

電気事業者ごとの実排出係数及び調整後排出係数の算出及び公表について

20150325 産局第13号
20150325 資庁第1号
環地温発第1503306号
平成27年4月1日

経済産業省産業技術環境局長
資源エネルギー庁長官
環境省地球環境局長

特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令（平成18年3月29日経済産業省令・環境省令第3号。以下「算定省令」という。）第2条第4項の規定に基づき経済産業大臣及び環境大臣が公表する係数及び温室効果ガス算定排出量等の報告等に関する命令（平成18年内閣府・総務省・法務省・外務省・財務省・文部科学省・厚生労働省・農林水産省・経済産業省・国土交通省・環境省令第2号。以下「報告命令」という。）第20条の2の規定に基づき経済産業大臣及び環境大臣が公表する係数の算出及び公表について、下記のとおり定める。

なお、「電気事業者ごとの実排出係数及び調整後排出係数の算出及び公表について」（20140326産局第2号・20140326資庁第1号・環地温発第1403311号）は、平成27年3月31日をもって廃止する。

記

1. 総論

地球温暖化対策の推進に関する法律（平成10年法律第117号。以下「温対法」という。）及びこれに基づく命令等に基づき、特定排出者（温対法第21条の2に基づき温室効果ガス算定排出量の報告を行う者をいう。以下同じ。）が事業活動に伴う温室効果ガスの排出量を国に報告する際、他人から供給された電気の使用に伴う二酸化炭素の排出量については、原則として国が公表した電気事業者（電気事業法（昭和39年法律第107号）第2条第1項第2号に規定する一般電気事業者及び同項第8号に規定する特定規模電気事業者をいう。以下同じ。）ごとの排出係数を用いて算定することとされている。

また、温対法第42条の3の規定に基づき、環境大臣及び経済産業大臣は、京都議定書第3条の規定に基づく約束を履行するために事業者が自主的に行う算定割当量の取得及び国の管理口座への移転並びに事業者が行う他の者の温室効果ガスの排出の抑制等に寄与する取組を促進するよう適切な配慮をすることとされている。

上記の規定に基づき、経済産業大臣及び環境大臣は、

- ①特定排出者による他人から供給された電気の使用に伴う二酸化炭素の排出量の算定の適正な実施を確保し、自主的な二酸化炭素の排出の抑制に資するため、
 - ②京都議定書第3条の規定に基づく約束を履行するために事業者が自主的に行う算定割当量の取得及び国の管理口座への移転を促進するため、
 - ③国内における事業者が行う他の者の温室効果ガスの排出の抑制等に寄与する取組を促進するため、
- 電気事業者ごとに実排出係数及び調整後排出係数並びにこれらを求めるために必要となった情報を収集するとともに、その内容を確認し、当該係数を特定排出者の温室効果ガス算定排出量の算定の対象となる年度（以下「排出量算定対象年度」という。）に公表することとする。

(1) 実排出係数の算出方法

実排出係数は、電気事業者がそれぞれ供給（小売り）した電気の発電に伴い、算定省令別表第1に定める燃料の燃焼に伴って排出された二酸化炭素の量（t-CO₂）（以下「実二酸化炭素排出量」という。）を、当該電気事業者が供給（小売り）した電力量（kWh）（以下「販売電力量」という。）で除して算出する。

(2) 実二酸化炭素排出量及び販売電力量の把握対象期間

実排出係数の算出に必要な実二酸化炭素排出量及び販売電力量は、排出量算定対象年度の前年度（以下「係数算出対象年度」という。）における実二酸化炭素排出量及び販売電力量とする。ただし、今後新たに電気事業者として電気を供給する事業に参入する者（以下「新規参入者」という。）の参入年度及び参入の次年度における係数の算出については、別紙1に定める方法による。

(3) 実二酸化炭素排出量の把握

実二酸化炭素排出量は、当該電気事業者が自ら発電をしたか、他者が発電した電気を購入したかを問わず、供給（小売り）した電気全体に係るものとする。

(4) 販売電力量の把握

実排出係数及び調整後排出係数の算出に当たって、使用する電気事業者の販売電力量は、使用端における電気の供給量とする。

(5) 調整後排出係数の算出方法

調整後排出係数は、実二酸化炭素排出量（t-CO₂）に、再生可能エネルギーの固定価格買取制度（以下「固定価格買取制度」という。）による固定価格買取費用の負担に応じた買取電力量相当量（以下「固定価格買取調整電力量」という。）の割合で実二酸化炭素排出量を調整した量（別紙9参照。以下「固定価格買取調整二酸化炭素排出量」という。）を加えて調整した量から、償却前移転（償却を目的として国の管理口座に無償で移転することをいう。以下同じ。）した京都メ

カニズムクレジット（温対法第2条第6項に規定する算定割当量をいう。以下同じ。）及び排出量調整無効化（他の者の温室効果ガスの排出の抑制等に係る取組を自らの温室効果ガスの排出の抑制等に係る取組と評価することを目的として、国内認証排出削減量（国内における他の者の温室効果ガスの排出の抑制等に寄与する各種の取組により削減等がされた二酸化炭素の量として、環境大臣及び経済産業大臣が定めるものをいう。）を移転ができない状態にすることをいう。また、償却前移転と排出量調整無効化を併せて「償却前移転等」という。以下同じ。）した国内認証排出削減量のうち、別紙7に掲げるもの（以下「京都メカニズムクレジット等」という。）を控除した量（以下「調整後二酸化炭素排出量」という。）を、当該電気事業者の販売電力量で除して算出する。

(6) 実排出係数及び調整後排出係数の公表までの手続

排出量算定対象年度において、以下の手続により、事業者別の実排出係数及び調整後排出係数を公表する。

【手続】

- ① 各電気事業者は、係数算出対象年度における実二酸化炭素排出量、調整後二酸化炭素排出量及び販売電力量を基に事業者別の実排出係数及び調整後排出係数を算出し、算出結果を裏付ける資料（以下「根拠資料」という。）とともに経済産業省及び環境省に提出する。

※ 算出した実排出係数、調整後排出係数及び根拠資料の提出は、特定排出者の排出量算定対象年度に電気の小売供給実績のある電気事業者が行うものとする。（ただし、電気の小売供給実績がない電気事業者であっても、固定価格買取制度により買取した電気を他の電気事業者に相対契約により卸販売した場合には、卸販売先と卸販売量を表11の2に記載して経済産業省及び環境省に提出するものとする。）

※ 電気事業者は、調整後二酸化炭素排出量の調整に用いた京都メカニズムクレジット等の償却前移転等に係る情報についても根拠資料として経済産業省及び環境省に提出するものとする。

※ 日本卸電力取引所を介した電気の販売（以下「取引所販売」という。）を発電所を明確にして行った電気事業者については、同取引所の実排出係数の作成（別紙4参照）の用に供するため、経済産業省及び環境省に提出した係数根拠資料のうち表6の2を同取引所に提出して、同取引所による内容確認を受けることとする。

- ② 経済産業省及び環境省は、提出された事業者別の実排出係数及び調整後排出係数並びに根拠資料の内容を確認する。なお、根拠資料のうち、電気事業者又は電気の調達に関わる他者の権利利益を害するおそれがあるものとして電気事業者より申出が行われた資料については、確認後に当該電気事業者へ返却する。
- ③ 内容を確認した事業者別の実排出係数及び調整後排出係数を取りまとめ、当

該電気事業者の名称とともに官報で告示する。

また、当該排出係数の算出に当たり、各電気事業者が把握した排出量のうち排出量が把握できない事業者に対してのみ用いる係数（以下「代替値」という。）以外を用いた割合（以下「把握率」という。）を公表するとともに、電気事業者より提出された把握できなかった理由も付記する。

注）代替値は、総合エネルギー統計における外部用発電（卸電気事業者供給分）と自家用発電（自家発の自家消費及び電気事業者への供給分）を合計した排出係数の直近5カ年平均を国が算出する。

（7）事業者別の実排出係数及び調整後排出係数の更新

（6）の手続により、事業者別の実排出係数、調整後排出係数及び代替値を毎年更新の上、秋頃を目処に公表する。ただし、新規参入者の参入年度及び参入次年度については、別紙1に定める時期に公表する。

2. 実二酸化炭素排出量の算定方法

実二酸化炭素排出量は、以下の（1）及び（2）の合計量とする。

なお、自社電源に由来する電気や他者より調達した電気であっても、他の電気事業者等に販売した場合（小売りしなかった場合）は、別紙2に定める方法により、当該電気を販売した者の実二酸化炭素排出量から控除するものとする。

