

再生可能エネルギーセクター

サブセクター：

17. 水力

18. 風力

19. 太陽光/太陽熱

20. 地熱

21. バイオマス

<p>1. 典型的な案件の概要</p>	<p>天然資源である水力を活用し、発電時に温室効果ガス（GHG）が発生しない再生可能エネルギーを創出するために水力発電施設を建設し、直接的に GHG 排出量削減に貢献する。</p>
<p>2. 適用条件</p>	<p>○水力発電施設の建設・改修事業であること ○従来の送電網（グリッド）への接続あるいは送電網に接続せず単独での電力供給が可能であること</p>
<p>3. 推計方法</p>	<p>水力発電による GHG 削減量の推計は、水力発電により代替される従来のエネルギー分(ベースライン)の GHG 排出量と、水力発電所稼働後（プロジェクト）の差分により求める。水力発電施設をグリッド接続する場合、独立型の場合、ミニグリッドの場合がある。</p>
<p style="text-align: center;">$ER_y = BE_y - PE_y \quad (t-CO_2/y)$</p> <p>$ER_y$: y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/y) BE_y : y 年の従来の GHG 排出量(t-CO₂/y) (ベースライン排出量) PE_y : y 年の水力発電所稼働後の GHG 排出量(t-CO₂/y) (プロジェクト排出量)</p>	
<p>【グリッドに接続する場合】（新設の場合を示す）</p> <p style="text-align: center;">BE_y: ベースライン排出量 PE_y: プロジェクト排出量</p> <p style="text-align: center;">水力発電</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>水力発電所を建設せず従来の電力供給が継続する場合の排出量</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>電力網に水力発電所による電力供給が加わる場合の排出量</p> </div> </div>	
<p>【独立型の場合】</p> <p style="text-align: center;">~100W 程度まで マイクロ小水力</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>従来の電力供給が継続する場合の排出量</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>独立したマイクロ小水力設備等より直接電力供給する場合の排出量</p> </div> </div>	
<p>【ミニグリッドの場合】</p> <p style="text-align: center;">小水力発電</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>従来の電力供給が継続する場合の排出量</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>小水力発電によるミニグリッド電力供給の場合の排出量</p> </div> </div>	

(1)ベースライン排出量の算定

【グリッド接続の場合】

水力発電施設が建設されない場合、従来の電力供給が継続する。水力発電に代替することにより、既存電力施設の電力供給が抑制されるので、燃料抑制量から GHG 排出量を算定する。

また、既往の水力発電施設があり施設の老朽化等により効率が低下している場合、改修により発電効率が上がり、他の既存電力施設の電力供給が抑制されるので、燃料抑制量から GHG 排出量を算定する。

$$BE_y = \sum FC_i \times NCV_i \times COEF_i$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 水力発電により代替される燃料使用に伴う GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$FC_{i,y}$	抑制対象燃料 i の燃料抑制量 (kL、m ³ 、t 等/y)
	NCV_i	燃料種毎の単位発熱量 (TJ/ kL、m ³ 、t 等)
	$COEF_i$	燃料種毎の熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)

$FC_{i,y}$ の算出

【グリッドに接続する場合】

水力発電施設をグリッド接続する場合、水力発電による電力供給に伴い、グリッド内の既往発電所で用いられている燃料費単価の高いものから順に代替されるという考え方で、抑制対象燃料の優先順位とその量を求める。

a) 当該国のグリッド電力の燃料別発電量の把握

当該国のグリッド電力を構成する燃料の種類とその燃料種別の発電量 (GWh/y) 及び消費量 (kL、m³、t 等/y) を把握する。

b) 抑制対象燃料の優先順位の決定

当該国のグリッド内の既存の発電所で使用している燃料の単価を確認し、単価の高い順に抑制対象とする (※1)。なお、必要に応じ対象国のエネルギー計画等の将来計画も考慮し、抑制対象燃料の優先順位を設定する。

※1：当該国の燃料単価が不明な場合、燃料費単価を、石油>ガス>石炭 の順と設定し検討を行う。

c) 抑制不可量のチェック

当該国においては、エネルギー源多様化の推進などの理由により、グリッド内で複数の燃料 (石油・石炭・天然ガスなど) を導入している状況が想定される。そのため、各燃料である程度は必要最低限の運転量の確保が必要となる。そこで、全発電電力量比で5%を抑制不可量として残すこととする。

なお、実際の発電電力量がこの値よりも小さいときは、実際の発電電力量の全てが抑制不可量となる。

d) 抑制対象燃料による発電量を把握

c) で算定した抑制不可量を除き、燃料単価の高い順に抑制可能量を求め、抑制可能な燃料種・電力量を算定する。

e) 水力発電分の CO₂ 排出量を算定

d) で算定した抑制可能な量をもとに、水力発電の発電量 ($EG_{p,y}$) に代替する発電量を得るために発生する GHG 排出量を算定する。

17. 再生可能エネルギー/水力

【独立型の場合】【ミニグリッドの場合】

独立型、ミニグリッドは、未電化地域が対象となる。水力発電施設が建設されない場合、従来の電力供給が継続する。水力発電による再生可能エネルギーに代替することにより、従来の燃料消費量が抑制されるので、燃料抑制量から GHG 排出量を算定する。

未電化地域においては、今後電力供給が行われなない場合に使用されるであろうディーゼル発電とケロシンの照明使用を想定し、抑制対象燃料は軽油とケロシンとする。

$$BE_y = EC_{diesel,y} \times NCV_{diesel,y} \times CEF_{diesel,y} + EC_{kerosene,y} \times NCV_{kerosene,y} \times CEF_{kerosene,y}$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 再生可能エネルギーにより代替される燃料使用に伴う GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入	$EC_{diesel,y}$	事業実施後の発電量のうち、TV 等に使用される電力量をディーゼルで代替する場合のエネルギー消費量 (kL/y)
	$NCV_{diesel,y}$	軽油の単位発熱量 (GJ/kL)
	$CEF_{diesel,y}$	軽油の熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)
	$EC_{kerosene,y}$	事業実施後の発電量のう、照明に使用される電力量をケロシン使用のランプで代替する場合のエネルギー消費量 (kL/y)
	$NCV_{kerosene,y}$	ケロシンの単位発熱量 (GJ/kL)
	$CEF_{kerosene,y}$	ケロシンの熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)

(2)プロジェクト排出量の算定

事業実施後、水力発電で発電する際に発生する GHG 排出量は「0」とする。

$$PE_y = 0$$

なお、貯水池を有する水力発電施設の場合、貯水池からのメタン発生が考えられ、以下の方法で算定するが、ベースライン排出量に対して 1%未満である場合には軽微であるとして考慮しない。

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \times EG_{PJ,y}}{1000}$$

EF_{Res} : 貯水池からの GHG 排出係数の規定値
(第 23 回 CDM 理事会における規定値は 90kg-CO₂/MWh)

$EG_{PJ,y}$: y 年の水力発電施設による発電量 (MWh/y)

1000 : 単位換算係数 (1t-CO₂=1000kg-CO₂)

17. 再生可能エネルギー/水力

4. 推計及びモニタリングに必要なデータ

【グリッドに接続する場合】

データの種類	データの内容	データの入手方法			
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
発電量 (後: $EG_{PJ,y}$)	事業実施後の水力発電所の発電量 (MWh/y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)	
抑制対象燃料 i の消費エネルギー量 (前: $FC_{i,y}$)	燃料 i の発電量を得るために必要なエネルギー消費量 (kL、 m^3 、t 等/y)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる固有値 ii) 当該国の公表値 iii) IEA バランス表			
燃料種毎の単位発熱量 (NCV_i)	燃料種毎の単位発熱量 (GJ/kL、 m^3 、t 等)	当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドラインデフォルト値 (別表 C-2, 3 参照)			
燃料種毎の CO ₂ 排出係数 ($COEF_i$)	燃料種毎の熱量当たりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)				
貯水池からの GHG 排出係数 (EF_{Res})	第23回 CDM 理事会における規定値 (kg-CO ₂ /MWh)	(算定に用いないため不要)		90	90

17. 再生可能エネルギー/水力

【独立型の場合】【ミニグリッドの場合】						
データの種類		データの内容	データの入手方法			
			ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
			事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
燃料消費量	前: $EC_{diesel,y}$	TV 等に使用される燃料消費量 (kL/y)	計画値		(算定に用いないため不要)	
	前: $EC_{kerosene,y}$	照明に使用される燃料消費量 (kL/y)	計画値			
単位発熱量	前: $NCV_{diesel,y}$	軽油の単位発熱量 (GJ/kL)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる固有値 ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドラインデフォルト値 (別表 C-2 参照)			
	前: $NCV_{kerosene,y}$	ケロシンの単位発熱量 (GJ/kL)				
CO ₂ 排出係数	前: $CEF_{diesel,y}$	軽油の CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)	当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドラインデフォルト値 (別表 C-3 参照)			
	前: $CEF_{kerosene,y}$	ケロシンの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)				
5. その他	<p>(1)プロジェクトバウンダリー GHG 推計の範囲は、プロジェクトサイト内の当該発電施設とする。</p> <p>(2)リーケージ 水力発電所におけるリーケージの可能性として、水力発電施設建設に係る製品製造や資材輸送等に伴う CO₂ 排出が考えられるが、これらの CO₂ 排出は一時的なものであり事業規模に比して微小と判断されることが多いため、考慮しない。また、燃料の取り扱い (抽出・処理・輸送等) についても再生可能エネルギーについては考慮する必要はない。</p> <p>(3)参考となる方法論と相違点 1)ACM0002 (ver12.1) : Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources (再生可能資源を利用したグリッド接続発電のための統合方法論) 【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 貯水池を伴う水力発電施設については発電電力の出力密度が 4W/m² を超える施設を対象としているが、本推計式では容量規模の条件は設けていない。 ベースライン排出量は、事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数 (※2) を乗じて算出しているが、本推計式では、水力発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。 リーケージについて、発電施設の建設、燃料の取り扱い (抽出・処理・輸送)、陸地の洪水などの再の排出量の増加が考えられるが、考慮する必要はないとしており、本推計式と同様な考え方である。 <p>※2:グリッド電力の排出係数は、既存の発電所 (OM) と近年建設された発電所 (BM) の排出係数の</p>					

組み合わせで算定される CM 排出係数を適用するとしている。

2)AM0019 (ver2.0) : Renewable energy projects replacing part of the electricity production of one single fossil fuel fired power plant that stands alone or supplies to a grid, excluding biomass projects (電力グリッド接続又は非接続の単一の化石燃料発電所による発電量の一部を代替する再生可能エネルギープロジェクト (バイオマス発電プロジェクトを除く))

【相違点】

- ・ 貯水池を伴う水力発電施設の新設については、発電電力の出力密度が $4\text{W}/\text{m}^2$ を超える施設を対象としているが、本推計式はこれらの条件を考慮していない。
- ・ ベースライン排出量の電力の排出係数は、個々の発電所の燃料消費量から CO_2 排出量を求め発電量で割り算定しているが、本推計式では電力の排出係数は用いず、代替される燃料の抑制量から CO_2 排出量を算定している。
- ・ リークエージについて、考慮すべき重要な事項はないとしており、本推計式と同様の考え方である。

3)AMS-I.D. (ver16.0) : Grid connected renewable electricity generation (グリッド接続の再生可能発電)

【相違点】

- ・ 再生可能エネルギーによる発電量が 15MW 以下であること、貯水池を伴う水力発電施設については発電電力の出力密度が $4\text{W}/\text{m}^2$ を超える施設を対象としているが、本推計式では規模要件は考慮していない。
- ・ ベースライン排出量は、事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数(※2)を乗じて算出しているが、本推計式では、水力発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。
- ・ 貯水池を伴う水力発電の場合、プロジェクト排出量として貯水池からの GHG (CH_4 と CO_2) 排出量を考慮すべきとしているが、本推計式ではこれらの条件を考慮していない。
- ・ リークエージについて、発電設備が他の事業から移転してくる場合あるいは既存の設備が他の活動に移転される場合、考慮すべきとしているが、本推計式では特に考慮していない。

4)AMS-I.F. (ver1.0) : Renewable electricity generation for captive use and mini-grid (受け手側使用及びミニグリッド向けの再生可能発電)

【相違点】

- ・ 再生可能エネルギーによる発電量が 15MW 以下、貯水池を伴う水力発電施設については発電電力の出力密度が $4\text{W}/\text{m}^2$ を超える施設、ミニグリッド接続であることとされているが、本推計式ではこれらの規模要件は考慮していない。
- ・ ベースライン排出量は事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数を乗じて算出しており、事業が重油・ディーゼル燃料発電施設の代替である場合については電力あたりの排出係数を方法論の中で示しているが、本推計式では、水力発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。
- ・ リークエージについて、発電設備が他の事業から移転してくる場合、考慮すべきとしているが、本推計式では特に考慮していない。

5)J-VER E015 (ver2.0) : 小水力発電による系統電力の代替

【相違点】

- ・ 設備規模が $10,000\text{kW}$ 以下の施設を対象としているが、本推計式では規模要件は考慮していない。
- ・ ベースライン排出量は、「事業実施後の発電量」と「発電設備がなければ消費されていたグリッド電力」の合計に系統電力の排出係数(デフォルト値)を乗じて算出しているが、本推計式では、水力発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。
- ・ プロジェクト排出量は、発電施設の運営(補機などの稼働)のためのグリッド電力の使用及び自家発電電力の使用に伴い発生する GHG 排出量を算定しているが、本推計式では、これらの排出量を考慮していない。
- ・ リークエージについて、特に触れていない。


<p>1. 典型的な案件の概要</p>	<p>天然資源である風力を活用し、発電時に温室効果ガス（GHG）が発生しない再生可能エネルギーを創出するために、風力発電施設を建設し、直接的に GHG 排出量削減に貢献する。</p>
<p>2. 適用条件</p>	<p>○風力発電施設の建設・改修事業であること ○従来の送電網（グリッド）への接続あるいは送電網に接続せず単独での電力供給が可能であること</p>
<p>3. 推計方法</p>	<p>風力発電による GHG 削減量の推計は、風力発電により代替される従来のエネルギー分（ベースライン）の GHG 排出量と、風力発電所稼働後（プロジェクト）の差分により求める。風力発電施設をグリッド接続する場合と、グリッドに接続しない場合がある。</p>

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (t-CO_2/y)$$

ER_y : y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/y)
 BE_y : y 年の従来の GHG 排出量(t-CO₂/y) (ベースライン排出量)
 PE_y : y 年の風力発電所稼働後の GHG 排出量(t-CO₂/y) (プロジェクト排出量)

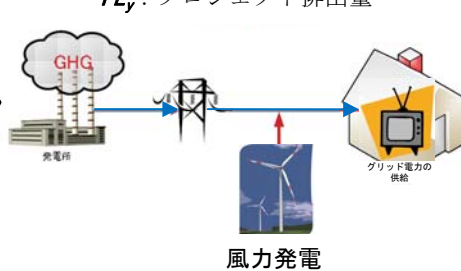
【グリッドに接続する場合】（新設の場合を示す）

BE_y : ベースライン排出量



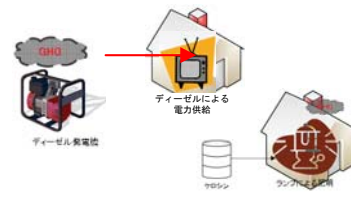
風力発電所を建設せず従来の電力供給が継続する場合の排出量

PE_y : プロジェクト排出量



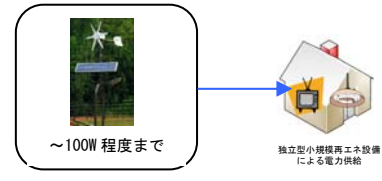
電力網に風力発電所による電力供給が加わる場合の排出量

【独立型の場合】



従来の電力供給が継続する場合の排出量

~100W 程度まで

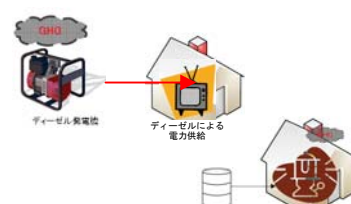


独立型小規模再生エネルギーによる電力供給

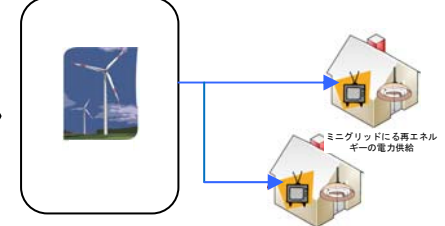
小型風力設備

独立した小型風力発電設備等により直接電力供給する場合の排出量

【ミニグリッドの場合】



従来の電力供給が継続する場合の排出量



風力発電

風力発電によるミニグリッド供給の場合の排出量

(1)ベースライン排出量の算定

風力発電施設が建設されない場合、従来の電力供給が継続する。風力発電に代替することにより、既存電力施設の電力供給が抑制されるので、燃料抑制量から GHG 排出量を算定する。

また、既往の風力発電施設があり施設の老朽化等により効率が低下している場合、改修により発電効率が上がり、他の既存電力施設の電力供給が抑制されるので、燃料抑制量から GHG 排出量を算定する。

$$BE_y = \sum FC_i \times NCV_i \times COEF_i$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 風力発電により代替される燃料使用に伴う GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$FC_{i,y}$	抑制対象燃料 i の燃料抑制量 (kL、m ³ 、t 等/y)
	NCV_i	燃料種毎の単位発熱量 (TJ/ kL、m ³ 、t 等)
	$COEF_i$	燃料種毎の熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)

 $FC_{i,y}$ の算出

【グリッドに接続する場合】

風力発電施設をグリッド接続する場合、風力発電による電力供給に伴い、グリッド内の既往発電所で用いられている燃料費単価の高いものから順に代替されるという考え方で、抑制対象燃料の優先順位とその量を求める。

a) 当該国のグリッド電力の燃料別発電量の把握

当該国のグリッド電力を構成する燃料の種類とその燃料種別の発電量 (GWh/y) 及び消費量 (kL、m³、t 等/y) を把握する。

b) 抑制対象燃料の優先順位の決定

当該国のグリッド内の既存の発電所で使用している燃料の単価を確認し、単価の高い順に抑制対象とする (※1)。なお、必要に応じ対象国のエネルギー計画等の将来計画も考慮し、抑制対象燃料の優先順位を設定する。

※1：当該国の燃料単価が不明な場合、燃料費単価を、石油>ガス>石炭 の順と設定し検討を行う。

c) 抑制不可量のチェック

当該国においては、エネルギー源多様化の推進などの理由により、グリッド内で複数の燃料 (石油・石炭・天然ガスなど) を導入している状況が想定される。そのため、各燃料である程度は必要最低限の運転量の確保が必要となる。そこで、全発電電力量比で 5% を抑制不可量として残すこととする。

なお、実際の発電電力量がこの値よりも小さいときは、実際の発電電力量の全てが抑制不可量となる。

d) 抑制対象燃料による発電量を把握

c) で算定した抑制不可量を除き、燃料単価の高い順に抑制可能量を求め、抑制可能な燃料種・電力量を算定する。

e) 風力発電分の CO₂ 排出量を算定

d) で算定した抑制可能な量をもとに、風力発電の発電量 ($EG_{p,y}$) に代替する発電量を得るために発生する GHG 排出量を算定する。

【独立型の場合】【ミニグリッドの場合】

独立型、ミニグリッドは、未電化地域が対象となる。風力発電施設が建設されない場合、従来の電力供給が継続する。風力発電による再生可能エネルギーに代替することにより、従来の燃料消費量が抑制されるので、燃料抑制量から GHG 排出量を算定する。

未電化地域においては、今後電力供給が行われない場合に使用されるであろうディーゼル発電とケロシンの照明使用を想定し、抑制対象燃料は軽油とケロシンとする。

$$BE_y = EC_{diesel,y} \times NCV_{diesel,y} \times CEF_{diesel,y} + EC_{kerosene,y} \times NCV_{kerosene,y} \times CEF_{kerosene,y}$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 風力発電により代替される燃料使用に伴う GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$EC_{diesel,y}$	事業実施後の発電量のうち、TV 等に使用される電力量をディーゼルで代替する場合のエネルギー消費量 (kL/y)
	$NCV_{diesel,y}$	軽油の単位発熱量 (GJ/kL)
	$CEF_{diesel,y}$	軽油の熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)
	$EC_{kerosene,y}$	事業実施後の発電量のうち、照明に使用される電力量をケロシン使用のランプで代替する場合のエネルギー消費量 (kL/y)
	$NCV_{kerosene,y}$	ケロシンの単位発熱量 (GJ/kL)
	$CEF_{kerosene,y}$	ケロシンの熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)

(2)プロジェクト排出量の算定

事業実施後、風力発電で発電する際に発生する GHG 排出量は「0」とする。

$$PE_y = 0$$

4. 推計及びモニタリングに必要なデータ

【グリッドに接続する場合】

データの種類	データの内容	データの入手方法			
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
発電量 (後: $EG_{PJ,y}$)	事業実施後の風力発電所の発電量 (MWh/y)	計画値	実測値		
抑制対象燃料 i の消費エネルギー量 (前: $FC_{i,y}$)	燃料 i の発電量を得るために必要なエネルギー消費量 (kL、m ³ 、t 等/y)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる固有値 ii) 当該国の公表値 iii) IEA バランス表		(算定に用いないため不要)	
燃料種毎の単位発熱量 (NCV_i)	燃料種毎の単位発熱量 (GJ/kL、m ³ 、t 等)	当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドラインデフォルト値 (別表 C-2, 3 参照)			
燃料種毎の CO ₂ 排出係数 ($COEF_i$)	燃料種毎の熱量当たりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)				

		【独立型の場合】【ミニグリッドの場合】				
データの種類		データの内容	データの入手方法			
			ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
			事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
燃料消費量	前： $EC_{diesel,y}$	TV等に使用される燃料消費量 (kL/y)	計画値		(算定に用いないため不要)	
	前： $EC_{kerosene,y}$	照明に使用される燃料消費量 (kL/y)	計画値			
単位発熱量	前： $NCV_{diesel,y}$	軽油の単位発熱量 (GJ/kL)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる固有値 ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドラインデフォルト値 (別表 C-2 参照)			
	前： $NCV_{kerosene,y}$	ケロシンの単位発熱量 (GJ/kL)				
CO ₂ 排出係数	前： $CEF_{diesel,y}$	軽油のCO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)	当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドラインデフォルト値 (別表 C-3 参照)			
	前： $CEF_{kerosene,y}$	ケロシンのCO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)				
5. その他	<p>(1)プロジェクトバウンダリー GHG 推計の範囲は、プロジェクトサイト内の当該発電施設とする。</p> <p>(2)リーケージ 風力発電所におけるリーケージの可能性として、風力発電施設建設に係る製品製造や資材輸送等に伴うCO₂排出が考えられるが、これらのCO₂排出は一時的なものであり事業規模に比して微小と判断されることが多いため、考慮しない。また、燃料の取り扱い（抽出・処理・輸送等）についても再生可能エネルギーについては考慮する必要はない。</p> <p>(3)参考となる方法論と相違点 1)ACM0002 (ver12.1) : Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources (再生可能資源を利用したグリッド接続発電のための統合方法論) 【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ベースライン排出量は、事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数(※2)を乗じて算出しているが、本推計式では、風力発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。 リーケージについて、発電施設の建設、燃料の取り扱い（抽出・処理・輸送）、陸地の洪水などの再の排出量の増加が考えられるが、考慮する必要はないとしており、本推計式と同様な考え方である。 					

18. 再生可能エネルギー/風力

※2:グリッド電力の排出係数は、既存の発電所（OM）と近年建設された発電所（BM）の排出係数の組み合わせで算定されるCM排出係数を適用するとしている。

2)AM0019（ver2.0）：Renewable energy projects replacing part of the electricity production of one single fossil fuel fired power plant that stands alone or supplies to a grid, excluding biomass projects（電力グリッド接続又は非接続の単一の化石燃料発電所による発電量の一部を代替する再生可能エネルギープロジェクト（バイオマス発電プロジェクトを除く））

【相違点】

- ・ ベースライン排出量の電力の排出係数は、個々の発電所の燃料消費量からCO₂排出量を求め発電量で割り算定しているが、本推計式では電力の排出係数は用いず、代替される燃料の抑制量からCO₂排出量を算定している。
- ・ リークエージについて、考慮すべき重要な事項はないとしており、本推計式と同様の考え方である。

3)AMS-I.D.（ver16.0）：Grid connected renewable electricity generation（グリッド接続の再生可能発電）

【相違点】

- ・ 再生可能エネルギーによる発電量が15MW以下であることとされているが、本推計式ではこの規模要件の条件を考慮していない。
- ・ ベースライン排出量は、事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数（※2）を乗じて算出しているが、本推計式では、風力発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。
- ・ リークエージについて、発電設備が他の事業から移転してくる場合あるいは既存の設備が他の活動に移転される場合、考慮すべきとしているが、本推計式では特に考慮していない。

4)AMS-I.F.（ver1.0）：Renewable electricity generation for captive use and mini-grid（受け手側使用及びミニグリッド向けの再生可能発電）

【相違点】

- ・ 再生可能エネルギーによる発電量が15MW以下、ミニグリッド接続であることとされているが、本推計式ではこれらの規模要件は考慮していない。
- ・ ベースライン排出量は事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数を乗じて算出しており、事業が重油・ディーゼル燃料発電施設の代替である場合については電力あたりの排出係数を方法論の中で示しているが、本推計式では、風力発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。
- ・ リークエージについて、発電設備が他の事業から移転してくる場合、考慮すべきとしているが、本推計式では特に考慮していない。

<p>1. 典型的な案件の概要</p>	<p>天然資源である太陽光を活用し、発電時に温室効果ガス（GHG）が発生しない再生可能エネルギーを創出するために、太陽光発電施設を建設し、直接的に GHG 排出量削減に貢献する。</p>
<p>2. 適用条件</p>	<p>○太陽光発電施設の建設・改修事業であること ○従来の送電網（グリッド）への接続あるいは送電網に接続せず単独での電力供給が可能であること</p>
<p>3. 推計方法</p>	<p>太陽光発電による GHG 削減量の推計は、太陽光発電により代替される従来のエネルギー分（ベースライン）の GHG 排出量と、太陽光発電所稼働後（プロジェクト）の差分により求める。太陽光発電施設をグリッド接続する場合と、グリッドに接続しない場合がある。</p>
<p style="text-align: center;">$ER_y = BE_y - PE_y \quad (t-CO_2/y)$</p> <p>$ER_y$: y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/y) BE_y : y 年の従来の GHG 排出量(t-CO₂/y) (ベースライン排出量) PE_y : y 年の太陽光発電施設稼働後の GHG 排出量(t-CO₂/y) (プロジェクト排出量)</p>	
<p>【グリッドに接続する場合】（新設の場合を示す）</p> <p style="text-align: center;">BE_y : ベースライン排出量 PE_y : プロジェクト排出量</p> <p style="text-align: center;">太陽光発電</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>太陽光発電所を建設せず従来の電力供給が継続する場合の排出</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>電力網に太陽光発電所による電力供給が加わる場合の排出量</p> </div> </div>	
<p>【独立型の場合】</p> <p style="text-align: center;">ディーゼル発電機 小型太陽光設備</p> <p style="text-align: center;">~100W 程度まで</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>従来の電力供給が継続する場合の排出量</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>独立した小型太陽光発電設備等により直接電力供給する場合の排出量</p> </div> </div>	
<p>【ミニグリッドの場合】</p> <p style="text-align: center;">ディーゼル発電機 太陽光発電</p> <p style="text-align: center;">ミニグリッドによる再生エネルギーの電力供給</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>従来の電力供給が継続する場合の排出量</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p>太陽光発電によるミニグリッド供給の場合の排出量</p> </div> </div>	

(1)ベースライン排出量の算定

太陽光発電施設が建設されない場合、従来の電力供給が継続する。太陽光発電に代替することにより、既存電力施設の電力供給が抑制されるので、燃料抑制量から GHG 排出量を算定する。

また、既往の太陽光発電施設があり施設の老朽化等により効率が低下している場合、改修により発電効率が上がり、他の既存電力施設の電力供給が抑制されるので、燃料抑制量から GHG 排出量を算定する。

$$BE_y = \sum FC_i \times NCV_i \times COEF_i$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 太陽光発電により代替される燃料使用に伴う GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$FC_{i,y}$	抑制対象燃料 i の燃料抑制量 (kL、m ³ 、t 等/y)
	NCV_i	燃料種毎の単位発熱量 (GJ/kL、m ³ 、t 等)
	$COEF_i$	燃料種毎の熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)

$FC_{i,y}$ の算出

【グリッドに接続する場合】

太陽光発電施設をグリッド接続する場合、太陽光発電による電力供給に伴い、グリッド内の既往発電所で用いられている燃料費単価の高いものから順に代替されるという考え方で、抑制対象燃料の優先順位とその量を求める。

a) 当該国のグリッド電力の燃料別発電量の把握

当該国のグリッド電力を構成する燃料の種類とその燃料種別の発電量 (GWh/y) 及び消費量 (kL、m³、t 等/y) を把握する。

b) 抑制対象燃料の優先順位の決定

当該国のグリッド内の既存の発電所で使用している燃料の単価を確認し、単価の高い順に抑制対象とする (※1)。なお、必要に応じ対象国のエネルギー計画等の将来計画も考慮し、抑制対象燃料の優先順位を設定する。

※1：当該国の燃料単価が不明な場合、燃料費単価を、石油>ガス>石炭 の順と設定し検討を行う。

c) 抑制不可量のチェック

当該国においては、エネルギー源多様化の推進などの理由により、グリッド内で複数の燃料 (石油・石炭・天然ガスなど) を導入している状況が想定される。そのため、各燃料である程度は必要最低限の運転量の確保が必要となる。そこで、全発電電力量比で5%を抑制不可量として残すこととする。

なお、実際の発電電力量がこの値よりも小さいときは、実際の発電電力量の全てが抑制不可量となる。

d) 抑制対象燃料による発電量を把握

c) で算定した抑制不可量を除き、燃料単価の高い順に抑制可能量を求め、抑制可能な燃料種・電力量を算定する。

e) 太陽光発電分の CO₂ 排出量を算定

d) で算定した抑制可能な量をもとに、太陽光発電の発電量 ($EG_{pj,y}$) に代替する発電量を得るために発生する GHG 排出量を算定する。

19.1 再生可能エネルギー/太陽光

【独立型の場合】【ミニグリッドの場合】

独立型、ミニグリッドは、未電化地域が対象となる。太陽光発電施設が建設されない場合、従来の電力供給が継続する。太陽光発電による再生可能エネルギーに代替することにより、従来の燃料消費量が抑制されるので、燃料抑制量から GHG 排出量を算定する。

未電化地域においては、今後電力供給が行われない場合に使用されるであろうディーゼル発電とケロシンの照明使用を想定し、抑制対象燃料は軽油とケロシンとする。

$$BE_y = EC_{diesel,y} \times NCV_{diesel,y} \times CEF_{diesel,y} + EC_{kerosene,y} \times NCV_{kerosene,y} \times CEF_{kerosene,y}$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 太陽光発電により代替される燃料使用に伴う GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$EC_{diesel,y}$	事業実施後の発電量のうち、TV 等に使用される電力量をディーゼルで代替する場合のエネルギー消費量 (kL/y)
	$NCV_{diesel,y}$	軽油の単位発熱量 (GJ/kL)
	$CEF_{diesel,y}$	軽油の熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)
	$EC_{kerosene,y}$	事業実施後の発電量のうち、照明に使用される電力量をケロシン使用のランプで代替する場合のエネルギー消費量 (kL/y)
	$NCV_{kerosene,y}$	ケロシンの単位発熱量 (GJ/kL)
	$CEF_{kerosene,y}$	ケロシンの熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)

