

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  
(J-クレジット制度)  
モニタリング・算定規程  
(排出削減プロジェクト用)

Ver. 3.14

2022年5月10日

## 目次

第 1 章	総則	1
1.1	目的	1
1.2	用語の定義	1
1.3	本規程の構成	1
1.4	基本文書一覧	2
第 2 章	モニタリング・算定に係る要求事項	3
2.1	活動量のモニタリング方法の分類	3
2.2	係数のモニタリング方法の分類	8
2.3	モニタリングポイント	11
2.4	モニタリング頻度	12
2.5	1年に満たない期間における排出削減量算定時のデフォルト値の取扱い	13
2.6	排出削減量の認証申請時期	13
2.7	排出削減量算定時の小数点の取扱い	13
2.8	サンプリングを適用する場合の取扱い	14
2.9	削減活動が実施されていることの把握	16
別表	各種係数(単位発熱量、排出係数等)	18

# 第1章 総則

## 1.1 目的

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（J-クレジット制度）モニタリング・算定規程（排出削減プロジェクト用）（以下「本規程」という。）は、プロジェクト実施者が、排出削減量を算定するために必要なデータを適切にモニタリングするために従うべき事項とその解説等を定めることを目的とする。

## 1.2 用語の定義

本規程で使用する用語の定義は、実施要綱及び実施規程（プロジェクト実施者向け）に定めるもののほか、以下に定めるところによる。

用語	定義
モニタリング項目	方法論の 6. モニタリング方法に規定される項目。
活動量	モニタリング項目のうち、生産量、電力量、燃料使用量等排出活動の規模を表す指標。
係数	モニタリング項目のうち、排出係数、単位発熱量、物性値、エネルギー使用原単位等排出活動の強度を表す指標。

## 1.3 本規程の構成

本規程の構成は以下のとおり。

### 第1章 総則

目的及び用語の定義等を規定する。

### 第2章 モニタリング・算定に係る要求事項

プロジェクト実施者が排出削減量を算定するために必要なデータを適切にモニタリング・算定するために従うべき要求事項とその解説を規定する。

また、本規程中、第2章の構成は以下のとおり。

#### <基本構成>

#### X.X ○○○

本文（※プロジェクト実施者が満たすべき要求事項）

（例）□□□を実施する場合、△△△に準拠すること。

解説等を点線枠内に記載

□□□

※要求事項又は手続に関する補足説明等

△△△

※要求事項又は手続に関する補足説明等

## 1.4 基本文書一覧

J-クレジット制度における各文書の内容及び当該文書に定められた要求事項を遵守しなければならない主体（「利用者」欄に明記された主体）は以下のとおり。

	文書名	規定内容	利用者
①	実施要綱	J-クレジット制度の基本的方針及び原則、各種委員会等の業務並びにJ-クレジット制度を利用する者が従うべき要件及び手続を定めるもの	プロジェクト実施者 審査機関 等
②	プロジェクト実施者向け 実施規程	プロジェクト実施者がプロジェクト計画書の作成から排出削減・吸収量の認証までの一連の手続において満たすべき要件を定めるもの	プロジェクト実施者
	審査機関向け	審査機関が妥当性確認及び検証において、満たすべき要件を定めるもの	審査機関
③	モニタリング・算定規程	方法論に定められたモニタリング項目ごとに、従うべき具体的なモニタリング方法を定めるもの（本文書）	プロジェクト実施者
④	方法論策定規程	方法論の策定に必要な要件及び策定手続を定めるもの	方法論策定者
⑤	方法論	排出削減・吸収に資する技術ごとに、適用範囲、排出削減・吸収量の算定方法、モニタリング方法等を定めるもの	プロジェクト実施者
⑥	プロジェクト実施者向け 約款	プロジェクト実施者が、制度管理者との関係で契約の形で①,②,③,⑤の文書に規定された事項を遵守すべきことを定めるもの	プロジェクト実施者
	審査機関向け	審査機関が、制度管理者との関係で契約の形で①,②の文書に規定された事項を遵守すべきことを定めるもの	審査機関

## 第2章 モニタリング・算定に係る要求事項

### 2.1 活動量のモニタリング方法の分類

活動量のモニタリングは、モニタリングする活動量ごとに以下のいずれかのモニタリング方法によらなければならない。どのモニタリング方法を選択するかは、プロジェクト実施者は、方法論で指定されている場合を除き、任意で決めることができる。

分類	モニタリング方法	モニタリング方法例
A	購買量に基づく方法	燃料供給会社が計測した燃料供給量（プロジェクト実施者の燃料使用量）等を納品書等により把握
B	計量器による実測に基づく方法	プロジェクト実施者自らが燃料量計等により燃料使用量等を把握
C	概算等に基づく方法	理論値により燃料使用量等を把握

#### 2.1.1 分類 A：購買量に基づく方法

原則として購買量は、計量法<sup>1</sup>において特定計量器を使用する等適正な計量を実施することが求められているため、分類 A（購買量）を適用する場合は、当該データをそのまま算定に使用できる。ただし、認証対象期間の活動量に対して在庫変動（対象期間開始日と終了日の在庫量の差）が5%を超える場合は、在庫変動を購買量から差し引かなければならない。その場合は分類 C（概算等）となる。

なお、分類 A（購買量）によって求めたデータをそのまま算定に使用せず、按分などの加工を行う場合は、分類 C（概算等）となる。

#### 【解説】

##### <特定計量器>

- ・取引若しくは証明における計量又は消費者の生活に使用される計量器のうち、適正な計量の実施を確保するためにその構造又は器差に係る基準を定める必要があるものとして計量法で定めるもの。（計量法第2条4項）
- ・特定計量器の具体例としては、電力量計、ガスメーター、圧力計、ガソリンメーター又は温度計等がある。（計量法施行令第2条）

#### 2.1.2 分類 B：計量器による実測に基づく方法

分類 B（計量器）を適用する場合は、計量法に基づいた計量器を使用し、指示値を適切に読み取らなければならない。適切に読み取った値は、そのまま算定に使用することができる。

特定計量器に関しては、計量法に基づいた検定等を受けなければならない。なお、当該検定等に有効期間がある特定計量器については、その有効期間内にあるものを使用しなければならない。

<sup>1</sup> 計量法（昭和26年法律第207号）は、計量の基準を定め、適正な計量の実施を確保することを目的とした法律。

また、特定計量器以外の計量器に関しては、関連する国際規格（例えば、国際標準化機構）、国内規格（例えば、日本工業規格）又は業界標準等の適切な慣行により校正された機器を使用し、指示値を適切に読み取らなければならない。適切に読み取った値は、そのまま算定に使用することができる。

なお、上記の要件を満たさない計量器による実測の場合は、分類 C（概算等）となる。また、分類 B（計量器）によって求めたデータをそのまま算定に使用せず、按分などの加工を行う場合は、分類 C（概算等）となる。

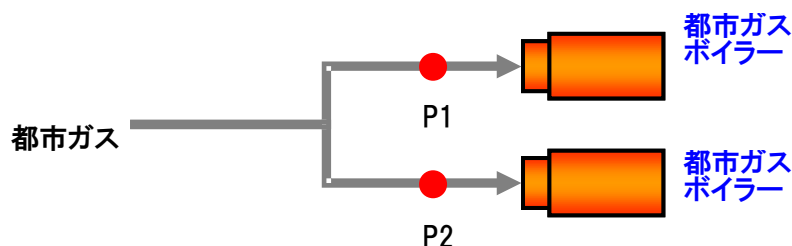
#### 【解説】

##### <分類 B となる事例>

【例】都市ガス使用量を、計量法に基づいた検定を受け、かつ当該検定の有効期間内である自社設置の流量計（P1、P2）でモニタリングする場合

都市ガス使用量＝実測値

・実測値：各流量計（P1、P2）で実測した値



##### <適切な慣行により校正された特定計量器以外の計量器の例>

特定計量器以外の計量器を用いて計測を行う場合に、適切な慣行により校正された機器としては例えば下記が該当する。

- JIS B 7606: 1997 「コンベヤスケール」に基づき定期的に誤差の試験を実施して校正したコンベヤスケール
- JIS 7552: 2011 「液体用流量計の校正方法及び試験方法」に基づき校正した流量計

