

## LCAによるOTECの評価

田原聖隆<sup>1</sup>、小島紀徳<sup>1</sup>、稲葉 敦<sup>2</sup>

Estimation of Ocean Thermal Energy Conversion System by using LCA Methodology

Kiyotaka TAHARA, Toshinori KOJIMA and Atsushi INABA

### Abstract

CO<sub>2</sub> emissions from construction of an ocean thermal energy conversion (OTEC) and various power plants were calculated by the LCA (Life Cycle Assessment) methodology. The LCI (Life Cycle Inventory) was calculated by "NIRE-LCA", LCA software developed at the National Institute for Resources and Environment using a bottom-up approach. In addition, two evaluation functions for comparable between each power plant were proposed. CO<sub>2</sub> payback times of renewable energy electric power plants (hydroelectric, OTEC and PV) were calculated with reference to conventional fossil fuel-fired power plants (coal, oil and LNG). The calculated payback times were much shorter than the typical operational lifetimes of the respective renewable energy electric power plants. Characteristic technology map for CO<sub>2</sub> problem was presented for CO<sub>2</sub> reduction capacity per unit area, and ratio of reduced CO<sub>2</sub> to CO<sub>2</sub> input. The effects of technologies against CO<sub>2</sub> problem were quantitatively evaluated.

Key words: CO<sub>2</sub>, LCA, renewable energy, power plant

### 1. はじめに

国際連合枠組条約第3回締約国会議（地球温暖化防止京都会議）で、我が国は、温暖化ガスを2010年までに、1990年の排出レベルから6%削減することが必要とされた。需要の伸びから考えられる排出増加分については、各産業界による実施行動計画により削減目標が決められている。しかし、それに加えてさらに、6%を削減することは非常に実施困難だと考えられる。これらのうちのCO<sub>2</sub>削減は、エネルギー関連技術により削減を行うものである。一方、我が国ではCOP3以前から、地球温暖化抑制を目標とした、地球再生計画が提出されている。それによると、省エネルギーの推進が最初の対策として考えられており、続いてクリーンエネルギーの大幅拡大つまり、再生可能エネルギーに代替していく方向が考えられている。その再生可能エネルギーの利用拡大にしめる発電の割

合は大きく、近未来のCO<sub>2</sub>排出削減対策においては、発電技術の評価を行うことが必要である。

再生可能エネルギーを利用するために必要となるエネルギーは、たとえば海洋温度差発電所では、発電所を建設するためのエネルギー、発電所に使用される熱交換機や取水管を生産するためのエネルギー、発電所を運用するためのエネルギーも計上しておく必要がある。その評価を行うにはLCA（ライフサイクルアセスメント）が有用と考えられる。対象とする技術や製品に関連する全てのプロセスを考慮して、最終的な資源の消費量や環境への排出物量を計算する手法を、ライフサイクルインベントリ分析と呼ぶ。インベントリ分析の結果として得られる資源の消費量や環境への排出物量は、それらの環境への影響を評価する基礎データとなる。環境影響評価の部分はライフサイクルインパクト評価と呼ばれる。この両者を

原稿受付 平成11年6月10日

<sup>1</sup> 成蹊大学工学部工業化学科

〒180-8633 東京都武蔵野市吉祥寺北町3-3-1 tahara@ch.seikei.ac.jp

<sup>2</sup> 通産省工技院 資源環境技術総合研究所 エネルギー評価研究室 室長

併せた製品や技術（サービス）の環境への影響を評価する手法がライフサイクルアセスメントである。

そこで、本報告では、クリーンエネルギー発電の一つである OTEC（海洋温度差発電）に着目し、ライフサイクルアセスメント手法を用い、CO<sub>2</sub> 抑制効果の検討を行った。また他のクリーンエネルギー発電を含む、他の対策とを総合的に比較評価する方法を提案することを目的とした。