(2)プロジェクト排出量の算定

事業実施後、太陽光発電で発電する際に発生する GHG 排出量は「0」とする。

$$PE_y = 0$$

4. 推計及びモニタリングに必要なデータ

【グリッドに接続する場合】

データの種類	データの内容	データの入手方法			
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
発電量 (後: $EG_{PJ,y}$)	事業実施後の太陽光発電所の発電量 (MWh/y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)	
抑制対象燃料 i の消費エネルギー量 (前: $FC_{i,y}$)	燃料 i の発電量を得るために必要なエネルギー消費量 (kL、m ³ 、t 等/y)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる固有値 ii) 当該国の公表値 iii) IEA バランス表			
燃料種毎の単位発熱量 (NCV_i)	燃料種毎の単位発熱量 (GJ/kL、m ³ 、t 等)	当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドラインデフォルト値 (別表 C-2, 3 参照)			
燃料種毎の CO ₂ 排出係数 ($COEF_i$)	燃料種毎の熱量当たりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)				

19.1 再生可能エネルギー/太陽光

【独立型の場合】【ミニグリッドの場合】					
データの種類	データの内容	データの入手方法			
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
燃料消費量	前： $EC_{diesel,y}$	TV 等に使用される燃料消費量 (kL/y)	計画値		(算定に用いないため不要)
	前： $EC_{kerosene,y}$	照明に使用される燃料消費量 (kL/y)	計画値		
単位発熱量	前： $NCV_{diesel,y}$	軽油の単位発熱量 (GJ/kL)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる固有値 ii) 当該国の公表値 iii) IPCC が「ドラインデフォルト」値 (別表 C-2 参照)		
	前： $NCV_{kerosene,y}$	ケロシンの単位発熱量 (GJ/kL)			
CO ₂ 排出係数	前： $CEF_{diesel,y}$	軽油の CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)	当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC が「ドラインデフォルト」値 (別表 C-3 参照)		
	前： $CEF_{kerosene,y}$	ケロシンの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)			
5. その他	<p>(1)プロジェクトバウンダリー GHG 推計の範囲は、プロジェクトサイト内の当該発電施設とする。</p> <p>(2)リーケージ 太陽光発電におけるリーケージの可能性として、太陽光発電施設建設に係る製品製造や資材輸送等に伴う CO₂ 排出が考えられるが、これらの CO₂ 排出は一時的なものであり事業規模に比して微小と判断されることが多いため、考慮しない。また、燃料の取り扱い (抽出・処理・輸送等) についても再生可能エネルギーについては考慮する必要はない。</p> <p>(3)参考となる方法論と相違点 1)ACM0002 (ver12.1) : Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources (再生可能資源を利用したグリッド接続発電のための統合方法論) 【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ベースライン排出量は、事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数 (※2) を乗じて算出しているが、本推計式では、太陽光発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。 プロジェクト排出量について、発電所で使用する補助燃料 (化石燃料) の燃焼による CO₂ 排出量を考慮すべきとしているが、本推計式ではこれらの条件は考慮していない。 				

19.1 再生可能エネルギー/太陽光

- リーケージについて、発電施設の建設、燃料の取り扱い（抽出・処理・輸送）、陸地の洪水などの再の排出量の増加が考えられるが、考慮する必要はないとしており、本推計式と同様な考え方である。

※2:グリッド電力の排出係数は、既存の発電所（OM）と近年建設された発電所（BM）の排出係数の組み合わせで算定される CM 排出係数を適用するとしている。

2)AM0019 (ver2.0) : Renewable energy projects replacing part of the electricity production of one single fossil fuel fired power plant that stands alone or supplies to a grid, excluding biomass projects (電力グリッド接続又は非接続の単一の化石燃料発電所による発電量の一部を代替する再生可能エネルギープロジェクト（バイオマス発電プロジェクトを除く）)

【相違点】

- ベースライン排出量の電力の排出係数は、個々の発電所の燃料消費量から CO2 排出量を求め発電量で割り算定しているが、本推計式では電力の排出係数は用いず、代替される燃料の抑制量から CO2 排出量を算定している。
- リーケージについて、考慮すべき重要な事項はないとしており、本推計式と同様の考え方である。

3)AMS-I.D. (ver16.0) : Grid connected renewable electricity generation (グリッド接続の再生可能発電)

【相違点】

- 再生可能エネルギーによる発電量が 15MW 以下であることとされているが、本推計式ではこの規模要件の条件を考慮していない。
- ベースライン排出量は、事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数（※1）を乗じて算出しているが、本推計式では、太陽光発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。
- リーケージについて、発電設備が他の事業から移転してくる場合あるいは既存の設備が他の活動に移転される場合、考慮すべきとしているが、本推計式では特に考慮していない。

4)AMS-I.F. (ver1.0) : Renewable electricity generation for captive use and mini-grid (受け手側使用及びミニグリッド向けの再生可能発電)

【相違点】

- 再生可能エネルギーによる発電量が 15MW 以下、ミニグリッド接続であることとされているが、本推計式ではこれらの規模要件は考慮していない。
- ベースライン排出量は事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数を乗じて算出しており、事業が重油・ディーゼル燃料発電施設の代替である場合については電力あたりの排出係数を方法論の中で示しているが、本推計式では、太陽光発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。
- リーケージについて、発電設備が他の事業から移転してくる場合、考慮すべきとしているが、本推計式では特に考慮していない。

5)J-VER E024 (ver2.0) : 太陽光発電による系統電力の代替

【相違点】

- 太陽光発電システムによる電力を自家消費することを条件としているが、本推計式ではこれらの条件は設けていない。
- ベースライン排出量は、「事業実施後の発電量」と「発電設備がなければ消費されていたグリッド電力」の合計に系統電力の排出係数（デフォルト値）を乗じて算出しているが、本推計式では、太陽光発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。
- プロジェクト排出量は、発電施設の運営（補機などの稼働）のためのグリッド電力の使用及び自家発電電力の使用に伴い発生する GHG 排出量を算定しているが、本推計式では、これらの排出量を考慮していない。
- リーケージについて、特に触れていない。

19.2 再生可能エネルギー/太陽熱

1. 典型的な案件の概要	天然資源である太陽熱を活用し、発電時及び給湯時に温室効果ガス（GHG）が発生しない再生可能エネルギーを創出するために、太陽熱利用施設（大規模太陽熱発電施設（CSP）、太陽熱温水器等）を建設し、直接的に GHG 排出量削減に貢献する。
2. 適用条件	<ul style="list-style-type: none"> ○太陽熱を利用し発電あるいは温水供給を行う事業であること ○電力については、従来の送電網（グリッド）への接続による電力供給が可能であること。 ○温水供給については、独立型で温水供給が可能であること。
3. 推計方法	<p>太陽熱利用による GHG 削減量の推計は、太陽熱利用により代替される従来のエネルギー分(ベースライン)の GHG 排出量と、太陽熱利用設備稼働後の排出量（プロジェクト）の差分により求める。</p> $ER_y = BE_y - PE_y \quad (\text{t-CO}_2/\text{y})$ <p> ER_y : y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/y) BE_y : y 年の従来の GHG 排出量(t-CO₂/y)（ベースライン排出量） PE_y : y 年の太陽熱利用設備稼働後の GHG 排出量(t-CO₂/y)（プロジェクト排出量） </p> <p>【グリッドに接続する場合】（新設の場合を示す）</p> <div style="border: 1px dashed gray; padding: 10px; margin: 10px 0;"> <p style="text-align: center;"> BE_y: ベースライン排出量 PE_y: プロジェクト排出量 </p> <p style="text-align: center;"> <small>発電所</small> → <small>グリッド電力の供給</small> <small>発電所</small> → <small>グリッド電力の供給</small> + <small>大規模太陽熱発電 (CSP)</small> </p> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;">太陽熱発電施設を建設せず従来の電力供給が継続する場合の排出量</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;">電力網に太陽熱発電施設による電力供給が加わる場合の排出量</div> </div> </div> <p>【独立型の場合】</p> <div style="border: 1px dashed gray; padding: 10px; margin: 10px 0;"> <p style="text-align: center;"> <small>燃料燃焼による給湯</small> <small>太陽熱温水器</small> </p> <p style="text-align: center;"> <small>燃料燃焼による給湯</small> <small>太陽熱温水器による給湯</small> </p> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;">従来の燃料燃焼による給湯が継続する場合の排出量</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;">独立した太陽熱温水器により給湯する場合の排出量</div> </div> </div> <p>(1)ベースライン排出量の算定</p> <p>【グリッド接続（電力供給）の場合】</p> <p>太陽熱発電施設が建設されない場合、従来の電力供給が継続する。太陽熱発電に代替することにより、既存電力施設の電力供給が抑制されるので、燃料抑制量から GHG 排出量を算定する。</p> $BE_y = \sum FC_i \times NCV_i \times COEF_i$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 太陽光発電により代替される燃料使用に伴う GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$FC_{i,y}$	抑制対象燃料 i の燃料抑制量 (kL、m ³ 、t 等/y)
	NCV_i	燃料種毎の単位発熱量 (GJ/kL、m ³ 、t 等)
	$COEF_i$	燃料種毎の熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)

FC_{i,y}の算出

【グリッドに接続する場合】

太陽熱発電施設をグリッド接続する場合、太陽熱発電による電力供給に伴い、グリッド内の既往発電所で用いられている燃料費単価の高いものから順に代替されるという考え方で、抑制対象燃料の優先順位とその量を求める。

a) 当該国のグリッド電力の燃料別発電量の把握

当該国のグリッド電力を構成する燃料の種類とその燃料種別の発電量 (GWh/y) 及び消費量 (kL、m³、t 等/y) を把握する。

b) 抑制対象燃料の優先順位の決定

当該国のグリッド内の既存の発電所で使用している燃料の単価を確認し、単価の高い順に抑制対象とする (※1)。なお、必要に応じ対象国のエネルギー計画等の将来計画も考慮し、抑制対象燃料の優先順位を設定する。

※1：当該国の燃料単価が不明な場合、燃料費単価を、石油>ガス>石炭 の順と設定し検討を行う。

c) 抑制不可量のチェック

当該国においては、エネルギー源多様化の推進などの理由により、グリッド内で複数の燃料 (石油・石炭・天然ガスなど) を導入している状況が想定される。そのため、各燃料である程度は必要最低限の運転量の確保が必要となる。そこで、全発電電力量比で5%を抑制不可量として残すこととする。

なお、実際の発電電力量がこの値よりも小さいときは、実際の発電電力量の全てが抑制不可量となる。

d) 抑制対象燃料による発電量を把握

c)で算定した抑制不可量を除き、燃料単価の高い順に抑制可能量を求め、抑制可能な燃料種・電力量を算定する。

e) 太陽熱発電分の CO₂ 排出量を算定

d)で算定した抑制可能な量をもとに、太陽熱発電の発電量 ($EG_{pj,y}$) に代替する発電量を得るために発生する GHG 排出量を算定する。

【独立型 (給湯) の場合】

独立型で太陽熱温水器等の設備が設置されない場合、従来のグリッド供給されている電力による給湯が継続すると想定する。太陽熱温水器等による給湯に代替することにより、従来の電力消費量が抑制されるので、抑制電力消費量にグリッド平均 CO₂ 排出係数を乗じて GHG 排出量を算定する。

$$BE_y = EC_{BL,y} \times EF_{BL,y}$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 事業が実施されない場合の GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$EC_{BL,y}$	太陽熱給湯器相当の給湯を得るための電力使用量 (MWh/y)
	$EF_{BL,y}$	電力の CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /MWh)

EC_{BL,y}の算出

事業実施後の太陽熱給湯器で得られる給湯相当分の温水を得るための電力使用量は、以下の式により算出する。

$$EC_{BL,y} = \frac{Q_y \times \Delta T \times CUF}{EF_{wh} \times 860}$$

- Q_y : 太陽熱給湯器から提供される温水量 (kL/y)
 ΔT : 水温の上昇温度 (°C)
 CUF : 稼働率 (%)
 EF_{wh} : 電気温水器の効率 (%)
 860 : 電気容量あたりの熱量 (1kWh=860kcal)

EF_{BL,y}の算出

電力の CO₂ 排出係数は、当該グリッドにおける既存の一般的な発電所 (1~2 カ所) の排出係数とする。当該発電所の排出係数の入手は、電力運営管理主体等へのインタビュー等によるものとする。

なお、当該発電所の選定にあたっては、当該国の公表値、京都メカニズム、IEA 等のデータに基づく値によるグリッド平均排出係数 (C-1 参照) と比較して、大きく乖離した値でないことを確認する。

また、排出係数そのもののデータが得られない場合は、当該発電所の年間発電量、使用している燃料種、年間燃料消費量、燃料の単位発熱量、熱量当たりの CO₂ 排出係数から算出する (別表 C-4 参照)。

(2) プロジェクト排出量の算定

事業実施後、太陽熱発電で発電する際に発生する GHG 排出量及び太陽熱給湯器における GHG 排出量は「0」とする。

$$PE_y = 0$$

4. 推計及びモニタリングに必要なデータ

【グリッドに接続する（電力供給）場合】

データの種類	データの内容	データの入手方法			
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
発電量 (後: $EG_{PL,y}$)	事業実施後の太陽熱発電の発電量 (MWh/y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)	
抑制対象燃料 i の消費エネルギー量 (前: $FC_{i,y}$)	燃料 i の発電量を得るために必要なエネルギー消費量 (kL、 m^3 、t 等/y)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる固有値 ii) 当該国の公表値 iii) IEA バランス表			
燃料種毎の単位発熱量 (NCV_i)	燃料種毎の単位発熱量 (GJ/kL、 m^3 、t 等)	当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドラインデフォルト値 (別表 C-2, 3 参照)			
燃料種毎の CO ₂ 排出係数 ($COEF_i$)	燃料種毎の熱量当たりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)				

【独立型（給湯）の場合】

データの種類	データの内容	データの入手方法				
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量		
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後	
電力使用量 (前: $EC_{BL,y}$)	温水量 (Q_v)	太陽熱給湯器から得られる給湯量 (kL/y)	計画値	実測値あるいは設計値	(算定に用いないため不要)	
	水温の上昇温度 (ΔT)	太陽熱給湯器における水温上昇分 (°C)	計画地	実測値あるいは設計値		
	給湯器の稼働率 (CUF)	太陽熱給湯器の年間稼働率 (%)	計画値	実測値		
	電気温水器の効率 (前: EF_{wh})	事業実施後の給湯相当分の温水を得るために稼働する電気温水器の効率 (%)	計画値	計画値		
電気の CO ₂ 排出係数 ($EF_{BL,y}$)	一般的な発電所の排出係数 (t-CO ₂ /MWh)	一般的な発電所の選定及び当該発電所の排出係数については、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビュー ii) 当該国の公表値				

5. その他	<p>(1)プロジェクトバウンダリー GHG 推計の範囲は、プロジェクトサイト内の当該発電施設、給湯器とする。</p> <p>(2)リーケージ 太陽熱発電、太陽熱給湯器におけるリーケージの可能性として、太陽熱発電施設や太陽熱給湯器の建設・設置に係る製品製造や資材輸送等に伴う CO₂ 排出が考えられるが、これらの CO₂ 排出は一時的なものであり事業規模に比して微小と判断されることが多いため、考慮しない。また、燃料の取り扱い（抽出・処理・輸送等）についても再生可能エネルギーについては考慮する必要はない。</p> <p>(3)参考となる方法論と相違点</p> <p>1)ACM0002 (ver12.1) : Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources (再生可能資源を利用したグリッド接続発電のための統合方法論)</p> <p>【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ベースライン排出量は、事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数(※2)を乗じて算出しているが、本推計式では、太陽熱発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。 ・ プロジェクト排出量について、発電所で使用する補助燃料（化石燃料）の燃焼による CO₂ 排出量を考慮すべきとしているが、本推計式ではこれらの条件は考慮していない。 ・ リーケージについて、発電施設の建設、燃料の取り扱い（抽出・処理・輸送）、陸地の洪水などの再の排出量の増加が考えられるが、考慮する必要はないとしており、本推計式と同様な考え方である。 <p>※2:グリッド電力の排出係数は、既存の発電所（OM）と近年建設された発電所（BM）の排出係数の組み合わせで算定される CM 排出係数を適用するとしている。</p> <p>2)AM0019 (ver2.0) : Renewable energy projects replacing part of the electricity production of one single fossil fuel fired power plant that stands alone or supplies to a grid, excluding biomass projects (電力グリッド接続又は非接続の単一の化石燃料発電所による発電量の一部を代替する再生可能エネルギープロジェクト（バイオマス発電プロジェクトを除く）)</p> <p>【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ベースライン排出量の電力の排出係数は、個々の発電所の燃料消費量から CO₂ 排出量を求め発電量で割り算定しているが、本推計式では電力の排出係数は用いず、代替される燃料の抑制量から CO₂ 排出量を算定している。 ・ リーケージについて、考慮すべき重要な事項はないとしており、本推計式と同様の考え方である。 <p>3)AMS-I.D. (ver16.0) : Grid connected renewable electricity generation (グリッド接続の再生可能発電)</p> <p>【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 再生可能エネルギーによる発電量が 15MW 以下であることとされているが、本推計式ではこの規模要件の条件を考慮していない。 ・ ベースライン排出量は、事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数(※2)を乗じて算出しているが、本推計式では、太陽光発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。 ・ リーケージについて、発電設備が他の事業から移転してくる場合あるいは既存の設備が他の活動に移転される場合、考慮すべきとしているが、本推計式では特に考慮していない。
--------	---

<p>1. 典型的な案件の概要</p>	<p>天然資源である地熱を活用し、発電時に温室効果ガス（GHG）が発生しない再生可能エネルギーを創出するために、地熱発電施設を建設し、直接的に GHG 排出量削減に貢献する。</p>
<p>2. 適用条件</p>	<p>○地熱発電施設の建設・改修事業であること ○従来の送電網（グリッド）への接続による電力供給が可能であること</p>
<p>3. 推計方法</p>	<p>地熱発電による GHG 削減量の推計は、地熱発電により代替される従来のエネルギー分（ベースライン）の GHG 排出量と、地熱発電所稼働後（プロジェクト）の差分により求める。</p>

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (t-CO_2/y)$$

ER_y : y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/y)
BE_y : y 年の従来の GHG 排出量 (t-CO₂/y) (ベースライン排出量)
PE_y : y 年の地熱発電所稼働後の GHG 排出量 (t-CO₂/y) (プロジェクト排出量)

【グリッドに接続する場合】（新設の場合を示す）

(1)ベースライン排出量の算定

地熱発電施設が建設されない場合、従来の電力供給が継続する。地熱発電に代替することにより、既存電力施設の電力供給が抑制されるので、燃料抑制量から GHG 排出量を算定する。

$$BE_y = \sum FC_{iy} \times NCV_i \times COEF_i$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 地熱発電により代替される燃料使用に伴う GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	FC_{iy}	抑制対象燃料 i の燃料抑制量 (kL、m ³ 、t 等/y)
	NCV_i	燃料種毎の単位発熱量 (GJ/kL、m ³ 、t 等)
	COEF_i	燃料種毎の熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)

FC_{iy} の算出

地熱発電施設をグリッド接続する場合、地熱発電による電力供給に伴い、グリッド内の既往発電所で用いられている燃料費単価の高いものから順に代替されるという考え方で、抑制対象燃料の優先順位とその量を求める。

a) 当該国のグリッド電力の燃料別発電量の把握

当該国のグリッド電力を構成する燃料の種類とその燃料種別の発電量 (GWh/y) 及び消費量 (kL, m³, t 等/y) を把握する。

b) 抑制対象燃料の優先順位の決定

当該国のグリッド内の既存の発電所で使用している燃料の単価を確認し、単価の高い順に抑制対象とする (※1)。なお、必要に応じ対象国のエネルギー計画等の将来計画も考慮し、抑制対象燃料の優先順位を設定する。

※1：当該国の燃料単価が不明な場合、燃料費単価を、石油>ガス>石炭 の順と設定し検討を行う。

c) 抑制不可量のチェック

当該国においては、エネルギー源多様化の推進などの理由により、グリッド内で複数の燃料 (石油・石炭・天然ガスなど) を導入している状況が想定される。そのため、各燃料である程度は必要最低限の運転量の確保が必要となる。そこで、全発電電力量比で5%を抑制不可量として残すこととする。

なお、実際の発電電力量がこの値よりも小さいときは、実際の発電電力量の全てが抑制不可量となる。

d) 抑制対象燃料による発電量を把握

c) で算定した抑制不可量を除き、燃料単価の高い順に抑制可能量を求め、抑制可能な燃料種・電力量を算定する。

e) 地熱発電分の CO₂ 排出量を算定

d) で算定した抑制可能な量をもとに、地熱発電の発電量 ($EG_{pi,y}$) に代替する発電量を得るために発生する GHG 排出量を算定する。

(2) プロジェクト排出量の算定

事業実施後、地熱発電で発電する際に発生する GHG 排出量は、以下の方法で算定する。

$$PE_y = PES_y + PEFF_y$$

種類	項目	内容
出力	PE_y	プロジェクト排出量： 事業実施後の GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	PES_y	蒸気放出に伴う CO ₂ ・CH ₄ 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$PEFF_y$	地熱発電所における燃料使用に伴う CO ₂ 排出量 (t-CO ₂ /y)

 PES_y の算出

蒸気放出に伴う CO₂・CH₄ 排出量は、以下の方法で算定する。

$$PES_y = (w_{Main,CO_2} + w_{Main,CH_4} \times GWP_{CH_4}) \times M_{S,y}$$

w_{Main,CO_2} : 生産された蒸気内の二酸化炭素分子の平均質量 (t-CO₂/t)

w_{Main,CH_4} : 生産された蒸気内のメタン分子の平均質量 (t-CH₄/t)

GWP_{CH_4} : メタンの地球温暖化係数 (-)

$M_{S,y}$: y 年に生産された蒸気量 (t)

PEFF_yの算出

地熱発電所における燃料使用に伴うCO₂排出量は、以下の方法で算定する。

$$PEFF_y = \sum FC_{i,y} \times NCV_i \times COEF_i$$

$FC_{i,y}$: 地熱発電所における燃料種*i*の消費量(kL、m³、t等/y)

NCV_i : 燃料種毎の単位発熱量 (GJ/kL、m³、t等)

$COEF_i$: 燃料種毎の熱量あたりのCO₂排出係数(t-CO₂/TJ)

4. 推計及びモニタリングに必要なデータ

データの種類	データの内容	データの入手方法			
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
発電量 (後: $EG_{PJ,y}$)	事業実施後の地熱発電所の発電量 (MWh/y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)	
ベースライン排出量 抑制対象燃料 <i>i</i> の消費エネルギー量 (前: $FC_{i,y}$)	発電量を得るために必要なエネルギー消費量 (kL、m ³ 、t等/y)	当该国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる固有値 ii) 当該国の公表値 iii) IEA バランス表			
燃料種毎の単位発熱量 (NCV_i)	燃料種毎の単位発熱量 (GJ/kL、m ³ 、t等)	当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドラインデフォルト値 (別表 C-2, 3 参照)			
燃料種毎のCO ₂ 排出係数 ($COEF_i$)	燃料種毎の熱量当たりのCO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)				

データの種類	データの内容	データの入手方法			
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
蒸気放出によるGHG	CO ₂ 分子の平均質量 (後: w_{Main,CO_2})	y年に生産される蒸気内のCO ₂ 分子の平均質量 (t-CO ₂ /t)	(算定に用いないため不要)	類似事例の実測値等に基づく計画値	実測値
	CH ₄ 分子の平均質量 (後: w_{Main,CH_4})	y年に生産される蒸気内のCO ₂ 分子の平均質量 (t-CH ₄ /t)		類似事例の実測値等に基づく計画値	実測値
	CH ₄ の地球温暖化係数 (後: GWP_{CH_4})	21 (-)		21	
	蒸気量 (後: $M_{S,y}$)	y年に生産される蒸気量 (t)		計画値	実測値
燃料使用に伴うGHG	抑制対象燃料iの消費エネルギー量 (前: $FC_{i,y}$)	発電量を得るために必要なエネルギー消費量 (kL, m ³ , t等/y)	(算定に用いないため不要)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる固有値 ii) 当該国の公表値 iii) IEA バランス表	
	燃料種毎の単位発熱量 (NCV_i)	燃料種毎の単位発熱量 (GJ/kL, m ³ , t等)		当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドラインデフォルト値 (別表C-2, 3 参照)	
	燃料種毎のCO ₂ 排出係数 ($COEF_i$)	燃料種毎の熱量当たりのCO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)			
5. その他	<p>(1)プロジェクトバウンダリー GHG 推計の範囲は、プロジェクトサイト内の当該発電施設とする。</p> <p>(2)リーケージ 地熱発電所におけるリーケージの可能性として、地熱発電施設建設に係る製品製造や資材輸送等に伴うCO₂排出が考えられるが、これらのCO₂排出は一時的なものであり事業規模に比して微小と判断されることが多いため、考慮しない。</p> <p>(3)参考となる方法論と相違点 1)ACM0002 (ver12.1) : Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources (再生可能資源を利用したグリッド接続発電のための統合方法論) 【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ベースライン排出量は、事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数(※2)を乗じて算出しているが、本推計式では、地熱発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。 リーケージについて、発電施設の建設、燃料の取り扱い(抽出・処理・輸送)、陸地の洪水などの再の排出量の増加が考えられるが、考慮する必要はないとしており、本推計式と同様な考え方である。 <p>※2:グリッド電力の排出係数は、既存の発電所(OM)と近年建設された発電所(BM)の排出係数の組み合わせで算定されるCM排出係数を適用するとしている。</p>				

2)AM0019 (ver2.0) : Renewable energy projects replacing part of the electricity production of one single fossil fuel fired power plant that stands alone or supplies to a grid, excluding biomass projects (電力グリッド接続又は非接続の単一の化石燃料発電所による発電量の一部を代替する再生可能エネルギープロジェクト (バイオマス発電プロジェクトを除く))

【相違点】

- ・ ベースライン排出量の電力の排出係数は、個々の発電所の燃料消費量から CO2 排出量を求め発電量で割り算定しているが、本推計式では電力の排出係数は用いず、代替される燃料の抑制量から CO2 排出量を算定している。
- ・ リークエージについて、考慮すべき重要な事項はないとしており、本推計式と同様の考え方である。

3)AMS-I.D. (ver16.0) : Grid connected renewable electricity generation (グリッド接続の再生可能発電)

【相違点】

- ・ 再生可能エネルギーによる発電量が 15MW 以下であることとされているが、本推計式ではこの規模要件の条件を考慮していない。
- ・ ベースライン排出量は、事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数(※2)を乗じて算出しているが、本推計式では、地熱発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。
- ・ リークエージについて、発電設備が他の事業から移転してくる場合あるいは既存の設備が他の活動に移転される場合、考慮すべきとしているが、本推計式では特に考慮していない。

4)AMS-I.F. (ver1.0) : Renewable electricity generation for captive use and mini-grid (受け手側使用及びミニグリッド向けの再生可能発電)

【相違点】

- ・ 再生可能エネルギーによる発電量が 15MW 以下、ミニグリッド接続であることとされているが、本推計式ではこれらの規模要件は考慮していない。
- ・ ベースライン排出量は事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数を乗じて算出しており、事業が重油・ディーゼル燃料発電施設の代替である場合については電力あたりの排出係数を方法論の中で示しているが、本推計式では、地熱発電により代替されるグリッド電力量の発電に必要な燃料に排出係数を乗じて算定している。
- ・ リークエージについて、発電設備が他の事業から移転してくる場合、考慮すべきとしているが、本推計式では特に考慮していない。

21. 再生可能エネルギー/バイオマス

1. 典型的な案件の概要	発電所や工場等で用いている化石燃料（重油など）の代わりに、バイオマス残さを用いて発電あるいは熱供給を行うことにより、電気や化石燃料の使用量を抑制し、温室効果ガス（GHG）排出量を直接削減する。
2. 適用条件	<p>○本事業で燃料とするバイオマス残さは、農林業などによる副産物・残さ・廃棄物であること。一般廃棄物又はその他の廃棄物は含まない。</p> <p>○バイオマス残さによる発電・熱供給施設の新設、あるいは既往発電所の代替、燃料転換、改修を対象とする。</p> <p>○バイオマス残さは、プロジェクトバウンダリー内で得られたものであること。</p> <p>○燃料となるバイオマス残さの保存状態は、火事・爆発防止のため、メタンの発生が少なくなるよう好気性の環境であること。</p>
3. 推計方法	<p>バイオマス残さを用いて発電あるいは熱供給を行うことによる GHG 削減量は、バイオマス残さを用いない状態で事業実施後の発電量及び熱量を得る場合（ベースライン）の排出量からバイオマス残さ利用後の排出量（プロジェクト）の差分により求める。</p> <p>排出量は、従来の燃料使用により事業実施後と同等の生産規模を得るために必要な燃料使用量に CO₂ 排出係数を乗じて求めることとする。</p> $ER_y = BE_y - PE_y \quad (\text{t-CO}_2/\text{y})$ <p>ER_y : y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/y) BE_y : y 年のバイオマス残さを用いない場合の GHG 排出量(t-CO₂/y) (ベースライン排出量) PE_y : y 年のバイオマス残さ利用後の GHG 排出量(t-CO₂/y) (プロジェクト排出量)</p> <div style="border: 1px dashed gray; padding: 10px; margin: 10px 0;"> <p>【新設の場合】 BE_y: ベースライン排出量 PE_y: プロジェクト排出量</p> <p style="text-align: center;">事業を実施しない場合に導入されるであろう施設</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;">新規施設に、従来の燃料を採用した場合の排出量</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;">新設施設で、バイオマス残さを燃料とした場合の排出量</div> </div> </div> <div style="border: 1px dashed gray; padding: 10px; margin: 10px 0;"> <p>【既設の場合】</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;">従来の燃料で発電量や熱量等を得る場合の排出量</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;">バイオマス残さを使用した場合の排出量</div> </div> </div>

3. 推計方法
(続き)

(1)ベースライン排出量の算定

バイオマス残さが利用されない場合、事業実施後に得られる発電量及び熱供給分のエネルギーを得るために消費する電力等による GHG 排出量を求める。ベースライン排出量は、事業実施後と同等のバイオマス残さの利用による発電量 (MWh/y) 及び熱供給量 (TJ/y) を得るために必要な燃料使用量に CO₂ 排出係数を乗じて求める。

なお、電力の排出係数は、自家発電装置がある場合とない場合で分けて設定する。

$$BE_y = \underbrace{BE_{elec}}_{\text{(電力供給に伴う排出量)}} + \underbrace{BE_{ther,x}}_{\text{(熱供給に伴う排出量)}} \\ = (EG_{PJ,y} \times EF_{BL,y}) + (HG_{PJ,y} \times EF_{heat})$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 従来の燃料が使用される場合の GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$EG_{PJ,y}$	事業実施後のバイオマス残さ利用による発電量 (MWh/y)
	$EF_{BL,y}$	電力の CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /MWh)
	$HG_{PJ,y}$	事業実施後に利用される熱量 (TJ/y)
	EF_{heat}	熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)

 $EF_{BL,y}$ の設定

【自家発電装置がある、または計画している場合】

バイオマス残さを利用する施設が既設で自家発電装置がある場合、または新設で自家発電装置を計画している場合には、グリッド接続している電力の CO₂ 排出係数と比較して高いほうの CO₂ 排出係数を用いる。

グリッド接続している電力の CO₂ 排出係数は、当該グリッドにおける既存の一般的な発電所 (1~2 カ所) の排出係数とする。

当該発電所の排出係数の入手は、電力運営管理主体等へのインタビュー等によるものとする。

なお、当該発電所の選定にあたっては、当該国の公表値、京都メカニズム、IEA 等のデータに基づく値によるグリッド平均排出係数 (C-1 参照) と比較して、大きく乖離した値でないことを確認する。

また、排出係数そのもののデータが得られない場合は、一般的な発電所の年間発電量、使用している燃料種、年間燃料消費量、燃料の単位発熱量、熱量あたりの CO₂ 排出係数から算出する (別表 C-4 参照)。