（1）自社電源に由来する電気

算定省令別表第1に定める燃料の使用量に燃料種ごとの単位発熱量、燃料種別排出係数及び4.4/1.2を乗じて二酸化炭素排出量を算定する（別紙3の点線内の部分を参照。）。

注）発熱量は、高位発熱量とする。以下同じ。

（2）他者から調達した電気

他者から調達した電気の発電に伴い排出された実二酸化炭素排出量については、別紙3の実二酸化炭素排出量の算定フロー図に従い、以下の調達先より得られる情報内容に応じて把握する。

ア 電源が特定できる場合

契約等に基づき電源が特定できる場合については、調達先より得られる情報内容に応じ、以下の順番で実二酸化炭素排出量を算定する。

① 燃料種ごとの使用量が把握できる場合

燃料使用量に燃料種ごとの単位発熱量、燃料種別排出係数及び4.4/1.2を乗じて算定

② 燃料種ごとの発熱量の総量が把握できる場合

燃料種ごとの発熱量の総量に燃料種別排出係数及び4.4/1.2を乗じて算定

③ 燃料種ごとの受電電力量が把握できる場合

燃料種ごとの受電電力量を発電端熱効率で除したものに燃料種別排出係数及び4.4/1.2を乗じて算定

注) 発電端熱効率としては、実測等に基づくもののほか、平均熱効率を用いることができる。以下同じ。

④ 燃料区分及び発熱量の総量が把握できる場合

燃料区分(石油、石炭、LNG)ごとの発熱量に燃料区分別排出係数及び4.4/1.2を乗じて算定

⑤ 燃料区分及び受電電力量が把握できる場合

燃料区分ごとの受電電力量を燃料区分ごとの発電端熱効率で除したものに燃料区分別排出係数及び4.4/1.2を乗じて算定

イ 電源は特定できないが、事業者又は事業所(以下「事業者等」という。)単位の情報から算定できる場合

受電電力量に事業者等ごとの実排出係数を乗じて算定する。

なお、事業者等ごとの実排出係数としては以下のものが考えられる。

① 日本卸電力取引所の実排出係数

日本卸電力取引所の実排出係数の算出は別紙4に定める方法による。

② 自家発電事業者等の事業所別の実排出係数

契約等に基づき、調達した電気の発電に供された事業所が特定される場合については、事業所単位で算出された実排出係数を用いることができる。当該事業所単位の実排出係数は、係数算出対象年度に当該事業所において発電のために投入した算定省令別表第1に定める燃料の使用量に燃料種ごとの単位発熱量、燃料種別排出係数及び4.4/1.2を乗じたものを当該事業所で発電した電気の量で除することにより自家発電事業者等が算出し、電気事業者に提供する。

③ 電気事業者及び自家発電事業者等の事業者別の実排出係数

調達した電気について、調達先の事業者別の実排出係数(電気事業者にあつては使用端二酸化炭素排出係数。自家発電事業者等にあつては発電端二酸化炭素排出係数。)が得られる場合については、これを用いて算出する。この場合、電気事業者の事業者別の実排出係数にあつては、国による公表が行われているか否かに関わらず、国が定める算出方法に従って前年度の実績値を用いて算出された排出係数を用い、自家発電事業者等の事業者別の実排出係数については、係数算出対象年度の係数を用いることとする。

また、同一事業者からの調達について、事業所単位の実排出係数と事業者単位の実排出係数の両方を用いて自らの実排出係数を算出する場合にあつては、当該事業所単位の実排出係数に乗じた受電電力量を控除した電力量を

事業者単位の実排出係数に乗じるものとする。

注) 自家発電事業者等が事業所別の実排出係数と事業者別の実排出係数の両方を算出して電気事業者に提供する場合にあつては、事業者別の実排出係数の算出に当たり、電気事業者が事業所別の実排出係数を用いて実排出係数を算出した電気に相当する燃料の使用量及び発電した電気の量を控除する。

電気事業者が一般電気事業者から調達して需要家に供給（小売り）した電気については、当該調達先である一般電気事業者の実排出係数に別紙5に定める昼夜別係数に乗じて得られる係数を用いて実二酸化炭素排出量を算定することができる。

ウ その他

他者から調達した電気について、上記ア又はイいずれの方法によっても実二酸化炭素排出量を算定することが困難である場合については、当該受電電力量に代替値を乗じて実二酸化炭素排出量を算定する。

(3) コージェネレーションシステムによる発電

実二酸化炭素排出量の算定に当たり、コージェネレーションシステムによる発電については、当該システムに投入された化石燃料の使用に伴う二酸化炭素の排出量を、別紙6に定める方法で電気と熱に按分することにより算定する。

3. 調整後二酸化炭素排出量の調整方法

調整後二酸化炭素排出量は、電気事業者が償却前移転等した京都メカニズムクレジット等（別紙7参照）を以下の方法により把握し、これらを、実二酸化炭素排出量に固定価格買取調整二酸化炭素排出量を足したものから控除して得た量とする。

(1) 自ら償却前移転等した京都メカニズムクレジット等

償却前移転等した京都メカニズムクレジット等の種類ごとに、当該年度の調整後排出係数の算出に用いる量を把握し、実二酸化炭素排出量から当該量を控除するとともに、根拠資料（表7、表9）に必要事項を記載し提出する。

(2) 他者から調達した電気に係る償却前移転等された京都メカニズムクレジット等

他者から調達した電気に関し、当該他者が京都メカニズムクレジット等を償却前移転等している場合には、当該他者から供給を受けた電気に係る実二酸化炭素排出量から、当該量を控除するとともに根拠資料（表8、表10）に必要事項を記載し提出する。

ただし、根拠資料（表8、表10）に記載された京都メカニズムクレジット等については、当該根拠資料の提出者以外の者が重複して調整後二酸化炭素排出量の算定に用いることはできない。

(3) 京都メカニズムクレジット等の償却前移転等期間について

調整後二酸化炭素排出量の調整に用いられる京都メカニズムクレジット等は、係数算出対象年度中に償却前移転等されたものを対象とする。

また、係数算出対象年度の翌年度の4月1日から6月30日までの間に償却前移転等がなされた京都メカニズムクレジット等については、係数算出対象年度内に償却前移転等されたものとみなし、調整後二酸化炭素排出係数の算出に用いることができるものとする。

ただし、係数算出対象年度の翌年度の4月1日から6月30日までの間に償却前移転等がなされ、係数算出対象年度内に償却前移転等されたものとみなされた京都メカニズムクレジット等については、係数算出対象年度の翌年度以降の調整後二酸化炭素排出係数の算出に用いることはできない。

(4) 固定価格買取調整二酸化炭素排出量

別紙9に定める方法により固定価格買取調整二酸化炭素排出量を算出し、その内訳を表11に記載して提出する。

他の電気事業者との間で固定価格買取制度による買取電気の卸売買がある場合には、表11の2にその内訳を記載して提出する。

4. 把握率の算出と公表

(1) 把握率の算出方法

把握率は、販売電力量から二酸化炭素排出量の算定に当たり代替値を使用して算出した電気の受電電力量（需要家に供給した分に限る。）を減じ、これを販売電力量で除したものを百分率により表示したものとする。

(2) 把握率等の公表方法

実排出係数及び調整後排出係数の公表に当たっては、把握率を併記するとともに、電気事業者から提供された把握できなかった理由も付記して公表する。

5. 算出方法等を変更する場合の手続

実排出係数及び調整後排出係数の設定に係る基本的な考え方並びに具体的な算出方法を変更する場合には、別紙8に定める手続による。

特段の変更をしない限りは、事務的に実排出係数及び調整後排出係数の公表手続を行う。

新規参入者の参入年度及び参入の次年度における排出係数の算出について

1. 基本的考え方

新規参入者については、参入年度より前の排出係数が存在しないため、参入年度及び参入の次年度について、既参入者と同様の方法によって国が排出係数を公表することができず、結果として新規参入者から供給（小売り）された特定排出者は代替値を使わざるを得なくなる事態が想定され、このことが参入阻害をもたらすのではないかとの指摘がある。

このため、新規参入者については、以下の方法により参入年度及び参入次年度に限って年度ごとの排出係数に相当する係数を算出の上、根拠資料とともに国に提出し、国は、当該係数及び根拠資料の内容を確認し、公表することとする。