### 2.1.3 分類 C：概算等に基づく方法

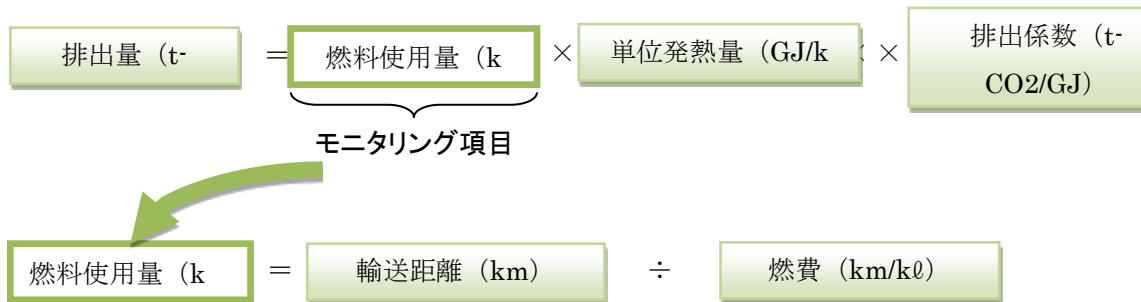
分類 C（概算等）を適用する場合、分類 A 又は分類 B によって求める値と比較して同等又は保守的な値となるようなモニタリング方法でなければならない。

#### (1) 分類 A 又は分類 B で求める値と比較して同等な値となるようなモニタリング方法

方法論において定めるモニタリング項目（活動量）を他の指標から概算等で求めるに当たって、排出活動の規模を表す指標（生産量、電力量又は燃料使用量等）については「2.1 活動量のモニタリング方法の分類」のうち分類 A 又は分類 B に準ずるモニタリング方法にて把握し、排出活動の強度を表す指標（排出係数、単位発熱量、物性値又はエネルギー原単位等）については「2.2 係数のモニタリング方法の分類」に準ずるモニタリング方法にて把握した場合、求めた

活動量はそのまま算定に使用することができる。又、方法論が例示するカタログ値を使用又はデフォルト値を利用する場合も、当該値をそのまま算定に使用することができる。

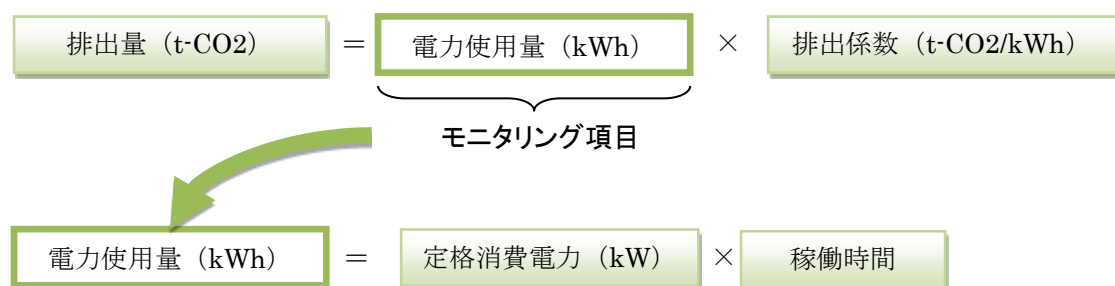
【解説】例えば、方法論に定めるモニタリング項目（活動量）が燃料使用量（kℓ）であって、これを輸送距離（km）÷燃費（km/kℓ）の概算で求める場合、燃費（km/kℓ）は「2.2 係数のモニタリング方法の分類」にて把握し、輸送距離（km）は「2.1 活動量のモニタリング方法の分類」に準ずるモニタリング方法のうち分類 B（例えば、適切な慣行により校正された走行メーター）にて把握する場合は該当する。



## （2）分類 A 又は分類 B で求める値と比較して保守的な値となるようなモニタリング方法

上記の（1）以外のモニタリング方法の場合は、原則、当該モニタリング方法によって把握される活動量の誤差を推定し、以下に定める補正方法にて求めた、「補正済み活動量」を算定に使用しなければならない。ただし、当該モニタリング方法によって把握される活動量が、同等又は保守的であることが説明できる場合は除く。

【解説】例えば、方法論に定めるモニタリング項目（活動量）が電力使用量（kWh）であって、これを定格消費電力（kW）×稼働時間（h）の概算で求める場合、定格消費電力（kW）は「2.2 係数のモニタリング方法の分類」にて把握し、稼働時間（h）は営業時間の記録にて把握する場合は該当する。



### <活動量の補正方法>

排出削減量が小さくなるよう活動量を補正する。それぞれ以下の場合によって異なる。

- 活動量をベースライン排出量の算定にのみ使用する場合：  
活動量が小さくなるように補正する。
- 活動量をプロジェクト実施後排出量の算定にのみ使用する場合：  
活動量が大きくなるように補正する。

- 活動量をベースライン排出量及びプロジェクト実施後排出量の算定に使用する場合：  
活動量が小さくなるように補正する。

<活動量の補正式>

活動量の補正は以下の式を用いて算出する。

【活動量が小さくなるような補正】

$$\text{補正済み活動量} = \text{モニタリングした活動量} \times (100 - \text{推定誤差}(\%)) / 100$$

【活動量が大きくなるような補正】

$$\text{補正済み活動量} = \text{モニタリングした活動量} \times (100 + \text{推定誤差}(\%)) / 100$$

<計測器に起因する誤差の推定について>

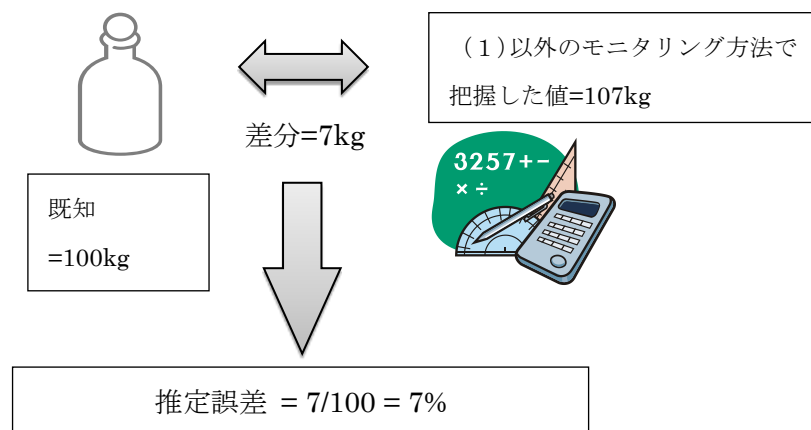
計測器の誤差の推計には、以下のような方法を用いることができる。

- ① 誤差が既知である他の計量器（例えば、特定計量器）との計測結果との比較に基づき誤差を推計する。
- ② 新規に計測器を設置する場合には、仕様書やカタログに記載されている計測精度に基づき誤差を推計する。
- ③ 新規に計測器を設置する場合で、仕様書やカタログによる計測精度の特定ができない場合には、以下の計測誤差を用いる。
  - ・電力計及び流量計：10%
  - ・温度計（温水）：2℃

【解説】

<推定誤差の評価方法例①>

値が既知であるものをプロジェクトで使用するモニタリング方法で把握し、既知の値とプロジェクトで使用するモニタリング方法で把握した値との差分から推定誤差を求める。



【例】(1)以外のモニタリング方法で、ベースライン排出量の算定に用いる重量を 600t と計測した場合

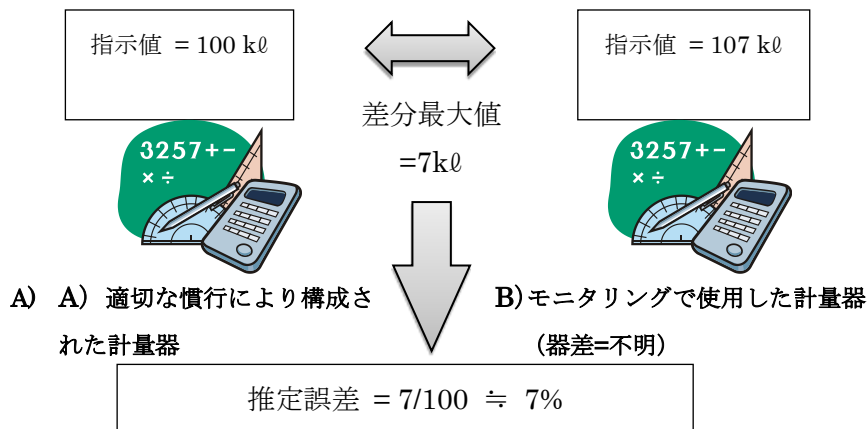
推定誤差が 7%となった場合は、以下のように活動量の補正を行う。



$$\begin{aligned}
 & \text{補正済み活動量 (t)} \\
 & = \text{計測値} \times (100 - \text{推定誤差 (\%)}) / 100 \\
 & = 600 \times (100 - 7) / 100 \\
 & = 558
 \end{aligned}$$

