

## 1. 方法論番号

015

## 2. 方法論名称

系統電力受電設備等の増設による自家用発電（発電専用機によるもの）の代替

## 3. 適用条件

本方法論は、次の条件の全てを満たす場合に適用することができる。

- 条件 1：系統電力を受電するための電力関連設備（以下、「系統電力受電設備等」という。）を増設し、事業実施前において自家用発電機により発電していた電力を系統電力で代替すること。<sup>1</sup>
- 条件 2：事業実施前の自家用発電機は、化石燃料を使用する発電専用機であること。<sup>2</sup>
- 条件 3：事業実施前の自家用発電機は、その起動及び停止による出力制御において、当該制御の基準となる事業者の使用電力あるいは発電電力の値（以下、便宜上「閾値」という。）を設定し、当該閾値にしたがって出力制御される運転方式であること。<sup>3</sup>
- 条件 4：系統電力受電設備等の増設を行わなかった場合、事業実施前の自家用発電機を継続して利用できること。<sup>4</sup>
- 条件 5：系統電力受電設備等を増設する事業者は、事業実施前後において発電電力並びに受電電力を自家消費すること。<sup>5</sup>

## 4. バウンダリー

系統電力受電設備等及び当該設備から電力の供給を受ける設備。<sup>6</sup>

## 5. ベースライン排出量

### (1) ベースライン排出量の考え方

ベースライン排出量は、系統電力受電設備等の増設を行わずに、事業実施前における閾値に基づき、事業実施後においても事業実施前の自家用発電機を運転し続けた場合に想定される二酸化炭素排出量である。事業実施後において系統電力から受電した電力の総量は、事業実施前に系統電力から受電していた電力に対応するものと自家用発電機により発電していた電力に対応するものの2つに分けられることから、排出起源として以下の2種の排出量の合計値をベースライン排出量とする。

<sup>1</sup> 事業実施前の自家用発電機による発電電力を、受電設備容量の制限等の理由により、事業実施後に系統電力で代替できない場合は、条件 1 を満たさない。

<sup>2</sup> 事業実施前の自家用発電機がコージェネレーション（熱電併給）である場合は、条件 2 を満たさない。

<sup>3</sup> いわゆる「ベースロード運転方式」又は「ピークカット運転方式」以外の運転方式である場合は、条件 3 を満たさない。

<sup>4</sup> 故障又は設備の老朽化等により事業実施前の自家用発電機を継続して利用できない場合には、条件 4 を満たさない。

<sup>5</sup> 系統電力受電設備等を導入した事業者が事業者の外部に電力を供給する場合には、自家消費する電力についてのみ本方法論の対象とする。

<sup>6</sup> 附帯の補機類については、本方法論のバウンダリー外とする。

排出起源	概要
受電電力起源	事業実施前の自家発電機を使用し続けた場合に想定される、系統電力から受電する電力の使用に伴う温室効果ガス排出量
自家発電電力起源	事業実施前の自家発電機を使用し続けた場合に想定される、発電のための化石燃料使用に伴う温室効果ガス排出量

(2) ベースラインエネルギー使用量

ベースラインエネルギー使用量の算定に当たっては、事業実施前における自家発電機の運転履歴を示す資料など把握可能なデータを使用して閾値を推定し、事業実施後における系統電力からの受電電力量に当該閾値等をあてはめて、事業実施前の自家発電機を使用し続けた場合に想定される発電電力量<sup>7</sup>の算定を行う。

1) 受電電力起源

$$EL_{BL} = EL_{grid,PJ} - EL_{self} \quad (式 1)$$

記号	定義	単位
$EL_{BL}$	ベースライン電力使用量	kWh/年
$EL_{grid,PJ}$	事業実施後の系統電力からの受電電力量	kWh/年
$EL_{self}$	事業実施前の自家発電機を使用し続けた場合に想定される発電電力量	kWh/年

2) 自家発電電力起源

$$Q_{fuel,BL} = EL_{self} \times 3.6 \times 10^{-3} \times \frac{100}{\epsilon_{BL}} \quad (式 2)$$

項目	定義	単位
$Q_{fuel,BL}$	ベースラインエネルギー使用量	GJ/年
$EL_{self}$	事業実施前の自家発電機を使用し続けた場合に想定される発電電力量	kWh/年
$\epsilon_{BL}$	事業実施前の自家発電機の発電効率	%

- 事業実施前において、自家発電機の運転方式の変更等により閾値にも変更があった場合には、把握可能なデータを使用して、ベースラインの設定として妥当な閾値の推定を行う。その場合、推定の算定式が合理的であることを、十分な根拠資料<sup>8</sup>を用いて説明できることが必要である。

<sup>7</sup> 自家発電機の定格出力を上回る電力量を当該発電電力量に含めることはできない。

<sup>8</sup> 自家発電機用燃料の価格や系統電力の電気料金等といった自家発電機の運用に大きな影響を与える指標や、生産量等の事業者の電力負荷に大きな影響を与える指標等を使用する。事業実施後において、使用した指標に大きな変動があった場合は、その影響を勘案して、閾値を適正に補正する必要がある。

(3) ベースライン排出量

1) 受電電力起源

$$EM_{electricity, BL} = EL_{BL} \times CF_{electricity, t} \times \frac{44}{12} \quad (\text{式 3})$$

記号	定義	単位
$EM_{electricity, BL}$	ベースライン排出量(受電電力起源)	tCO2/年
$EL_{BL}$	ベースライン電力使用量	kWh/年
$CF_{electricity, t}$	電力の炭素排出係数	tC/kWh

2) 自家発電電力起源

$$EM_{fuel, BL} = Q_{fuel, BL} \times CF_{fuel, BL} \times \frac{44}{12} \quad (\text{式 4})$$

