

別紙 2

環境省自主参加型国内排出量取引制度
第3期実施ルール（タイプC向け）

Ver.1.0 2007.4.19

環 境 省

目次

1. 本制度の概要	1
1.1 目的.....	1
1.2 制度への参加.....	3
1.3 本制度のルール概要.....	4
1.4 スケジュール.....	6
1.5 情報の公表について.....	7
2. 参加単位	8
3. 排出量の算定	9
3.1 算定対象ガス・算定対象活動.....	9
3.2 排出源.....	9
3.3 算定対象範囲（バウンダリ）の確定.....	9
3.4 データのモニタリング.....	9
3.5 CO ₂ 排出量の算定・報告.....	10
4. 目標設定方法	12
4.1 基準年度排出量.....	12
4.2 排出削減予測量.....	12
5. 排出量の検証	13
5.1 概要.....	13
5.2 検証の受審及び検証機関の選択.....	13
6. 排出枠の初期割当量（JPA）の交付、取引及び償却	14
6.1 排出枠の交付及び登録簿.....	14
6.2 排出枠等の取引・移転方法.....	15
6.3 排出枠償却義務を満たせない場合等の措置.....	17
7. コージェネレーションの扱い	18
7.1 概要.....	18
7.2 算定式.....	18
7.3 コージェネが関係する場合の基準年度の排出削減予測量の計算のしかた.....	19
8. 本制度に関する情報及び問い合わせ	22
8.1 本制度に関するウェブサイト.....	22
8.2 本制度に関する問い合わせ先.....	22

1. 本制度の概要

1.1 目的

(1) 国内排出量取引制度とは

国内排出量取引制度とは、対象者が何らかの温室効果ガスの排出抑制目標を有し、その目標達成のために、排出枠の取引を行うことができるとする制度である。

国内排出量取引制度は、費用効率性 と 削減の確実性 という特長を有する。

費用効率性とは、国内排出量取引制度が、市場メカニズムの活用により、全体としての削減コストを最小化することをいう。排出枠価格よりも限界削減コストが高い者は排出枠を購入することにより対応するため、対象者全体で見れば、排出枠価格よりも限界削減コストが低い者だけが実際に削減を行うこととなる。市場メカニズムが、安い削減機会を自動的に発掘することにより、費用効率的な削減が可能となる。

削減の確実性とは、排出抑制目標の設定等により、効果的に全体としての排出削減を実現できることをいう。

こうした国内排出量取引制度の特長を踏まえ、国内排出量取引制度は1990年に硫酸化物を対象にアメリカで開始されたほか、温室効果ガスに関する国内排出量取引制度が2001年にデンマークで、2002年にイギリスで、2005年からはEU全域及びノルウェーで既に開始されており、また、カナダにおいても導入が検討されている。

我が国において例えばEUのような対象施設指定型の国内排出量取引制度を導入するかどうかについては、他の政策手法との比較を行いながら、京都議定書の削減約束を達成する上での必要性、我が国における実効性、排出目標の設定水準とこれに伴う産業競争力等国民経済への影響といった諸論点について総合的に検討した上で判断すべきものである。

その一方、我が国においては、国内排出量取引制度についてどうあるべきかについて判断するために必要な知見・経験が十分に蓄積されていない。対象施設指定型の制度を導入するかどうかという議論とは切り離して、我が国においても事業者の自主的な参加を得て国内排出量取引制度を実施していただくことにより、制度に関する知見・経験を蓄積することは、今後の温暖化対策について検討する上で有用である。

(2) 自主参加型国内排出量取引制度の目的と特長

今回の自主参加型国内排出量取引制度は、以下の目的を有する。

国内排出量取引制度に関する知見・経験の蓄積

自主的・積極的に排出削減に取り組もうとする事業者をCO₂排出抑制設備導入又は検証費用について補助支援することにより、追加的な削減努力を引き出す。

また、今回の制度は、以下の3つをセットにすることにより、費用効率的かつ確実な削減を実現するという特長を有する。

CO₂ 排出抑制設備整備に対する補助(採択に当たっては費用効率性を重視)(目標保有参加者タイプA)

一定量の削減に対する自主的なコミット(補助金返還の可能性とセットとすることにより、削減の確実性を高める。)

排出枠の取引(予期せぬ排出量増等のリスクへの対応を可能とする柔軟性措置。目標以上に削減した場合には排出枠を売ることができるというインセンティブともなる。)

(3) 制度に参加することによるメリット

本制度に参加することにより、以下のようなメリットがある。

省エネルギー等による CO₂ 排出抑制設備の整備に対する補助金の交付を受けられる。(目標保有参加者タイプA)

国内排出量取引制度に実践的に参加することによって知見の蓄積が可能。

温室効果ガスの算定に習熟するとともに、検証機関の検証を受けることにより、自ら効果的に温暖化対策を講じていくための基盤が形成される。

温暖化対策に積極的・先進的に取り組む企業としての社会的 PR ができる。

この実施ルールについて

- ・この実施ルールは、今後、検討の深化や状況の変化に伴い、修正すべき合理的な理由がある場合には、適宜修正されることがある。
- ・また、本実施ルールで参照する「モニタリング・報告ガイドライン」は本制度の下記ウェブサイトよりダウンロードが可能である。

<http://www.et.chikyukankyo.com/>

1.2 制度への参加

(1) 参加方法

本制度は、事業者の自主的な参加に基づくものである。本制度への参加を希望する事業者は、以下の四通りの方法により参加することができる。(以下 を併せて「参加者」という。)

目標保有加者タイプA

一定量の排出削減を約束する代わりに、CO₂ 排出抑制設備の整備に対する補助金と排出枠の交付を受ける参加者(設備補助の採択事業者)。

目標保有参加者タイプB

設備補助を受けることなく、2008 年度において基準年度排出量から少なくとも 1%の排出削減を約束する参加者。

目標保有参加者タイプC

設備補助を受けることなく、基準年度排出量から 2007 年度において少なくとも 1%の排出削減、2008 年度において少なくとも 2%の排出削減を約束する参加者。