### <推定誤差の評価方法例②>

A) 適切な慣行により校正された器差が既知の計量器、B) モニタリングで使用した計量器（適切な慣行により校正されていない機器、検定の有効期限切れの機器等）、の双方で同じものを計量し、A)の指示値に計量器の値と B)の指示値との差分から推定誤差を求める。



【例】 B) モニタリングで使用した計量器によってプロジェクト排出量の算定に用いる燃料使用量を 600kℓと計測した場合

推定誤差が 7%となった場合は、以下のように活動量補正を行う。

$$\begin{aligned}
 & \text{補正済み活動量 (kℓ)} \\
 & = \text{計測値} \times (100 + \text{推定誤差 (\%)}) / 100 \\
 & = 600 \times (1 + 0,07) \\
 & \simeq 642
 \end{aligned}$$

### <保守的な概算の事例>

【例】 ベースライン排出量及びプロジェクト実施後排出量の算定に用いる稼働時間のモニタリング

スーパーマーケットの店舗内照明の更新プロジェクトで稼働時間を計測する場合を想定する。プロジェクトを行うスーパーマーケットは、年中無休で、営業時間は 9:00~23:00 (14 時間/日) となっている。店舗の照明は、通常、営業時間中常時点灯しており、さらに営業時間の前後数時間は開店前作業・閉店後作業のために点灯しているが、点灯時間は日によって開店前・閉店後作業時間が異なることから正確に算定するのは難しい。

以上から、営業時間中常時点灯していることが確認できる場合は、保守的（ベースライン排出量及びプロジェクト実施後排出量の双方の算定に用いることから、短いほど保守的）になるよう、稼働時間＝営業時間とし、稼働時間を把握することができる。

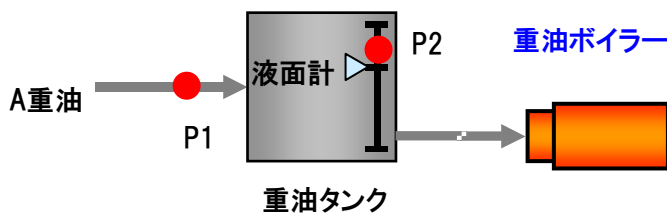
年間稼働時間=365 (日/年) × 14 (時間/日) = 5,110 (時間/年)

<購買量と在庫変動で把握する事例>

【例】重油ボイラーの A 重油使用量を、石油会社の納品書と重油タンクの液面計でモニタリングするケース

A 重油使用量=購買量-在庫変動

- ・購買量：納品書 (P1) で把握 (クレジット期間合計)
- ・在庫変動：重油タンクの液面計 (P2) で把握 (クレジット期間開始時・終了時の差分で把握)



2.2 係数のモニタリング方法の分類

係数のモニタリング方法は、モニタリングする係数ごとに以下のいずれかのモニタリング方法によらなければならない。

分類	モニタリング方法	モニタリング方法例
I	実測に基づく方法	プロジェクト実施者自らが実測
II	第三者からの提供値を利用する方法	燃料供給会社から提供を受けた値を利用
III	デフォルト値を利用する方法	本規程又は方法論で示されている値を利用

プロジェクト実施者は、係数ごとにモニタリング方法の分類を選択しなければならない。なお、排出係数及び単位発熱量のデフォルト値の適用については、方法論で指定されている場合を除き、表 1 に従わなければならない。

表 1 排出係数及び単位発熱量のモニタリング方法

区分	燃料種	排出係数の モニタリング方法	単位発熱量の モニタリング方法
固体燃料	一般炭、コークス等	分類 I 又は分類 II <sup>注2</sup>	分類 I 又は分類 II <sup>注2</sup>
液体燃料	A 重油、灯油、軽油、 ガソリン等 <sup>注1</sup>	どの分類も使用可能	どの分類も使用可能
気体燃料	都市ガス	分類 I 又は分類 II <sup>注2</sup>	分類 I 又は分類 II <sup>注2</sup>
	LPG、LNG 等	どの分類も使用可能	どの分類も使用可能

電力	電力	分類Ⅲ	—
バイオマス等	バイオマス、廃棄物由来燃料	—	分類Ⅰ又は分類Ⅱ

注1) 都市ガスの排出係数について、供給会社が排出係数の値を公表していない場合には、分類Ⅲ（デフォルト値）を使用することも認められる。

注2) プログラム型プロジェクトについては、分類Ⅲ（デフォルト値）を使用することも認められる。

### 2.2.1 分類Ⅰ：実測に基づく方法

実測する場合、原則として、JIS 準拠の試験方法又は方法論で定められたモニタリング方法により測定しなければならない。また、計測した活動量を用いてエネルギー使用原単位（例えば、エネルギー使用量／生産数量）を算定する場合は、その活動量のモニタリングについては、「2.1 活動量のモニタリング方法の分類」に準じてモニタリングしなければならない。

#### 【解説】

##### <JIS 準拠の試験方法>

- ・ 発熱量又は排出係数については、JIS 規格においてその試験方法が定められている場合が多い。自らが使用する燃料について、該当する JIS 規格がある場合には、当該規格に準拠して測定すること。該当する JIS 規格が無い場合には、類似燃料に関する規格を準用して測定すること。代表的な燃料については、準拠すべき JIS 規格を本規程の別冊に掲載しているので参照すること。例えば、下記がある。
  - 石炭の発熱量： JIS M 8814:2003「石炭類及びコークス類—ボンブ熱量計による総発熱量の測定方法及び真発熱量の計算方法」
  - 液体燃料（A 重油、灯油等）の排出係数： JIS K 2536:1996「石油製品—成分試験方法」

### 2.2.2 分類Ⅱ：第三者からの提供値を利用する方法

第三者からの提供値を利用する場合、原則として、下記の方法又は方法論で定められたモニタリング方法により把握しなければならない。

- ・ 排出係数及び単位発熱量：燃料供給会社からの提供値を利用
- ・ 物性値：公的機関が提供する情報を利用
- ・ エネルギー使用原単位、定格消費電力：設備メーカーからの提供値を利用

### 2.2.3 分類Ⅲ：デフォルト値を利用する方法

下記又は方法論で定められた値を使用しなければならない。

#### (1) 電気事業者から供給された電力の排出係数

電気事業者から供給された電力の排出係数は、供給を受ける電気事業者によらずデフォルト値を適用しなければならない。なお、適用するデフォルト値はプロジェクト実施者が全電源方式又

は移行限界電源方式を選択することができる。

### ① 全電源方式

電気事業連合会が毎年発表する「電気事業における環境行動計画」、及び電気事業低炭素社会協議会のウェブサイトでの発表における、調整後全電源排出係数（受電端）を使用することとする。

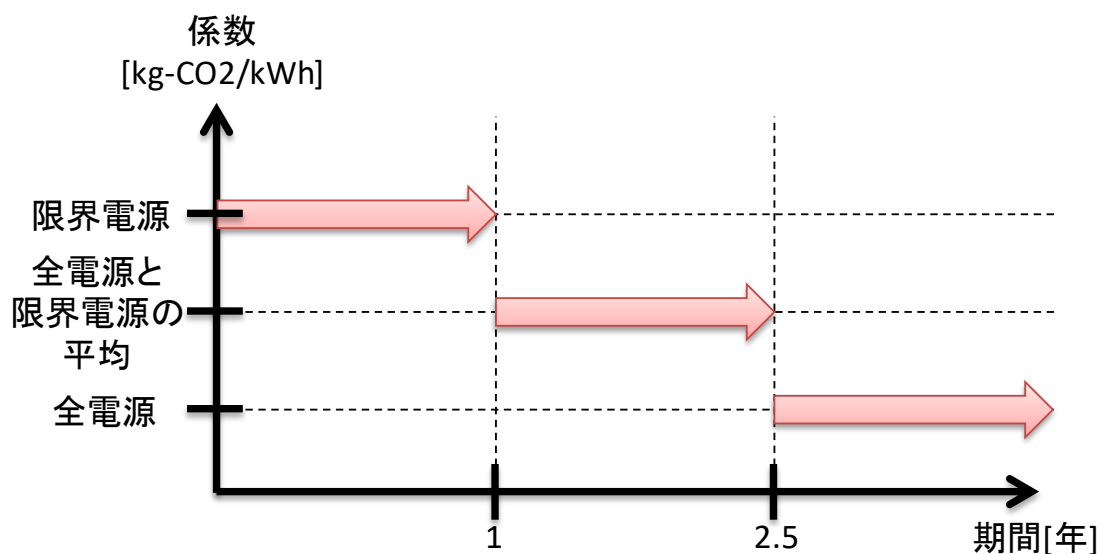
（本規程末尾の別表参照）

### ② 移行限界電源方式

プロジェクト実施（設備の導入等）直後～1年後までは限界電源排出係数（受電端）を、1年後～2.5年後までは限界電源排出係数（受電端）及び全電源排出係数（受電端）の平均値を、2.5年後以降については全電源平均排出係数（受電端）を採用する。

