

温室効果ガス排出量分析評価ワーキンググループ

報 告 書

平成13年3月

温室効果ガス削減技術シナリオ策定調査検討会

目 次

1 . 要因分析の概要	1
2 . 我が国の二酸化炭素排出の現状	3
3 . エネルギー転換部門	5
3 . 1 電気事業者(電力配分前)	6
(1) CO2排出量の推移.....	6
(2) 要因分析手法の概要	7
(3) 要因分析	8
(4) 部門の要因分析の総括	14
(5) 分析上の課題.....	14
3 . 2 エネルギー転換部門(電力配分後).....	15
(1) CO2排出量の推移.....	15
(2) 要因分析手法の概要	16
(3) 要因分析	17
(4) 部門の要因分析の総括	22
(5) 分析上の課題.....	22
4 . 産業部門	23
(1) CO2排出量の推移.....	23
(2) 要因分析手法の概要	25
(3) 要因分析	27
(4) 部門の要因分析の総括	34
(5) 分析上の課題.....	35
5 . 運輸部門	38
5 . 1 旅客部門.....	39
(1) CO2排出量の推移.....	39
(2) 要因分析手法の概要	40
(3) 要因分析	42
(4) 部門の要因分析の総括	49
(5) 自家用乗用車からのCO2排出の要因分析	50
(6) 分析上の課題.....	60
5 . 2 貨物部門	61
(1) CO2排出量の推移.....	61
(2) 要因分析手法の概要	62
(3) 要因分析	63
(4) 部門の要因分析の総括	70
(5) 分析上の課題.....	70

6 . 民生部門	71
6 . 1 業務部門.....	71
(1) CO2排出量の推移	71
(2) 要因分析手法の概要	72
(3) 要因分析	74
(4) 部門の要因分析の総括	82
(5) 分析上の課題	82
6 . 2 家庭部門.....	83
(1) CO2排出量の推移	83
(2) 要因分析手法の概要	84
(3) 要因分析	86
(4) 部門の要因分析の総括	93
(5) 分析上の課題	93
7 . 全体の二酸化炭素排出量(総括)	94
(1) 各部門別増減要因の総括.....	94
(2) 産業構造の変化について.....	96
(3) 企業活動と市民活動の温室効果ガス排出量.....	97
(4) GDP当たりの温室効果ガス排出量について	99
8 . 要因分析結果の取り扱いについて	101
(1) 要因分析の意義と限界	101
(2) 交絡項について	102
(3) 総合エネルギー統計の統計誤差の問題	105
資 料 編	106

1. 要因分析の概要

平成9年(1997年)の気候変動枠組条約第3回締約国会議で採択された京都議定書において、我が国は、2008年から2012年の5年間に、基準年に対し温室効果ガスの総排出量を6%削減することとされた。これを受け、政府においては平成10年に「地球温暖化対策推進大綱」を策定し、各部門ごとに排出削減目標を定めて対策を進めてきたが、排出量の増減には自然的、社会的、経済的な種々の要因が影響しており、それらの要因ごとに寄与する排出量の増減については必ずしも十分な分析が行われていない。

そこで、エネルギーに関係するエネルギー転換部門、産業部門、運輸部門(旅客、貨物)、民生(業務、家庭)部門のそれぞれについて、要因分析手法を用いて、各要因の増減に対する寄与度を明らかにした。

要因分析手法とは、各部門毎の排出量の変動を諸因子に分解する手法である。具体的には、各部門毎の排出量をいくつかの因子の積として表し偏微分することにより、それぞれの因子の変化分が与える排出量変化分を定量的に表すことができる。

$$E = (A \times B \times C \times D)$$

偏微分

$$E = (A \times B \times C \times D) + \text{交絡項}$$

= 第1要因 + 第2要因 + 第3要因 + 第4要因 + 交絡項

(注)交絡項は、A、B、C、Dのうち複数の要因の同時変化による変化分。

例(産業部門)

A : エネルギー消費当たりの二酸化炭素排出量

B : 生産額当たりのエネルギー消費量

C : 産業の国民生産に対するある業種の生産額の割合

D : 産業の国民生産

【温室効果ガス削減排出分析評価ワーキンググループ委員名簿】

(敬称略、五十音順)

(座長) 西岡 秀三 慶應義塾大学大学院政策・メディア研究科教授

松橋 隆治 東京大学大学院新領域創成科学研究科助教授

森口 祐一 国立環境研究所社会環境システム部資源管理研究室長

森田 恒幸 国立環境研究所社会環境システム部長

【要因分析結果の見方】

今回の検討では、分析結果について広く市民の理解が得られるよう、下表に示すような基本的な4要因項への分解にとどめ¹、関連する各種指標²を用いてその寄与度を定量的に表している。

各要因項にどのような自然現象や社会現象、削減の対策・技術の導入が反映されているかは、各部門別の「因子の説明」に詳細に記述しているが、例えば、事業者や市民の省エネ努力はエネルギー消費原単位項に反映されることになる。

基本的な要因に分解しているため、さらに分析が必要な場合(例えば、電気事業者のCO2排出原単位項や自家用自動車のエネルギー消費原単位項等)は、その要因項別に各種エネルギー・経済統計等を用いて補足分析を行っている。

なお、本調査報告書で示している「産業部門」とは、あくまでわが国のインベントリでいう産業部門のことであり、第1次、第2次産業のみを指している。第3次産業は民生(業務)部門として別にとらえており、このため「産業のサービス化」は「産業部門」の分析からは把握することができない。「産業のサービス化」の排出量増減への影響については、「7.全体の二酸化炭素排出量(総括)」において別途分析しているので、こちらを参照されたい。

表 要因分析に用いた要因項

要因項	説明
CO2排出原単位項(注)	エネルギー消費当たりの二酸化炭素排出量で表され、エネルギー転換部門での省エネルギー対策や燃料転換等による排出係数の改善などが反映される。
エネルギー消費原単位項(注)	活動量当たりのエネルギー消費量で表され、エネルギー消費機器効率の改善、市民や事業者の省エネ活動などが反映される。
構造要因項	産業構造の変化(業種別生産額構成比)やモーダルシフト(輸送分担率)など、エネルギー消費構造変化が反映される。
活動量項	生産額や交通量、事業所床面積、世帯数などの活動量の増減が反映される。

(注) 学術用語としては炭素強度(Carbon Intensity)、エネルギー強度(Energy Intensity)と表現するのが一般的だが、広く市民に理解を得ることを目的にこの用語を用いている。

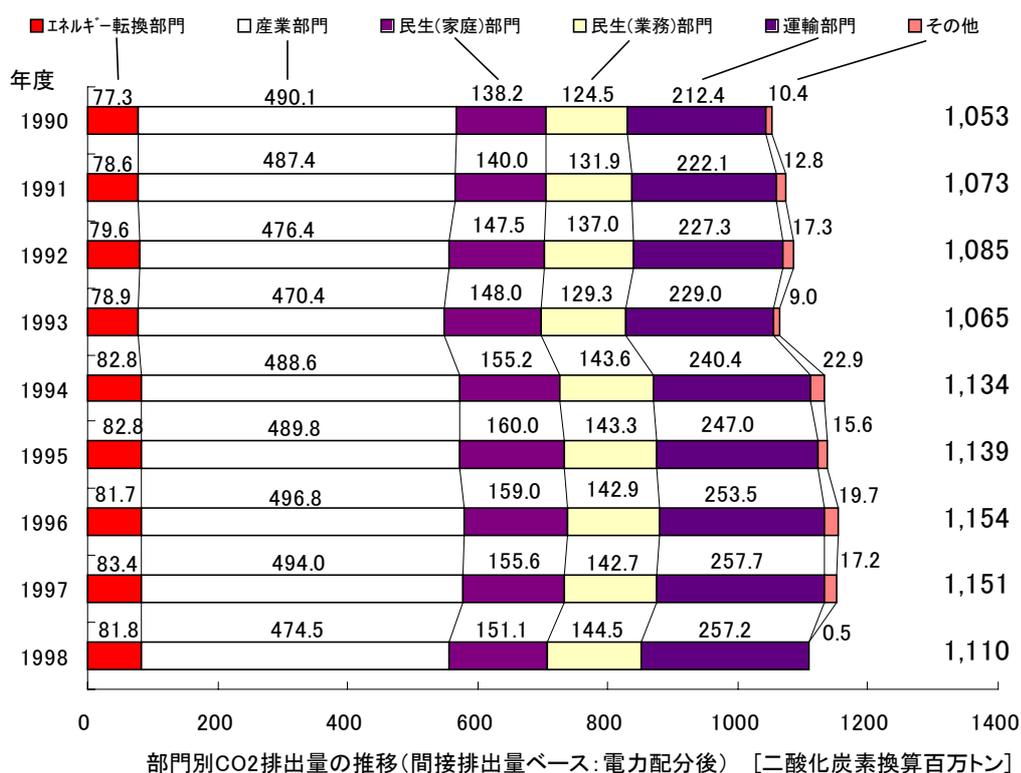
¹ 要因分析手法は、分母・分子の説明変数が約分できれば、さらに細かい要因に分解することが可能である。詳細については「8. 要因分析結果の取り扱いについて」参照のこと。

² 本調査で使用しているエネルギー統計は、わが国のインベントリで使用している「総合エネルギー統計」(資源エネルギー庁長官官房企画調査課編)を用いている。

2. 我が国の二酸化炭素排出の現状

1998年度（平成10年度）のエネルギー起源の二酸化炭素（以下CO₂）の総排出量は、11億1000万トンであり、前年度比3.6%減と、90年度以降最大の下げ幅となった。