## 2. 対象とした OTEC および計算仮定

### 2.1 想定した OTEC の概要<sup>1)</sup>

本報告では、出力 100MW、送電端発電量 570GWh/y、表層海水温度 28.0℃、深層海水温度 7.0℃の発電所を対象とした。この発電所は比較的大型であるので、送電ロスを考慮し、陸上設置型とした。また、現在研究が盛んに行われているクローズ・サイクル式<sup>2)</sup>で作用媒体はアンモニアとした。科学技術庁資源調査会<sup>3)</sup>では、陸上設置型、フロン媒体方式の 2,500kW 機をモデルとしたエネルギー評価を行っている。本研究で対象としたものはその 40 倍の規模である。本研究と同一規模の洋上発電所設備の概要が上原ら<sup>2)</sup>によって報告されている。本研究では両者を参考にして以下の設計、評価を行った。

#### 2.1.1 発電システム

本研究では、発電システムは熱交換器（蒸発器・凝縮器）、ポンプ、取水管（温水・冷水）、排水管、作動媒体管、タービン、発電機から構成されているものとし、以下を仮定した。

##### (1) 熱交換器

温海水によって作用媒体を蒸発させる蒸発器、冷海水によって作用媒体を液化させる凝縮器のそれぞれに、1 台 12.5MW のプレート式熱交換器を 8 台使用する。

##### (2) ポンプ

温海水、冷海水を汲み上げるポンプと作用媒体を循環させるためのポンプがあり、これらのポン

プ動力（所内動力）は 2,500kW 機の場合、発電機定格出力の 50%とされている（資源調査会, 1983）が、100MW 機では、主として、管の内径が大きくなることにより、配管内流通抵抗が低減されるため約 20%になる<sup>2),3)</sup>。

##### (3) 管

取水管、排水管は、機械的強度、断熱性、耐海水腐食性等を考慮し FRP 管（強化プラスチック）を採用する。作動媒体管は STPG（炭素鋼）とする。温水取水管は 180m、冷水取水管は 1,500m、排水管は 300m である。

##### (4) タービン・発電機

出力 25MW のタービン・発電機を各 4 台用いる。

### 2.1.2 設備と建設に必要な素材量の算出

#### (1) 建設資材量

建設資材の所要量を Table 1 に示す。後述するように、本モデルの電気設備の機器重量は、主として上原ら<sup>2)</sup>の値をもとに算出したが、その総重量が、資源調査会<sup>3)</sup>の値と比べスケールアップ効果により約 10 倍になっているため、建設資材の所要量も 10 倍とした。

#### (2) 配管系の重量

所要配管材料重量を Table 1 に示す。温水・冷水取水管、排水管は、内径 11.2 m、外径 11.4 m、材料である FRP の密度を 1.5 g/cm<sup>3</sup> として重量を計算した。作用媒体管は上原ら<sup>2)</sup>の重量を参考に定めた。

#### (3) 電気機械設備重量

用いる電気機械設備の重量を Table 1 に示す。タービン、発電機、蒸発器、凝縮器、盤類の機器重量は上原ら<sup>2)</sup>の数値を用いた。温水ポンプ、冷水ポンプは資源調査会<sup>3)</sup>の重量の 40 倍とし、作動媒体タンク、作動媒体ポンプの合計重量は上原ら<sup>2)</sup>の値を用い、資源調査会<sup>3)</sup>の内訳と同じ比を用いてそれぞれを求めた。

機器製造等の建設に要するエネルギー量は、電力 24.9 GWh、石油 5,700 t、石炭 1,496 t である。

### 3. CO<sub>2</sub>排出量の算出

本報告で用いた素材製造および各エネルギーのCO<sub>2</sub>排出原単位<sup>4)</sup>は、工業技術院資源環境技術総合研究所が開発したLCAソフトを用い算出を行った。それらをTable 2に示す。

前述した必要素材量(Table 1)とエネルギー量に、Table 2に示したCO<sub>2</sub>排出原単位を乗することで、OTECの建設に係わるCO<sub>2</sub>排出量が $1.45 \times 10^8$  kg-CO<sub>2</sub>と算出された。

