169
Industria								
FO	546	22,9	1781,0424	0,0575	0,0457	3,8854	0,3543	0,0199
DO	61	2,6	193,6544	0,0064	0,0051	4,2055	1,1210	0,1122
CR (Uso no energético)	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GN	6055	253,5	13603,3216	0,3548	0,5069	16,3483	4,0807	0,1774
GLP	24	1,0	53,9190	0,0025	0,0020	0,1989	0,0185	0,0007
CM	14	0,6	55,4118	0,0014	0,0005	0,5022	0,0082	0,0059
GC	119	5,0	279,1994	0,0125	0,0100	0,7422	0,0772	0,0115
GAH	134	5,6	1094,4696	0,0141	0,0112	0,8358	0,0869	0,0129
CC	10	0,4	0,0000	0,0011	0,0008	0,0000	0,0000	0,0010
LE	46	1,9	0,0000	0,0289	0,0041	0,2214	2,8960	0,0122
RB	1921	80,4	0,0000	1,2062	0,1697	7,0763	137,1847	0,5082
Industria	8930	374	17061,0182	1,6855	0,7560	34,0163	145,8275	0,8617
Comercial y Público								
FO	56	2,3	182,6710	0,0038	0,0368	0,0000	0,0000	0,0000
DO	70	2,9	214,7837	0,0047	0,0460	0,1875	0,0469	0,0088
GN	1437	60,2	3228,4018	0,0722	0,1203	2,7670	0,5534	0,1444
GLP	18	0,8	44,8833	0,0012	0,0118	0,0368	0,0072	0,0018
Comercial y Público	1581	66	3670,7398	0,0818	0,2149	2,9914	0,6074	0,1550
Residencial								
DO		0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GN	5090	213,1	11435,3274	0,1918	0,4261	9,0554	2,0028	0,5114
GLP	952	39,9	2373,8277	0,0956	0,4782	1,9487	0,3786	0,0956
KE	279	11,7	857,9700	0,0280	0,1401	0,5956	0,1518	0,0350
LE	183	7,7	0,0000	0,5669	0,1210	1,2103	93,9737	21,3801
Carbón de Leña	146	6,1	0,0000	0,0000	0,0733	0,3056	47,1568	0,8984
Residencial	6650	278	14667,1250	0,8823	1,2389	13,1156	143,6638	22,9206
Total	31999	1339,5	71454,3217	2,8421	4,1400	120,5902	307,9821	24,6236