また、エネルギー起源のCO₂増減の内訳（電力配分後）を部門ごとにみると、産業部門で1950万トン減少し、運輸部門では50万トン減少、民生部門（家庭）部門で450万トン減少、民生（業務）部門で180万トン増加しており、今回の大幅な減少の背景として産業部門での減少が大きく効いていることがわかる。



注) 発電に伴う二酸化炭素排出量を各最終需要部門に配分した排出量を基に作成。

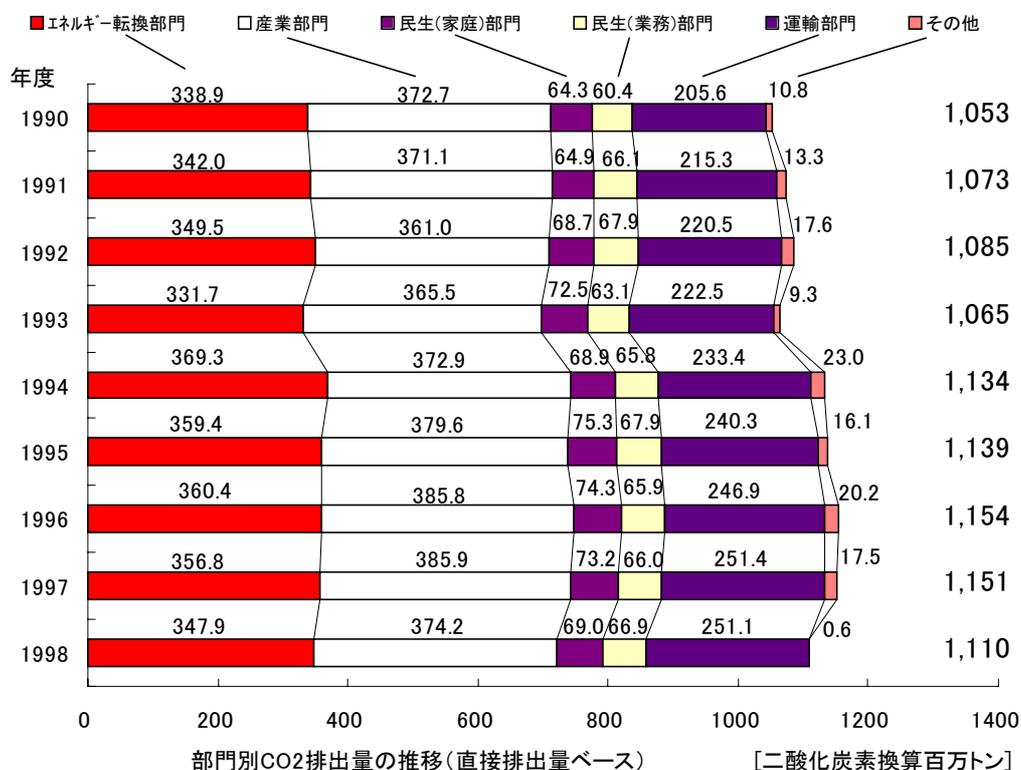
各部門の間接排出量（電力配分後）

[百万 tCO₂]

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
エネルギー起源	1,052.8 (100.0)	1,072.9 (101.9)	1,085.2 (103.1)	1,064.7 (101.1)	1,133.3 (107.7)	1,138.9 (108.2)	1,153.8 (109.6)	1,150.8 (109.3)	1,109.7 (105.4)
対90年度増減量		20.1	32.4	11.9	80.5	86.1	101.0	98.0	57.0
エネルギー転換	77.3 (100.0)	78.6 (101.6)	79.6 (103.0)	78.9 (102.0)	82.8 (107.1)	82.8 (107.2)	81.7 (105.7)	83.4 (107.9)	81.8 (105.9)
産業	490.1 (100.0)	487.4 (99.5)	476.4 (97.2)	470.4 (96.0)	488.6 (99.7)	489.8 (99.9)	496.8 (101.4)	494.0 (100.8)	474.5 (96.8)
民生(家庭)	138.2 (100.0)	140.0 (101.3)	147.5 (106.7)	148.0 (107.1)	155.2 (112.3)	160.0 (115.8)	159.0 (115.1)	155.6 (112.6)	151.1 (109.3)
民生(業務)	124.5 (100.0)	131.9 (106.0)	137.0 (110.1)	129.3 (103.9)	143.6 (115.4)	143.3 (115.1)	142.9 (114.8)	142.7 (114.7)	144.5 (116.1)
運輸	212.4 (100.0)	222.1 (104.6)	227.3 (107.0)	229.0 (107.8)	240.4 (113.2)	247.0 (116.3)	253.5 (119.4)	257.7 (121.4)	257.2 (121.1)
その他	10.4 (100.0)	13.0 (124.8)	17.4 (167.1)	9.1 (87.0)	22.8 (218.7)	15.9 (152.6)	19.9 (191.1)	17.2 (165.5)	0.5 (4.9)

()内は90年度比

エネルギー転換部門からの直接排出量は3億4790万トンとなっている。このうち、電気事業者の発電からの直接排出量（自家消費分や熱供給業者分を除く）は、2億9510万トンで、対前年度比で870万トン(2.9%)の減少となった。



以下、各部門別にCO2増減要因について分析を行う。なお、エネルギー転換部門は電力配分前(電気事業者)と電力配分後の2ケースで分析し、運輸は旅客部門と貨物部門に分けて分析している。

3. エネルギー転換部門

エネルギー転換部門の要因分析は、「エネルギー転換部門（電力配分後）」と「エネルギー転換部門（電気事業者）（電力配分前）」の2つに分けて分析する。

「エネルギー転換部門（電気事業者）（電力配分前）」は、CO₂が実際に排出された部門にCO₂を計上する方法である。電力供給者の直接排出量に着目した算定方法である。

エネルギー転換部門（電気事業者）（電力配分前）は、総発電量による排出量が計上されているため、直接排出分の増減要因の分析ができる。

これに対して、「エネルギー転換部門（電力配分後）」は電力配分後のCO₂排出量を用いた手法である。電力配分後のCO₂排出量は、電力生産に伴うCO₂排出を電力消費に応じて各部門に配分した算出方法である。この算出方法を行う理由としては、電力需要の増加に伴うCO₂排出を消費側の責任として捉えるためである。

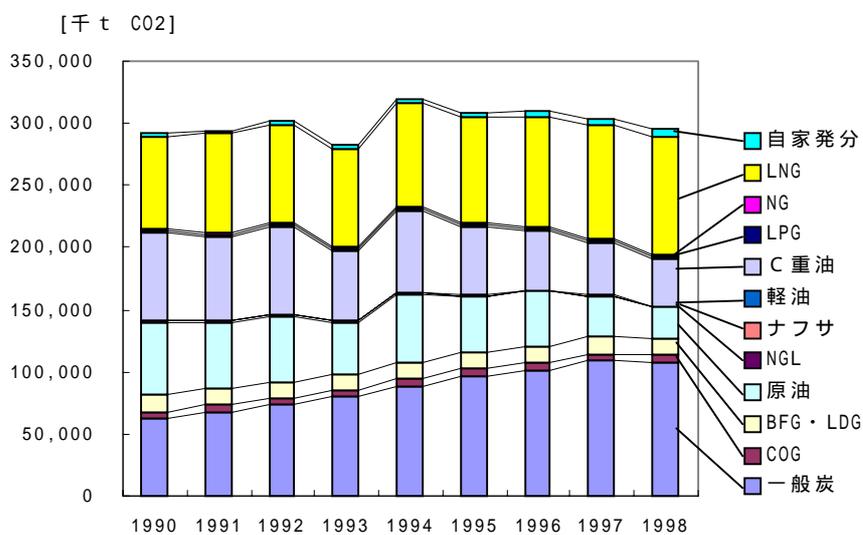
エネルギー転換部門（電力配分後）は、エネルギー転換部門の自家消費分等が計上されているため、他部門のエネルギー需要の影響を除いた排出量の増減要因（送配電口入の影響など）の分析ができる。また、この算出方法による要因分析の結果は、他の部門の分析結果と合算することによって、我が国全体のエネルギー起源の二酸化炭素総排出量の要因分析ができる利点がある。

3.1 電気事業者(電力配分前)

水力発電、原子力発電、新エネルギーからのCO2排出量はゼロとし、電気事業者からのCO2排出量はすべて火力発電事業によるものとしていることから、CO2排出量は電力需要総量(総発電電力量)ではなく、火力発電電力量、自家発電電力量によって決定されることとなる。

