

研究論文

日中CDMプロジェクトとしての天然ガスコージェネレーション導入に関する経済性の分析

Economic Analysis of Introducing a Natural Gas Cogeneration System as a Clean Development Mechanism Project between Japan and China

小杉隆信*・時松宏治*・周瑋生**
Takanobu Kosugi Koji Tokimatsu Weisheng Zhou

(原稿受付日2001年12月13日, 受理日2002年4月18日)

Abstract

Analyses are made in introducing combined heat and power (CHP) as a case study of clean development mechanism (CDM) project in an industrial area in China. An optimization-type model is originally developed that satisfies actual demand data in the area for electricity and heat, and that calculates energy cost and emissions of CO₂ and SO_x. By using the model, parametric surveys are carried out for CHP capital costs and natural gas prices that inherently include large uncertainties, and revealed that in some cases the CHP will be voluntary (i.e., without financial support from an investor's country) introduced in China, and that in some cases the CHP can be introduced as a CDM project with financial support by the country. We also found some combination cases of CHP capital costs and CO₂ reduction credit values that can be compatible to CDM, and suggested that by sharing economic profits yielded by the projects introducing the CHP, constraints can greatly be mitigated in order to make the projects compatible for CDM.

1. はじめに

先の気候変動枠組条約第7回締約国会議において京都議定書の実施に係るルールが協議され、クリーン開発メカニズム(CDM)などの京都メカニズムについては、一定の制約はあるものの、柔軟かつ幅広い利用を可能とし得るルールが決定された¹⁾。今後、我が国は京都議定書の排出目標達成のために、国内において省エネルギーを一層推進するほか、CDMの活用により費用効果的なCO₂排出削減を進めることとなる。

天然ガスを燃料として利用するコージェネレーションシステム(Combined Heat and Power; 以下CHPと呼ぶ)は、中国のように一次エネルギーの多くを石炭に依存しエネルギー機器の効率も低水準にある途上国に導入することにより、燃料転換とエネルギー効率改善によるCO₂削減効果が見込まれ、また導入のためのリードタイムが比較的短いことから、第1約束期間に向けてのCDMプロジェクトとして導入する技術の一つとして有望であると考えられ

る。そこで筆者らはこれまでに、中国の工業地区に天然ガスCHPを導入する具体的な事例を取り上げて、CHP導入の環境負荷低減効果や経済性の評価を行ってきた²⁾³⁾。

既に国内外で、各種の高効率発電技術や産業部門における省エネルギー技術などのCDMプロジェクト候補について評価が試みられているが⁴⁾⁵⁾、個別のエネルギー技術の導入・稼働計画を最適化型モデルで分析するといった詳細な経済性分析例は皆無に近い。そこで本論文では、中国の工業地区に天然ガスCHPを導入する場合を例としてCHPの導入・運転に関する最適化モデルを用いることにより、種々のケースにおけるCHPの最適導入容量を検討するなどの経済性分析を行った結果について述べるとともに、CHP導入のCDMプロジェクトとしての経済性分析の一手法に関する知見を提供する。

2. 主な前提条件

導入対象とする工業地区の具体例としては、上海市の工業地区の一つである金橋輸出加工区を取り上げた。現在、当地区は発電設備を有さず、電力を商用電力系統から購入しているが、工場の蒸気需要は地区内に既設の石炭焚(一部重油焚)ボイラと導管により供給している。

そこで、電力と蒸気を併給できるCHP設備を対象地区に1台導入する場合を考えることにした。地区内におけるエネルギー需要としては、電力および蒸気について季節別

* (財)地球環境産業技術研究機構システム研究グループ研究員

〒619-0292 京都府相楽郡木津町木津川台9-2

** 立命館大学政策科学部教授

(財)地球環境産業技術研究機構システム研究グループ主任研究員)

〒603-8577 京都市北区等持院北町56-1

E-mail: kosugi@rite.or.jp

表1 評価にあたっての前提条件

項 目	想 定 値
エネルギー需要	
電力	最大: 140 MW, 季時別平均: 図 1 (a) 参照
蒸気	最大: 586 GJ/h, 季時別平均: 図 1 (b) 参照
燃料特性	
石炭	単価: 1.63 \$/GJ, 炭素排出係数: 26.3 kg-C/GJ, 硫黄含有率: 1.04 %, 天然ガス
天然ガス	単価: 4.30~5.26 \$/GJ 程度, 炭素排出係数: 14.9 kg-C/GJ, 硫黄含有率: 0 %
機器特性	
既設ボイラ	熱効率: 90.0 %, 設備年経費: 既設のため無視
天然ガス CHP	熱効率: 図 2 参照, 年間設備単価: 設備価格, 保守費率等の不確実性を一括して変数として扱う. (\$/kW/年)
系統電源	受電契約単価: 26.3 \$/kW/年, 購入電力単価: 18.6 \$/GJ, 炭素排出係数: 55.6 kg-C/GJ*

注: 価格は, 1 \$ (米ドル) = 8.2 円で換算. 燃料の発熱量は全て低発熱量基準で示してある.

* 発電シェアを石炭火力 75%: 水力 25%, 石炭火力発電効率を 38.05%, 送電損失率を 6.66%として算出した値.

の時刻別平均値が外生的に与えられるものとした. CHP の出力のみでエネルギー需要を賄えない場合は, 不足分を商用電力系統からの買電および既設熱供給ボイラ利用により賄うこととした.