	Consumo (10 ³ tep)	Consumo (PJ)	Emisiones (10 ³ ton)					CO	COVDM
			CO2	CH4	N2O	NOx			
Generación Eléctrica									
Servicio Público									
Petróleo	1086	45,5	3543,6039	0,0364	0,5455	6,7735	0,7046	0,1046	
Gas	5007	209,6	11248,8574	0,0210	0,4192	22,3217	3,8565	0,1467	
Carbón	535	22,4	2181,2827	0,0134	0,0179	4,8597	0,3135	0,2240	
Servicio Público	6628	277	16973,7440	0,0708	0,9826	33,9549	4,8747	0,4752	
Generación Eléctrica									
Autoproducción									
Petróleo	250	10,5	815,7468	0,0084	0,1256	1,5593	0,1622	0,0241	
Gas	1013	42,4	2275,8323	0,0042	0,0848	4,5160	0,7802	0,0297	
Gas de refinería	31	1,3	69,6454	0,0001	0,0026	0,1382	0,0239	0,0009	
Carbón	29	1,2	118,2378	0,0007	0,0010	0,2634	0,0170	0,0121	
CR	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Carbón de Leña	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Gas de Coquería	47	2,0	110,2720	0,0016	0,0236	0,2931	0,0305	0,0045	
Gas de AH	114	4,8	931,1159	0,0038	0,0573	0,7110	0,0740	0,0110	
Leña	28	1,2	0,0000	0,0211	0,0025	0,1313	1,7265	0,0074	
Residuos de biomasa	48	2,0	0,0000	0,0362	0,0042	0,1768	3,4278	0,0127	
Autoproducción	1560	65	4320,8502	0,0761	0,3015	7,7892	6,2421	0,1024	
Refinerías									
Petróleo	1005	42,1	3279,3019	0,0337	0,5048	6,2683	0,6521	0,0968	
Gas de refinería	506	21,2	1136,7929	0,0021	0,0424	2,2558	0,3897	0,0148	
Gas	106	4,4	238,1424	0,0004	0,0089	0,4726	0,0816	0,0031	
CR	10	0,4	47,1678	0,0003	0,0050	0,0624	0,0065	0,0010	
Refinerías	1627	68	4701,4050	0,0366	0,5611	9,0590	1,1299	0,1157	
Otras Ind. de la Energía									
Petróleo		0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Gas	2541	106,4	5708,6772	0,0106	0,2127	11,3280	1,9571	0,0745	
Carbón	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
CR	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Leña	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Otras Ind. de la Energía	2541	106	5708,6772	0,0106	0,2127	11,3280	1,9571	0,0745	
Industria									
FO	550	23,0	1794,0903	0,0579	0,0460	3,9139	0,3569	0,0200	
DO	104	4,4	330,1649	0,0110	0,0087	7,1701	1,9112	0,1912	
CR (Uso no energético)	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
GN	5153	215,7	11576,8648	0,3020	0,4314	13,9129	3,4728	0,1510	
GLP	94	3,9	211,1829	0,0099	0,0079	0,7791	0,0724	0,0028	
CM	19	0,8	75,2018	0,0019	0,0006	0,6816	0,0111	0,0080	
GC	71	3,0	166,5811	0,0075	0,0059	0,4428	0,0461	0,0068	
GAH	93	3,9	759,5946	0,0098	0,0078	0,5801	0,0603	0,0090	
CC	16	0,7	0,0000	0,0017	0,0013	0,0000	0,0000	0,0015	
LE	33	1,4	0,0000	0,0207	0,0029	0,1589	2,0776	0,0087	
RB	1531	64,1	0,0000	0,9613	0,1352	5,6397	109,3335	0,4050	
Industria	7664	321	14913,6803	1,3837	0,6479	33,2791	117,3419	0,8041	
Comercial y Público									
FO	9	0,4	29,3578	0,0006	0,0059	0,0000	0,0000	0,0000	
DO	139	5,8	426,4990	0,0093	0,0914	0,3724	0,0931	0,0175	
GN	1283	53,7	2882,4214	0,0644	0,1074	2,4705	0,4941	0,1289	
GLP	24	1,0	59,8444	0,0016	0,0158	0,0491	0,0095	0,0024	
Comercial y Público	1455	61	3398,1226	0,0760	0,2205	2,8920	0,5967	0,1488	
Residencial									
DO		0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
GN	4792	200,6	10765,8328	0,1805	0,4012	8,5252	1,8856	0,4814	
GLP	897	37,5	2236,6843	0,0901	0,4506	1,8361	0,3567	0,0901	
KE	349	14,6	1073,2313	0,0351	0,1753	0,7451	0,1899	0,0438	
LE	206	8,6	0,0000	0,6381	0,1362	1,3625	105,7846	24,0672	
Carbón de Leña	168	7,0	0,0000	0,0000	0,0844	0,3516	54,2626	1,0338	
Residencial	6412	268	14075,7483	0,9438	1,2477	12,8205	162,4794	25,7164	
Total	27887	1167,3	64092,2276	2,5976	4,1740	111,1228	294,6220	27,4370	