(1) CO2 排出量の推移

電気事業者(電力配分前)の98年の総排出量は295,074 [千 t CO2] で、対90年比で1.2%の増加となっている。



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
合計	291,566 (100)	293,851 (101)	301,193 (103)	282,070 (97)	319,001 (109)	308,168 (106)	309,732 (106)	303,782 (104)	295,074 (101)
火力	289,575 (100)	291,472 (101)	298,623 (103)	278,966 (96)	315,981 (109)	304,450 (105)	305,457 (105)	298,833 (103)	288,946 (100)
一般炭	62,797 (100)	67,678 (108)	73,111 (116)	80,176 (128)	88,292 (141)	96,716 (154)	101,095 (161)	108,511 (173)	107,889 (172)
COG	5,227 (100)	5,411 (104)	5,172 (99)	5,660 (108)	5,846 (112)	6,263 (120)	6,408 (123)	6,178 (118)	6,140 (117)
BFG・LDG	13,553 (100)	13,044 (96)	12,685 (94)	12,492 (92)	12,667 (93)	13,015 (96)	13,617 (100)	14,078 (104)	12,984 (96)
原油	57,882 (100)	53,845 (93)	54,187 (94)	41,941 (72)	55,624 (96)	44,335 (77)	43,514 (75)	31,678 (55)	25,110 (43)
NGL	1,300 (100)	753 (58)	821 (63)	616 (47)	958 (74)	547 (42)	479 (37)	205 (16)	68 (5)
ナフサ	333 (100)	400 (120)	400 (120)	200 (60)	400 (120)	333 (100)	200 (60)	266 (80)	266 (80)
軽油	412 (100)	481 (117)	481 (117)	549 (133)	481 (117)	549 (133)	549 (133)	618 (150)	618 (150)
C重油	70,003 (100)	66,635 (95)	69,501 (99)	55,816 (80)	65,560 (94)	54,884 (78)	47,648 (68)	42,561 (61)	38,476 (55)
LPG	2,693 (100)	2,813 (104)	2,693 (100)	1,796 (67)	1,197 (44)	1,616 (60)	1,556 (58)	1,137 (42)	1,077 (40)
NG	1,136 (100)	1,284 (113)	1,284 (113)	1,284 (113)	1,383 (122)	1,284 (113)	1,284 (113)	1,284 (113)	1,284 (113)
LNG	74,238 (100)	79,128 (107)	78,289 (105)	78,437 (106)	83,574 (113)	84,907 (114)	89,106 (120)	92,316 (124)	95,033 (128)
自家発分	1,991 (100)	2,379 (119)	2,570 (129)	3,103 (156)	3,020 (152)	3,717 (187)	4,275 (215)	4,949 (249)	6,129 (308)

(2) 要因分析手法の概要

因子



基本式

$$\begin{aligned} \text{基本式} \quad C_{\text{energy}} &= \frac{C_{\text{energy}}}{P} \times P \\ &= (\text{CO}_2\text{排出原単位}) \\ &\quad \times (\text{総電力需要}) \end{aligned}$$

変数名	内容	データの出所
C_{energy}	電力配分前の電気事業者からの二酸化炭素排出量 [千 t CO ₂]	環境省 温室効果ガス排出吸収目録
P	電気事業者の総発電電力量 [10 ⁶ kWh]	電気事業便覧

電気事業者：一般電気事業者、卸電気事業者、特定電気事業者

因子の説明

(a) CO₂ 排出原単位

- ・ 単位発電電力量あたりのCO₂排出量で表され、この要因は、「電源構成の変化」と「火力発電の燃料構成の変化」から構成されている。
- ・ ただし、電源構成及び火力発電の燃料変化は、消費者側の需要量そのものの変化や昼間のピークカット努力等の影響を受けるため、間接的には消費者側の努力が反映されることに留意する必要がある(「(3) CO₂排出原単位」の分析結果参照)。

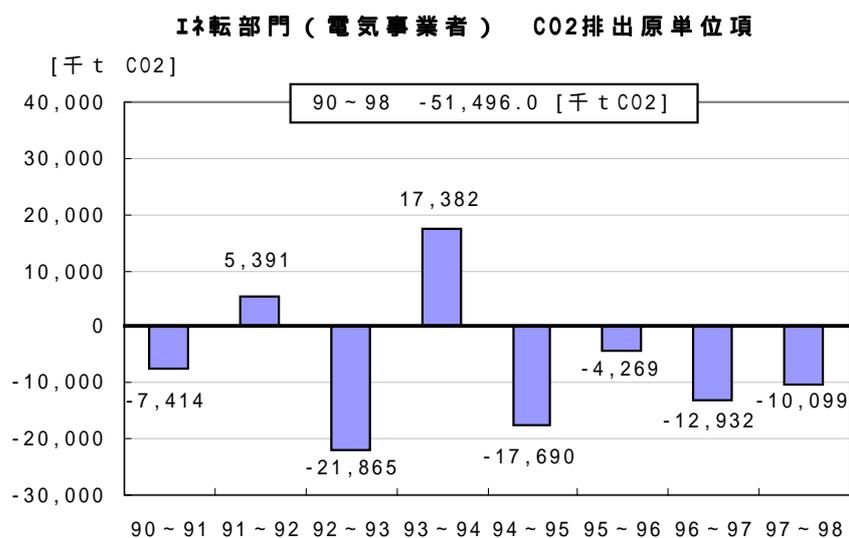
(b) 総電力需要

- ・ この要因項で表されるのは、電気事業者の総発電電力量の変動による寄与度である。

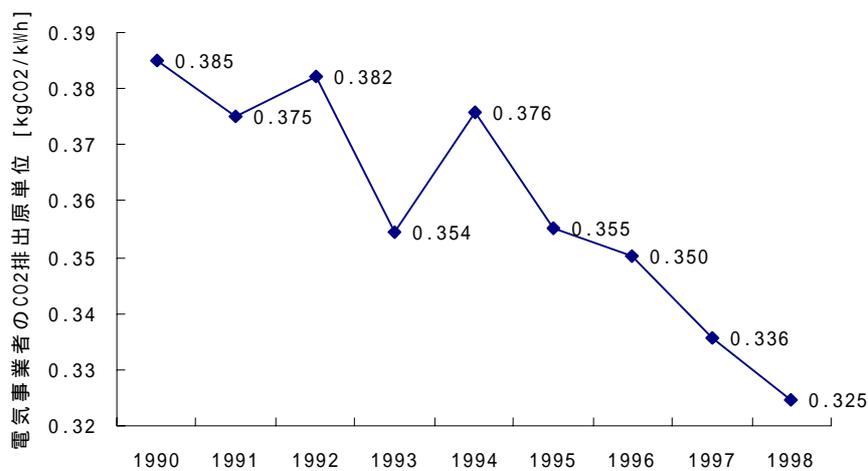
(3) 要因分析

CO₂ 排出原単位

CO₂排出原単位の変動要因により、8年間で合計51,496 [千 t CO₂] の減少があった。



電気事業者のCO₂排出原単位の推移を以下に示す。98年度は 0.325 [kgCO₂/kWh] となっており、90年度から15.6%減少している。



(資料) 環境省「温室効果ガスの排出・吸収目録(インベントリ)」
電気事業連合会「電気事業便覧」より算出

(a) 電気事業者のCO2排出原単位の分析

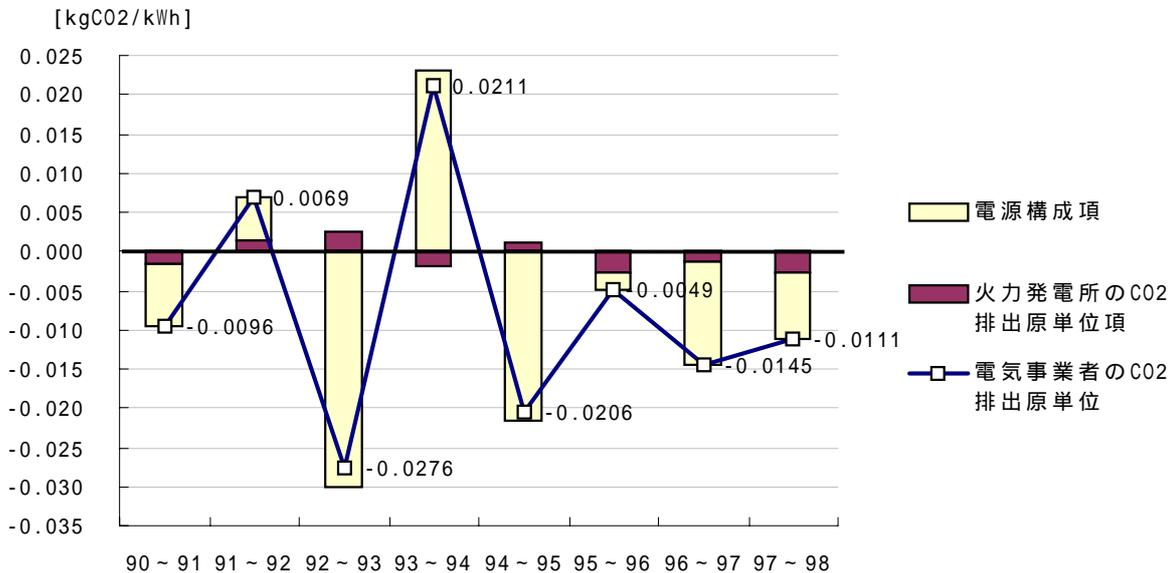
電気事業者のCO2排出原単位は、「電源構成」および「火力発電所のCO2排出原単位」を用いて説明することが出来る。ここでは、「電気事業者のCO2排出原単位」を以下に示す基本式で表し要因分析を行う。

$$\begin{aligned} \text{基本式} \quad \frac{C_{\text{energy}}}{P} &= \frac{C_{\text{energy}}}{P_{TP}} \times \frac{P_{TP}}{P} \\ &= (\text{火力発電所のCO2排出原単位}) \\ &\quad \times (\text{電源構成：総発電量に占める火力発電の発電量の割合}) \end{aligned}$$

変数名	内容	データの出所
C_{energy}	電力配分前の電気事業者からの二酸化炭素排出量 [千 t CO2]	環境省 温室効果ガス排出吸収目録
P_{TP}	電気事業者の火力発電所における発電電力量 [10 ⁶ kWh]	電気事業便覧
P	電気事業者の総発電電力量 [10 ⁶ kWh]	"