限界電源排出係数（受電端）は、小規模電源導入等による代替系統電力排出係数ワーキンググループ報告の「小規模電源の導入等により代替される系統電力の排出係数について（2009年8月）」を基に算定した値を使用することとする。（本規程末尾の別表参照）

ただし、限界電源排出係数（受電端）が、全電源排出係数（受電端）よりも低い場合には、限界電源排出係数（受電端）として全電源排出係数（受電端）を用いることとする。



### （2）燃料の単位発熱量及び排出係数

本規程末尾の別表に示されている燃料種については、それぞれ同表に掲げる単位発熱量及び排出係数を使用しなければならない。

方法論及び本規程末尾の別表に示す単位発熱量又は排出係数に記載のない燃料については、分類Ⅰ（実測）又は分類Ⅱ（提供値）にて当該値を把握しなければならない。

別表の単位発熱量は高位発熱量で示されているが、低位発熱量を用いることができる。低位発熱量で統一する場合には、別表に記載のあるものについては当該換算係数を用いること。なお、排出削減量の算定時には高位発熱量又は低位発熱量のいずれかで統一しなければならない。

### (3) その他

本規程末尾の別表に示されている係数については、それぞれ同表に掲げる係数を使用しなければならない。

## 2.3 モニタリングポイント

モニタリングポイントとは、分類 B（計量器）又は分類 C（概算等）のうち計量器を用いた方法によりモニタリングを実施する場合における、活動量を把握する位置である。モニタリングポイントを設定する際は、正確に活動量を把握するために最適な位置を選ばなければならない。

#### 【解説】

##### <モニタリングポイント設定時の留意点>

モニタリングポイントの設定時には、以下の点に留意すること。

- ・ 正確に活動量（燃料使用量等）を把握できる位置に計量器を設置する。既に計量器が設置されている場合であっても、当該計量器では正確に活動量が把握できない場合には、計量器の移動又は新たな設置等が必要となる場合がある。
- ・ 複数の排出活動を 1 つのポイントでモニタリングする場合は、個々にモニタリングした場合と同じ算定結果が得られることが必要である。例えば、下記事例において、効率が同じ 2 基のボイラーにおける都市ガス使用量を、モニタリングポイント P1 のみで計測する場合が該当する。

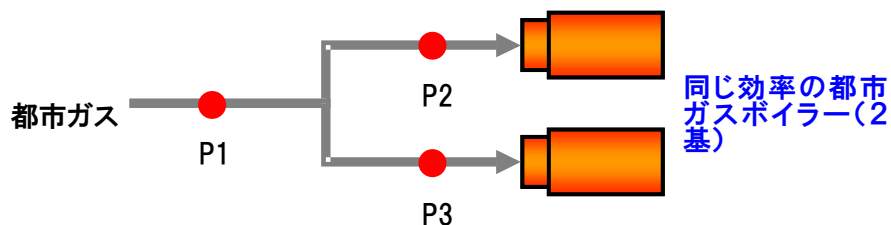
##### <モニタリングポイントの設定例>

- ・ 都市ガス使用量の計測

【例】 都市ガス使用量を、自社設置の流量計（P1、P2、P3）でモニタリングする場合

下記いずれのモニタリングポイントも適切である。

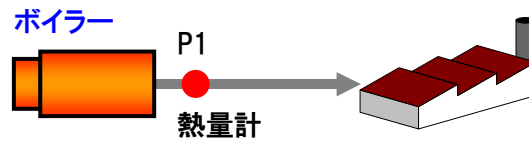
- ・ 都市ガス使用量のモニタリングポイント：P1
- ・ 都市ガス使用量のモニタリングポイント：P2 及び P3



- ・ 熱量の計測

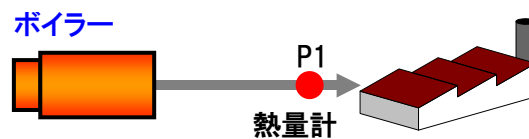
【例 1】生成した熱量を熱量計（P1）でモニタリングする場合（高効率ボイラーへの転換等）

- 熱量のモニタリングポイント： P1  
正確な生成熱量を計測するため、配管での損失が含まれないよう熱源であるボイラーに近い位置に熱量計を設置する。



【例 2】供給を受けた熱量（P1）をモニタリングする場合（外部熱源への転換等）

- 熱量のモニタリングポイント： P1  
正確な供給熱量を計測するため、配管での損失を考慮できるよう熱を利用する設備に近い位置に熱量計を設置する。



## 2.4 モニタリング頻度

方法論においてモニタリング頻度が「要求頻度」として定められている場合には、当該要求頻度以上の頻度でモニタリングを行わなければならない。モニタリング頻度が「要求頻度」として明記されていない場合は、望ましい頻度として取り扱う。

また、単位発熱量と含水率の組み合わせ等、モニタリング項目ごとに要求頻度が異なる場合であっても全てのモニタリング項目が要求頻度を満たしていることが求められる。その際、頻度の少ないモニタリング項目に合わせて算定を行う。頻度の多いモニタリング項目については、算定する期間ごとに平均値を用いて算出を行う。

### （1） 要求頻度以上の頻度でモニタリングを行った場合

下記いずれかの方法を選択し、算定を行う。

- モニタリングした頻度ごとに算定を行う。
- 要求頻度ごとの平均値を用いて算定を行う。

### 【解説】

#### <要求頻度以上の頻度でモニタリングを行った場合の算定方法>

【例】木質ペレットの単位発熱量の計測について、要求頻度が年 1 回であるが、半年に 1 回計測

したケース

事業開始後	発熱量（湿潤基準・高位発熱量）	活動量	代替燃料（A 重油）
半年	18.5 GJ/t	200 t	排出係数： 0.0693 t-CO <sub>2</sub> /GJ
1 年	18.7 GJ/t	100 t	
1 年半	18.1 GJ/t	200 t	
2 年	18.8 GJ/t	100 t	

モニタリングした頻度毎に、2 年間のベースライン排出量を算定する。

ベースライン排出量

$$\begin{aligned} &= (18.5 \times 200 \times 0.0693) + (18.7 \times 100 \times 0.0693) \\ &\quad + (18.1 \times 200 \times 0.0693) + (18.8 \times 100 \times 0.0693) \\ &\simeq 767 \end{aligned}$$

## （2） 要求頻度未満の頻度でモニタリングを行った場合

要求頻度を満たさなかった期間については、クレジット発行期間から除外される。ただし、使用する値が保守的であることを合理的に説明できる場合は、その値を使用して算定することができる。

### 2.4.1 分類Ⅲの場合

分類Ⅲ（デフォルト値）を用いる場合は、検証申請時において最新の値を使用しなければならない。

また、値が毎年度変化するデフォルト値については、排出削減が生じた期間に対応する年度の値を用いなければならない。ただし、対応する年度の値が制度文書において明らかにされていない期間については、当該期間の直近年度の値を用いることができる。

### 2.5 1年に満たない期間における排出削減量算定時のデフォルト値の取扱い

方法論において、単位が「○/年」となっているデフォルト値の使用が求められている場合において1年に満たない期間の排出削減量を算定する際には、年単位で算定した排出削減量に「モニタリング期間（日）÷365 日」を乗じて算定することとする。

### 2.6 排出削減量の認証申請時期

一時的に排出削減見込み量の累計が負になる時期があるプロジェクトでは、クレジットの認証申請は累計が負になる時期の経過後に限るものとする。

### 2.7 排出削減量算定時の小数点の取扱い

プロジェクト計画書及びモニタリング報告書の排出削減量の計算過程においては、以下に従う。

- ① プロジェクト実施後排出量は、t-CO<sub>2</sub> 単位で算定しなければならない。
- ② ベースライン排出量及びプロジェクト実施後排出量の算定結果については、小数点第二位以