### 4. 各発電プラントのCO<sub>2</sub>排出量

#### 4.1 建設に係わるCO<sub>2</sub>排出量

想定した発電プラントの規模と年間送電端発電量をTable 3に示した。また、発電プラントの

#### 4.2 発電所の運用に伴うCO<sub>2</sub>排出量

火力発電では運用エネルギーとしての発電燃料の消費によりCO<sub>2</sub>を排出する。石炭、石油、LNG火力では年間 $5.57 \times 10^9$ 、 $4.66 \times 10^9$ 、 $3.57 \times 10^9$  kg-CO<sub>2</sub>の排出となる。また自然エネルギーによる発電方式では、保守修繕のための運用エネルギーを、水力、太陽光発電については設備投入エネルギーの1%<sup>5)</sup>とし、海洋温度差発電は設備投入エネルギーの2%<sup>3)</sup>とした。ここでは火力発電所の保守修繕エネルギーからの排出は、燃焼による排出に比して少ない<sup>6)</sup>ので考慮に入れなかった。

### 5. 各発電システムとの比較

#### 5.1 CO<sub>2</sub>ペイバックタイムの算出

それぞれの自然エネルギーによる発電所の火力発電所に対するCO<sub>2</sub>ペイバックタイムを算出した。この計算結果よりそれぞれの自然エネルギーによる発電所の有用性が確認される。

例えば水力発電の石炭火力発電に対するCO<sub>2</sub>ペイバックタイムは以下の式のように算出した。

$$y = C_{\text{coal}} + O_{\text{coal}} \cdot T \quad (1)$$

$$Y = \frac{y}{E_{\text{coal}}} = \frac{C_{\text{coal}}}{E_{\text{coal}}} + \frac{O_{\text{coal}}}{E_{\text{coal}}} \times T \quad (2)$$

建設におけるCO<sub>2</sub>総排出量<sup>4)</sup>をそれぞれの発電方式の年間送電端発電量で除したものをTable 3に併せて示した。これにより、規模の異なる発電方式を比較できる。想定した石炭火力発電所(図表中ではcoalと略記する。以下同様)、石油火力発電所(oil)、LNG火力発電所(LNG)、水力発電所(hydro)、海洋温度差発電所(OTEC (2.5MW))、海洋温度差発電所(OTEC (100MW))、太陽光発電(PV U: 日本に設置することを想定していると思われる)、インドネシアに設置する太陽光発電所(PV I)、日本に設置する太陽光発電所(PV J)、バイオマス発電(Biomass)である。詳細は文献<sup>4)8)</sup>を参考されたい。

$$T = \frac{(C_{\text{hydro}}/E_{\text{hydro}} - C_{\text{coal}}/E_{\text{coal}})}{(O_{\text{coal}}/E_{\text{coal}} - O_{\text{hydro}}/E_{\text{hydro}})} \quad (3)$$

CO<sub>2</sub>ペイバックタイムを求めるために(2)式をFig. 1に作図した。(3)式より火力発電所と自然エネルギーの発電所の交点が各発電所CO<sub>2</sub>ペイバックタイムを与える。以上の結果Table 5のようにCO<sub>2</sub>ペイバックタイムを求めることができる。太陽光発電が全般的にペイバックタイムが長くなっている。耐用年数がCO<sub>2</sub>ペイバックタイムより長ければCO<sub>2</sub>排出量が抑制されうることになる。海洋温度差発電は、海洋深海水汲み上げによる強制循環に伴い、過去の大気と平衡にあった、深層水を現在の大気と接触させることで、物理的CO<sub>2</sub>吸収効果がある<sup>1)</sup>。その効果によってFig. 1-1,2に示したように負の傾きを持ち、耐用年数が30年ならば建設に関するCO<sub>2</sub>排出が相殺される。この観点からは自然エネルギーの中でも、水力発電、特に海洋温度差発電に利があることがわかる。