取引参加者

排出枠等の取引を行うことを目的として、登録簿に口座を設け、取引を行う参加者。取引参加者に対しては、補助金及び排出枠の初期割当量の交付はなされない。

の目標保有参加者タイプA、B、Cのうち、CO₂ 排出量を算定し、実際に排出削減に取り組む事業者を「**排出削減実施事業者**」という。なお、ともに本邦法人とする。

(2) 参加資格

目標保有参加者タイプA

平成 19 年度の「温室効果ガスの自主削減目標設定に係る設備補助事業」(以下「設備補助」という。)に応募し、採択された事業者。

設備補助は、省エネルギー等による CO₂ 排出抑制設備を整備する事業者に対し、設備整備費の一部を補助するものである。

事業者は、同補助への応募時に補助設備の導入等による排出削減予測量を申告する。環境省は、応募に対し、補助の費用効率性(後述)の観点から審査し、採択する。採択された事業者には、設備補助金(2007 年度)及び排出枠の初期割当量(2008 年度)が交付される。

目標保有参加者タイプB

「自主参加型国内排出量取引制度(第 3 期)目標保有参加者タイプB」に応募し、採択された事業者。

事業者は、応募時に自らの努力により達成される 2008 年度における排出削減予測量を申告する。この排出削減量は、基準年度排出量に対して少なくとも 1%以上とし、参加事業者には排出枠の初期割当量が 2008 年度初頭に交付される。

目標保有参加者タイプC

「自主参加型国内排出量取引制度（第3期）目標保有参加者タイプC」に応募し、採択された事業者。

事業者は、応募時に自らの努力により達成される2007、2008年度における排出削減予測量を申告する。この排出削減量は、基準年度排出量に対して少なくとも2007年度において1%以上、2008年度において少なくとも2%以上とする。排出枠の初期割当量は2007年度分、2008年度分ともに2008年度初頭に交付される。

取引参加者

設備補助の交付を受けない者に対しては排出枠の交付はなされないが、そうした者も、排出枠等の取引を行うことを目的として、本制度に参加することができる。取引参加者は、登録簿に口座を設けるとともに、排出枠の取引を行うことができる。

取引参加者の本制度への参加は2008年度からであり、取引参加者の制度への参加方法については2007年度後半に公表する。取引参加者の募集は2007年度後半に行う。

1.3 本制度のルール概要

本制度への参加に伴い、目標保有参加者タイプCに求められるルールの概要は、以下のとおりである。目標保有参加者タイプCとして制度に参加するための応募方法については「自主参加型国内排出量取引制度（第3期）目標保有参加者タイプC用公募要領」を別途参照のこと。

なお、目標保有参加者タイプA、Bに求められるルールについては、別途策定されている環境省自主参加型国内排出量取引制度 第3期実施ルール（タイプA、B向け）を参照されたい。

(1) 基準年度（2004年度～2006年度）排出量の算定

タイプCの排出削減実施事業者は、公募に際して基準年度である2004年度～2006年度の過去3年間の排出量を算定する。算定においては、本実施ルールで定める算定方法により排出量を求める。

(2) 基準年度排出量の検証

タイプCの排出削減実施事業者は、2007年10月までに、基準年度の排出量について、環境省の委託する検証機関の検証を受ける（詳細は、5.参照）。検証委託費は環境省が負担する。

(3) 排出枠の初期割当量（JPA）の交付

タイプCの排出削減実施事業者に対しては、2007年度分の初期割当量（JPA）、2008年度分の初期割当量（JPA）の双方が2008年4月に交付される。JPAの交付量は、以下のとおり。

2007年度分

「対象工場・事業場の基準年度排出量」 - 「2007年度の排出削減予測量」

2008年度分

「対象工場・事業場の基準年度排出量」 - 「2008年度の排出削減予測量」

(4) 排出削減対策の実施

タイプCの排出削減実施事業者は、2007年度、2008年度の両年度において排出削減に取り組む。タイプCの排出削減実施事業者に対しては、2007、2008年度の両年度を削減対策実施年度と定義する。

(5) 削減対策実施年度の算定と検証

タイプCの排出削減実施事業者は、2008年4月以降に2007年度の排出量を算定するとともに、2008年4月～6月に検証機関による検証を受ける。また、2009年4月以降に2008年度の排出量を算定するとともに、2009年4月～6月に検証機関による検証を受ける。

(6) CAによる承認手続き

検証機関の検証を受けた算定結果は、環境省の元に設置され、本制度のルール管理を担うCA (Competent Authority の略) の承認を経て、確定される。

(7) 排出枠 (JPA 及び jCER/jERU¹) の取引

排出枠 (JPA 及び jCER/jERU) は、2008年4月の初期割当量の交付以降、2009年8月31日に予定されている2008年度排出量の償却期限までの期間において随時取引可能である (詳細は、6.2 参照)。

(8) 排出枠の償却義務

タイプCの排出削減実施事業者は、2008年8月31日に予定される償却期限までに、検証機関の検証を受けた2007年度の実排出量と同量の排出枠 (JPA 及び jCER/jERU) を、登録簿²上の償却口座に移転しなければならない (詳細は、6.2 参照)。償却には、初期割当量 (JPA) に加えて、CDM 及び JI プロジェクトに基づいて発行される jCER や jERU も活用することができる (詳細は、6.2 参照)。なお、2007年度排出量に応じた排出枠の償却において、2008年度分の初期割当量 (JPA) は用いることができない (ポロイングの禁止)。

同様に2009年8月31日に予定される償却期限までに、検証機関の検証を受けた2008年度の実排出量と同量の排出枠 (JPA 及び jCER/jERU) を、登録簿上の償却口座に移転しなければならない。なお、2008年度排出量に応じた排出枠の償却において、2007年度分の初期割当量 (JPA) を用いるためには、予めバンキングを行う必要がある (詳細は、6.2 参照)。

¹ jCER と jERU...クリーン開発メカニズム (CDM) により発行される CER (Certified Emission Reduction) や共同実施 (JI) により発行される ERU (Emission Reduction Unit) を基に本制度用に発行されるクレジット。詳細は 6.2 を参照。