本論文におけるCHP導入に関する分析に必要な前提条件データを, 表1にまとめて示す. これらのデータは, 文献およびヒアリング調査に基づき当地区の現在および近い将来の状況を反映したものである³⁾.

最大エネルギー需要として, 電力については1999年度の総受電容量実績である140MWとし, 蒸気については既設ボイラの総設備容量から推定される値である586GJ/hとした. 季節別の時刻別平均電力需要については, 対象地区での実績値は公表されていないが, 当地区内工場の大半が日本や欧米に本社を置く企業のものであり, 業種構成は電気・電子・機械部品等が主であることから, 日本国内の同

業種の工場における季時別電力需要に類似すると考えられる. そこで, 日本における電気機械器具工場を対象としたアンケート調査に基づく季時別変動パターン⁶⁾を参考にし, 想定を行った. 季時別平均蒸気需要については, 当地区における実績に基づいて設定した. これらの季時別平均エネルギー需要を図1に示す.

燃料としては既設ボイラ用の石炭とCHP用の天然ガスを考慮し, 対象地区における実際の価格に基づいて設定した. ただし, 天然ガス単価については, 将来は現状の約6.21\$/GJ (26\$/Gcal) より3割程度低下するとの見通しがあることから, 4.30~5.26\$/GJ (18~22\$/Gcal) と想定した.

天然ガスCHPとしては, 最近我が国で導入が開始されている熱電比可変型ガスタービンシステムの一つであるFLECS (Flexible Electric Cogeneration System)を導入するものとし, その特性を, 実際の性能値の例⁷⁾を参考にし, 図2のように設定した.

CHP設備の年間経費は, 設備の価格のほか保守費率, 償却年数等から決まる. 設備価格 (初期導入費用) と保守費率は, 導入設備規模, 設備運搬・据付条件や, 労務負担の分担方法等により個別契約で決まる値であり, また, 償却年数も, CDMの認可期間の設定やCHP設備の実運転期間計画により個別に異なる. すなわち, これら経費内訳の全てについてそれぞれ不確実性が存在するが, ここでは議論が煩雑になるのを避けるため, 設備費を表す指標として

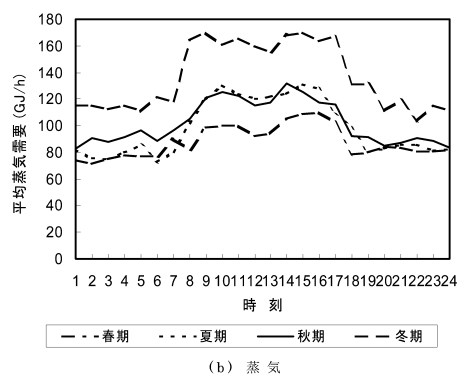
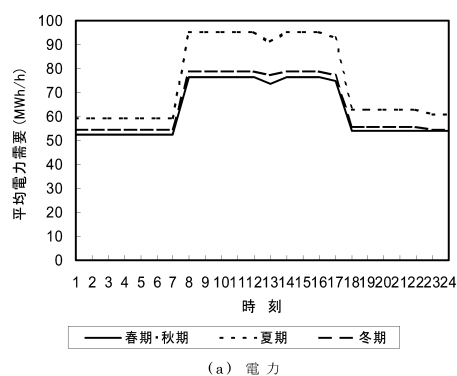
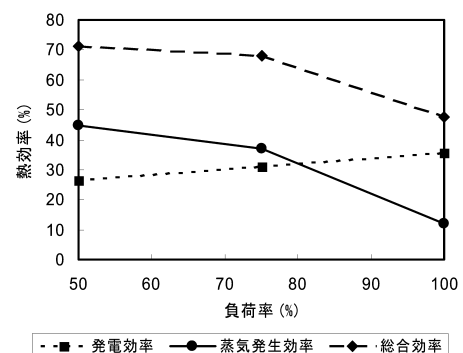


図1 季時別平均エネルギー需要



年間設備単価を変数として取り上げ、上記の不確実性を分別せず一括して扱うことにした。

工業地区内の電力需要の一部を買電で賄う場合、地区外に存在する商用火力発電所からCO₂やSO_xが排出されることを考慮する必要がある。系統電源の75%は石炭火力発電であるとし、その発電効率は38.05%（低発熱量基準）とした。上海市電力公司保有の火力発電所において、1996年末時点で脱硫設備が設置されているものは存在せず、第9次五ヵ年計画（1996～2000年）の設置もないことから⁸⁾、石炭中の硫黄分すべてがSO_xとして排出されるとした。

3. コージェネレーション最適導入計画モデル

天然ガスCHPを導入するにあたり、経済的効率的な導入設備容量とそのときのシステム運転状況を推計することを目的として、数理計画モデルを構築した。構築したモデルは、エネルギー需給バランス等のいくつかの制約式と、最小化（あるいは最大化）すべき目的関数からなる。これらの概要は以下の通りである。

(a) エネルギー需給バランスに関する制約

最大電力の需給制約として、CHPの設備容量を W_{CHP} 、受電契約容量を W_{RECV} 、最大電力需要を W_{PEAK} とすると、次式が成り立つ必要がある。

$$W_{CHP} + W_{RECV} \geq W_{PEAK} \quad \dots\dots\dots (1)$$

同様に、季時別平均の電力および蒸気の需給について、以下の制約が必要である。

$$P_{CHP}^{s,t} + P_{BUY}^{s,t} \geq P_{DMD}^{s,t} \quad \dots\dots\dots (2)$$

$$H_{CHP}^{s,t} + H_{BIL}^{s,t} \geq H_{DMD}^{s,t} \quad \dots\dots\dots (3)$$

ここで、 $P_{CHP}^{s,t}$ 、 $P_{BUY}^{s,t}$ および $P_{DMD}^{s,t}$ はそれぞれ各季節（s）・時刻（t）のCHPによる発電量、系統からの電力購入量、および電力需要量であり、 $H_{CHP}^{s,t}$ 、 $H_{BIL}^{s,t}$ および $H_{DMD}^{s,t}$ はそれぞれ各季節・時刻のCHPによる蒸気発生量、既設ボイラによる蒸気発生量、および蒸気需要量である。