#### 5.2 発電電力量あたりのCO<sub>2</sub>排出量

各発電プラントの耐用年数を30年としたときのCO<sub>2</sub>排出原単位を以下のように算出した。

$$Em = \frac{O \times Te + C}{E \times Te} \quad (4)$$

各発電プラントのCO<sub>2</sub>排出原単位を算出した結果をTable 6に示す。

ここで、1992年の日本の電源構成は、原子力28.2%、水力10.5%、石炭11.0%、石油27.8%、LNG22.3%となっている。原子力発電の単位電力あたりのCO<sub>2</sub>排出量を文献<sup>7)</sup>のデータから0.00118 kg-CO<sub>2</sub>/kWhとし、日本の平均の排出を求めると0.439 kg-CO<sub>2</sub>/kWhとなる。Table 3は電気製造のCO<sub>2</sub>排出原単位は燃焼による直接排出分だけ算出したものであるが、火力発電所の建設資材を考慮しても排出原単位への影響は少ないことがわかる。

また、海洋温度差発電は耐用年数を30年としているため、1kWhあたりのCO<sub>2</sub>排出原単位は負の値になる。

### 5.3 総合評価指標の提案

前章においては発電技術を「CO<sub>2</sub>ペイバックタイム」という指標を提案することにより、定量的評価を行った。しかし、植林等によるCO<sub>2</sub>吸収・固定化技術と代替エネルギーによるCO<sub>2</sub>排出削減対策とを比較評価することができなかった。そこで、自然を用いたCO<sub>2</sub>対策技術を包括的に評価する指標として、以下の式(5,6)のように「単位面積当たりのCO<sub>2</sub>削減効果」と「CO<sub>2</sub>収支比」(投入エネルギーによるCO<sub>2</sub>発生量と、CO<sub>2</sub>削減効果との比)の両者の指標を導入し、植林などによる吸収と再生可能エネルギーによる排出削減の両者を併せて定量的に評価する方法を提案した。

$$\text{「単位面積当たりの削減量」} = \frac{\text{各対策技術のCO}_2\text{固定量、代替効果CO}_2\text{削減量}}{\text{対策に必要な面積}} \quad \dots(5)$$

$$\text{「CO}_2\text{収支比」} = \frac{\text{各対策技術のCO}_2\text{固定量、代替効果CO}_2\text{削減量}}{\text{プラントの建設、運用および植林に伴うCO}_2\text{排出量}} \quad \dots(6)$$

縦軸に単位面積当たりのCO<sub>2</sub>削減効果を、横軸にCO<sub>2</sub>収支を図示することにより、各対策技術の削減特性を明らかにできる。つまり単位面積当たりのCO<sub>2</sub>削減量が大いと言うことは、面積的には効率の良い対策技術であり、CO<sub>2</sub>収支が大いと言うことは、投入CO<sub>2</sub>的には良い対策技術である。言い換えれば、単位面積当たり、CO<sub>2</sub>収支が共に大きい対策技術が望ましい。

#### 5.2.1 データおよび計算仮定

##### (1) 海洋温度差発電所のデータおよび計算仮定

海洋温度差発電所のCO<sub>2</sub>削減量も石炭火力発電の1kWh当たりのCO<sub>2</sub>排出量と、各発電所の1kWh当たりのCO<sub>2</sub>排出量の差に、海洋温度差発電所から得られる耐用年数30年としたときの正味の発電量を乗じることで求めた。ここでは海洋強制循環に伴うCO<sub>2</sub>の吸収効果は考慮していない。

海洋温度差発電は表層水より冷たい深層水を汲み上げるため海水温の低下がおこり、実施海域の環境を変化させる可能性があるため、一基当たり必要な海洋面積が決まってくる。本論文で試算した100MW級の海洋温度差発電所は、深層海水を毎時80万t汲み上げて発電を行う。他の海域からの流入がない、表層100mの温度変化なし、温度差20℃と仮定し、1年間の温度変化が1℃を下回るための面積を算出した結果、1,330 km<sup>2</sup>の面積が必要となった。同様な試算により、2.5MWの発電所に必要な面積は、43.3 km<sup>2</sup>となった。

