

東京大学 大学院新領域創成科学研究科
基盤科学研究系
先端エネルギー工学専攻

平成 19 年度
修士論文

世界エネルギー需給モデルを用いた
京都メカニズムの定量的評価に関する研究

2008 年 2 月提出
指導教員 山地 憲治 教授

56219 両澤 光一

目次

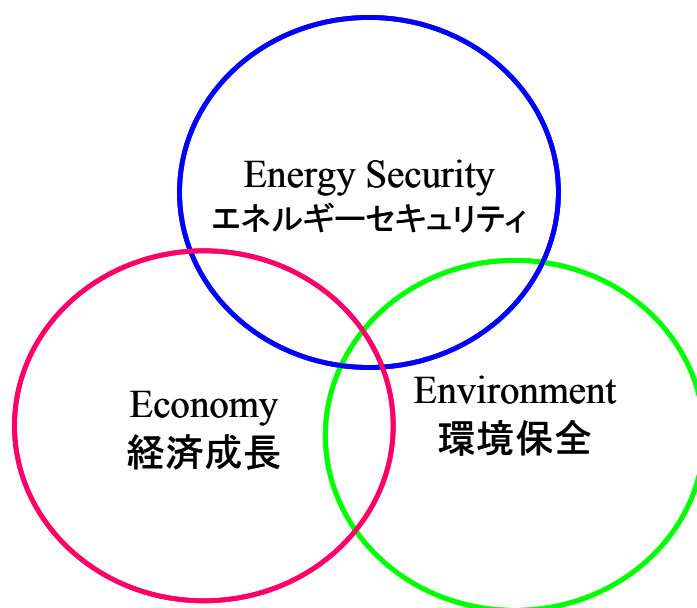
第1章 序章	3
第1節 はじめに	3
第2節 京都議定書と京都メカニズム	4
第1項 京都議定書の概要	4
第2項 排出取引(ET)の概要	6
排出取引(ET)の概念図	6
第3項 共同実施(JI)の概要	6
第4項 クリーン開発メカニズム(CDM)の概要	7
第2節 本研究の背景および目的	9
第2章 発展途上国におけるクリーン開発メカニズム関連事業の実態	10
第2節 世界各国のCDM事業の現状	10
第3節 中国におけるCDMプロジェクト実施状況	12
第4節 中国における水力・風力発電に関する検討	18
第1項 発電コストに関する検討	18
第2項 中国におけるCDMクレジット価格に関する検討	22
第3章 京都メカニズムのマクロ的評価	24
第1節 京都メカニズムのマクロ的評価の概要	24
第1項 小宮山氏の論文[4]の概要	24
第2項 モデルの定式化	29
第2節 シミュレーション結果および検討	31
第1項 シミュレーション結果	31
第2項 シミュレーション結果の検討	47
第4章 エージェントベース世界エネルギー需給モデルによる評価	49
第1節 エージェントベース世界エネルギー需給モデルの概要	49
第1項 モデルの全体像	49
第2項 エネルギーシステムの想定	55
第3項 エネルギー輸送の設定	57
第4項 省エネの設定	60
第5項 各種データ設定	65
第2節 エージェントベース世界エネルギー需給モデルの定式化	66
第1項 計算の流れから見たモデルの全体像	66
第2項 提唱する計算フロー(世界排出権市場価格のみを戦略対象とする場合)	67
第3項 エネルギーシステムコストの算出	69
第4項 誤差関数および価値関数の更新	70
第5項 本エネルギーモデルのフ計算フロー	73
第3節 エージェントベース世界エネルギー需給モデルによる世界各地域のエネルギー価格戦略の評価(世界排出権市場クレジット価格のみを戦略対象としたケース)	74
第1項 ケース設定	74
第2項 Region別の世界排出権市場クレジット価格戦略の挙動	75
第5章 結論	87
第1節 本研究の成果	87
第2節 本研究から得られた知見	87
第3節 今後の課題	87
Appendix	89
謝辞	92

第1章 序章

第1節 はじめに

現在、温室効果ガスによる地球温暖化が問題視され、世界規模での地球温暖化対策が切望されている。エネルギー消費の観点からは、例えば石炭や石油などの化石燃料の使用量の削減や省エネルギー技術を利用することによる二酸化炭素排出の削減などが考えられる。しかし石炭や石油よりも二酸化炭素排出量が少ないと言われる天然ガスへの燃料転換を考えた場合、設備輸送コストが高価である現状では、困難であると考えられる。さらに省エネルギー技術を利用する観点についても、日本などの先進諸国においては既に世界的に高度な水準の省エネルギー技術が存在し、これ以上の技術開発による大幅な削減にはコスト的な問題が生じるために容易ではない。

エネルギー消費と地球温暖化という相反する部分の多い問題を同時に考える際には一般的に図1に示す3E(Economy、Energy Security、Environment)というトリレンマ問題を抱えることになる。トリレンマ問題とは、経済成長という利潤追求、エネルギーセキュリティという公平性、環境保全という公益性といった3つの相反する問題のことである。エネルギーと地球温暖化を同時に考えて何らかの解決策を模索する際には、このトリレンマの軛から逃れることはできない。



3E とトリレンマ問題

さて地球温暖化問題を世界規模で考えて温室効果ガス削減という公益性の強い問題を解決しようとする際には、世界各国および事業者が営利の観点から低価格でのエネルギー消

費を迫及するという経済性の問題が生じてくる。さらにはロシア、中国、アメリカなどの大国の動向や発展途上国の不参加といった事態に京都議定書の議論が左右されるという政治性の問題も絡んでいる。これらの相反する問題点を踏まえることが、地球温暖化問題を考えていくうえでの必要不可欠な姿勢であると考えられる。

環境性、経済性、政治性という複数の問題を考慮して世界規模で考える際の具体策として、気候変動枠組み条約第3回締約国会議（COP3）で採択された京都議定書に示されている、排出取引(ET)、共同実施（JI）、クリーン開発メカニズム(CDM)といった京都メカニズムの利用が考えられる。中でも先進諸国と発展途上国との共同作業による温室効果ガス削減を目指すクリーン開発メカニズム(CDM)は、先進諸国の排出削減コスト抑制と、発展途上国への省エネ技術移転を同時に実現し、世界全体を温室効果ガス削減に参加させることができるという観点から有効な手段であると考えられている。

このような状況をふまえて、エネルギーと地球温暖化問題に対する評価および対応策を定量的に検討する際には、トリレンマ問題をより具体的に表現でき、現状で用いられている制度を十分に考慮したモデルを用いることが重要であるといえる。

第2節 京都議定書と京都メカニズム

第1項 京都議定書の概要

京都議定書は、1997年12月に京都で開催された「気候変動枠組条約第3回締約国会議(COP3)」において採択され2005年2月に発効した。ここでは、気候変動枠組条約における附属書I国(主に先進諸国)の温室効果ガス排出量について、法的拘束力のある数値目標を設定しており、附属書I国(Annex I)の数値目標(総排出枠)は、2008年から2012年の5年間(第1約束期間)に対して適用している。以下に京都議定書における特徴および概要を示すと共に、表1に主な附属書I国の温室効果ガスの数値目標を示す。ただし表1中のオーストラリアおよびアメリカは2008年3月現在京都議定書に批准していない国であるが、今後排出量削減の観点から、批准が期待される国である。ただオーストラリアでは、首相および政権交代という国内の政治状況から議定書への批准が濃厚となっている。

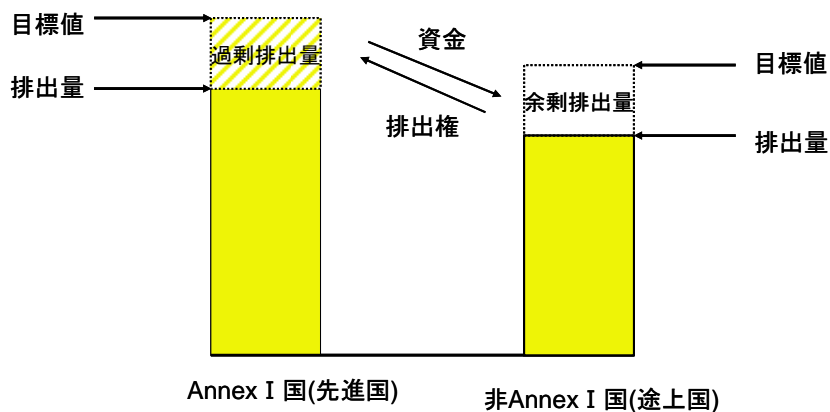
主なポイントとして以下の3点が挙げられる。また主要国の排出目標値を表1に示す。

- ①基準排出年（一部の例外を除き1990年）と比べてEUは、-8%、米国は-7%、日本は-6%の数値目標が課せられている。
- ②基準年排出量と数値目標から、「割当量」を計算する。
- ③国内における植林等の吸収源活動による二酸化炭素の吸収増大量については、排出枠として割当量に加えることが可能である。

国	数値目標 (%)	1990 年 CO2 排出量 (百万 t-CO2)
スペイン	15.0	58.4
スウェーデン	4.0	72.1
フランス	0.0	564.2
オランダ	-6.0	211.4
イタリア	-6.5	509.1
イギリス	-12.5	146.1
ドイツ	-21.0	1246.8
EU 全体	-8.0	4231.4
ロシア	0	3050.0
ウクライナ	0	919.2
オーストラリア	8	430.0
ノルウェー	1	52.1
ニュージーランド	0	61.6
カナダ	-6	608.7
日本	-6	1187.3
アメリカ	-7	6129.1
スイス	-8	53.1

第2項 排出取引(ET)の概要

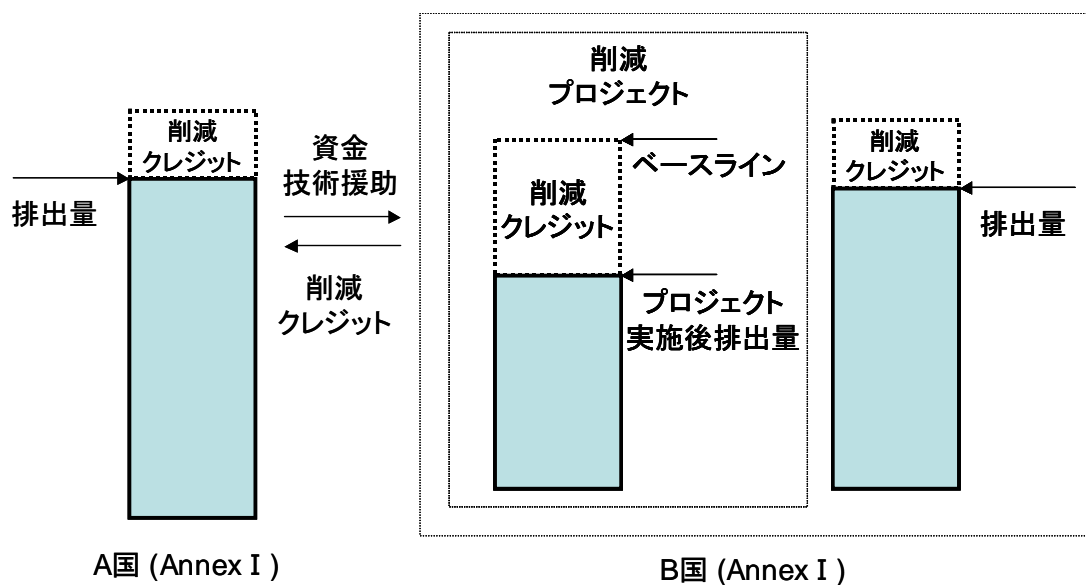
排出取引とは、京都議定書において附属書 I 国に割り当てられた二酸化炭素など温室効果ガス排出目標値と実際の排出量を比較した場合、その差の部分について売買を行うシステムのことである。言い換えれば、全体としての排出総量を決定した上で、それを各国家などに排出枠(排出権)として割り当て、排出目標値を満たすように各国が排出権を取引するというものである。



排出取引(ET)の概念図

第3項 共同実施(JI)の概要

共同実施とは、附属書 I 国間で二酸化炭素などの温室効果ガスの削減に寄与するプロジェクトを共同で実施し、それにより生じたベースラインとプロジェクト実施後の排出量との差を削減クレジットとして投資国が得るシステムである。

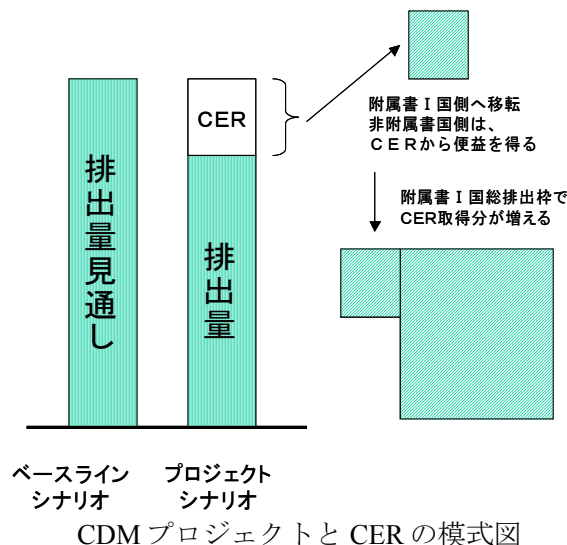


共同実施 (JI) の概念図

第4項 クリーン開発メカニズム(CDM)の概要

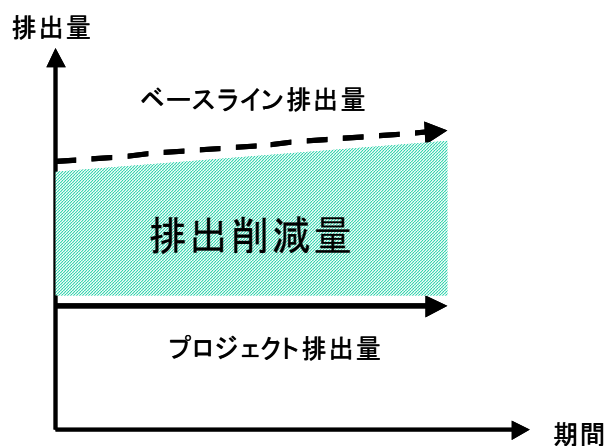
先進国と発展途上国とを結びつけるクリーン開発メカニズム(CDM)とは、温室効果ガス排出量の数値目標が設定されている附属書 I 国が関与して、数値目標が設定されていない非附属書 I 国(ホスト国と呼び、主に発展途上国)において排出削減および吸収増大プロジェクトを実施し、その結果生じた排出削減量および吸収増大量に基づいてクレジット(CER)が発行されるといったシステムである。なお発行されたクレジットについては、当事者間においてやり取りされ、附属書 I 国は自国の排出目標達成のためにこのクレジットを利用することが有用となる。なお排出削減は CDM がなかった場合と比べて追加的でないといけない。以下に CDM に関する特徴を述べると共に、下に CDM に関する模式図を示す。