² 登録簿...排出枠の発行、保有、移転及び獲得を正確に計上することを目的として利用される電子データベース。詳細は、6.1 を参照。

1.4 スケジュール

本制度は表 1 のスケジュールにより実施する。ただし、詳細なスケジュールは状況により前後することがある。

事業期間は年度単位とするため、排出削減実施事業者の CO₂ 排出量も年度単位で算定し、検証を受けることが求められる。

表 1 第 3 期事業のスケジュール（タイプ C）

2007 年度	募集期間	4/19 公募開始
		4/25 公募〆切
	排出削減実施期間	4月～ 排出削減対策の実施
		5月中旬 採択結果の公表
		5月下旬 採択事業者に対する説明会
		6月中旬 検証機関の決定
		6月中旬～10月頃 基準年度排出量の検証実施
		11月頃 検証済み基準年度算定報告書の提出
		12月頃 検証済み基準年度算定報告書の確定
		2008年1～2月頃 2008年度に関するモニタリングプラン ³ の提出
2～3月 上記モニタリングプランの承認及び確定		
2008 年度	排出削減実施期間	4月～ 排出削減対策の実施
		4月 排出枠（JPA）の交付（2007、08年度分）
		4月～ 排出枠の取引の開始
		4月 2007年度算定報告書の作成
		4～6月 2007年度排出量の検証
		4～8月 排出枠保有量の調整期間（2007年度分）
		8/31 排出枠の償却期限（2007年度分）
2009 年度	調整期間	4月 2008年度算定報告書の作成
		4～6月 2008年度排出量の検証
		4～8月 排出枠保有量の調整期間（2008年度分）
		8/31 排出枠の償却期限（2008年度分）

³ モニタリングプランの詳細については、「モニタリング・報告ガイドライン」を参照。

1.5 情報の公表について

本制度においては、下記の情報に関しては原則として公表される。ただし、競争上の地位その他正当な利益を害するおそれがある等当該情報を公表しないことについて合理的な理由がある場合については、参加者の申請に基づき、環境省と参加者の間で公表の可否について柔軟に調整する。

< 個別の目標保有参加者に関する情報 >

- ・ 目標保有参加者名
- ・ 対象工場・事業場の所在地
- ・ 排出削減予測量
- ・ 補助対象設備により行う事業の内容（タイプ A のみ）
- ・ 参加工場・事業場の基準年度排出量
- ・ 排出枠交付量（2008年4月）
- ・ 排出量検証の結果
- ・ 排出枠提出義務の達成状況（2009年8月）

< 取引参加者に関する情報 >

- ・ 取引参加者名

< 制度全体に関する情報 >

- ・ 参加者数及びその分野
- ・ 排出削減予測量の合計
- ・ 排出削減実施事業者の基準年平均排出量の合計
- ・ 排出枠交付量の合計
- ・ 排出量検証の全体状況
- ・ 排出枠提出義務達成の全体状況
- ・ 取引件数

2. 参加単位

(1) 参加単位

参加単位は、工場又は事業場単位とする（法人単位、設備単位では参加できない）。複数の工場・事業場について参加を希望する場合には、原則として、工場・事業場ごとに申請を行うことが必要である。

コンビナートなど、同一区画内で複数の法人が事業を行っているケースで、エネルギー管理が一体として行われており、法人毎のエネルギー消費量が把握できない場合には、エネルギー管理が一体として行われている範囲を一つの工場としてとらえる。

なお、本制度においては基準年度の排出量を算定・検証する必要があるため、新設ビル等、基準年度排出量の算定・検証を行うことのできない工場又は事業場での参加はできない。

(2) 工場又は事業場の範囲

工場・事業場の範囲は、工場立地法届出や建築基準法届出に示された敷地図を用いて識別する。敷地境界の識別に関する詳細な説明は、「環境省・自主参加型国内排出量取引制度 モニタリング・報告ガイドライン」3.2を参照すること。

(3) 敷地境界を判断する時点及び敷地境界の変更

敷地境界は、2007年4月1日時点の状況に基づき判断し、確定する。算定・検証対象期間において、法人の合併・分割又は工場・事業場・設備の買収・売却によって、敷地境界に変更があった場合についても、確定時点の敷地境界は変更せず、基準年度及び削減対策実施年度の双方について、確定時点の敷地境界により排出量を算定することとする。

敷地境界の変更に関する解説は「モニタリング・報告ガイドライン」3.2.2を参照すること。

3. 排出量の算定

3.1 算定対象ガス・算定対象活動

本制度において算定対象とする温室効果ガスは、二酸化炭素 (CO₂)のみとする。

算定対象活動は以下の通り。算定対象から除外される活動などに関する解説は、「モニタリング・報告ガイドライン」3.3を参照すること。

表 2 算定対象活動

種類	活動内容
燃料の使用に伴う CO ₂ 排出	化石燃料の使用（構内車両における排出も含む）
電気・熱の使用に伴う CO ₂ 排出	算定対象範囲（バウンダリ）外より供給された電気・熱の使用
廃棄物の焼却・使用等に伴う CO ₂ 排出	廃棄物の焼却及び製品の製造用途への使用、廃棄物燃料の使用に伴う CO ₂ 排出量の算定
工業プロセスに伴う CO ₂ 排出	セメントの製造、生石灰の製造、石灰石及びドロマイトの使用、アンモニアの製造、各種化学製品の製造、アセチレン・ドライアイス・噴霧器の使用

3.2 排出源

排出源とは、敷地境界内にある算定対象活動(表 2)を行う受電設備や、ボイラなどの設備を指す。排出源は設備単位ごとに把握する必要があるが、算定対象範囲(バウンダリ)外から供給された電気・熱の使用に伴う CO₂ 排出については、取引メータ等を一つの排出源と見なす。