下は四捨五入し、小数点第一位まで求めなければならない。

- ③ 排出削減量の計算結果については、小数点第一位以下を切り捨てし、整数で求めなければならない。

プログラム型プロジェクトに関し、プロジェクト計画書及びモニタリング報告書の排出削減量の計算過程においては、以下に従う。

- ① プログラム型プロジェクトを構成する削減活動の排出量は、kg-CO<sub>2</sub> 単位で算定するか t-CO<sub>2</sub> 単位で算定するかを選択し、その算定をプログラム型プロジェクトにおいて統一しなければならない。
- ② プログラム型プロジェクトを構成する削減活動のベースライン排出量及びプロジェクト実施後排出量の算定結果については、小数点第二位以下は四捨五入し、小数点第一位まで求めなければならない。
- ③ プログラム型プロジェクトを構成する削減活動の排出削減量の計算結果については、小数点第一位以下を切り捨てし、整数で求めなければならない。
- ④ プログラム型プロジェクトの排出削減量（プログラム型プロジェクトを構成する削減活動の総量）については、③で求めた排出削減量を合計し、t-CO<sub>2</sub> 単位としたうえで小数点第一位以下を切り捨て、整数で求めなければならない。

## 2.8 サンプルングを適用する場合の取扱い

プログラム型プロジェクトのモニタリングにおいてサンプルング手法を選択する場合、以下の①～③の基準を満たすようにサンプルングを行わなければならない。

- ① 以下の手順により、適切なサンプル抽出法を選択しなければならない。その際、当該抽出法の利用が妥当であることの合理的な説明ができなければならない。
  - ・モニタリング対象の地理的及び時間的範囲、導入する設備の特性及びその能力・利用形態等の母集団の特性を特定する。
  - ・特定した母集団の特性を踏まえ、サンプルング実施に係る労力及び費用等を勘案し、サンプル抽出法を選択する。
- ② サンプルングの精度として、90%信頼区間かつ標本誤差±10%を満たさなければならない。
- ③ サンプル数の評価式として、以下の評価式を使用しなければならない。ただし、適用するサンプル抽出法により、その他の評価式を使用することが適当であり、かつ当該評価式を使用することが妥当であることの合理的な説明ができる場合はこの限りではない。なお、サンプル数の評価上で必要となる母集団の分散の推定値が不明である場合は、母集団の分散が最大となる分布形状を想定する等により、保守的にサンプル数を評価しなければならない。



$$n \geq \frac{N}{\left(\frac{CI}{2k}\right)^2 \frac{N-1}{s^2} + 1}$$

ここで、n: サンプル数

N: 母数（母集団又は各階層の全プロジェクト実施者の事業所数等）

k: 正規分布の棄却限界値（90%信頼区間の場合、1.65）

CI: 標本誤差（標本誤差±10%の場合、0.2）

s<sup>2</sup>: 母集団又は階層の分散の推定値（平均値を 1 として規格化した分散）

#### 【解説】

##### <母集団の分散が不明な場合>

母集団の分散が大きいほど、多くのサンプル数が必要となるため、保守的に母集団の分散が最大となる分布形状を想定して、サンプル数を推定することが考えられる。

例えば、太陽光発電設備の導入事業において、モニタリング項目である単位容量当たりの太陽光発電量／売電量には上限（年間稼働率=1 の場合（夜間に発電することはないため、実際の上限は更に低い）、ここでは保守的に 1 とする）と下限（年間稼働率=0 の場合）が存在するため、計測値が上限値／下限値のいずれか一方のみをとるような分布（2 項分布）をとる場合が最も分散が大きい。

2 項分布を想定し、90%信頼区間で標本誤差±10%とした場合に必要なサンプル数は、以下のとおりである。

$$n = \frac{N}{\left(\frac{0.2}{2 \times 1.65}\right)^2 \frac{N-1}{0.25} + 1} \geq \frac{N}{\left(\frac{0.2}{2 \times 1.65}\right)^2 \frac{N-1}{\hat{p}(1-\hat{p})} + 1}$$

ここで、 $\hat{P}$ : 母集団の平均値（分布を 0~1 の範囲に規格化した場合の平均）、 $\hat{P}=0.5$  のとき 2 項分布の分散は最大値をとる。

##### <母集団の分散が推定できる場合>

サンプリングを実施する時点までに、例えば、事前のフィールドテスト又は一定期間の全数モニタリング等による計測結果から、母集団の分布形状及び分散に関する情報を把握できた場合には、そのデータを活用してサンプル数を決定することが考えられる。

90%信頼区間で標本誤差±10%とした場合に必要なサンプル数は、以下のとおりである。

$$n = \frac{N}{\left(\frac{0.25}{2 \times 1.65}\right)^2 \frac{N-1}{s^2} + 1}$$

上式に本事業での計測結果に基づく s<sup>2</sup>(母集団の分散の推定値(平均値を 1 として規格化した分散)、計測実績値の不変分散として算定)、母集団数 N を適用することにより必要なサンプル数を決定することができる。

### <サンプル抽出法の例>

代表的なサンプリング抽出法には以下のものがある。

#### (1) 単純無作為抽出法

- ・ 母集団からサンプルを無作為に抽出する方法
- ・ 最も単純な方法であり、他のサンプリング抽出法を適用できない場合に用いることが推奨される。

#### (2) 系統抽出法

- ・ 母集団の成員に番号を付け、はじめの一つのサンプルを無作為に抽出し、残りのサンプルを一定の間隔で決めていく方法であり、単純無作為抽出法よりもサンプル抽出に係るコストを低減できる場合がある。
- ・ 母集団が均質な場合にのみ適用可能である（母集団に周期性がある場合には、サンプルを抽出する間隔の決定に注意が必要。）。

#### (3) 層化無作為抽出法

- ・ 母集団が非常に大きく、地理的に分散している場合等、比較的均質な集団ごとに階層化し、階層ごとにサンプルを無作為に抽出する方法
- ・ 母集団数に対する各階層の成員数の比率をサンプル数に割り当てて、各階層のサンプル数を決定する等により、単純無作為抽出法よりも各階層の特性を踏まえたより正確な推計ができる場合がある。

#### (4) 多段抽出法

- ・ 母集団をいくつかの階層に分け、その中から対象となるグループを無作為に抽出し、さらにその抽出されたグループから無作為にサンプルを抽出する方法である。例えば、複数のビルに複数の高効率空調設備を導入する場合、これらのビルの中からサンプルとなるビルを抽出し、そのビルに導入される高効率空調設備から計測対象のサンプルを選ぶといったもの
- ・ 同様の手続により、更に複数段階の絞り込みを行う場合もある。
- ・ 一方、多段階にわたって抽出作業を行うため、各段階での抽出ごとに標本誤差が入ることが避けられない。このため、精度を確保するためには段階を増やすことでより多くのサンプル数を確保することが必要となる。

#### (5) 集落抽出法

- ・ 多段階抽出法と同様に、母集団をいくつかの階層に分け、その中から対象となるグループを無作為に抽出したうえで、抽出した階層内では全数計測を実施する方法

## 2.9 削減活動が実施されていることの把握

### (1) 活動量を実測しないプロジェクトの場合

活動量として、方法論が例示するカタログ値を使用又はデフォルト値を利用する場合、もしくは営業時間や日照時間等を採用する場合、モニタリング対象期間を通じて当該削減活動が実施されていること（例えば、設備の導入を伴うプロジェクトの場合、設備が稼働していること）を別途報告して検証を受け、実施されていない削減活動（例えば、稼働不能な状態にある設備による削減活動）については排出削減量の算定対象から除外するプロジェクト実施体制を構築しなければ

ばならない。

**【解説】**

活動量としてカタログ値を使用又はデフォルト値を利用、もしくは営業時間や日照時間等を採用する場合、例えば、設備が故障して稼働できない状態や、設備の利用用途の変更、事業所の移転等によって、削減活動が実施されない状態が生じても、燃料や電力の使用量としてカタログ値やデフォルト値、営業時間等を機械的に計上すれば、排出削減量を過大評価することとなる。このような過大評価をしてはならない。