- ①附属書 I 国は京都議定書の数値目標達成のために、CER を活用することができ、結果として附属書 I 国の総排出枠の量を増大させられる。
- ②CER 発行には様々な審査が必要であり、第三者が関与し厳格に行われる。
- ③京都議定書の第 1 約束期間が始まる前にクレジットの発行が可能である。つまり 2000 年から 2007 年の排出削減量に基づいて発行された CER についても、附属書 I 国の数値目標達成に活用できる。

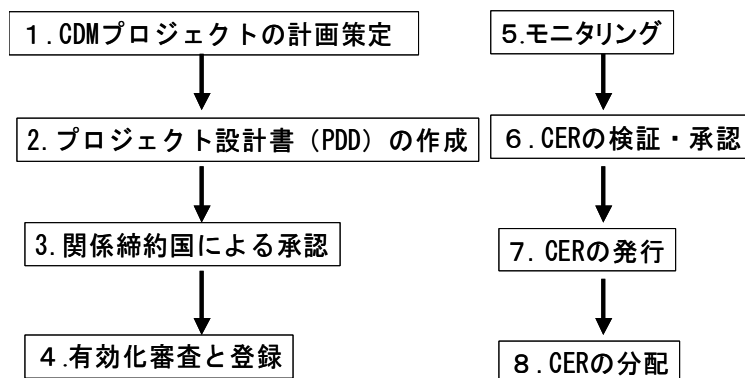


上図における、ベースラインシナリオおよびプロジェクトシナリオについて説明する。
ベースラインシナリオとは CDM プロジェクトが行われなかった場合に排出されていたと推察される温室効果ガス排出量のシナリオである。ベースラインシナリオは、ホスト国の個々の状況により、将来の排出量が現在のレベルより高くなると予想されるシナリオもありうる。図 2 に示すように、ベースライン排出量と CDM プロジェクト実施後の温室効果ガス排出量(プロジェクト排出量)との差が、CDM プロジェクトによる排出削減量(クレジ

ット量)となる。ベースライン排出量の算出については、評価方法があいまいな部分が多く、附属書 I 国とホスト国との間で、基準となる排出量に対する考え方の違いなどから両国の政治的な問題が絡んでくることが否めず、正確な設定には困難が伴うことが予想される。



ベースラインの概念



CDM の手続きの流れ

第2節 本研究の背景および目的

本研究室では、長期に渡ってエネルギー利用からみた地球温暖化問題をテーマにした最適化型世界エネルギー需給モデルの開発に取り組んでいる。これらのモデルを運用し、世界全体のエネルギーシステム総コストを評価関数に設定しそれを最小化する計算フローで、主に CO₂ 排出量制約下における各地域別の望ましいエネルギーシステムのあり方を提示してきた。

現状では、地球温暖化問題は CO₂ に代表される地球温暖化ガスに起因するとされ、その排出源は先進国に集中しているが影響は開発途上国を含めた世界全体に及ぶ。つまり、地球温暖化対策を行うには先進国および開発途上国双方の関与が必要であり、モデル内に双方の国家が地球温暖化対策を行うための現実的なシステムを実装する必要がある。

本研究室において開発された『世界地域細分化エネルギーモデル』や『エージェントベース世界エネルギー需給モデル』では、CO₂ 排出量制約のシステムとして、省エネもしくは CO₂ 排出量の少ないエネルギーへの転換など、各国が個別に CO₂ 排出量を削減する色合いの強いシステムが実装されている。

本研究では、上記のシステムに加えて、本章第一節および第二節で述べた京都メカニズムの仕組みを実装した上で、特に先進国と開発途上国の双方を関与させるツールである CDM に関して、現在行われている個々のプロジェクトの影響をより適確に表現できるシステムを構築した。その上で、世界総エネルギーシステムコスト最小化のもとで CO₂ 排出量制約のツールとして京都メカニズムがどのくらい貢献することができるのかについてマクロな観点から定量的に評価することを目的とする。

第2章 発展途上国におけるクリーン開発メカニズム関連事業の実態

この章では、現在中国など発展途上国で行われているクリーン開発メカニズム(CDM)の個々のプロジェクトについて調査を行い、その現状を示した。

調査にあたっては、下記の『京都メカニズム情報プラットフォーム』HP

<http://www.kyomecha.org/index.html>

にある PDD(Project Design Document)に示された情報を参考にした。

特に断りの無い限り、この章に関する各種データは 2008 年 2 月 1 日現在までのものとする。

第1節 調査の背景および目的

クリーン開発メカニズム(CDM)は、京都メカニズムの中でも先進国と発展途上国がともに温室効果ガス削減に寄与することが出来る画期的なツールとして世界の注目を集めている。

一方で、現在行われている個々のプロジェクトの多くは、プロジェクトに関係するコストおよび収益を巡って経済的な採算を達成することが困難となっている。事業を通してより多くのクレジットを得ることと、事業の採算をとるという二つの要素が上手く達成されないと、事業による温室効果ガス削減という目標が達成されないばかりか、今後行われる多くのプロジェクトへの影響も懸念される。

このような背景を踏まえ、本研究で用いるエネルギーモデルに対応したエネルギー産業関連のプロジェクトが盛んに行われている中国を中心にその個々のプロジェクトに対する投資額、プロジェクトにより産出されたエネルギー(電力など)の価格およびクレジット価格などを調査し、本研究で用いているエネルギー価格データなどと比較して、価格にどの程度の差が存在し、その差がどの程度にまで縮小されればプロジェクトとして温室効果ガス削減およびコストの採算性の双方において意味のあるものになるのかということを検討していくことを目的とする。

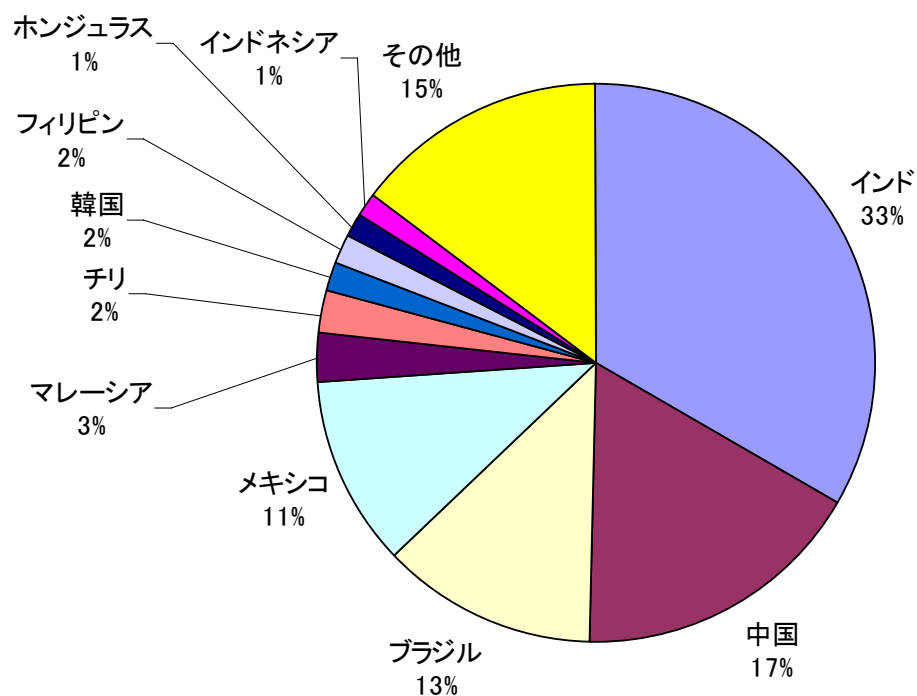
第2節 世界各国の CDM 事業の現状

2008 年 2 月 1 日現在、国連 CDM 理事会登録済みプロジェクトは全部で 909 件あり、排出削減予測量は 191418160 トン(CO₂ / 年)となっている。さらに下記に示す図の通り、プロジェクト件数および排出削減予測量ともに中国、インド、ブラジル、メキシコなどが上位を占めており、これらの地域が CDM 事業の盛んな地域、言い換えれば先進国の CDM 事業に対する投資の受け皿となっている。特に中国においては大規模なプロジェクト(年間約 15000CO₂ トン以上の削減量が見込めるプロジェクト)の件数が多いことが特徴となっている。

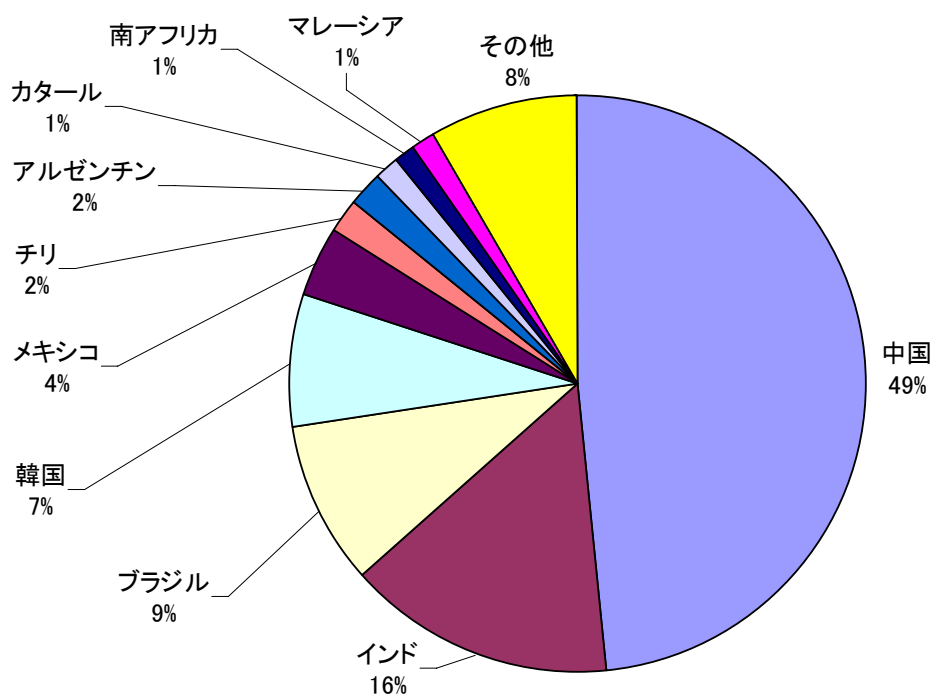
また CDM 事業内容別では、エネルギー産業のプロジェクト件数が約 54%と半数以上を占め、2 位の廃棄物処理の約 21%を大きく離している。さらにエネルギー産業は排出削減予測量別にみても、HFC・SF₆の製造・消費による漏洩の約 32%について、2 位の約 24%を占めている。

このように、中国などの CDM 事業の盛んな地域におけるプロジェクトに関して、その実態を調査することが、今後の CDM 事業の世界的枠組みを考える上で重要な要素となるといえる。

ただ、基本的に CDM プロジェクトは当事者同士間で行われるため、プロジェクトの財務情報などについて公開される情報が限られていることが多いことが特徴といえる。



ホスト国別プロジェクト件数の割合(全909件) [%]



ホスト国別排出削減予測量の割合(全191418160トン(CO2/年)) [%]

第3節 中国における CDM プロジェクト実施状況

中国では、発展途上国の中でも特に多くのプロジェクトが国連 CDM 理事会に登録されており既に CDM クレジット(CER)が発行されているものもある。また事業内容についても、水力発電、風力発電をはじめとして、バイオマス発電、HFC23 分解、N₂O ガス分解、ランドフィルガス回収、工場廃熱回収など多岐にわたっている。特に水力・風力発電に関しては中国各地で行われており、中国における CDM プロジェクトの中核を占めている。下の表に現在国連 CDM 理事会に登録されている CDM 事業のなかで大規模なもの(年間約 15000CO₂ トン以上の削減量が見込めるプロジェクト)を載せる。

なお表中の番号は、理事会に承認された日付の新しいものから順番に便宜的につけたものであり、プロジェクト名の最後についている”P”は”プロジェクト”の意味である。またプロジェクト名の部分で黄色に着色されているものは『風力発電』を、水色に着色されているものは『水力発電』を示している。

さらに数値情報に関して、予測排出削減量および予想 CER 価格の単位は、それぞれ『トン CO₂ / 年』、『\$ / t-CO₂』であり、空欄は PDD などにその情報が記載されていないことを表す。

ここで双方の表における番号は対応していることに注意されたい。

なおこの節では参考文献[1]を参考にした。

中国における大規模 CDM プロジェクト

番号	プロジェクト名	関係国
1	福建省45MW風力発電P	オランダ
2	内モンゴル卓資40MW風力発電P	イギリス
3	河南省養豚場メタンガス回収利用CDMP	日本
4	ガスタービン廃熱利用発電P	日本
5	黒龍江省バイオマスコジェネP	イギリス
6	福建省100MW風力発電P	イギリス
7	山東省バイオマス発電P	イギリス
8	寧夏49.50MW風力発電P	オランダ スウェーデン
9	国華チチハルフューユー風力発電所第一P	日本
10	山西省炭鉱メタン活用P	オランダ
11	湖南安石星源発電所における廃熱発電P	スイス
12	Jiaozishanランドフィルガス回収利用P	イギリス
13	中国ウルムチ市におけるウラボ30MW風力発電P	日本
14	PetroChina石油化学社N2O分解P	カナダ・イギリス
15	中国甘肅省Lanzhou市小水池水力発電P	オランダ
16	Baotou Iron & Steel 社コークス乾式消火設備・廃熱利用発電P	デンマーク
17	寧夏黄河Shapotou水力発電P (120.3MW)	オランダ スウェーデン
18	団波水力発電P (80MW)	日本
19	Hongshi Group 社30MW廃熱回収P	イギリス
20	Guohua内モンゴル自治区Huitengliang風力発電P (48.75MW)	イギリス
21	Handan Iron 社コンバインドサイクル発電所における廃ガス利用P	オランダ スウェーデン
22	Youshuishiti水力発電P(120MW)	オランダ
23	Xiangziyan水力発電P	オランダ
24	山西省柳林炭鉱メタン活用P	オランダ
25	雲南省南底河水力発電P(20MW)	オランダ
26	福建省南日島16.15MW風力発電P	イギリス
27	Wuerguli30MW風力発電P	オランダ
28	江西省豊城県炭鉱メタン活用P	オランダ
29	広州Xingfengランドフィルガス回収発電CDMP	イギリス
30	中国山東中気化工科技有限公司の中国におけるHFC23分解P	日本・イギリス
31	マナシ川水力発電P	日本
32	江蘇省啓東県91.5MW風力発電P	スペイン
33	伊春市Shimaodingzi30.6MW風力発電P	オーストリア
34	吉林省白城Chagan Hot風力発電P	スペイン
35	江蘇省東台201MW風力発電P	イギリス
36	菜州Diaolongzui風力発電P	イタリア
37	福建省東山鳥礁湾30MW風力発電P	オーストリア
38	中国・梧州の有機廃棄物の堆肥化P	ドイツ