	Consumo (10 ³ tep)	Consumo (PJ)	Emisiones (10 ³ ton)					
			CO2	CH4	N2O	NOx	CO	COVDM
Transporte		507,3	35663,45	31,3528	0,9808	335,237	1664,851	307,237
Aviación Civil		20,5	1465,75	0,1005	0,0000	14,108	5,840	0,882
Combustible Jet		20,5	1465,75	0,1005	N/D	14,108	5,840	0,882
<i>Transporte por Carretera</i>		479,5	33662,61	31,2225	0,9711	308,153	1654,645	297,815
Automóviles		152,5	10267,55	17,0603	0,1234	57,744	936,540	145,496
Gasolinas		125,6	8704,08	3,9438	0,1130	48,984	920,648	143,184
Diesel-Oil		6,1	447,13	0,0104	0,0104	0,858	0,918	0,444
Gas Natural		20,8	1116,34	13,1061	N/D	7,902	14,974	1,868
Camiones Ligeros		116,7	8001,68	12,0030	0,1216	41,571	565,761	109,390
Gasolinas		80,2	5557,86	4,5714	0,0722	32,882	552,578	105,864
Diesel-Oil		24,7	1810,51	N/D	0,0494	4,204	4,693	2,468
Gas Natural		11,8	633,31	7,4316	N/D	4,485	8,490	1,058
Camiones Pesados y Omnibus		210,3	15393,39	2,1592	0,7261	208,838	152,344	42,929
Gasolinas		5,4	374,22	0,1102	0,3368	1,889	47,845	6,047
Diesel-Oil		204,9	15019,17	2,0490	0,3893	206,949	104,499	36,882
Ferrocarriles		6,5	476,45	0,0299	0,0098	11,698	3,963	8,450
Diesel-Oil		6,5	476,45	0,0299	0,0098	11,698	3,963	8,450
Navegación		0,8	58,64	0,0000	0,0000	1,278	0,403	0,091
Fuel Oil residual		0,8	58,64			1,278	0,403	0,091
Agricultura, Silvicultura y Pesca		86,9	6371,09	0,9561	0,1738	130,377	52,151	19,991
Diesel Oil		86,9	6371,09	0,9561	0,1738	130,377	52,151	19,991
Otras Formas	0,0	-	0,00	0,0000	0,0000	0,000	0,000	0,000
Emisiones fugitivas	0,0	-	5729,00	560,0000	0,0000	3,830	510,700	34,500
Combustibles Sólidos	0,0	-	0,00	6,0000	0,0000	0,000	0,000	0,000
Minería de Carbón	0,0	-	0,00	6,0000	0,0000	0,000	0,000	0,000
Minería	0,0		N/D		N/D	N/D	N/D	N/D
Post-Minería	0,0		N/D		N/D	N/D	N/D	N/D
Petróleo y Gas Natural	0,0		5729,00	554,0000	0,0000	3,830	510,700	34,500
					Emisiones (10 ³ ton)			
			CO2	CH4	N2O	NOx	CO	COVDM
Total	42082,4	1761,6	111855,8	594,9	5,3	580,6	2522,3	389,2
Total Sin fugitivas			106126,8	34,9	5,3	576,7	2011,6	354,7

CR: Carbón Residual
 FO: Fuel Oil
 DO: Diesel/Gas Oil
 GN: Gas Natural
 GLP: Gas Licuado de Petróleo
 CM: Carbón Mineral
 GC: Gas de Coquería
 GAH: Gas de Alto Horno
 CC: Carbón de Coque
 LE: Leña
 RB: Residuos de Biomasa
 KE: Kerosene