2. 算出方法、公表時期等

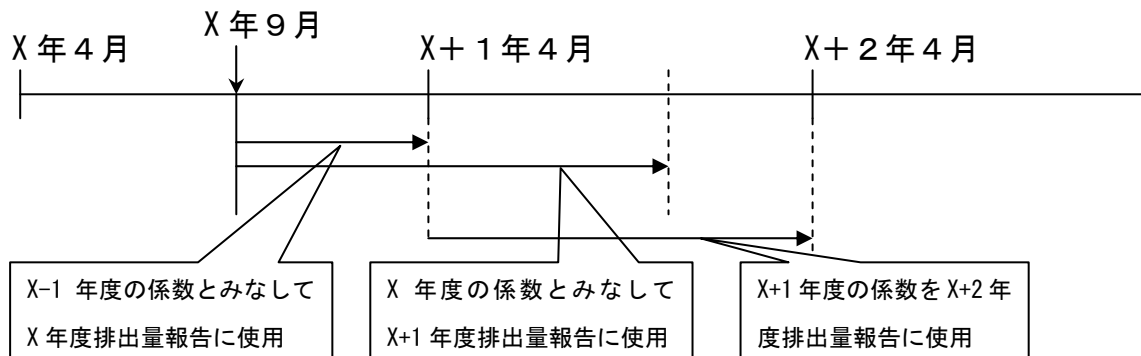
新規参入者については、参入年度及び参入の次年度について、以下の方法により年度ごとの排出係数に相当する係数の算出等を行う。

- ① 特定排出者が当該事業者の参入年度（X年度）の排出量報告を行う場合
 - 参入者（甲）は排出量算定対象年度（X年度）の半ばに参入（特定排出者への供給を開始）したことから、参入時から参入年度末までに甲が需要家（乙）に供給した電気について排出係数を算出し、排出量算定対象年度の翌年度の当初（X+1年6月半ば頃を想定。）までに国に提出。
 - 国は、X+1年6月中に乙がX年度の排出量報告に使用することができる甲の排出係数として、当該係数を公表。
 - 乙は、国が公表した甲の排出係数を用いて公表時以降、排出量を報告することも可能であるし、公表前に代替値その他実測値等を用いて排出量を報告することも可能。
 - なお、X年4月1日から甲の参入までの期間の電気の使用に伴う排出係数は、当該期間電気を供給した既参入者（丙）の前年度の排出係数を用いて排出量を算定する。
- ② 特定排出者が当該事業者の参入年度の次年度（X+1年度）の排出量報告を行う場合
 - 甲はX年度の半ばから参入したため、X年度全体（X年4月からX+1年3月まで）の排出係数を算出することができない。このため、甲が参入した月から12ヶ月間、甲が需要家（乙）に供給した電気について排出係数を算出し、国に提出。
 - 国はX+1年度中に、乙がX+1年度の排出量報告に使用することができる甲の