投入CO<sub>2</sub>量(発電所建設、運用に関するCO<sub>2</sub>排出量)は、太陽光発電所と同様に算出した。以上、必要なデータをTable 7に併せて示した。

##### (2) 太陽光発電所のデータおよび計算仮定

太陽光発電所のCO<sub>2</sub>削減量は、石炭火力発電の運用まで考えられた1kWh当たりのCO<sub>2</sub>排出量と各太陽光発電所の1kWh当たりのCO<sub>2</sub>排出量の差に、太陽光発電から得られる耐用年数30年としたときの正味の発電量を乗じることで求めた。以

下の Table 7 にそのデータを示した。

対策に必要な面積は、太陽光パネルのセル面積を使用した。太陽光発電を行うにはセル面積の他に変電設備、蓄電設備、制御棟等の設備面積が必要となるが、本試算では、太陽光発電所の仕様を決定していないため、それを除外した。Table 7 に併せて示した。

投入 CO<sub>2</sub> 量は(プラントの建設、運用に関する CO<sub>2</sub> 排出量)、プラント建設に関わる CO<sub>2</sub> の排出量と耐用年数 30 年の運用に関わる CO<sub>2</sub> 排出量の和である。Table 7 に併せて示した。

### (3) バイオマス発電所のデータおよび計算仮定<sup>8)</sup>

バイオマス発電所の CO<sub>2</sub> 削減量は、太陽光、海洋温度差発電と同様に 1kWh 当たりの CO<sub>2</sub> 排出量から求めた。

対策に使用する面積は、バイオマス発電に必要なバイオマスを生産するために必要な植林面積とした。

投入 CO<sub>2</sub> 量は、発電所建設時に排出される CO<sub>2</sub> の量に、運用すなわち植林エネルギー起因の CO<sub>2</sub> 排出量の耐用年数 30 年分とした。以上、必要なデータを Table 7 に示した。

### (4) 植林のデータおよび計算仮定

熱帯林、温帯林、低木林、サバンナの平均的な炭素固定量がわかる。植林の CO<sub>2</sub> 固定量は、それぞれの地域で 200,150,100,50 t-C/ha とした。なお、すべての地域が 30 年で定常林に形成されるとしている。

対策に必要な面積は、植林面積を用いた。加筆しておくが、すべて単位面積当たりのデータを用いているため植林規模に依存しない結果になっている。

CO<sub>2</sub> 投入量は、植林エネルギー<sup>9)</sup>の伐採、輸送に関する排出を除くエネルギー起因の CO<sub>2</sub> 排出量の 5 年分である。(林の生態系形成まで 5 年必要と仮定)

以上、必要なデータを Table 7 に示した。Table

7 で示したデータを、「単位面積当たりの CO<sub>2</sub> 削減量」と「CO<sub>2</sub> 収支比」にしたものを Table 8 に示した。

### 5.3.2 総合評価指標

Table 8 で示した指標を、太陽光発電、海洋温度差発電、バイオマス発電、植林について図示したものを Fig. 3 に示す。

単位面積当たりの CO<sub>2</sub> 削減効果の値が大きい太陽光発電は、もともと面積的に効率的な CO<sub>2</sub> 対策技術であり、大量のエネルギーを投入するが大量に CO<sub>2</sub> を削減するものである。

一方、植林は、CO<sub>2</sub> 収支比が非常に大きい、つまり、エネルギー使用が少ないシステムであるが、単位面積あたりの CO<sub>2</sub> 吸収量は比較的小さい。また、植林にあたり、不足水分を補うために造水を行うと(図中では原点の方向へ移動する)、投入エネルギーが増大することにより効果が減少し(あるいは負の効果となる)、植林の優位性が失われることがわかる。

バイオマス発電は、太陽光発電と植林の中間に位置し、地域性に依りて両者を補完する技術として導入されるものと考えられる。海洋温度差発電は、発電所の規模の違いが、つまり、スケール効果がこの指標によっても現れており、その重要性も示唆される。