(b) CHP出力特性に関する制約

各季節・時刻におけるCHPの負荷率を $L^{s,t}$ とすると、負荷率の定義から次の（4）式が成り立つ。また、負荷率は常に50%以上とする制約を設ける（（5）式）。

$$P_{CHP}^{s,t} = W_{CHP} \times L^{s,t} \quad \dots\dots\dots (4)$$

$$L^{s,t} \geq 0.5 \quad \dots\dots\dots (5)$$

想定したCHPの熱効率は、図2に示したように、負荷率によって異なる。ここでは、負荷率50%、75%および100%の場合の熱効率を元にして、線形補間により負荷率に対する熱効率を設定することとした。このとき、CHPにおける季時別の天然ガス消費量を $F_{CHP}^{s,t}$ とし、負荷率50%、75%および100%のときの発電効率をそれぞれ $\eta_P^{(50\%)}$ 、 $\eta_P^{(75\%)}$ および $\eta_P^{(100\%)}$ 、蒸気発生効率をそれぞれ $\eta_H^{(50\%)}$ 、 $\eta_H^{(75\%)}$ および $\eta_H^{(100\%)}$ で表すと、 $0.5 \leq L^{s,t} \leq 0.75$ の場合について、以下の

(6)、(7) 式が成り立つ必要がある。

$$P_{CHP}^{s,t} = F_{CHP}^{s,t} \times \{(0.75 - L^{s,t}) \times \eta_P^{(50\%)} + (L^{s,t} - 0.5) \times \eta_P^{(75\%)}\} / (0.75 - 0.5) \quad \dots\dots (6)$$

$$H_{CHP}^{s,t} \leq F_{CHP}^{s,t} \times \{(0.75 - L^{s,t}) \times \eta_H^{(50\%)} + (L^{s,t} - 0.5) \times \eta_H^{(75\%)}\} / (0.75 - 0.5) \quad \dots\dots (7)$$

同様に、 $0.75 < L^{s,t} \leq 1$ の場合は以下の（8）、（9）式で表される制約が必要となる。

$$P_{CHP}^{s,t} = F_{CHP}^{s,t} \times \{(1 - L^{s,t}) \times \eta_P^{(75\%)} + (L^{s,t} - 0.75) \times \eta_P^{(100\%)}\} / (1 - 0.75) \quad \dots\dots (8)$$

$$H_{CHP}^{s,t} \leq F_{CHP}^{s,t} \times \{(1 - L^{s,t}) \times \eta_H^{(75\%)} + (L^{s,t} - 0.75) \times \eta_H^{(100\%)}\} / (1 - 0.75) \quad \dots\dots (9)$$

(c) 目的関数

評価の目的により、目的関数としてはエネルギーシステム費用やCO₂排出量などが考えられる。エネルギーシステム費用を目的関数とする場合、例えば、中国側が自主的にCHPを導入するときを考えると、CHPの年間設備単価、受電契約単価、購入電力単価、天然ガス単価および石炭単価をそれぞれ C_{CHP} 、 C_{RECV} 、 C_{ELE} 、 C_{GAS} および C_{COAL} で表すとき、年間のエネルギーシステム費用を C_{CHINA}^{annual} とすると C_{CHINA}^{annual} は次の（10）式のように表される。

$$C_{CHINA}^{annual} = W_{CHP} \times C_{CHP} + W_{RECV} \times C_{RECV} + P_{BUY}^{annual} \times C_{ELE} + F_{CHP}^{annual} \times C_{GAS} + F_{BIL}^{annual} \times C_{COAL} \quad \dots\dots\dots (10)$$

ここで、 P_{BUY}^{annual} および F_{CHP}^{annual} はそれぞれ $P_{BUY}^{s,t}$ および $F_{CHP}^{s,t}$ から求められる年間の電力購入量および天然ガス消費量であり、 F_{BIL}^{annual} は $H_{BIL}^{s,t}$ とボイラ効率から求められる年間のボイラ燃料（石炭）消費量である^{*1)}。

一方、CO₂排出量を目的関数とする場合、エネルギーシステムからの年間CO₂排出量を E_{SYS}^{annual} とすると、 E_{SYS}^{annual} は地区外の発電所における燃料消費と地区内のCHPでの天然ガス消費およびボイラでの石炭消費に伴う年間CO₂排出量の合計であり、次式で表される。

$$E_{SYS}^{annual} = P_{BUY}^{annual} \times e_{ELE} + F_{CHP}^{annual} \times e_{GAS} + F_{BIL}^{annual} \times e_{COAL} \quad \dots\dots (11)$$

ここで、 e_{ELE} 、 e_{GAS} 、 e_{COAL} はそれぞれ購入電力、天然ガスおよび石炭の炭素排出係数である。

4. CHP導入によるエネルギー供給構造の変化と環境負荷削減効果の推計

構築した数理計画モデルを用いて、想定した天然ガス利用CHPを対象地区に導入した場合のエネルギー供給構造の変化と、それに伴うCO₂およびSO_xの排出削減効果を計算すると、次のようになる。なお、計算にあたっては、最適化計算ツールGAMS/MINOS5⁹⁾を用いた。