【自家発電装置がない、または計画していない場合】

バイオマス残さを利用する施設が既設で自家発電装置がない場合、または新設で自家発電装置を計画していない場合には、グリッド接続している電力の CO₂ 排出係数を用いる。

 EF_{heat} の設定

EF_{heat} は、以下の式を用いて算定する。

$$EF_{heat} = WS \frac{EF_{CO2}}{\eta_{EP}}$$

EF_{CO2} : 事業が実施されない場合に使用されるボイラー燃料の CO₂ 排出係数

η_{EP} : 事業が実施されない場合のボイラーの効率

WS : 回収・利用される熱量のうち、事業が実施されない場合にボイラーから供給されるであろう熱量の比率

21. 再生可能エネルギー/バイオマス

(2)プロジェクト排出量の算定

事業実施後、バイオマス残さ利用のための運搬における燃料使用量、残さ利用施設等における電力及び補助燃料の使用量を把握し、それぞれの CO₂ 排出係数を乗じて算定する。

$$PE_y = \begin{matrix} PE_{elec,y} & + & PE_{i,y} \\ \text{(電力使用による排出量)} & & \text{(燃料使用による排出量)} \end{matrix}$$

$$= (PC_y \times EF_{BL,y}) + (PC_{i,y} \times NCV_i \times COEF_i)$$

種類	項目	内容
出力	PE_y	プロジェクト排出量： 事業実施後の GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	PC_y	事業実施後の y 年における、電力消費量 (MWh/y)
	$EF_{BL,y}$	電力の CO ₂ 排出原単位 (t-CO ₂ /MWh)
	$PC_{i,y}$	事業実施後の y 年における、燃料 i の消費量 (kL、m ³ 、t 等/y)
	NCV_i	燃料 i の単位発熱量 (GJ/kL、m ³ 、t 等)
	$COEF_i$	燃料 i の熱量あたりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)

4. 推計及びモニタリングに必要なデータ

データの種類	データの内容	データの入手方法			
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
バイオマス残さ利用による発電量 (後: $EG_{PJ,y}$)	事業実施後のバイオマス残さ利用による発電量 (MWh/y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)	
CO ₂ 排出係数 (前: $EF_{BL,y}$)	【自家発電装置がある、または計画している場合】以下のいずれか大きいほうとする。				
	グリッド電力の CO ₂ 排出係数	一般的な発電所の排出係数 (t-CO ₂ /MWh)	一般的な発電所の選定及び当該発電所の排出係数については、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビュー ii) 当該国の公表値	(算定に用いないため不要)	
自家発電機における CO ₂ 排出係数	燃料種毎の熱量当たりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)	事業者ヒアリングによる		当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドライン デフォルト値 (別表 C-3 参照)	
【自家発電装置がない、または計画していない場合】グリッド電力の CO ₂ 排出係数とする					

21. 再生可能エネルギー/バイオマス

(続き)

データの種類	データの内容	データの入手方法				
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量		
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後	
バイオマス残さ利用による熱量 (後: $HG_{PJ,y}$)	事業実施後のバイオマス残さ利用による熱量 (TJ/y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)		
CO ₂ 排出係数 (前: $EF_{Actual,y}$)	(前: EF_{CO_2}) 事業が実施されない場合に熱供給するボイラー燃料の CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)	当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドライン デフォルト値 (別表 C-3 参照)		(算定に用いないため不要)		
	熱効率 (η_{BP})	ボイラーの熱効率 (%)	以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 類似事例の実績値			
	熱量比 (ws)	バイオマス残さ利用の熱量のうち事業が実施されない場合のボイラー供給熱量の割合	廃熱回収・利用の熱量＝事業が実施されない場合のボイラー供給熱量の場合「1」			
事業実施後の電力消費量 (後: PC_{y})	電力の年間消費量 (MWh/y)	(算定に用いないため不要)		計画値	実測値	
事業実施後の燃料消費量 (後: $PC_{f,y}$)	燃料種毎の年間消費量 (kL, m ³ , t 等/y)	(算定に用いないため不要)		計画値	実測値	
その他係数	燃料種毎の単位発熱量 (NCV_i)	燃料種毎の単位発熱量 (GJ/kL, m ³ , t 等)	当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドライン デフォルト値 (別表 C-2, 3 参照)			
	燃料種毎の CO ₂ 排出係数 ($COEF_i$)	燃料種毎の熱量当たりの CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)				

5. その他

(1) プロジェクトバウンダリー

GHG 推計の範囲は、プロジェクトサイト内の当該発電施設及びバイオマス残さが発生する地域・場所を含む。

(2) リークエージ

発電所や工場等におけるバイオマス残さ利用における GHG 排出削減のリークエージの可能性として、バイオマス残さ利用設備の建設・更新等に係る製品製造や資材輸送等に伴う CO₂ 排出が考えられるが、これらの CO₂ 排出は一時的なものであり事業規模に比して微小と判断されることが多いため、考慮しない。

なお、バイオマス残さではなく、プランテーションにより新たに燃料用バイオマスとして生育した穀物等を利用する場合は、プランテーション (施肥、運搬等) に伴い発生する GHG 排出量をリークエージとして算出し、GHG 削減量から引く必要がある。

(3)参考となる方法論と相違点

1)ACM0006 (ver11.1) : Consolidated methodology for electricity and heat generation from biomass residues (バイオマス残さからの発電のための統合方法論)

【相違点】

- ・ 事業実施により、原材料（砂糖、米、木材等）の生産量などの変化がないことを適用条件としているが、本推計式では特に限定していない。
- ・ ベースライン排出量について、バイオマス残さの自然腐敗または人為的燃焼による排出量を含めているが、本推計式ではメタンガス発生が少ない好気性の環境で保存することとしていることから、算定式に含めていない。
- ・ プロジェクト排出量について、バイオマス残さの運搬による排出量は、距離と輸送回数から求める方法と燃料消費量から求める方法を併記しているが、本推計式ではより簡略に求めるために燃料消費量から求める式のみを採用している。
- ・ プロジェクト排出量について、バイオマス残さの燃焼、排水及びバイオガス製造プロセスから発生するメタン排出量を含めているが、これらの発生量はわずかであることから、本推計式では簡略化し算定式に含めていない。
- ・ リークージについて、バイオマス残さの利用により、プロジェクトバウンダリー外の他の場所で化石燃料の消費量増加や他の排出源からの GHG 排出量増加の可能性があるとし、これらの影響が生じない証明をする必要があるとしているが、本推計式ではこれらの条件は考慮していない。

3)AMS-I.D. (ver16.0) : Grid connected renewable electricity generation (グリッド接続の再生可能発電)

【相違点】

- ・ 再生可能エネルギーによる発電量が 15MW 以下であることとされているが、本推計式ではこの規模要件の条件を考慮していない。
- ・ ベースライン排出量は、事業実施後の発電量にグリッド電力の排出係数（※2）を乗じて算出しているが、本推計式では、簡易的に求めるためにグリッド内の一般的な発電所（1～2 箇所）の排出係数を使用している。
- ・ リークージについて、発電設備が他の事業から移転してくる場合あるいは既存の設備が他の活動に移転される場合、考慮すべきとしているが、本推計式では特に考慮していない。
- ・ リークージについて、バイオマス残さの利用により、プロジェクトバウンダリー外の他の場所で化石燃料の消費量増加や他の排出源からの GHG 排出量増加の可能性があるとし、これらの影響が生じない証明をする必要があるとしているが、本推計式ではこれらの条件は考慮していない。

※2:グリッド電力の排出係数は、既存の発電所（OM）と近年建設された発電所（BM）の排出係数の組み合わせで算定される CM 排出係数を適用するとしている。

2)J-MRV001:バイオマス残渣を利用した発電・熱供給プロジェクト用方法論（平成 23 年 2 月改訂版）

【相違点】

- ・ データの入手方法が複数ある場合、「いずれかを選択」となっているが、本推計式では、優先順位を明記している。
- ・ プロジェクト排出量について、バイオマス残渣運搬について特に触れていないが、本推計式では運搬に使用した燃料も含め、算定するとしている。
- ・ 電力の排出係数は、当該国における全ての発電所の平均排出係数とするとしているが、本推計式では簡易的に求めるためにグリッド内の一般的な発電所（1～2 箇所）の排出係数を使用している。
- ・ リークージについて、顕著な影響が認められない限り考慮しないとしており、本推計式と同様の考え方である。

別表C-1 各国のグリッド電力CO₂排出係数

単位：tCO₂e/MWh

Region	Country	Local Region	Carbon Emission Factor			Source / PDD Title	Registration Date	Carbon Emission Factor			Source / PDD Title	Registration Date	
			OM ¹	BM ²	CM ³			OM ¹	BM ²	CM ³			
当該国の公表値													
アジア・大洋州	中国	North China	1.007	0.780	0.894	China's Regional Grid Baseline Emission Factors 2009 (Chinese Version), Department of Climate Change NDRC http://cdm.ccchina.gov.cn/english/NewsInfo.asp?NewsId=3840	2009/9/3	1.033	0.649	0.840	Institute for Global Environmental Strategies	2011/4/23	
		North East China	1.129	0.724	0.927								
		East China	0.883	0.683	0.783								
		Central China	1.126	0.580	0.853								
		North West China	1.025	0.643	0.834								
		South China	0.999	0.577	0.788								
アジア・大洋州	インド	India	0.980	0.800	0.890	baseline Carbon Dioxide Emission Database Version 6.0 - LATEST Central Electricity Authority, Ministry of Power, Government of India http://www.cea.nic.in/reports/planning/cdm_co2/cdm_co2.htm	2010/3/11	1.009	0.598	0.906	Institute for Global Environmental Strategies	2011/4/9	
		NEWNE	0.990	0.810	0.900								
		South	0.940	0.760	0.850								
	インドネシア	Sumatera	-	-	0.743	Baseline Emission Factor (Updated) http://dna-cdm.menh.go.id/id/database/	2009/2/13	0.873	0.560	0.717	Institute for Global Environmental Strategies	2011/2/12	
		JAMALI	-	-	0.891								
	マレーシア	Peninsular Malaysia	0.603	0.741	0.672	Study on Grid Connected Electricity Baselines in Malaysia Year:2008, CDM Baseline 2008(3398), CDM Energy Secretariat http://cdm.eib.org/my/subindex.php?menu=9&submenu=85	2010/3/1	0.828	0.844	0.836	Institute for Global Environmental Strategies	2011/2/26	
		Sarawak	0.813	0.837	0.825								
		Sabah	0.705	0.597	0.651								
	中南米	アルゼンチン	Argentina	0.516	0.335	0.425	MODELO DE CALCULO DEL FACTOR DE EMISIONES DE CO2 DE LA RED, ARGENTINA DE ENERGIA ELECTRICA, A NO 2006. http://www.ambiente.gov.ar/?idarticulo=7362	2007/8/22	0.484	0.362	0.423	Institute for Global Environmental Strategies	2010/12/18
	京都メカニズム												
アジア・大洋州	韓国	韓国	-	0.682	0.393	0.610	3MW Shinan Wind power project	2010/4/18	0.682	0.394	0.610	Institute for Global Environmental Strategies	2011/2/4
		モンゴル	-	1.050	1.070	1.060	Durgun hydropower project in Mongolia	2007/3/23	1.150	1.170	-	Institute for Global Environmental Strategies	2009
		バングラデシュ	-	0.670	0.712	0.691	Composting of Organic Waste in Dhaka	2006/5/18	0.670	0.712	0.691	Institute for Global Environmental Strategies	2006/5/18
		ブータン・インド	-	1.160	0.850	1.004	Dagachhu Hydropower Project, Bhutan	2010/2/26	1.160	0.850	1.004	Institute for Global Environmental Strategies	2010/2/10
		フィリピン	-	0.549	0.329	0.439	Republic Cement Corporation Teresa Plant Waste Heat Recovery Project	2011/3/29	0.549	0.329	0.439	Institute for Global Environmental Strategies	2011/3/29
		ベトナム	-	0.635	0.502	0.568	Lao Cai - Lai Chau - Kontum Bundled Hydropower Project	2011/3/24	0.620	0.451	0.536	Institute for Global Environmental Strategies	2011/4/8
		タイ	-	0.512	0.546	0.529	UB Taploca Starch Wastewater Treatment Project	2011/3/22	0.507	0.554	0.530	Institute for Global Environmental Strategies	2011/4/9
		スリランカ	-	0.707	0.646	0.677	Adavikanda, Kuruwita Division Mini Hydro Power Project	2010/8/24	0.707	0.646	0.677	Institute for Global Environmental Strategies	2010/8/24
		パキスタン	-	0.724	0.242	0.483	Biogas-based Cogeneration Project at Shakarganj Mills Ltd., Jhang, Pakistan	2010/12/2	0.724	0.242	0.483	Institute for Global Environmental Strategies	2010/12/2
		アラブ首長国連邦	-	0.938	0.708	0.881	Abu Dhabi solar thermal power project, Masdar	2009/8/13	0.938	0.708	0.881	Institute for Global Environmental Strategies	2009/8/13
中東欧・中央アジア	ウズベキスタン	-	-	-	0.617	Akhangaran Landfill Gas Capture Project in Tashkent	2009/12/19				Institute for Global Environmental Strategies		
中南米	イスラエル	-	0.797	0.695	0.746	Evlayim Landfill Project	2011/2/12	0.797	0.695	0.746	Institute for Global Environmental Strategies	2011/2/12	
	ブラジル	-	0.487	0.078	0.282	CDM project of Moinho and Barracao Small Hydropower Plant	2010/1/11	0.291	0.078	0.184	Institute for Global Environmental Strategies	2011/1/12	
	コロンビア	-	0.469	0.237	0.353	Amaine Minor Hydroelectric Power Plant	2009/10/29	0.471	0.212	0.342	Institute for Global Environmental Strategies	2011/1/17	
	ウルグアイ	-	0.338	0.181	0.259	Fray Bentos Biomass Power Generation Project (FBBP Project)	2008/5/8	0.580	0.733	0.618	Institute for Global Environmental Strategies	2011/1/29	
	ボリビア	-	0.730	0.349	0.540	Conversion of existing open cycle gas turbine to combined cycle at Guaracachi power station, Santa Cruz, Bolivia	2010/4/13	0.730	0.349	0.540	Institute for Global Environmental Strategies	2010/4/13	
	アルゼンチン	-	0.510	0.347	0.429	Biogas recovery and Thermal Power production at CITRUSVIL Citric Plant in Tucuman, Argentina	2010/12/1						
	チリ	-	0.718	0.490	0.604	Trueno River Hydroelectric Power Plant	2011/4/1	0.718	0.490	0.604	Institute for Global Environmental Strategies	2011/4/9	
	コスタリカ	-	0.485	0.098	0.388	Guanacaste Wind Farm	2011/2/11	0.485	0.098	0.388	Institute for Global Environmental Strategies	2011/2/11	
	ホンジュラス	-	0.629	0.559	0.594	Mezapa Small-Scale Hydroelectric Project	2011/2/8	0.629	0.559	0.594	Institute for Global Environmental Strategies	2010/3/8	
	エクアドル	-	0.732	0.389	0.646	Landfill biogas extraction and combustion plant in El Inga I and II landfill (Quito, Ecuador)	2011/1/8	0.731	0.548	0.640	Institute for Global Environmental Strategies	2011/1/22	
	メキシコ	-	0.715	0.347	0.531	Alternative fuels and biomass project at Zapotitlan cement plant	2010/12/25	0.704	0.375	0.539	Institute for Global Environmental Strategies	2011/1/4	
	ペルー	-	0.720	0.480	0.600	Yanapampa Hydroelectric Power Plant	2010/12/18	0.720	0.480	0.600	Institute for Global Environmental Strategies	2010/12/18	
	ドミニカ共和国	-	0.619	0.444	0.532	Bionersis project on La Duquesa landfill, Dominican Republic	2010/4/9	0.619	0.444	0.532	Institute for Global Environmental Strategies	2010/4/8	
	エルサルバドル	-	0.716	0.718	0.717	El Chaparral Hydroelectric Project (El Salvador)	2010/3/1	0.716	0.718	0.717	Institute for Global Environmental Strategies	2010/3/1	
	モロッコ	-	0.734	0.752	0.743	Essaouira wind power project	2005/10/29	0.734	0.752	0.743	Institute for Global Environmental Strategies	2005/10/29	
	ケニア	-	0.710	0.480	0.600	Olkaria Phase 2 Geothermal Expansion Project in Kenya	2010/3/4	0.761	0.426	0.594	Institute for Global Environmental Strategies	2010/12/4	
	南アフリカ	-	0.990	1.050	1.020	Bethlehem Hydroelectric project	2009/10/8	0.990	1.050	1.020	Institute for Global Environmental Strategies	2010/10/26	
	ウガンダ	-	0.569	0.677	0.623	Bugoye 13.0 MW Run-of-River Hydropower Project	2011/1/1	0.569	0.677	0.623	Institute for Global Environmental Strategies	2011/1/1	
セネガル	-	0.701	0.651	0.676	Energy efficiency improvement Project of CSS sugar mill	2010/12/28	0.701	0.651	0.676	Institute for Global Environmental Strategies	2010/12/28		
ナイジェリア	-	0.670	0.580	0.630	Municipal Solid Waste (MSW) Composting Project in Ikorodu, Lagos State	2010/12/15	0.670	0.580	0.630	Institute for Global Environmental Strategies	2010/12/15		
エジプト	-	0.557	0.428	0.525	Zafarana 8 - Wind Power Plant Project, Arab Republic of Egypt	2010/9/23	0.557	0.428	0.525	Institute for Global Environmental Strategies	2010/9/23		
マダガスカル	-	0.518	0.579	0.548	Small-Scale Hydropower Project Sahainivotry in Madagascar	2010/8/28	0.518	0.579	0.548	Institute for Global Environmental Strategies	2010/8/28		
ルワンダ	-	0.661	0.647	0.654	Rwanda Electrogaz Compact Fluorescent Lamp (CFL) distribution project	2010/5/30	0.661	0.647	0.654	Institute for Global Environmental Strategies	2010/5/30		

別表 C-1 各国のグリッド電力 CO₂ 排出係数(2)

Region	Country	Local Region	Carbon Emission Factor			Source / PDD Title	Latest Year	Carbon Emission Factor			Source / PDD Title	Registration Date
			OM ^a	BM ^b	CM ^c			OM ^a	BM ^b	CM ^c		
International Energy Agency												
アジア・大洋州	ブルネイ	-	-	-	0.755	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	カンボジア	-	-	-	1.160	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	台湾	-	-	-	0.650	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	北朝鮮	-	-	-	0.481	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ミャンマー	-	-	-	0.285	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ネパール	-	-	-	0.003	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	シンガポール	-	-	-	0.531	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.502	0.411	-	Institute for Global Environmental Strategies	2010
	フィジー	-	-	-	-	-	-	0.660	0.650	0.656	Institute for Global Environmental Strategies	2005/10/1
中東	バブアニューギニア	-	-	-	-	-	-	0.704	0.653	0.679	Institute for Global Environmental Strategies	2006/5/29
	バーレーン	-	-	-	0.651	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	イラン	-	-	-	0.582	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	イラク	-	-	-	0.812	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ヨルダン	-	-	-	0.589	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.675	0.551	0.613	Institute for Global Environmental Strategies	2009/12/11
	クウェート	-	-	-	0.614	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	レバノン	-	-	-	0.705	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	オマーン	-	-	-	0.858	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
欧州	カタール	-	-	-	0.534	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	サウジアラビア	-	-	-	0.754	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	シリア	-	-	-	0.613	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	イエメン	-	-	-	0.636	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	アルバニア	-	-	-	0.014	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ボスニア・ヘルツェゴビナ	-	-	-	0.928	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ブルガリア	-	-	-	0.489	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	クロアチア	-	-	-	0.341	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
旧ソ連	キプロス	-	-	-	0.759	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.846	0.735	0.818	Institute for Global Environmental Strategies	2010/2/7
	ジブラルタル	-	-	-	0.757	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	マケドニア	-	-	-	0.786	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.772	1.004	0.888	Institute for Global Environmental Strategies	2009/12/4
	マルタ	-	-	-	0.849	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ルーマニア	-	-	-	0.417	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	セルビア	-	-	-	0.671	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	スロベニア	-	-	-	0.329	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	アルメニア	-	-	-	0.165	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.535	0.398	0.437	Institute for Global Environmental Strategies	2009/7/10
中南米	アゼルバイジャン	-	-	-	0.416	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ベラルーシ	-	-	-	0.303	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	エストニア	-	-	-	0.752	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	グルジア	-	-	-	0.081	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	-	-	0.093	Institute for Global Environmental Strategies	2007/4/6
	カザフスタン	-	-	-	0.439	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	キルギスタン	-	-	-	0.094	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ラトビア	-	-	-	0.162	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	リトアニア	-	-	-	0.114	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	モルドバ	-	-	-	0.468	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ロシア	-	-	-	0.326	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	タジキスタン	-	-	-	0.031	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	トルクメニスタン	-	-	-	0.795	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ウクライナ	-	-	-	0.386	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
中米	キューバ	-	-	-	0.913	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.808	0.875	0.841	Institute for Global Environmental Strategies	2009/2/27
	グアテマラ	-	-	-	0.336	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.811	0.468	0.640	Institute for Global Environmental Strategies	2008/12/23
	ハイチ	-	-	-	0.480	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ジャマイカ	-	-	-	0.785	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.893	0.776	0.834	Institute for Global Environmental Strategies	2006/3/19
	アンティル	-	-	-	0.707	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ニカラグア	-	-	-	0.477	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.754	0.589	0.713	Institute for Global Environmental Strategies	2009/4/12
	パナマ	-	-	-	0.273	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.713	0.503	0.660	Institute for Global Environmental Strategies	2009/2/23
	トリニダードトバゴ	-	-	-	0.687	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ベネズエラ	-	-	-	0.203	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ガイアナ	-	-	-	-	-	-	0.948	-	0.948	Institute for Global Environmental Strategies	2008/5/4

単位: tCO₂e/MWh

別表 C-1 各国のグリッド電力 CO₂ 排出係数 (3)

Region	Country	Local Region	Carbon Emission Factor			Source / PDD Title	Latest Year
			OM ¹⁾	BM ²⁾	CM ³⁾		
International Energy Agency							
アフリカ	アルジェリア	-	-	-	0.596	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	アンゴラ	-	-	-	0.038	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	ベニン	-	-	-	0.697	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	ボツワナ	-	-	-	1.789	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	カメルーン	-	-	-	0.230	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	コンゴ	-	-	-	0.108	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	コートジボワール	-	-	-	0.449	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	エリトリア	-	-	-	0.669	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	エチオピア	-	-	-	0.119	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	ガボン	-	-	-	0.401	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	ガーナ	-	-	-	0.214	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	リビア	-	-	-	0.885	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	モロッコ	-	-	-	0.718	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	モザンビーク	-	-	-	0.000	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	ナミビア	-	-	-	0.424	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	スーダン	-	-	-	0.609	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	タンザニア	-	-	-	0.242	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	トーゴ	-	-	-	0.206	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	チュニジア	-	-	-	0.522	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
	ザンビア	-	-	-	0.003	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008
ジンバブエ	-	-	-	0.619	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008	
マリ・セネガル・モーリタリア	-	-	-	-	-	-	

単位：tCO₂e/MWh

Carbon Emission Factor			Source / PDD Title	Registration Date
OM ¹⁾	BM ²⁾	CM ³⁾		
0.713	0.661	0.687	Institute for Global Environmental Strategies	2010/11/25
0.518	0.647	0.582	Institute for Global Environmental Strategies	2010/5/6

- 1) OM: Operating Margin 既存の発電所の排出係数
- 2) BM: Build Margin 最近建設された発電所の排出係数
- 3) CM: Combined margin OM と BM の平均排出係数

別表 C-2 燃料種毎の単位発熱量 (NCV_i) の IPCC デフォルト値¹

Fuel type English description	Net calorific value (TJ/Gg)	Lower	Upper	
Crude Oil	42.3	40.1	44.8	
Orimulsion	27.5	27.5	28.3	
Natural Gas Liquids	44.2	40.9	46.9	
Gasoline	Motor Gasoline	44.3	42.5	44.8
	Aviation Gasoline	44.3	42.5	44.8
	Jet Gasoline	44.3	42.5	44.8
Jet Kerosene	44.1	42.0	45.0	
Other Kerosene	43.8	42.4	45.2	
Shale Oil	38.1	32.1	45.2	
Gas/Diesel Oil	43.0	41.4	43.3	
Residual Fuel Oil	40.4	39.8	41.7	
Liquefied Petroleum Gases	47.3	44.8	52.2	
Ethane	46.4	44.9	48.8	
Naphtha	44.5	41.8	46.5	
Bitumen	40.2	33.5	41.2	
Lubricants	40.2	33.5	42.3	
Petroleum Coke	32.5	29.7	41.9	
Refinery Feedstocks	43.0	36.3	46.4	
Other Oil	Refinery Gas ²	49.5	47.5	50.6
	Paraffin Waxes	40.2	33.7	48.2
	White Spirit and SBP	40.2	33.7	48.2
	Other Petroleum Products	40.2	33.7	48.2
Anthracite	26.7	21.6	32.2	
Coking Coal	28.2	24.0	31.0	
Other Bituminous Coal	25.8	19.9	30.5	
Sub-Bituminous Coal	18.9	11.5	26.0	
Lignite	11.9	5.50	21.6	
Oil Shale and Tar Sands	8.9	7.1	11.1	
Brown Coal Briquettes	20.7	15.1	32.0	
Patent Fuel	20.7	15.1	32.0	
Coke	Coke Oven Coke and Lignite Coke	28.2	25.1	30.2
	Gas Coke	28.2	25.1	30.2
Coal Tar ³	28.0	14.1	55.0	
Derived Gases	Gas Works Gas ⁴	38.7	19.6	77.0
	Coke Oven Gas ⁵	38.7	19.6	77.0
	Blast Furnace Gas ⁶	2.47	1.20	5.00
	Oxygen Steel Furnace Gas ⁷	7.06	3.80	15.0
Natural Gas	48.0	46.5	50.4	
Municipal Wastes (non-biomass fraction)	10	7	18	
Industrial Wastes	NA	NA	NA	
Waste Oil ⁸	40.2	20.3	80.0	
Peat	9.76	7.80	12.5	

¹ 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2 Energy Table 1.2:
http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf

別表 C-3 燃料種毎の熱量当たりの CO₂ 排出原単位 (COEF) の IPCC デフォルト値²

TABLE 2.2 DEFAULT EMISSION FACTORS FOR STATIONARY COMBUSTION IN THE ENERGY INDUSTRIES (kg of greenhouse gas per TJ on a Net Calorific Basis)										
Fuel	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	
Crude Oil	73 300	71 100	75 500	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Orimulsion	r 77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Natural Gas Liquids	r 64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Gasoline	Motor Gasoline	r 69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Aviation Gasoline	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Jet Gasoline	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Jet Kerosene	r 71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Other Kerosene	71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Shale Oil	73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Gas/Diesel Oil	74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Residual Fuel Oil	77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Liquefied Petroleum Gases	63 100	61 600	65 600	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3	
Ethane	61 600	56 500	68 600	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3	
Naphtha	73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Bitumen	80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Lubricants	73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Petroleum Coke	r 97 500	82 900	115 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Refinery Feedstocks	73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Other Oil	Refinery Gas	n 57 600	48 200	69 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Paraffin Waxes	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	White Spirit and SBP	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Other Petroleum Products	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Anthracite	98 300	94 600	101 000	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Coking Coal	94 600	87 300	101 000	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Other Bituminous Coal	94 600	89 500	99 700	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Sub-Bituminous Coal	96 100	92 800	100 000	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Lignite	101 000	90 900	115 000	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Oil Shale and Tar Sands	107 000	90 200	125 000	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Brown Coal Briquettes	97 500	87 300	109 000	n 1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Patent Fuel	97 500	87 300	109 000	1	0.3	3	n 1.5	0.5	5	
Coke	Coke Oven Coke and Lignite Coke	r 107 000	95 700	119 000	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5
	Gas Coke	r 107 000	95 700	119 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Coal Tar	n 80 700	68 200	95 300	n 1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Derived Gases	Gas Works Gas	n 44 400	37 300	54 100	n 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Coke Oven Gas	n 44 400	37 300	54 100	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Blast Furnace Gas	n 260 000	219 000	308 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Oxygen Steel Furnace Gas	n 182 000	145 000	202 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Natural Gas	56 100	54 300	58 300	1	0.3	3	0.1	0.03	0.3	

² 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2 Energy Table2.2,Table2.3:
http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

TABLE 2.2 (CONTINUED)
 DEFAULT EMISSION FACTORS FOR STATIONARY COMBUSTION IN THE ENERGY INDUSTRIES
 (kg of greenhouse gas per TJ on a Net Calorific Basis)

Fuel	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	
Municipal Wastes (non-biomass fraction)	n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1.5	15	
Industrial Wastes	n 143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1.5	15	
Waste Oils	n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1.5	15	
Peat	106 000	100 000	108 000	n 1	0.3	3	n 1.5	0.5	5	
Solid Biofuels	Wood / Wood Waste	n 112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1.5	15
	Sulphite lyes (Black Liquor) ^a	n 95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Other Primary Solid Biomass	n 100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1.5	15
	Charcoal	n 112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1.5	15
Liquid Biofuels	Biogasoline	n 70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Biodiesels	n 70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Other Liquid Biofuels	n 79 600	67 100	95 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Gas Biomass	Landfill Gas	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Sludge Gas	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Other Biogas	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Other non-fossil fuels	Municipal Wastes (biomass fraction)	n 100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1.5	15

(a) Includes the biomass-derived CO₂ emitted from the black liquor combustion unit and the biomass-derived CO₂ emitted from the kraft mill lime kiln.
 n indicates a new emission factor which was not present in the 1996 Guidelines
 r indicates an emission factor that has been revised since the 1996 Guidelines

TABLE 2.3
DEFAULT EMISSION FACTORS FOR STATIONARY COMBUSTION IN MANUFACTURING INDUSTRIES AND CONSTRUCTION
(kg of greenhouse gas per TJ on a Net Calorific Basis)

Fuel		CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
		Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper
Crude Oil		73 300	71 100	75 500	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Orimulsion		r 77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Natural Gas Liquids		r 64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Gasoline	Motor Gasoline	r 69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Aviation Gasoline	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Jet Gasoline	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Jet Kerosene		71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Other Kerosene		71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Shale Oil		73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Gas/Diesel Oil		74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Residual Fuel Oil		77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Liquefied Petroleum Gases		63 100	61 600	65 600	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Ethane		61 600	56 500	68 600	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Naphtha		73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Bitumen		80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Lubricants		73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Petroleum Coke		r 97 500	82 900	115 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Refinery Feedstocks		73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Other Oil	Refinery Gas	n 57 600	48 200	69 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Paraffin Waxes	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	White Spirit and SBP	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Other Petroleum Products	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Anthracite		98 300	94 600	101 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Coking Coal		94 600	87 300	101 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Other Bituminous Coal		94 600	89 500	99 700	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Sub-Bituminous Coal		96 100	92 800	100 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Lignite		101 000	90 900	115 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Oil Shale and Tar Sands		107 000	90 200	125 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Brown Coal Briquettes		n 97 500	87 300	109 000	n 10	3	30	n 1.5	0.5	5
Patent Fuel		97 500	87 300	109 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Coke	Coke Oven Coke and Lignite Coke	r 107 000	95 700	119 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
	Gas Coke	r 107 000	95 700	119 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Coal Tar		n 80 700	68 200	95 300	n 10	3	30	n 1.5	0.5	5
Derived Gases	Gas Works Gas	n 44 400	37 300	54 100	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Coke Oven Gas	n 44 400	37 300	54 100	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Blast Furnace Gas	n260 000	219 000	308 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Oxygen Steel Furnace Gas	n 182 000	145 000	202 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Natural Gas		56 100	54 300	58 300	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3