排出係数として、当該係数を公表。

- 乙は、国が公表した甲の排出係数を用いて X+2 年 4 月以降、排出量を報告することが可能。

③ X+2 年度以降については、既参入者の算出方法と同様に算出。

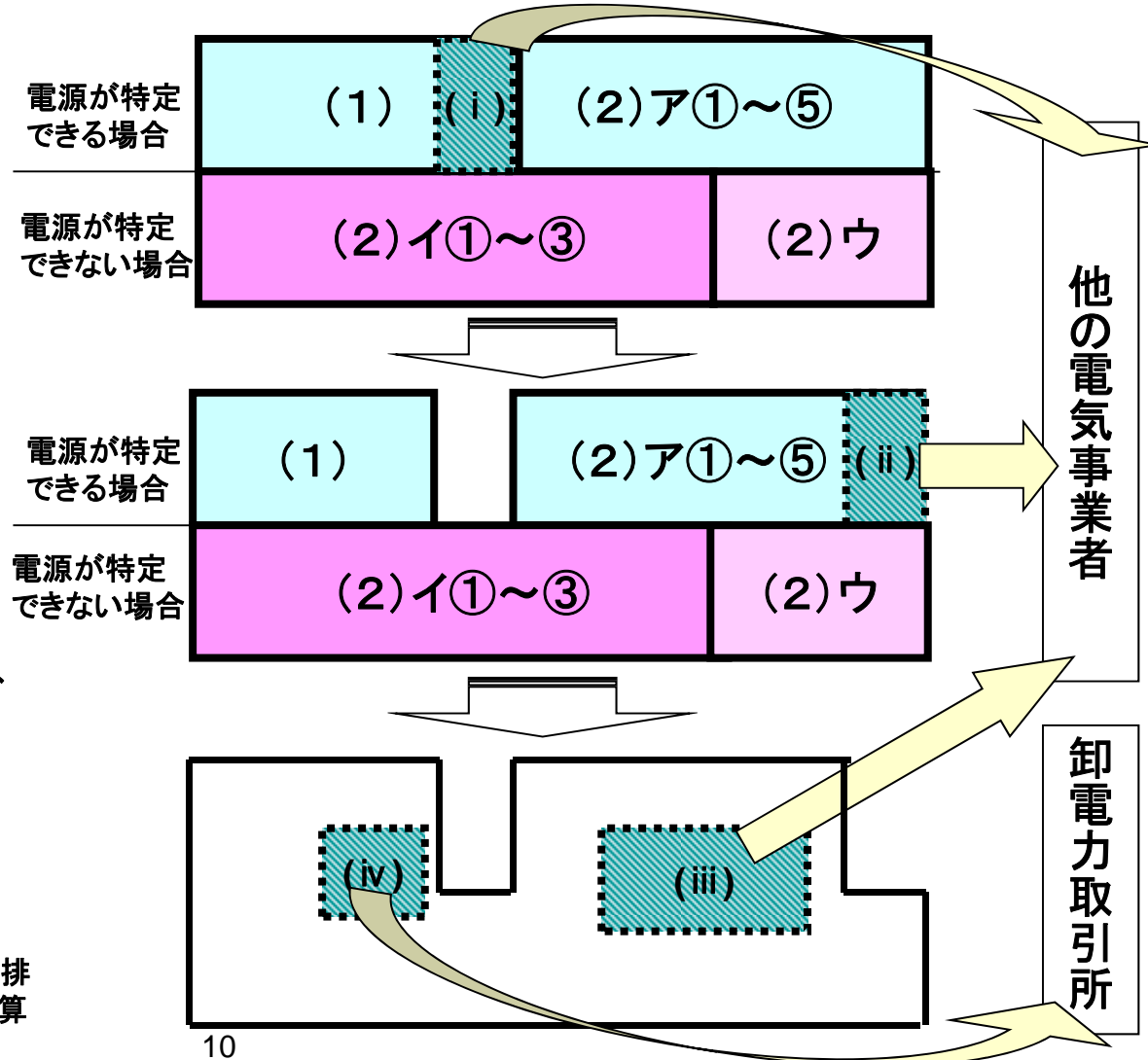


他の電気事業者等への販売に伴い控除すべき二酸化炭素排出量

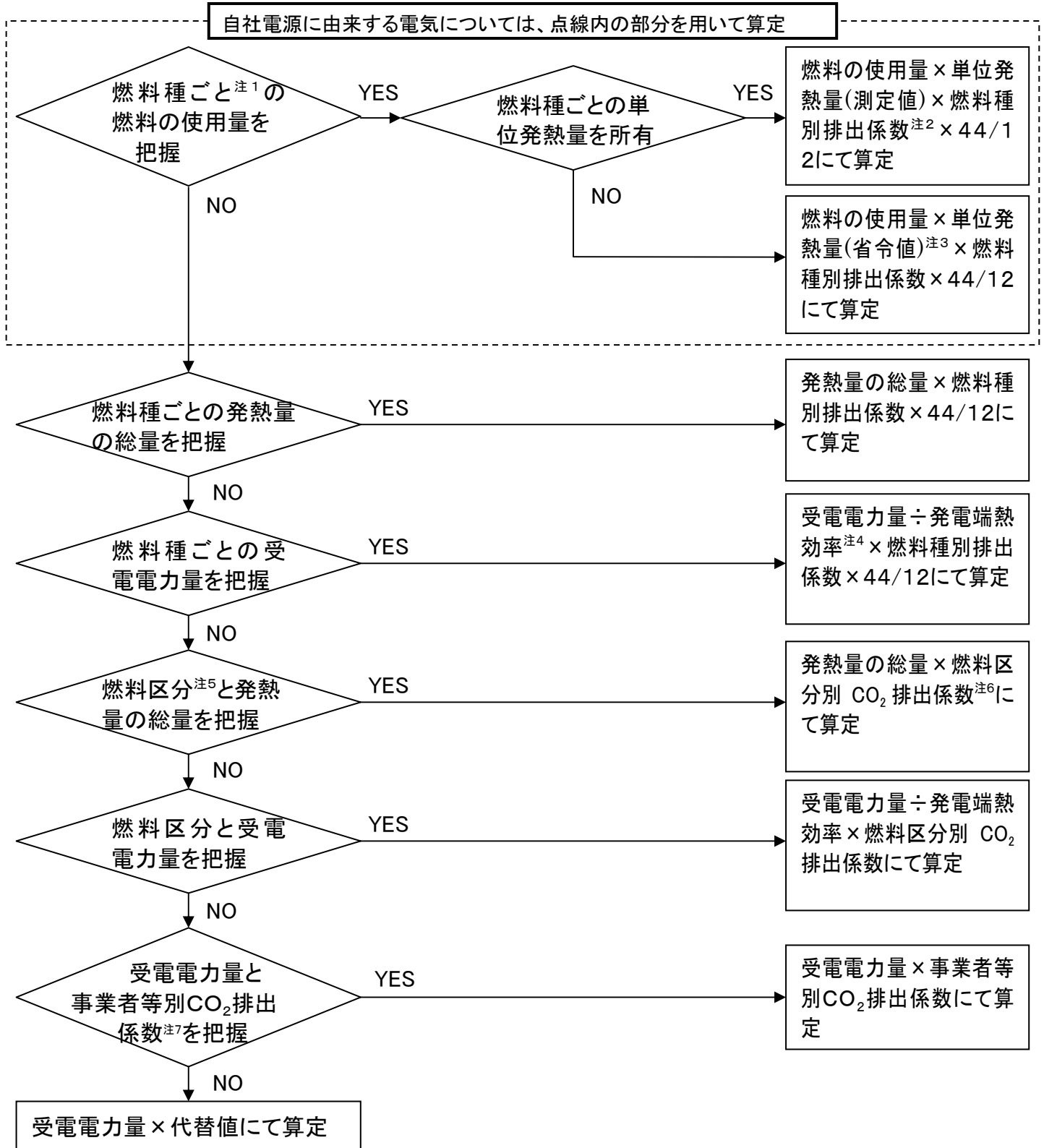
実排出係数の算出に当たって「分子」となる実二酸化炭素排出量は、供給(小売り)した電気全体に係るものとされているため、他の電気事業者等へ販売した電気(小売りしなかった電気)の発電に伴い排出された二酸化炭素の量は、当該電気を販売した者の実二酸化炭素排出量から控除する必要があります。

- I. 本文の「2. 実二酸化炭素排出量の把握方法」の(1)及び(2)により把握した二酸化炭素排出量を算定する。
- II. 他の電気事業者等への販売に係る電気は、以下のケースに応じて二酸化炭素排出量を控除する。
- (i) 自社電源に由来する場合(取引所販売する場合を除く。)は、Iの排出量の算定において、当該販売に係る電気の発電に伴う二酸化炭素排出量を含めないものとする。
 - (ii) 他者より調達した電気であっても電源が特定できる場合(取引所販売する場合を除く。)も、上記(i)と同様とする。
 - (iii) 当該販売に係る電気の電源が特定できない場合(取引所販売する場合を除く。)は、自らの前年度の排出係数に当該販売に係る電力量を乗じて算出した二酸化炭素排出量を控除するものとする。
 - (iv) 取引所販売した場合、
 - ・取引所販売に係る電気の発電所が明確であれば、その事業所の係数に当該販売に係る電力量を乗じて算出した二酸化炭素排出量を控除することとする。
 - ・取引所販売に係る電気の発電所が不明確であれば、自らの前年度の排出係数に当該販売に係る電力量を乗じて算出した二酸化炭素排出量を控除することとする。

※他の電気事業者へ販売した電気に伴う二酸化炭素排出量に関して、販売側の控除する量及び購入側が算出に用いる量が同値となる。



○実二酸化炭素排出量の算定フロー図



- 注1: 特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令(以下「算定省令」という。)別表第1の第2欄に掲げる燃料種
- 注2: 算定省令別表第1の第5欄に掲げる係数
- 注3: 算定省令別表第1の第4欄に掲げる単位発熱量
- 注4: 総合エネルギー統計から算出した平均熱効率を用いることができる
- 注5: 「石油火力」、「石炭火力」、「LNG 火力」に区分
- 注6: 関連する燃料による平均的な CO₂ 排出係数
- 注7: 自家発電事業者の事業所別排出係数、取引所の排出係数も含む

日本卸電力取引所の係数の算出方法について

1. 基本的考え方

- 日本卸電力取引所の係数は、取引所で約定された事業者の事業者別の実排出係数を約定した電力量（以下「約定電力量」という。）に応じて加重平均することによりこれを算出する。

$$\text{取引所の係数} = \sum \left\{ \text{事業者別の実排出係数等} \times \left(\frac{\text{事業者の年間約定電力量}}{\sum \text{事業者の年間約定電力量}} \right) \right\}$$

- 日本卸電力取引所の係数は、電気事業者が事業者別の実排出係数を算出する年度（係数算出対象年度）の前年度の実績を用いてこれを算出する。

※ 例えば、特定排出者が平成22年度排出量を算定するに当たっては、平成21年度の事業者別の実排出係数を使用することになるが、当該係数を算出するために使用される卸電力取引所の係数は、平成20年度の事業者別の実排出係数及び事業者別約定電力量に基づき算出される。

- 日本卸電力取引所において試行的に取引が実施されているグリーン電力（※）卸取引における約定電力量は、取引所の係数の算出には含めないものとする。

※ グリーン電力卸取引におけるグリーン電力とは、原子力や水力、風力、太陽光などの発電時にCO₂を排出しない電源から発電される電気や京都メカニズムクレジットにより排出係数をゼロとした電気をいう。

2. 算出に係る諸元について

(1) 事業者別の実排出係数等

ア 国が事業者別の実排出係数を公表している電気事業者で、取引所販売を、発電所を明確にして行っている場合

各電気事業者の約定電力量に応じた加重平均値を使用。

（加重平均値は電気事業者が以下の数式により算出し、内訳とともに表6の2に記載し、取引所に提出する。取引所は、内訳を確認したうえ加重平均値を使用する。）

$$\text{取引所販売に係る係数} = \sum \left\{ \begin{array}{l} \text{取引所販売に係る} \\ \text{発電所の実排出係数}^{(注)} \end{array} \times \left(\frac{\text{取引所販売に係る発電所の年間約定電力量}}{\sum \text{取引所販売に係る発電所の年間約定電力量}} \right) \right\}$$

（注）

通達本文2. (2)イ記載の方法により算定した実二酸化炭素排出量に係る実排出係数は表6記載の係数を使用し、通達本文2. (1)及び(2)記載の方法により算定した実二酸化炭素排

出量に係る実排出係数は表1～4記載の実二酸化炭素排出量のうち取引所販売に係る発電所の排出量を当該発電所の発電電力量又は当該発電所からの受電電力量で除して算出した係数を使用する。

イ 国が事業者別の実排出係数を公表している電気事業者で、取引所販売を、発電所を明確せずに行っている場合
公表された事業者別の実排出係数を使用。

ウ 国が事業者別の実排出係数を公表していない場合(含む卸電気事業者、自家発電事業者等)
取引所で約定した事業者に対して今般設定された算出方法に従い算出された当該約定電力量に係る事業者別の実排出係数の提供を求め、これを使用する。

(2) 約定電力量

約定電力量は、当該事業者が1年間に約定したスポット取引の電力量と先渡定型取引の電力量を合算し、グリーン電力卸取引の約定電力量は含めない。

昼夜別係数について

1. 基本的考え方

- 電気事業者が一般電気事業者より調達して需要家に供給(小売)した電気(電源等を特定していない電気に限る。)については、当該電気を昼間(8-22時)、夜間(22-翌8時)に区分して実二酸化炭素排出量を算定することができる。
- 具体的には、当該電気の調達先の一般電気事業者の実排出係数に、対全日昼間係数又は対全日夜間係数を乗じて昼夜別係数を反映した排出係数を得て、これらの係数に、それぞれの時間帯において購入した電力量を乗じて実二酸化炭素排出量を求める。
- このとき、一般電気事業者の実排出係数、対全日昼間係数及び対全日夜間係数は、それぞれ係数算出対象年度の前年度のものを使用する。
- 対全日昼間係数及び対全日夜間係数は、毎年度見直しを行う。

2. 対全日昼間係数及び対全日夜間係数の算出等

- 対全日昼間係数及び対全日夜間係数については、電気事業連合会において一般電気事業者の係数算出対象年度の前年度実績に基づき下記のように算出し、各一般電気事業者が、当該一般電気事業者から電気を調達した電気事業者に提供する。