分析結果は以下のとおりであり、「電気事業者のCO2排出原単位」の90～98年度の変動に対する寄与度は「電源構成項」が91.0%、「火力発電原単位項」が9.0%となっている。

図表 電気事業者のCO2排出原単位の要因分析の結果



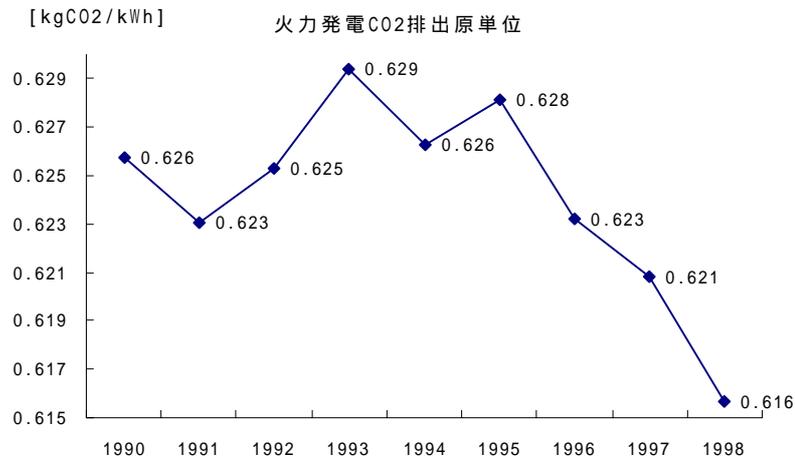
	90～91	91～92	92～93	93～94	94～95	95～96	96～97	97～98	90～98合計
電気事業者のCO2排出原単位の増減	-0.0096	0.0069	-0.0276	0.0211	-0.0206	-0.0049	-0.0145	-0.0111	-0.0603
火力原単位項の寄与	-0.0016 (17.1)	0.0014 (19.9)	0.0024 (-8.8)	-0.0018 (-8.6)	0.0011 (-5.2)	-0.0028 (57.1)	-0.0013 (9.2)	-0.0027 (24.5)	-0.0054 (9.0)
電源構成項の寄与	-0.0080 (82.9)	0.0055 (80.1)	-0.0300 (108.8)	0.0230 (108.6)	-0.0217 (105.2)	-0.0021 (42.9)	-0.0131 (90.8)	-0.0084 (75.5)	-0.0549 (91.0)

()内は寄与度(%)

1) 火力発電原単位

火力発電による単位電力生産あたりのCO₂排出量は、98年度で0.616 [kgCO₂/kWh]となっており、90年度から1.6ポイント減少しており、排出係数の改善に一部寄与している。

火力発電の燃料構成の推移をみると、排出係数の大きい一般炭(輸入炭の排出係数は90.0g CO₂/MJ)が増加しているものの、排出係数の小さいLNG(排出係数は50.8g CO₂/MJ)の割合が増加している。



温室効果ガスの排出・吸収目録(インベントリ)、電気事業便覧より作成

図 火力発電による単位電力生産あたりのCO₂排出量の推移

出典：「温室効果ガス排出吸収目録」(環境省)
「電気事業便覧平成11年度版」(電気事業連合会統計委員編)

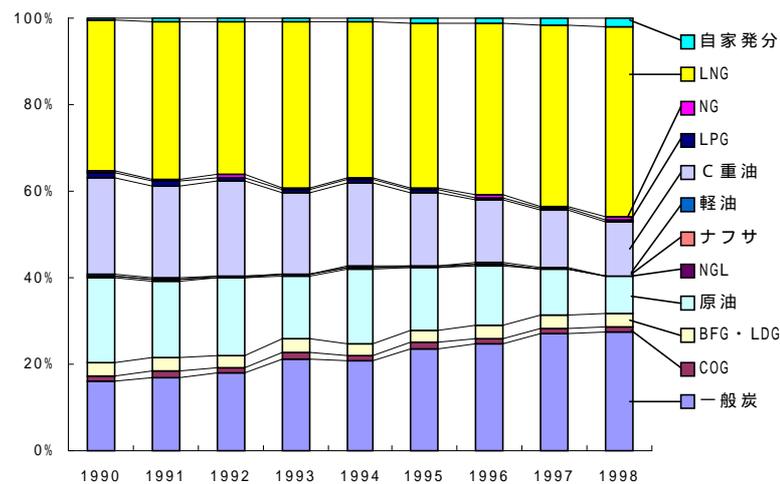


図 火力発電の燃料構成の推移

出典：「総合エネルギー統計平成11年版」(資源エネルギー庁編)

2) 電源構成

発電電力量ベースの各発電種のシェアは下表に示すとおり。火力発電の98年度のシェアは52.7%となっており、90年度から8.8ポイント減となっている。

表 発電電力量ベースの各発電種のシェア

	[10 ⁶ kWh]									
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	
合計	757,593	783,112	788,264	795,708	849,260	868,028	884,574	904,935	909,150	
水力	88,747 (11.7)	97,606 (12.5)	82,744 (10.5)	97,882 (12.3)	69,969 (8.2)	84,608 (9.7)	82,958 (9.4)	93,583 (10.3)	95,247 (10.5)	
地熱	1,485 (0.2)	1,521 (0.2)	1,531 (0.2)	1,477 (0.2)	1,787 (0.2)	2,920 (0.3)	3,427 (0.4)	3,511 (0.4)	3,300 (0.4)	
火力	465,958 (61.5)	471,643 (60.2)	481,683 (61.1)	448,133 (56.3)	509,340 (60.0)	490,597 (56.5)	496,994 (56.2)	489,340 (54.1)	479,256 (52.7)	
原子力	201,403 (26.6)	212,342 (27.1)	222,306 (28.2)	248,216 (31.2)	268,164 (31.6)	289,903 (33.4)	301,195 (34.0)	318,501 (35.2)	331,347 (36.4)	

()内はシェア(%)
(資料)電気事業便覧

一方、設備ベース(最大出力)の各発電種のシェアは下表に示すようになっている。火力発電の98年度のシェアは59.8%となっており、90年度から1.3ポイント減となっている。

表 最大出力ベースの各発電種のシェア

	[10 ³ kW]									
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	
合計	175,072	179,597	183,833	190,428	197,687	202,948	209,337	216,603	222,393	
水力	36,452 (20.8)	37,734 (21.0)	38,140 (20.7)	38,593 (20.3)	40,558 (20.5)	42,085 (20.7)	43,054 (20.6)	43,106 (19.9)	43,888 (19.7)	
地熱	235 (0.1)	235 (0.1)	235 (0.1)	263 (0.1)	343 (0.2)	468 (0.2)	494 (0.2)	494 (0.2)	497 (0.2)	
火力	106,905 (61.1)	108,389 (60.4)	111,039 (60.4)	113,196 (59.4)	116,420 (58.9)	119,204 (58.7)	123,242 (58.9)	127,920 (59.1)	132,925 (59.8)	
原子力	31,480 (18.0)	33,239 (18.5)	34,419 (18.7)	38,376 (20.2)	40,366 (20.4)	41,191 (20.3)	42,547 (20.3)	45,083 (20.8)	45,083 (20.3)	

()内はシェア(%)
(資料)電気事業便覧

電力需要は、気象変化によって変動するため、原子力発電や水力発電による電力供給を基本とし、不足分が生じた場合に火力発電で調整される。従って、ピーク電力といわれる夏の昼間の冷房需要等の増減がCO2排出量の増減に大きく寄与する。

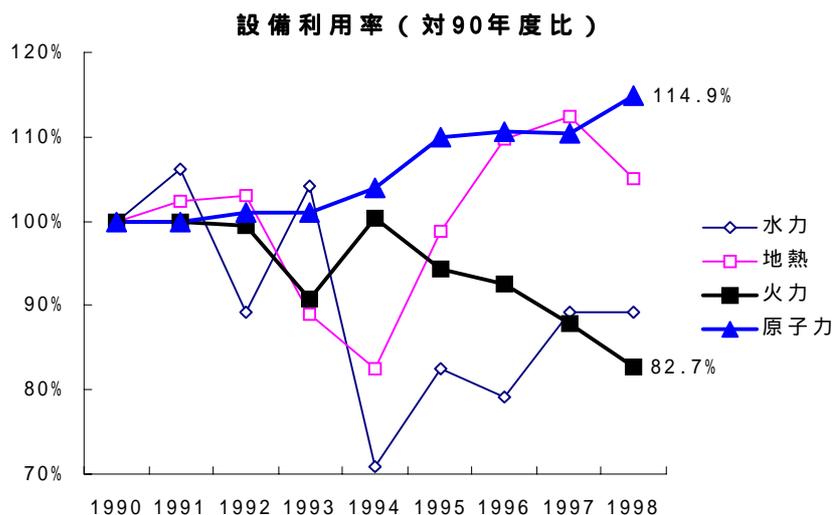
設備利用率³と冷房デグリーデーの推移を次頁に示す。

³ 設備利用率の算定方法は以下の通り

$$\text{設備利用率} [\%] = \frac{\text{発電電力量} [10^6 \text{kWh}]}{\text{最大出力} [10^3 \text{kW}] \times 24 [\text{h}] \times 365 [\text{day}] \times 10^3}$$