TABLE 2.3 (CONTINUED)
 DEFAULT EMISSION FACTORS FOR STATIONARY COMBUSTION IN MANUFACTURING INDUSTRIES AND CONSTRUCTION
 (kg of greenhouse gas per TJ on a Net Calorific Basis)

Fuel	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	
Municipal Wastes (non-biomass fraction)	n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1.5	15	
Industrial Wastes	n143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1.5	15	
Waste Oils	n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1.5	15	
Peat	106 000	100 000	108 000	n 2	0.6	6	n 1.5	0.5	5	
Solid Biofuels	Wood / Wood Waste	n 112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1.5	15
	Sulphite lyes (Black Liquor) ^a	n 95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Other Primary Solid Biomass	n 100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1.5	15
	Charcoal	n 112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1.5	15
Liquid Biofuels	Biogasoline	n 70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Biodiesels	n 70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Other Liquid Biofuels	n 79 600	67 100	95 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Gas Biomass	Landfill Gas	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Sludge Gas	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Other Biogas	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Other non-fossil fuels	Municipal Wastes (biomass fraction)	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1.5	15

(a) Includes the biomass-derived CO₂ emitted from the black liquor combustion unit and the biomass-derived CO₂ emitted from the kraft mill lime kiln.
 n indicates a new emission factor which was not present in the 1996 Guidelines
 r indicates an emission factor that has been revised since the 1996 Guidelines

別表 C-4 グリッドで供給されている電力の CO₂ 排出係数の公表値が得られない場合の計算手法³

グリッドで供給されている電力の CO₂ 排出係数について、公表値が得られない場合は、当該国内のグリッド接続している全ての発電所の年間発電量、使用している燃料種、年間燃料消費量、燃料の単位発熱量、熱量当たりの CO₂ 排出係数から、以下の式を用いて算出する。

$$EF_{BL,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

m : 当該国内の全発電所

$EG_{m,y}$: 発電所 m の年間発電量（送電端）の総量（MWh）

$EF_{m,y}$: 発電所 m の発電電力量あたりの CO₂ 排出係数（t-CO₂/MWh）

$EF_{m,y}$ は、以下の式により算出する。

$$EF_{m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \times NCV_i \times COEF_i}{EG_{m,y}}$$

$FC_{i,m,y}$: 発電所 m の年間燃料消費量（kL、m³、t 等/y）

NCV_i : 燃料 i の単位発熱量（GJ/kL、m³、t 等）

$COEF_i$: 燃料 i の熱量当たりの CO₂ 排出係数（t-CO₂/TJ）

³ UNFCCC : <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v2.2.0.pdf>

別表 C-5 燃料の抽出・加工・液化・運搬・再ガス化・分配から生じるリーケージの算定方法⁴

燃料の抽出・加工・液化・運搬・再ガス化・分配から生じるリーケージには、主に以下の2つのリーケージを考慮する必要がある。

- ・ プロジェクト施設で利用される天然ガスの抽出・加工・液化・運搬・再ガス化・分配、及びプロジェクトが無かった場合にグリッドで使用される化石燃料に付随する CH₄ 漏洩排出量。
- ・ プロジェクト施設で液化天然ガス (LNG) が利用される場合、液化、運搬、再ガス化、天然ガス送出・分配システムへの圧入に付随する燃料燃焼又は電力消費からの CO₂ 排出量。

これらのリーケージは以下の方法により算定する。

$$LE_y = LE_{CH_4,y} + LE_{LNGCO_2,y}$$

LE_y : y 年のリーケージ排出量 (t-CO₂/y)

$LE_{CH_4,y}$: y 年の上流部分の CH₄ 漏洩排出に起因するリーケージ排出量 (t-CO₂/y)

$LE_{LNGCO_2,y}$: y 年の LNG の液化・運搬・再ガス化・天然ガス送出・分配システムへの圧入に付随する化石燃料燃焼又は電力消費に伴う CO₂ 排出量 (t-CO₂/y)

LE_{CH₄,y} の算定

燃料生産に伴う CH₄ 漏洩排出量は、事業で消費される天然ガスの消費量にこれらの上流部分排出量にかかる CH₄ 排出係数を乗じた排出量から、事業が実施されない場合に利用されていたであろう燃料 i について、各消費量に CH₄ 排出係数を乗じたものを減じて算出する。

$$LE_{CH_4,y} = [FC_{PJ,y} \times NCV_{NG} \times EF_{NG,upstream,CH_4} - \sum FC_{BL,i,y} \times NCV_i \times EF_{i,upstream,CH_4}] \times GWP_{CH_4}$$

$FC_{PJ,y}$: y 年中に全要素プロセスで燃焼される天然ガスの量 (m³)

NCV_{NG} : 天然ガスの単位発熱量 (GJ/m³)

$EF_{NG,upstream,CH_4}$: 天然ガスの生産・運搬・配分の上流部分の CH₄ 漏洩排出にかかる排出係数 (t-CH₄/PJ)

$FC_{BL,i,y}$: 事業を実施しない場合に各プロセスで燃焼されていたであろう燃料 i の消費量 (kL, t 等)

NCV_i : 燃料 i の単位発熱量 (GJ/kL, t 等)

$EF_{i,upstream,CH_4}$: 燃料 i の生産の上流部分の CH₄ 漏洩排出にかかる排出係数 (t-CH₄/PJ)

GWP_{CH_4} : CH₄ の地球温暖化係数 (-)

データの種類	データの内容	データの入手方法
天然ガスの量 ($FC_{PJ,y}$)	y 年中に全要素プロセスで燃焼される天然ガスの量 (m ³)	当該事業固有のデータであるため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 事業者ヒアリング ii) 計画の設計値
単位発熱量 (NCV_i)	天然ガスの単位発熱量 (GJ/m ³)	当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドライン デフォルト値 (別表 C-2 参照)
	燃料 i の単位発熱量 (GJ/kL, t 等)	
CH ₄ 漏洩排出にかかる排出係数 ($EF_{i,upstream,CH_4}$)	天然ガスの生産・運搬・配分の上流部分の CH ₄ 漏洩排出にかかる排出係数 (t-CH ₄ /PJ)	別表 C-6 参照
	燃料 i の生産の上流部分の CH ₄ 漏洩排出にかかる排出係数 (t-CH ₄ /PJ)	
地球温暖化係数	CH ₄ の地球温暖化係数 (-)	21

⁴ ACM0009: Consolidated baseline and monitoring methodology for fuel switching from coal or petroleum fuel to natural gas Version

3.2.UNFCCC(調査段和訳) :

<http://cdm.unfccc.int/filestorage/K/4/P/K4P3YG4TNQ5ECFNA8MBK2QSMR6HTEM/Consolidated%20methodology%20for%20industrial%20fuel%20switching%20from%20coal%20or%20petroleum%20fuels%20to%20natural%20gas.pdf?t=Sm98MTMwODYzODQ0Ni43Mg==|sIB62MGPb49uM001aAJzL50hppM=>

$LE_{LNG,CO_2,y}$ の算定

LNGの液化・運搬・再ガス化・天然ガス送出・分配システムへの圧入に付随する化石燃料燃焼又は電力消費に伴うCO₂排出量は、以下に示す通り、プロジェクトで燃焼される天然ガスの量に排出係数を乗じて、算出する。

$$LE_{LNG,CO_2,y} = FC_{PJ,y} \times NCV_{LNG} \times EF_{upstream,LNG}$$

$FC_{PJ,y}$: y年中に全要素プロセスで燃焼される天然ガスの量 (m³)

NCV_{LNG} : LNGの単位発熱量 (GJ/m³)

$EF_{upstream,LNG}$: LNGの液化・運搬・再ガス化・天然ガス送出・分配システムへの圧入に付随する化石燃料燃焼又は電力消費に起因する上流部分のCO₂排出係数 (t-CO₂/TJ)

データの種類	データの内容	データの入手方法
天然ガスの量 ($FC_{PJ,y}$)	y年中に全要素プロセスで燃焼される天然ガスの量 (m ³)	当該事業固有のデータであるため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 事業者インタビュー ii) 計画の設計値
単位発熱量 (NCV_{LNG})	天然ガスの単位発熱量 (GJ/ m ³)	当該事業固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビューによる当該事業の固有データ ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドライン デフォルト値 (別表 C-2 参照)
LNGのCO ₂ 排出係数 ($EF_{upstream,LNG}$)	LNGの液化・運搬・再ガス化・天然ガス送出・分配システムへの圧入に付随する化石燃料燃焼又は電力消費に起因する上流部分のCO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)	当該事業固有のデータが望ましいが、事業者から入手困難な場合は、以下のデフォルト値 (※1) を用いて算定する。 6 (t-CO ₂ /TJ)

※1 : このデフォルト値は、北米 LNG システム向けに発行されたデータに基づいて算出されたものである。

別表 C-6 上流部分の CH₄ 漏洩排出にかかる IPCC デフォルト値⁵

Activity	Unit	Default emission factor	Reference for the underlying emission factor range in Volume 3 of the 1996 Revised IPCC Guidelines
Coal			
Underground mining	t CH ₄ / kt coal	13.4	Equations 1 and 4, p. 1.105 and 1.110
Surface mining	t CH ₄ / kt coal	0.8	Equations 2 and 4, p.1.108 and 1.110
Oil			
Production	t CH ₄ / PJ	2.5	Tables 1-60 to 1-64, p. 1.129 - 1.131
Transport, refining and storage	t CH ₄ / PJ	1.6	Tables 1-60 to 1-64, p. 1.129 - 1.131
Total	t CH ₄ / PJ	4.1	
Natural gas			
USA and Canada			
Production	t CH ₄ / PJ	72	Table 1-60, p. 1.129
Processing, transport and distribution	t CH ₄ / PJ	88	Table 1-60, p. 1.129
Total	t CH ₄ / PJ	160	
Eastern Europe and former USSR			
Production	t CH ₄ / PJ	393	Table 1-61, p. 1.129
Processing, transport and distribution	t CH ₄ / PJ	528	Table 1-61, p. 1.129
Total	t CH ₄ / PJ	921	
Western Europe			
Production	t CH ₄ / PJ	21	Table 1-62, p. 1.130
Processing, transport and distribution	t CH ₄ / PJ	85	Table 1-62, p. 1.130
Total	t CH ₄ / PJ	105	
Other oil exporting countries / Rest of world			
Production	t CH ₄ / PJ	68	Table 1-63 and 1-64, p. 1.130 and 1.131
Processing, transport and distribution	t CH ₄ / PJ	228	Table 1-63 and 1-64, p. 1.130 and 1.131
Total	t CH ₄ / PJ	296	
Note: The emission factors in this table have been derived from IPCC default Tier 1 emission factors provided in Volume 3 of the 1996 Revised IPCC Guidelines, by calculating the average of the provided default emission factor range.			

⁵ ACM0009: Consolidated baseline and monitoring methodology for fuel switching from coal or petroleum fuel to natural gas Version 3.2, UNFCCC(調査段和訳) : <http://cdm.unfccc.int/filestorage/K/4/P/K4P3YG4TNQ5ECFNA8MBK2QSMR6HTEM/Consolidated%20methodology%20for%20industrial%20fuel%20switching%20from%20coal%20or%20petroleum%20fuels%20to%20natural%20gas.pdf?t=Sm98MTMwODYzODQ0Ni43Mg==sIB62MGPb49uM001aAjzL50hppM=>

下水道・都市衛生セクター

サブセクター：

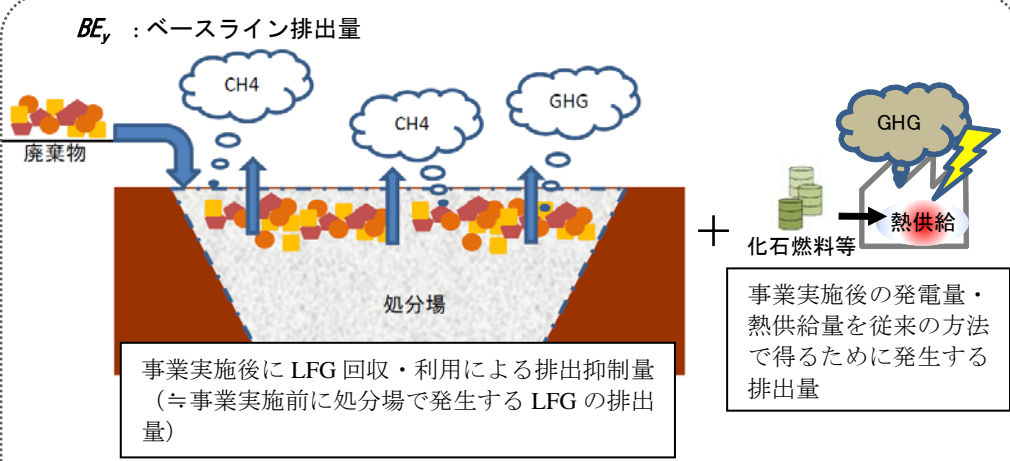
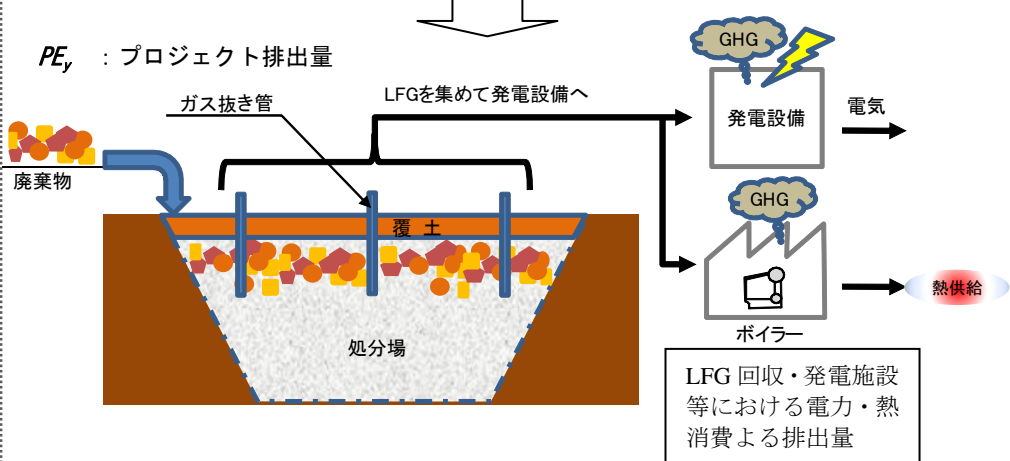
22. 廃棄物の埋立処分

23. 廃棄物の中間処理

24. 廃水処理

25. 下水道

22. 下水道・都市衛生/廃棄物の埋立処分

1. 典型的な案件の概要	埋立完了後及び使用中の処分場から発生するランドフィルガス (LFG) の回収と有効利用 (発電、熱供給) により温室効果ガス (GHG) 排出量を削減する。
2. 適用条件	<ul style="list-style-type: none"> ○嫌気性処分場、準好気性処分場等における LFG 回収を対象とする。 ○捕捉された LFG が電力・熱エネルギーの生成に利用されること。または、フレア処理により LFG 中の CH₄ が破壊されること。 ○埋め立て完了後、または埋立中の処分場を対象とする。
3. 推計方法	<p>LFG 回収・有効利用による GHG 排出削減量は、LFG 中のメタンが大気へ放出している状態 (ベースライン) の排出量と、LFG 回収・有効利用後 (プロジェクト) の排出量の差分により求める。</p> $ER_y = BE_y - PE_y \quad (\text{t-CO}_2/\text{y})$ <p>ER_y : y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/y) BE_y : y 年の LFG 回収しない状態の GHG 排出量(t-CO₂/y) (ベースライン排出量) PE_y : y 年の LFG 回収・有効利用した状態の GHG 排出量(t-CO₂/y) (プロジェクト排出量)</p> <div style="border: 1px dashed gray; padding: 10px;"> <p>BE_y : ベースライン排出量</p>  <p>事業実施後に LFG 回収・利用による排出抑制量 (≒事業実施前に処分場で発生する LFG の排出量)</p> <p>事業実施後の発電量・熱供給量を従来の方法で得るために発生する排出量</p> </div> <p style="text-align: center;">↓</p> <div style="border: 1px dashed gray; padding: 10px;"> <p>PE_y : プロジェクト排出量</p>  <p>事業実施後の発電量・熱供給量を従来の方法で得るために発生する排出量</p> <p>LFG 回収・発電施設等における電力・熱消費による排出量</p> </div>

3. 推計方法（続き）

(1) ベースライン排出量の算定

ベースライン排出量は、回収されず、大気へ放出されている LFG 中のメタン排出量と、事業実施後に得られる発電及び熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量の合計である。

$$BE_y = (MD_{PJ,y} - MD_{reg,y}) \times GWP_{CH_4} + BE_{EN,y}$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： LFG が回収されず CH_4 が大気へ放出されている状態の GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$MD_{PJ,y}$	事業実施後に回収され、排出抑制される CH_4 量 (t-CH ₄ /y) (≒事業実施前に処分場から発生している CH_4 量)
	$MD_{reg,y}$	事業実施前に国の規制等により分解燃焼されている CH_4 量 (t-CH ₄ /y) 途上国ではほとんど規制がないため、0 とする。
	GWP_{CH_4}	メタンの温暖化係数 (=21 t-CO ₂ /t-CH ₄)
	$BE_{EN,y}$	事業実施後に得られる発電及び熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)

$MD_{PJ,y}$ の算出

事業実施後に回収し、発電及び熱供給に利用した CH_4 と分解燃焼した CH_4 の総量は、発電、熱供給及び分解燃焼した LFG 量、 CH_4 濃度、 CH_4 密度より、以下の式により算出する。

$$MD_{PJ,y} = LFG_{PJ,y} \times w_{CH_4,y} \times D_{CH_4,y}$$

$LFG_{PJ,y}$: 事業実施後に回収し、発電及び熱供給に利用した LFG と分解燃焼した LFG の総量 (m³/y)

$w_{CH_4,y}$: 事業実施後に回収した LFG 中の CH_4 の濃度 (%)

$D_{CH_4,y}$: 回収時の温度、圧力における CH_4 の密度 (t-CH₄/m³)

事業計画時において、上記データの計画値がない場合、以下の式により算定する。処分場に埋立てられている分解性有機炭素の量を把握し、分解速度を考慮することで処分場から発生する CH_4 の量 (≒回収する CH_4 量) を算定する。

$$MD_{PJ,y} = \phi \times (1 - OX) \times \frac{16}{12} \times F \times DOC_f \times MCF_p \times \sum_{x=1}^y \sum_j^n \{ W_j \times DOC_j \times e^{-k_j(y-x)} \times (1 - e^{-k_j}) \}$$

ϕ : 不確実性に関する調整係数 (-)

OX : 酸化割合 (-)

F : LFG 中の CH_4 の割合 (-)

DOC_f : 分解性有機炭素の分解される割合 (-)

MCF_p : CH_4 補正係数 (-)

j : 廃棄物の分類 (木類、紙類、有機ごみ、衣類、庭ごみ等)

W_j : 処分場において事業実施までに埋立てられた廃棄物 j の重量 (t/y)

DOC_j : 廃棄物 j の分解性有機炭素の割合 (-)

e : 自然対数

k_j : 廃棄物 j の分解速度 (-)

22. 下水道・都市衛生/廃棄物の埋立処分

3. 推計方法（続き）

$W_{j,y}$ は以下の式により算出する。

$$W_j = W \times w_j$$

W : 処分場において事業実施までに埋立てられた廃棄物の重量 (t/y)

w_j : 埋立てられた廃棄物における廃棄物 j の組成割合 (重量ベース) (%)

$MD_{reg,y}$ の算出

事業実施前における国の規制等による CH_4 の分解燃焼による GHG 削減量は、処分場における CH_4 の発生量 MB_y に分解燃焼している割合を乗じて求める。

$$MD_{reg,y} = MD_{PJ,y} \times AF$$

$MD_{PJ,y}$: 事業実施後に回収され、排出抑制される CH_4 量 (t- CH_4 /y)
(= 事業実施前に処分場から発生している CH_4 量)

AF : 事業実施前に国の規制等により分解燃焼されているメタンの割合 (-)
発展途上国では規制等がない場合が多い。規制等がない場合は 0 とする。

$BE_{EN,y}$ の算出

事業実施後に得られる発電及び熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量は、事業実施後の発電量 (MWh/y)、熱供給量 (TJ/y) 及びそれぞれの CO_2 排出係数等により算出する。

$$\begin{aligned} BE_{EN,y} &= \frac{BE_{elec,y}}{\text{(電力供給に伴う排出量)}} + \frac{BE_{ther,y}}{\text{(熱供給に伴う排出量)}} \\ &= EG_{d,y} \times CEF_d + \frac{Q_y}{\varepsilon_b \cdot NCV_{fuel}} \times EF_{fuel,b} \end{aligned}$$

$BE_{elec,y}$: 事業実施後に得られる発電分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量 (t- CO_2 /y)

$BE_{ther,y}$: 事業実施後に得られる熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量 (t- CO_2 /y)

$EG_{d,y}$: 事業実施後における発電量 (MWh/y)

CEF_d : 電力の CO_2 排出係数 (t- CO_2 /MWh)

Q_y : 事業実施後における熱供給量 (TJ/y)

ε_b : 事業が実施されない場合のボイラーのエネルギー効率 (-)
 ε_b は安全側として 1 とする。

NCV_{fuel} : 事業が実施されない場合に使用されるボイラー燃料の単位熱量
(GJ/kL、 m^3 、t 等)

$EF_{fuel,b}$: 事業が実施されない場合に使用されるボイラー燃料の CO_2 排出係数
(t- CO_2 /TJ)

3. 推計方法（続き）

(2)プロジェクト排出量

事業実施後、LFG 回収・発電施設等における電気や燃料の消費による GHG 排出量を算定する。

$$PE_y = PE_{EC,y} + PE_{FC,j,y}$$

種類	項目	内容
出力	PE_y	事業実施後における GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$PE_{EC,y}$	事業実施後の電力消費による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$PE_{FC,j,y}$	事業実施後の化石燃料消費による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)

 $PE_{EC,y}$ の算出

事業実施後の電力消費による GHG 排出量は、以下の式により求める。

$$PE_{EC,y} = EL_{PJ,y} \times EF_{PJ,y}$$

$EL_{PJ,y}$: 事業実施後の LFG 回収設備等における電力消費量 (MWh/y)

$EF_{PJ,y}$: 電力の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/MWh)

 $PE_{FC,i,y}$ の算出量

事業実施後の燃料消費による GHG 排出量は、以下の式により求める。

$$PE_{FC,y} = \sum_i (FC_i \times NCV_i \times COEF_i)$$

FC_i : 事業実施後の LFG 回収設備等における燃料消費量 (kL、m³、t 等/y)

NCV_i : 燃料 i の単位発熱量(GJ/kL、m³、t 等)

$COEF_i$: 燃料毎の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/TJ)

22. 下水道・都市衛生/廃棄物の埋立処分

データの種類		データの内容	データの入手方法				
			ベースライン排出量		プロジェクト排出量		
			事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後	
事業実施前に発生しているメタンガス 前： MD _{PJ,y}	回収した LFG 量 LFG _{PJ,y}	事業実施後に回収した LFG 量 (m ³ /y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)		
	CH ₄ 濃度 w _{CH₄,y}	事業実施後に回収した LFG 中の CH ₄ 濃度 (%)	0.5 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste		(算定に用いないため不要)		
	CH ₄ 密度 D _{CH₄,y}	CH ₄ の密度 (t-CH ₄ /m ³ -CH ₄)	0.0000717 (方法論「ACM0001」のデフォルト値) 実測値		(算定に用いないため不要)		
	不確実性に関する調整係数 ϕ	不確実性に関する調整係数 (-)	0.9 (算定ツール「Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site」のデフォルト値)		(算定に用いないため不要)		
	LFG 中のメタンの割合 F	処分場から排出する LFG 中のメタンの割合 (-)	0.5 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste				
	酸化割合 OX MD _{PJ,y}	酸化分解性有機炭素の分解される割合 (-)	<ul style="list-style-type: none"> ・0.1：土やコンポストなど CH₄を酸化する物質で覆土されている場合 ・0：上記以外 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste Table3.2				
	分解性有機炭素の割合 DOC _f	分解性有機炭素の分解される割合 (-)	0.5 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste				
	CH ₄ 補正係数 MCF _p	CH ₄ 補正係数 (-)	IPCC のデフォルト値 (別表 D-1)				
	分解性有機炭素の割合 DOC _j	廃棄物 j の分解性有機炭素の割合 (-)	以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該地域、当該国における固有値 ii) IPCC のデフォルト値 (別表 D-2)				
	分解速度 k _j	廃棄物 j の分解速度 (-)	以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該地域、当該国における固有値 ii) IPCC のデフォルト値 (別表 D-3)				
	廃棄物の平均年間埋立重量 W _y	処分場における事業実施までの廃棄物の平均年間埋立重量 (t/y)	以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 処分場管理者へのインタビュー ii) 処分場の設計埋立容量からの推測				
	廃棄物 j の組成割合 (重量ベース) w _j	固形廃棄物における廃棄物 j の組成割合 (重量ベース) (%)	以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 処分場管理者へのインタビュー ii) 当該地域、当該国における固有値 iii) IPCC のデフォルト値 (別表 D-4)	実測値			

22. 下水道・都市衛生/廃棄物の埋立処分

データの種類		データの内容	データの入手方法			
			ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
			事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
電力・熱供給に伴う排出量 前： $BE_{EN,y}$	発電量 $EG_{d,y}$	事業実施後における LFG による発電量 (MWh/y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)	
	電力の CO ₂ 排出係数 CEF_d ($=EF_{PJ,y}$)	一般的な発電所の CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /MWh)	一般的な発電所の選定及び当該発電所の排出係数については、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビュー ii) 当該国の公表値			
	熱供給量 Q_y	事業実施後における熱供給量 (TJ/y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)	
	単位発熱量 NCV_{fuel} ($=NCV_i$)	燃料の単位発熱量 (GJ/kL、m ³ 、t 等)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該国の公表値、ii) IPCC ガイドラインのデフォルト値 (別表 D-6)			
	CO ₂ 排出係数 EF_{fuel} ($=COEF_i$)	燃料の CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該国の公表値、ii) IPCC ガイドラインのデフォルト値 (別表 D-7)			
事業実施後の電力消費量 (後： $EL_{PJ,y}$)	事業実施後の LFG 回収・発電施設等における電力消費量 (MWh/y)	(算定に用いないため不要)		計画値	実測値	
事業実施後の燃料消費量 (後： FC_i)	事業実施後の LFG 回収・発電施設等における燃料消費量 (kL、m ³ 、t 等/y)	(算定に用いないため不要)		計画値	実測値	

5. その他	<p>(1)プロジェクトバウンダリー GHG 推計の範囲は、ガスが回収・破壊/有効利用されるプロジェクト活動のサイト内とする。</p> <p>(2)リーケージ 廃棄物管理に係るライフ・サイクル・アセスメント (LCA) を考慮した場合、発電施設の建設、設備更新に係る製品製造や資材輸送等に伴う GHG 排出がリーケージと考えられるが、事業実施後における GHG 排出削減効果に比し、軽微な影響であり、方法論「ACM0001」でもリーケージは考慮していないため、考慮しない。</p> <p>(3)参考となる方法論と相違点</p> <p>1)ACM 0001 (Ver.11) : Consolidated baseline and monitoring methodology for landfill gas project activity (埋立処分場ガスプロジェクト活動のための統合方法論)</p> <ul style="list-style-type: none"> 本推定式は、方法論「ACM0001」を基本とし一部簡略化したものである。 電力の排出係数は、自家発電の場合ベースライン排出量の算定にデフォルト値 0.8 を用いるか、発電効率と燃料の CO₂ 排出係数等から算定するとしている。グリッド接続している場合は、CDM 方法論の” Tool to calculate the Emission Factor for an electricity system” により求めたグリッド平均排出係数を用いるとしているが、本推計式では、簡易的に求めるためにグリッド内の一般的な発電所 (1~2 箇所) の排出係数を使用している。 リーケージは、本推定式と同様に考慮していない。 <p>2)AMS-III.G (Ver.6.0) : Landfill methane recovery (埋立処分場のメタン回収)</p> <p>【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 電力の排出係数は、CM 排出係数 (※1) あるいは加重平均排出係数を使用するとしているが、本推計式では簡易的に求めるためにグリッド内の一般的な発電所 (1~2 箇所) の排出係数を使用している。 リーケージとして既存または新規の設備の移動による排出量を考慮しているが、本推定式ではリーケージは考慮していない。 <p>※1: CM 排出係数は、CDM 方法論の” Tool to calculate the Emission Factor for an electricity system” により、既存の発電所 (OM) と近年建設された発電所 (BM) の排出係数の組み合わせで算出されるグリッド平均排出係数である。</p> <p>3)AM0025 (Ver.12) : Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes (代替的廃棄物処理工程による有機廃棄物からの排出回避)</p> <p>【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 今後埋立処分される予定の廃棄物を対象としているが、本推計式はすでに埋立ててある廃棄物を対象としている。 電力の排出係数は、火力発電所によるグリッド電力を使用する際には、0.8t-CO₂/MWh を使用すべきとしているが、本推計式ではグリッド内の一般的な発電所 (1~2 箇所) の排出係数を使用している。 コンポスト処理、LFG 回収・フレア処理・ガス化、ごみ固形燃料化を対象としているが、本推定式では LFG 回収・発電のみを対象としている。 <p>4)CCX : Landfill Methane Offset (埋立地におけるメタンガスの有効利用等)</p> <p>【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 事業実施後のみの GHG 排出削減量の算定を対象としているが、本推定式では事業実施前と事業実施後における GHG 排出削減量の算定を対象としている。 事業実施後のメタン回収量の算定式において、回収した LFG 量、LFG 中のメタン濃度からメタン回収量を求めているが、本推定式では回収した LFG 量、LFG 中のメタン濃度及び、回収時のメタン密度からメタン回収量を求めている。
--------	--

22. 下水道・都市衛生/廃棄物の埋立処分

5)Climate Action Reserve : Landfill Project Protocol(ver2.1)-Collecting and Destroying Methane from Landfills (埋立地におけるメタン回収分解)