1990

	Consumo (10 ³ tep)	Consumo (PJ)	Emisiones (10 ³ ton)					
			CO2	CH4	N2O	NOx	CO	COVDM
Generación Eléctrica								
Servicio Público								
Petróleo	1439	60,2	4695,4383	0,0482	0,7228	8,9752	0,9337	0,1385
Gas	4454	186,4	10006,4731	0,0186	0,3729	19,8563	3,4306	0,1305
Carbón	91	3,8	371,0219	0,0023	0,0030	0,8266	0,0533	0,0381
Servicio Público	5984	250	15072,9333	0,0691	1,0988	29,6582	4,4176	0,3071
Generación Eléctrica								
Autoproducción								
Petróleo	221	9,3	721,1201	0,0074	0,1110	1,3784	0,1434	0,0213
Gas	771	32,3	1732,1488	0,0032	0,0645	3,4372	0,5938	0,0226
Gas de refinería	34	1,4	76,3853	0,0001	0,0028	0,1516	0,0262	0,0010
Carbón	35	1,5	142,7007	0,0009	0,0012	0,3179	0,0205	0,0147
CR	14	0,6	66,0350	0,0005	0,0070	0,0873	0,0091	0,0013
Carbón de Leña	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Gas de Coquería	38	1,6	89,1561	0,0013	0,0191	0,2370	0,0247	0,0037
Gas de AH	113	4,7	922,9482	0,0038	0,0568	0,7048	0,0733	0,0109
Leña	29	1,2	0,0000	0,0219	0,0026	0,1360	1,7881	0,0077
Residuos de biomasa	79	3,3	0,0000	0,0595	0,0070	0,2910	5,6416	0,0209
Autoproducción	1334	56	3750,4942	0,0986	0,2720	6,7412	8,3208	0,1040
Refinerías								
Petróleo	1184	49,6	3863,3766	0,0396	0,5947	7,3848	0,7682	0,1140
Gas de refinería	353	14,8	793,0590	0,0015	0,0296	1,5737	0,2719	0,0103
Gas	973	40,7	2185,9673	0,0041	0,0815	4,3377	0,7494	0,0285
CR	60	2,5	283,0070	0,0020	0,0301	0,3742	0,0389	0,0058
Refinerías	2570	108	7125,4099	0,0472	0,7359	13,6704	1,8285	0,1586
Otras Ind. de la Energía								
Petróleo		0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Gas	1609	67,4	3614,8216	0,0067	0,1347	7,1731	1,2393	0,0471
Carbón	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CR	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Leña	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Otras Ind. de la Energía	1609	67	3614,8216	0,0067	0,1347	7,1731	1,2393	0,0471
Industria								
FO	380	15,9	1239,5533	0,0400	0,0318	2,7042	0,2466	0,0138
DO	87	3,6	276,1956	0,0092	0,0073	5,9981	1,5988	0,1600
CR (Uso no energético)	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GN	4156	174,0	9336,9785	0,2436	0,3479	11,2211	2,8009	0,1218
GLP	24	1,0	53,9190	0,0025	0,0020	0,1989	0,0185	0,0007
CM	6	0,3	23,7479	0,0006	0,0002	0,2152	0,0035	0,0025
GC	118	4,9	276,8531	0,0124	0,0099	0,7360	0,0766	0,0114
GAH	119	5,0	971,9543	0,0125	0,0100	0,7422	0,0772	0,0115
CC	136	5,7	0,0000	0,0143	0,0114	0,0000	0,0000	0,0131
LE	0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
RB	1085	45,4	0,0000	0,6813	0,0958	3,9968	77,4833	0,2870
Industria	6111	256	12179,2018	1,0165	0,5163	25,8125	82,3053	0,6218
Comercial y Público								
FO	46	1,9	150,0512	0,0031	0,0302	0,0000	0,0000	0,0000
DO	348	14,6	1067,7816	0,0233	0,2287	0,9323	0,2331	0,0437
GN	1479	61,9	3322,7601	0,0743	0,1238	2,8479	0,5696	0,1486
GLP	47	2,0	117,1953	0,0031	0,0309	0,0962	0,0187	0,0047
Comercial y Público	1920	80	4657,7882	0,1038	0,4136	3,8764	0,8213	0,1970
Residencial								
DO		0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GN	3607	151,0	8103,5807	0,1359	0,3020	6,4170	1,4193	0,3624
GLP	1000	41,9	2493,5165	0,1005	0,5023	2,0470	0,3977	0,1005
KE	493	20,6	1516,0545	0,0495	0,2476	1,0525	0,2683	0,0619
LE	124	5,2	0,0000	0,3841	0,0820	0,8201	63,6762	14,4871
Carbón de Leña	87	3,6	0,0000	0,0000	0,0437	0,1821	28,1003	0,5353
Residencial	5311	222	12113,1516	0,6700	1,1777	10,5187	93,8617	15,5472
Total	24839	1039,8	58513,8007	2,0119	4,3490	97,4504	192,7944	16,9828