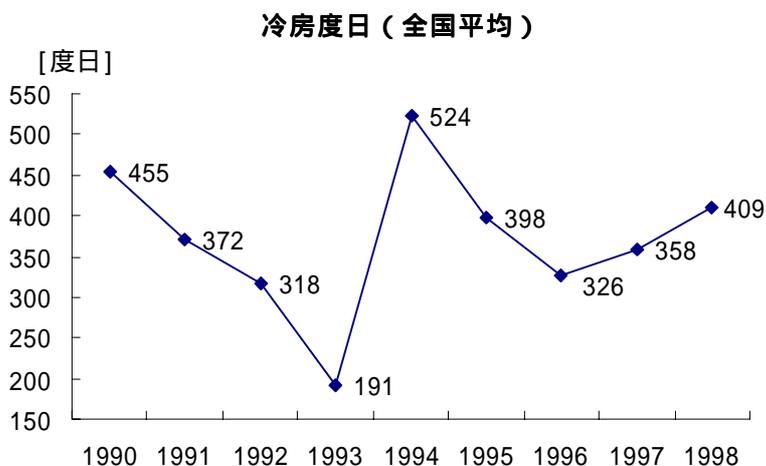
ベース電源となっている原子力発電の設備利用率は98年で83.9%となっており、90年度に比べて14.9ポイントの増加となっている。

一方、火力発電の設備利用率は98年度で41.2%となっており、90年度に比べて17.3ポイントの減少となっている。1993年は冷夏であり、ピーク電力が低く抑えられたため設備利用率は低くなっていることがわかる。また、1994年は猛暑で湯水も発生したため、水力発電の利用率が大きく減少し、ピーク電力の増加が著しく設備利用率が最も高くなった。



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
水力	27.8% (100.0)	29.5% (106.2)	24.8% (89.1)	29.0% (104.2)	19.7% (70.9)	22.9% (82.6)	22.0% (79.1)	24.8% (89.2)	24.8% (89.1)
地熱	72.1% (100.0)	73.9% (102.4)	74.4% (103.1)	64.1% (88.9)	59.5% (82.4)	71.2% (98.7)	79.2% (109.8)	81.1% (112.5)	75.8% (105.1)
火力	49.8% (100.0)	49.7% (99.8)	49.5% (99.5)	45.2% (90.8)	49.9% (100.4)	47.0% (94.4)	46.0% (92.5)	43.7% (87.8)	41.2% (82.7)
原子力	73.0% (100.0)	72.9% (99.9)	73.7% (101.0)	73.8% (101.1)	75.8% (103.8)	80.3% (110.0)	80.8% (110.6)	80.6% (110.4)	83.9% (114.9)

出典：「電気事業便覧平成11年度版」（電気事業連合会統計委員編）より算定

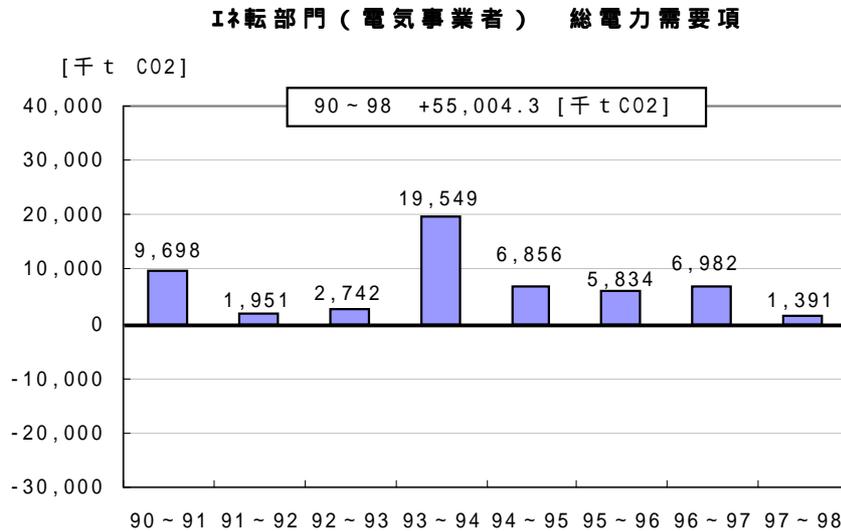


出典：「エネルギー・経済統計要覧平成11年版」（日本エネルギー経済研究所編）

閏年は未考慮

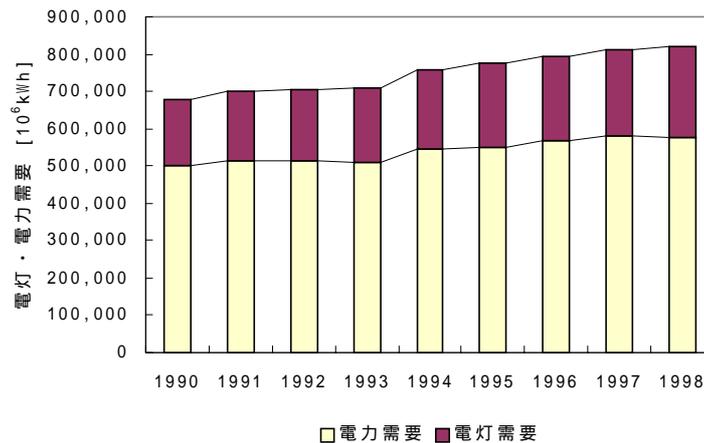
総電力需要

総電力需要の増加により、8年間で合計55,004 [千 t CO₂] 増加した。時系列でも、90年以降、増加基調にある。



98年度の発電電力量は909,150 [10⁶kWh]であり、対90年比で20%増加している。その内訳は、電力需要(産業界の大口需要)が63.5%で、電灯需要(家庭等の小口需要)が36.5%となっている。

電灯需要の増加は対90年度比で35.8%増加しており、電力需要の15.3%と比べて大きく増加している。



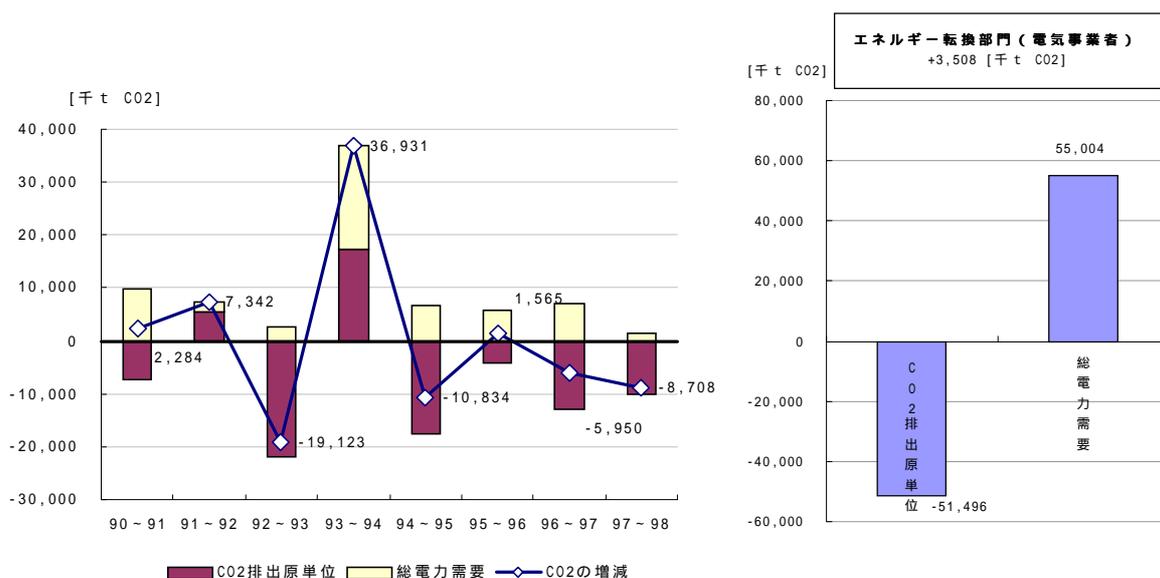
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
発電電力量	757,593 (100.0)	783,112 (103.4)	788,264 (104.0)	795,708 (105.0)	849,260 (112.1)	868,028 (114.6)	884,574 (116.8)	904,935 (119.4)	909,150 (120.0)
電灯需要	177,419 (100.0)	185,326 (104.5)	192,136 (108.3)	197,695 (111.4)	215,515 (121.5)	224,650 (126.6)	228,231 (128.6)	232,371 (131.0)	240,938 (135.8)
電力需要	500,712 (100.0)	513,267 (102.5)	512,660 (102.4)	511,507 (102.2)	543,498 (108.5)	551,861 (110.2)	566,087 (113.1)	578,891 (115.6)	577,397 (115.3)

()内は90年度比(%)

(資料) 電気事業便覧

(4) 部門の要因分析の総括

エネルギー転換部門からのCO2排出量は、8年間で3,508 [千 t CO2] の増加となっている。内訳をみると、CO2 排出原単位（電源構成、火力発電の燃料構成）の改善によるCO2削減効果が大きいものの、それを上回る総電力需要の増加によりCO2排出量は増加した。



要因項	増減 [千 t CO2]	主な変動要因
CO2 排出原単位	-51,496	電源構成 (-)、火力発電CO2 排出原単位 (-)
総電力需要	+55,004	電灯需要 (+)、電力需要 (+)
合計	+3,508	