まず、エネルギーシステム費用をできるだけ低く抑えるようにCHPを運転する場合、すなわち、式（10）で表した C_{CHINA}^{annual} を目的関数として最小化する場合を考える。導入するCHP設備容量 W_{CHP} を外生変数として0～60MWの範囲内で変化させた場合の年間の電力購入量 P_{BUY}^{annual} 、天然ガス

注1) このほか、石炭燃焼に伴うSO_xの排出には課徴金が徴収されるが、この額は現状では表1に示した石炭価格の数%程度に過ぎず、経済性分析の上で大きな影響を与えないことから、ここでは課徴金を明示的には考慮していない。

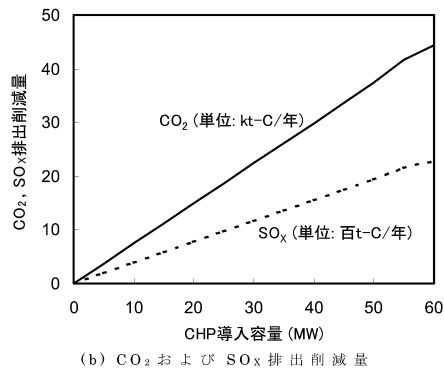
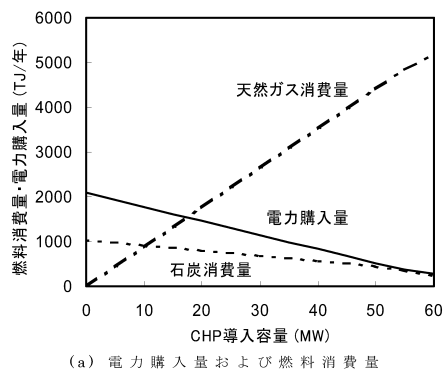


図3 エネルギー費用を最小化する場合のエネルギー供給構造の変化と環境負荷削減効果

消費量 F_{CHP}^{annual} および石炭消費量 F_{BIL}^{annual} の最適化計算による推計結果を図3(a)に、エネルギーシステムからの年間CO₂排出削減量($W_{CHP}=0$ の場合との E_{SYS}^{annual} の値の差)およびSO_x排出削減量の推計結果を図3(b)に示す。図3から分かるように、これらの推計値はCHP導入容量 W_{CHP} が0～50MW程度の範囲内においては W_{CHP} と線形的な相関を示し、 W_{CHP} の増加に伴うこれらの推計値の変化量は、 $\partial P_{BUY}^{annual}/\partial W_{CHP} = -31.7\text{TJ/年/MW}$ 、 $\partial F_{CHP}^{annual}/\partial W_{CHP} = 88.3\text{TJ/年/MW}$ 、 $\partial F_{BIL}^{annual}/\partial W_{CHP} = -11.7\text{TJ/年/MW}$ などとなっている。一方、約50MW以上ではこれらの変化量の絶対値が小さくなっていることが分かる。CHPの運転状況に関する詳細な分析は紙面の制約上省略するが、分析の結果、導入容量が約50MW以下の場合には全ての季節・時刻においてCHPは負荷率100%（発電出力：蒸気発生出力 $\approx 1:0.33$ ）で運転されると推計されている。これは、電力需要を図1(a)に示したように季時別のレベルで比較的単純な曲線として与えたことと、費用最小化の観点から高価な購入電力の量を少なくするために、できるだけ電力需要をCHPで賄うような運転が望ましいと考えられることによる。

一方、できるだけCO₂排出量を削減するようにCHPを運転する場合、すなわち、式(11)で示した E_{SYS}^{annual} を目的関数として最小化する場合における、電力購入量、燃料消費量およびCO₂、SO_x排出削減量の計算結果を図4に示す。これらの推計値は、CHP導入容量 W_{CHP} が0～25MW程度の範囲内において W_{CHP} と線形的な相関を示し、 W_{CHP} の増加に伴

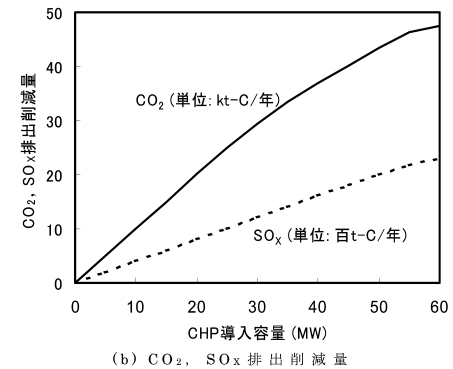
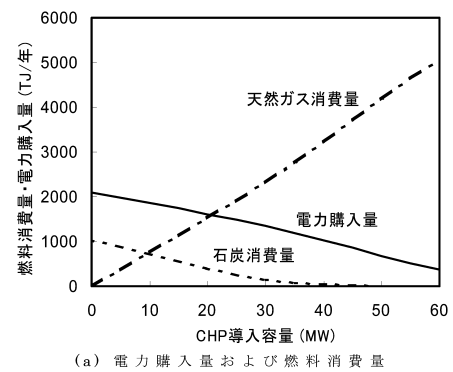