【相違点】

- ・ 事業実施後のみの GHG 排出削減量の算定を対象としているが、本推定式では事業実施前と事業実施後における GHG 排出削減量の算定を対象としている。

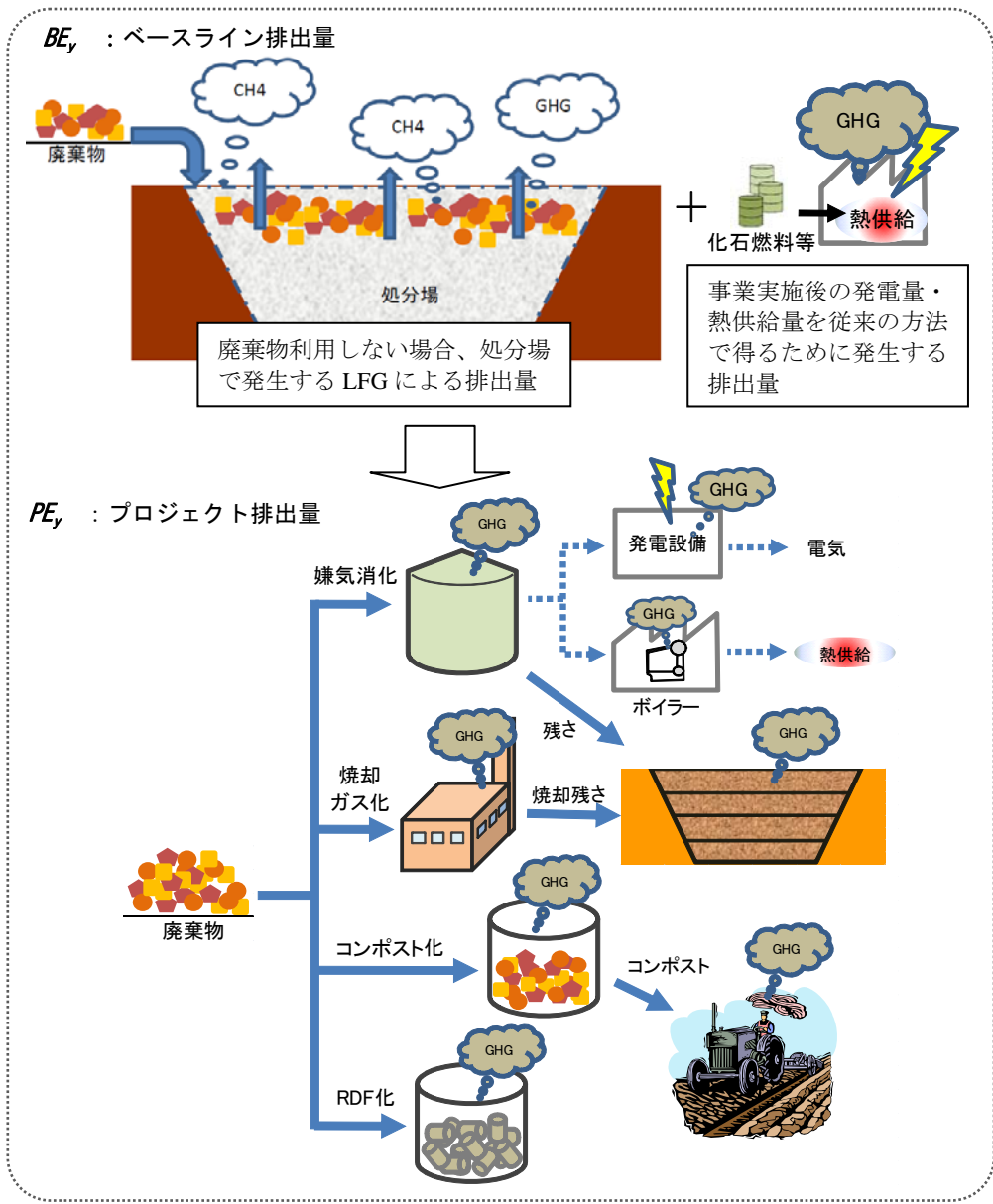
23. 下水道・都市衛生/廃棄物の中間処理

1. 典型的な案件の概要	有機性廃棄物を埋立処分することで廃棄物が腐敗しメタンが発生する。新たに発生する有機性廃棄物を埋立処分せず、メタン発電、焼却、コンポスト化等の中間処理をすることにより温室効果ガス（GHG）排出量を削減する。
2. 適用条件	○元来であれば埋立処分される予定の新たに発生した廃棄物（すなわち新たに発生した家庭廃棄物及び商業廃棄物・都市廃棄物に含まれる有機物）が、コンポスト化、ガス化、嫌気性消化、焼却を伴わない RDF 化処理又は熱処理、焼却のうちいずれか又はそれらの組み合わせを通して処理されるプロジェクトを対象とする。

3. 推計方法
 廃棄物の中間処理（コンポスト化、ガス化、嫌気性消化、焼却を伴わない RDF 化処理又は熱処理、焼却）による GHG 排出削減量は、LFG 中のメタンが大気へ放出している状態（ベースライン）の排出量と、廃棄物の適正処理後（プロジェクト）の排出量の差分により求める。

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (\text{t-CO}_2/\text{y})$$

- ER_y : y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/y)
- BE_y : y 年の廃棄物の中間処理しない状態の GHG 排出量 (t-CO₂/y) (ベースライン排出量)
- PE_y : y 年の廃棄物の中間処理した状態の GHG 排出量 (t-CO₂/y) (プロジェクト排出量)



(続き)

(1)ベースライン排出量の算定

ベースライン排出量は、新たな廃棄物を埋立処分した際に発生するメタンによる GHG 排出量と、(事業実施後に発電・熱供給する場合は) 発電及び熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量の合計により算定する。

$$BE_y = MB_y - MD_{reg,y} + BE_{EN,y}$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 廃棄物が埋立処分され、処分場から発生するメタンが大気へ放出されている状態の GHG 排出量(t-CO ₂ /y)
入力	MB_y	事業実施前に処分場から発生するメタンによる GHG 排出量(t-CO ₂ /y)
	$MD_{reg,y}$	事業実施前に国の規制や基準によりメタン分解燃焼による GHG 削減量(t-CO ₂ /y)
	$BE_{EN,y}$	事業実施後に得られる発電及び熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量(t-CO ₂ /y)

 MB_y の算出

下記のデータから処分場に埋立てられている分解性有機炭素の量を把握し、分解速度を考慮することで処分場から発生するメタンの量を算定する。

$$MB_y = \phi \times (1 - OX) \times \frac{16}{12} \times F \times DOC_f \times MCF_p \times GWP_{CH_4} \times \sum_{x=1}^y \sum_j \{W_{j,x} \times DOC_j \times e^{-k_j(y-x)} \times (1 - e^{-k_j})\}$$

ϕ : 不確実性に関する調整係数

OX : 酸化割合

F : LFG 中のメタンの割合

DOC_f : 分解性有機炭素の分解される割合

MCF_p : CH₄ 補正係数

j : 廃棄物の分類 (木類、紙類、有機ごみ、衣類、庭ごみ等)

$W_{j,y}$: 事業実施後の y 年に発生する廃棄物 j の重量 (t)

DOC_j : 廃棄物 j の分解性有機炭素の割合 (-)

k_j : 廃棄物 j の分解速度 (-)

GWP_{CH_4} : CH₄ の地球温暖化係数 (t-CO₂/t-CH₄) (=21)

$W_{j,y}$ は以下の式により算出する。

$$W_{j,y} = W_y \times w_j$$

W_y : 事業実施後の y 年に発生する廃棄物の重量 (t/y)

w_j : 固形廃棄物における廃棄物 j の組成割合 (重量ベース) (%)

 $MD_{reg,y}$ の算出

事業実施前における国の規制等によるメタンの分解燃焼による GHG 削減量は、処分場におけるメタンの発生量 MB_y に分解燃焼している割合を乗じて求める。

$$MD_{reg,y} = MB_y \times AF$$

MB_y : 事業実施前に処分場から発生するメタンによる GHG 排出量(t-CO₂/y)

AF : 事業実施前に国の規制や基準等により分解燃焼されているメタンの割合 (-)

発展途上国では規制や基準等がない場合が多い。規制等がない場合は 0 とする。

(続き)

BE_{EN,y}の算出

事業実施後に得られる発電及び熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量は、事業実施後の発電量 (MWh/y)、熱供給量 (TJ/y) 及びそれぞれの CO₂ 排出係数等により算出する。

$$\begin{aligned}
 BE_{EN,y} &= \frac{BE_{elec,y}}{\text{(電力供給に伴う排出量)}} + \frac{BE_{ther,y}}{\text{(熱供給に伴う排出量)}} \\
 &= EG_{d,y} \times CEF_d + \frac{Q_y}{\varepsilon_b \cdot NCV_{fuel}} \times EF_{fuel,b}
 \end{aligned}$$

$BE_{elec,y}$: 事業実施後に得られる発電分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量 (t-CO₂/y)

$BE_{ther,y}$: 事業実施後に得られる熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量 (t-CO₂/y)

$EG_{d,y}$: 事業実施後における発電量 (MWh/y)

CEF_d : 電力の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/MWh)

Q_y : 事業実施後における熱供給量 (TJ/y)

ε_b : 事業実施前のボイラーのエネルギー効率 (-)

NCV_{fuel} : 事業実施前に使用されるボイラー燃料の単位熱量 (GJ/kL、m³、t 等)

$EF_{fuel,b}$: 事業実施前に使用されるボイラー燃料の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/TJ)

23. 下水道・都市衛生/廃棄物の中間処理

(続き)

(2)プロジェクト排出量

事業実施後、廃棄物資源化施設における電気や燃料の消費等による GHG 排出量を算定する。

$$PE_y = PE_{EC,y} + PE_{FC,y} + PE_{c,y} + PE_{a,y} + PE_{g,y} + PE_{r,y} + PE_{i,y} + PE_{w,y}$$

種類	項目	内容
出力	PE_y	事業実施後における GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$PE_{EC,y}$	事業実施後の電力消費による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$PE_{FC,y}$	事業実施後の化石燃料消費による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$PE_{c,y}^{**}$	事業実施後のコンポスト化処理における GHG 排出量 (t-CO ₂ /y) 事業実施後において、処理過程で発生した CH ₄ が回収・利用または破壊される場合は、本項目は無視する。
	$PE_{a,y}^{**}$	事業実施後の嫌気消化処理における GHG 排出量 (t-CO ₂ /y) 事業実施後において、処理過程で発生した CH ₄ が回収・利用または破壊される場合は、本項目は無視する。
	$PE_{g,y}^{**}$	事業実施後のガス化処理における GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$PE_{r,y}^{**}$	事業実施後の固形燃料 (RDF) 化処理における GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$PE_{i,y}^{**}$	事業実施後の焼却処理における GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$PE_{w,y}^{**}$	事業実施後の排水処理における GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)

※：事業内容に該当する項目のみを算出する。該当しない項目は 0 とする。

$PE_{EC,y}$ の算出

事業実施後の電力消費による GHG 排出量は、以下の式により求める。

$$PE_{EC,y} = EL_{PJ,y} \times EF_{PJ,y}$$

$EL_{PJ,y}$: 事業実施後の中間処理施設における電力消費量 (MWh/y)

$EF_{PJ,y}$: 電力の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/MWh)

$PE_{FC,y}$ の算出

事業実施後の燃料消費による GHG 排出量は、以下の式により求める。

$$PE_{FC,y} = \sum_i (FC_i \times NCV_i \times COEF_i)$$

FC_i : 事業実施後の中間処理施設における燃料消費量 (kL、m³、t 等/y)

NCV_i : 燃料 i の単位発熱量 (GJ/kL、m³、t 等)

$COEF_i$: 燃料毎の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/TJ)

(続き)

PE_{c,y}の算出

事業実施後のコンポスト化による GHG 排出量は、以下の式により求める。

$$PE_{c,y} = Q_{c,y} \times (EF_{c,N_2O} \times GWP_{N_2O} + EF_{c,CH_4} \times GWP_{CH_4})$$

- $Q_{c,y}$: コンポスト化される有機廃棄物の量 (t/y)
 EF_{c,N_2O} : コンポスト化における N₂O 排出係数 (t-N₂O/t-コンポスト)
 GWP_{N_2O} : N₂O の地球温暖化係数 (t-CO₂/t-N₂O)
 EF_{c,CH_4} : コンポスト化における CH₄ 排出係数 (t-CH₄/t-廃棄物)
 GWP_{CH_4} : CH₄ の地球温暖化係数 (t-CO₂/t-CH₄)

PE_{a,y}の算出

事業計画時における事業実施後の嫌気消化過程における GHG 排出量は、以下の式により求める。

$$PE_{a,y} = Q_{a,y} \times EF_{a,CH_4} \times GWP_{CH_4}$$

- $Q_{a,y}$: 嫌気消化した有機廃棄物の量 (t/y)
 EF_{a,CH_4} : 嫌気消化における CH₄ 排出係数 (t-CH₄/t-廃棄物)
 GWP_{CH_4} : CH₄ の地球温暖化係数 (t-CO₂/t-CH₄)

ただし、モニタリング時は、以下の式により求める。

$$PE_{a,y} = SG_{a,y} \times MC_{CH_4,a,y} \times GWP_{CH_4}$$

- $SG_{a,y}$: 施設からの排出ガスの総量 (m³/y)
 $MC_{CH_4,a,y}$: 嫌気消化における排出ガス中の CH₄ の測定濃度 (t-CH₄/m₃)
 GWP_{CH_4} : CH₄ の地球温暖化係数 (t-CO₂/t-CH₄)

PE_{g,y}の算出量 (PE_{r,y}、PE_{j,y} も同様に算出)

事業実施後のガス化に伴う GHG 排出量は、以下の式により求める。

$$PE_{g,y} = PE_{g,f,y} + PE_{g,s,y}$$

- $PE_{g,f,y}$: ガス化に伴う CO₂ 排出量 (t-CO₂/y)
 $PE_{g,s,y}$: ガス化に伴う N₂O、CH₄ 排出量 (t-CO₂/y)

PE_{g,y} は、以下の式により求める。

$$PE_{g,f,y} = A_i \times CCW_i \times FCF_i \times EF \times 44/12$$

- A_i : ガス化に供給される廃棄物 i の重量(t/y)
 CCW_i : 廃棄物 i 中の炭素含有割合 (-)
 FCF_i : 廃棄物 i 中の全炭素のうちの化石炭素の割合 (-)
 EF : 廃棄物 i の燃焼効率 (-)
 i : 廃棄物の種類

(続き)

 $PE_{g/r/i,s,y}$ は、以下の式により求める。

1)事業計画時

$$PE_{g,s,y} = Q_{BIO,y} \times (EF_{N_2O} \times GWP_{N_2O} + EF_{CH_4} \times GWP_{CH_4}) \times 10^{-3}$$

- $Q_{BIO,y}$: ガス化に供給される廃棄物の総量(t/y)
 EF_{N_2O} : 廃棄物の燃焼における N_2O 排出係数 (kg- N_2O /t)
 EF_{CH_4} : 廃棄物の燃焼における CH_4 排出係数 (kg- CH_4 /t)
 GWP_{N_2O} : N_2O の地球温暖化係数 (t- CO_2 /t- N_2O)
 GWP_{CH_4} : CH_4 の地球温暖化係数 (t- CO_2 /t- CH_4)

2)モニタリング時

$$PE_{g,s,y} = SG_{g,y} \times MC_{N_2O,g,y} \times GWP_{N_2O} + SG_{g,y} \times MC_{CH_4,g,y} \times GWP_{CH_4}$$

- $SG_{g,y}$: 施設からの排出ガスの総量 (m^3 /y)
 $MC_{N_2O,g,y}$: ガス化における排出ガス中の N_2O の測定濃度 (t- N_2O / m^3)
 $MC_{CH_4,g,y}$: ガス化における排出ガス中の CH_4 の測定濃度 (t- CH_4 / m^3)
 GWP_{N_2O} : N_2O の地球温暖化係数 (t- CO_2 /t- N_2O)
 GWP_{CH_4} : CH_4 の地球温暖化係数 (t- CO_2 /t- CH_4)

 $PE_{w,y}$ の算出量事業実施後の排水から発生する CH_4 による GHG 排出量は、以下の式により求める。

$$PE_{w,y} = Q_{COD,y} \times P_{COD,y} \times B_0 \times MCF_d \times GWP_{CH_4}$$

- $Q_{COD,y}$: 事業実施後の排水量 (m^3 /y)
 $P_{COD,y}$: 排水の化学的酸素要求量 (COD) (t-COD/ m^3)
 B_0 : 最大 CH_4 生成容量 (t- CH_4 /t-COD)
 MCF_d : 排水過程の CH_4 補正係数 (-)
 GWP_{CH_4} : CH_4 の地球温暖化係数 (t- CO_2 /t- CH_4)

23. 下水道・都市衛生/廃棄物の中間処理

4. 推計及び
モニタリン
グに必要な
データ

データの種類	データの内容	データの入手方法			
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
事業実施前において発生するメタンガス 前： MB _y	不確実性に関する調整係数 (Φ)	不確実性に関する調整係数 (-)	0.9 (算定ツール「Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site」のデフォルト値)		(算定に用いないため不要)
	酸化割合 OX	酸化分解性有機炭素の分解される割合 (-)	・0.1：土やコンポストなど CH ₄ を酸化する物質で覆土されている場合 ・0：上記以外 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste Table3.2		
	LFG 中のメタンの割合 (F)	処分場から排出する LFG 中のメタンの割合 (-)	0.5 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste		
	分解性有機炭素の割合 (DOC _p)	分解性有機炭素の分解される割合 (-)	0.5 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste		
	CH ₄ 補正係数 (MCF _p)	CH ₄ 補正係数 (-)	IPCC のデフォルト値 (別表 D-1 参照)		
	分解性有機炭素の割合 (DOC _j)	廃棄物 j の分解性有機炭素の割合 (-)	以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該地域、当該国における固有値 ii) IPCC のデフォルト値 (別表 D-2 参照)		
	分解速度 (k _j)	廃棄物 j の分解速度 (-)	以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該地域、当該国における固有値 ii) IPCC のデフォルト値 (別表 D-3 参照)		
	廃棄物の重量 (W _y)	事業実施後に発生する廃棄物の重量 (t/y)	以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該地域、当該国における固有値 ii) IPCC のデフォルト値 (別表 D-4 参照)	実測値	
廃棄物 j の組成割合 (重量ベース) (w _j)	固形廃棄物における廃棄物 j の組成割合 (重量ベース) (%)	以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該地域、当該国における固有値 ii) IPCC のデフォルト値 (別表 D-5 参照)	実測値		

23. 下水道・都市衛生/廃棄物の中間処理

(続き)

データの種類	データの内容	データの入手方法			
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
電力・熱供給に伴う排出量 前： $BE_{EN,y}$	発電量 ($EG_{d,y}$)	事業実施後における発電量 (MWh/y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)
	電力のCO ₂ 排出係数 CEF_d (= $EF_{PL,y}$)	一般的な発電所のCO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /MWh)	一般的な発電所の選定及び当該発電所の排出係数については、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビュー ii) 当該国の公表値		
	熱供給量 Q_y	事業実施後における熱供給量 (TJ/y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)
	単位発熱量 NCV_{fuel} (= NCV_i)	燃料の単位発熱量 (GJ/kL、m ³ 、t等)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該国の公表値 ii) IPCC ガイドラインのデフォルト値 (別表 D-7 参照)		
	CO ₂ 排出係数 EF_{fuel} (= $COEF_i$)	燃料のCO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該国の公表値 ii) IPCC ガイドラインのデフォルト値 (別表 D-8 参照)		
事業実施後の電力消費量 (後： $EL_{PJ,y}$)	事業実施後にメタン回収・発電施設等で消費する電力量 (MWh/y)	(算定に用いないため不要)	計画値	実測値	
事業実施後の燃料消費量 (後： FC_i)	事業実施後にメタン回収・発電施設等で消費する燃料量 (kL、m ³ 、t等/y)	(算定に用いないため不要)	計画値	実測値	
コンポスト化処理における排出量 後： $PE_{c,y}$	コンポスト化した有機廃棄物の量 ($Q_{c,y}$)	コンポスト化した有機廃棄物の量 (t/y)	(算定に用いないため不要)	計画値	実測値
	コンポスト化のN ₂ O排出係数 ($EF_{c,N2O}$)	コンポスト化におけるN ₂ O排出係数 (t-N ₂ O/t-廃棄物)		IPCC のデフォルト値 (別表 D-9 参照)	
	コンポスト化のCH ₄ 排出係数 ($EF_{c,CH4}$)	コンポスト化におけるCH ₄ 排出係数 (t-CH ₄ /t-廃棄物)		IPCC のデフォルト値 (別表 D-9 参照)	
嫌気消化処理における排出量 後： $PE_{a,y}$	嫌気消化した有機廃棄物の量 ($Q_{a,y}$)	嫌気消化した有機廃棄物の量 (t/y)	(算定に用いないため不要)	計画値	実測値
	嫌気消化のCH ₄ 排出係数 ($EF_{a,CH4}$)	嫌気消化におけるCH ₄ 排出係数 (t-CH ₄ /t-廃棄物)		IPCC のデフォルト値 (別表 D-9 参照)	(算定に用いないため不要)
	排出ガス量 ($SG_{a,y}$)	事業実施後における施設からの排出ガスの総量 (m ³ /y)		(算定に用いないため不要)	実測値
	CH ₄ の測定濃度 ($MC_{CH4,a,y}$)	事業実施後の嫌気消化における排出ガス中のCH ₄ の測定濃度 (t-CH ₄ /m ³)		(算定に用いないため不要)	実測値

23. 下水道・都市衛生/廃棄物の中間処理

(続き)

データの種類	データの内容	データの入手方法			
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
ガス化における排出量 (RDF化、焼却も同様) 後: $PE_{g,y}$	廃棄物 i の重量 (A_i)	ガス化に供給される廃棄物 i の重量(t/y)	(算定に用いないため不要)	計画値	実測値
	炭素含有割合 ($CCWi$)	廃棄物 i 中の炭素含有割合 (-)		IPCC のデフォルト値 (別表 D-2 参照)	実測値
	化石炭素の割合 ($FCFi$)	廃棄物 i 中の全炭素のうち化石炭素の割合 (-)		IPCC のデフォルト値 (別表 D-2 参照)	実測値
	燃焼効率 (EF)	廃棄物の燃焼効率 (-)		1 出典: 2006 IPCC Guidelines Vol. 5 Waste	実測値
	廃棄物の総量 ($Q_{BIO,y}$)	ガス化に供給される廃棄物の総量(t/y)		計画値	(算定に用いないため不要)
	N_2O 排出係数 (EF_{N_2O})	廃棄物の燃焼における N_2O 排出係数 (kg- N_2O /t)		IPCC のデフォルト値 (別表 D-11 参照)	(算定に用いないため不要)
	CH_4 排出係数 (EF_{CH_4})	廃棄物の燃焼における CH_4 排出係数 (kg- CH_4 /t)		IPCC のデフォルト値 (別表 D-12 参照)	(算定に用いないため不要)
	排出ガス量 ($SG_{g,y}$)	事業実施後における施設からの排出ガスの総量(m ³ /y)		(算定に用いないため不要)	実測値
	N_2O の測定濃度 (MC_{N_2O})	事業実施後のガス化における排出ガス中の N_2O の測定濃度 (t- N_2O /m ³)		(算定に用いないため不要)	実測値
	CH_4 の測定濃度 (MC_{CH_4})	事業実施後のガス化における排出ガス中の CH_4 の測定濃度 (t- CH_4 /m ³)		(算定に用いないため不要)	実測値
排水過程における排出量 後: $PE_{w,y}$	排水量 ($Q_{COD,y}$)	事業実施後の排水量 (m ³ /y)	(算定に用いないため不要)	計画値	実測値
	COD ($P_{COD,y}$)	排水の化学的酸素要求量 (t-COD/m ³)		計画値	実測値
	最大 CH_4 生成容量 (B_0)	最大 CH_4 生成容量 (t- CH_4 /t-COD)		0.265 (IPCC デフォルト値)	
	CH_4 補正係数 (MCF_d)	排水過程の CH_4 補正係数 (-)		当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該国の公表値 ii) IPCC ガイドラインのデフォルト値 (別表 D-10 参照)	

5. その他

(1)プロジェクトバウンダリー

GHG 推計の範囲は、廃棄物が中間処理及び埋立処分が行われるプロジェクト活動のサイト内とする。

(2)リーケージ

廃棄物利用におけるリーケージの可能性として、増加交通量に伴う排出量、焼却残さからの排出量、持続可能バイオマスのエンドユーザーからの排出量が考えられるが、これらの CO₂ 排出は事業規模に比して微小と判断されることが多いため、考慮しない。

(3)参考となる方法論と相違点

1) AM0025 (Ver.12) : Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes (代替的廃棄物処理工程による有機廃棄物からの排出回避)

- ・ 本推定式は、方法論「AM 0025」を基本とし一部簡略化したものである。

【相違点】

- ・ 電力の排出係数は、火力発電所によるグリッド電力を使用する際には、0.8t-CO₂/MWh を使用すべきとしているが、本推計式ではグリッド内の一般的な発電所 (1~2 箇所) の排出係数を使用している。
- ・ リーケージとして、増加交通量に伴う排出量、焼却残さからの排出量、持続可能バイオマスのエンドユーザーからの排出量、嫌気消化、ガス化、RDF・持続可能バイオマスの燃焼、コンポスト化の処理残さの最終処分に伴う排出量を考慮しているが、本推定式ではリーケージを考慮しない。

2) AMS-III.F. (Ver.10) : Avoidance of methane emission through composting (コンポスト化によるメタン発生回避)

【相違点】

- ・ コンポスト処理のみを対象としているが、本推定式ではコンポスト化、ガス化、嫌気性消化、焼却を伴わない RDF 化処理又は熱処理、焼却を対象としている。
- ・ 増加交通量に伴う CO₂ 排出量をプロジェクト排出量として考慮しているが、本推定式では考慮しない。
- ・ 電力の排出係数は、CM 排出係数 (※1) あるいは加重平均排出係数を使用しているが、本推計式では簡易的に求めるためにグリッド内の一般的な発電所 (1~2 箇所) の排出係数を使用している。
- ・ リーケージとして既存設備の他への移設あるいは他からの移設による排出量を考慮しているが、本推定式ではリーケージは考慮していない。

24. 下水道・都市衛生/廃水処理

<p>1. 典型的な 案件の概要</p>	<p>家庭や工場から出る廃水処理状況を改善することで、衛生環境を改善するとともに、廃水から発生する CH₄ を抑制し、温室効果ガス（GHG）排出量を削減する。また、新規あるいは既存の廃水処理施設において発生する CH₄ を回収・利用または破壊することで GHG 排出量を削減する。</p>
<p>2. 適用条件</p>	<p>○事業実施前の廃水及び汚泥処理システムは、好気性、または嫌気性の状況下で処理されている場合、及び処理していない場合を対象とする。 ○事業実施後の廃水及び汚泥処理システムは、好気性、または嫌気性の状況下で処理される場合を対象とする。</p>
<p>3. 推計方法</p>	<p>廃水処理による GHG 排出削減量は、廃水処理状況を改善しない状態（ベースライン）の排出量と、廃水処理状況を改善後（プロジェクト）の排出量の差分により求める。</p> $ER_y = BE_y - PE_y \quad (\text{t-CO}_2/\text{y})$ <p><i>ER_y</i> : y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/y) <i>BE_y</i> : y 年の廃水処理しない状態の GHG 排出量 (t-CO₂/y) (ベースライン排出量) <i>PE_y</i> : y 年の廃水処理した状態の GHG 排出量 (t-CO₂/y) (プロジェクト排出量)</p> <div style="border: 1px dashed gray; padding: 10px;"> <p><i>BE_y</i> : ベースライン排出量</p> <p><i>PE_y</i> : プロジェクト排出量</p> </div>

3. 推計方法
(続き)

(1)ベースライン排出量の算定

ベースライン排出量は、以下の合計により算定する。

- ・事業実施前の電力及び化石燃料の消費による GHG 排出量
- ・事業実施前の廃水処理による GHG 排出量
- ・事業実施前の汚泥処理による GHG 排出量
- ・事業実施前の河川・湖沼・海洋の処理済廃水の放水による GHG 排出量
- ・事業実施後に得られる発電及び熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量

$$BE_y = BE_{EC,y} + BE_{FC,y} + BE_{ww,t,y} + BE_{s,t,y} + BE_{ww,d,y} + BE_{s,f,y} + BE_{EN}$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 事業実施前の廃水処理が導入または改良されず、メタンが大気へ放出されている状態の GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$BE_{EC,y}$	事業実施前の電力消費による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$BE_{FC,y}$	事業実施前の化石燃料の消費による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$BE_{ww,t,y}$	事業実施前の廃水処理による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$BE_{s,t,y}$	事業実施前の汚泥処理による GHG 排出量
	$BE_{ww,d,y}$	事業実施前の海洋・河川・湖沼への廃水の放水による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$BE_{s,f,y}$	事業実施前の汚泥の腐敗による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y) 事業実施前において、以下の場合には本項目は無視する。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 汚泥が管理焼却される場合 ・ バイオガス回収を伴う埋立処分場に投棄される場合 ・ 土壌撒布に利用される場合
	BE_{EN}	事業実施後に得られる発電及び熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)

$BE_{EC,y}$ の算出

事業実施前の電力消費による GHG 排出量は、電力消費量に CO₂ 排出係数を乗じて求める。

$$BE_{EC,y} = EL_{BL,y} \times EF_{BL,y}$$

$EL_{BL,y}$: 事業実施前の廃水処理及び汚泥処理等における電力消費量 (MWh/y)

$EF_{BL,y}$: 電力の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/MWh)

$BE_{FC,y}$ の算出量

事業実施後の燃料消費による GHG 排出量は、燃料消費量に単位発熱量及び CO₂ 排出係数を乗じて求める。

$$BE_{FC,y} = \sum_i (FC_{BL,i} \times NCV_i \times COEF_i)$$

$FC_{BL,i}$: 事業実施前の廃水処理及び汚泥処理における燃料消費量 (kL、m³、t 等/y)

NCV_i : 燃料 i の単位発熱量 (GJ/kL、m³、t 等)

$COEF_i$: 燃料毎の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/TJ)

3. 推計方法
(続き) $BE_{ww,t,y}$ の算出

事業実施前の廃水処理過程において発生するメタンによる GHG 排出量は、廃水処理により除去される COD、廃水処理の CH_4 補正係数、廃水のメタン生成能力、モデル補正係数、 CO_2 換算係数により求める。

$$BE_{ww,y} = Q_{ww,t,BL,y} \times COD_{r,BL,y} \times MCF_{ww,t,y} \times B_{o,ww} \times UF_{BL} \times GWP_{CH_4}$$

$Q_{ww,t,BL,y}$: 事業実施前の処理廃水量 (m^3/y)

$COD_{r,BL,y}$: 事業実施前の廃水処理により除去される COD 濃度 ($t-COD/m^3$)

処理前後の廃水の COD の差として計測される。

$MCF_{ww,BL}$: 事業実施前の廃水処理の CH_4 補正係数

$B_{o,ww}$: 廃水のメタン生成能力 ($kg-CH_4/kg-COD$)

UF_{BL} : モデルの不確実性を考慮するためのモデル補正係数 (-) (=0.94)

GWP_{CH_4} : メタンの地球温暖化係数 (-) (=21)

 $BE_{s,t,y}$ の算出

事業実施前の汚泥処理過程において発生するメタンによる GHG 排出量は、汚泥量、汚泥処理のメタン補正係数、未処理汚泥中の分解性有機物の含有割合、バイオガスに異化される分解性有機物の含有割合、モデル補正係数、バイオガス中の CH_4 の含有割合により求める。

$$BE_{s,t,y} = S_{BL,y} \times MCF_{s,t,BL} \times DOC_s \times UF_{BL} \times DOC_F \times 16/12 \times GWP_{CH_4}$$

$S_{BL,y}$: 事業実施前の処理汚泥の乾燥重量 (t/y)

$MCF_{s,t,BL}$: 事業実施前の汚泥処理におけるメタン補正係数 (-)

DOC_s : 未処理汚泥の分解性有機物の含有割合 (乾燥重量ベース) (-)

UF_{BL} : モデルの不確実性を考慮するためのモデル補正係数 (-)

DOC_F : バイオガスに異化される分解性有機物 (DOC) の含有割合 (-)

F : バイオガス中の CH_4 の含有割合 (-)

GWP_{CH_4} : メタンの地球温暖化係数 (-) (=21)

事業実施前の排水処理システムが事業実施後の処理システムと異なる場合、事業実施前の汚泥生成率 (除去 COD の 1 単位当たりの生成される汚泥の量) は、事業実施後と大きく異なる可能性がある。このような場合は、以下に示すとおり、クレジット獲得期間中に生成される汚泥の量のモニタリングした結果の値を、事業実施前に生成される汚泥の量の推計に利用する。

$$S_{BL,y} = S_{PJ,y} \times \frac{SGR_{BL}}{SGR_{PJ}}$$

$S_{PJ,y}$: 事業実施後に処理される汚泥の乾燥重量 (t/y)

SGR_{BL} : 事業実施前の廃水処理による COD 除去量に対する汚泥生成割合
($t-汚泥/t-COD$)

SGR_{PJ} : 事業実施後の廃水処理による COD 除去量に対する汚泥生成割合
($t-汚泥/t-COD$)

3. 推計方法
(続き)**BE_{ww,d,y}の算出**

事業実施前の海洋・河川・湖沼への廃水の放水による GHG 排出量は、放水する廃水中の COD、モデル補正係数、放水経路の CH₄ 補正係数により求める。

$$BE_{ww,d,y} = Q_{ww,d,BL,y} \times GWP_{CH_4} \times B_{o,ww} \times UF_{BL} \times COD_{ww,d,BL,y} \times MCF_{ww,BL,d}$$