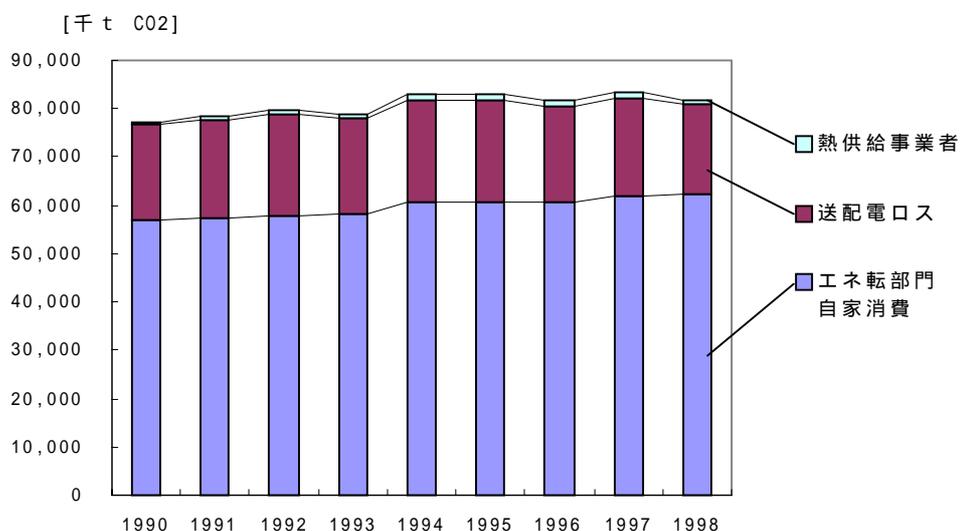
(5) 分析上の課題

- ・ 今後、電力自由化によって増加が予想される特定規模電気事業者は、火力発電が多いと予想されるため、将来的には、電気事業者の区分別に二酸化炭素排出量の増減要因を分析する必要がある。現在の「総合エネルギー統計」では、「電気事業者」として一括計上されているが、将来的には「一般電気事業者」「卸電気事業者」「その他」の区分別データが必要である。

3.2 エネルギー転換部門(電力配分後)

(1) CO2 排出量の推移

エネルギー転換部門(電力配分後)(エネ転部門自家消費、熱供給事業者、送配電ロス)の98年の総排出量は81,844 [千 t CO₂] であり、対90年比で5.7%増加になっている。内訳をみると、エネ転部門の自家消費分が64%を占めており、熱供給事業者の排出量の増加(55.5%)が顕著となっている。送配電ロス分については4.8%の減少となった。



	[千 t CO ₂]									
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	
合計	77,107 (100)	78,350 (102)	79,397 (103)	78,678 (102)	82,576 (107)	82,632 (107)	81,491 (106)	83,223 (108)	81,641 (106)	
エネ転部門 自家消費	56,845 (100)	57,329 (101)	57,933 (102)	58,140 (102)	60,631 (107)	60,579 (107)	60,882 (107)	61,831 (109)	62,289 (110)	
送配電ロス	19,749 (100)	20,485 (104)	20,826 (105)	19,861 (101)	21,173 (107)	21,142 (107)	19,720 (100)	20,481 (104)	18,445 (93)	
熱供給事業者	713 (100)	741 (104)	845 (119)	880 (123)	986 (138)	1,124 (158)	1,096 (154)	1,124 (158)	1,109 (156)	

注) () 内は90年度比

(2) 要因分析手法の概要

因子



基本式

$$\begin{aligned}
 \text{基本式} \quad C'_{energy} &= \frac{C_i'}{E'} \times E' \\
 &= (\text{エネルギー転換部門で生産されたエネルギーあたりの} \\
 &\quad \text{CO2排出原単位[電力配分後]}) \\
 &\quad \times (\text{2次エネルギー総生産量})
 \end{aligned}$$

変数名	内容	データの出所
C'_{energy}	CO2排出量（電力配分後）[千 t CO2]	環境省 温室効果ガス排出吸収目録
C_i'	排出源 i からのCO2排出量（電力配分後）[千 t CO2]	環境省 温室効果ガス排出吸収目録
E'	2次エネルギーのエネルギー転換部門での生産量 [10 ¹⁵ J]	総合エネルギー統計

排出源 i : エネルギー転換部門自家消費、送配電ロス、熱供給事業者

2次エネルギー: 「総合エネルギー統計」においてエネルギー転換部門で加工されたエネルギーを用いた。内訳は、コークス、コークス炉ガス、高炉ガス・転炉ガス、練豆炭、ガソリン、ナフサ、ジェット燃料油、灯油、軽油、A重油、B重油、C重油、潤滑油、その他石油製品、製油所ガス、オイルコークス、LPG、都市ガス、電力（電気事業者）、電力（自家発）、熱

因子の説明

(a) CO2 排出原単位

- ・ エネルギー転換部門自家消費、送配電ロス、熱供給事業者の1単位[10¹⁵J]の2次エネルギーを生産する際に排出されるCO2 [千 t CO2]であり、エネルギー転換部門で加工・産出される二次エネルギーの生産効率（原料転換、輸送効率の向上、精製効率の向上）の変動による寄与である。

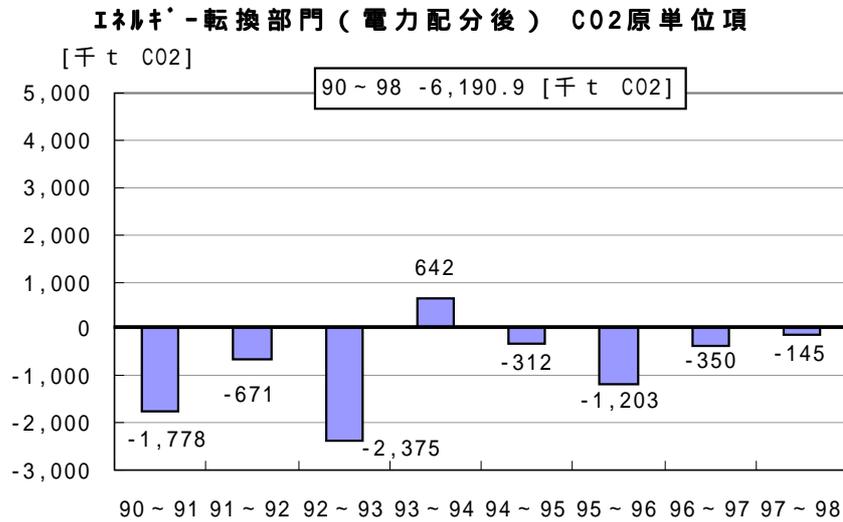
(b) 2次エネルギー総需要

- ・ この要因項で表されるのは、2次エネルギーの総生産量の変動による寄与度であり、総合エネルギー需要量の寄与ではない(電力配分前の分析を参照のこと)。

(3) 要因分析

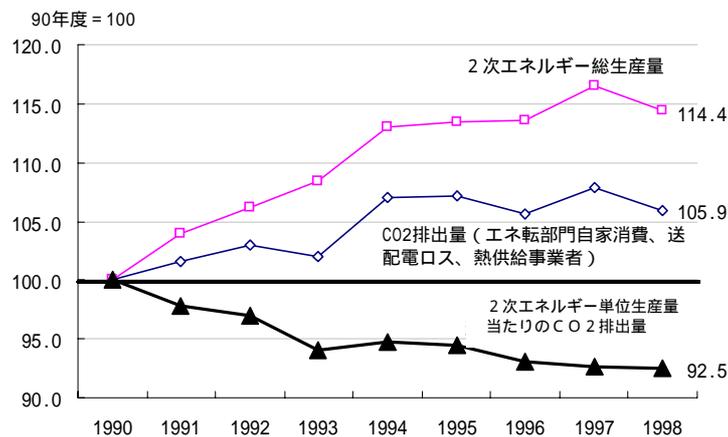
CO2 排出原単位

CO2排出原単位の変動要因により、8年間で合計6,191 [千 t CO2] 減少している。



以下に示すように、2次エネルギーの単位生産量当たりのCO2排出量は98年度は4.99 [千 t CO2] となっており、90年度から7.5ポイントの減少となっている。

次ページ以降では、エネルギー転換部門自家消費、送配電ロス、熱供給事業者ごとに、この原単位が減少した要因について分析を行う。

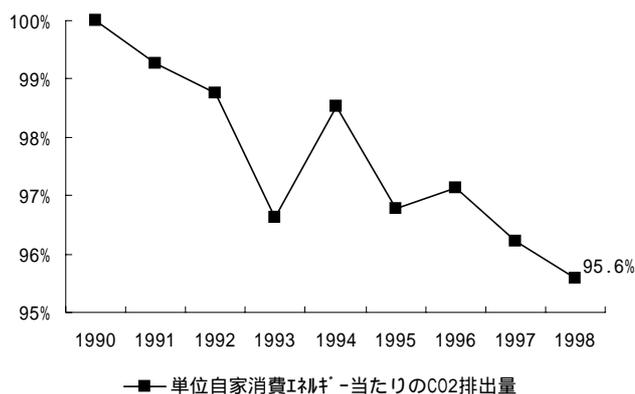


	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
CO2排出量 [千 t CO2]	77,307 (100.0)	78,555 (101.6)	79,604 (103.0)	78,880 (102.0)	82,790 (107.1)	82,845 (107.2)	81,698 (105.7)	83,436 (107.9)	81,844 (105.9)
2次エネルギー総生産量 [10 ¹⁵ J]	14,346 (100.0)	14,914 (104.0)	15,242 (106.2)	15,563 (108.5)	16,205 (113.0)	16,277 (113.5)	16,288 (113.5)	16,705 (116.4)	16,415 (114.4)
単位2次エネルギー生産当たりのCO2排出 [千 t CO2/10 ¹⁵ J]	5.39 (100.0)	5.27 (97.7)	5.22 (96.9)	5.07 (94.1)	5.11 (94.8)	5.09 (94.5)	5.02 (93.1)	4.99 (92.7)	4.99 (92.5)