## 6. まとめ

LCA 手法を用いて 100MW 級 OTEC システムの CO<sub>2</sub> 排出量を算出し、他の発電と建設に係わる CO<sub>2</sub> 排出量の比較、発電電力量当たりの CO<sub>2</sub> 排出量の比較を行った。また、CO<sub>2</sub> ペイバックタイムという指標を取り入れることで、CO<sub>2</sub> 排出量が既存の火力発電に対して、比較することができた。その結果、OTEC は非常に有用な発電と示唆された。しかし、現状の技術レベルまで考慮に入れなければならない。

加えて、総合評価として植林との比較方法も示した。CO<sub>2</sub> の排出量削減ばかりではなく、必要な

面積という指標を加味できる評価を提案した。海洋温度差発電の使用面積の算出においては、海洋中の拡散を無視し、表層水温低下を 1℃以下に押さえるための面積を求めたが、拡散効果を入れて詳細に検討を行えば、面積当たりの CO<sub>2</sub> 削減効果が増加する事になる。技術的改良とともに海洋に関する基礎的理解が重要である。

筆者らが提案してきた、CO<sub>2</sub> ペイバックタイムによる評価、面積を考慮した総合評価を、今後のクリーンエネルギー、CO<sub>2</sub> 削減対策技術開発に役に立つことを望む。

6. 内山洋司, 山本博巳: 発電プラントの温暖化影響分析, 電力中央研究所報告書 Y91005, 1992
7. BUWAL: OEKOBILANZ VON PACKSTOFFEN STAND 1990, Schriftenreihe Umwelt Nr.132, herausgegeben vom Bundessamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), Bern, Februar, 1991
8. 田原聖隆、小島紀徳、稲葉 敦、小木知子、横山伸也  
「持続的な植林によるバイオマス発電の CO<sub>2</sub> 排出削減量の評価—LCA 的検討—」  
日本エネルギー学会誌, 77, 5, 403-409 (1998)
9. Turhollow A. F. and R. D. Perlack, Biomass and Bioenergy, 1, 3, pp.129-135, 1991

#### Nomenclature

- O = CO<sub>2</sub> emissions from utility  
[kg-CO<sub>2</sub>/year]
- E = Annual electric supply  
[kWh/year]
- C = CO<sub>2</sub> emissions from material product and construction [kg-CO<sub>2</sub>]
- T = year [year]
- y = Total CO<sub>2</sub> emissions [kg-CO<sub>2</sub>]
- Y = CO<sub>2</sub> emissions per annual electric supply [kg-CO<sub>2</sub>/(kWh/year)]
- Em = CO<sub>2</sub> emission per kWh  
[kg-CO<sub>2</sub>/kWh]
- Te = Life time [year]

#### 参考文献

1. 田原聖隆、堀内都雄、小島紀徳、稲葉 敦  
「二酸化炭素問題における海洋温度差発電の役割」MACRO REVIEW, 6, 35-43, 1993
2. 上原春男: 海洋温度差発電読本, オーム社, 1982
3. 科学技術庁資源調査会: 自然エネルギーと発電技術, 大成出版, 1983
4. 田原聖隆, 小島紀徳, 稲葉 敦: LCA 手法による発電プラントの評価-CO<sub>2</sub> ペイバックタイムの算出-, 化学工学論文集, 23, 1, pp.88-94, 1997
5. 内山洋司, 山本博巳: 発電プラントのエネルギー収支分析, 電力中央研究所報告書, Y90015, 1991

**Table 1 Amount of material weight for OTEC system [t]**

	Cement	Iron and steel	SUS	Titanium steel	Chrome steel	Copper	FRP	Ammonia	Sub-total
For construction	37,500	2,100							39,600
Pipes	37,500	2,882					14,216		54,598
Turbines		567	19		13				599
Generators		158				68			226
Vaporizer		5,390		2,618					8,008
Condenser		2,704		1,526					4,230
Ammonia tank		.110							110
Warm-water pump		1,310	80			80			1,470
Cold-water pump		1,400	80			120			1,600
Ammonia pump		26				2			28
Panels		170							170
Ammonia								2,000	2,000
<b>Total</b>	<b>75,000</b>	<b>16,817</b>	<b>179</b>	<b>4,144</b>	<b>13</b>	<b>270</b>	<b>14,216</b>	<b>2,000</b>	<b>112,639</b>