図4 CO₂排出量を最小化する場合のエネルギー供給構造の変化と環境負荷削減効果

うこれら推計値の変化量は、 $\partial P_{BUY}^{annual}/\partial W_{CHP} = -23.7\text{TJ/年/MW}$ 、 $\partial F_{CHP}^{annual}/\partial W_{CHP} = 76.3\text{TJ/年/MW}$ 、 $\partial F_{BIL}^{annual}/\partial W_{CHP} = -31.3\text{TJ/年/MW}$ などとなっている。計算の結果得られたCHPの運転状況を詳しくみたところ、導入容量が約25MW以下の場合には全ての季節・時刻においてCHPは負荷率75%（発電出力：蒸気発生出力 $\approx 1:1.19$ ）で運転されることが分かった。これは、CO₂排出量を最小化する場合には、CO₂排出原単位の高い石炭に依存していた蒸気供給をできるだけCHPによる供給で代替するような運転が望ましいからである。

5. CHPの最適導入容量の分析

5.1 中国側が自主的に導入する場合

CHP設備や天然ガス単価が安価な場合には、CDMという制度を利用しなくても、中国側が自主的に導入して利益を得られる可能性がある。そこで、CDMプロジェクトとしてのCHP導入の分析に先立ち、対象地区側が自主的にCHPを導入しようとする場合をまず考えることにする。

この場合には、(10)式で表した年間エネルギーシステム費用 C_{CHINA}^{annual} を最小にするようにCHP導入容量 W_{CHP} を定めるのが望ましい。そこで、CHPの年間設備単価 C_{CHP} および天然ガス単価 C_{GAS} を変化させた場合について、 W_{CHP} を内生変数として最適化計算を行った。

計算の結果得られた W_{CHP} の最適値を図5に示す。図5から分かるように、 $C_{GAS} = 4.30\$/GJ$ の場合、 $C_{CHP} \leq$

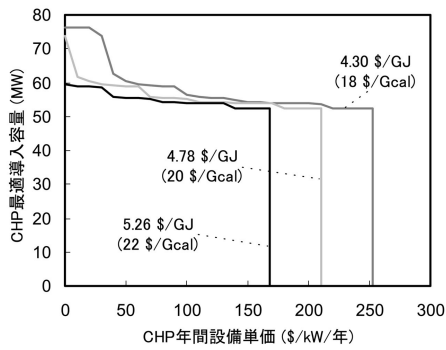


図5 中国側が自主的にCHPを導入する場合の
最適導入容量（天然ガス単価を変化させた場合）

252\$/kW/年であればCHPを導入することに経済的メリットが生じ、50程度 $\leq C_{CHP} \leq 252$ の範囲内では W_{CHP} の値を53～60MW程度にするのが望ましいと推計された。このときCHPは、費用最小化の観点から、できるだけ電力需要をCHPで賄うように運転されている。なお、 C_{CHP} の値が252\$/kW/年を超えると W_{CHP} の最適値が52.6MWから急激に0に低下しているのは、本論文では季時別平均レベルでのエネルギー需給を考慮しており、電力需要を図1(a)に示したように比較的単純な曲線として与えたことによる。

図5からはまた、CHPの導入が経済的に望ましくなるような C_{CHP} の最大値が、 $C_{GAS} = 4.78$ \$/GJのとき210\$/kW/年、 $C_{GAS} = 5.26$ \$/GJのとき168\$/kW/年というように、 C_{GAS} の値の上昇に伴い線形的に小さくなると推計されていることも分かる。このことを解析的に説明すると、以下のようなことになる。すなわち、 C_{CHP} が、 W_{CHP} の最適値が0以上となるような最大値(これを C_{CHP}^{max} と表す)をとるとき、目的関数である C_{CHINA}^{annual} を W_{CHP} で偏微分した値は0となるから、(10)式より、

$$\begin{aligned} \frac{\partial C_{CHINA}^{annual}}{\partial W_{CHP}} &= C_{CHP}^{max} + \frac{\partial W_{RECV}}{\partial W_{CHP}} \times C_{RECV} + \frac{\partial P_{BUY}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times C_{ELE} + \frac{\partial F_{CHP}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times C_{GAS} + \frac{\partial F_{BIL}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times C_{COAL} = 0 \\ \therefore C_{CHP}^{max} &= -\frac{\partial W_{RECV}}{\partial W_{CHP}} \times C_{RECV} - \frac{\partial P_{BUY}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times C_{ELE} - \frac{\partial F_{CHP}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times C_{GAS} - \frac{\partial F_{BIL}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times C_{COAL} \end{aligned} \quad (12)$$

となる。ところで、前節で示したように、 W_{CHP} が比較的小さい範囲内では $\partial P_{BUY}^{annual} / \partial W_{CHP}$ 、 $\partial F_{CHP}^{annual} / \partial W_{CHP}$ および $\partial F_{BIL}^{annual} / \partial W_{CHP}$ は全て定数であり、また、目的関数が最小となるときは $W_{RECV} = W_{PEAK} - W_{CHP}$ すなわち $\partial W_{RECV} / \partial W_{CHP} = -1$ なので、(12)式より、 C_{CHP}^{max} は C_{GAS} に対して線形的相关があることが知られる。

5.2 CDMプロジェクトとして導入する場合

上で示したように、対象地区において中国側が自主的に天然ガス利用CHPを導入しようとする場合、CHPの年間設備単価が168～252\$/kW/年以下という低水準でなければ、経済的にメリットが生じない。しかし、CDMプロジェクトという形でCHP設備費を日本のような先進国が負担すれば、中国側は設備費の負担なしに電力購入費や燃料