排出源の特定方法や少量排出源の基準などに関する解説は、「モニタリング・報告ガイドライン」3.4を参照すること。

3.3 算定対象範囲（バウンダリ）の確定

算定対象範囲（バウンダリ）とは、自らの排出量として算定を行う範囲を指す。敷地境界内にある排出源で、自社の所有しない設備（排出源）を除いたものをバウンダリと呼ぶ。

算定対象範囲（バウンダリ）に関する解説は「モニタリング・報告ガイドライン」3.5を参照すること。

3.4 データのモニタリング

(1) データのモニタリング方法

工場・事業場における排出量の算定は、原則として次式で算定されるため、下式の各項(活動量、単位発熱量、排出係数)をそれぞれ適切な方法で把握(モニタリング)する必要がある。

<燃料の燃焼> CO₂ 排出量 = 活動量 × 単位発熱量 × 排出係数

<それ以外> CO₂ 排出量 = 活動量 × 排出係数

モニタリング方法については、採択後に指定する様式に沿って提出が求められる（様式は本制度

のウェブサイトよりダウンロード可能：<http://www.et.chikyukankyo.com/download/index2006.html>)。モニタリング方法に関しては、「モニタリング・報告ガイドライン」を参照する。モニタリングの際のデータの把握の方法とその精度確保方法に関しては、「モニタリング・報告ガイドライン」第4章に詳しい解説があるが、基準年度排出量の算定においては必ずしも当該ガイドラインで示される方法を適用せず、購買データ等を活用した既存の方法でも認められる。

(2) モニタリング体制の構築

排出削減実施事業者は、排出量を正確に算出するための適切なモニタリング体制、算定体制を整備することが求められる。体制の構築においては、独自のデータ収集・把握方法を確立すると共に、モニタリング管理責任者ならびに担当者を任命することが必要である。

モニタリング体制の構築に関する解説は「モニタリング・報告ガイドライン」4.4を参照すること。

(3) 品質保証 (QA)・品質管理 (QC)

CO₂排出量の把握に当たっては、排出量を計算するために使用するデータ(活動量、単位発熱量、排出係数等)を正確に把握することが重要である。このため、データの品質を保証する仕組みを構築する必要がある。基本的には、個々のデータチェックと体制の整備の二つのアプローチを実施することでデータの品質向上が期待される。一般的に、前者を品質保証 (Quality Assurance, : QA)、後者を品質管理 (Quality Control : QC) と呼ぶ。

品質保証 (QA)・品質管理 (QC) に関する解説は「モニタリング・報告ガイドライン」4.4.2を参照すること。

3.5 CO₂排出量の算定・報告

(1) CO₂排出量の算定

CO₂排出量の算定は、3.4に沿ってモニタリングしたデータを用い、原則として以下の式で算定する。

<燃料の燃焼由来> $CO_2 \text{ 排出量} = \text{活動量} \times \text{単位発熱量} \times \text{排出係数}$

<その他> $CO_2 \text{ 排出量} = \text{活動量} \times \text{排出係数}$

CO₂排出量の算定に関する解説は「モニタリング・報告ガイドライン」第5章及び第 部算定マニュアルを参照すること。なお、第 部算定マニュアルにおいては、具体的な実測方法やモニタリング方法(モニタリングパターンなど)が「Tier (ティア)」アプローチ⁴に基づき詳しく解説されているが、基準年度排出量の算定においては必ずしも「モニタリング・報告ガイドライン」で示される方法を適用する必要はなく、購買データ等を活用した既存の方法によりデータを把握し、第 部算定マニュアルの各活動の「(2)算定方法」に示される算定式に沿ってCO₂排出量を算定すれば良い。例えば、各燃料のデフォルトの単位発熱量・排出係数は第 部算定マニュアルの -24に一覧がある。

⁴ モニタリング方法の精度レベルを階層別に表したもので、Tier1 が最も精度水準が低く、Tier4 が最も高い。モニタリングパターンや計量器の精度に応じて、選択したモニタリング方法の Tier が定まる。削減対策実施年度(2008年度)では Tier アプローチに沿ったモニタリングが求められるが、基準年度のモニタリング・算定ではその適用が求められることはない。

(2) 算定単位

CO₂排出量は、1 t-CO₂未満は切り捨てとし、整数値で報告する。

(3) CO₂排出量の報告

排出削減実施事業者は、算定した自らのCO₂排出量を、定められた様式にて報告する必要がある。

基準年度排出量の算定報告書は、事業者の概要や設備の状況等、主に定性的な記述を行う本編と、具体的な燃料使用量やCO₂排出量の計算結果等を記述する附属書から構成される。

削減対策実施年度については、モニタリングプランに事業者の概要や設備の状況等が記載されているため、算定報告書としてはCO₂排出量の計算結果等の定量的情報のみが記載されたものを提出する。

4. 目標設定方法

4.1 基準年度排出量

基準年度排出量は、2004年4月1日～2007年3月31日の3年間の平均値である。

基準年度排出量については、公募時書類及び算定報告書の様式に従い2004～2006年度の排出量を環境省に報告する。その後、2007年6月までに2006年の確定値を反映させた算定報告書を環境省へ提出した上で、2007年10月までに、環境省が委託する検証機関による検証を受ける必要がある。検証は3年間分の排出量のそれぞれについて行い、各年度の値の平均値（小数点以下は切り捨て）をもって基準年度排出量とする。

既に環境報告書等で工場・事業場の温室効果ガス排出量を算定し、第三者認証を受けているような場合でも、排出係数や算定対象範囲（バウンダリ）等が本制度と異なる可能性があるため、改めて算定して検証を受けることが必要となる。

4.2 排出削減予測量

目標保有参加者タイプCは、2007年度において基準年度排出量から少なくとも1%、2008年度において基準年度排出量から少なくとも2%の排出削減目標を設定する。

目標保有参加者タイプCの排出削減実施事業者は、申請時に、申請書の様式に従い、2007、2008年度における「排出削減予測量」を環境省に登録する。なお、一度登録した申請書記載の排出削減予測量は、検証を経て基準年度排出量確定値に変動があった場合を含めて、以後変更することはできない。