()内は90年度比

(a) エネルギー転換部門自家消費

98年度の単位自家消費エネルギー当たりのCO2排出量は72.35 [千tCO2/10¹⁵J]となっており90年度から4.4%減少している。これは、相対的に熱量当たりのCO2排出量の多い、COG,BFG,LDGの自家消費エネルギーの燃料構成に占める割合が低下していることと、電力（電気事業者）のCO2排出源単位の低下による寄与が大きいと考えられる。



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
CO2排出量 [千tCO2]	56,845 (100.0)	57,329 (100.9)	57,933 (101.9)	58,140 (102.3)	60,631 (106.7)	60,579 (106.6)	60,882 (107.1)	61,831 (108.8)	62,289 (109.6)
エネルギー転換部門自家消費量 [10 ¹⁵ J]	751 (100.0)	763 (101.6)	775 (103.2)	795 (105.9)	813 (108.3)	827 (110.1)	828 (110.3)	849 (113.0)	861 (114.6)
単位自家消費エネルギー当たりのCO2排出量 [千tCO2/10 ¹⁵ J]	75.69 (100.0)	75.14 (99.3)	74.75 (98.8)	73.13 (96.6)	74.58 (98.5)	73.25 (96.8)	73.53 (97.1)	72.83 (96.2)	72.35 (95.6)

()内は90年度比

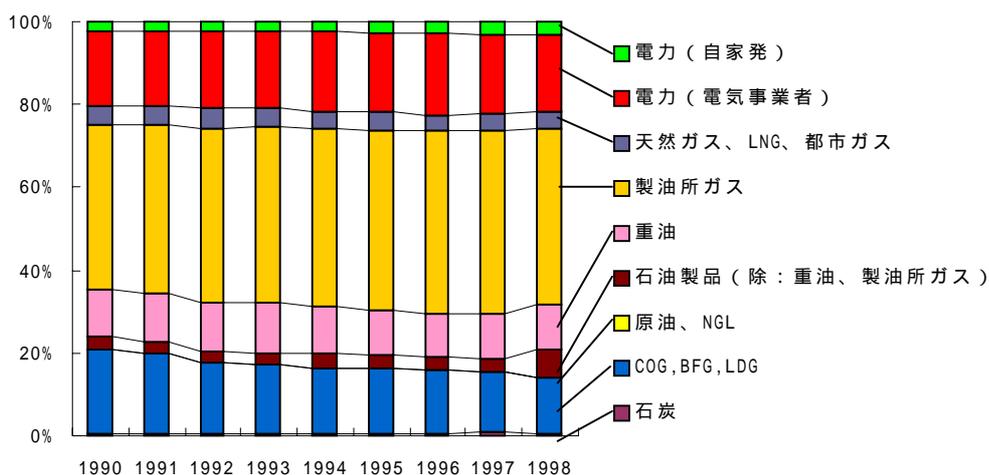
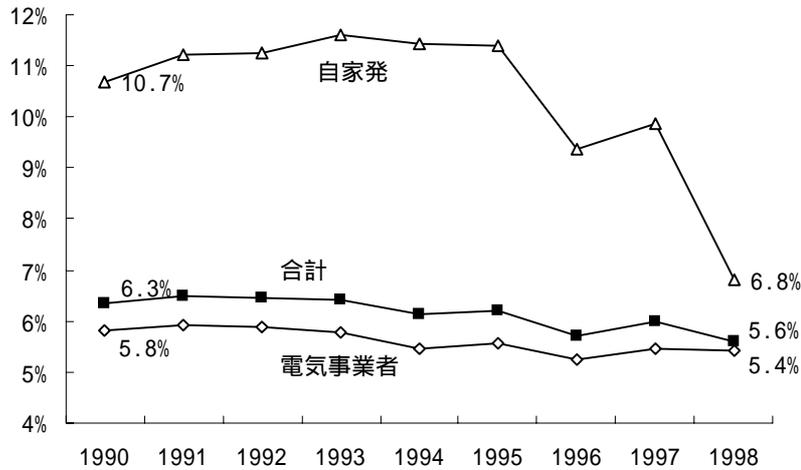


図 自家消費エネルギーの構成比の推移

(b) 送配電ロス

98年度の「送配電ロス / 最終エネルギー消費計」は5.6%であり、90年度に比べて11.9ポイント減少している。内訳をみると、電気事業者分が5.4%、自家発分が6.8%となっており、それぞれ90年度から6.7ポイント減、38.2ポイント減（97年度：7.6ポイント減）であることから、相対的にCO2排出源単位の大きい自家発の送配電ロスの減少による寄与が高いことがわかる。

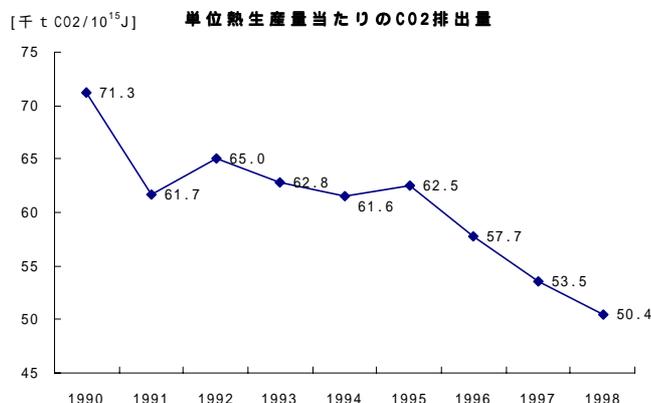


		[10 ⁶ kWh]									
		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	
送配電ロス	合計	47,893 (100.0)	50,650 (105.8)	50,861 (106.2)	51,000 (106.5)	51,798 (108.2)	54,011 (112.8)	50,883 (106.2)	54,527 (113.9)	51,618 (107.8)	
	電気事業者	39,195 (100.0)	41,137 (105.0)	41,150 (105.0)	40,744 (104.0)	41,260 (105.3)	43,002 (109.7)	41,535 (106.0)	44,214 (112.8)	44,225 (112.8)	
	自家発	8,798 (100.0)	9,618 (109.3)	9,816 (111.6)	10,360 (117.8)	10,643 (121.0)	11,119 (126.4)	9,454 (107.5)	10,426 (118.5)	7,506 (85.3)	
最終エネルギー消費計	合計	756,593 (100.0)	780,341 (103.1)	787,932 (104.1)	794,196 (105.0)	847,696 (112.0)	869,821 (115.0)	891,009 (117.8)	913,351 (120.7)	925,479 (122.3)	
	電気事業者	674,235 (100.0)	694,679 (103.0)	700,883 (104.0)	705,043 (104.6)	754,756 (111.9)	772,283 (114.5)	790,115 (117.2)	807,698 (119.8)	815,306 (120.9)	
	自家発	82,458 (100.0)	85,765 (104.0)	87,153 (105.7)	89,258 (108.2)	93,052 (112.8)	97,653 (118.4)	101,011 (122.5)	105,773 (128.3)	110,294 (133.8)	
送配電ロス / 最終エネルギー消費計	合計	6.3% (100.0)	6.5% (102.5)	6.5% (102.0)	6.4% (101.4)	6.1% (96.5)	6.2% (98.1)	5.7% (90.2)	6.0% (94.3)	5.6% (88.1)	
	電気事業者	5.8% (100.0)	5.9% (101.9)	5.9% (101.0)	5.8% (99.4)	5.5% (94.0)	5.6% (95.8)	5.3% (90.4)	5.5% (94.2)	5.4% (93.3)	
	自家発	10.7% (100.0)	11.2% (105.1)	11.3% (105.6)	11.6% (108.8)	11.4% (107.2)	11.4% (106.7)	9.4% (87.7)	9.9% (92.4)	6.8% (63.8)	

() 内は90年度比
(資料) 総合エネルギー統計

(c) 熱供給事業者

98年度の単位熱生産量当たりのCO2排出量は 50.4 [千 t CO2/10¹⁵J] となっており
90年度から29.3%減少している。



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
CO2排出量 [千 t CO2]	713 (100.0)	741 (103.9)	845 (118.6)	880 (123.4)	986 (138.3)	1,124 (157.8)	1,096 (153.8)	1,124 (157.8)	1,109 (155.6)
熱生産量 [10 ¹² J]	1,000 (100.0)	1,200 (120.0)	1,300 (130.0)	1,400 (140.0)	1,600 (160.0)	1,800 (180.0)	1,900 (190.0)	2,100 (210.0)	2,200 (220.0)
単位熱生産量当たりのCO2排出 [千 t CO2/10 ¹⁵ J]	71.3 (100.0)	61.7 (86.6)	65.0 (91.2)	62.8 (88.2)	61.6 (86.4)	62.5 (87.7)	57.7 (81.0)	53.5 (75.1)	50.4 (70.7)