39	甘肅大唐玉門49MW風力発電P	日本・スウェーデン
40	甘肅省Qilianshanのセメント製造における6000kW廃熱回収利用P	スウェーデン
41	雲南省Heierにおける25MW水力発電P	オランダ
42	河南省Shenma Nylon Chemical社N2O分解P	カナダ
43	甘肅迭部32MW水力発電P	日本
44	Zhoubai水力発電P	オランダ
45	山東省単県25MWバイオマス発電P	デンマーク
46	甘肅省Jingtieshan水力発電P	スペイン
47	Huasheng Tianyaセメント社6.5MW廃熱回収P	スウェーデン
48	qixia tanpensheng 風力発電P	イギリス
49	国華フールンバイヤー49.5MW風力発電P	日本
50	内モンゴル自治区赤峰市30.6MW風力発電P	イギリス
51	中国山西省のYangquan石炭層由来メタン利用による発電P	イギリス
52	Ganxipo水力発電P	オランダ
53	28.05MW伊春Erduoyan風力発電P	オーストリア
54	Jinanランドフィルガス発電P	イギリス
55	黒竜江省HuaFu Muking風力発電P	オランダ
56	Jiaojiping水力発電P	オランダ
57	Anhui Conchセメント社セメント工場における廃熱回収利用発電P	イギリス
58	shenzhen Xiapingランドフィルガス回収利用P	イギリス
59	Yutan水力発電P	イギリス
60	中国四川省自貢市HFC23破壊P	イタリア
61	中国湖北省guangrun水力発電P	オランダ
62	Liaoning Changtu風力発電P	イギリス
63	寧夏(ねいか)天浄50.25MW風力発電P	日本
64	新疆(しんきょう)Dabancheng Sanchang第一フェーズ風力発電P	オランダ
65	桃花山ランドフィルガス発電P	日本
66	datang jilin shuangliao風力発電P	イギリス
67	内モンゴルHuitengxile Jingneng100MW風力発電P	スペイン
68	Jiangsu Rudong Huangang Dongling風力発電P	オーストリア
69	河北省Chengde Songshan風力発電P	イギリス
70	Jilin Tongyu Tuanjie100.3MW風力発電P	オーストリア
71	Yangquan石炭メタン先進技術利用P	イギリス
72	開封晋開N2O削減事業	日本
73	Yichun Daqingshan風力発電P	オーストリア
74	中国遷安のコークス工場における廃熱回収システムの導入	日本
75	中国Anguoer水力発電P	中国
76	甘肅省党河水力発電P	日本
77	Guyuan30.6MW風力発電P	日本
78	河北省Kanbao Wolongtushan 30MW風力発電P	オランダ
79	中国Zhejiang Juhua社No2. HFC23破壊P	イギリス
80	雲南省Whitewaters水力発電P	イタリア
81	Pansan石炭メタン利用・破壊P	スイス

82	河北Shangyi Manjing東風力発電P	イギリス
83	Huadian内モンゴルHuitengxile100.25MW風力発電P	イタリア
84	Zhangbei Mijiagou49.5MW風力発電P	イギリス
85	Zhongjieneng Jurong2*12MWバイオマス直接燃焼発電P	イギリス
86	Zhongjieneng Suqian2*12MWバイオマス直接燃焼発電P	イギリス
87	Maguan Daliangzi水力発電P	オーストリア
88	Jinan Iron&Steel Works社BOGとCOG活用混合サイクルCDMP	イギリス
89	河南省Luyi25MWバイオマス廃熱発電P	イギリス
90	山東Yucheng Xinyuanバイオマス発電P	イギリス
91	河北晋州24MW火力発電P	イギリス
92	湖北Haizi、Luking石炭採掘所メタン活用P	オランダ
93	内モンゴル自治区ホイテンリャン49.5MW風力発電P	日本
94	中国内モンゴル自治区赤峰東山49.3MW風力発電P	日本
95	Saihanba North45.05MW風力発電P	イギリス
96	Saihanba East45.05MW風力発電P	イギリス
97	吉林省Taonan風力発電P	オーストリア
98	甘肅Erlongshan水力発電P	中国
99	広西Pearl River流域再植林P	イタリア・スペイン
100	如東市風力発電P	オランダ
101	せっこう省HFC23分解P	イタリア
102	せっこう省臨海市Limin Chemical社HFC23分解P	イタリア
103	吉林省Taobei富裕49.5MW風力発電P	イギリス
104	中国新疆ウルムチ・トリ30MW風力発電P	日本
105	遼寧省彰武24.65MW風力発電P	スウェーデン
106	遼寧省24.65MW風力発電P	スウェーデン
107	吉林省長嶺風力発電フェーズ I P	イギリス
108	吉林省通？華能100.05MW風力発電P	スペイン
109	中国Xiaogushan水力発電P	オランダ
110	吉林省Taobei華能49.3MW風力発電P	スペイン
111	江蘇省changshu 3F zhonghao化工新材料有限公司HFC23分解P	中国
112	広東省40.05MW風力発電P	スペイン
113	福建省Zhangpu30.6MW風力発電P	イギリス
114	寧夏天浄神州30.6MW風力発電P	イギリス
115	泰山セメント廃熱回収利用発電P	イギリス
116	Jiangsu Meilan HFC23熱分解P	イタリア・日本
117	中国寧夏自治区寧夏風力発電P	イギリス
118	Andingランドフィルガス回収利用P	オランダ
119	Zhangbei Manjing風力発電P	イギリス
120	山東東岳HFC23破壊P	日本・イギリス
121	中国せっこう巨化公司HFC23分解CDMP	日本
122	Meizhouランドフィルガス回収エネルギー利用P	オーストリア
123	南京・天井ランドフィルガス発電P	イギリス
124	Huitengxile風力発電P	オランダ

中国の風力・水力発電に関する数値情報

番号	投資額 [\$]	予測排出削減量	予想CER価格
1	58285715	84130	5.84
2	53444339	92205	5.11
6	116999920	232963	7.30
8	54816062	98283	10.00
9	58334407	105920	7.30
13	41486975	83468	5.11
15	13884176	51145	6.28
17	164693038	487273	9.00
18	64551680	173177	
20	69852152	127071	5.84
22	108967500	309210	
23	4154645	81720	
25	18354102	70443	5.84
26	20393601	38476	7.45
27	45591099	75295	
31	48227339	158534	
32	128706868	199780	
33	41863990	72094	6.57
35	252754607	381460	8.00
36	6088633	95718	5.84
37	44059304	58188	7.30
39	63396845	96969	10.00
41	15999774	96046	5.84
43	34350119	115388	6.20
44	22156500	58051	
46	25041600	116000	7.00
48	22537440	37641	
49	67960120	124501	5.47
50	40404622	83113	6.57
52	51112138	297866	7.50
53	36020950	61966	6.57
55	48552880	76644	5.84
56	59521075	266048	
59	12293925	36222	
61	38118880	75832	11.00
62	58241197	100919	5.47
63	48164234	92355	7.50
64	37335634	80817	7.30
66	67881517	103585	
67	108644373	261397	4.38

68	141532341	205002	6.57
69	57178320	105987	5.47
70	113574786	254772	5.84
73	22862981	38096	6.57
75	19799558	71800	
76	40188109	170191	3.65
78	38270521	59089	5.55
80	80856544	274560	10.00
82	65199979	120208	5.47
84	66975150	108858	5.47
87	26126736	97667	
93	76155679	110296	5.11
94	71639844	125557	5.11
95	63611229	111812	5.11
96	66351893	111812	5.11
97	60238960	92508	
98		1348111	12.00
100	113188032	19925	4.01
103	52539224	61925	4.38
104	32872665	93698	5.11
105	31620585	35119	8.00
106	31779182	42328	
107	63376116	99676	8.00
108	137091630	253287	5.11
109	97350611	312891	10.00
110	66598135	94098	5.11
112	58013040	82428	5.11
113		49888	
114	35758014	172500	4.64
117	58763175	94095	5.47

第4節 中国における水力・風力発電に関する検討

第1項 発電コストに関する検討

CDM プロジェクトを行う際には、ホスト国および関係国(Annex I 諸国)双方の同意が必要となり、国連 CDM 理事会に承認される必要がある。その際に重要な書類となる PDD がある。この PDD にはプロジェクトに関する様々な情報(プロジェクト投資額、年間排出削減量、プロジェクトにより得られるエネルギー量、予想クレジット価格、予想売電価格など)が載せられている。ただ、個々のプロジェクトにより載せられている情報の範囲は様々であるため、全てのプロジェクトについて同等な情報量による検討は困難であった。このような事情から、比較的多岐にわたる情報が載せられていた水力・風力発電に関して、そのプロジェクトに関する諸情報(投資額、電力量[MWh / year]、予想売電価格、予想クレジット価格など)および諸情報を元に算出されるもの(発電コストなど)に関して検討してみる。

ここで上に示したプロジェクトに関する諸情報から発電コストを算出する過程を示す。まず算出する過程で用いる『内部利益率』の考えかたについて示す。

■内部利益率

内部利益率とは、投資行為を行う場合、将来予想されるキャッシュフローの正味現在価値が現在の投資額と等しくなるような利率のことである。

内部利益率の考え方は、「現在投資しようとしている金額と将来得られると予想されるキャッシュフローの現在価値とが等しくなるような収益率」を求めるもので、この内部収益率のもとで投資額と回収額が等しくなっている。

この内部利益率の考え方をを用いて発電コストを算出する過程を示す。

中国におけるある発電プロジェクトに関して、その PDD の中に、プロジェクトに関する全投資額 I 、プロジェクト実施期間 T [year]、第 t 期($0 \leq t \leq T$)における予想売電収益 E_t などの諸情報が載せられているとする。

これらの情報から第 t 期($0 \leq t \leq T$)におけるプロジェクト収益 R_t 、ランニングコスト U_t を導出し、最終的にプロジェクトにおける予想発電コスト EGC_t を算出する。

なおこの論文では簡単のため、内部利益率 $i = 0.05$ 、プロジェクト実施期間 $T = 20$ year、年経費率 $\alpha = 0.17$ として、 R_t 、 U_t は一定値、各期のクレジットによる収益 C_t は 0 として考慮しないこととする。

全投資額 I 、プロジェクト実施期間 T [year]、第 t 期($0 \leq t \leq T$)におけるプロジェクト収益 R_t および内部利益率 i に関する関係式を下に示す。
全投資額が、全プロジェクト期間終了後に全額回収されるとすれば

$$I = \frac{R_1}{1+i} + \frac{R_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{R_{T-1}}{(1+i)^{T-1}} + \frac{R_T}{(1+i)^T}$$

ここで R_t は一定値なので、 $R_t = R$ として整理すれば、

$$R = i \cdot I \cdot \frac{(1+i)^T}{(1+i)^T - 1}$$

とすることが出来る。

第 t 期 ($0 \leq t \leq T$) におけるプロジェクト収益 R_t (今回は、 R で一定) は

$$R_t = (E_t + C_t) - U_t$$

とできる(ここでは減価償却費は含めていない)。

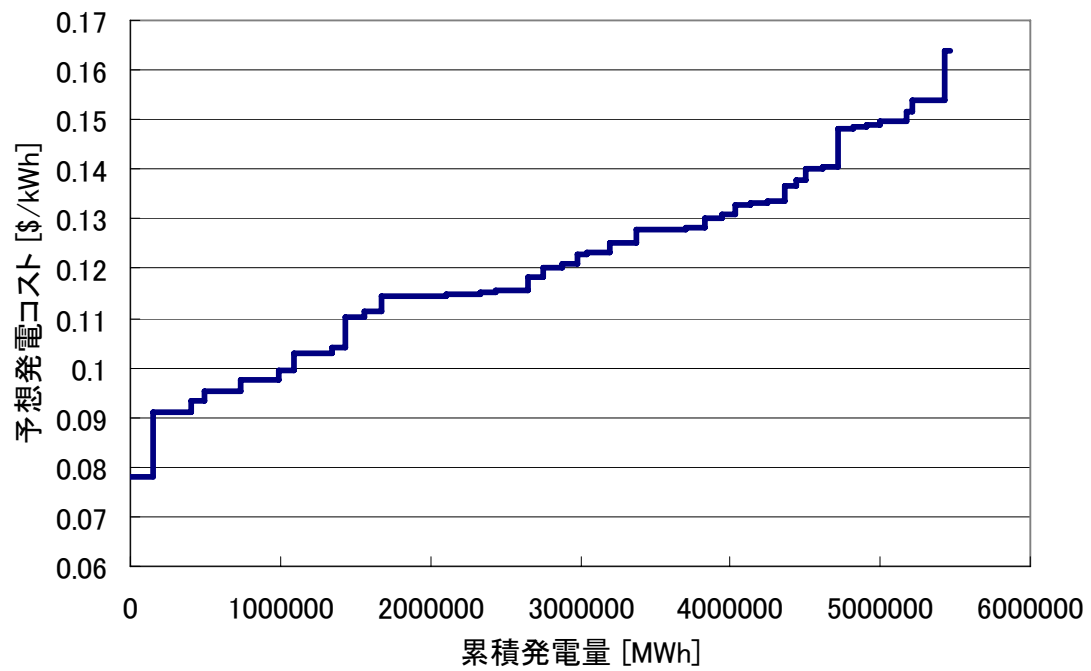
上式において、ランニングコスト U_t を求めることが出来たなら、

発電コスト EGC_t は、

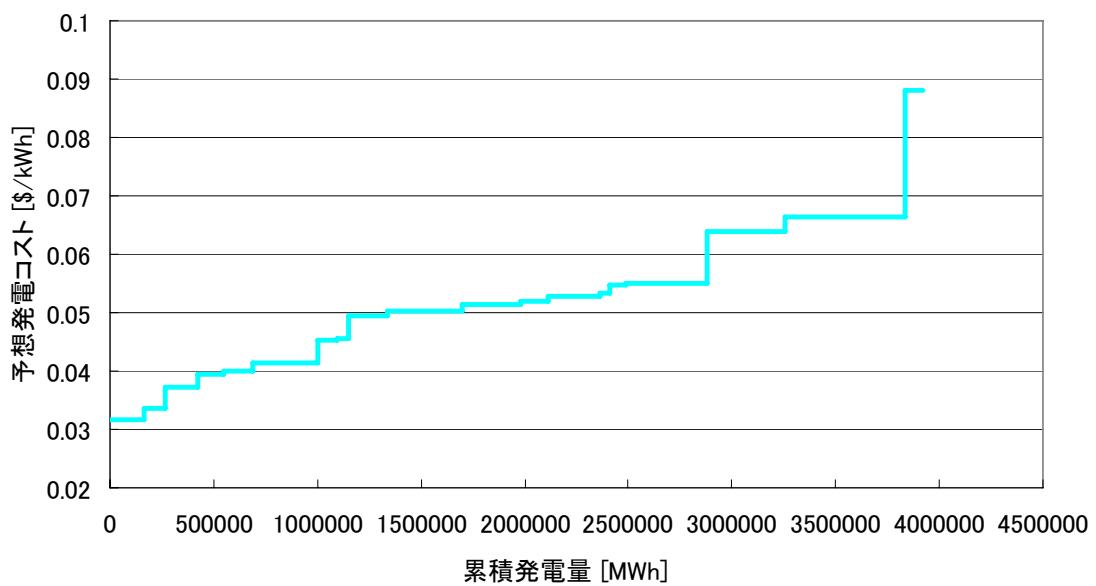
$$EGC_t = U_t + I \times \alpha$$

として求めることが出来る。

以上の関係式を用いて、中国の風力発電および水力発電の CDM 事業における累積年間発電量に対する予想発電コストを示す。



中国の風力発電関連CDM事業における予想発電コスト



中国の水力発電関連CDM事業における予想発電コスト

風力発電に関しては、 $0.1 \$ / \text{kWh}$ から $0.15 \$ / \text{kWh}$ 程度が現在の CDM 事業における平均的な発電コストであり、本研究のエネルギーモデルのデータと比較すると経済的開発可能および技術的開発可能資源の段階であり、後に示すクレジットによる収益がないと考えるとコストの観点で少々厳しいのではないかと考える。また中国における電力料金を考えると高く 0.4 元程度であり、これらの CDM 事業における発電コストを考えるとやはり割高である点是否めない。