費を節約することができるので、CHP導入は中国側にとって経済的メリットをもたらすことになる。一方、CHP設備費を負担する先進国（ここでは日本を想定する）側は、CHP設備への投資分が、京都議定書により課せられている自国の排出削減目標量の一部に本CHP導入によるCO₂削減量を算入する—すなわちCO₂削減クレジットを獲得する—ことによる利益によって回収できるかどうかの問題となる。

(a) 日中双方側で利益分配を行わない場合（ケース1）

まず、日本側がCHPの設備費を全て負担し、中国側が運転費節約による利益を全て得る場合（日中双方側で利益分配の無い場合）を考え、これをケース1と呼ぶことにする。ケース1においては、日本側の得る正味の利益は、CO₂クレジット獲得による利益からCHP設備投資費用を差し引いたものである。ここではCO₂削減量を、CHPを導入しない場合と導入した場合のCO₂排出量の差として単純に計算する^{*2)}。このとき、日本側の正味の年間利益を G_{JAPAN}^{annual} とすると、 G_{JAPAN}^{annual} は次式のように表される。

$$G_{JAPAN}^{annual} = (E_{SYS}^{annual, base} - E_{SYS}^{annual}) \times C_{CO_2} - W_{CHP} \times C_{CHP} \quad (13)$$

ここで、 $E_{SYS}^{annual, base}$ はCHPを導入しない場合のエネルギーシステムからの年間CO₂排出量であり、 C_{CO_2} はCO₂クレジット1単位当たりの経済的価値である^{*3)}。ケース1において対象地区へのCHPの導入をCDMプロジェクトとして実施する場合の最適導入容量 W_{CHP} は、(13)式で表した G_{JAPAN}^{annual} を最大化する数理計画問題を解くことにより求めることができる。

図6には、CHP年間設備単価 C_{CHP} を変化させて、CO₂クレジット価値 C_{CO_2} が100, 200, 300および400\$/t-Cのそれぞれの場合について W_{CHP} の最適値を計算した結果を示す。図6(a)から、 C_{CO_2} の値が大きいくほどCHPが導入されやすくなることや、 C_{CO_2} が一定であれば C_{CHP} の値が小さいほど W_{CHP} の最適値は大きくなることなどが分かる。このときCHPは、できるだけCO₂排出量を多く削減するために、蒸気需要を優先的にCHPで賄うように運転される。なお、 C_{CHP} が、 W_{CHP} の最適値が0以上となるような最大値 C_{CHP}^{max} をとるとき、 $\partial G_{JAPAN}^{annual} / \partial W_{CHP} = 0$ なので、(11)、(13)式から

$$C_{CHP}^{max} = -\left(\frac{\partial P_{BUY}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times e_{ELE} + \frac{\partial F_{CHP}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times e_{GAS} + \frac{\partial F_{BIL}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times e_{COAL} \right) \times C_{CO_2} \quad (14)$$

となる。 W_{CHP} が比較的小さい範囲内では、 $\partial P_{BUY}^{annual} / \partial W_{CHP}$ 、 $\partial F_{CHP}^{annual} / \partial W_{CHP}$ および $\partial F_{BIL}^{annual} / \partial W_{CHP}$ は全て定数なので、 C_{CHP}^{max}

注2) CO₂削減量を正確に計算するためには、商用火力発電における将来の効率向上や燃料転換などを反映したCO₂排出ベースラインを設定することがより望ましいが、ここでは議論を簡単にするため、プロジェクトが実施されない場合には現在のエネルギー供給構造が当面そのまま継続するという静的なベースラインを想定する。

注3) このCO₂クレジット価値 C_{CO_2} は、日本国内の対策による平均的なCO₂排出削減費用に概ね相当するものであり、より具体的には、将来炭素税が導入された場合には炭素税率、CO₂排出権取引が行われる場合にはその取引価格であると考えられる。

の値が C_{CO_2} と比例関係になることが分かる。

(b) 総利益を日中双方側で配分できる場合 (ケース 2)

次に、CDMプロジェクト実施により得られる総利益を日中双方側に配分できる場合を考え、これをケース 2 と呼ぶことにする。ケース 2 は、総正味利益、すなわち CHP 導入による運転費節約と CO_2 クレジット獲得による利益から CHP 設備投資費用を差し引いたものが正であれば、利益配分上の工夫により日中双方側とも正の利益を享受できるという考えに基づくものである²⁾。正味の年間総利益を G_{TOTAL}^{annual} とすると、 G_{TOTAL}^{annual} は次式で表される。

$$G_{TOTAL}^{annual} = (E_{SYS}^{annual, base} - E_{SYS}^{annual}) \times C_{CO_2} + C_{CHINA}^{annual, base} - C_{CHINA}^{annual} \dots (15)$$

ここで、 $C_{CHINA}^{annual, base}$ はCHPを導入しない場合の年間のエネルギーシステム費用である。ケース 2 における CHP 最適導入容量 W_{CHP} は、上式で表した G_{TOTAL}^{annual} を最大化する数理計画問題を解くことにより求められる。

CHP 年間設備単価 C_{CHP} を変化させ、 CO_2 クレジット価値 C_{CO_2} として 100, 200, 300 および 400\$/t-C の 4 通り、天然ガス単価 C_{GAS} として 4.30, 4.78 および 5.26\$/GJ の 3 通りの場合について、 W_{CHP} の最適値をそれぞれ計算した結果を図 6 (b) に示す。図 6 (b) から分かるように、いずれの場合についてもケース 1 と比較して W_{CHP} の最適値が大きく、また、 W_{CHP} の最適値が 0 以上となるような C_{CHP} の最大値が大きくなっていることなどが分かる。CHP の運転状況を分