FACTORES DE EMISION SEGUN EL USO FINAL DE LAS FUENTES

Cuadro 6.1: Factores de Emisión según el uso final (kg / TJ)⁽¹⁾

Gas Natural	CO ₂	CO	CH ₄	NO _x	N ₂ O	COVDM
1. Centrales Térmicas e Industriales Grandes						
Caldera	56232	18,4	0,1	198 ⁽³⁾	-	0,7
Turbina Ciclo Simple (2)	56232	30,2	5,6	180,4	-	-
Turbina Ciclo Combinado (2)	56232	30,2	5,8	176,6	-	-
2. Industrial						
Caldera	56232	16,1	1,4	64,5	-	1,3
3. Residencial						
Calefactores	56232	9,4	0,9	42,5	-	-
Caldera	56232	9,2	1,2	46	-	2,4
Estufas a Propano/Butano	59568	9,5	0,95	48,9	-	-
Derivados Líquidos del Petróleo	CO ₂	CO	CH ₄	NO _x	N ₂ O	COVDM
1. Centrales Térmicas e Industriales Grandes						
Caldera fuel oil	77926	15,5	0,8	206	-	2,3
2. Industrial						
Motor Gas Oil	75840	439	0,2	1647	-	43,93
Caldera fuel oil	77926	15,5	3,1	170	-	0,9
3. Residencial						
Caldera fuel oil	77926	15,5	5,5	56,7	-	2,2
Caldera kerosene	73463	NA	NA	NA	-	-
Carbón	CO ₂	CO	CH ₄	NO _x	N ₂ O	COVDM
1. Centrales Térmicas e Industriales Grandes						
Parrilla (Spreader Stoker)	94553	101	0,6	283	0,8	1,6
Lecho Fluidizado (Ciclo Combinado)	94553	-	0,6	-	-	-
Lecho Fluidizado	94553	-	0,6	255	-	-
Carbón Pulverizado	94553	14	0,6	857	0,8	-
Fondo Húmedo	94553	12,1	0,6	688	-	1,6
Fondo Seco	94553	12,1	0,6	425	-	1,6
Quemadores Tangenciales	94553	14	0,6	330	0,8	-

(1) Salvo que se indique lo contrario los factores de emisión están basados en la recopilación de la Agencia de Protección Ambiental de los EE UU conocida como AP-42, (US, EPA, 1985). Estos factores ($FE_{i,j}^k$, AP-42) fueron llevados a unidades de kg/Tj, empleando el poder calorífico inferior de los combustibles argentinos (PCI^k) según la expresión:

$$FE_{i,j}^k = FE_{i,j}^k, AP-42 PCI^k$$

(2) Proveniente de la bibliografía de referencia (IPCC, 1985) por no contar con valores de EPA.

(3) Se adopta la siguiente expresión para el factor de emisión de NO_x (Economopoulos, 1993):

$$FE_{NO_x, caldera\ central\ térmica, gas\ natural} = 8.8 (0.3505 - 0.005235 L + 0.0001173 L^2) - 0.02877.$$

donde: L = % de carga, cuyo valor standard = 87%

NOTA: (para caldera con quemadores tangenciales se usa 5.6 en vez de 8.8).

NOTA ACLARATORIA

1) FACTORES DE EMISION UTILIZADOS:

En primer lugar, te envió el Anexo 6 correspondientes a los inventarios de los años 1990-1994, en el que, con excepción de los consignados específicamente en el Informe (entre los que se destacan el NOx y el SO2, provenientes de mediciones propias suministradas por el ENRE y los factores de emisión de los gases distintos del CO2 para la combustión de biomasa, que están tomados del Inventario de GEI de España), se consigna la fuente y la fórmula que da origen a los factores de emisión utilizados. Tal como te anticipé telefónicamente, éstos surgen de la aplicación de la AP-42 de la EPA, debidamente ajustada por los poderes caloríficos inferiores de los combustibles argentinos. Además, estos factores son los que están consignados en el Anexo II del Informe Final del Inventario 1997 (en el cuadro en el que se muestran los coeficientes utilizados para realizar la metodología propia). La única excepción a este criterio es el factor de emisión utilizado para el gas natural. En este caso se tomó la cifra que figura en la página 21 del Inventario 1990-1994 en generación de energía eléctrica (53670), valor similar al que se calcula para el metano en forma estequiométrica, y se utilizó para todos los sectores, ya que se consideró que se trataba de gas seco. Esta aclaración se puede intercalar como llamada en el texto, aunque de todos modos te recuerdo que en la última versión que te enviarán de Bariloche del Inventario, con la totalidad de las planillas de cálculo, todas las fuentes de las que provienen los factores de emisión utilizados se consignan en las planillas de Excell respectivas.