$Q_{ww,d,BL,y}$: 放水されている処理済及び未処理の廃水量 (m³/y)

UF_{BL} : モデルの不確実性を考慮に入れるための、モデル補正係数 (0.94)

$COD_{ww,d,BL,y}$: 事業実施前における海洋・河川・湖沼に放水される処理済及び未処理の廃水の COD 濃度 (t/m³)

$MCF_{ww,BL,d}$: 事業実施前での廃水の放水経路 (例: 海洋・河川・湖沼への放水) のメタン補正係数 (-)

GWP_{CH_4} : メタンの地球温暖化係数 (-) (=21)

$B_{o,ww}$: 廃水のメタン生成能力 (kg-CH₄/kg-COD)

BE_{s,f,y}の算出

事業実施前の汚泥の腐敗による GHG 排出量は、汚泥量、汚泥を受け入れる処分場のメタン補正係数、汚泥中の分解性有機物の含有割合、バイオガスに異化される分解性有機物の含有割合、モデル補正係数、バイオガス中の CH₄ の含有割合により求める。

$$BE_{s,f,y} = S_{f,BL,y} \times DOC_s \times UF_{BL} \times MCF_{s,BL,f} \times DOC_F \times F \times 16/12 \times GWP_{CH_4}$$

$S_{f,BL,y}$: 事業実施前の廃水処理により生成される汚泥の乾燥重量 (t/y)

UF_{BL} : モデルの不確実性を考慮に入れるための、モデル補正係数 (-)

$MCF_{s,BL,f}$: 事業実施前に最終汚泥を受け入れる廃棄物処分場のメタン補正係数 (-)

DOC_s : 未処理汚泥の分解性有機物の含有割合 (乾燥重量ベース) (-)

DOC_F : バイオガスに異化される分解性有機物 (DOC) の含有割合 (-)

F : バイオガス中の CH₄ の含有割合 (-)

GWP_{CH_4} : メタンの地球温暖化係数 (-) (=21)

BE_{EN,y}の算出

事業実施後に得られる発電及び熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量は、事業実施後の発電量 (MWh/y)、熱供給量 (TJ/y) 及びそれぞれの CO₂ 排出係数等により算出する。

$$\begin{aligned} BE_{EN,y} &= BE_{elec,y} + BE_{ther,y} \\ &\quad \text{(電力供給に伴う排出量)} \quad \text{(熱供給に伴う排出量)} \\ &= EG_{d,y} \times CEF_d + \frac{Q_y}{\varepsilon_b \cdot NCV_{fuel}} \times EF_{fuel,b} \end{aligned}$$

$BE_{elec,y}$: 事業実施後に得られる発電分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量 (t-CO₂/y)

$BE_{ther,y}$: 事業実施後に得られる熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量

$EG_{d,y}$: 事業実施後における発電量 (MWh/y)

CEF_d : 電力の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/MWh)

Q_y : 事業実施後における熱供給量 (TJ/y)

ε_b : 事業が実施されない場合のボイラーのエネルギー効率 (-)

ε_b は保守的に 1 とする。

NCV_{fuel} : 事業が実施されない場合に使用されるボイラー燃料の単位熱量 (GJ/kL、m³、t 等)

$EF_{fuel,b}$: 事業が実施されない場合に使用されるボイラー燃料の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/TJ)

3. 推計方法
(続き)

(2)プロジェクト排出量

プロジェクト排出量は、以下の合計により算定する。

- ・事業実施後の電力及び化石燃料の消費による GHG 排出量
- ・事業実施後の廃水処理による GHG 排出量
- ・事業実施後の汚泥処理による GHG 排出量
- ・事業実施後の河川・湖沼・海洋の処理済廃水の放水による GHG 排出量
- ・事業実施後の汚泥の腐敗による GHG 排出量

$$PE_y = PE_{EC,y} + PE_{FC,y} + PE_{ww,t,y} + PE_{s,t,y} + PE_{ww,d,y} + PE_{s,f,y}$$

種類	項目	内容
出力	PE_y	プロジェクト排出量： 事業実施後の廃水処理が導入または改良されず、メタンが大気へ放出されている状態の GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$PE_{EC,y}$	事業実施後の電力消費による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$PE_{FC,y}$	事業実施後の化石燃料の消費による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$PE_{ww,t,y}$	事業実施後の廃水処理による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y) 事業実施後において、処理過程で発生した CH ₄ が回収・利用または破壊される場合は、本項目は無視する。
	$PE_{s,t,y}$	事業実施後の汚泥処理による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y) 事業実施後において、処理過程で発生した CH ₄ が回収・利用または破壊される場合は、本項目は無視する。
	$PE_{ww,d,y}$	事業実施後の海洋・河川・湖沼に放水される処理済廃水または未処理廃水に含まれる分解性有機炭素による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$PE_{s,f,y}$	事業実施後の生成される汚泥の腐敗による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y) 事業実施後において、以下の場合には本項目は無視する。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 汚泥が管理焼却される場合 ・ バイオガス回収を伴う埋立処分場に投棄される場合 ・ 土壌撒布に利用される場合

$PE_{EC,y}$ の算出

事業実施後の電力消費による GHG 排出量は、電力消費量に CO₂ 排出係数を乗じて求める。

$$PE_{EC,y} = EL_{PJ,y} \times EF_{PJ,y}$$

$EL_{PJ,y}$: 事業実施後の廃水処理及び汚泥処理等における電力消費量 (MWh/y)

$EF_{PJ,y}$: 電力の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/MWh)

$PE_{FC,y}$ の算出量

事業実施後の燃料消費による GHG 排出量は、燃料消費量に単位発熱量及び CO₂ 排出係数を乗じて求める。

$$PE_{FC,y} = \sum_i (FC_{PJ,y} \times NCV_i \times COEF_i)$$

$FC_{PJ,i}$: 事業実施後の排水処理及び汚泥処理における燃料消費量 (kL、m³、t 等/y)

NCV_i : 燃料 i の単位発熱量 (GJ/kL、m³、t 等)

$COEF_i$: 燃料毎の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/TJ)

3. 推計方法
(続き)PE_{ww,t,y}の算出

事業実施後の廃水処理過程において発生するメタンによる GHG 排出量は、廃水処理により除去される COD、廃水処理の CH₄ 補正係数、廃水のメタン生成能力、モデル補正係数、CO₂ 換算係数により求める。

$$PE_{ww,t,y} = Q_{ww,t,PJ,y} \times COD_{r,PJ,y} \times MCF_{ww,t,y} \times B_{0,ww} \times UF_{PJ} \times GWP_{CH4}$$

$Q_{ww,t,PJ,y}$: 事業実施後の処理廃水量 (m³/y)

$COD_{r,PJ,y}$: 事業実施後の廃水処理により除去される化学的酸素要求量 (t-COD/m³)。

処理前後の廃水の COD の差として計測される。

$MCF_{ww,t,y}$: 事業実施後の廃水処理の CH₄ 補正係数

$B_{0,ww}$: 廃水のメタン生成能力 (kg-CH₄/kg-COD)

UF_{PJ} : モデルの不確実性を考慮するためのモデル補正係数 (-) (=0.94)

GWP_{CH4} : メタンの地球温暖化係数 (-) (=21)

PE_{s,t,y}の算出

事業実施後の汚泥処理過程において発生するメタンによる GHG 排出量は、汚泥量、汚泥処理のメタン補正係数、未処理汚泥中の分解性有機物の含有割合、バイオガスに異化される分解性有機物の含有割合、モデル補正係数、バイオガス中の CH₄ の含有割合により求める。

$$PE_{s,t,y} = S_{PJ,y} \times MCF_{s,t,PJ} \times DOC_s \times UF_{PJ} \times DOC_F \times F \times 16/12 \times GWP_{CH4}$$

$S_{PJ,y}$: 事業実施後の処理汚泥の乾燥重量 (t/y)

$MCF_{s,t,PJ}$: 事業実施後の汚泥処理におけるメタン補正係数 (-)

DOC_s : 未処理汚泥の分解性有機物の含有割合 (乾燥重量ベース) (-)

UF_{PJ} : モデルの不確実性を考慮するためのモデル補正係数 (-)

DOC_F : バイオガスに異化される分解性有機物 (DOC) の含有割合 (-)

F : バイオガス中の CH₄ の含有割合 (-)

GWP_{CH4} : メタンの地球温暖化係数 (-) (=21)

汚泥をコンポスト化処理する場合、 $BE_{s,t,y}$ は以下の式により求める。

$$PE_{s,t,y} = S_{PJ,y} \times EF_C \times GWP_{CH4}$$

EF_C : 汚泥のコンポスト化の CH₄ 排出係数 (t-CH₄/t-汚泥)

$S_{PJ,y}$: 事業実施後の処理汚泥の乾燥重量 (t/y)

GWP_{CH4} : メタンの地球温暖化係数 (-) (=21)

PE_{ww,d,y}の算出

事業実施後の海洋・河川・湖沼に放水される廃水中の分解性有機炭素による GHG 排出量は、放水する廃水中の COD、モデル補正係数、放水経路の CH₄ 補正係数により以下の式により求める。

$$PE_{ww,d,y} = Q_{ww,d,PJ,y} \times GWP_{CH4} \times B_{0,ww} \times UF_{PJ} \times COD_{ww,d,PJ,y} \times MCF_{ww,PJ,d}$$

$Q_{ww,d,PJ,y}$: 放水される処理済及び未処理の廃水量 (m³/y)

GWP_{CH4} : メタンの地球温暖化係数 (-) (=21)

$B_{0,ww}$: 廃水のメタン生成能力 (kg-CH₄/kg-COD)

UF_{PJ} : モデルの不確実性を考慮に入れるための、モデル補正係数 (0.94)

$COD_{ww,d,PJ,y}$: 事業実施後における海洋・河川・湖沼に放水される処理済及び未処理の廃水の COD 濃度 (t/m³)

$MCF_{ww,PJ,d}$: 事業実施後での廃水の放水経路 (例: 海洋・河川・湖沼への放水) のメタン補正係数 (-)

3. 推計方法
(続き)PE_{s,fy}の算出

事業実施後の汚泥の腐敗による GHG 排出量は、汚泥量、汚泥を受け入れる処分場のメタン補正係数、汚泥中の分解性有機物の含有割合、バイオガスに異化される分解性有機物の含有割合、モデル補正係数、バイオガス中の CH₄ の含有割合により求める。

$$PE_{s,fy} = S_{f,PJy} \times DOC_s \times UF_{PJ} \times MCF_{s,PJf} \times DOC_F \times F \times 16/12 \times GWP_{CH4}$$

- $S_{f,PJy}$: 事業実施後の廃水処理により生成される汚泥の乾燥重量 (t/y)
 $MCF_{s,PJf}$: 事業実施後に最終汚泥を受け入れる廃棄物処分場のメタン補正係数 (-)
 UF_{PJ} : モデルの不確実性を考慮に入れるための、モデル補正係数 (-)
 DOC_s : 未処理汚泥の分解性有機物の含有割合 (乾燥重量ベース) (-)
 DOC_F : バイオガスに異化される分解性有機物 (DOC) の含有割合 (-)
 F : バイオガス中の CH₄ の含有割合 (-)
 GWP_{CH4} : メタンの地球温暖化係数 (-) (=21)

24. 下水道・都市衛生/廃水処理

データの種類		データの内容	データの入手方法			
			ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
			事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
電力消費による排出量	電力消費量 (前: $EL_{BL,y}$) (後: $EL_{PJ,y}$)	メタン回収・発電施設等で消費する電力量 (MWh/y)	実測値	実測値	計画値	実測値
	電力の CO ₂ 排出係数 $EF_{BL,y} = CEF_d$ ($= EF_{PJ,y}$)	一般的な発電所の CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /MWh)	一般的な発電所の選定及び当該発電所の排出係数については、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビュー ii) 当該国の公表値			
燃料の消費による排出量	燃料消費量 (前: $FC_{BL,i}$) (後: $FC_{PJ,i}$)	メタン回収・発電施設等で消費する燃料 (kL, m ³ , t 等/y)	実測値	実測値	計画値	実測値
	単位発熱量 $NCV_i (= NCV_{fuel})$	燃料毎の単位発熱量 (GJ/kL, m ³ , t 等)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該国の公表値 ii) IPCC のデフォルト値 (別表 D-7、D-8 参照)			
	CO ₂ 排出係数 $COEF_i (= EF_{fuel})$	燃料毎の CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)				
排水処理における排出量 前: $BE_{ww,t,y}$ 後: $PE_{ww,t,y}$	排水量 (前: $Q_{ww,t,BL,y}$) (後: $Q_{ww,t,PJ,y}$)	処理される排水量 (m ³ /y)	実測値	実測値	計画値	実測値
	排水処理により除去される COD 量 (前: $COD_{r,BL,y}$) (後: $COD_{r,PJ,y}$)	排水処理により除去される化学的酸素要求量 (t-COD/m ³)	実測値	実測値	計画値	実測値
	排水処理のメタン補正係数 (前: $MCF_{ww,BL}$) (後: $MCF_{ww,PJ}$)	排水処理のメタン補正係数 (-)	IPCC のデフォルト値 (別表 D-10 参照)			
	排水のメタン生成能力 ($B_{o,ww}$)	排水のメタン生成能力 (kg-CH ₄ /kg-COD)	家庭廃水: 0.25 出典: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste			
汚泥処理における排出量 前: $BE_{s,t,y}$ 後: $PE_{s,t,y}$	汚泥の乾燥重量 (前: $S_{BL,y}$) (後: $S_{PJ,y}$)	処理される汚泥の乾燥重量 (t/y)	実測値	実測値	計画値	実測値
	未処理汚泥の分解性有機含有量 (DOC_s)	未処理汚泥の分解性有機含有量 (乾燥重量ベース) (-)	固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該国の公表値 ii) IPCC のデフォルト値 (別表 D-14 参照)			
	汚泥処理におけるメタン補正係数 (前: $MCF_{s,t,BL}$) (後: $MCF_{s,t,PJ}$)	汚泥処理におけるメタン補正係数 (-)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該国の公表値 ii) IPCC ガイドラインのデフォルト値 (別表 D-10 参照)			
	分解性有機物含有割合 (DOC_f)	バイオガスに異化される分解性有機物 (DOC) 含有割合 (-)	0.5 出典: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste			
	メタンの含有割合 (F)	バイオガス中のメタンの割合 (-)	0.5 出典: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste			

24. 下水道・都市衛生/廃水処理

データの種類		データの内容	データの入手方法			
			ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
			事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
排出量 汚泥処理 前： $BE_{s,t,y}$ 後： $PE_{s,t,y}$	処理される汚泥の乾燥重量 ($S_{PJ,y}$)	事業実施後に処理される汚泥の乾燥重量 (t/y)	(算定に用いないため不要)		計画値	実測値
	排水処理による汚泥生成割合 (前： SGR_{BL}) (後： SGR_{PJ})	排水処理による COD 除去量に対する汚泥生成割合 (t-汚泥/t-COD)	実測値	実測値	計画値	実測値
	コンポスト化における排出係数 (後： EF_C)	汚泥のコンポスト化にかかる排出係数 (乾燥重量ベース) (t-CH ₄ /t-汚泥)	当該施設または国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該施設の計測値 ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドラインのデフォルト値 (別表 D-9 参照)			
放水量 河川等への排水の排出量 前： $BE_{ww,d,y}$ 後： $PE_{ww,d,y}$	放水される排水の量 (前： $Q_{ww,d,BL,y}$) (後： $Q_{ww,d,PJ,y}$)	放水される処理済排水または未処理排水の量 (m ³ /y)	実測値	実測値	計画値	実測値
	排水のメタン生成能力 ($B_{o,ww}$)	排水のメタン生成能力 (kg-CH ₄ /kg-COD)	家庭排水：0.25 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste			
	河川等へ放水する排水の COD (前： $COD_{ww,d,BL,y}$) (後： $COD_{ww,d,PJ,y}$)	海洋・河川・湖沼に放水される処理済排水または COD 濃度 (t/m ³)	実測値	実測値	計画値	実測値
	放水経路に基づくメタン補正係数 (前： $MCF_{ww,BL,d}$) (後： $MCF_{ww,PJ,d}$)	排水の放水経路 (例：海洋・河川・湖沼) に基づくメタン補正係数 (-)	IPCC のデフォルト値 (別表 D-10 参照)			
汚泥の腐敗による排出量 前： $BE_{s,f,y}$ 後： $PE_{s,f,y}$	汚泥の乾燥重量 (前： $S_{f,BL,y}$) (後： $S_{f,PJ,y}$)	埋立処分される汚泥の乾燥重量 (t/y)	実測値	実測値	計画値	実測値
	未処理汚泥の分解性有機含有量 (DOC_s)	未処理汚泥の分解性有機含有量 (乾燥重量ベース) (-)	固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該国の公表値 ii) IPCC のデフォルト値 (別表 D-14 参照)			
	処分場のメタン補正係数 (前： $MCF_{s,BL,f}$) (後： $MCF_{s,PJ,f}$)	汚泥を受け入れる処分場のメタン補正係数 (-)	IPCC のデフォルト値 (別表 D-1)			
	分解性有機物含有割合 (DOC_F)	バイオガスに異化される分解性有機物 (DOC) 含有割合 (-)	0.5 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste			
	メタンの含有割合 (F)	バイオガス中のメタンの割合 (-)	0.5 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste			
電力供給出力に伴う熱 前： $BE_{EN,y}$	発電量 ($EG_{elec,y}$)	事業実施後における発電量 (MWh/y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)	
	熱供給量 (Q_y)	事業実施後における熱供給量 (TJ/y)	計画値	実測値	(算定に用いないため不要)	

(続き)

データの種類	データの内容	データの入手方法			
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
モデル補正係数 (前: UF_{BL}) (後: UF_{PJ})	モデルの不確実性を考慮するためのモデル補正係数 (-)	0.94 (FCCC/SBSTA/2003/10/Add.2 のデフォルト値)		1.06 (FCCC/SBSTA/2003/10/Add.2 のデフォルト値)	
CH ₄ の地球温暖化係数 GWP_{CH4}	CH ₄ の地球温暖化係数 (-)	21 出典: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste			
N ₂ Oの地球温暖化係数 GWP_{N2O}	N ₂ Oの地球温暖化係数 (-)	310 出典: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste			

5. その他

(1)プロジェクトバウンダリー

GHG 推計の範囲は、廃水及び汚泥の処理が行われるプロジェクト活動のサイト内とする。

(2)リーケージ

事業実施によるリーケージの可能性として、他の場所から設備を移転する場合、または既存設備を他の場所に移転する場合の GHG 排出量が考えられるが、本推定式では設備の移転は想定していないため、リーケージとして考慮しない。

(3)参考となる方法論と相違点

1) AMS III.H (Ver.16.0) : Methane recovery in wastewater treatment (廃水処理におけるメタン回収)

- 本推定式は、方法論「AMS III.H」を基本とし一部簡略化したものである。

【相違点】

- 電力の排出係数については、グリッド電力のみ使用している場合には、CDM 方法論“Tool to calculate the emission factor for an electricity system”による計算、いくつかのデフォルト値などの選択肢から選択することとしているが、本推計式ではグリッド内の一般的な発電所（1～2 箇所）の排出係数を使用している。
- リーケージとして他の場所から設備を移転する場合、または既存設備を他の場所に移転する場合の GHG 排出量を考慮しているが、本推定式ではリーケージは考慮していない。
- プロジェクト排出量に事業実施後のメタンの焼却、フレアの不完全性による GHG 排出量、バイオマスの嫌氣的条件下での保管による GHG 排出量を考慮しているが、本推定式では考慮していない。

2) AMS-III.I (Ver.8.0) : Avoidance of methane production in wastewater treatment through replacement of anaerobic systems by aerobic systems (嫌気性ラグーン処理から好気性システムへの転換を通じた廃水処理におけるメタン生成回避)

【相違点】

- 事業実施前は嫌気性処理、事業実施後は好気性処理と対象を限定しているが、本推定式は事業実施前後ともに好気性、嫌気性処理の両方を対象としている。
- 電力の排出係数は、CM 排出係数（※1）あるいは加重平均排出係数を使用しているが、本推計式では簡易的に求めるためにグリッド内の一般的な発電所（1～2 箇所）の排出係数を使用している。
- リーケージとして他の場所から設備を移転する場合、または既存設備を他の場所に移転する場合の GHG 排出量を考慮しているが、本推定式ではリーケージは考慮していない。

※1: CM 排出係数は、CDM 方法論の” Tool to calculate the Emission Factor for an electricity system”により、既存の発電所 (OM) と近年建設された発電所 (BM) の排出係数の組み合わせで算出されるグリッド平均排出係数である。

(続き)

3) ACM0014 (Ver.0.4.1.0) : Mitigation of greenhouse gas emissions from treatment of industrial wastewater
(産業廃水処理からの温室効果ガス排出量の削減)

【相違点】

- ・ 事業実施後の廃水処理において発生するバイオガスはフレア処理または発電または熱供給されることを適応条件としており、廃水処理における CH₄ 発生による GHG 排出量を考慮していないが、本推定式では廃水処理において発生するバイオガスの処理方法を限定していないため、廃水処理における CH₄ 発生による GHG 排出量を考慮している。
- ・ 電力の排出係数は、自家発電している場合はグリッド電力の排出係数と比較して小さい方を採用している。グリッド電力の排出係数は、CDM 方法論の” Tool to calculate the Emission Factor for an electricity system” によるとしている。本推計式では、簡易的に求めるためにグリッド内の一般的な発電所（1～2 箇所）の排出係数を使用している。
- ・ 処理後に発生する最終汚泥は、明らかに好気的な状況で処理されることを適応条件とし、最終汚泥に腐敗による GHG 排出量は考慮していないが、本推定式では最終汚泥の処理方法を限定していないため、最終汚泥に腐敗による GHG 排出量を考慮している。

4) AM0080 (ver01) : Mitigation of greenhouse gases emissions with treatment of wastewater in aerobic wastewater treatment plants (好気的廃水処理施設における廃水処理に伴う温室効果ガス排出の削減)

【相違点】

- ・ 事業実施前後の汚泥の輸送による GHG 排出量、及び事業実施後の汚泥処理における N₂O の発生による GHG 排出量を考慮しているが、本推定式では考慮していない。
- ・ 電力の排出係数については、グリッド電力のみ使用している場合には、CDM 方法論 “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” による計算、いくつかのデフォルト値などの選択肢から選択することとしているが、本推計式ではグリッド内の一般的な発電所（1～2 箇所）の排出係数を使用している。

25. 下水道・都市衛生/下水道

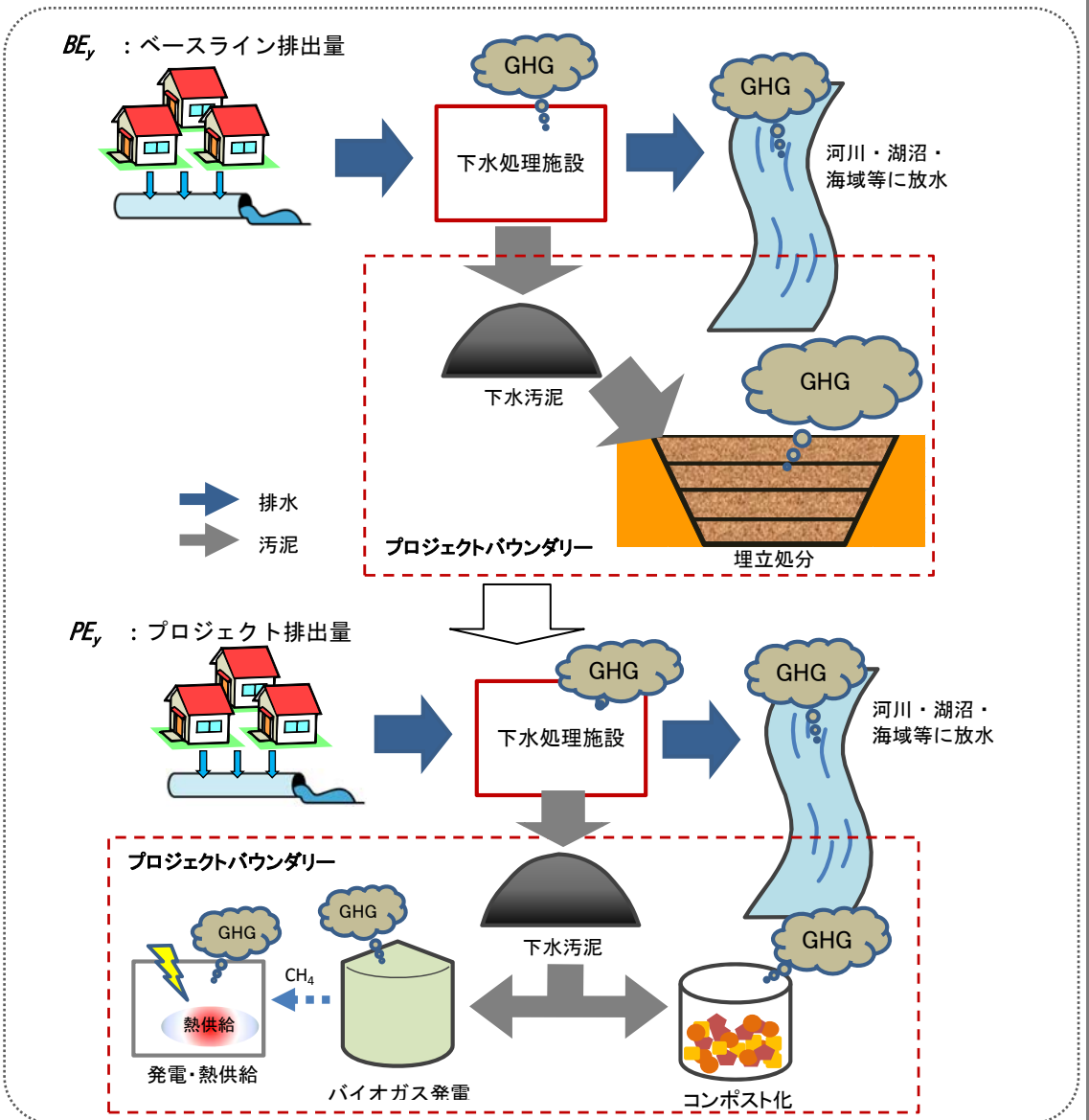
1. 典型的な 案件の概要	下水汚泥をバイオガス発電・コンポスト化することで、下水汚泥の腐敗により発生する CH ₄ を抑制し、温室効果ガス (GHG) 排出量を削減する。
2. 適用条件	<p>○事業実施前では、下水汚泥が嫌気性状況下で腐敗し、CH₄ が発生している場合を対象とする。</p> <p>○事業実施後では、下水汚泥がコンポスト化され、生成したコンポストは好気的状況で利用される場合を対象とする。</p> <p>○事業実施に伴う設備の移転はないものと想定する。</p>
3. 推計方法	下水汚泥のバイオガス発電・コンポスト化による GHG 排出削減量は、下水汚泥のバイオガス発電・コンポスト化しない状態 (ベースライン) の排出量と、下水汚泥のバイオガス発電・コンポスト化後 (プロジェクト) の排出量の差分により求める。

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (\text{t-CO}_2/\text{y})$$

ER_y : y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/y)

BE_y : y 年の下水汚泥をバイオガス発電・コンポスト化しない状態の GHG 排出量 (t-CO₂/y)
(ベースライン排出量)

PE_y : y 年の下水汚泥をバイオガス発電・コンポスト化した状態の GHG 排出量 (t-CO₂/y)
(プロジェクト排出量)



3. 推計方法
(続き)

(1)ベースライン排出量の算定

ベースライン排出量は、以下の合計により算定する。

- ・事業実施前の下水汚泥の腐敗による GHG 排出量
- ・事業実施後に得られる発電及び熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量

$$BE_y = BE_{CH_4,S,y} - MD_{reg,y} + BE_{EN,y}$$

種類	項目	内容
出力	BE_y	ベースライン排出量： 事業実施前の下水汚泥をコンポスト化しない状態の GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
入力	$BE_{CH_4,S,y}$	事業実施前の下水汚泥の腐敗による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)。
	$MD_{reg,y}$	事業実施前において下水汚泥の腐敗により発生する CH ₄ のうち、法規制等により燃焼されている CH ₄ 量 (t-CO ₂ /y)。
	$BE_{EN,y}$	事業実施後に得られる発電及び熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)

 $BE_{CH_4,S,y}$ の算出

事業実施前において発生する下水汚泥の腐敗による GHG 排出量は、下水汚泥量、下水汚泥を受け入れる処分場の CH₄ 補正係数、下水汚泥中の分解性有機物の含有割合、バイオガスに異化される分解性有機物の含有割合、モデル補正係数、バイオガス中の CH₄ の含有割合により求める。

$$BE_{CH_4,S,y} = S_{PL,y} \times DOC_s \times MCF_S \times DOC_F \times F \times UF_{BL} \times 16/12 \times GWP_{CH_4}$$

- $S_{PL,y}$: 事業実施後にコンポスト化する下水汚泥の乾燥重量 (t/y)
 DOC_s : 未処理汚泥の分解性有機物の含有割合 (乾燥重量ベース) (-)
 MCF_S : 事業実施前に下水汚泥を受け入れる廃棄物処分場の CH₄ 補正係数 (-)
 DOC_F : バイオガスに異化される分解性有機物の含有割合 (-)
 F : バイオガス中の CH₄ の割合 (-)
 UF_{BL} : モデルの不確実性を考慮に入れるための、モデル補正係数 (-)
 GWP_{CH_4} : メタンの CO₂ 換算係数 (-) (=21)

 $MD_{reg,y}$ の算出

事業実施前における国の規制等によるメタンの分解燃焼による GHG 削減量は、処分場におけるメタンの発生量 $BE_{CH_4,S,y}$ に分解燃焼している割合を乗じて求める。

$$MD_{reg,y} = BE_{CH_4,S,y} \times AF$$

- $BE_{CH_4,S,y}$: 事業実施前の下水汚泥の腐敗による GHG 排出量 (t-CO₂/y)
 AF : 事業実施前に国の規制や基準等により分解燃焼されているメタンの割合 (-)
 発展途上国では規制や基準等がない場合が多い。規制等がない場合は 0 とする。

3. 推計方法
(続き) $BE_{EN,y}$ の算出

事業実施後に得られる発電量及び熱供給分のエネルギーを得るために消費する電力等による GHG 排出量は、事業実施後の発電量 (MWh/y)、熱供給量 (TJ/y) 及びそれぞれの CO₂ 排出係数等により算出する。

$$BE_{EN,y} = \begin{array}{l} BE_{elec,y} \quad + \quad BE_{ther,y} \\ \text{(電力供給に伴う排出量)} \quad \text{(熱供給に伴う排出量)} \\ = \quad EG_{d,y} \times CEF_d \quad + \quad \frac{Q_y}{\varepsilon_b \cdot NCV_{fuel}} \times EF_{fuel,b} \end{array}$$

$BE_{elec,y}$: 事業実施後に得られる発電分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量 (t-CO₂/y)

$BE_{ther,y}$: 事業実施後に得られる熱供給分のエネルギーを従来の方法で生産した場合の GHG 排出量 (t-CO₂/y)

$EG_{d,y}$: 事業実施後における発電量 (MWh/y)

CEF_d : 電力の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/MWh)

Q_y : 事業実施後における熱供給量 (TJ/y)

ε_b : 事業が実施されない場合のボイラーのエネルギー効率 (-)

ε_b は安全側として 1 とする。

NCV_{fuel} : 事業が実施されない場合に使用されるボイラー燃料の単位熱量 (GJ/kL、m³、t 等)

$EF_{fuel,b}$: 事業が実施されない場合に使用されるボイラー燃料の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/TJ)