全日1.0に対し、対全日昼間係数 \times . \times \times 、対全日夜間係数 Δ . Δ Δ

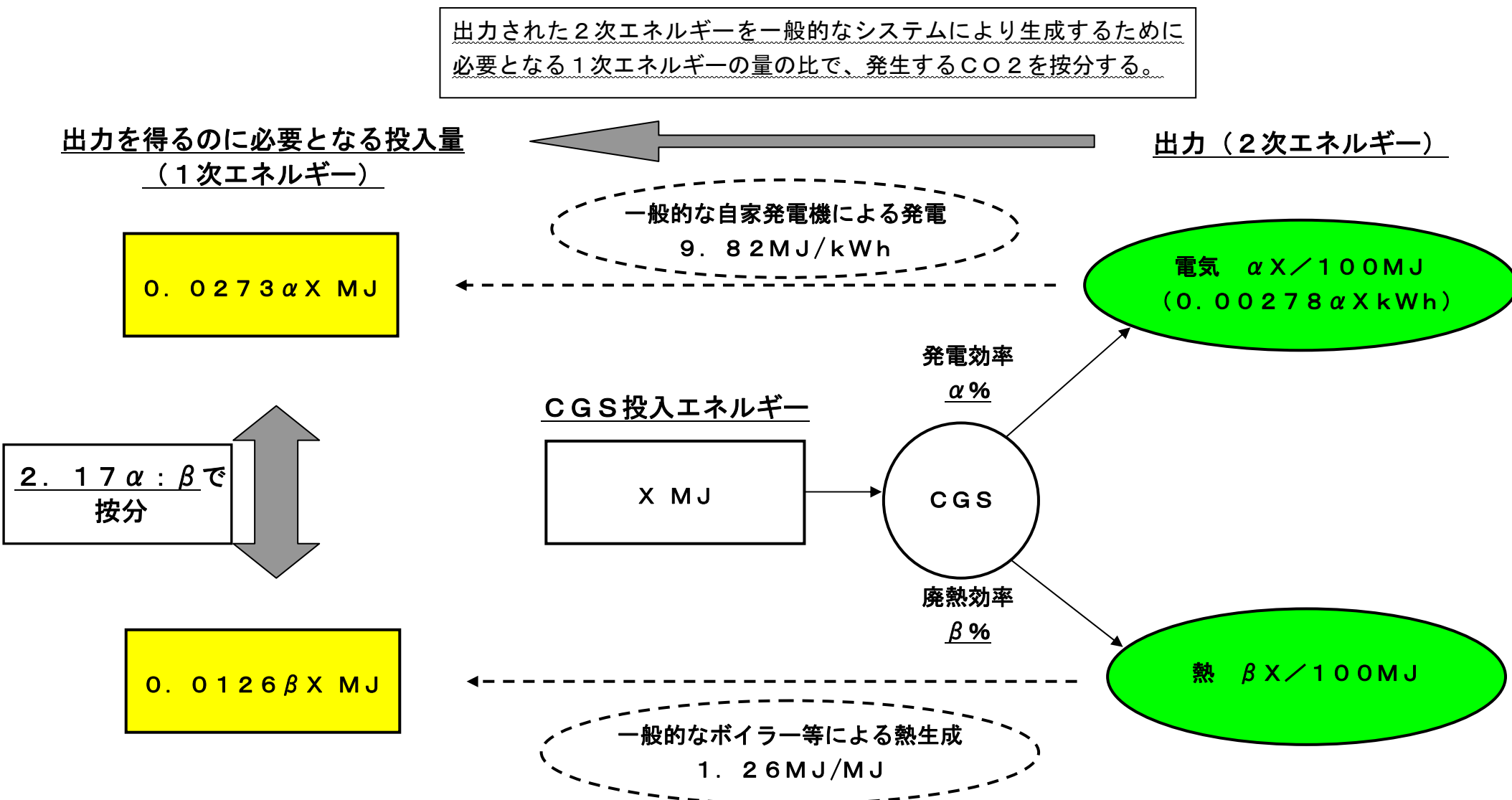
コージェネレーションシステムから得られる電気・熱に係る
二酸化炭素排出量の算出方法について

コージェネレーションシステムから得られる電気・熱に係る二酸化炭素排出量は、当該電気・熱の量を現在普及しているその他の一般的なシステムにより得る場合に必要となる燃料投入量に応じて按分することにより算出するものとする。

(理由)

- 1 電気・熱の生成に係る二酸化炭素の排出量については、温対法上、電気・熱の需要側においても算定することとされているが、これは、需要側において使用される電気、熱について、使用される量の電気、熱を生成するために必要となる燃料投入に伴い排出される二酸化炭素の量をそれぞれ算定していることに他ならない。
- 2 コージェネレーションシステムから得られる電気・熱の生成に伴う二酸化炭素の排出量についても同様に、電気、熱のそれぞれについて、システムから得られる量を生成するために必要となる燃料投入に伴い排出される二酸化炭素の量を算定すべきところである。
しかしながら、コージェネレーションシステムは、発生した電気と熱を同時に供給し、有効利用する設備であることから、そのシステムから得られる電気、熱の量を生成するためにそれぞれ必要となる燃料投入量を把握することは困難である。
このため、システムにおける電気・熱の生成にそれぞれ必要となる燃料投入量を何らかの方法で推定した上で、その投入に伴う二酸化炭素の排出量を算定することが必要である。
- 3 ここでは、コージェネレーションシステムが発電部分及び熱生成部分から成るシステムであることから、パーツごとの一般的な効率に着目した上で、生成された電気・熱を作る際に必要であった1次エネルギー量をそれぞれ仮定し、この比で、コージェネレーションシステムから排出された二酸化炭素の量を按分することとする。
- 4 具体的には、コージェネレーションシステムから得られる電気・熱の仕事量を、現在普及している一般的な自家発電機及び熱生成機の平均的な効率(9.82MJ/kWh 及び1.26MJ/MJ)で割り戻してそれぞれに必要であった1次エネルギー量を仮定し、この比で投入燃料の燃焼に伴う二酸化炭素総排出量を按分することによって、コージェネレーションシステムにおける電気・熱の生成に伴う二酸化炭素の排出量を算定することとする。(別紙6-1参照)

コジェネレーションから排出されるエネルギー起源二酸化炭素の電気及び熱への配分の考え方



○ボイラ効率の設定

蒸気ボイラ種別の効率

ボイラの種類	効率*1	換算係数*2	
鋳鉄製ボイラ	80~86%	1.27	MJ/MJ
丸ボイラ>立てボイラ	70~75%	1.45	MJ/MJ
丸ボイラ>炉筒煙管ボイラ	85~90%	1.20	MJ/MJ
貫流ボイラ>単管式小型	80~90%	1.24	MJ/MJ
貫流ボイラ>多管式小型	75~90%	1.28	MJ/MJ
貫流ボイラ>大型	90%	1.17	MJ/MJ
水管ボイラ>立て水管	85%	1.24	MJ/MJ
水管ボイラ>二胴水管	85~90%	1.20	MJ/MJ
平均		1.26	MJ/MJ

*1 空気調和・衛生工学便覧(別紙6-2-①)

*2 効率の中央値を採用し、液体燃料と仮定して高位ベースに換算

○発電機効率の設定

発電機種別の効率

発電機の種類	効率*1	換算係数		導入実績(kW)*2
ディーゼルエンジン	36.8%	9.78	MJ/kWh	619,617
ガスエンジン	30.4%	11.9	MJ/kWh	4,986
ガスタービン	25.0%	14.4	MJ/kWh	3,545
平均		9.82	MJ/kWh	

*1 日本コージェネレーションセンターHPより(別紙6-2-②)