**Table 2 CO<sub>2</sub> emission of material and utility manufacture**

Items	CO <sub>2</sub> emission [kg-CO <sub>2</sub> /kg]
Cement	0.72
Iron and steel	1.18
SUS	3.33
Titanium steel	10.06
Chrome steel	7.79
Copper	1.30
FRP	1.66
Ammonia	1.11
Electricity[kWh]	0.44
Coal	2.38*
Heavy oil	3.22**
LNG	3.20***

\* CO<sub>2</sub> from furnace and transportation\*\* CO<sub>2</sub> from furnace, transportation and refinery\*\*\* CO<sub>2</sub> from furnace, transportation and liquefaction

**Table 3 Annual electric supply, size and CO<sub>2</sub> emissions from construction of power plants**

	Plant size [MW]	Net electricity supply [kWh/y]	CO <sub>2</sub> emissions [kg-CO <sub>2</sub> /(kWh/y)]
Coal	1000	$6.08 \times 10^9$	0.022
Oil	1000	$6.17 \times 10^9$	0.016
LNG	1000	$6.34 \times 10^9$	0.016
Hydro	10	$3.93 \times 10^7$	0.395
PV U	2.5	$8.76 \times 10^6$	2.231
PV I	100	$5.70 \times 10^8$	0.255
PV J	1	$1.25 \times 10^6$	3.540
OTEC(2.5MW)	10	$1.18 \times 10^7$	3.414
OTEC(100MW)	10	$8.64 \times 10^6$	4.307
Biomass	197	$1.04 \times 10^9$	0.042

**Table 5 CO<sub>2</sub> pays back time [y]**

Plant type	coal	Oil	LNG
Hydro	0.41	0.50	0.68
OTEC(2.5MW)	2.54	3.12	4.28
OTEC(100MW)	0.25	0.31	0.42
PV U	3.80	4.65	6.34
PV I	3.85	4.71	6.43
PV J	4.91	6.03	8.26
Biomass	0.02	0.04	0.05

**Table 6 Power plants CO<sub>2</sub> emissions per kWh generated**

Plant type	CO <sub>2</sub> emissions per kWh	
	[kg-CO <sub>2</sub> /kWh]	[kg-C/kWh]
coal	0.916	0.250
oil	0.756	0.206
LNG	0.563	0.154
hydro	0.017	0.005
OTEC(2.5MW)	0.119	0.032
OTEC(100MW)	-0.002	-0.0005
PV U	0.153	0.042
PV I	0.148	0.040
PV J	0.187	0.051
Biomass	0.081	0.022

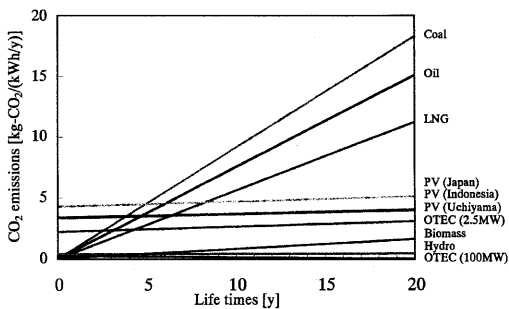
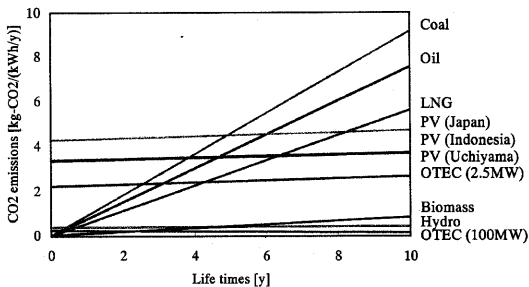