**(2) プログラム型プロジェクトの場合**

プログラム型プロジェクトにおいて、プログラム型運営・管理者はプロジェクトを適切に運営・管理できる体制の一環として、プログラム型プロジェクトを構成する削減活動が実施されていること（例えば、設備の導入を伴うプロジェクトの場合、設備が稼働していること）を把握し、実施されていない削減活動（例えば、稼働不能な状態にある設備による削減活動）については排出削減量の算定対象から除外する運営・管理体制を構築しなければならない。

**【解説】**

プログラム型運営・管理者は、プロジェクトを適切に運営・管理できる体制を備えることが要件となっている（実施規程〔プロジェクト実施者向け〕 2.2.8）。活動量のモニタリングにおいてサンプリング手法を選択した場合、サンプル対象とならなかった削減活動において、例えば、設備が故障して稼働できない状態や、居住者の転居等により設備が使用されない状態であっても、燃料や電力の使用量としてサンプリングに基づく原単位等を機械的に計上すれば、排出削減量を過大評価することとなる。このような過大評価をしてはならない。

別表：各種係数（単位発熱量、排出係数等）

**燃料の単位発熱量**

燃料種	燃料形態	単位	2013年度 単位発熱量 [GJ/単位]	2014年度 単位発熱量 [GJ/単位]	2015年度 単位発熱量 [GJ/単位]	2016年度 単位発熱量 [GJ/単位]
輸入原料炭	固体	t	28.7	28.7	28.7	28.7
国産一般炭	固体	t	25.3	25.3	25.3	25.3
輸入一般炭	固体	t	26.0	26.0	26.0	26.0
輸入無煙炭	固体	t	27.8	27.8	27.8	27.8
コークス	固体	t	29.2	29.2	29.2	29.2
原油	液体	kl	38.2	38.2	38.2	38.2
ガソリン	液体	kl	33.4	33.4	33.4	33.4
ナフサ	液体	kl	33.3	33.3	33.3	33.3
ジェット燃料	液体	kl	36.3	36.3	36.2	36.3
灯油	液体	kl	36.5	36.5	36.5	36.5
軽油	液体	kl	38.0	38.0	38.0	38.0
A 重油	液体	kl	38.9	38.9	38.9	38.9
B 重油	液体	kl	40.4	40.4	40.4	40.4
C 重油	液体	kl	41.2	40.9	41.4	41.0
潤滑油	液体	kl	40.2	40.2	40.2	40.2
オイルコークス	固体	t	33.3	33.3	33.3	33.3
LPG	気体	t	50.1	50.1	50.1	50.1
天然ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	43.3	43.3	43.3	43.3
LNG	気体	t	54.5	54.5	54.5	54.5
都市ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	44.5	44.5	44.4	44.4
NGL・コンデンセート	液体	kl	34.8	34.7	34.6	34.8
製油所ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	50.3	50.3	50.3	50.3
コークス炉ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	20.6	20.6	20.6	20.6
高炉ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	3.5	3.5	3.5	3.5
転炉ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	8.2	8.2	8.2	8.2

燃料の単位発熱量（続き）

燃料種	燃料形態	単位	2017年度 単位発熱量 [GJ/単位]	2018年度 単位発熱量 [GJ/単位]	2019年度 単位発熱量 [GJ/単位]
輸入原料炭	固体	t	28.7	28.7	28.7
国産一般炭	固体	t	25.3	24.2	24.2
輸入一般炭	固体	t	26.0	26.1	26.1
輸入無煙炭	固体	t	27.8	27.8	27.8
コークス	固体	t	29.2	29.0	29.0
原油	液体	kl	38.2	38.2	38.1
ガソリン	液体	kl	33.4	33.4	33.4
ナフサ	液体	kl	33.3	33.3	33.3
ジェット燃料	液体	kl	36.4	36.4	36.3
灯油	液体	kl	36.5	36.5	36.5
軽油	液体	kl	38.0	38.0	38.0
A 重油	液体	kl	38.9	38.9	38.9
B 重油	液体	kl	40.4	40.4	40.4
C 重油	液体	kl	41.0	41.1	41.0
潤滑油	液体	kl	40.2	40.2	40.2
オイルコークス	固体	t	33.3	33.3	33.3
LPG	気体	t	50.1	50.1	50.1
天然ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	43.3	41.9	41.9
LNG	気体	t	54.5	54.7	54.7
都市ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	44.5	43.6	43.6
NGL・コンデンセート	液体	kl	34.5	34.5	34.6
製油所ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	50.3	50.3	50.3
コークス炉ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	20.6	20.1	20.1
高炉ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	3.5	3.5	3.5
転炉ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	8.2	8.2	8.2

燃料の単位発熱量（続き）

燃料種	燃料形態	単位	2020年度 単位発熱量 [GJ/単位]	換算係数 (高位⇒低位 発熱量)
輸入原料炭	固体	t	28.8	0.921
国産一般炭	固体	t	24.2	0.943
輸入一般炭	固体	t	26.1	0.951
輸入無煙炭	固体	t	27.8	0.967
コークス	固体	t	29.0	0.977
原油	液体	kl	38.1	0.941
ガソリン	液体	kl	33.4	0.939
ナフサ	液体	kl	33.3	0.938
ジェット燃料	液体	kl	36.3	0.938
灯油	液体	kl	36.5	0.939
軽油	液体	kl	38.0	0.940
A 重油	液体	kl	38.9	0.944
B 重油	液体	kl	40.4	0.950
C 重油	液体	kl	41.1	0.950
潤滑油	液体	kl	40.2	0.944
オイルコークス	固体	t	33.3	0.985
LPG	気体	t	50.1	0.927
天然ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	41.9	0.911
LNG	気体	t	54.7	0.911
都市ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	43.6	0.912
NGL・コンデンセート	液体	kl	34.6	0.937
製油所ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	50.3	0.920
コークス炉ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	20.1	0.897
高炉ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	3.5	0.978
転炉ガス	気体	千Nm <sup>3</sup>	8.2	0.998

【出典】

- 単位発熱量： 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計（エネルギーバランス表）」各年版詳細表を基に事務局にて一部単位換算
- 換算係数： 資源エネルギー庁「エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数一覧表」（2020年1月改訂）および「エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数（2018年度改訂）の解説」（2020年1月）を基に事務局にて算定（但し B 重油は低位発熱量が不詳のため換算係数は C 重油と等値とした）

【注釈】

- 単位発熱量は高位発熱量（総発熱量）で示されている。
- 高位発熱量（総発熱量）から低位発熱量（真発熱量）へと換算する場合には、高位発熱量に上表の燃料種別の換算係数を乗じて、換算することができる。逆に、低位発熱量から高位発

熱量へと換算する場合には、低位発熱量を上表の換算係数で除して、換算することができる。

- LPG 及び LNG：使用段階において気体であることが一般的であるため、分類上は気体としている。
- 天然ガス：国内で産出される天然ガスで、LNG を除く。

#### 燃料の排出係数

燃料種	燃料形態	2013 年度 排出係数 [t-CO2/GJ]	2014 年度 排出係数 [t-CO2/GJ]	2015 年度 排出係数 [t-CO2/GJ]	2016 年度 排出係数 [t-CO2/GJ]
輸入原料炭	固体	0.0902	0.0902	0.0902	0.0902
国産一般炭	固体	0.0869	0.0869	0.0869	0.0869
輸入一般炭	固体	0.0895	0.0895	0.0895	0.0895
輸入無煙炭	固体	0.0950	0.0950	0.0950	0.0950
コークス	固体	0.1107	0.1107	0.1107	0.1107
原油	液体	0.0697	0.0697	0.0697	0.0697
ガソリン	液体	0.0686	0.0686	0.0686	0.0686
ナフサ	液体	0.0682	0.0682	0.0682	0.0682
ジェット燃料	液体	0.0682	0.0682	0.0682	0.0682
灯油	液体	0.0686	0.0686	0.0686	0.0686
軽油	液体	0.0689	0.0689	0.0689	0.0689
A 重油	液体	0.0708	0.0708	0.0708	0.0708
B 重油	液体	0.0733	0.0733	0.0733	0.0733
C 重油	液体	0.0741	0.0741	0.0741	0.0741
潤滑油	液体	0.0730	0.0730	0.0730	0.0730
オイルコークス	固体	0.0898	0.0898	0.0898	0.0898
LPG	気体	0.0601	0.0601	0.0601	0.0601
天然ガス	気体	0.0513	0.0513	0.0513	0.0513
LNG	気体	0.0513	0.0513	0.0513	0.0513
都市ガス	気体	0.0513	0.0513	0.0513	0.0513
NGL・コンデンセート	液体	0.0671	0.0671	0.0671	0.0671
製油所ガス	気体	0.0528	0.0528	0.0528	0.0528
コークス炉ガス	気体	0.0400	0.0400	0.0400	0.0400
高炉ガス	気体	0.0972	0.0975	0.0972	0.0972
転炉ガス	気体	0.1529	0.1529	0.1529	0.1529