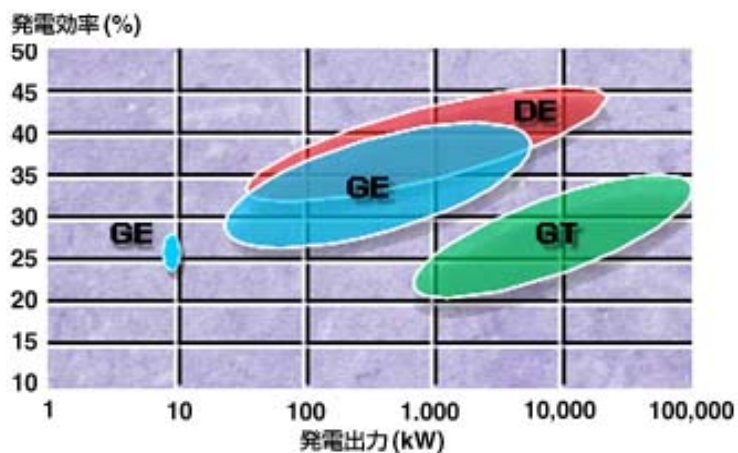
*2 社団法人 日本内燃力発電設備協会 資料より

○ボイラ効率の設定

ボイラの種類		ボイラより取り出す熱媒の種類	蒸気圧力または温水温度	蒸発量または熱出力	ボイラ効率 [%]	主な用途
鑄鉄製ボイラ		蒸気	0.1MPa以下	0.3~4t/h	80~86	給湯・暖房用
		低温水	120℃以下	29~2300kW		
丸ボイラ	立てボイラ	蒸気	0.7MPa以下	0.1~0.5t/h	70~75	暖房・プロセス用
	炉筒煙管ボイラ	蒸気	1.6MPa以下	0.5~20t/h	85~90	給湯・暖房・プロセス用
		中・高温水	170℃以下	350~9300kW		地域暖房用
貫流ボイラ	単管式小型貫流ボイラ	蒸気	3MPa以下	0.1~15t/h	80~90	暖房・プロセス用
	多管式小型貫流ボイラ	蒸気	1MPa以下	0.1~2t/h	75~90	暖房・プロセス用
	大型貫流ボイラ	蒸気	5MPa以下	100t/h以上	90	発電用
		高温水	130℃以下	5.8MW以上		地域暖房用
水管ボイラ	立て水管ボイラ	蒸気	1MPa以下	0.5~2t/h	85	給湯・暖房・プロセス用
	二胴水管ボイラ	蒸気	0.7MPa以下	5t/h以上	85~90	暖房・プロセス・発電用
電気ボイラ		温水	120℃以下	120~930kW	98	全電気式空調補助熱源用
熱媒ボイラ		気相	200~350℃	1.2~2300kW	80~85	プロセス用
		液相				
真温水空器	鑄鉄製	低温水	80℃以下	120~3000kW	85~90	給湯・暖房用
	炉筒煙管式	低温水	80℃以下	46~1860kW	85~88	
住宅用小型温水ボイラ		温水	0.1MPa以下	12~41kW	60~80	給湯・暖房用

(出典：(社)空気調和・衛生工学会「第13版空気調和・衛生工学便覧 2 汎用機器・空調機器篇」(2001), p.220)

○発電機効率の設定



日本コージェネレーションセンターHPより

発電効率(%)

	最低値*1	最高値*1	低位ベース	高位ベース*2
ディーゼルエンジン	32.0	45.5	38.8	36.8
ガスエンジン	26.5	41.0	33.8	30.4
ガスタービン	20.5	35.0	27.8	25.0

*1 グラフの読取り値

*2 ディーゼルエンジンのみ液体燃料を想定

新規導入設備容量実績の推移(kW)

	H15	H16	H17	期間計
ディーゼルエンジン	237,006	252,229	130,383	619,617
ガスエンジン	836	1,600	2,550	4,986
ガスタービン	370	95	3,080	3,545

*出典 社団法人 日本内燃力発電設備協会資料より、環境省調べ

電気事業者の調整後二酸化炭素排出量の算定に用いることができる京都メカニズムクレジット等について

電気事業者の調整後二酸化炭素排出量の算定に用いることができる京都メカニズムクレジット等は、以下のとおりとする。

○京都メカニズムクレジット

- ① AAU（温対法第2条第6項第1号に規定される割当量）
京都議定書第3条第7項及び第8項の規定に基づいて計算された京都議定書附属書I国（以下、「附属書I国」という）の初期割当量について、附属書I国の国別登録簿に発行したクレジット）
- ② ERU（温対法第2条第6項第3号に規定される排出削減単位）
京都議定書第6条に基づき行われるJIプロジェクトに関し、京都議定書及び関連する国際合意により定められた所定の手続きを経て、JIプロジェクトが行われた国のAAU又はRMUが転換されて、同国の国別登録簿に発行されるクレジット
- ③ CER（温対法第2条第6項第4号に規定される排出削減量）
京都議定書第12条3（b）に基づき行われるCDMプロジェクトに関し、京都議定書及び関連する国際合意により定められた所定の手続きを経て、CDM理事会の指示によりCDM登録簿の保留口座（pending account）に発行されるクレジット
- ④ RMU（温対法第2条第6項第2号に規定される割当量）
京都議定書第3条第3項及び第4項に規定する吸収源活動に関し、京都議定書及び関連する国際合意により定められた所定の手続きを経て、国別登録簿に発行されるクレジット

○国内認証排出削減量

- ① 平成20年10月21日の地球温暖化対策推進本部決定に基づき実施された国内クレジット制度において認証をされた温室効果ガスの量
- ② オフセット・クレジット制度（国内における他の者の温室効果ガスの排出の抑制等に寄与する取組により削減等がされた温室効果ガスの量（温室効果ガスが二酸化炭素以外の場合にあっては、地球の温暖化をもたらす程度から二酸化炭素の量に換算されたものとする。以下同じ。）の算定等に関し十分な知見を有する者により構成される会議体であって環境省が運営するものが、平成20年4月1日から平成25年3月31日までの間において、温室効果ガスの量について、実際に行われたことが認められる当該取組により削減等がされ、適切な方法により算定され、当該取組がなければ削減等がされなかったものとして認証をし、その取得、保有及び移転を適切に管理する制度をいう。）において認証をされた温室効果ガスの量
- ③ J-クレジット制度（国内における地球温暖化対策のための排出削減・吸収量認証制度（国内における他の者の温室効果ガスの排出の抑制等に寄与する取組により削減等がされた温室効果ガスの量の算定等に関し環境省、経済産業省及び農林水産省又は地方公共団体が、平成25年4月1日から平成33年3月31日までの間において、実際に行われたことが認められる当該取組により削減等がされ、適切な方法により算定され、当該取組がなければ削減等がされなかった温室効果ガスの量として認証をし、その取得、保有及び移転を適切に管理する制度をいう。）をいう。）において認証をされた温室効果ガスの量

その他、報告命令第1条第5号における、環境大臣及び経済産業大臣が定める国内認証排出削減量のうち、温対法に基づく事業者別排出係数の算出方法等に係る検討会において、別途検討し、定めるもの。

ただし、発電した電力を系統に送電する取組により削減された温室効果ガスの量を認証する可能性のある方法論（排出削減又は吸収の方式ごとに、適用する技術、適用範囲、排出削減又は吸収量の算定や当該算定根拠に係る計測方法等を規定したもの）に基づいて算定、認証をされた温室効果ガスの量を除く。

温対法に基づく事業者別排出係数の設定に係る基本的な考え方と具体的な算出方法を変更する場合の手続きについて

「電気事業者ごとの実排出係数及び調整後排出係数の算出及び公表について」（20150325 産局第 13 号、20150325 資庁第 1 号、環地温発第 1503306 号）に定める事業者別排出係数の設定に係る基本的な考え方と具体的な算出方法を変更する場合には、以下の手続きによる。

1. 専門家等の助言を踏まえた検討

資源エネルギー庁長官及び環境省地球環境局長の私的検討会である「温対法に基づく事業者別排出係数の算出方法等に係る検討会」において、専門家の助言を得て、確定させる。

2. パブリックコメントの実施

変更案については、パブリックコメントの手続きを実施する。

固定価格買取調整二酸化炭素排出量の算出方法について

固定価格買取調整二酸化炭素排出量は以下の式により算出するものとする。

$$\text{固定価格買取調整二酸化炭素排出量} = \text{固定価格買取調整電力量} \times \text{全国平均係数}^{(注1)}$$

また、固定価格買取調整電力量は、以下の式で算出される量とする。

$$\text{固定価格買取調整電力量} = \frac{\text{固定価格買取制度による} - \text{固定価格買取制度による}}{\text{当該電気事業者買取電力量}^{(注2)} \quad \text{買取電力量(全国総量)}^{(注3)}} \times \frac{\text{当該電気事業者販売電力量}^{(注4)}}{\text{販売電力量(全国総量)}^{(注5)}}$$

(注1)

固定価格買取調整二酸化炭素排出量の算出に用いる全国平均係数は、毎年度経済産業省が公表する数値を用いるものとする。なお、当該数値は、前年度に告示した排出係数にかかる各社提出書類の記載情報をもとに加重平均(CO₂ 排出量総量÷販売電力量総量)して算出するものとする

(注2)

固定価格買取調整電力量の算出に用いる固定価格買取制度による当該電気事業者買取電力量は、再生可能エネルギー法費用負担調整機関が発行する「固定価格買取制度に係る交付金交付決定通知書」記載の「交付金の対象となる調達電力量」の年度合計値とする。