コージェネレーションが関係する場合の排出削減予測量の算定方法については、通常の場合と異なるため、第7章の「コージェネレーションの扱い」を参照のこと。

5. 排出量の検証

5.1 概要

検証とは第三者による算定結果の確認プロセスであり、事業者は要求された情報の提示、現地訪問への対応等を行う必要がある。

排出削減実施事業者には、本実施ルールに従って排出量を報告することが求められるが、その算定結果の信頼性を担保するために、排出削減実施事業者から独立した第三者検証機関による検証が実施される。

検証機関は、算定報告書の信頼性を確かめるために、検証の過程で様々な確証（エビデンス）を入手する必要がある。検証機関には、排出削減実施事業者と十分な意思疎通を図り、検証を円滑に行うことが求められる。特に、基準年度検証においては、事業者のモニタリング体制/算定体制の整備状況を評価することを通じて、マネジメントシステムの改善も期待される。

5.2 検証の受審及び検証機関の選択

排出削減実施事業者は、以下のCO₂排出量の算定結果について、検証機関による検証を受ける必要がある。検証機関の選択については、環境省が指定する事業者の中から、排出削減実施事業者が選択することとする（環境省が所要の調整を行うことがありうる。）

基準年度排出量 ... 2007年10月までに検証を受ける。その際、算定対象範囲（バウンダリ）についても検証を受ける必要がある（コジェネが稼働している場合にはコジェネによる発電量についても検証を受ける必要がある。）

削減対策実施年度（2007年度）の排出量 ... 2008年4～6月頃に検証を受ける。コジェネが稼働している場合にはコジェネによる発電量についても検証を受ける必要がある。

削減対策実施年度（2008年度）の排出量 ... 2009年4～6月頃に検証を受ける。コジェネが稼働している場合にはコジェネによる発電量についても検証を受ける必要がある。

検証手順や事業者求められる事項に関する解説は「モニタリング・報告ガイドライン」第6章を参照すること。

6. 排出枠の初期割当量（JPA）の交付、取引及び償却

6.1 排出枠の交付及び登録簿

(1) 排出枠の初期割当量（JPA）の交付

排出削減実施事業者には、以下の量の JPA が初期割当量として 2008 年 4 月に交付される。ただし、それまでに基準年度排出量の検証を終えていることが前提である。

$$\text{JPA 交付量 (t-CO}_2\text{)} = \text{検証機関の検証を経た基準年度排出量 (平均値) (t-CO}_2\text{)} \\ - \text{削減対策実施年度の CO}_2\text{ 排出削減予測量 (t-CO}_2\text{)}$$

ただし、基準年度にコージェネレーションが稼働していた場合については、JPA 交付量は以下の式による。（コージェネに関するルールについては、第7章の「コージェネレーションの扱い」を参照）

$$\text{JPA 交付量 (t-CO}_2\text{)} = \text{検証機関の検証を経た基準年度排出量 (平均値) (t-CO}_2\text{)} \\ - (\text{基準年度におけるコージェネ平均発電量 (kWh)} \times 0.000210) (\text{t-CO}_2\text{)} \\ - \text{削減対策実施年度排出削減予測量 (t-CO}_2\text{)}$$

（注：上記式のコージェネ発電量には、対象工場・事業場外に供給した電力量を含まない。第7章の「コージェネレーションの扱い」参照）

(2) 登録簿

口座の種類

排出枠の発行、保有、移転、償却等は、本制度用の登録簿システムにより記録される。登録簿システムには、以下の3種類の口座が設けられる。

- ・ 保有口座（目標保有参加者（＝排出削減実施事業者）及び取引参加者が排出枠を保有するための口座）
- ・ 償却口座（排出枠提出義務を果たすため排出枠を償却するための口座）
- ・ 取消口座（自主的に排出枠を失効させるための口座）

保有口座の開設は、参加者が環境省に開設申請をすることにより行う。申請方法や口座開設後の登録簿システムの利用方法については、専用ウェブサイト（<http://vet.registry.go.jp>）のマニュアルを参照すること。

目標保有参加者に対する排出枠（初期割当量）の交付は、当該目標保有参加者の保有口座に排出枠を発行することにより行う。交付量については、上記(1)を参照のこと。

口座名義

保有口座は参加者毎、削減対策実施年度毎に開設される。つまり、一参加者は2007年度用口座、2008年度用口座の2種類を保有する。同一法人が複数の事業所において目標保有参加者として参加している場合には、それぞれの事業所毎に保有口座を開設する。

また、目標保有参加者のうち、複数の事業者が共同参加している場合は、排出枠を管理する事業者いずれか一者（任意）を口座管理者とし、口座名義は「口座管理会社（その他の事業者名）」とい

う形式で登録する。

(3) 排出枠 (JPA と jCER/ jERU) 償却義務

タイプ C の目標保有参加者は、2008 年 8 月 31 日に予定される償却期限までに、検証機関の検証を経た 2007 年度実排出量と同量の排出枠 (JPA 又は jCER/ jERU) を自己の保有口座から償却口座に移転 (= 償却) しなければならない。

同様に、2009 年 8 月 31 日に予定される償却期限までに、検証機関の検証を経た 2008 年度実排出量と同量の排出枠 (JPA 又は jCER/ jERU) を自己の保有口座から償却口座に移転 (= 償却) しなければならない。 償却には、以下の 2 種類を用いることができる。

- ・目標保有参加者に対し交付される初期割当量「JPA」(Japan Allowance)
(コージェネレーションに対して発行される「コージェネクレジット」を含む。)
- ・京都議定書に基づき行われるクリーン開発メカニズム (CDM) により発行される CER (Certified Emission Reduction) 又は、共同実施 (JI) により発行される ERU (Emission Reduction Unit) を基に発行される「jCER」や「jERU」。

なお、2007 年度排出量に応じた排出枠の償却において、2008 年度分の初期割当量 (JPA) は用いることができない (ボロイングの禁止)。また、2008 年度排出量に応じた排出枠の償却において、2007 年度分の初期割当量 (JPA) を用いるためには、予めバンキングを行う必要がある (詳細後述)。