これは、排熱、電気等のCO2排出量の少ない⁴原・燃料の占める割合が高くなっているためである。以下に原・燃料のシェアの推移を示す。

なお、総合エネルギー統計では、熱供給事業者の原・燃料の内訳が詳細に記載されていないため、ここでは熱供給事業便覧の数値を用いている。

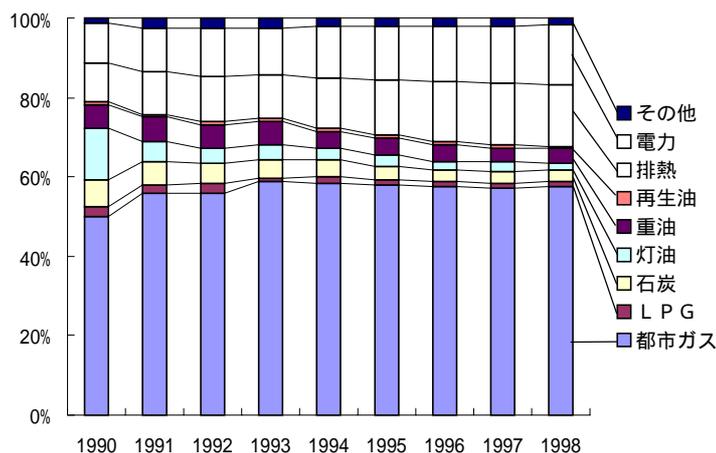


図 原・燃料のシェアの推移⁵

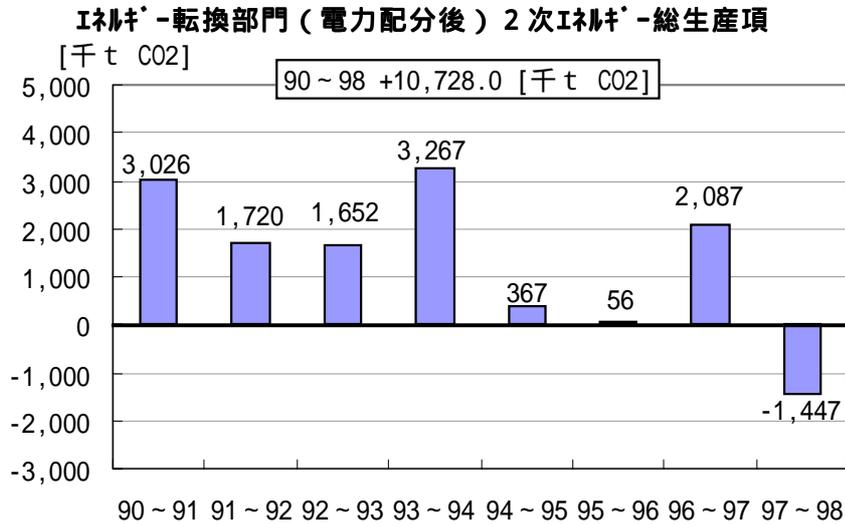
(資料)「熱供給事業便覧」より作成

⁴ 排熱については、熱を発生させた場所でCO2排出量を算定しているため熱供給事業者分としては算定されない。

⁵ 原・燃料の排熱の内訳は、
・排熱：ごみ焼却排熱、工場排熱、コージェネレーション排熱
・その他：RDF、発電所抽気

2次エネルギー総生産

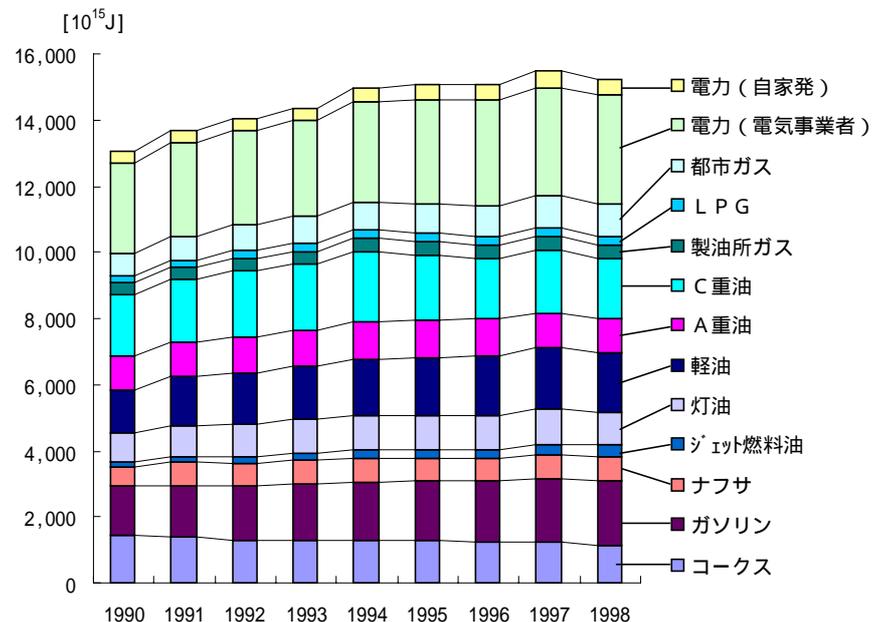
2次エネルギー総生産の変動要因により、8年間で合計10,728 [千 t CO₂] 増加している。時系列でみると、97年まで増加していたが、98年になって減少に転じた。



98年度における2次エネルギー生産量は16,741 [10¹⁵J] となっており、90年度から12.7ポイント増加している。

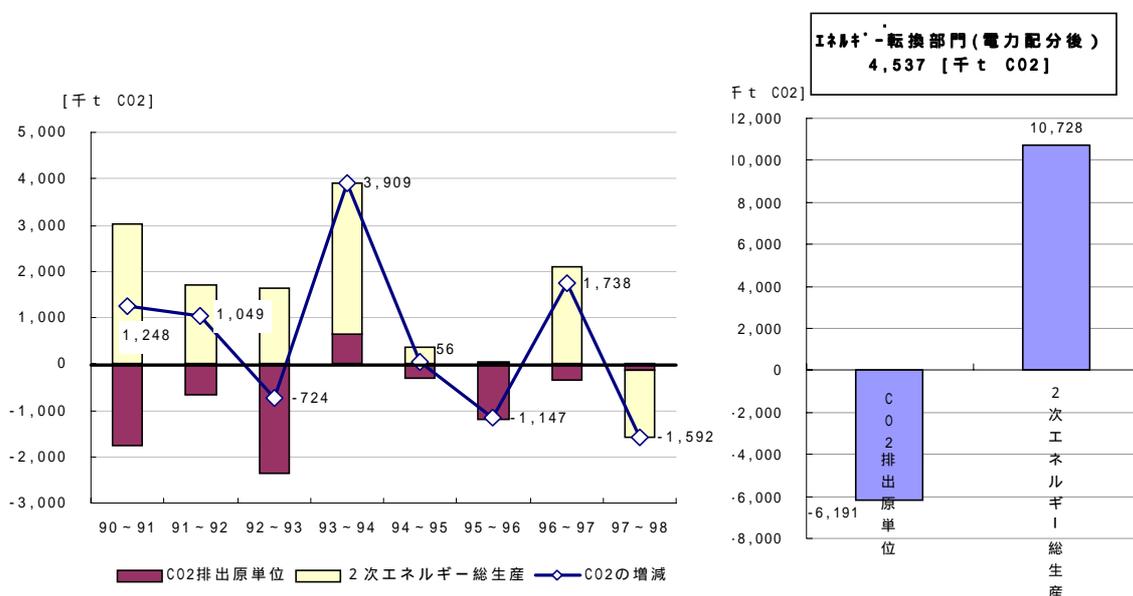
98年度の内訳を熱量ベースでみると、電力（電気事業者）（3,314 [10¹⁵J]）、ガソリン（1,958 [10¹⁵J]）、C重油（1,804 [10¹⁵J]）、軽油（1,760 [10¹⁵J]）の順に多い。

増加量をみると、電力（電気事業者）（573 [10¹⁵J]）、軽油（470 [10¹⁵J]）、ガソリン（447 [10¹⁵J]）、都市ガス（303 [10¹⁵J]）、ジェット燃料油（197 [10¹⁵J]）の順に多い。



(4) 部門の要因分析の総括

エネルギー転換部門(電力配分後)は、8年間で4,537 [千 t CO₂] 増加した。これは、CO₂排出原単位の改善による減少分 (6,191 [千 t CO₂] 減少) より、2次エネルギー総生産要因による増加分 (10,728 [千 t CO₂]) が上回ったことによる。



要因項	増減 (千 t CO ₂)	主な変動要因
CO ₂ 排出原単位	-6,191	エネ転自家消費(-)、送配電ロス(-)、熱供給事業者(+)
2次エネルギー総生産	+10,728	エネ転自家消費(+)、送配電ロス(+)、熱供給事業者(+)
合計	+4,537	エネ転自家消費(+)、送配電ロス(-)、熱供給事業者(+)

(5) 分析上の課題

- ・エネルギー転換部門(電力配分後)を業種ごと(電気、熱供給、都市ガス、石油精製/等)に分析するためには、「総合エネルギー統計」のエネルギー部門自家消費量の業種別データが必要である。
- ・「熱供給事業者便覧」でみると、CO₂排出源単位は減少に寄与しているが、「総合エネルギー統計」による分析では熱供給事業者のCO₂排出源単位の増加に寄与していることになり、分析に用いる統計データの妥当性の検討が必要である。
- ・1996年のIPCCガイドラインでは、自家発電によるCO₂排出量はその発電者分として計上することを原則としているため、将来的には、各業種ごとに異なる自家発電起源のCO₂排出性を反映した要因分析が必要となる。現在の「総合エネルギー統計」では、業種別ではなく自家発電として一括して計上されており、自家発電電力の消費量に応じて各最終消費部門に按分することが必要となる。