なお、固定価格買取制度により買取した電気を他の電気事業者に相対契約により卸販売した場合には自社買取電力量から当該卸販売量を控除するとともに、固定価格買取制度により買取した電気を他の電気事業者から相対契約により卸購入した場合には自社買取電力量に当該卸販売量を加算することとする。

(注3、4、5)

固定価格買取調整電力量の算出に用いる販売電力量(全国総量)及び各電気事業者の販売電力量及び固定価格買取制度による買取電力量(全国総量)は、毎年度経済産業省が公表する数値を用いるものとする。

**温対法における特定排出者の
他人から供給された電気の使用に伴う二酸化炭素排出量の
算定等に用いられる排出係数について
(平成〇〇年度実績)**

平成 年 月 日

$$\begin{array}{l} \text{使用端} \\ \text{実排出係数} \\ \text{(kg-CO}_2\text{/kWh)} \end{array} = \frac{\text{実二酸化炭素排出量}}{\text{販売電力量}}$$

$$\begin{array}{l} \text{使用端} \\ \text{調整後排出係数} \\ \text{(kg-CO}_2\text{/kWh)} \end{array} = \frac{\text{実二酸化炭素排出量} + \text{固定価格買取調整二酸化炭素排出量} \\ - \text{京都メカニズムクレジット償却前移転量} - \text{国内認証排出削減量調整無効化量}}{\text{販売電力量}}$$

$$\text{把握率(\%)} = \frac{(\text{販売電力量}) - (\text{実二酸化炭素排出量算出のため代替値}^{\ast\ast}\text{を使用した電気の受電電力量})}{\text{販売電力量}}$$

※ 排出量が把握できない事業者に対してのみ用いる係数

販売電力量 (10 ³ kWh)	二酸化炭素排出量 (10 ³ t-CO ₂)	使用端二酸化炭素排出 係数 (kg-CO ₂ /kWh)	二酸化炭素排出量算出の ため代替値 [※] を使用した 電気の受電電力量 (10 ³ kWh)	把握率(%)
	(実二酸化炭素排出量)	(実排出係数)		
	(調整後二酸化炭素排出量)	(調整後排出係数)		

[把握できなかった理由]

「発電に伴い排出された実二酸化炭素排出量」の算定根拠資料
(平成〇〇年度実績)

会社名

◎電源が特定できる場合

○燃料使用量及び単位発熱量(測定値)が判明する場合

$$\text{燃料使用量} \times \text{単位発熱量(測定値)} \times \text{燃料種別排出係数}^{※1} \times 44 / 12 = \text{CO}_2 \text{排出量}$$

○燃料使用量が判明する場合

$$\text{燃料使用量} \times \text{燃料種別発熱量}^{※2} \times \text{燃料種別排出係数}^{※1} \times 44 / 12 = \text{CO}_2 \text{排出量}$$

※1 算定省令別表第1の第5欄に掲げる係数

※2 算定省令別表第1の第4欄に掲げる単位発熱量

<自社分>/<他社分>

燃料種	燃料使用量	発熱量		総発熱量 (MJ)	燃料種別 排出係数 (t-C/GJ)	CO ₂ 排出量 (10 ³ t-CO ₂)
		単位発熱量(測定値)	燃料種別発熱量			
原料炭	t	MJ/t	MJ/t	0	0.0245	0
一般炭	t	MJ/t	MJ/t	0	0.0247	0
無煙炭	t	MJ/t	MJ/t	0	0.0255	0
コークス	t	MJ/t	MJ/t	0	0.0294	0
石油コークス	t	MJ/t	MJ/t	0	0.0254	0
コールタール	t	MJ/t	MJ/t	0	0.0209	0
石油アスファルト	t	MJ/t	MJ/t	0	0.0208	0
コンデンセート(NGL)	千kl	MJ/千kl	MJ/千kl	0	0.0184	0
原油	千kl	MJ/千kl	MJ/千kl	0	0.0187	0
ガソリン	千kl	MJ/千kl	MJ/千kl	0	0.0183	0
ナフサ	千kl	MJ/千kl	MJ/千kl	0	0.0182	0
ジェット燃料油	千kl	MJ/千kl	MJ/千kl	0	0.0183	0
灯油	千kl	MJ/千kl	MJ/千kl	0	0.0185	0
軽油	千kl	MJ/千kl	MJ/千kl	0	0.0187	0
A重油	千kl	MJ/千kl	MJ/千kl	0	0.0189	0
B・C重油	千kl	MJ/千kl	MJ/千kl	0	0.0195	0
液化石油ガス(LPG)	t	MJ/t	MJ/t	0	0.0161	0
石油系炭化水素ガス	千Nm ³	MJ/千m ³	MJ/千m ³	0	0.0142	0
液化天然ガス(LNG)	t	MJ/t	MJ/t	0	0.0135	0
天然ガス	千Nm ³	MJ/千m ³	MJ/千m ³	0	0.0139	0
コークス炉ガス	千Nm ³	MJ/千m ³	MJ/千m ³	0	0.0110	0
高炉ガス	千Nm ³	MJ/千m ³	MJ/千m ³	0	0.0263	0
転炉ガス	千Nm ³	MJ/千m ³	MJ/千m ³	0	0.0384	0
都市ガス	千Nm ³	MJ/千m ³	MJ/千m ³	0	0.0136	0
小計	—	—	—	0	—	0

「発電に伴い排出された実二酸化炭素排出量」の算定根拠資料
(平成〇〇年度実績)

会社名

◎電源が特定できる場合

○燃料種ごとの総発熱量が判明する場合

$$\text{燃料種ごとの総発熱量} \times \text{燃料種別排出係数}^{\ast} \times 44 / 12 = \text{CO}_2\text{排出量}$$

※ 算定省令別表第1の第5欄に掲げる係数

<他社分>

燃料種	総発熱量 (MJ)	燃料種別 排出係数 (t-C/GJ)	CO ₂ 排出量 (10 ³ t-CO ₂)
原料炭		0.0245	0
一般炭		0.0247	0
無煙炭		0.0255	0
コークス		0.0294	0
石油コークス		0.0254	0
コールタール		0.0209	0
石油アスファルト		0.0208	0
コンデンセート(NGL)		0.0184	0
原油		0.0187	0
ガソリン		0.0183	0
ナフサ		0.0182	0
ジェット燃料油		0.0183	0
灯油		0.0185	0
軽油		0.0187	0
A重油		0.0189	0
B・C重油		0.0195	0
液化石油ガス(LPG)		0.0161	0
石油系炭化水素ガス		0.0142	0
液化天然ガス(LNG)		0.0135	0
天然ガス		0.0139	0
コークス炉ガス		0.0110	0
高炉ガス		0.0263	0
転炉ガス		0.0384	0
都市ガス		0.0136	0
小計	0	—	0

「発電に伴い排出された実二酸化炭素排出量」の算定根拠資料
(平成〇〇年度実績)

会社名

◎電源が特定できる場合

○燃料種ごとの受電電力量が判明する場合

$$\text{受電電力量} \div \text{平均熱効率}^{\ast 1} \times \text{燃料種別排出係数}^{\ast 2} \times 44 / 12 = \text{CO}_2 \text{排出量}$$

※1 総合エネルギー統計から算出した平均熱効率

※2 算定省令別表第1の第5欄に掲げる係数

＜他社分＞

燃料種	受電電力量 (10 ³ kWh)	平均熱効率 (%)	総発熱量 (MJ)	燃料種別 排出係数 (t-C/GJ)	CO ₂ 排出量 (10 ³ t-CO ₂)
原料炭			0	0.0245	0
一般炭			0	0.0247	0
無煙炭			0	0.0255	0
コークス			0	0.0294	0
石油コークス			0	0.0254	0
コールタール			0	0.0209	0
石油アスファルト			0	0.0208	0
コンデンセート(NGL)			0	0.0184	0
原油			0	0.0187	0
ガソリン			0	0.0183	0
ナフサ			0	0.0182	0
ジェット燃料油			0	0.0183	0
灯油			0	0.0185	0
軽油			0	0.0187	0
A重油			0	0.0189	0
B・C重油			0	0.0195	0
液化石油ガス(LPG)			0	0.0161	0
石油系炭化水素ガス			0	0.0142	0
液化天然ガス(LNG)			0	0.0135	0
天然ガス			0	0.0139	0
コークス炉ガス			0	0.0110	0
高炉ガス			0	0.0263	0
転炉ガス			0	0.0384	0
都市ガス			0	0.0136	0
小計	0	—	0	—	0

「発電に伴い排出された実二酸化炭素排出量」の算定根拠資料
(平成〇〇年度実績)