一方水力発電は水力発電と比較して発電コストは割安に抑えられている。中国に関する電力事情を示した『中国の電力産業（オーム社）』を参考にすると、中国の水力発電における卸売料金はおおよそ 0.2 から 0.3 元 / kWh であり、今回調査した CDM 事業における発電コストと比較しても大きく 0.1 元程度の開きとなっている。

ただ今回の PDD から算出した発電コストには、中国の各省ごとに発生する税金などが加味されていないものがほとんどで、それらのコストを考慮するとやはり割高であるといえよう。

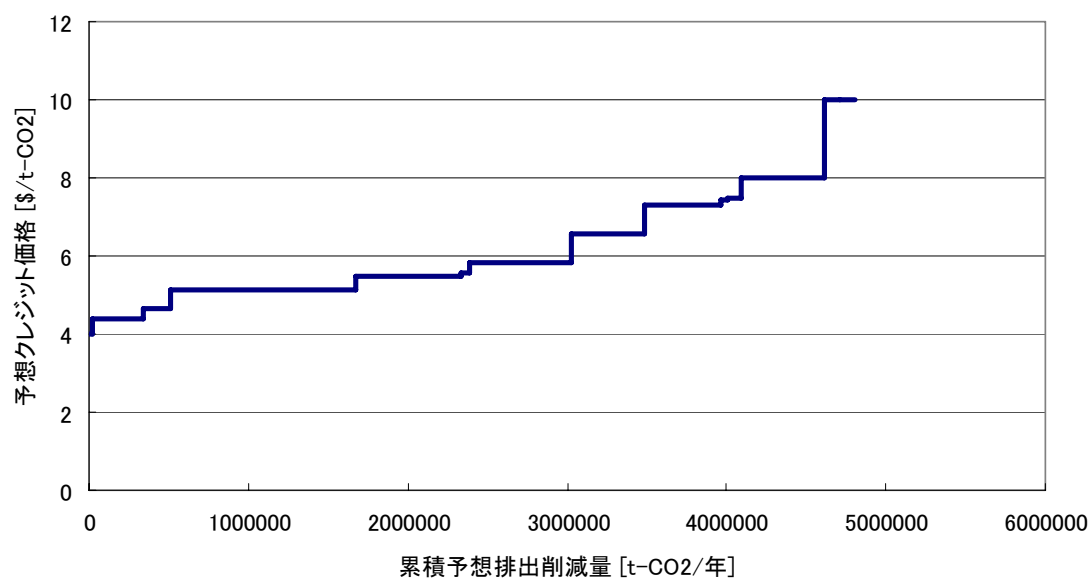
ただ風力発電・水力発電とも現在の中国における CDM 事業の中核を担うものであり、近年中国政府のこれらの事業に対する姿勢も積極的なものがあるため、税制その他の面で優遇措置が講じられる可能性も存在するため、今後中国の電力産業および中国政府の姿勢をリアルタイムで考慮する必要があるといえる。

第2項 中国における CDM クレジット価格に関する検討

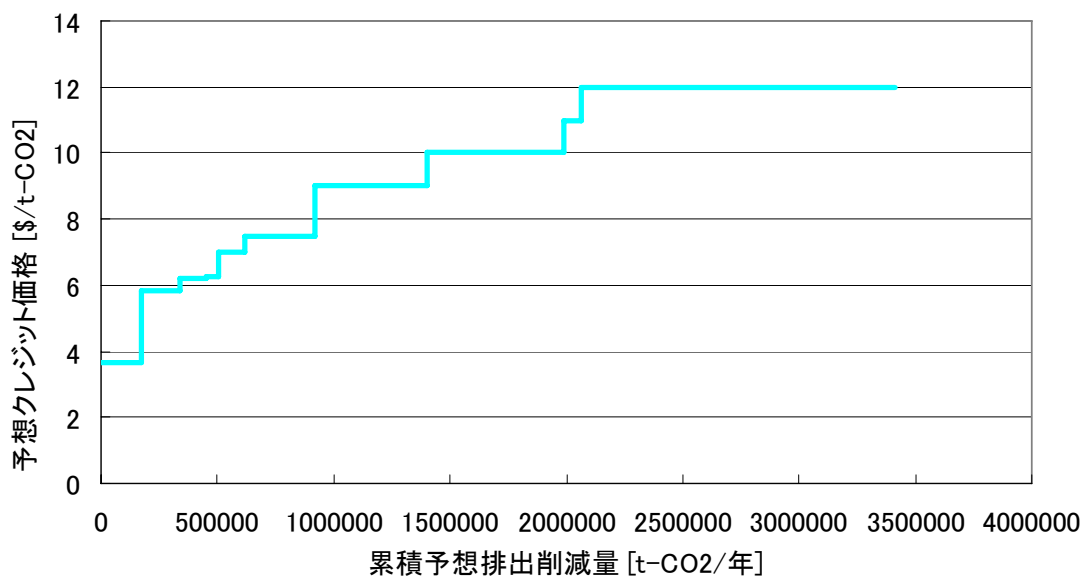
この項では、中国における風力発電・水力発電に関する CDM プロジェクトにおいて得られるクレジットの予想価格について調査検討してみる。

なお予想クレジット価格、予想売電価格など”予想価格”の意味は、「投資国およびホスト国双方の協議の結果、算出された予想される価格」と定義する。

下に風力・水力発電のプロジェクトにおける、年間累積排出削減量に対する予想クレジット価格のグラフを示す。



中国の風力発電CDM事業におけるクレジット価格



中国の水力発電CDM事業におけるクレジット価格

プロジェクトにより得られる CER 収入は、プロジェクトのコスト面での安定を図るために大切な要素となる。世界銀行の資料によると、現状の世界における CER の平均価格 (\$ / t-CO₂)は約 7.5\$ / t-CO₂ であり、特に風力発電に関しては、平均を下回るケースが多いといえる。つまり CER の収益の面に関しても、発電コストと同様に採算を取ることが困難であるといえるのが現状であると考えるのが妥当であろう。

水力発電に関しては、風力発電と比較しても平均価格を超えるものが多く存在し、発電コストの面も含めてプロジェクトの運営に明るい兆しがあるといえる。

ただ CER 価格は、プロジェクト参加どうしの契約によるもので、個々のプロジェクトについてのクレジット価格は当該関係者にしか明らかにされないのが現状である。また価格の決定要因というのは、炭素市場全体の需給バランスや相場にも影響をされ、個々のプロジェクトの実施のためのコストを誰が負担するか、リスクを誰が負うかなどの条件によって取引される価格が変動するため、調査が困難な側面があるのは否めない。

第3章 京都メカニズムのマクロ的評価

この章および次章では参考文献[2]、[3]を参考にした。

第1節 京都メカニズムのマクロ的評価の概要

本章では、小宮山氏の CDM に関する論文[4]を参考にして、本研究室における世界細分化エネルギー需給モデルにおいて京都メカニズムの評価を行った。

論文[4]では、京都メカニズムにおける各種制度(ET、JI、CDM)に関して、実施上の諸問題が存在しない理想的な状況の下で、世界経済・エネルギーモデルにより定量的な分析を行っている。具体的には、各種制度の運用下における 2010 年の世界の CO₂ 排出量、エネルギー投資額、シャドープライスの概念を利用した CO₂ 排出量、エネルギー投資額、シャドープライスの概念を利用した CO₂ 限界削減費用の評価を行っている。

具体的には、本研究における世界細分化エネルギーモデル(以下本章では本モデル)を用いて、論文[4]における WING-LDNE モデル内の諸数式(CO₂ 排出量に関する制約条件式)を参考に、京都議定書達成を目標とした際の世界諸地域の CO₂ 排出量、追加的なエネルギー投資額、CO₂ の限界削減費用について検討する。

第1項 小宮山氏の論文[4]の概要

論文タイトル： 京都メカニズムのマクロ的定量分析

～中国・アジアに向けた日本の CDM 展開による CO₂ 限界削減費用の評価～

概要

京都メカニズムにおける各種制度(ET、JI、CDM)に関して、実施上の諸問題が存在しない理想的な状況の下で、世界経済・エネルギーモデルにより定量的な分析を行っている。具体的には、各種制度の運用下における 2010 年の世界の CO₂ 排出量、エネルギー投資額、シャドープライスの概念を利用した CO₂ 排出量、エネルギー投資額、シャドープライスの概念を利用した CO₂ 限界削減費用の評価を行っている。

以下に論文内に示されている結果について簡潔に示す。

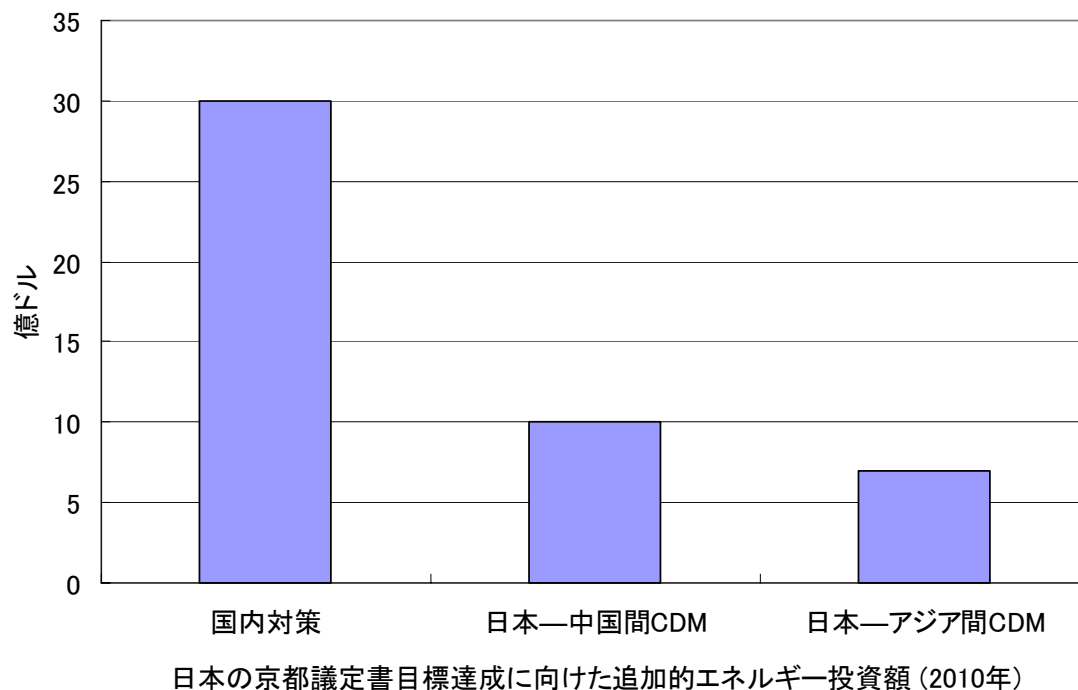
まず小宮山氏作成モデルに関する箇所に関して示すこととする。

①中国、アジアへの CDM 展開による日本の CO₂ 限界削減費用の評価(小宮山氏作成モデル計算結果)

■日本の京都議定書目標達成に向けた追加的なエネルギー投資額(2010年)

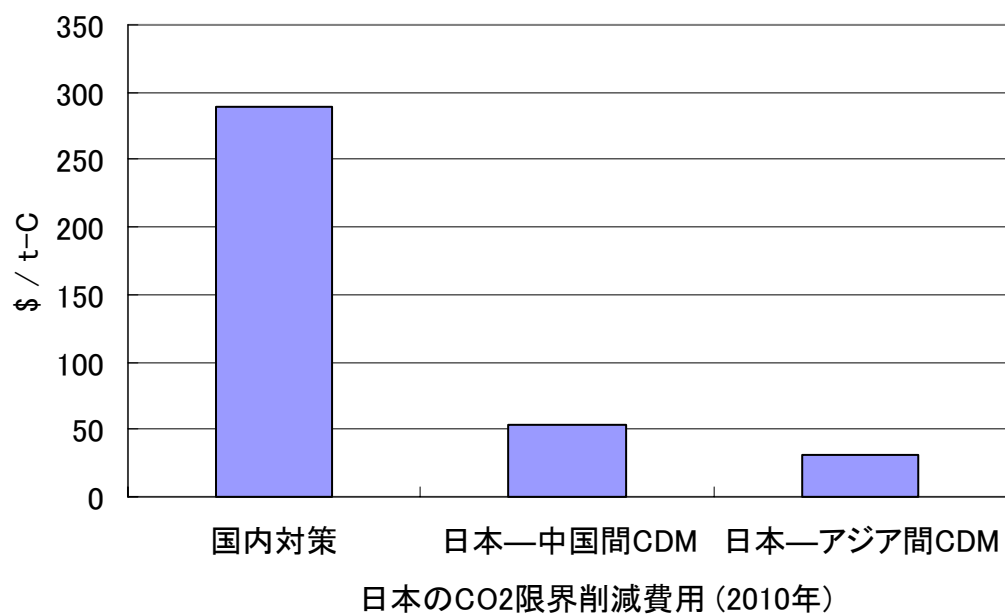
- ・国内対策のみ⇒約 30 億ドル増加
- ・日本－中国間 CDM⇒約 10 億ドル増加
- ・日本－アジア間 CDM⇒約 7 億ドル増加