析した結果、 C_{CO_2} の値が 100 および 200\$/t-C の低水準のときには電力需要の方を、300 および 400\$/t-C の高水準のときには蒸気需要の方を、それぞれ優先的に CHP で賄うように運転されることが分かった。ケース 2 では、 C_{CHP} が、 W_{CHP} の最適値が 0 以上となるような最大値 C_{CHP}^{max} をとるとき、 $\partial G_{TOTAL}^{annual} / \partial W_{CHP} = 0$ が成り立つ。従って、(10), (11) および (15) 式から

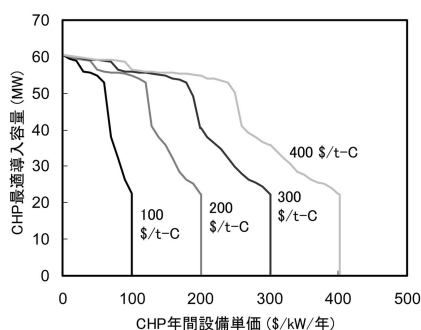
$$C_{CHP}^{max} = - \left(\frac{\partial P_{BUY}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times e_{ELE} + \frac{\partial F_{CHP}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times e_{GAS} + \frac{\partial F_{HIL}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times e_{COAL} \right) \times C_{CO_2} \\ - \frac{\partial W_{RECV}}{\partial W_{CHP}} \times C_{RECV} - \frac{\partial P_{BUY}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times C_{ELE} - \frac{\partial F_{CHP}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times C_{GAS} - \frac{\partial F_{HIL}^{annual}}{\partial W_{CHP}} \times C_{COAL} \dots (16)$$

となる。

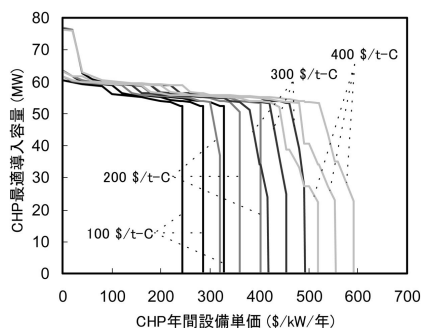
6. CDMプロジェクトとしての適合性に関する分析

対象地区への CHP 導入の CDM プロジェクトとしての適合性が、CHP 設備価格および CO_2 クレジット価値の変化に対してどのように変化するかをみるために、感度分析的な評価を行った。図 7 に、①中国側が自主的に導入して経済性が成立する (CDM プロジェクトにならない可能性がある) 場合、②日中双方側で利益配分を行わなくても CDM プロジェクトの利益が生じる場合、③総利益を日中双方側で配分する工夫により CDM プロジェクトの利益が生じる場合、および④総利益が負となり CDM プロジェクトに適合しない場合、のそれぞれの範囲を示す。

図 7 は、CHP の導入が望ましいとされる、すなわち CHP 導入容量 W_{CHP} の最適値が 0 以上となるような CHP 年間設備単価 C_{CHP} と CO_2 クレジット価値 C_{CO_2} の値の範囲を平面的に示したものである。範囲①と②の境界線である直線 A は (12) 式に対応している。同様に、範囲②と③の境界線直線 B は (13) 式に、範囲③と④の境界直線 C_1 と C_2 は (16) 式に対応する。ここで、5.2 節で述べたように、プロジェ



(a) ケース 1 : 日中双方側で利益配分を行わない場合 (天然ガス単価に依らない)



(b) ケース 2 : 総利益を日中双方側で配分できる場合 (各 CO_2 クレジット価値について、右側、中央および左側の曲線がそれぞれ天然ガス単価 4.30, 4.78 および 5.26 \$/GJ に対応する)

図 6 CDM プロジェクトとして CHP を導入する場合の最適導入容量 (CO_2 クレジット価値および天然ガス単価を変化させた場合)

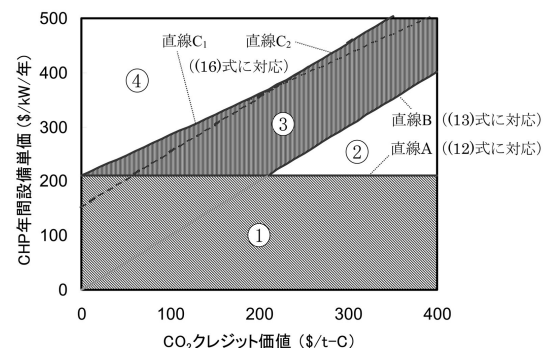


図 7 CDM プロジェクトとしての適合性に関する分析結果 (天然ガス単価 4.78\$/GJ の場合)

(①: 中国側が自主的に CHP を導入できる - CDM プロジェクトにはならない可能性がある - 範囲, ②: 日中間での利益配分上の工夫が特に無くとも CDM に好適となる範囲, ③: 中国側の利益の一部を日本側に還元することにより CDM に適合する可能性がある範囲, ④: 総利益が負となり CDM に適合しない範囲)

クト実施により得られる総利益最大化の観点からは、 C_{CO_2} の値が低水準のときには電力需要の方を、高水準のときには蒸気需要の方をそれぞれ優先的にCHPで賄うように運転されるので、(16) 式中の係数は、直線 C_1 および C_2 に対してそれぞれ図3および図4から読み取ることにより設定できる。なお、ここでは天然ガス単価 C_{GAS} が4.78\$/GJのときについてのみ示したが、 C_{GAS} のほか、石炭単価 C_{COAL} や購入電力単価 C_{ELE} が変化したときの境界線（直線A, B, C_1 および C_2 ）の位置の変化は、これらの式に基づいて算定することが可能である。