会社名

◎電源が特定できる場合

○燃料区分及び総発熱量が判明する場合

$$\text{燃料区分ごとの総発熱量} \times \text{燃料区分別CO}_2\text{排出係数}^{\ast} = \text{CO}_2\text{排出量}$$

※ 関連する燃料による平均的なCO₂排出係数

＜他社分＞

燃料区分	燃料区分毎の 総発熱量 (MJ)	燃料区分別 CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /GJ)	CO ₂ 排出量 (10 ³ t-CO ₂)
石炭		0.0907	0
石油		0.0700	0
LNG		0.0505	0
小計		—	0

「発電に伴い排出された実二酸化炭素排出量」の算定根拠資料
(平成〇〇年度実績)

会社名

◎電源が特定できる場合

○燃料区分及び受電電力量が判明する場合

$$\text{受電電力量} \div \text{平均熱効率}^{\ast 1} \times \text{燃料区分別CO}_2\text{排出係数}^{\ast 2} = \text{CO}_2\text{排出量}$$

※1 総合エネルギー統計から算出した燃料区分別平均熱効率

※2 関連する燃料による平均的なCO₂排出係数

<他社分>

燃料区分	受電電力量 (10 ³ kWh)	平均熱効率 (%)	総発熱量 (MJ)	燃料区分別 CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /GJ)	CO ₂ 排出量 (10 ³ t-CO ₂)
石炭			0	0.0907	0
石油			0	0.0700	0
LNG			0	0.0505	0
小計	0	—	0	—	0

「卸電力取引所を介した電気の販売を行い約定した電気」の係数
(平成〇〇年度実績)

会社名

○取引所販売に係る電気の発電所の電力量、CO₂排出量
(当該発電所が明確な場合)

$$\text{発電(受電)電力量} \times \text{発電所の実二酸化炭素排出係数}^{\ast} = \text{CO}_2\text{排出量}$$

※ 自家発事業者の事業所別排出係数も含む

取引所販売に係る電気の発電所の名称	取引所販売に係る電気の発電所の発電電力量又は当該発電所からの受電電力量 (10 ³ kWh)	取引所販売に係る電気の発電所の実二酸化炭素排出係数 (t-CO ₂ /kWh)	CO ₂ 排出量 (10 ³ t-CO ₂)
小計	0	—	0.000000

○取引所販売に係る係数(加重平均値)

$$\sum \left\{ \text{取引所販売に係る発電所の実排出係数} \times \left[\frac{\text{取引所販売に係る発電所の年間約定電力量}}{\sum \text{取引所販売に係る発電所の年間約定電力量}} \right] \right\}$$

取引所販売に係る係数(加重平均値) (t-CO ₂ /kWh)	0.000000
---	----------

償却前移転した京都メカニズムクレジットの内訳
(平成〇〇年度実績)

会社名

	クレジット量 (t-CO2)	クレジット識別番号	償却前 移転日
1			
2			
.			
.			
.			
.			
.			
合計	0		

※ 本表に記載した全ての京都メカニズムクレジットについて、当該電気事業者が国の管理口座への移転を行ったことを確認するため、国別登録簿システムから入手できる「算定割当量振替通知」を添付すること。

他者から調達した電気に係る償却前移転した京都メカニズムクレジットの内訳
(平成〇〇年度実績)

会社名

	調達先 ^{注)}	クレジット量 (t-CO2)	クレジット識別番号	償却前 移転日
1				
2				
.				
.				
.				
.				
.				
合計		0		

注) 調達先は、事業者別にまとめて記載すること。

※ 本表に記載した全ての京都メカニズムクレジットについて、当該電気事業者が国の管理口座への移転を行ったことを確認するため、国別登録簿システムから入手できる「算定割当量振替通知」を添付すること。

排出量調整無効化した国内認証排出削減量の内訳
(平成〇〇年度実績)

会社名

	削減量の種別	排出量調整 無効化量 (t-CO2)	識別番号	排出量調整 無効化日
1				
2				
.				
.				
.				
.				
.				
.				
合計		0		

※ 本表に記載した全ての国内認証排出削減量について、当該電気事業者が排出量調整無効化を行ったことを確認できる書類を添付すること。

他者から調達した電気に係る排出量調整無効化した国内認証排出削減量の内訳
(平成〇〇年度実績)

会社名

	調達先 ^{注)}	削減量の種別	排出量調整 無効化量 (t-CO2)	識別番号	排出量調整 無効化日
1					
2					
.					
.					
.					
.					
.					
.					
合計			0		

注) 調達先は、事業者別にまとめて記載すること

※ 本表に記載した全ての国内認証排出削減量について、当該電気事業者が排出量調整無効化を行ったことを確認できる書類を添付すること。

固定価格買取調整二酸化炭素排出量の算出の内訳
(平成〇〇年度実績)

会社名

①調整電力量の算出
以下の式で求める。

$$\text{固定価格買取調整電力量} = \frac{\text{固定価格買取制度による当該電気事業者買取電力量} - \text{固定価格買取制度による買取電力量(全国総量)}}{\text{当該電気事業者販売電力量} / \text{販売電力量(全国総量)}}$$

固定価格買取制度による 自社の買取電力量 (10 ³ kWh)	固定価格買取制度による 買取電力量(全国総量) (10 ³ kWh)	自社の販売電力量 (10 ³ kWh)	販売電力量(全国総量) (10 ³ kWh)	固定価格買取 調整電力量 (10 ³ kWh)

②固定価格買取調整二酸化炭素排出量の算出
以下の式にて求める。

$$\text{固定価格買取調整二酸化炭素排出量} = \text{固定価格買取調整電力量} \times \text{全国平均係数}$$

固定価格買取 調整電力量 (10 ³ kWh)	全国平均係数 (t-CO ₂ /kWh)	固定価格買取 調整二酸化炭素排出量 (10 ³ t-CO ₂)

「固定価格買取制度による自社の買取電力量」にかかる卸売買の内訳
(平成〇〇年度実績)

会社名

①FIT買取電力量(交付金対象) + ②卸調達量 - ③卸販売量 = 自社・FIT買取電力量 (→表11に記載)

① 固定価格買取制度による自社の買取電力量(交付金の対象となるもの)

	買取電力量 (10 ³ kWh)
小計	

② 電気事業者^{注)}からの卸調達量の内訳(相対契約によるもの)

注)当該年度において卸供給実績があるものの小売供給実績がない電気事業者も含む

事業者の名称	受電電力量 (10 ³ kWh)
小計	0

③ 上記①および②のうち電気事業者^{注)}への卸販売量の内訳(相対契約によるもの)

注)当該年度において卸供給実績があるものの小売供給実績がない電気事業者も含む

事業者の名称	送電電力量 (10 ³ kWh)
小計	0

<計算結果>

表11に記載にするべき「固定価格買取制度による自社の買取電力量」(①+②-③)

	買取電力量 (10 ³ kWh)
小計	0

<参考(控除対象外)>

上記①のうち卸電力取引所にタマ出した電力量の内訳

事業者 ^{注)} の名称	送電電力量 (10 ³ kWh)
小計	0

注)契約等により事業所を特定できる場合は事業所名まで記載

(参考)

		省令値	
		第4欄	第5欄
		単位発熱量(GJ/t)	排出係数(t-C/GJ)
原料炭	t	29.0	0.0245
一般炭	t	25.7	0.0247
無煙炭	t	26.9	0.0255
コークス	t	29.4	0.0294
石油コークス	t	29.9	0.0254
コールタール	t	37.3	0.0209
石油アスファルト	t	40.9	0.0208
コンデンセート(NGL)	kl	35.3	0.0184
原油	kl	38.2	0.0187
ガソリン	kl	34.6	0.0183
ナフサ	kl	33.6	0.0182
ジェット燃料油	kl	36.7	0.0183
灯油	kl	36.7	0.0185
軽油	kl	37.7	0.0187
A重油	kl	39.1	0.0189
B・C重油	kl	41.9	0.0195
液化石油ガス(LPG)	t	50.8	0.0161
石油系炭化水素ガス	千Nm ³	44.9	0.0142
液化天然ガス(LNG)	t	54.6	0.0135
天然ガス	千Nm ³	43.5	0.0139
コークス炉ガス	千Nm ³	21.1	0.0110
高炉ガス	千Nm ³	3.41	0.0263
転炉ガス	千Nm ³	8.41	0.0384
都市ガス	千Nm ³	44.8	0.0136

(出所)特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量算定に関する省令別表第1

平均熱効率(%)	39.5
----------	------

燃料区分別CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /GJ)	石炭	石油	LNG
	0.0907	0.0700	0.0505