3. 推計方法
(続き)

(2)プロジェクト排出量

プロジェクト排出量は、以下の合計により算定する。

- ・事業実施後の電力及び化石燃料の消費による GHG 排出量
- ・事業実施後の下水汚泥のコンポスト化による GHG 排出量

$$PE_y = PE_{EC,y} + PE_{FC,y} + PE_{C,y}$$

種類	項目	内容
出力	PE_y	プロジェクト排出量： 事業実施後の廃水処理が導入または改良されず、 CH_4 が大気へ放出されている状態の GHG 排出量(t-CO ₂ /y)
入力	$PE_{EC,y}$	事業実施後の電力消費による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$PE_{FC,y}$	事業実施後の化石燃料の消費による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)
	$PE_{C,y}$	事業実施後の下水汚泥のコンポスト化による GHG 排出量 (t-CO ₂ /y)

 $PE_{EC,y}$ の算出

事業実施後の電力消費による GHG 排出量は、電力消費量に CO₂ 排出係数を乗じて求める。

$$PE_{EC,y} = EL_{PJ,y} \times EF_{PJ,y}$$

$EL_{PJ,y}$: 事業実施後のコンポスト化における電力消費量 (MWh)

$EF_{PJ,y}$: 電力の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/MWh)

 $PE_{FC,y}$ の算出量

事業実施後の燃料消費による GHG 排出量は、燃料消費量に単位発熱量及び CO₂ 排出係数を乗じて求める。

$$PE_{FC,y} = \sum_i (FC_i \times NCV_i \times COEF_i)$$

FC_i : 事業実施後のコンポスト化における燃料消費量 (kL、m³、t 等/y)

NCV_i : 燃料 i の単位発熱量 (GJ/kL、m³、t 等)

$COEF_i$: 燃料毎の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/TJ)

 $PE_{C,y}$ の算出

事業実施後の下水汚泥のコンポスト化による GHG 排出量は、下水汚泥量にコンポスト化の CH₄ 排出係数及び CH₄ の CO₂ 換算係数を乗じて求める。

$$PE_{C,y} = S_{PJ,y} \times EF_C \times GWP_{CH_4}$$

$S_{PJ,y}$: 事業実施後にコンポスト化する下水汚泥の乾燥重量 (t)

EF_C : 下水汚泥のコンポスト化の CH₄ 排出係数 (t-CH₄/t-汚泥)

GWP_{CH_4} : CH₄ の地球温暖化係数 (-) (=21)

25. 下水道・都市衛生/下水道

データの種類		データの内容	データの入手方法			
			ベースライン排出量		プロジェクト排出量	
			事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後
汚泥の乾燥重量 ($S_{PJ,y}$)		コンポスト化される下水汚泥の乾燥重量 (t/y)	計画値	実測値	計画値	実測値
下水汚泥の腐敗による排出量 前： $BE_{CH_4,S,y}$	未処理汚泥の分解性有機含有量 (DOC_s)	未処理汚泥の分解性有機含有量 (乾燥重量ベース) (-)	固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該国の公表値 ii) IPCC のデフォルト値 (別表 D-14 参照)		(算定に用いないため不要)	
	処分場の CH_4 補正係数 (前： MCF_S)	汚泥を受け入れる廃棄物処分場の CH_4 補正係数 (-)	IPCCのデフォルト値 (別表D-1 参照)			
	分解性有機物含有割合 (DOC_F)	バイオガスに異化される分解性有機物の含有割合 (-)	0.5 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste			
	CH_4 の含有割合 (F)	バイオガス中の CH_4 の割合 (-)	0.5 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste			
	モデル補正係数 (前： UF_{BL})	モデルの不確実性を考慮するためのモデル補正係数 (-)	0.94 (FCCC/SBSTA/2003/10/Add.2 のデフォルト値)		(算定に用いないため不要)	
電力・熱供給に相当する分の排出量 前： $BE_{EN,y}$	発電量 ($EG_{d,y}$)	事業実施後における発電量 (MWh/y)	計画値		実測値	
	電力の CO_2 排出係数 CEF_d ($=EF_{PJ,y}$)	一般的な発電所の CO_2 排出係数 (t- CO_2 /MWh)	一般的な発電所の選定及び当該発電所の排出係数については、以下の順でデータの入手可能性を検証し用いる。 i) 電力運営管理主体のインタビュー ii) 当該国の公表値			
	熱供給量 Q_y	事業実施後における熱供給量 (TJ/y)	計画値		実測値	
	単位発熱量 NCV_{fuel} ($=NCV_i$)	燃料の単位発熱量 (GJ/kL、 m^3 、t 等)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該国の公表値 ii) IPCC ガイドラインのデフォルト値 (別表 D-7 参照)			
	CO_2 排出係数 EF_{fuel} ($=COEF_i$)	燃料の CO_2 排出係数 (t- CO_2 /TJ)	当該国固有のデータ・情報を使って計算することが望ましいため、以下の順でデータの入手可能性を検証し、用いる。 i) 当該国の公表値 ii) IPCC ガイドラインのデフォルト値 (別表 D-8 参照)			

25. 下水道・都市衛生/下水道

(続き)						
データの種類	データの内容	データの入手方法				
		ベースライン排出量		プロジェクト排出量		
		事業実施前	事業実施後	事業実施前	事業実施後	
排出量 による 燃料消費 後： $PE_{EC,y}$	電力消費量 (後： $EL_{PJ,y}$)	CH_4 回収・発電施設等 で消費する電力量 (MWh/y)	(算定に用いないため不要)		計画値	実測値
排出量 による 化石燃料 の消費 後： $PE_{FC,y}$	化石燃料消費量 (後： $FC_{PJ,i}$)	CH_4 回収・発電施設等 で消費する燃料量 (kL、 m^3 、t等/y)	(算定に用いないため不要)		計画値	実測値
排出量 による コンポスト化 後： $PE_{C,y}$	コンポスト化にお ける排出係数 (EF_C)	汚泥のコンポスト化 にかかる排出係数(乾 燥重量ベース) (t- CH_4 /t-汚泥)	(算定に用いないため不要)		当該施設または国固有のデー タ・情報を使って計算するこ とが望ましいため、以下の順 でデータの入手可能性を検証 し、用いる。 i) 当該施設の計測値 ii) 当該国の公表値 iii) IPCC ガイドラインのデフ ォルト値 (0.01)	
CH_4 の地球温暖化係数 GWP_{CH_4}	CH_4 の地球温暖化係数 (-)	21 出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste				

5. その他	<p>(1)プロジェクトバウンダリー GHG 推計の範囲は、汚泥の処理が行われるプロジェクト活動のサイト内とする。</p> <p>(2)リーケージ 事業実施によるリーケージの可能性として、他の場所から設備を移転する場合、または既存設備を他の場所に移転する場合の GHG 排出量が考えられるが、本推定式では設備の移転は想定していないため、リーケージとして考慮しない。</p> <p>(3)参考となる方法論と相違点</p> <p>1)AMS-III.F (Ver.10.0) : Avoidance of methane emissions through composting (コンポスト化によるメタン排出の回避) 【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 事業実施前の CH₄ の発生要因 (コンポスト化の原料) として糞尿も対象としているが、本推定式は下水汚泥のみを対象としている。 電力の排出係数は、CM 排出係数 (※1) あるいは加重平均排出係数を使用するとしているが、本推計式では簡易的に求めるためにグリッド内の一般的な発電所 (1~2 箇所) の排出係数を使用している。 事業実施後の生成したコンポストの輸送、廃水の放水、コンポストや処理残さの腐敗による GHG 排出量をプロジェクト排出量に考慮しているが、本推定式では考慮していない。 リーケージとして他の場所から設備を移転する場合、または既存設備を他の場所に移転する場合の GHG 排出量を考慮しているが、本推定式ではリーケージは考慮していない。 <p>※1 : CM 排出係数は、CDM 方法論の” Tool to calculate the Emission Factor for an electricity system” により、既存の発電所 (OM) と近年建設された発電所 (BM) の排出係数の組み合わせで算出されるグリッド平均排出係数である。</p> <p>2)AM0025 (Ver.12.0) : Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes (代替的廃棄物処理工程による有機廃棄物からの排出回避) 【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 事業実施前の CH₄ の発生要因 (コンポスト化の原料) として有機廃棄物全般を対象としているが、本推定式は下水汚泥のみを対象としている。 電力の排出係数は、火力発電所によるグリッド電力を使用する際には、0.8t-CO₂/MWh を使用すべきとしているが、本推計式ではグリッド内の一般的な発電所 (1~2 箇所) の排出係数を使用している。 腐敗による CH₄ の発生及び排出抑制の手段として、メタン回収・フレア処理・発電・熱供給・焼却・RDF 化・コンポスト化等を対象としているが、本推定式では、コンポスト化のみを対象としている。 リーケージとして、交通量の増加、及び処理残さの腐敗による GHG 排出量を考慮しているが、本推定式ではリーケージは考慮していない。 <p>3)AM0039 (Ver. 02) Methane emissions reduction from organic waste water and bioorganic solid waste using co-composting (有機廃水及び生物有機固形廃棄物の混合コンポスト化によるメタン排出削減) 【相違点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 事業実施後のコンポスト化による N₂O の発生、生成したコンポストの輸送、廃水の放水、コンポストや処理残さの腐敗による GHG 排出量をプロジェクト排出量に考慮しているが、本推定式では考慮していない。 グリッド接続している場合の電力排出係数は、CDM 方法論の” Tool to calculate the Emission Factor for an electricity system” により求めるとしているが、本推計式では、簡易的に求めるためにグリッド内の一般的な発電所 (1~2 箇所) の排出係数を使用している。
--------	---

25. 下水道・都市衛生/下水道

4)AMS III.H (Ver.16.0) : Methane recovery in wastewater treatment (廃水処理におけるメタン回収)

【相違点】

- ・ プロジェクトバウンダリに廃水処理を含んでいるが、本推定式では含んでいない。
- ・ 電力の排出係数については、グリッド電力のみ使用している場合には、CDM 方法論“Tool to calculate the emission factor for an electricity system”による計算、いくつかのデフォルト値などの選択肢から選択することとしているが、本推計式ではグリッド内の一般的な発電所（1～2 箇所）の排出係数を使用している。
- ・ リークエージとして他の場所から設備を移転する場合、または既存設備を他の場所に移転する場合の GHG 排出量を考慮しているが、本推定式ではリークエージは考慮していない。

別表 D-1 MCF_p のデフォルト値¹

TABLE 3.1 SWDS CLASSIFICATION AND METHANE CORRECTION FACTORS (MCF)	
Type of Site	Methane Correction Factor (MCF) Default Values
Managed – anaerobic ¹	1.0
Managed – semi-aerobic ²	0.5
Unmanaged ³ – deep (>5 m waste) and /or high water table	0.8
Unmanaged ⁴ – shallow (<5 m waste)	0.4
Uncategorised SWDS ⁵	0.6

¹ Anaerobic managed solid waste disposal sites: These must have controlled placement of waste (i.e., waste directed to specific deposition areas, a degree of control of scavenging and a degree of control of fires) and will include at least one of the following: (i) cover material; (ii) mechanical compacting; or (iii) levelling of the waste.

² Semi-aerobic managed solid waste disposal sites: These must have controlled placement of waste and will include all of the following structures for introducing air to waste layer: (i) permeable cover material; (ii) leachate drainage system; (iii) regulating pondage; and (iv) gas ventilation system.

³ Unmanaged solid waste disposal sites – deep and/or with high water table: All SWDS not meeting the criteria of managed SWDS and which have depths of greater than or equal to 5 metres and/or high water table at near ground level. Latter situation corresponds to filling inland water, such as pond, river or wetland, by waste.

⁴ Unmanaged shallow solid waste disposal sites; All SWDS not meeting the criteria of managed SWDS and which have depths of less than 5 metres.

⁵ Uncategorised solid waste disposal sites: Only if countries cannot categorise their SWDS into above four categories of managed and unmanaged SWDS, the MCF for this category can be used.

Sources: IPCC (2000); Matsufuji *et al.* (1996)

出典 : 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste Table3.1

¹ IPCC:http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_3_Ch3_SWDS.pdf

別表D-2 DOC_i 、 CCW_i 、 FCF_i のデフォルト値²

MSW component	Dry matter content in % of wet weight ¹	DOC content in % of wet waste		DOC content in % of dry waste		Total carbon content in % of dry weight		Fossil carbon fraction in % of total carbon	
		Default	Range	Default	Range ²	Default	Range	Default	Range
Paper/cardboard	90	40	36 - 45	44	40 - 50	46	42 - 50	1	0 - 5
Textiles ³	80	24	20 - 40	30	25 - 50	50	25 - 50	20	0 - 50
Food waste	40	15	8 - 20	38	20 - 50	38	20 - 50	-	-
Wood	85 ⁴	43	39 - 46	50	46 - 54	50	46 - 54	-	-
Garden and Park waste	40	20	18 - 22	49	45 - 55	49	45 - 55	0	0
Nappies	40	24	18 - 32	60	44 - 80	70	54 - 90	10	10
Rubber and Leather	84	(39) ⁵	(39) ⁵	(47) ⁵	(47) ⁵	67	67	20	20
Plastics	100	-	-	-	-	75	67 - 85	100	95 - 100
Metal ⁶	100	-	-	-	-	NA	NA	NA	NA
Glass ⁶	100	-	-	-	-	NA	NA	NA	NA
Other, inert waste	90	-	-	-	-	3	0 - 5	100	50 - 100

¹ The moisture content given here applies to the specific waste types before they enter the collection and treatment. In samples taken from collected waste or from e.g., SWDS the moisture content of each waste type will vary by moisture of co-existing waste and weather during handling.

² The range refers to the minimum and maximum data reported by Dehoust *et al.*, 2002; Gangdonggu, 1997; Guendehou, 2004; JESC, 2001; Jager and Blok, 1993; Würdinger *et al.*, 1997; and Zeschmar-Lahl, 2002.

³ 40 percent of textile are assumed to be synthetic (default). Expert judgement by the authors.

⁴ This value is for wood products at the end of life. Typical dry matter content of wood at the time of harvest (that is for garden and park waste) is 40 percent. Expert judgement by the authors.

⁵ Natural rubbers would likely not degrade under anaerobic condition at SWDS (Tsuchii *et al.*, 1985; Rose and Steinbüchel, 2005).

⁶ Metal and glass contain some carbon of fossil origin. Combustion of significant amounts of glass or metal is not common.

出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste Table2.4

² IPCC:http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_2_Ch2_Waste_Data.pdf

別表 D-3 k_f のデフォルト値³

TABLE 3.3 RECOMMENDED DEFAULT METHANE GENERATION RATE (k_f) VALUES UNDER TIER 1 (Derived from k_f values obtained in experimental measurements, calculated by models, or used in greenhouse gas inventories and other studies)									
Type of Waste		Climate Zone*							
		Boreal and Temperate (MAT $\leq 20^\circ\text{C}$)				Tropical ¹ (MAT $> 20^\circ\text{C}$)			
		Dry (MAP/PET < 1)		Wet (MAP/PET > 1)		Dry (MAP < 1000 mm)		Moist and Wet (MAP ≥ 1000 mm)	
		Default	Range ²	Default	Range ²	Default	Range ²	Default	Range ²
Slowly degrading waste	Paper/textiles waste	0.04	0.03 ^{3,5} – 0.05 ^{3,4}	0.06	0.05 – 0.07 ^{3,5}	0.045	0.04 – 0.06	0.07	0.06 – 0.085
	Wood/ straw waste	0.02	0.01 ^{3,4} – 0.03 ^{6,7}	0.03	0.02 – 0.04	0.025	0.02 – 0.04	0.035	0.03 – 0.05
Moderately degrading waste	Other (non – food) organic putrescible/ Garden and park waste	0.05	0.04 – 0.06	0.1	0.06 – 0.1 ⁸	0.065	0.05 – 0.08	0.17	0.15 – 0.2
Rapidly degrading waste	Food waste/Sewage sludge	0.06	0.05 – 0.08	0.185 ⁴	0.1 ^{3,4} – 0.2 ⁹	0.085	0.07 – 0.1	0.4	0.17 – 0.7 ¹⁰
Bulk Waste		0.05	0.04 – 0.06	0.09	0.08 ⁸ – 0.1	0.065	0.05 – 0.08	0.17	0.15 ¹¹ – 0.2

出典 : 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste Table3.3

³ IPCC:http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_3_Ch3_SWDS.pdf

別表 D-4 Ⅱのデフォルト値⁴

TABLE 2.1 MSW GENERATION AND TREATMENT DATA - REGIONAL DEFAULTS					
Region	MSW Generation Rate ^{1, 2, 3} (tonnes/cap/yr)	Fraction of MSW disposed to SWDS	Fraction of MSW incinerated	Fraction of MSW composted	Fraction of other MSW management, unspecified ⁴
Asia					
Eastern Asia	0.37	0.55	0.26	0.01	0.18
South-Central Asia	0.21	0.74	-	0.05	0.21
South-East Asia	0.27	0.59	0.09	0.05	0.27
Africa⁵	0.29	0.69	-	-	0.31
Europe					
Eastern Europe	0.38	0.90	0.04	0.01	0.02
Northern Europe	0.64	0.47	0.24	0.08	0.20
Southern Europe	0.52	0.85	0.05	0.05	0.05
Western Europe	0.56	0.47	0.22	0.15	0.15
America					
Caribbean	0.49	0.83	0.02	-	0.15
Central America	0.21	0.50	-	-	0.50
South America	0.26	0.54	0.01	0.003	0.46
North America	0.65	0.58	0.06	0.06	0.29
Oceania⁶	0.69	0.85	-	-	0.15
<p>¹ Data are based on weight of wet waste.</p> <p>² To obtain the total waste generation in the country, the per-capita values should be multiplied with the population whose waste is collected. In many countries, especially developing countries, this encompasses only urban population.</p> <p>³ The data are default data for the year 2000, although for some countries the year for which the data are applicable was not given in the reference, or data for the year 2000 were not available. The year for which the data are collected, where available, is given in the Annex 2A.1.</p> <p>⁴ Other, unspecified, includes data on recycling for some countries.</p> <p>⁵ A regional average is given for the whole of Africa as data are not available for more detailed regions within Africa.</p> <p>⁶ Data for Oceania are based only on data from Australia and New Zealand.</p>					

出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste Table2.1

⁴ IPCC: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_2_Ch2_Waste_Data.pdf

別表 D-5 w_j のデフォルト値⁵

TABLE 2.3 MSW COMPOSITION DATA BY PERCENT - REGIONAL DEFAULTS									
Region	Food waste	Paper/cardboard	Wood	Textiles	Rubber/leather	Plastic	Metal	Glass	Other
Asia									
Eastern Asia	26.2	18.8	3.5	3.5	1.0	14.3	2.7	3.1	7.4
South-Central Asia	40.3	11.3	7.9	2.5	0.8	6.4	3.8	3.5	21.9
South-Eastern Asia	43.5	12.9	9.9	2.7	0.9	7.2	3.3	4.0	16.3
Western Asia & Middle East	41.1	18.0	9.8	2.9	0.6	6.3	1.3	2.2	5.4
Africa									
Eastern Africa	53.9	7.7	7.0	1.7	1.1	5.5	1.8	2.3	11.6
Middle Africa	43.4	16.8	6.5	2.5		4.5	3.5	2.0	1.5
Northern Africa	51.1	16.5	2	2.5		4.5	3.5	2	1.5
Southern Africa	23	25	15						
Western Africa	40.4	9.8	4.4	1.0		3.0	1.0		
Europe									
Eastern Europe	30.1	21.8	7.5	4.7	1.4	6.2	3.6	10.0	14.6
Northern Europe	23.8	30.6	10.0	2.0		13.0	7.0	8.0	
Southern Europe	36.9	17.0	10.6						
Western Europe	24.2	27.5	11.0						
Oceania									
Australia and New Zealand	36.0	30.0	24.0						
Rest of Oceania	67.5	6.0	2.5						
America									
North America	33.9	23.2	6.2	3.9	1.4	8.5	4.6	6.5	9.8
Central America	43.8	13.7	13.5	2.6	1.8	6.7	2.6	3.7	12.3
South America	44.9	17.1	4.7	2.6	0.7	10.8	2.9	3.3	13.0
Caribbean	46.9	17.0	2.4	5.1	1.9	9.9	5.0	5.7	3.5

出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste Table2.3

⁵ IPCC: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_2_Ch2_Waste_Data.pdf

別表D-6 各国のグリッド電力CO₂排出係数単位: tCO₂e/MWh

Region	Country	Local Region	Carbon Emission Factor			Source / PDD Title	Registration Date	Carbon Emission Factor			Source / PDD Title	Registration Date	
			OM ¹	BM ²	CM ³			OM ¹	BM ²	CM ³			
当該国の公表値													
アジア・大洋州	中国	North China	1.007	0.780	0.894	China's Regional Grid Baseline Emission Factors 2009 (Chinese Version), Department of Climate Change, NDRC http://cdm.ccochina.gov.cn/english/NewsInfo.asp?NewsId=3840	2009/9/3	1.033	0.649	0.840	Institute for Global Environmental Strategies	2011/4/23	
		North East China	1.129	0.724	0.927								
		East China	0.883	0.683	0.783								
		Central China	1.126	0.580	0.853								
		North West China	1.025	0.643	0.834								
		South China	0.999	0.577	0.788								
	Hainan Province	0.815	0.730	0.773									
	インド	India	0.990	0.800	0.890	Baseline Carbon Dioxide Emission Database Version 6.0 - LATEST	2010/3/11						
		NEWNE	0.990	0.810	0.900	Central Electricity Authority, Ministry of Power, Government of India http://www.cea.nic.in/reports/planning/cdm_co2/cdm_co2.htm							
	インドネシア	Sumatera	-	-	0.743	Baseline Emission Factor (Updated)	2009/2/13						
		JAMALI	-	-	0.891	http://dna-cdm.menlh.go.id/id/database/							
	マレーシア	Peninsular Malaysia	0.603	0.741	0.672	Study on Grid Connected Electricity Baselines in Malaysia Year:2008, CDM Baseline 2008(339KB), CDM Energy Secretariat http://cdm.eib.org.my/subindex.php?menu=9&submenu=85	2010/3/1						
		Sarawak	0.813	0.837	0.825								
		Sabah	0.705	0.597	0.651								
中南米	アルゼンチン	Argentina	0.516	0.335	0.425	MODELO DE CALCULO DEL FACTOR DE EMISIONES DE CO2 DE LA RED, ARGENTINA DE ENERGIA ELECTRICA, A NO 2006. http://www.ambiente.gov.ar/?idarticulo=7362	2007/8/22	0.484	0.362	0.423	Institute for Global Environmental Strategies	2010/12/18	
京都メカニズム													
アジア・大洋州	韓国	-	0.682	0.393	0.610	3MW Shinan Wind power project	2010/4/18	0.682	0.394	0.610	Institute for Global Environmental Strategies	2011/2/4	
		モンゴル	-	1.050	1.070	1.060	Durgun hydropower project in Mongolia	2007/3/23	1.150	1.170	-	Institute for Global Environmental Strategies	2009
		バングラデシュ	-	0.670	0.712	0.691	Composting of Organic Waste in Dhaka	2006/5/18	0.670	0.712	0.691	Institute for Global Environmental Strategies	2006/5/18
		ブータン・インド	-	1.160	0.850	1.004	Dagachhu Hydropower Project, Bhutan	2010/2/26	1.160	0.850	1.004	Institute for Global Environmental Strategies	2010/2/10
		フィリピン	-	0.549	0.329	0.439	Republic Cement Corporation Teresa Plant Waste Heat Recovery Project	2011/3/29	0.549	0.329	0.439	Institute for Global Environmental Strategies	2011/3/29
		ベトナム	-	0.635	0.502	0.568	Lao Cai - Lai Chau - Kontum Bundled Hydropower Project	2011/3/24	0.620	0.451	0.536	Institute for Global Environmental Strategies	2011/4/8
		タイ	-	0.512	0.546	0.529	UB Tapioca Starch Wastewater Treatment Project	2011/3/22	0.507	0.554	0.530	Institute for Global Environmental Strategies	2011/4/9
		スリランカ	-	0.707	0.646	0.677	Adavikanda, Kuruwita Division Mini Hydro Power Project	2010/8/24	0.707	0.646	0.677	Institute for Global Environmental Strategies	2010/8/24
		パキスタン	-	0.724	0.242	0.483	Biogas-based Cogeneration Project at Shakarganj Mills Ltd., Jhang, Pakistan	2010/12/2	0.724	0.242	0.483	Institute for Global Environmental Strategies	2010/12/2
		アラブ首長国連邦	-	0.938	0.708	0.881	Abu Dhabi solar thermal power project, Masdar	2009/8/13	0.938	0.708	0.881	Institute for Global Environmental Strategies	2009/8/13
中東欧・中央アジア	ウズベキスタン	-	-	-	0.617	Akhangan Landfill Gas Capture Project in Tashkent	2009/12/19	-	-	-	Institute for Global Environmental Strategies	2009	
	イスラエル	-	0.797	0.695	0.746	Evlaim Landfill Project	2011/2/12	0.797	0.695	0.746	Institute for Global Environmental Strategies	2011/2/12	
中南米	ブラジル	-	0.487	0.078	0.282	CDM project of Moimho and Barracao Small Hydropower Plant	2010/1/11	0.291	0.078	0.184	Institute for Global Environmental Strategies	2011/1/12	
	コロンビア	-	0.469	0.237	0.353	Amaime Minor Hydroelectric Power Plant	2009/10/29	0.471	0.212	0.342	Institute for Global Environmental Strategies	2011/1/17	
	ウルグアイ	-	0.338	0.181	0.259	Fray Bentos Biomass Power Generation Project (FBBP Project)	2008/5/8	0.580	0.733	0.618	Institute for Global Environmental Strategies	2011/1/29	
	ボリビア	-	0.730	0.349	0.540	Conversion of existing open cycle gas turbine to combined cycle at Guaracachi power station, Santa Cruz, Bolivia	2010/4/13	0.730	0.349	0.540	Institute for Global Environmental Strategies	2010/4/13	
	アルゼンチン	-	0.510	0.347	0.429	Biogas recovery and Thermal Power production at CITRUSVIL Citric Plant in Tucuman, Argentina	2010/12/1	-	-	-	-	-	
	チリ	-	0.718	0.490	0.604	Trueno River Hydroelectric Power Plant	2011/4/1	0.718	0.490	0.604	Institute for Global Environmental Strategies	2011/4/9	
	コスタリカ	-	0.485	0.098	0.388	Guanacaste Wind Farm	2011/2/11	0.485	0.098	0.388	Institute for Global Environmental Strategies	2011/2/11	
	ホンジュラス	-	0.629	0.559	0.594	Mezapa Small-Scale Hydroelectric Project	2011/2/8	0.629	0.559	0.594	Institute for Global Environmental Strategies	2010/3/8	
	エクアドル	-	0.732	0.389	0.646	Landfill biogas extraction and combustion plant in El Inga I and II landfill (Quito, Ecuador)	2011/1/8	0.731	0.548	0.640	Institute for Global Environmental Strategies	2011/1/22	
	メキシコ	-	0.715	0.347	0.531	Alternative fuels and biomass project at Zapotitlan cement plant	2010/12/25	0.704	0.375	0.539	Institute for Global Environmental Strategies	2011/1/4	
	ペルー	-	0.720	0.480	0.600	Yanapampa Hydroelectric Power Plant	2010/12/18	0.720	0.480	0.600	Institute for Global Environmental Strategies	2010/12/18	
	ドミニカ共和国	-	0.619	0.444	0.532	Bionersis project on La Duquesa landfill, Dominican Republic	2010/4/9	0.619	0.444	0.532	Institute for Global Environmental Strategies	2010/4/8	
	エルサルバドル	-	0.716	0.718	0.717	El Chaparral Hydroelectric Project (El Salvador)	2010/3/1	0.716	0.718	0.717	Institute for Global Environmental Strategies	2010/3/1	
	アフリカ	モロッコ	-	0.734	0.752	0.743	Essaouira wind power project	2005/10/29	0.734	0.752	0.743	Institute for Global Environmental Strategies	2005/10/29
		ケニア	-	0.710	0.480	0.600	Olkaria Phase 2 Geothermal Expansion Project in Kenya	2010/3/4	0.761	0.426	0.594	Institute for Global Environmental Strategies	2010/12/4
		南アフリカ	-	0.990	1.050	1.020	Bethlehem Hydroelectric project	2009/10/8	0.990	1.050	1.020	Institute for Global Environmental Strategies	2010/10/26
		ウガンダ	-	0.569	0.677	0.623	Bugoye 13.0 MW Run-of-River Hydropower Project	2011/1/1	0.569	0.677	0.623	Institute for Global Environmental Strategies	2011/1/1
セネガル		-	0.701	0.651	0.676	Energy efficiency improvement Project of CSS sugar mill	2010/12/28	0.701	0.651	0.676	Institute for Global Environmental Strategies	2010/12/28	
ナイジェリア		-	0.670	0.580	0.630	Municipal Solid Waste (MSW) Composting Project in Ikorodu, Lagos State	2010/12/15	0.670	0.580	0.630	Institute for Global Environmental Strategies	2010/12/15	
エジプト		-	0.557	0.428	0.525	Zafarana 8 - Wind Power Plant Project, Arab Republic of Egypt	2010/9/23	0.557	0.428	0.525	Institute for Global Environmental Strategies	2010/9/23	
マダガスカル		-	0.518	0.579	0.548	Small-Scale Hydropower Project Sahainvotry in Madagascar	2010/8/28	0.518	0.579	0.548	Institute for Global Environmental Strategies	2010/8/28	
ルワンダ		-	0.661	0.647	0.654	Rwanda Electrogaz Compact Fluorescent Lamp (CFL) distribution project	2010/5/30	0.661	0.647	0.654	Institute for Global Environmental Strategies	2010/5/30	

別表 D-6 各国のグリッド電力 CO₂ 排出係数 (2)

Region	Country	Local Region	Carbon Emission Factor			Source / PDD Title	Latest Year	Carbon Emission Factor			Source / PDD Title	Registration Date
			OM ¹	BM ²	CM ³			OM ¹	BM ²	CM ³		
International Energy Agency												
アジア・大洋州	ブルネイ	-	-	-	0.755	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	カンボジア	-	-	-	1.160	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	台湾	-	-	-	0.650	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	北朝鮮	-	-	-	0.481	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ミャンマー	-	-	-	0.285	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ネパール	-	-	-	0.003	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	シンガポール	-	-	-	0.531	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.502	0.411	-	Institute for Global Environmental Strategies	2010
	フィジー	-	-	-	-	-	-	0.660	0.650	0.656	Institute for Global Environmental Strategies	2005/10/1
	バブアニューギニア	-	-	-	-	-	-	0.704	0.653	0.679	Institute for Global Environmental Strategies	2006/5/29
中東	バーレーン	-	-	-	0.651	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	イラン	-	-	-	0.582	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	イラク	-	-	-	0.812	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ヨルダン	-	-	-	0.589	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.675	0.551	0.613	Institute for Global Environmental Strategies	2009/12/11
	クウェート	-	-	-	0.614	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	レバノン	-	-	-	0.705	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	オマーン	-	-	-	0.858	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	カタール	-	-	-	0.534	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	サウジアラビア	-	-	-	0.754	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	シリア	-	-	-	0.613	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	イエメン	-	-	-	0.636	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
欧州	アルバニア	-	-	-	0.014	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ボスニア・ヘルツェゴビナ	-	-	-	0.928	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ブルガリア	-	-	-	0.489	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	クロアチア	-	-	-	0.341	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	キプロス	-	-	-	0.759	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.846	0.735	0.818	Institute for Global Environmental Strategies	2010/2/7
	ジブラルタル	-	-	-	0.757	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	マケドニア	-	-	-	0.786	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.772	1.004	0.888	Institute for Global Environmental Strategies	2009/12/4
	マルタ	-	-	-	0.849	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ルーマニア	-	-	-	0.417	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	セルビア	-	-	-	0.671	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	スロベニア	-	-	-	0.329	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
旧ソ連	アルメニア	-	-	-	0.165	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.535	0.398	0.437	Institute for Global Environmental Strategies	2009/7/10
	アゼルバイジャン	-	-	-	0.416	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ベラルーシ	-	-	-	0.303	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	エストニア	-	-	-	0.752	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	グルジア	-	-	-	0.081	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	-	-	0.093	Institute for Global Environmental Strategies	2007/4/6
	カザフスタン	-	-	-	0.439	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	キルギスタン	-	-	-	0.094	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ラトビア	-	-	-	0.162	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	リトアニア	-	-	-	0.114	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	モルドバ	-	-	-	0.468	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ロシア	-	-	-	0.326	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	タジキスタン	-	-	-	0.031	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	トルクメニスタン	-	-	-	0.795	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ウクライナ	-	-	-	0.386	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
中南米	キューバ	-	-	-	0.913	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.808	0.875	0.841	Institute for Global Environmental Strategies	2009/2/27
	グアテマラ	-	-	-	0.336	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.811	0.468	0.640	Institute for Global Environmental Strategies	2008/12/23
	ハイチ	-	-	-	0.480	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ジャマイカ	-	-	-	0.785	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.893	0.776	0.834	Institute for Global Environmental Strategies	2006/3/19
	アンティル	-	-	-	0.707	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ニカラグア	-	-	-	0.477	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.754	0.589	0.713	Institute for Global Environmental Strategies	2009/4/12
	パナマ	-	-	-	0.273	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.713	0.503	0.660	Institute for Global Environmental Strategies	2009/2/23
	トリニダードトバゴ	-	-	-	0.687	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ベネズエラ	-	-	-	0.203	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ガイアナ	-	-	-	-	-	-	0.948	-	0.948	Institute for Global Environmental Strategies	2008/5/4