図7から分かるように、 $C_{GAS}=4.78\$/GJ$ のとき、CHP年間設備単価 C_{CHP} が210\$/kW/年未満の場合は中国側が自主的に導入しても利益が得られるが、210\$/kW/年以上の場合は利益が得られないので、CDMのような国際的協力の枠組みを用いなければCHPの導入が困難となる。CDMを適用できる環境下では、 $C_{CHP} \geq 210\$/kW/年$ であっても CO_2 クレジット価値 C_{CO_2} が高ければ（例えば、 $C_{CHP}=250\$/kW/年$ のときで $C_{CO_2} \geq 249\$/t-C$ であれば）、日本側がCHP設備費を全て負担して代わりに CO_2 クレジットを得るとしたときに日中双方側とも利益が正となる、すなわち、本プロジェクトのCDMとしての適合性は非常に良いことになる。しかし、このような状況になるためには、 C_{CHP} の値が小さくても C_{CO_2} の値は200~300\$/t-C程度という比較的高い水準でなければならない。さらに C_{CHP} の値が大きい場合や C_{CO_2} の値が小さい場合（例えば、 $C_{CHP}=250\$/kW/年$ のときで $C_{CO_2} < 249\$/t-C$ の場合）には、前節で述べたように、中国側の利益の一部を日本側に還元することにより、日中双方側とも利益が正となる可能性がある。すなわち、CDMの制度設計の工夫により、図7にみられるように、本プロジェクトがCDMとして適合するようなCHP設備価格と CO_2 クレジット価値に関する要件が大幅に緩和されることになる。なお、 C_{CHP} の値が非常に大きい場合、あるいは C_{CO_2} の値が非常に低い場合には、総利益が負となることもあり、この場合にはCHPの導入はCDMプロジェクトとして適合しない。

7. おわりに

中国における工業地区（上海市金橋輸出加工区）に天然ガスコージェネレーションシステム（CHP）を導入する具体的事例を想定し、そのCDMプロジェクトとしての経済性の分析を行った。分析にあたっては、対象地区の電力および熱需要を季節別時刻別に与えて、経済的に望ましいエネルギーシステムの導入・運転状況を推計する数理計画モデルを開発して、種々の条件下におけるCHPの最適導入容量等を計算した。また、本プロジェクトがCDMとし

て適合するような設備価格と CO_2 クレジット価値との組み合わせを提示し、日中双方側にメリットが生じるように利益を共同で享受できるような条件設定を行うことによりCDMプロジェクトとして適合するための要件を大幅に緩和できることを示唆した。天然ガスCHPの導入は CO_2 排出量の削減のほか、大気汚染物質である SO_x の排出削減効果ももたらすので、この効果を経済的価値として換算すれば、CHP導入へのインセンティブがさらに高まると期待される。

なお、ここで取り上げたCDMプロジェクトの実施期間中における日中双方側の収支の実際については、 CO_2 排出のベースラインをどのように算定するか議論も含めてさらに詳細な検討を行う必要があり、今後の課題としたい。

本論文では、できるだけ現実にもっとも分析例を示すために、天然ガスCHPという一つの CO_2 削減技術を特定地域に導入する場合のみを対象としたが、導入する技術や地域が異なっても、必要なデータを収集することにより同様の分析を行うことが可能である。CDM活用促進のための参考資料として、種々のCDMプロジェクト候補事例研究が多く発表されることを期待したい。

謝辞 上海市におけるエネルギー需給に関する情報をご提供いただいた、上海交通大学の童 澄教授ならびに上海金橋（集団）有限公司の周 紹拯高級工程師に感謝申し上げます。本研究は、新エネルギー・産業技術総合開発機構の地球環境産業技術開発推進事業・先端技術調査研究事業の一環として行われたものである。

参考文献

- 1) UNFCCC; The Marrakesh Accords & The Marrakesh Declaration - Advance unedited version (2001).
- 2) 小杉隆信, 時松宏治, 周 瑋生; 日中CDMプロジェクトとしての天然ガスコージェネレーション導入に関する定量的評価, 環境経済・政策学会2001年大会報告要旨集, (2001), 294-295.
- 3) 小杉隆信, 時松宏治, 周 瑋生, 童 澄教; 関于上海金橋出口加工区引進天然氣熱電聯供系統的評価, 第3届中日上海環境科學技術會議論文集, (2001), 113-117. (中国語)
- 4) OECD/IEA; Emission Baselines: Estimating the Unknown (2000).
- 5) 助省エネルギーセンター, (社)日本プラント協会など; 共同実施等推進基礎調査, 新エネルギー・産業技術総合開発機構平成11年度調査報告書 (2000).
- 6) (社)日本ファインセラミックス協会; セラミックガスタービンの研究開発 社会適合性研究, 平成4年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書 (1993).
- 7) (社)日本エネルギー学会編; 天然ガスコージェネレーション計画・設計マニュアル2000, (2000), 日本工業出版.
- 8) 株式会社東西貿易通信社編集部; 中国の電力産業, (1999), 東西貿易通信社.
- 9) A. Brooke, D. Kendrick and A. Meeraus; GAMS: A User's Guide, Release 2.25, (1992), Scientific Press.