6.2 排出枠等の取引・移転方法

(1) 取引対象

本制度においては、上記の JPA 及び jCER/ jERU を参加者間で取引することができる。

CER 又は ERU を本制度の目標遵守や取引のために利用するためには、参加者が京都議定書の下での国別登録簿内の自社保有口座から日本政府の保有口座へ CER 又は ERU を移転した上で、別途 jCER 及び jERU の発行を環境省に申請する必要がある。国別登録簿において政府保有口座への移転が確認された後、本制度の保有口座に同量の jCER 及び jERU が発行される。なお、CER や ERU の国別登録簿への移転は、2007 年 4 月以降に予定されているため、申請方法等詳細について別途定めることとする。

一度移転された jCER 及び jERU は、国別登録簿の自らの保有口座に戻す (再移転) ことはできない (CER 及び ERU の移転は不可逆的である)。

JPA と jCER 及び jERU の単位は t-CO₂ とし、等価取引できる。本ルールでは、JPA と jCER 及び jERU を「排出枠」と総称する。

(2) 取引方法

排出枠の取引は参加者間の責任において自由に行うことができる。仲介業者を介する取引も、同様に当事者間の責任において行うことができる。

なお、参加者による円滑な取引を支援する目的から、事務局は電子取引システム (GHG-Trade.com) を利用した仲介サービスを希望する参加者に提供している。具体的なサービス内容は以下の通りで、決済については当事者間の責任で行うこととしている。

- ・ 参加者間における標準契約の締結支援
- ・ 個別売買のマッチング

(3) 移転

排出枠の売り手は取引の約定後、買い手との間で合意された期間内に排出枠の移転申請を登録簿システム上で行う。また、買い手は合意された期間内に排出枠の購入費用を支払う。

正しい種類・数量の排出枠が移転されたかどうか等の移転処理の結果は、売り手・買い手が登録簿システム上で確認する。

契約通りの移転がなされておらず、誤りがあると認められるときは、原則として当事者間で解決する。

(4) 移転期間

第3期自主参加型国内排出量取引制度においては、2008年4月1日～2009年8月31日を移転期間と呼ぶ。参加者は移転期間内に移転を行うことにより、排出枠保有量の調整を行うことができる。目標保有参加者の保有口座に排出枠（JPA）が発行され次第、移転を行うことが可能になる。JPAの発行時期については改めて参加者に通知する。また、排出枠の移転は2009年8月31日に予定されている目標保有参加者の償却期限前まで自由に行うことができる。

(5) 移転単位

排出枠は1t-CO₂単位で移転をすることができる。

(6) コミットメントリザーブ

制度本来の目的である排出削減実施事業者における温室効果ガスの削減を確実に進めるため、目標保有参加者タイプCは、2008年4月に排出枠が交付された以降、償却完了までの間、各年度用の保有口座に、常に基準年度排出量の90%分の排出枠を保有しなければならない。

(7) 償却

タイプCの目標保有参加者は、2008年8月31日に予定されている償却期限までに、検証機関の検証を経た2007年度CO₂排出量と少なくとも同量相当の排出枠を、自己の保有口座から償却口座に移転（＝償却）しなければならない。なお、2007年度排出量に応じた排出枠の償却において、2008年度分の初期割当量（JPA）は用いることができない（ボロイングの禁止）。

同様に2009年8月31日に予定される償却期限までに、検証機関の検証を受けた2008年度の実排出量と同量の排出枠（JPA及びjCER/jERU）を、登録簿上の償却口座に移転しなければならない。なお、2008年度排出量に応じた排出枠の償却において、2007年度分の初期割当量（JPA）を用いるためには、予めバンキングを行う必要がある（詳細後述）。

償却には、JPA・jCER及びjERUの3種類を用いることができる。

(8) 余剰排出枠の取扱い

2007年度排出量に応じた償却期限（2008年8月31日）後に、各参加者の保有口座に排出枠が残っている場合の当該排出枠（＝余剰排出枠）は、繰り越し（バンキング）が認められ、2009年8月31日までの間に取引・移転・償却等が可能となる。

また、2008年度排出量に応じた償却期限（2009年8月31日）後に、各参加者の保有口座に排出

枠が残っている余剰排出枠は、2009年度を排出削減実施年度とする本制度（「次回制度」という。）が実施される場合には、繰り越し（バンキング）が認められ、次回制度の中においても取引・移転・償却等が可能である。

6.3 排出枠償却義務を満たせない場合等の措置

以下の場合においては、企業名及び工場・事業場名が公表される。

- 1)排出枠償却義務を満たせない場合
- 2)基準年度排出量又は削減対策実施年度（2007年度、2008年度）の排出量について、検証機関の検証を経て、算定結果が確定できなかった場合
（検証結果が、「不適正」又は「意見不表明」の場合 及び
「限定付き適正」であって且つ算定結果を確定できない場合）

7. コージェネレーションの扱い

7.1 概要

- コジェネについては、京都議定書目標達成計画においても需要サイドの新エネルギー対策として位置づけられ、温室効果ガス削減効果が見込まれており、政府としても効率のよいコジェネの普及の促進を図っているところである。
- 一方、本制度においては、全電源平均の排出係数を用いて評価することとしている。この場合、コジェネの削減効果が十分に評価されず、コジェネが不利な扱いを受けることが想定される。
- このため、基準年度及び削減対策実施年度におけるコジェネによる発電に対し、発電量に応じて別途クレジットを交付することにより、コジェネが不利な扱いを受けないようにする。具体的には、コジェネの発電量（補機使用分の電力を除く）1 kWh 当たり次表に示すクレジットを交付する。

コジェネクレジット	0.000210 t-CO ₂ /kWh
-----------	---------------------------------

7.2 算定式

- コジェネクレジット量の算定式は以下のとおりとする。

<p>コジェネクレジット交付量 (t-CO₂)</p> <p>= 当該年度におけるコジェネ発電量 (kWh) × コジェネクレジット (t-CO₂/kWh)</p> <p style="text-align: right;">(1 t-CO₂ 未満は切捨て)</p> <p>コジェネ発電量は補機使用分の電力を除いた値とする。</p>