燃料種	燃料形態	2017年度 排出係数 [t-CO2/GJ]	2018年度 排出係数 [t-CO2/GJ]	2019年度 排出係数 [t-CO2/GJ]
輸入原料炭	固体	0.0902	0.0902	0.0902
国産一般炭	固体	0.0869	0.0887	0.0887
輸入一般炭	固体	0.0895	0.0891	0.0891
輸入無煙炭	固体	0.0950	0.0950	0.0950
ークス	固体	0.1107	0.1096	0.1096
原油	液体	0.0697	0.0697	0.0697
ガソリン	液体	0.0686	0.0686	0.0686
ナフサ	液体	0.0682	0.0682	0.0682
ジェット燃料	液体	0.0682	0.0682	0.0682
灯油	液体	0.0686	0.0686	0.0686
軽油	液体	0.0689	0.0689	0.0689
A重油	液体	0.0708	0.0708	0.0708
B重油	液体	0.0733	0.0733	0.0733
C重油	液体	0.0741	0.0741	0.0741
潤滑油	液体	0.0730	0.0730	0.0730
オイルークス	固体	0.0898	0.0898	0.0898
LPG	気体	0.0601	0.0601	0.0601
天然ガス	気体	0.0513	0.0510	0.0510
LNG	気体	0.0513	0.0510	0.0510
都市ガス	気体	0.0513	0.0513	0.0513
NGL・コンデンセート	液体	0.0671	0.0667	0.0671
製油所ガス	気体	0.0528	0.0528	0.0528
ークス炉ガス	気体	0.0400	0.0400	0.0400
高炉ガス	気体	0.0972	0.0964	0.0964
転炉ガス	気体	0.1529	0.1540	0.1540



燃料種	燃料形態	2020年度 排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /GJ]	換算係数 (高位⇒低位 発熱量ベース)
輸入原料炭	固体	0.0902	1.086
国産一般炭	固体	0.0887	1.060
輸入一般炭	固体	0.0891	1.052
輸入無煙炭	固体	0.0950	1.034
コークス	固体	0.1096	1.024
原油	液体	0.0697	1.062
ガソリン	液体	0.0686	1.065
ナフサ	液体	0.0682	1.066
ジェット燃料	液体	0.0682	1.066
灯油	液体	0.0686	1.065
軽油	液体	0.0689	1.064
A重油	液体	0.0708	1.059
B重油	液体	0.0733	1.053
C重油	液体	0.0741	1.053
潤滑油	液体	0.0730	1.060
オイルコークス	固体	0.0898	1.015
LPG	気体	0.0598	1.078
天然ガス	気体	0.0510	1.097
LNG	気体	0.0510	1.098
都市ガス	気体	0.0513	1.097
NGL・コンデンセート	液体	0.0671	1.067
製油所ガス	気体	0.0528	1.087
コークス炉ガス	気体	0.0400	1.115
高炉ガス	気体	0.0968	1.023
転炉ガス	気体	0.1540	1.002

【出典】

- 国立環境研究所温室効果ガスインベントリオフィス編「日本国温室効果ガスインベントリ報告書」2020年4月を基に事務局にて単位換算

【注釈】

- 排出係数は高位発熱量（総発熱量）ベースで示されている。
- 排出量を低位発熱量（真発熱量）ベースで算定する場合には、上表の燃料種別の換算係数を乗じて低位発熱量ベースに換算した排出係数を使用すること。
- LPG 及び LNG：使用段階において気体であることが一般的であるため、分類上は気体としている。
- 天然ガス：国内で産出される天然ガスで、LNG を除く。

### 車両の平均燃費

運搬に係る排出量に係る CO2 排出量の算定方法として燃費法を適用する場合は、下記の「燃費」を使用する。

輸送の区分		燃費 (km/l)	
燃料種類	最大積載量(kg)	営業用	自家用
ガソリン	軽貨物車	9.33	10.3
	～1,999	6.57	7.15
	2,000～	4.96	5.25
軽油	～999	9.32	11.9
	1,000～1,999	6.19	7.34
	2,000～3,999	4.58	4.94
	4,000～5,999	3.79	3.96
	6,000～7,999	3.38	3.53
	8,000～9,999	3.09	3.23
	10,000～11,999	2.89	3.02
	12,000～16,999	2.62	2.74

【出典】

- ロジスティクス分野における CO2 排出量算定方法共同ガイドライン

### 車両の燃料使用原単位

運搬に係る排出量に係る CO2 排出量の算定方法としてトンキロ法を適用する場合は、下記の「輸送トンキロ当たり燃料使用量」を適用する。

車種	燃料種類	最大積載量(kg)		輸送トンキロ当たり燃料使用量 (l/t・km)					
				積載率 (%)					
			中央値	10	20	40	60	80	100
軽・小型・普通貨物車	ガソリン	軽貨物車	350	2.74	1.44	0.758	0.521	0.399	0.324
		～1,999	1,000	1.39	0.730	0.384	0.264	0.202	0.164
		2,000～	2,000	0.866	0.466	0.245	0.168	0.129	0.105
小型・普通貨物車	軽油	～999	500	1.67	0.954	0.543	0.391	0.309	0.258
		1,000～1,999	1,500	0.816	0.465	0.265	0.191	0.151	0.126
		2,000～3,999	3,000	0.519	0.295	0.168	0.121	0.0958	0.0800
		4,000～5,999	5,000	0.371	0.212	0.120	0.0867	0.0686	0.0573
		6,000～7,999	7,000	0.298	0.170	0.0967	0.0696	0.0551	0.0459
		8,000～9,999	9,000	0.253	0.144	0.0820	0.0590	0.0467	0.0390
		10,000～11,999	11,000	0.222	0.126	0.0719	0.0518	0.0410	0.0342
		12,000～16,999	14,500	0.185	0.105	0.0601	0.0432	0.0342	0.0285

なお、積載率が不明な場合については、下記の「原単位 (l/t・km)」を適用する。

車種	燃料 種類	最大積載量(kg)		積載率が不明な場合			
			中央値	平均積載率 (%)		原単位 (l/t・km)	
				自家用	営業用	自家用	営業用
軽・小型・普通 貨物車	ガソ リン	軽貨物車	350	10	41	2.74	0.741
		～1,999	1,000	10	32	1.39	0.472
		2,000～	2,000	24	52	0.394	0.192
小型・普通 貨物車	軽油	～999	500	10	36	1.67	0.592
		1,000～1,999	1,500	17	42	0.530	0.255
		2,000～3,999	3,000	39	58	0.172	0.124
		4,000～5,999	5,000	49	62	0.102	0.0844
		6,000～7,999	7,000			0.0820	0.0677
		8,000～9,999	9,000			0.0696	0.0575
		10,000～11,999	11,000			0.0610	0.0504
		12,000～16,999	14,500	0.0509	0.0421		

【出典】

- ロジスティクス分野における CO2 排出量算定方法共同ガイドライン

【注釈】

- 積載率 10%未満の場合は、積載率 10%の時の値を用いる。

### 系統電力の排出係数

年度	排出係数(kg-CO <sub>2</sub> /kWh)	
	全電源	限界電源
2013 年度	0.570	0.548
2014 年度	0.554	0.512
2015 年度	0.531	0.491
2016 年度	0.518	0.544
2017 年度	0.496	0.544
2018 年度	0.462	0.551
2019 年度	0.445	0.583
2020 年度	0.433	—