2). INCERTIDUMBRES:

En el volumen I de la metodología elaborada por la OECD/IPCC para la elaboración de los Inventarios de GEI, se presenta una tabla con valores numéricos para estimar los niveles de incertidumbre involucrados. Podríamos llegar a estar de acuerdo con incorporar la incertidumbre del 7% para CO2 en el Sector Energía, como primera aproximación preliminar de cuantificación de dicha incertidumbre, en tanto la gran mayoría de los coeficientes de emisión son “prestados”, (provienen en gran parte de fuentes internacionales). No obstante, debe dejarse constancia que los niveles de incertidumbre prevalecientes en Argentina podrían ser muy diferentes, ya que dependen de los valores de los factores de emisión que sean representativos para el país, dato que se desconoce, en tanto no están medidos. En el caso de CH4 en quema de biomasa, se cita un 50% (cifra bastante conservadora según los rangos que se ven en la literatura) y un 55% en actividades de petróleo y gas y minería de carbón, que también podrían llegar a tomarse a falta de otros datos. No hay estimación de incertidumbre para los factores de emisión de los otros contaminantes, salvo N2O, en el que se junta con la incertidumbre de los datos de actividad. En el caso de la incertidumbre de los niveles de actividad, nos parece que no se pueden adoptar los valores de la tabla del IPCC. Lo que en todo caso habría que hacer (si se quiere citar una cifra cuantitativa) es solicitar oficialmente información a la Secretaría de Energía acerca de la incertidumbre que presentan las cifras del Balance Energético, que se constituyó en la información de base utilizada. Aparte de estas fuentes de incertidumbre, hay otras que se mencionan en el Informe, que tampoco se han cuantificado y que resultan de muy difícil estimación.

3) LA CUESTION DE LOS DATOS CORRESPONDIENTES AL COMBUSTIBLE JET:

En primer lugar el combustible jet corresponde en su totalidad al Sector Transporte. Por ende, su análisis (tanto en lo que concierne al Reference Approach, como al Sectoral Approach), escapa a las tareas comprometidas por este Grupo de Trabajo. Efectivamente, en el casillero del combustible jet, correspondiente al Reference Approach, hay una columna correspondiente a bunker, la cual debe ser consignada por el Equipo que se encarga del cálculo del Sector Transporte. Una vez que se consignen estos datos correspondientes al bunker, el resultado final sería un descuento en las emisiones del total del Reference Approach. Nuestra estimación del bunker de combustible jet (en el Sectoral Approach) fue de 275ktep sobre un total de 1244ktep (el 23,1%), estimación correspondiente al Estudio sobre Mecanismos de Flexibilización realizado para la Cancillería, el Banco Mundial y el Gobierno de Canadá. Si se coloca este número en el Reference Approach, el total pasa de 127.494 a 126.657, o sea una diferencia del 0.66%. De todas formas, se debe enfatizar que este tipo de ajustes debe ser realizado por el equipo que tenga a cargo el cálculo del Sector Transporte (ya que es quien tiene que suministrar la cifra de bunker que finalmente se vaya a tomar en cuenta) o, en su defecto, quienes se dediquen a la coordinación de los distintos datos que suministra cada subgrupo en los que fue dividido el cálculo del Inventario, tarea ésta que excede las posibilidades de este Equipo de Trabajo, en tanto

no cuenta con la información desagregada para la realización de los cálculos correspondientes y en tanto no le corresponden las tareas de coordinación. En estos casos, nuestra recomendación es que las estimaciones preliminares suministradas oportunamente por este Equipo para ítems correspondientes al sector transporte (que en todo momento se aclaró que se presentaban a los meros fines comparativos, de lo contrario era imposible presentar un número agregado), debieran ser reemplazadas por los cálculos realizados por el Equipo de Trabajo encargado del Inventario de GEI de dicho sector, que es el que cuenta con la información relevante para hacerlo.



**Secretaría
de Desarrollo
Sustentable y
Política Ambiental**