- 本コジェネクレジットは、化石燃料を燃料とするいかなるコジェネについても交付される（化石燃料種、発電効率、排熱利用効率等は問わない）。
- バイオマス燃料等、非化石燃料を燃料とするコジェネにはクレジットは交付されない。
- コジェネによる発電量のうち、外部供給した分については前項に示すとおり CO₂ 排出量算定の対象外となるため、クレジットも交付されない。したがって、この場合は上式の「コジェネ発電量 (kWh)」を「コジェネ発電量のうち自家消費分 (kWh)」に置き換えて計算を行う（以下同様）。
- コジェネクレジットは、CO₂ 排出量及びコジェネ発電量について検証機関の検証を受けた後に交付される。

<p>(例1) 化石燃料コジェネに対するクレジット交付量</p> <p>コジェネクレジット交付量 (t-CO₂)</p> <p>= コジェネ発電量 (kWh) × コジェネクレジット (t-CO₂/kWh)</p> <p style="text-align: right;">(1 t-CO₂ 未満は切捨て)</p>
<p>(例2) バイオマスコジェネに対するクレジット交付量</p> <p>コジェネクレジット交付量 (t-CO₂) = 0</p>
<p>(例3) 化石燃料の投入比率が 60% (熱量ベース) のコジェネに対するクレジット交付量</p>

コジェネクレジット交付量 (t-CO₂)

$$= \text{コジェネ発電量 (kWh)} \times 0.6 \times \text{コジェネクレジット (t-CO}_2\text{/kWh)}$$

(1 t-CO₂ 未満は切捨て)

投入する化石燃料を x GJ、バイオマス燃料を y GJ とすると、化石燃料の投入比率は次式で計算される。

$$\text{化石燃料投入比率 (\%)} = x / (x + y) \times 100$$

(例4) 総発電量のうちの3割を外部供給している化石燃料コジェネに対するクレジット交付量

コジェネクレジット交付量 (t-CO₂)

$$= \text{コジェネ発電量 (kWh)} \times (1 - 0.3) \times \text{コジェネクレジット (t-CO}_2\text{/kWh)}$$

(1 t-CO₂ 未満は切捨て)

(例5) 化石燃料の投入比率が60%(熱量ベース)で、総発電量のうちの3割を外部供給している化石燃料コジェネに対するクレジット交付量

コジェネクレジット交付量 (t-CO₂)

$$= \text{コジェネ発電量 (kWh)} \times 0.6 \times (1 - 0.3) \times \text{コジェネクレジット (t-CO}_2\text{/kWh)}$$

(1 t-CO₂ 未満は切捨て)

7.3 コジェネが関係する場合の基準年度の排出削減予測量の計算のしかた

基準年度にはコジェネが稼働しておらず、削減対策実施年度にコジェネが稼働している場合

削減対策実施年度排出削減予測量 (t-CO₂)

$$= \text{基準年度排出量 (t-CO}_2\text{)}$$

$$- \{ \text{削減対策実施年度の排出量予測 (t-CO}_2\text{)} - \text{コジェネクレジット交付予測量 (t-CO}_2\text{)} \}$$

コジェネクレジット交付予測量 (t-CO₂)

$$= \text{削減対策実施年度におけるコジェネ発電予測量 (kWh)} \times \text{コジェネクレジット (t-CO}_2\text{/kWh)}$$

基準年度も削減対策実施年度もコジェネが稼働している場合

削減対策実施年度排出削減予測量

$$= \{ \text{基準年度排出量 (t-CO}_2\text{)} - \text{基準年度における平均年間コジェネ発電量 (kWh)} \times \text{コジェネクレジット (t-CO}_2\text{/kWh)} \}$$

$$- \{ \text{削減対策実施年度の排出量予測 (t-CO}_2\text{)} - \text{コジェネクレジット交付予測量 (t-CO}_2\text{: 上記参照)} \}$$

【参考】コージェネレーションへのクレジット交付量設定の考え方

他者から提供された電気に係る排出係数について全電源平均の排出係数を使用することに伴い、コージェネの削減効果が適切に評価されるようにするため、コージェネについては発電量に応じてクレジットを交付する。

クレジット交付量については、発電効率及び排熱利用率が一定基準を超えるコージェネについて削減効果が得られる値とする。

基準値を発電効率 30%、排熱利用率（投入燃料に対する排熱利用量の割合）を 25% の石油コージェネとし、基準コージェネが系統 + A 重油ボイラと同等の CO₂ 排出量と評価されるようにクレジット交付量を設定する。具体的な設定方法は以下の通り。

系統電力 + A 重油ボイラ	石油（A 重油）コージェネ
一般電気事業者電力排出係数： 0.000391 t-CO ₂ /kWh	コージェネの効率：発電効率 30%
ボイラ効率（A 重油）： 90%	A 重油の排出係数：0.0693 t-CO ₂ /GJ
A 重油排出係数：0.0693 t-CO ₂ /GJ	

コージェネにより 1 kWh (3.6MJ) の電力を発電する際には、12MJ (= 3.6MJ ÷ 30%) の A 重油投入が必要であり、CO₂ 排出量は下記のとおりとなる。