といった結果が示されている。日本にとって諸外国(発展途上国)との CDM を利用することで、より安いコストで京都議定書目標を達成することが出来ることを示している。さらに CDM を行う地域を拡大することで、よりコストを低く抑えられることもわかる。



■日本の CO2 限界削減費用(CO2 シャドープライス)(2010 年)

- ・国内対策のみ⇒289 \$/t-C
 - ・日本—中国間 CDM⇒53 \$/t-C
 - ・日本—アジア間 CDM⇒31 \$/t-C
- といった結果が示されている。



京都議定書達成のために必要な追加的コストと同様、日本における CO2 限界削減費用に関しても、CDM の利用による追加的コストの抑制が可能となり、さらにはより多角的な地域との CDM の活用によりさらなるコスト抑制が期待できる結果となっている。

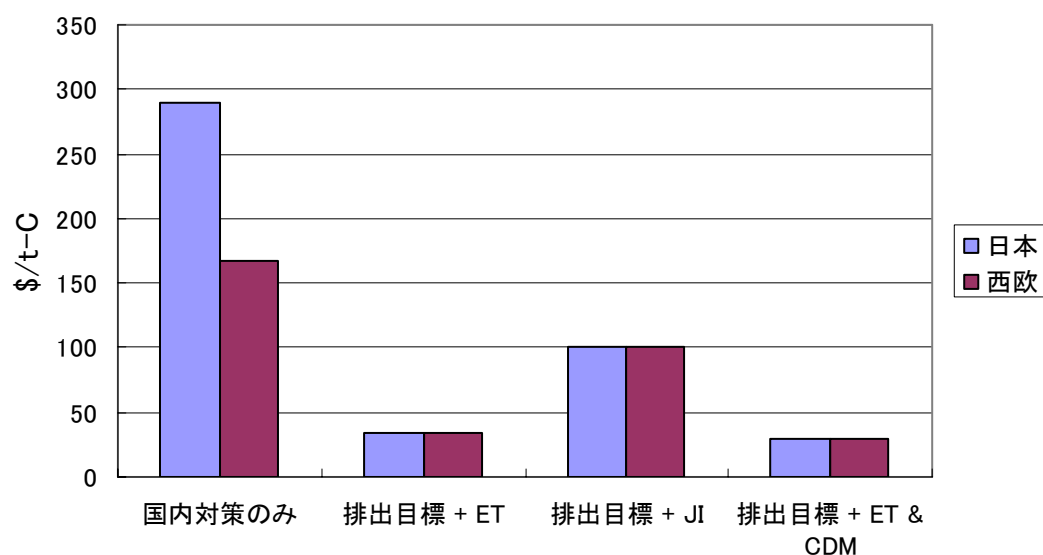
■国際的な京都メカニズム活用による CO2 限界削減費用の評価

ここで京都メカニズムが実施される場合、限界削減費用は均等化されるとしている。

ケース設定

1. 排出目標 (国内対策のみ)
2. 排出目標 + ET
3. 排出目標 + JI
4. 排出目標 + ET , CDM

単位は\$ / t-C



国際的な京都メカニズム活用によるCO2限界削減費用の評価

②WING-LDNE モデルの概要

2010 年までの長期での世界の経済、人口、ならびエネルギー需給、CO₂ 排出量の見通しを試算している。

WING-LDNE モデルとは、2010 年までの経済成長、人口、最終エネルギー需要を内生的に計算する WING モジュールと、この最終エネルギー需要を前提として、コスト最小化の基準の下で、エネルギー供給を決定する LDNE モジュールから構成される。

なお、このモデルでは、世界を 10 地域

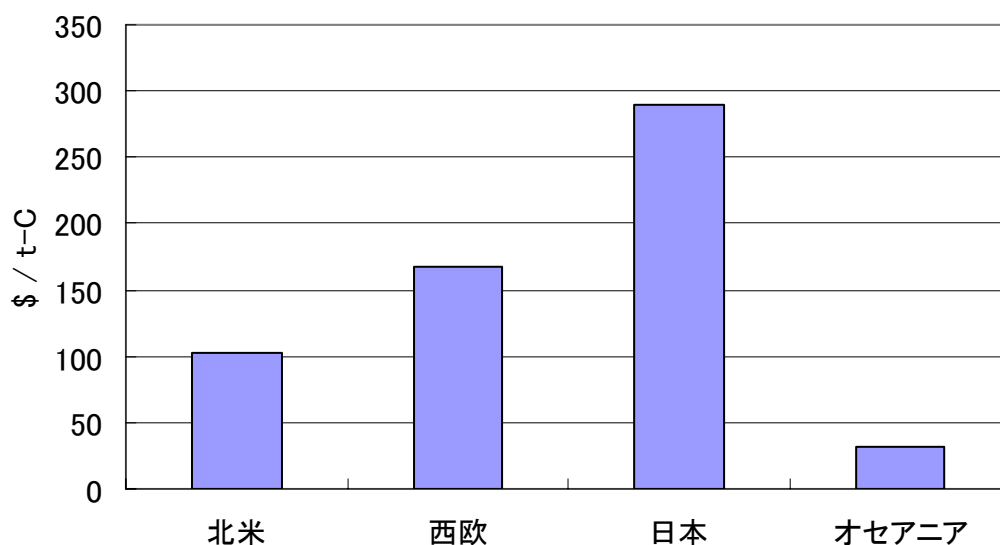
①北米 ②西欧 ③日本 ④オセアニア ⑤中国 ⑥その他アジア ⑦中東・北アフリカ ⑧その他アフリカ ⑨中南米 ⑩旧ソ連、東欧

に分け、①、②、③、④、⑩が Annex1 に属する(①、④は現在京都議定書に批准していないがこのモデルでは、批准した理想的状況で分析を進める)としている。

■京都議定書遵守のための限界削減費用

・国内対策のみ(単位 \$/t-C)

北米 102 西欧 167 日本 289 オセアニア 31



京都議定書遵守のためのCO₂限界削減費用[国内対策のみ]

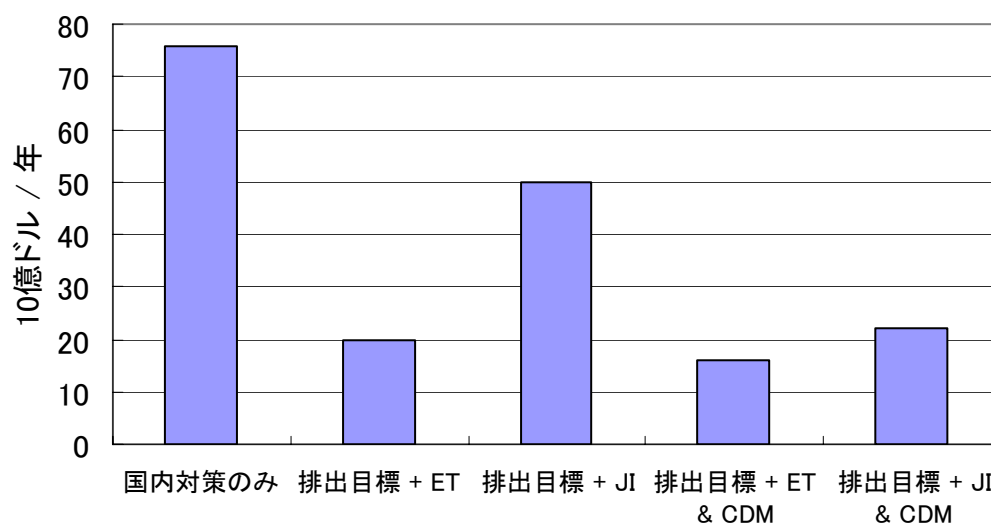
京都議定書遵守のために国内対策のみで対応するとすれば、特に日本の限界削減費用が高騰してしまう結果となっている。

・世界の追加的なエネルギー投資額(2010 年)

(単位 10 億ドル/年)

ケース設定

1. 国内対策のみ
2. 排出目標 + ET
3. 排出目標 + JI
4. 排出目標 + ET , CDM
5. 排出目標 + JI, CDM



世界の追加的なエネルギー投資額 (2010年)

国内対策のみで京都議定書遵守を行うより、京都メカニズムを用いる方が追加的投資額を低く抑えることが出来る。さらに **ET** および **CDM** を双方活用することでよりコストを抑えることが可能であることを示している。

第2項 モデルの定式化

本項では、エネルギーモデルおよび京都メカニズムのモデル化、ケース設定に関して説明を行う。評価対象は 2010 年とし、世界を 12 地域 (①アメリカ、②カナダ、③西欧、④日本、⑤オセアニア、⑥中国、⑦その他アジア、⑧中東・北アフリカ、⑨その他アフリカ、⑩中南米、⑪ロシア、⑫東欧) に分割してシミュレーションを行う。ここで、Annex I 国に属する国 (①、②、③、④、⑤、⑫)において①、⑤は現在のところ議定書を批准していないが、今回のシミュレーションでは、京都議定書に参加した理想的ケースおよび現状のままのケースの双方について検討する。

なお今回のシミュレーションでは、クレジットの異なる約束期間の取引は考慮せず、温室効果ガスの中で二酸化炭素 (CO2)のみを対象とする。

また次項において、本項で示した式に基づいたシミュレーション結果を示す。

$$J = \min_{x_n} \sum_n ({}^T c_n \cdot x_n)$$

s.t.

$$A \cdot x = rhs$$

(1)

ただし

$$x = \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \\ \vdots \\ x_{REGION} \end{pmatrix}$$

J : 目的関数, x_n : 第 n 地域の変数ベクトル, x : x_n を縦に並べた列ベクトル, c_n : 第 n 地域のコスト係数ベクトル, A : 世界モデル係数行列, rhs : 右辺定数項ベクトル, n : 第 n 地域の Region 番号(=1,...,12)

本モデルおよび京都メカニズムのモデル化、ケース設定に関して説明を行う。評価対象は 2010 年とし、世界を 12 地域 (①アメリカ、②カナダ、③西欧、④日本、⑤オセアニア、⑥中国、⑦その他アジア、⑧中東・北アフリカ、⑨その他アフリカ、⑩中南米、⑪ロシア、⑫東欧) に分割してシミュレーションを行う。ここで、Annex I 国に属する国 (①、②、③、④、⑤、⑫)において①、⑤は現在のところ議定書を批准していないが、今回のシミュレーションでは、京都議定書に参加した理想的ケースおよび現状のままのケースの双方について検討する。またクレジットの異なる約束期間の取引は考慮せず、温室効果ガスの中で二酸化炭素 (CO2)のみを対象とする。以下に目的関数および論文[]を参考にした(3)～ (6)式制約条件式を示す。

$$J = \min_{x_n} \sum_n ({}^T c_n \cdot x_n) \quad (1)$$

$$A \cdot x = rhs \quad x = {}^T (x_1, \dots, x_{12}) \quad (2)$$

J : 目的関数, x_n : 第 n 地域の変数ベクトル, x : x_n を縦に並べた列ベクトル, c_n : 第 n 地域のコスト係数ベクトル, A : 世界モデル係数行列, rhs : 右辺定数項ベクトル, n : 第 n 地域の番号(=1,...,12)

ケース 1 レファレンスケース

このケースでは、京都議定書に定められた温室効果ガス削減施策が全く行われないものとする。CO₂ 排出量やエネルギー需要が自然増加するケースである。目的関数および制約条件式は式(1)、(2)のとおりである。このケースにおける 2010 年の非 Annex I 地域の排出量の計算結果は、共同実施 (JI)ならびにクリーン開発メカニズム (CDM)のベースラインとして適用する。

ケース 2 排出目標設定ケース(京都メカニズム無し)

Annex I 各地域が、京都議定書において設定された排出目標を遵守し、CO₂ 削減には国内対策のみを利用し、京都メカニズムは利用しないケースである。(1)、(2)式に加えて制約条件式として(3)式を追加する。

$$G_n x_n \leq e_n \quad n \in \text{Annex I} \quad (3)$$

G_n : 第 n 地域の CO₂ 排出量の係数行列, e_n : 京都議定書の第 n 地域 CO₂ 排出量目標値

ケース 3 排出取引(ET)ケース

Annex I に属する地域の CO₂ 限界削減費用が、地域間で均等化するまで、排出取引が実施されるものとする。なお(1)、(2)式に加えて制約条件式として(4)式を加える。

$$\sum_{n \in \text{Annex I}} G_n x_n \leq \sum_{n \in \text{Annex I}} e_n \quad (4)$$

ケース 4 共同実施 (JI)ケース

ケース 3 と同様に、Annex I に属する地域の CO₂ 限界削減費用が地域間で均等化するまで、共同実施が実施されるものとする。

なおこのケースのベースラインはケース 2 の排出目標設定ケース(京都メカニズム無し)とし、ロシアなどのいわゆるホットエアーを除いた上で、純粋な排出削減単位の取引を想定する。(1)、(2)式に加えて制約条件式として(5)式を追加する。

$$\sum_{n \in \text{Annex I}} G_n x_n \leq \sum_{n \in \text{Annex I}} G_n x_n^* \quad (5)$$

x_n^* : ケース 2 の排出目標ケースにおける第 n 地域の最適解

ケース 5 クリーン開発メカニズム (CDM)ケース

ここでは、クレジットに関する諸手続きにおけるコストや時間の問題は省いて、CO₂ 限界削減費用が、世界全体で均等化するまで、CDM によるプロジェクトが進展するものとして想定する。排出上限値は、非 Annex I 地域における CDM が行われなかった場合における想定排出量の総和と Annex I の排出目標値の総和との合計となる。この場合、ET と CDM の取引が行われることになる。(1)、(2)式に加えて制約条件式として(6)式を追加する。

$$\sum_{n=1}^{12} G_n x_n \leq \sum_{n \in Annex1} e_n + \sum_{n \notin Annex1} G_n x_n^* \quad (6)$$

なおケース 2 からケース 5 において米・豪州が参加しない場合は、この両国を制約式(2)から式(6)の $n \in Annex1$ の中に含めず、一切の CO2 排出制約をかけないこととする。