#### 【出典】

- 全電源排出係数：電気事業連合会が毎年発表する「電気事業における環境行動計画」（2014 年度以前）、電気事業低炭素社会協議会のウェブサイトでの発表（2015 年度）、及び温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度の電気事業者別排出係数（全国平均係数）（2016 年度以降）における、調整後排出係数を適用
- 限界電源排出係数：「小規模電源の導入等により代替される系統電力の排出係数の計算結果について（小規模電源導入等による代替系統電力排出係数ワーキンググループ）」の考え方を基に「電力調査統計」（資源エネルギー庁）等の値より算定
  - －電気事業者（2015 年度値までは 10 電力会社）の燃焼区分ごとの発電電力量、燃料消費量、発熱量（以上の出典は電力調査統計等）及び炭素排出係数（日本国温室効果ガスインベントリ報告書）から CO<sub>2</sub> 排出量を算定
  - －そのうち、発電所出力（電気事業便覧又は電力調査統計）及び発電電力量から算定される運転中利用率の 2 ヶ年平均が 80%以下の石炭火力（実利用率 70%（24 ヶ月中 3 ヶ月の点検期間を想定））及び LNG 火力（実利用率 76.7%（24 ヶ月中 1 ヶ月の点検期間を想定））並びにすべての石油火力を選定し、その発電電力量及び CO<sub>2</sub> 排出量から限界電源排出係数（発電端）を算定
  - －当該年度の発受電実績及び電力需要実績（電力調査統計）の比率より限界電源排出係数（受電端）を算定

#### 【注釈】

- 排出係数は、いずれも受電端の値である。

各温室効果ガスの地球温暖化係数 (GWP)
-----------------------

温室効果ガス	地球温暖化係数(GWP)
CO2	1
CH4	25
N2O	298
HFC-23	14,800
HFC-32	675
HFC-41	92
HFC-125	3,500
HFC-134	1,100
HFC-134a	1,430
HFC-143	353
HFC-143a	4,470
HFC-152	53
HFC-152a	124
HFC-161	12
HFC-227ea	3,220
HFC-236fa	9,810
HFC-236ea	1,370
HFC-236cb	1,340
HFC-245ca	693
HFC-245fa	1,030
HFC-365mfc	794
HFC-43-10mee	1,640
PFC-14	7,390
PFC-116	12,200
PFC-218	8,830
パーフルオロシクロプロパン	17,340
PFC-31-10	8,860
PFC-c318	10,300
PFC-41-12	9,160
PFC-51-14	9,300
PFC-91-18	7,500
SF6	22,800
NF3	17,200
R-404A (HFC-125/HFC-143a/HFC-134a:44/52/4)	3,920 注1)
R-407C (HFC-32/HFC-125/HFC-134a:23/25/52)	1,770 注1)

R-410A (HFC-32/HFC-125:50/50)	2,090 <sup>注1)</sup>
-------------------------------	----------------------

【出典】

- CO<sub>2</sub>～NF<sub>6</sub>：地球温暖化対策の推進に関する法律施行令
- R-404A～：地球温暖化対策の推進に関する法律施行令、日本フッ素フロン協会

【注釈】

- 注1) 代表的な混合冷媒の GWP であり、各成分の重量構成比と GWP の積を用いた加重平均により算出（有効数字 3 桁）。その他混合冷媒の GWP も同様に算出する。

## 施行日

本文書は、2013年4月17日から施行する。

## 改定履歴

Ver	制定／改定日	有効期限	内容
1.0	2013.4.17	2013.9.30	新規制定
1.1	2013.10.1	2014.1.19	別表 系統電力の排出係数 全電源の排出係数（2012年度）を追記
1.2	2014.1.20	2014.5.6	別表 系統電力の排出係数 限界電源の排出係数（2010年度）を追記
2.0	2014.5.7	2014.12.25	2.6 排出削減量の認証申請時期 排出削減量が一時的に負になるプロジェクトの認証申請時期について追記 別表 燃料の単位発熱量・排出係数等 単位発熱量、排出係数の更新及び単位発熱量については、出典を変更
2.1	2014.12.26	2015.8.31	2.2.3. 分類Ⅲ：デフォルト値を利用する方法 (1) 電気事業者から供給された電力の排出係数 限界電源排出係数（受電端）が、全電源排出係数（受電端）よりも低い場合には、限界電源排出係数（受電端）として全電源排出係数（受電端）を用いることを追記 別表 系統電力の排出係数 全電源の排出係数（2013年度）を追記
2.2	2015.9.1	2016.1.12	別表 燃料の単位発熱量・排出係数等 単位発熱量、排出係数の更新 別表 系統電力の排出係数 限界電源の排出係数（2011年度）を追記
2.3	2016.1.13	2016.3.1	別表 系統電力の排出係数 全電源の排出係数（2014年度）を追記 別表 各温室効果ガスの地球温暖化係数（GWP） NF3を追記
2.4	2016.3.2	2016.6.20	2.1.3 分類C：概算等に基づく方法 (2) 保守的な値となるようなモニタリング方法 <計測器に起因する誤差の推定について>を追記
2.5	2016.6.21	2017.1.17	別表 燃料の単位発熱量等 単位発熱量（2014年度）を追記 別表 燃料の排出係数

			排出係数（2014年度）を追記
2.6	2017.1.18	2017.3.13	2.1.3 分類C：概算等に基づく方法 （1）分類A又は分類Bで求める値と比較して同等な値となるようなモニタリング方法 ＜カタログ値を使用又はデフォルト値を利用する場合も、当該値をそのまま算定に使用することができる＞を追記。又、一部、表現方法を修文。
2.7	2017.3.14	2017.4.20	別表 系統電力の排出係数 全電源排出係数（2015年度）を追記 全電源排出係数の出典を変更
2.8	2017.4.21	2017.12.12	別表 燃料の単位発熱量等 単位発熱量（2015年度）を追記、その他一部更新 別表 燃料の排出係数 排出係数（2015年度）を追記、その他一部更新
2.9	2017.12.13	2018.2.6	別表 系統電力の排出係数 2012年度以前の値を削除 限界電源排出係数（2013～27年度）を追記 限界電源排出係数の出典を変更
2.10	2018.2.7	2018.3.6	別表 系統電力の排出係数 全電源排出係数（2016年度）を追記
3.0	2018.3.7	2018.5.31	2.9 削減活動が実施されていることの把握を追記
3.1	2018.6.1	2018.7.17	別表 燃料の単位発熱量等 単位発熱量（2016年度）を追記 別表 燃料の排出係数 排出係数（2016年度）を追記、その他一部更新
3.2	2018.7.18	2019.2.17	別表 系統電力の排出係数 限界電源排出係数（2016年度）を追記
3.3	2019.2.18	2019.6.4	別表 系統電力の排出係数 全電源排出係数（2017年度）を追記
3.4	2019.6.5	2020.2.2	別表 燃料の単位発熱量等 単位発熱量（2017年度）を追記、その他一部更新 別表 燃料の排出係数 排出係数（2017年度）を追記、その他一部更新 別表 系統電力の排出係数 限界電源排出係数（2017年度）を追記
3.5	2020.2.3	2020.6.28	別表 系統電力の排出係数 全電源排出係数（2018年度）を追記
3.6	2020.6.29	2020.9.29	別表 燃料の単位発熱量等



			<p>単位発熱量（2018年度）を追記、その他一部更新</p> <p><b>別表 燃料の排出係数</b></p> <p>排出係数（2018年度）を追記、その他一部更新</p> <p><b>別表 系統電力の排出係数</b></p> <p>限界電源排出係数（2018年度）を追記、その他一部更新</p>
3.7	2020.9.30	2020.10.20	<p><b>別表 燃料の排出係数</b></p> <p>換算係数の出典を変更して値を更新</p> <p><b>別表 系統電力の排出係数</b></p> <p>全電源排出係数の出典を変更して一部の値を更新</p>
3.8	2020.10.21	2021.3.17	<p><b>別表 燃料の排出係数</b></p> <p>コークス炉ガスの換算係数を修正</p>
3.9	2021.3.18	2021.4.27	<p><b>別表 系統電力の排出係数</b></p> <p>全電源排出係数（2019年度）を追記</p>
3.10	2021.4.28	2020.5.23	<p><b>別表 燃料の単位発熱量</b></p> <p>単位発熱量（2019年度）を追記</p> <p><b>別表 燃料の排出係数</b></p> <p>排出係数（2019年度）および換算係数を追記</p>
3.11	2020.5.24	2022. 1.31	<p><b>別表 系統電力の排出係数</b></p> <p>限界排出係数（2019年度）を追記</p>
3.12	2022.2.1	2022.2.16	<p><b>別表 系統電力の排出係数</b></p> <p>全電源排出係数（2020年度）を追記</p>
3.13	2022.2.17	2021.5.9	<p><b>別表 系統電力の排出係数</b></p> <p>全電源排出係数（2020年度）を修正</p>
3.14	2021.5.10	—	<p><b>別表 燃料の単位発熱量</b></p> <p>単位発熱量（2020年度等）を追記・更新</p> <p><b>別表 燃料の排出係数</b></p> <p>排出係数（2020年度）を追記</p>