記号	定義	単位
$EM_{fuel, BL}$	ベースライン排出量(自家発電電力起源)	tCO2/年
$Q_{fuel, BL}$	ベースラインエネルギー使用量	GJ/年
$CF_{fuel, BL}$	事業実施前の自家用発電機用燃料の単位発熱量あたりの炭素排出係数	tC/GJ

6. 事業実施後排出量

$$EM_{PJ} = EL_{grid, PJ} \times CF_{electricity, t} \times \frac{44}{12} \quad (\text{式 5})$$

記号	定義	単位
$EM_{PJ}$	事業実施後排出量	tCO2/年
$EL_{grid, PJ}$	事業実施後の系統電力からの受電電力量	kWh/年
$CF_{electricity, t}$	電力の炭素排出係数	tC/kWh

## 7. リークージ排出量

$$LE \quad (式 6)$$

記号	定義	単位
$LE$	リークージ排出量	tCO2/年

- 排出削減事業の実施により生じるバウンダリー外での温室効果ガス排出量の変化であって、技術的に計測可能かつ当該事業に起因するものを、リークージ排出量として考慮する。
- 設備の生産、運搬、設置、廃棄に伴う温室効果ガス排出量は、リークージとしてカウントしない。

## 8. 排出削減量

$$ER = (EM_{electricity, BL} + EM_{fuel, BL}) - (EM_{PJ} + LE) \quad (式 7)$$

記号	定義	単位
$ER$	排出削減量	tCO2/年
$EM_{electricity, BL}$	ベースライン排出量(受電電力起源)	tCO2/年
$EM_{fuel, BL}$	ベースライン排出量(自家発電電力起源)	tCO2/年
$EM_{PJ}$	事業実施後排出量	tCO2/年
$LE$	リークージ排出量	tCO2/年

- なお、(式7) は (式8) のように簡略化できる。

$$\begin{aligned}
 ER &= \left( EL_{BL} \times CF_{electricity, t} \times \frac{44}{12} + Q_{fuel, BL} \times CF_{fuel, BL} \times \frac{44}{12} \right) - \left( EL_{grid, PJ} \times CF_{electricity, t} \times \frac{44}{12} \right) + LE \\
 &= \left\{ (EL_{grid, PJ} - EL_{self}) \times CF_{electricity, t} \times \frac{44}{12} + EL_{self} \times 3.6 \times 10^{-3} \times \frac{100}{\varepsilon_{BL}} \times CF_{fuel, BL} \times \frac{44}{12} \right\} \\
 &\quad - \left\{ (EL_{grid, PJ} \times CF_{electricity, t} \times \frac{44}{12}) + LE \right\} \\
 &= \left\{ \left( CF_{fuel, BL} \times 3.6 \times 10^{-3} \times \frac{100}{\varepsilon_{BL}} - CF_{electricity, t} \right) \times EL_{self} \times \frac{44}{12} \right\} - LE \quad (式 8)
 \end{aligned}$$

## 9. モニタリング方法

ベースライン排出量と事業実施後排出量を算定するために必要となる、モニタリング項目及びモニタリング方法例を下表に示す。

モニタリング項目		モニタリング方法例
$EL_{grid,PJ}$	事業実施後の系統電力からの受電電力量	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電力量計による計測</li> <li>・電力会社からの請求書をもとに算定</li> </ul>
$EL_{self}$	事業実施前の自家発電機を使用し続けた場合に想定される発電電力量	<ul style="list-style-type: none"> <li>・事業実施前における自家発電機の運転履歴等をもとに合理的に推計</li> </ul>
$\varepsilon_{BL}$	事業実施前の自家発電機の発電効率	<ul style="list-style-type: none"> <li>・計測</li> <li>・カタログ値を利用</li> </ul>
$CF_{fuel,BL}$	事業実施前の自家発電機用燃料の単位発熱量あたりの炭素排出係数	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料供給会社のスペックシートをもとに算定</li> <li>・デフォルト値を利用</li> </ul>
$CF_{electricity,t}$	電力の炭素排出係数	<ul style="list-style-type: none"> <li>・デフォルト値を利用</li> </ul> $CF_{electricity,t} = C_{mo} \cdot (1 - f(t)) + C_a(t) \cdot f(t)$ <p>ここで、</p> <p><math>t</math>: 電力需要変化以降の時間（事業開始日以降の経過年）</p> <p><math>C_{mo}</math>: 限界電源炭素排出係数</p> <p><math>C_a(t)</math>: <math>t</math>年に対応する全電源炭素排出係数</p> <p><math>f(t)</math>: 移行関数</p> $f(t) = \begin{cases} 0 & [0 \leq t < 1 \text{ 年}] \\ 0.5 & [1 \text{ 年} \leq t < 2.5 \text{ 年}] \\ 1 & [2.5 \text{ 年} \leq t] \end{cases}$ <ul style="list-style-type: none"> <li>・排出削減事業者等からの申請に基づき、<math>CF_{electricity,t}</math>として全電源炭素排出係数を利用することができる</li> </ul>

## 10. 付記

- 事業実施前の自家用発電機を事業実施後において非常用電源として利用する場合や、事業実施後において新規に自家用発電機を導入する場合等においては、当該発電機による発電に伴う系統電力からの受電電力量低減の影響を勘案して、排出削減量を算出する必要がある。なお、当該発電機による発電により、系統電力を受電する場合よりも事業実施後排出量が低減する場合においては、その低減した量を本方法論による排出削減効果として評価することはできない。
- 限界電源炭素排出係数を適用する排出削減事業については、当該事業の承認申請に当たって、全電源炭素排出係数を適用した場合の排出削減量の試算を付すこととする。