表 各ケースの CO2 排出制約状況

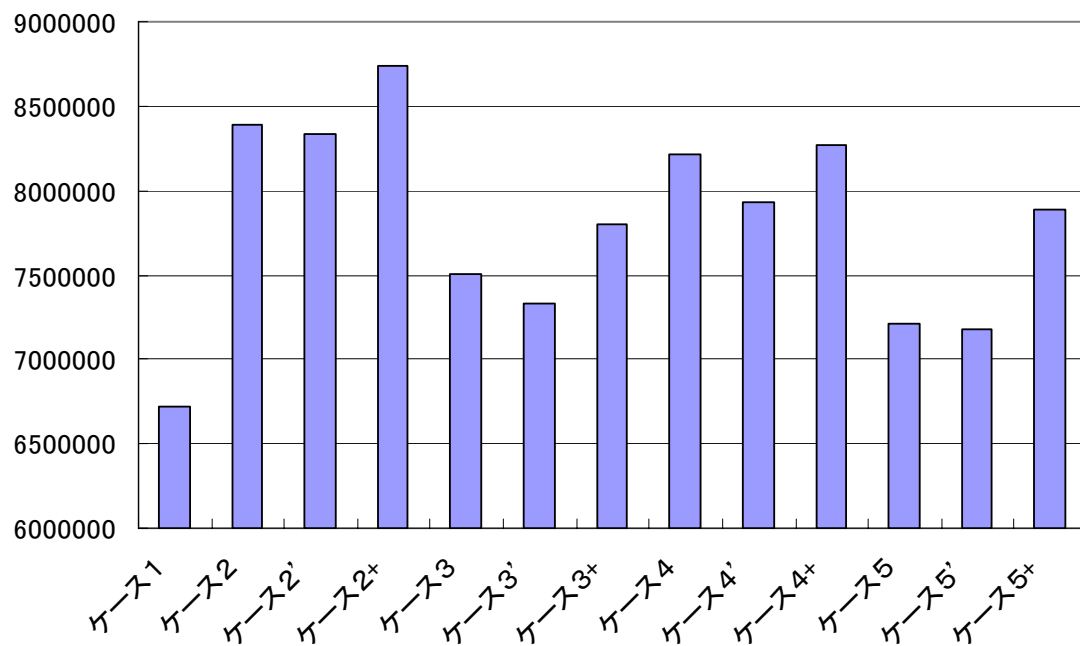
ケース1	レファレンスケース
ケース2	京都議定書遵守(国内対策のみ)
ケース2+	京都議定書遵守(含米・豪, 国内対策のみ)
ケース3	京都議定書遵守 + ET 実施
ケース3+	京都議定書遵守 + ET 実施(含米・豪)
ケース4	京都議定書遵守 + JI 実施
ケース4+	京都議定書遵守 + JI 実施(含米・豪)
ケース5	京都議定書遵守 + ET&CDM 実施
ケース5+	京都議定書遵守 + ET&CDM 実施(含米・豪)

さらに、現状では豪州が、政権交代により京都議定書に批准する可能性が強まったため豪州が排出制約に参加するケースも併せて算出した。豪州が排出制約に参加するケースを以降それぞれケース 2'、ケース 3'、ケース 4'、ケース 5'と示すこととする。

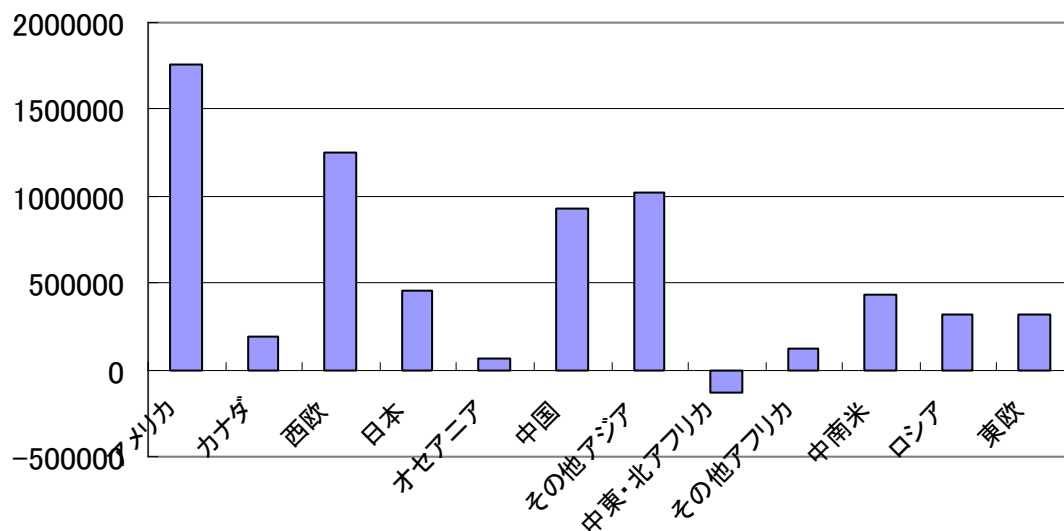
第2節 シミュレーション結果および検討

第1項 シミュレーション結果

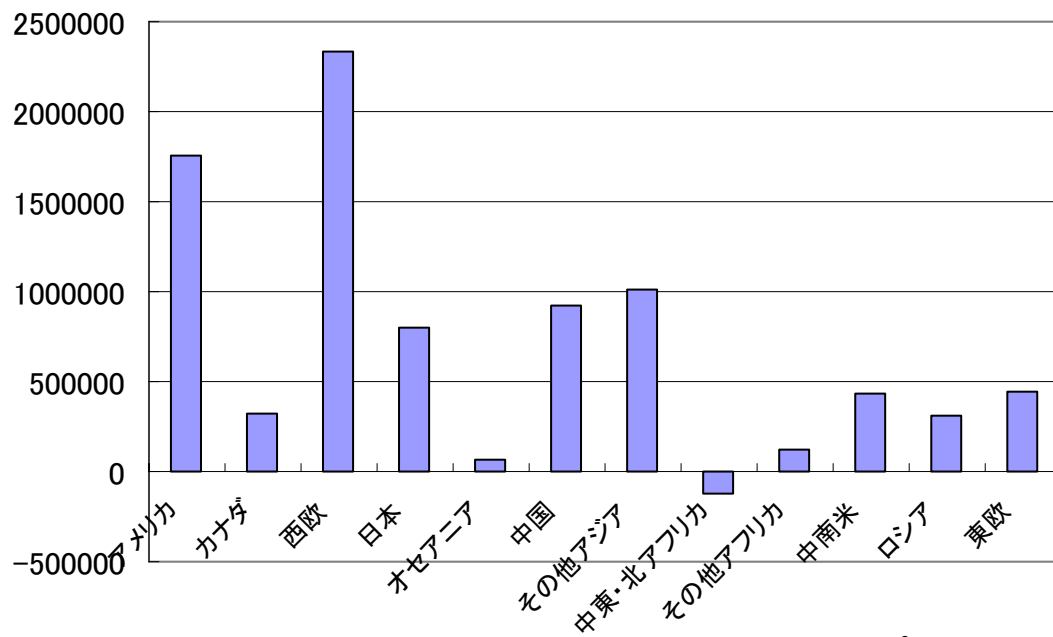
本項では、前項で示した式形に基づいたシミュレーション結果について示す。各ケースにおける世界全体および世界各地域別エネルギーシステムコスト、豪州・米国・中東における石炭・石油の輸出額、各ケースのエネルギー消費起源 CO2 限界削減費用について順に示していく。



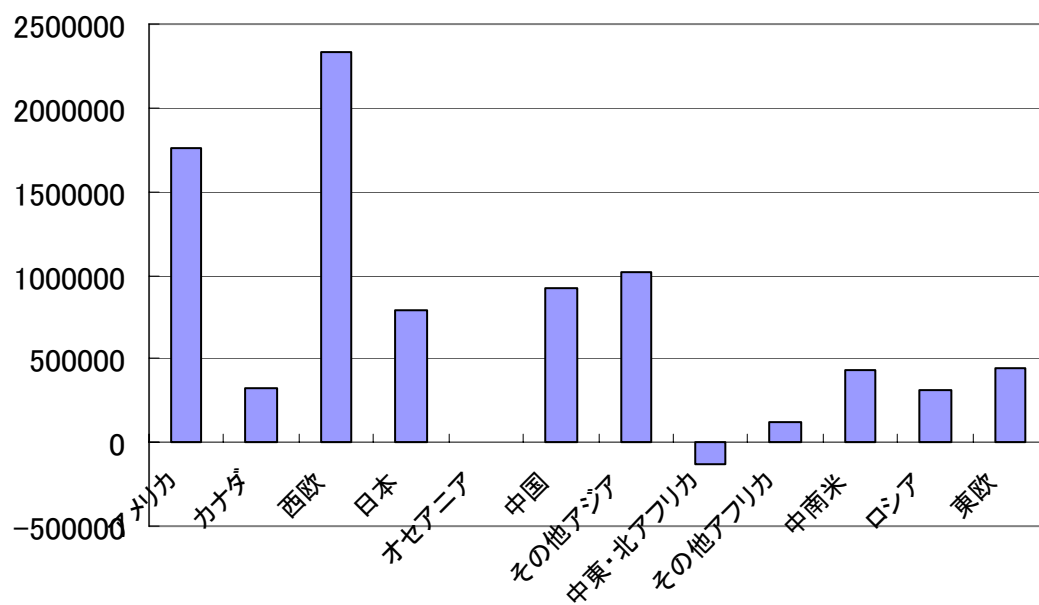
各ケースの世界総エネルギーシステムコスト [10⁶\$]



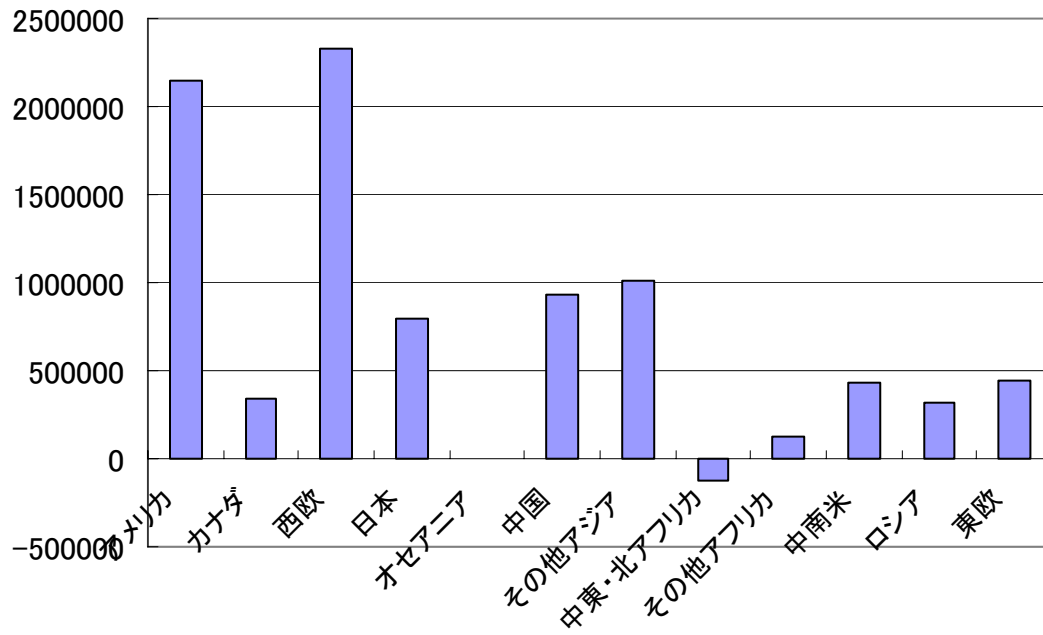
ケース1における世界各地域のエネルギーシステムコスト [10⁶\$]



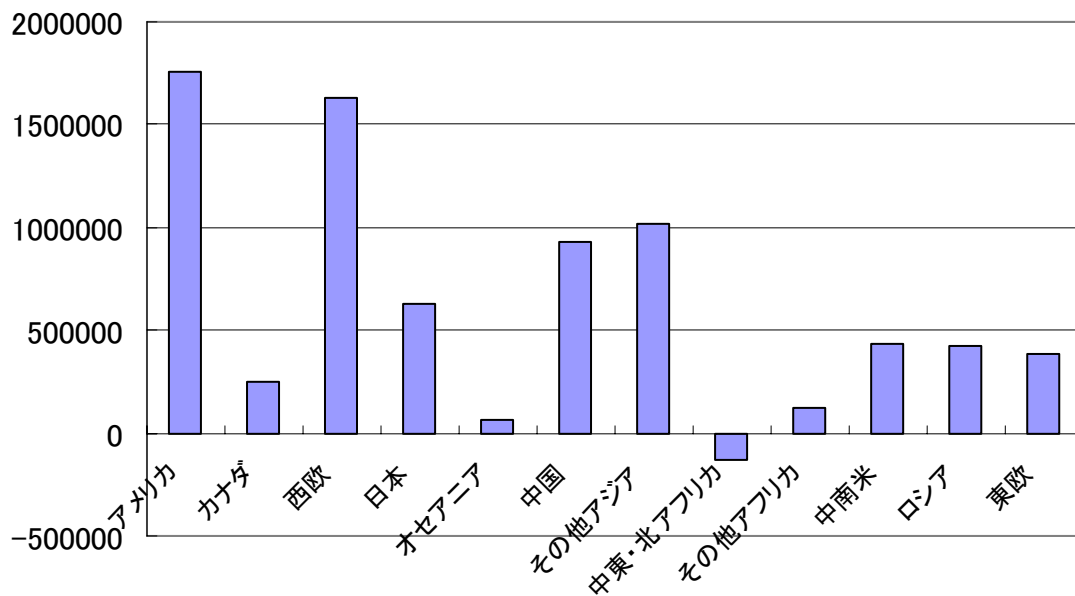
ケース2における世界各地域エネルギーシステムコスト [10⁶\$]