Table 7 Data of CO<sub>2</sub> reduction pre area and CO<sub>2</sub> input

	Area [km <sup>2</sup> ]	CO <sub>2</sub> emission of input [kg-CO <sub>2</sub> /30y]	Net CO <sub>2</sub> reduction to Coal fired power plant [kg-CO <sub>2</sub> /30y]
PV(Uchiyama)	$4.33 \times 10^1$	$3.13 \times 10^7$	$2.09 \times 10^8$
PV(Indonesia)	$1.33 \times 10^3$	$2.32 \times 10^8$	$1.54 \times 10^{10}$
PV(Japan)	$2.00 \times 10^{-2}$	$5.47 \times 10^6$	$2.85 \times 10^7$
OPEC(2.5MW)	$8.46 \times 10^{-2}$	$5.25 \times 10^7$	$2.73 \times 10^7$
OPEC(100MW)	$8.46 \times 10^{-2}$	$4.84 \times 10^7$	$1.89 \times 10^8$
Biomass	$9.00 \times 10^2$	$2.58 \times 10^9$	$2.60 \times 10^{10}$
Forestry(tropical)	$1.00 \times 10^0$	$1.23 \times 10^3$	$7.33 \times 10^5$
Forestry(temperate)	$1.00 \times 10^0$	$1.23 \times 10^3$	$5.50 \times 10^5$
Forestry(scrub thicket)	$1.00 \times 10^0$	$1.23 \times 10^3$	$3.67 \times 10^5$
Forestry(savanna)	$1.00 \times 10^0$	$1.23 \times 10^3$	$1.83 \times 10^5$

Table 8 CO<sub>2</sub> reduction pre area and CO<sub>2</sub> input

	CO <sub>2</sub> reduction per CO <sub>2</sub> input [t-CO <sub>2</sub> /t-CO <sub>2</sub> ]	CO <sub>2</sub> reduction per area [t-CO <sub>2</sub> /km <sup>2</sup> ]
PV(Uchiyama)	$5.22 \times 10^0$	$1.43 \times 10^9$
PV(Indonesia)	$5.19 \times 10^0$	$3.22 \times 10^9$
PV(Japan)	$3.91 \times 10^0$	$2.23 \times 10^9$
OPEC(2.5MW)	$6.69 \times 10^0$	$4.84 \times 10^6$
OPEC(100MW)	$6.63 \times 10^1$	$1.16 \times 10^7$
Biomass	$1.01 \times 10^1$	$2.89 \times 10^7$
Forestry(tropical)	$5.98 \times 10^2$	$7.33 \times 10^5$
Forestry(temperate)	$4.49 \times 10^2$	$5.50 \times 10^5$
Forestry(scrub thicket)	$2.99 \times 10^2$	$3.67 \times 10^5$
Forestry(savanna)	$1.50 \times 10^2$	$1.83 \times 10^5$

Fig.1-1 CO<sub>2</sub> payback timeFig.1-2 CO<sub>2</sub> payback time

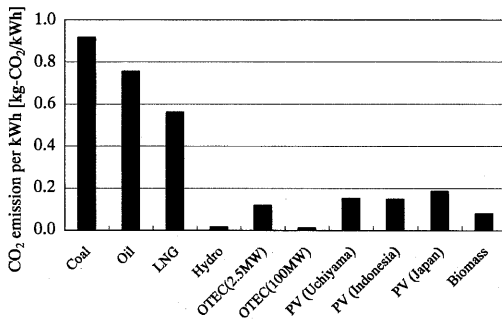


Fig. 2 Power plants CO<sub>2</sub> emissions per kWh generated

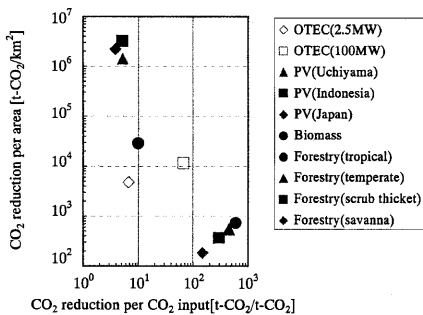


Fig. 3 Evaluation of CO<sub>2</sub> countermeasures using natural environment