別表 D-6 各国のグリッド電力 CO₂ 排出係数 (3)

Region	Country	Local Region	Carbon Emission Factor			Source / PDD Title	Latest Year	Carbon Emission Factor			Source / PDD Title	Registration Date
			OM ¹	BM ²	CM ³			OM ¹	BM ²	CM ³		
International Energy Agency												
アフリカ	アルジェリア	-	-	-	0.596	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	アンゴラ	-	-	-	0.038	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ベニン	-	-	-	0.697	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ボツワナ	-	-	-	1.789	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	カメルーン	-	-	-	0.230	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	コンゴ	-	-	-	0.108	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	コートジボワール	-	-	-	0.449	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008	0.713	0.661	0.687	Institute for Global Environmental Strategies	2010/11/25
	エトリア	-	-	-	0.669	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	エチオピア	-	-	-	0.119	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ガボン	-	-	-	0.401	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ガーナ	-	-	-	0.214	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	リビア	-	-	-	0.885	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	モロッコ	-	-	-	0.718	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	モザンビーク	-	-	-	0.000	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ナミビア	-	-	-	0.424	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	スーダン	-	-	-	0.609	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	タンザニア	-	-	-	0.242	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	トーゴ	-	-	-	0.206	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	チュニジア	-	-	-	0.522	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
	ザンビア	-	-	-	0.003	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008					
ジンバブエ	-	-	-	0.619	IEA "CO2 EMISSIONS FROM FUEL CONBUSTION, 2010 EDITION"	2008						
マリ・セネガル・モーリタリア	-	-	-	-	-	-	0.518	0.647	0.582	Institute for Global Environmental Strategies	2010/5/6	

- 1) OM: Operating Margin 既存の発電所の排出係数
- 2) BM: Build Margin 最近建設された発電所の排出係数
- 3) CM: Combined margin OM と BM の平均排出係数

別表 D-7 燃料種毎の単位発熱量 (NCV_i) の IPCC デフォルト値⁶

TABLE 1.2 DEFAULT NET CALORIFIC VALUES (NCVS) AND LOWER AND UPPER LIMITS OF THE 95% CONFIDENCE INTERVALS ¹				
Fuel type English description		Net calorific value (TJ/Gg)	Lower	Upper
Crude Oil		42.3	40.1	44.8
Orimulsion		27.5	27.5	28.3
Natural Gas Liquids		44.2	40.9	46.9
Gasoline	Motor Gasoline	44.3	42.5	44.8
	Aviation Gasoline	44.3	42.5	44.8
	Jet Gasoline	44.3	42.5	44.8
Jet Kerosene		44.1	42.0	45.0
Other Kerosene		43.8	42.4	45.2
Shale Oil		38.1	32.1	45.2
Gas/Diesel Oil		43.0	41.4	43.3
Residual Fuel Oil		40.4	39.8	41.7
Liquefied Petroleum Gases		47.3	44.8	52.2
Ethane		46.4	44.9	48.8
Naphtha		44.5	41.8	46.5
Bitumen		40.2	33.5	41.2
Lubricants		40.2	33.5	42.3
Petroleum Coke		32.5	29.7	41.9
Refinery Feedstocks		43.0	36.3	46.4
Other Oil	Refinery Gas ²	49.5	47.5	50.6
	Paraffin Waxes	40.2	33.7	48.2
	White Spirit and SBP	40.2	33.7	48.2
	Other Petroleum Products	40.2	33.7	48.2
Anthracite		26.7	21.6	32.2
Coking Coal		28.2	24.0	31.0
Other Bituminous Coal		25.8	19.9	30.5
Sub-Bituminous Coal		18.9	11.5	26.0
Lignite		11.9	5.50	21.6
Oil Shale and Tar Sands		8.9	7.1	11.1
Brown Coal Briquettes		20.7	15.1	32.0
Patent Fuel		20.7	15.1	32.0
Coke	Coke Oven Coke and Lignite Coke	28.2	25.1	30.2
	Gas Coke	28.2	25.1	30.2
Coal Tar ³		28.0	14.1	55.0
Derived Gases	Gas Works Gas ⁴	38.7	19.6	77.0
	Coke Oven Gas ⁵	38.7	19.6	77.0
	Blast Furnace Gas ⁶	2.47	1.20	5.00
	Oxygen Steel Furnace Gas ⁷	7.06	3.80	15.0
Natural Gas		48.0	46.5	50.4
Municipal Wastes (non-biomass fraction)		10	7	18
Industrial Wastes		NA	NA	NA
Waste Oil ⁸		40.2	20.3	80.0
Peat		9.76	7.80	12.5

出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2 Energy Table1.2

⁶ IPCC: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf

別表 D-8 燃料種毎の熱量当たりの CO₂ 排出原単位 (COEF) の IPCC デフォルト値⁷

TABLE 2.2 DEFAULT EMISSION FACTORS FOR STATIONARY COMBUSTION IN THE ENERGY INDUSTRIES (kg of greenhouse gas per TJ on a Net Calorific Basis)										
Fuel	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	
Crude Oil	73 300	71 100	75 500	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Orimulsion	r 77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Natural Gas Liquids	r 64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Gasoline	Motor Gasoline	r 69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Aviation Gasoline	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Jet Gasoline	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Jet Kerosene	r 71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Other Kerosene	71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Shale Oil	73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Gas/Diesel Oil	74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Residual Fuel Oil	77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Liquefied Petroleum Gases	63 100	61 600	65 600	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3	
Ethane	61 600	56 500	68 600	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3	
Naphtha	73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Bitumen	80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Lubricants	73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Petroleum Coke	r 97 500	82 900	115 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Refinery Feedstocks	73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0.6	0.2	2	
Other Oil	Refinery Gas	n 57 600	48 200	69 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Paraffin Waxes	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	White Spirit and SBP	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Other Petroleum Products	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Anthracite	98 300	94 600	101 000	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Coking Coal	94 600	87 300	101 000	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Other Bituminous Coal	94 600	89 500	99 700	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Sub-Bituminous Coal	96 100	92 800	100 000	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Lignite	101 000	90 900	115 000	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Oil Shale and Tar Sands	107 000	90 200	125 000	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Brown Coal Briquettes	97 500	87 300	109 000	n 1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Patent Fuel	97 500	87 300	109 000	1	0.3	3	n 1.5	0.5	5	
Coke	Coke Oven Coke and Lignite Coke	r 107 000	95 700	119 000	1	0.3	3	r 1.5	0.5	5
	Gas Coke	r 107 000	95 700	119 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Coal Tar	n 80 700	68 200	95 300	n 1	0.3	3	r 1.5	0.5	5	
Derived Gases	Gas Works Gas	n 44 400	37 300	54 100	n 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Coke Oven Gas	n 44 400	37 300	54 100	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Blast Furnace Gas	n 260 000	219 000	308 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Oxygen Steel Furnace Gas	n 182 000	145 000	202 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Natural Gas	56 100	54 300	58 300	1	0.3	3	0.1	0.03	0.3	

⁷ IPCC: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

TABLE 2.2 (CONTINUED)
DEFAULT EMISSION FACTORS FOR STATIONARY COMBUSTION IN THE ENERGY INDUSTRIES
(kg of greenhouse gas per TJ on a Net Calorific Basis)

Fuel	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	
Municipal Wastes (non-biomass fraction)	n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1.5	15	
Industrial Wastes	n 143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1.5	15	
Waste Oils	n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1.5	15	
Peat	106 000	100 000	108 000	n 1	0.3	3	n 1.5	0.5	5	
Solid Biofuels	Wood / Wood Waste	n 112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1.5	15
	Sulphite lyes (Black Liquor) ^a	n 95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Other Primary Solid Biomass	n 100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1.5	15
	Charcoal	n 112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1.5	15
Liquid Biofuels	Biogasoline	n 70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Biodiesels	n 70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Other Liquid Biofuels	n 79 600	67 100	95 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Gas Biomass	Landfill Gas	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Sludge Gas	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Other Biogas	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Other non-fossil fuels	Municipal Wastes (biomass fraction)	n 100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1.5	15

(a) Includes the biomass-derived CO₂ emitted from the black liquor combustion unit and the biomass-derived CO₂ emitted from the kraft mill lime kiln.
n indicates a new emission factor which was not present in the 1996 Guidelines
r indicates an emission factor that has been revised since the 1996 Guidelines

出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2 Energy Table2.2

TABLE 2.3
DEFAULT EMISSION FACTORS FOR STATIONARY COMBUSTION IN MANUFACTURING INDUSTRIES AND CONSTRUCTION
 (kg of greenhouse gas per TJ on a Net Calorific Basis)

Fuel		CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
		Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper
Crude Oil		73 300	71 100	75 500	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Orimulsion		r 77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Natural Gas Liquids		r 64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Gasoline	Motor Gasoline	r 69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Aviation Gasoline	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Jet Gasoline	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Jet Kerosene		71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Other Kerosene		71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Shale Oil		73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Gas/Diesel Oil		74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Residual Fuel Oil		77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Liquefied Petroleum Gases		63 100	61 600	65 600	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Ethane		61 600	56 500	68 600	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Naphtha		73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Bitumen		80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Lubricants		73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Petroleum Coke		r 97 500	82 900	115 000	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Refinery Feedstocks		73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Other Oil	Refinery Gas	n 57 600	48 200	69 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Paraffin Waxes	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	White Spirit and SBP	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Other Petroleum Products	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Anthracite		98 300	94 600	101 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Coking Coal		94 600	87 300	101 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Other Bituminous Coal		94 600	89 500	99 700	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Sub-Bituminous Coal		96 100	92 800	100 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Lignite		101 000	90 900	115 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Oil Shale and Tar Sands		107 000	90 200	125 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Brown Coal Briquettes		n 97 500	87 300	109 000	n 10	3	30	n 1.5	0.5	5
Patent Fuel		97 500	87 300	109 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
Coke	Coke Oven Coke and Lignite Coke	r 107 000	95 700	119 000	10	3	30	r 1.5	0.5	5
	Gas Coke	r 107 000	95 700	119 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Coal Tar		n 80 700	68 200	95 300	n 10	3	30	n 1.5	0.5	5
Derived Gases	Gas Works Gas	n 44 400	37 300	54 100	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Coke Oven Gas	n 44 400	37 300	54 100	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Blast Furnace Gas	n260 000	219 000	308 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Oxygen Steel Furnace Gas	n 182 000	145 000	202 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Natural Gas		56 100	54 300	58 300	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3

Fuel	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	Default Emission Factor	Lower	Upper	
Municipal Wastes (non-biomass fraction)	n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1.5	15	
Industrial Wastes	n143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1.5	15	
Waste Oils	n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1.5	15	
Peat	106 000	100 000	108 000	n 2	0.6	6	n 1.5	0.5	5	
Solid Biofuels	Wood / Wood Waste	n 112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1.5	15
	Sulphite lyes (Black Liquor) ^a	n 95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Other Primary Solid Biomass	n 100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1.5	15
	Charcoal	n 112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1.5	15
Liquid Biofuels	Biogasoline	n 70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Biodiesels	n 70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
	Other Liquid Biofuels	n 79 600	67 100	95 300	r 3	1	10	0.6	0.2	2
Gas Biomass	Landfill Gas	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Sludge Gas	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
	Other Biogas	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Other non-fossil fuels	Municipal Wastes (biomass fraction)	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1.5	15

(a) Includes the biomass-derived CO₂ emitted from the black liquor combustion unit and the biomass-derived CO₂ emitted from the kraft mill lime kiln.
n indicates a new emission factor which was not present in the 1996 Guidelines
r indicates an emission factor that has been revised since the 1996 Guidelines

出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2 Energy Table2.3

別表 D-9 EF_{c, CH_4} 、 EF_{a, CH_4} の IPCC デフォルト値⁸

Type of biological treatment	CH ₄ Emission Factors (g CH ₄ /kg waste treated)		N ₂ O Emission Factors (g N ₂ O/kg waste treated)		Remarks
	on a dry weight basis	on a wet weight basis	on a dry weight basis	on a wet weight basis	
Composting	10 (0.08 - 20)	4 (0.03 - 8)	0.6 (0.2 - 1.6)	0.3 (0.06 - 0.6)	Assumptions on the waste treated: 25-50% DOC in dry matter, 2% N in dry matter, moisture content 60%. The emission factors for dry waste are estimated from those for wet waste assuming a moisture content of 60% in wet waste.
Anaerobic digestion at biogas facilities	2 (0 - 20)	1 (0 - 8)	Assumed negligible	Assumed negligible	

Sources: Arnold, M.(2005) Personal communication; Beck-Friis (2002); Detzel *et al.* (2003); Petersen *et al.* 1998; Hellebrand 1998; Hogg, D. (2002); Vesterinen (1996).

出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste Table4.1

⁸ IPCC: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_4_Ch4_Bio_Treat.pdf

別表 D-10 CH₄補正係数 (MCF) の IPCC デフォルト値⁹

TABLE 6.3 DEFAULT MCF VALUES FOR DOMESTIC WASTEWATER			
Type of treatment and discharge pathway or system	Comments	MCF ¹	Range
Untreated system			
Sea, river and lake discharge	Rivers with high organics loadings can turn anaerobic.	0.1	0 – 0.2
Stagnant sewer	Open and warm	0.5	0.4 – 0.8
Flowing sewer (open or closed)	Fast moving, clean. (Insignificant amounts of CH ₄ from pump stations, etc)	0	0
Treated system			
Centralized, aerobic treatment plant	Must be well managed. Some CH ₄ can be emitted from settling basins and other pockets.	0	0 – 0.1
Centralized, aerobic treatment plant	Not well managed. Overloaded.	0.3	0.2 – 0.4
Anaerobic digester for sludge	CH ₄ recovery is not considered here.	0.8	0.8 – 1.0
Anaerobic reactor	CH ₄ recovery is not considered here.	0.8	0.8 – 1.0
Anaerobic shallow lagoon	Depth less than 2 metres, use expert judgment.	0.2	0 – 0.3
Anaerobic deep lagoon	Depth more than 2 metres	0.8	0.8 – 1.0
Septic system	Half of BOD settles in anaerobic tank.	0.5	0.5
Latrine	Dry climate, ground water table lower than latrine, small family (3-5 persons)	0.1	0.05 – 0.15
Latrine	Dry climate, ground water table lower than latrine, communal (many users)	0.5	0.4 – 0.6
Latrine	Wet climate/flush water use, ground water table higher than latrine	0.7	0.7 – 1.0
Latrine	Regular sediment removal for fertilizer	0.1	0.1

¹ Based on expert judgment by lead authors of this section.

出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste Table6.3

⁹ IPCC: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_6_Ch6_Wastewater.pdf

別表 D-11 N₂O 排出係数 (EF_{N2O}) のデフォルト値¹⁰

TABLE 5.6 DEFAULT N ₂ O EMISSION FACTORS FOR DIFFERENT TYPES OF WASTE AND MANAGEMENT PRACTICES			
Type of waste	Technology / Management practice	Emission factor (g N ₂ O / t waste)	weight basis
MSW	continuous and semi-continuous incinerators	50	wet weight
MSW	batch-type incinerators	60	wet weight
MSW	open burning	150	dry weight
Industrial waste	all types of incineration	100	wet weight
Sludge (except sewage sludge)	all types of incineration	450	wet weight
Sewage sludge	incineration	990	dry weight
		900	wet weight

Source: Expert judgement by lead authors of this chapter of 2006 Guidelines

出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste, Table5.6

別表 D-12 CH₄ 排出係数 (EF_{CH4}) のデフォルト値¹¹

TABLE 5.3 CH ₄ EMISSION FACTORS FOR INCINERATION OF MSW		
Type of incineration/technology	CH ₄ Emission Factors (kg/Gg waste incinerated on a wet weight basis)	
Continuous incineration	stoker	0.2
	fluidised bed ^{Note1}	~0
Semi-continuous incineration	stoker	6
	fluidised bed	188
Batch type incineration	stoker	60
	fluidised bed	237

Note 1: In the study cited for this emission factor, the measured CH₄ concentration in the exhaust air was lower than the concentration in ambient air.
Source: Greenhouse Gas Inventory Office of Japan, GIO 2004.

出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste, Table5.3

¹⁰ IPCC:http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_5_Ch5_IOB.pdf

¹¹ IPCC:http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_5_Ch5_IOB.pdf

別表 D-13 廃棄物の中間処理におけるリーケージの算定方法¹²

廃棄物の中間処理におけるリーケージとして、嫌気消化、ガス化、RDF・持続可能バイオマスの燃焼、コンポスト化の処理残さの最終処分に伴う排出量を考慮する必要がある。

リーケージは、以下の方法により算定する。

$$L_{ry} = S_{LE} \times MB_{ry}$$

- L_{ry} : 嫌気消化、ガス化、RDF・持続可能バイオマスの燃焼、コンポスト化の処理残さの最終処分に伴う排出量
- S_{LE} : 処理残さのうち、嫌気性状況にある割合 (-)
- MB_{ry} : 最終処分場において全ての処理残さが嫌気性状況にあった場合、発生する CH_4 の発生量 (t-CO₂/y)

S_{LE} は、以下の式により算定する。

$$S_{LE} = S_{OD,LE} / S_{LE,total}$$

- $S_{OD,LE}$: 調査地点のうち、酸素濃度 10%未満であったのべ地点数
- $S_{LE,total}$: 調査地点の合計のべ地点数

MB_{ry} は、以下の式により算定する。

$$MB_{r,y} = \Phi \times (1 - OX) \times \frac{16}{12} \times F \times DOC_f \times MCF_p \times GWP_{CH_4} \times \sum_{x=1}^y \sum_i^n \left\{ A_{i,x} \times DOC_j \times e^{-\frac{k}{y-x}} \times (1 - e^{-kj}) \right\}$$

- $A_{i,y}$: 処理残さの重量 (t)
- i : 廃棄物の種類

他のデータの内容及びデータの入手方法については、 MB_y の算定式等を参照すること。

出典：AM0025 (Ver.12) : Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes, UNFCCC (調査団和訳)

別表 D-14 DOC_s のデフォルト値

Sludge type		Default DOC(-)	
		Wet matter	Dry matter
Domestic sludge		0.05	0.50
Industrial sludge	Rough default	0.09	0.35
	Pulp and paper industry	-	0.27
	Food industry	-	0.30
	Chemical industry	-	0.52

出典：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste を元に調査団作成

¹² UNFCCC:

http://cdm.unfccc.int/filestorage/9/W/V/9WVIN7Z06A8UGLFPO4Y51BDMJ23QXT/EB55_repan04_AM0025_ver12.pdf?t=RXd8MTMwODg3OTMyNC4y|aDzPHqXGfi2kTBVlitVZTAMDI0w=

別表 D-15 下水道・都市衛生の CDM 事業事例¹³

廃棄物の埋立処分

unit: t CO₂/y

Title of the project activity	Type of Treatment	Volume of Waste in landfill (t/y)	Estimation of project activity emissions	Methane emissions	Estimation of baseline emissions	Estimation of leakage	Estimation of overall emission reductions	Total number of crediting years
Taman Beringin Integrated Landfill Management Project, Kuala Lumpur, Malaysia.	Flare	3,934,665	6,229	59,316	64,723	0	53,090	10
Luoyang Landfill Site LFG Recovery to Electricity Project	Electricity generation	9,352,800	0	95,163	103,715	0	103,715	10
Landfill biogas extraction and combustion plant in El Inga I and II landfill	Flare, Electricity generation	9,766,255	141,495	349,825	355,430	0	213,935	7

廃棄物の中間処理

unit: t CO₂/y

Title of the project activity	Type of Treatment	Volume of Waste (t/y)	Estimation of project activity emissions	Methane emissions	Estimation of baseline emissions	Estimation of leakage	Estimation of overall emission reductions	Total number of crediting years
Composting of organic waste in Wuzhou	Composting	84,701	2,530		64,723	0	41,880	7
Municipal Solid Waste (MSW) Composting Project in Urumqi, China	Composting	219,000	4,214		22,818	2,539	16,065	7
Huzhou Municipal Solid Waste Incineration for Power Generation Project	Incineration, Electricity generation	266,000	42,788		135,425	7,239	85,398	10
Chengdu Luodai Municipal Solid Waste Incineration Project	Incineration, Electricity generation	400,000	83,111		189,105	7,964	98,030	7

廃水処理

unit: t CO₂/y

Title of the project activity	Type of Treatment	Volume of Wastewater (m ³ /y)	Estimation of project activity emissions	Methane emissions	Estimation of baseline emissions	Estimation of leakage	Estimation of overall emission reductions	Total number of crediting years
Methane recovery and utilization through organic wastewater treatment in Malaysia	anaerobic treatment, Flare	288,000	7,651		64,723	0	43,152	7
NHR Co-Composting Project	Heat/Electricity Generation and Flare on existing anaerobic treatment system	165,529	6,944		54,600	0	47,655	7

下水道

unit: t CO₂/y

Title of the project activity	Type of Treatment	Volume of Sludge (t/y)	Estimation of project activity emissions	Methane emissions	Estimation of baseline emissions	Estimation of leakage	Estimation of overall emission reductions	Total number of crediting years
Introduction of the recovery and combustion of methane in the existing sludge treatment system of the Cañaveralejo Wastewater Treatment Plant of EMCALI in Cali, Colombia	Digestion, Energy Generation, Flare on existing treatment system	1,884,371	8,090		64,723	0	56,633	10

出典：UNFCCC HP (<http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>)¹³ UNFCCC : <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>

参考文献

森林・自然環境保全（1.2）

- AR-AM0002(ver3.0)：Restoration of degraded lands through afforestation/reforestation（新規植林・再植林による劣化地の回復）
- AR-AM0007(ver5.0)：Afforestation and Reforestation of Land Currently Under Agricultural or Pastoral Use（農業用地・牧草地である土地における新規植林・再植林）
- J-VER003(ver3.2)：（植林活動によるCO₂吸収量の増大）
- The Carbon Assessment Tool for Afforestation Reforestation（CAT-AR）
- The Carbon Assessment Tool for Sustainable Forest Management(CAT-SFM)
- 世銀 BioCarbonFund の方法論「Methodology for Estimating Reductions of GHG Emissions from Mosaic Deformation」(Proposed)

交通運輸（3.4.5.6）

- AM0031(ver3.1.0)：Methodology for Bus Rapid Transit Projects（バス高速輸送プロジェクトのための方法論）
- ACM0016(ver2.0)：Baseline Methodology for Mass Rapid Transit Projects（大量高速輸送プロジェクトのための方法論）
- AMS-III-U(ver1.0)：Cable Cars for Mass Rapid Transit Projects（ケーブルカーによる大量高速輸送プロジェクトのための方法論）

省エネルギー（産業）(7.8.9)

- AMS-II.C. (ver13.0)：Demand-side energy efficiency activities for specific technologies（需要側での特定技術を用いたエネルギー効率化活動）
- AMS-II.D. (ver12.0)：Energy efficiency and fuel switching measures for industrial facilities（産業施設でのエネルギー効率化及び燃料転換の手法）
- J-MRV002:省エネ事業用方法論（平成23年2月改訂版）
- ACM0012(ver4.0.0):Consolidated baseline methodology for GHG emission reductions from waste energy recovery projects（廃ガス・廃熱・廃圧の有効利用によるGHG排出削減のための統合方法論）
- AM0024 (ver02.1): Baseline methodology for greenhouse gas reductions through waste heat recovery and utilization for power generation at cement plants（セメント工場における発電のための廃熱回収・有効利用を通じたGHG排出削減のための方法論）
- ACM0013 (ver4.0.0): Consolidated baseline and monitoring methodology for new grid connected fossil fuel fired power plants using a less GHG intensive technology（低GHG排出強度技術を用いたグリッド接続新規化石燃料火力発電施設のための統合方法論）
- AMS-III.Q (ver4.0): Waste Energy Recovery (gas/heat/pressure) Projects（廃エネルギー（廃ガス・廃熱・廃圧）の回収・利用プロジェクト）
- J-MRV003:廃エネルギー回収・利用事業用方法論（平成23年2月改訂版）
- ACM0009(ver3.2):Consolidated baseline and monitoring methodology for fuel switching from coal or petroleum fuel to natural gas(石油・石炭から天然ガスへの産業燃料転換のための統合方法論)
- AMS-III.B.(ver15.0):Switching fossil fuels(化石燃料の転換)
- AMS-III.AN(ver2.0)：Fossil fuel switch in existing manufacturing industries（既存製造産業における化石燃料の転換）

エネルギー (10.11.12.13.14.15.16)

- ACM0009(ver3.2):Consolidated baseline and monitoring methodology for fuel switching from coal or petroleum fuel to natural gas(石油・石炭から天然ガスへの産業燃料転換のための統合方法論)
- AMS-III.B.(ver15.0):Switching fossil fuels(化石燃料の転換)
- AMS-III.AN(ver2.0) : Fossil fuel switch in existing manufacturing industries (既存製造産業における化石燃料の転換)
- ACM0012(ver4.0.0): Consolidated baseline methodology for GHG emission reductions from waste energy recovery projects (廃ガス・廃熱・廃圧の有効利用による GHG 排出削減のための統合方法論)
- AM0048(ver03): New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels (高炭素強度燃料を利用するグリッド接続または非接続の電力・蒸気生成を代替し、複数の消費者に電力・蒸気を供給する新規コジェネレーション施設)
- ACM0011(ver2.2): Consolidated baseline methodology for fuel switching from coal and/or petroleum fuels to natural gas in existing power plants for electricity generation (既存発電所における石炭・石油から天然ガスへの発電用燃料転換のための統合方法論)
- AM0061(ver2.1): Methodology for rehabilitation and/or energy efficiency improvement in existing power plants (既存発電施設の改修・エネルギー効率改善のための方法論)
- AM0062 (ver2.0): タービンの改修による発電施設のエネルギー効率改善
- ACM0013 (ver02): 低 GHG 排出強度技術を用いたグリッド接続新規化石燃料火力発電施設のための統合方法論
- AMS-II.B.(ver9.0): Supply side energy efficiency improvements – generation (供給側でのエネルギー効率改善 - エネルギー生成)
- J-MRV004:低炭素発電技術を導入する化石燃料火力発電プロジェクト用方法論 (平成 23 年 2 月改訂版)
- AM0067(ver02): Methodology for installation of energy efficient transformers in a power distribution grid (電力配送グリッドにおける省エネルギー変圧器の導入のための方法論)
- AMS-II.A (ver10): Supply side energy efficiency improvements – transmission and distribution (供給側でのエネルギー効率改善 - エネルギー伝送配)
- AMS-I.A (ver14.0): Electricity generation by the user (利用者による発電)
- AM0019 (ver2.0): Renewable energy projects replacing part of the electricity production of one single fossil fuel fired power plant that stands alone or supplies to a grid, excluding biomass projects(電力グリッド接続又は非接続の単一の化石燃料発電所による発電量の一部を代替する再生可能エネルギープロジェクト (バイオマス発電プロジェクトを除く))
- AMS-I.D.(ver16.0) : Grid connected renewable electricity generation (グリッド接続の再生可能発電)
- AMS-I.F. (ver1.0): Renewable electricity generation for captive use and mini-grid (受け手側使用及びミニグリッド向けの再生可能発電)

再生可能エネルギー (17.18.19.20.21)

- ACM0002 (ver12.1): Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources (再生可能資源を利用したグリッド接続発電のための統合方法論)
- AM0019 (ver2.0): Renewable energy projects replacing part of the electricity production of one single fossil fuel fired power plant that stands alone or supplies to a grid, excluding biomass projects(電力グリッド接続又は非接続の単一の化石燃料発電所による発電量の一部を代替する再生可能エネルギープロジェクト (バイオマス発電プロジェクトを除く))
- AMS-I.F. (ver1.0): Renewable electricity generation for captive use and mini-grid (受け手側使用及びミニグリッド向けの再生可能発電)
- J-VER E015 (ver2.0): 小水力発電による系統電力の代替
- ACM0006 (ver11.1): Consolidated methodology for electricity and heat generation from biomass residues (廃ガス・廃熱・廃圧の有効利用による GHG 排出削減のための統合方法論)
- AMS-I.D. (ver16.0): Grid connected renewable electricity generation (グリッド接続の再生可能発電)
- J-MRV001: バイオマス残渣を利用した発電・熱供給プロジェクト用方法論 (平成 23 年 2 月改訂版)

下水道・都市衛生 (22.23.24.25)

- ACM 0001 (Ver.11): Consolidated baseline and monitoring methodology for landfill gas project activity (埋立処分場ガスプロジェクト活動のための統合方法論)
- Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site (Ver.05.1.0) (廃棄物処分場の投棄廃棄物からのメタン排出量決定ツール)
- ASM-III.G. (Ver.6.0): Landfill methane recovery (埋立処分場のメタン回収)
- AM0025 (Ver.12): Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes (代替的廃棄物処理工程による有機廃棄物からの排出回避)
- CCX : Landfill Methane Offset (埋立地におけるメタンガスの有効利用等)
- Climate Action Reserve : Landfill Project Protocol(ver3.0)-Collecting and Destroying Methane from Landfills (埋立地におけるメタン回収分解)
- ACM0014 (Ver.0.4.1.0): Mitigation of greenhouse gas emissions from treatment of industrial wastewater (産業廃水処理からの温室効果ガス排出量の削減)
- AM0080 (ver01): Mitigation of greenhouse gases emissions with treatment of wastewater in aerobic wastewater treatment plants(好氣的廃水処理施設における廃水処理に伴う温室効果ガス排出の削減)
- AMS-III.F (Ver.10.0): Avoidance of methane emissions through composting (コンポスト化によるメタン排出の回避)
- AM0039(Ver. 02)Methane emissions reduction from organic waste water and bioorganic solid waste using co-composting (有機廃水及び生物有機固形廃棄物の混合コンポスト化によるメタン排出削減)
- AMS III.H (Ver.16): Methane recovery in wastewater treatment (排水処理におけるメタン回収)
- AMS-III.I (Ver.8.0): Avoidance of methane production in wastewater treatment through replacement of anaerobic systems by aerobic systems (嫌気性ラグーン処理から好気性システムへの転換を通じた排水処理におけるメタン生成回避)