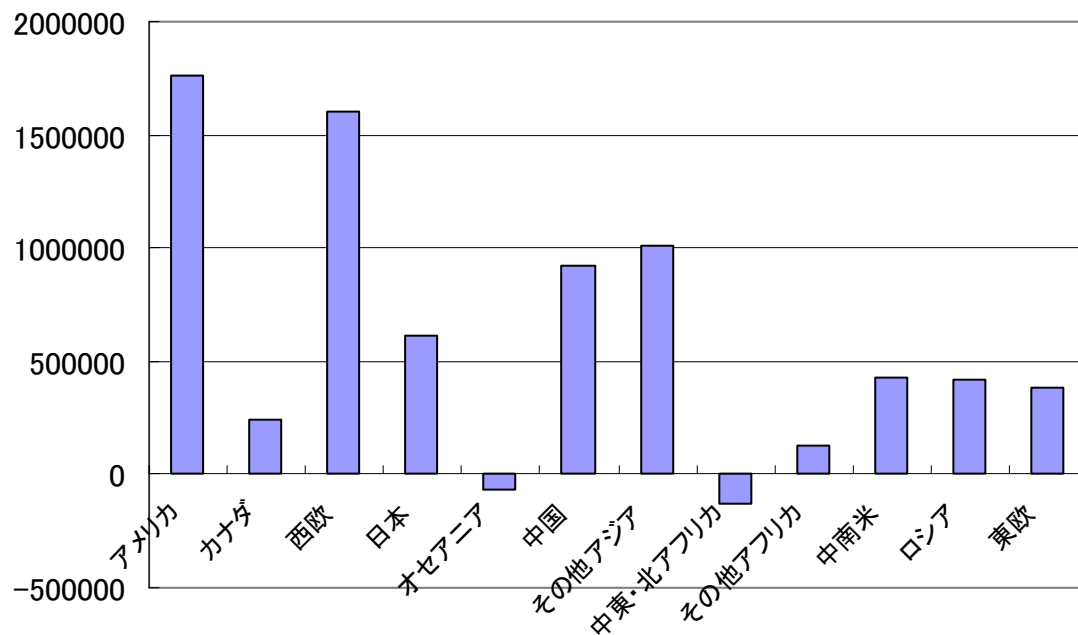
ケース2'における世界各地域エネルギーシステムコスト [10⁶\$]



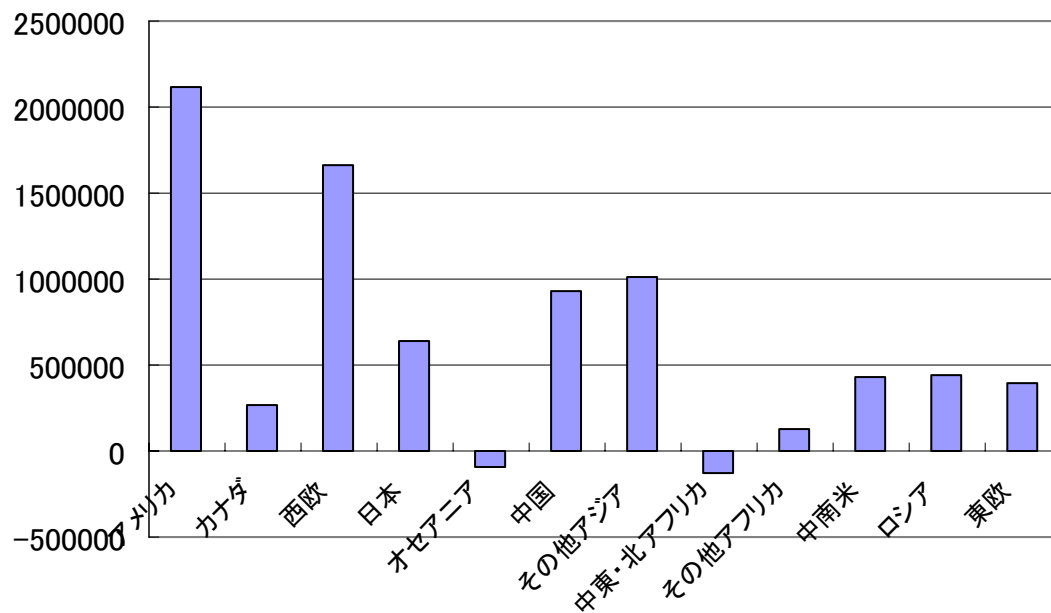
ケース2+におけるエネルギーシステムコスト [10⁶\$]



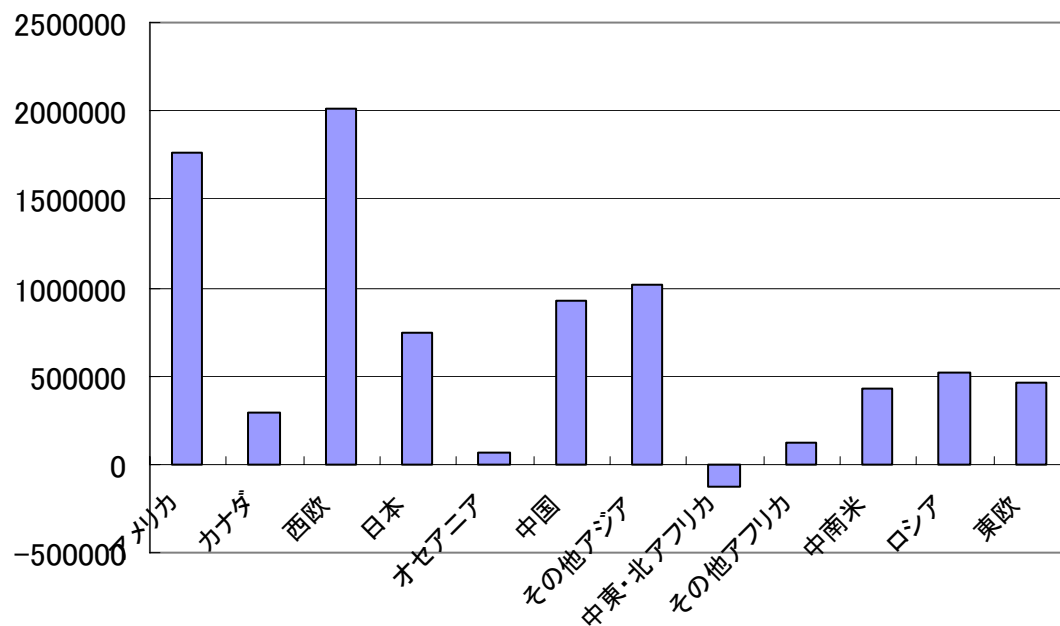
ケース3における世界各地域エネルギーシステムコスト [10⁶\$]



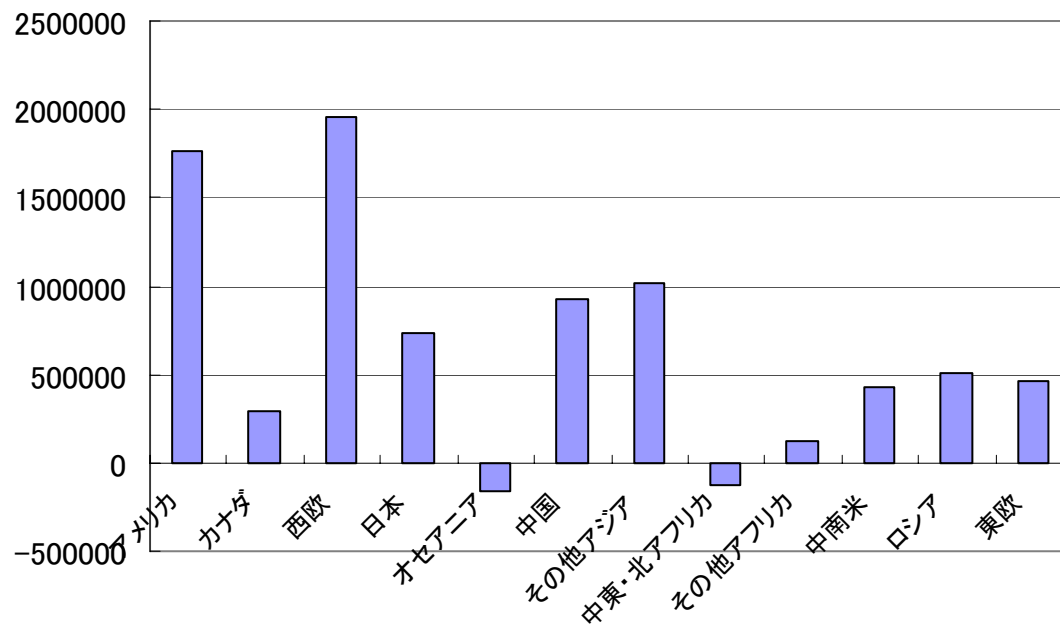
ケース3'における世界各地域エネルギーシステムコスト [10⁶\$]



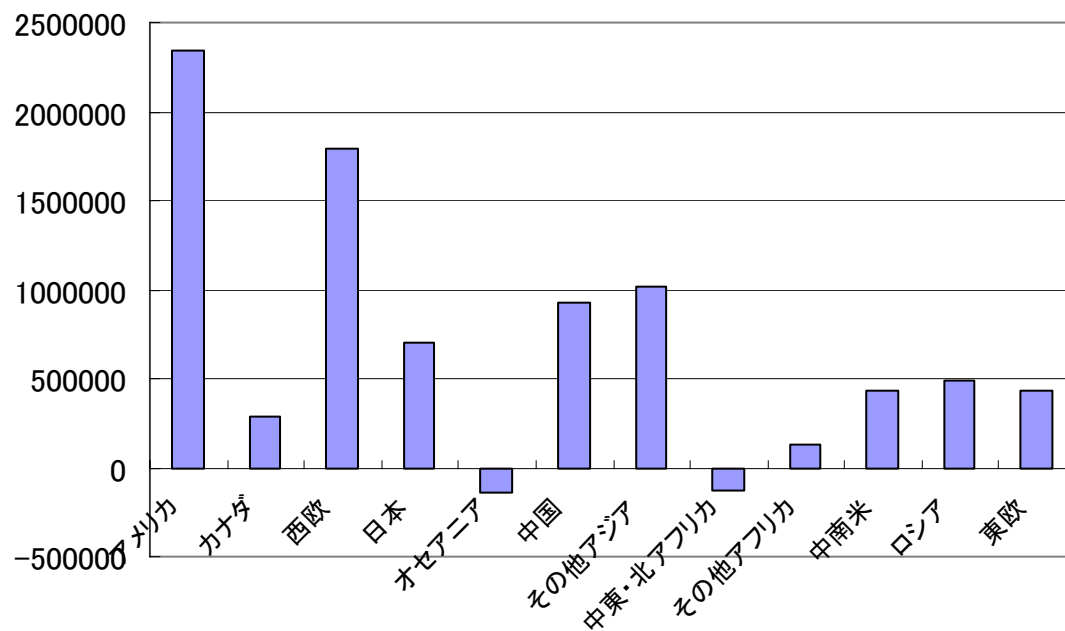
ケース3+における世界各地域エネルギーシステムコスト [10⁶\$]



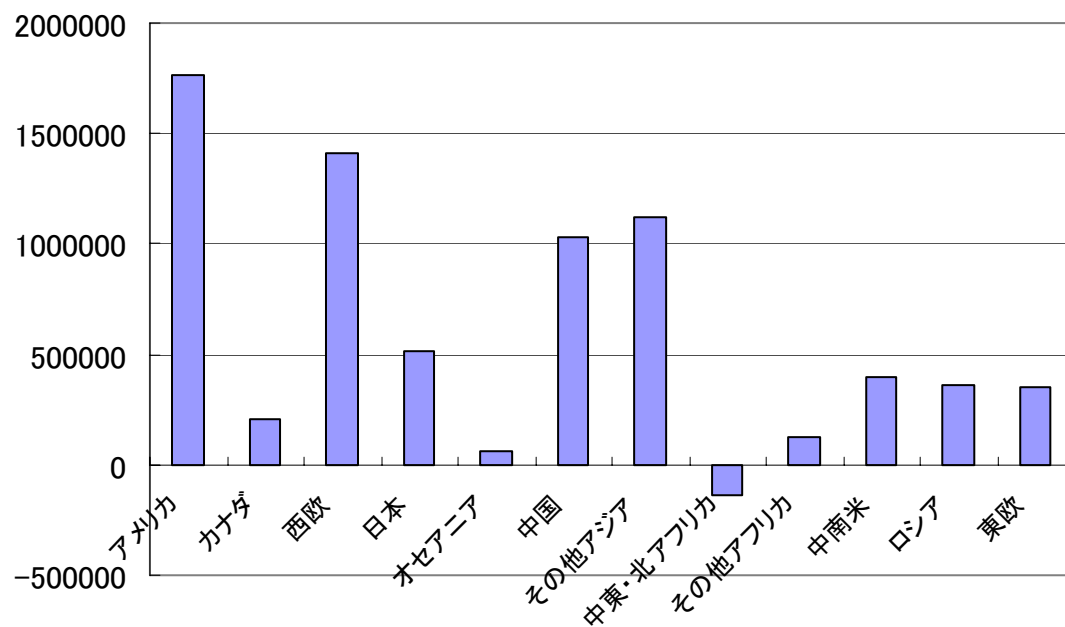
ケース4における世界各地域エネルギーシステムコスト [10⁶\$]



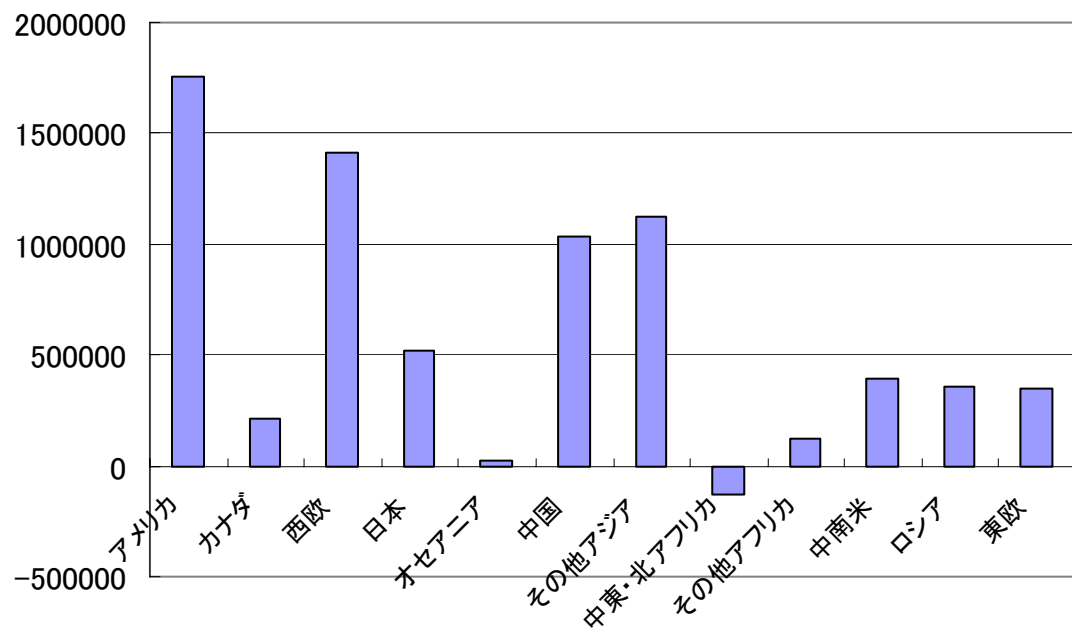
ケース4'における世界各地域エネルギーシステムコスト [10⁶\$]