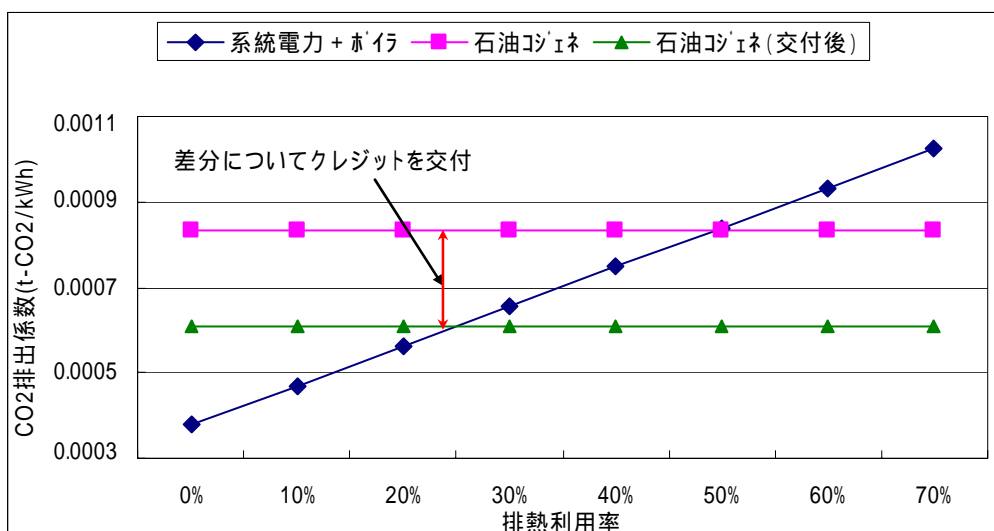
$$0.0693 \text{ (t-CO}_2\text{/GJ)} \times 12 \text{ (MJ/kWh)} \times 0.001 = 0.000832 \text{ (t-CO}_2\text{/kWh)}$$

また、排熱利用率を 25% と想定すると、3.0MJ (= 12MJ × 25%) の熱が有効利用されることになる。

一方、同量の需要について、電力は一般電気事業者から購入し、熱は A 重油ボイラで賄うケースを想定すると、その際の CO₂ 排出量は以下の通り。

$$\begin{aligned} \text{(電力 1kWh 分)} + \text{(熱 3.0MJ 分)} &= 0.000391 + 0.0693 \text{ (t-CO}_2\text{/GJ)} \div 90\% \times 3.0 \text{ (MJ)} \times 0.001 \\ &= 0.000622 \text{ (t-CO}_2\text{/kWh)} \end{aligned}$$

したがって、クレジット交付量は 0.000210 t-CO₂/kWh (= 0.000832 - 0.000622) となる。



基準効率の設定に際しては、英国 CHPQA（高効率コジェネに対する気候変動課徴金減免制度）、米国 PURPA（公益事業規制政策法）等の基準効率値を参照している。

英国 CHPQA の性能指数（QF = quality index）基準

$$QI = (X \times \text{power}) + (Y \times \text{heat}) \quad 100$$

QI = 品質指数

X = 代替発電方式に係わる係数

power = 電力効率

Y = 代替熱供給方式に係わる係数

heat = 熱効率

表 係数の定義

CHP の規模	X	Y
1 MWe 以下	230	125
1 ~ 10MWe	220	125
10 ~ 25MWe	205	125
25 ~ 50MWe	190	125
50 ~ 100MWe	185	125
100 ~ 200MWe	180	125
200 ~ 500MWe	170	125
500MWe 以上	160	125
特殊なケース	X	Y
燃料電池	160	125
25MWe 以下のレシプロエンジン（複合サイクルエンジンを含む）	200	125
既存蒸気タービンと既存レシプロ蒸気エンジン（2005年4月までの移行措置）	240	125
代替燃料スキーム	X	Y
代替燃料ガス（水素、プロパン、エタン等）	240	125
バイオガス、廃ガス、廃熱	300	140
バイオマス、固体廃棄物、液体廃棄物	400	140

米国 PURPA の適格設備（QF = qualifying facility）認定基準

- ・ 発電電力量 + 排熱利用量 × 1/2 投入燃料 × 42.5%（排熱利用量 15% 以上の場合）
- ・ 発電電力量 + 排熱利用量 × 1/2 投入燃料 × 45%（排熱利用量 15% 未満の場合）

日本国内のコジェネ導入実績（日本コージェネレーションセンター調べ）は、産業用コジェネは 1,600 件 5,073MW、民生用コジェネは 2,915 件 1,429MW であるので、平均規模はそれぞれ 3,171MW、490kW である。英国 CHPQA、米国 PURPA スキームに則り、今回想定した基準値を代入すると以下のとおり。

（英国 CHPQA）

$$QI = (X \times \text{power}) + (Y \times \text{heat}) = 220 \times 30\% + 125 \times 25\% = 97 \text{ (産業用)}$$

$$= 230 \times 30\% + 125 \times 25\% = 100 \text{ (民生用)}$$

設定した基準値は英国 CHPQA スキームとほぼ同等である。

（米国 PURPA）

$$(3.6\text{MJ} (1 \text{ kWh}) + 3.0\text{MJ} \times 1/2) / 12\text{MJ} = 42.5\%$$

設定した基準値は米国 PURPA スキームとほぼ同等である。

8. 本制度に関する情報及び問い合わせ

8.1 本制度に関するウェブサイト

本制度用にウェブサイトを開設 (<http://www.et.chikyukankyo.com/>) し、以下の情報を掲載しておりますので、御参照ください。

- ・実施ルールなど、本制度に関する基本的な情報
- ・設備補助の公募要領など、設備補助に関する情報
- ・本制度や設備補助に関する各種申請・報告等の様式のダウンロード
- ・Q & A
- ・本制度に関する質問フォーム（環境省及び事務局に送信されます。）

*「モニタリング・報告ガイドライン」も上記ウェブサイトよりダウンロードできます。

8.2 本制度に関する問い合わせ先

本制度に関する問い合わせは、上記ウェブサイトの質問フォームに入力すれば、環境省及び事務局に送信されます。

そのほか、本制度に関する問い合わせ先は、以下のとおりです。

設備補助や制度全般に関する問い合わせ

環境省地球環境局地球温暖化対策課 E-mail : kyotomecha@env.go.jp

TEL : 03-3581-3351 (代表) 内線 6781 吉田、二宮

FAX : 03-3580-1382

排出量の算定やルールの詳細に関する問い合わせ

(株)三菱総合研究所 (自主参加型国内排出量取引制度事務局)

E-mail : et-pilot@mri.co.jp

排出量の検証に関する問い合わせ

有限責任中間法人 日本OE協会 エンティティ部会事務局

E-mail : oeaj-entity@jqa.jp

登録簿システムに関する問い合わせ

(株)NTT データ

E-mail : vet-help@am.nttdata.co.jp