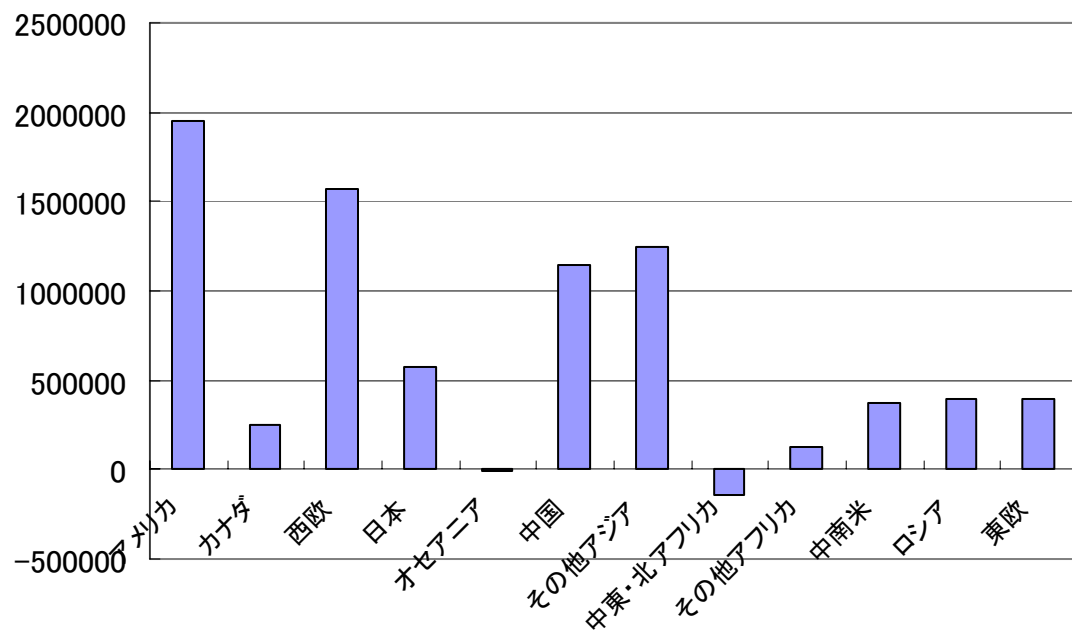
ケース4+における世界各地域エネルギーシステムコスト [10⁶\$]



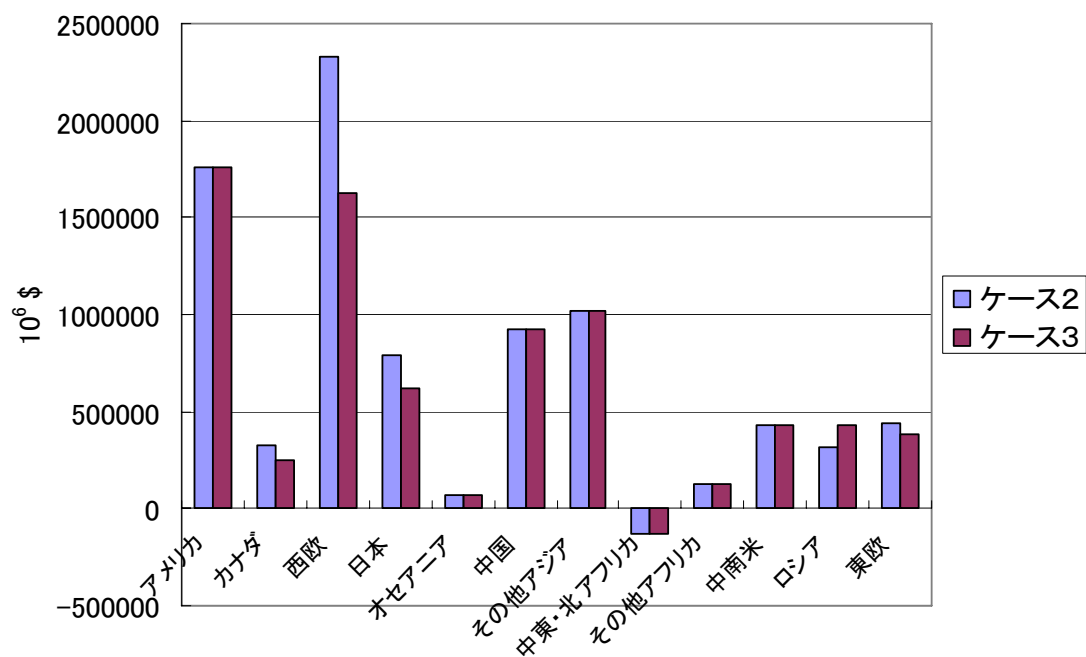
ケース5における世界各地域エネルギーシステムコスト [10⁶\$]



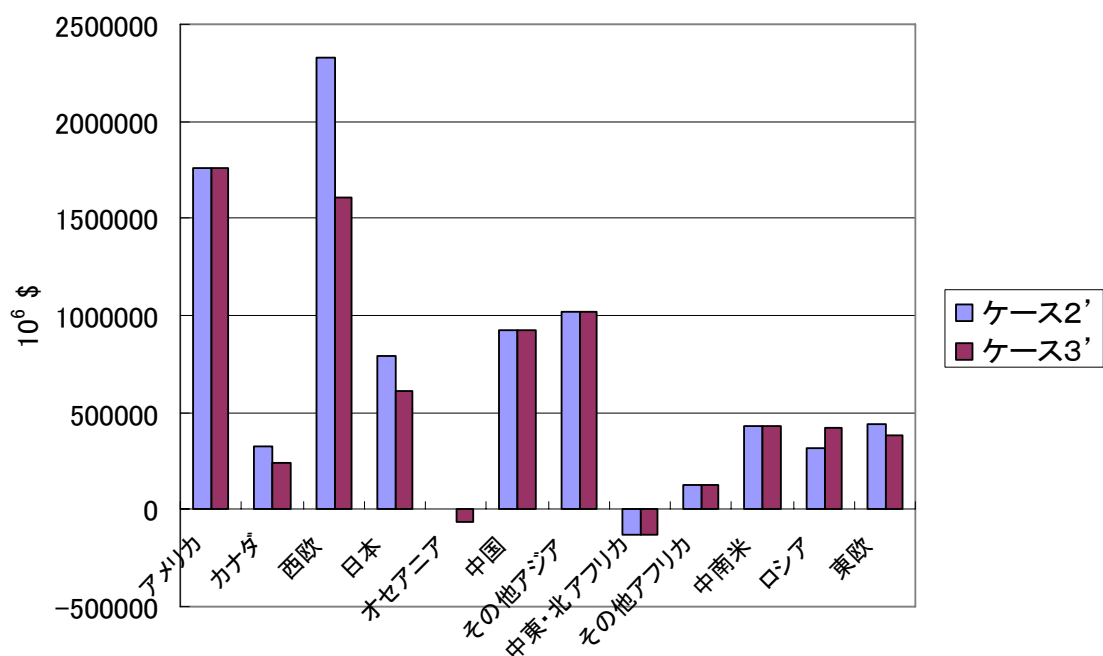
ケース5における世界各地域エネルギーシステムコスト [10⁶\$]



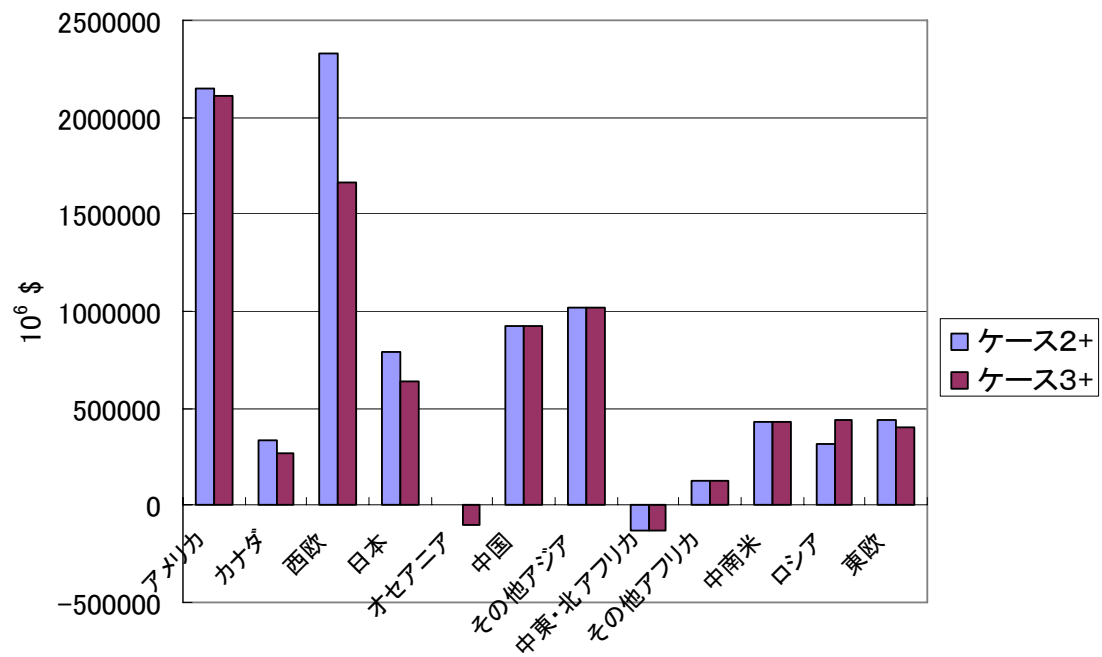
ケース5+における世界各地域エネルギーシステムコスト [10⁶\$]



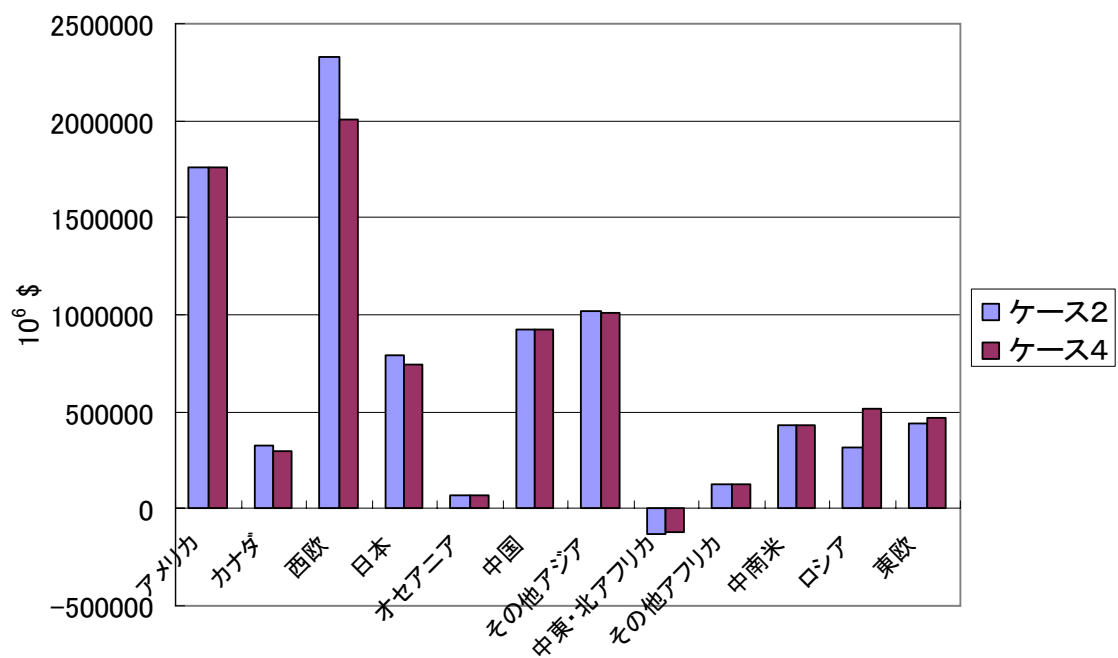
ケース2とケース3におけるエネルギーシステムコストの比較 (2010年)



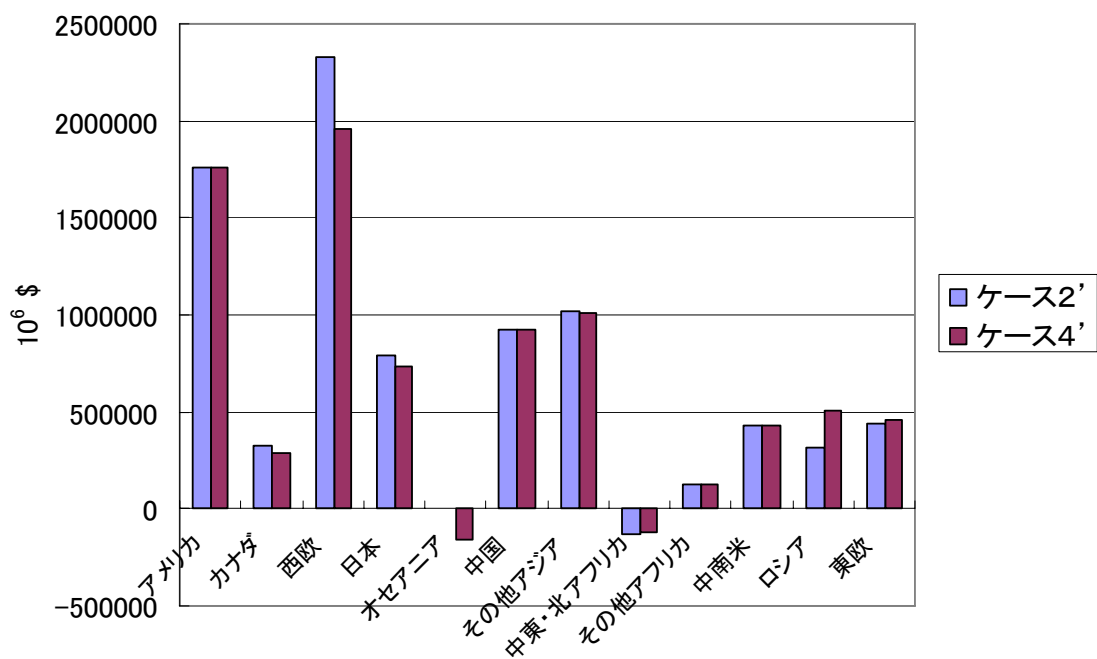
ケース2'とケース3'におけるエネルギーシステムコストの比較 (2010年)



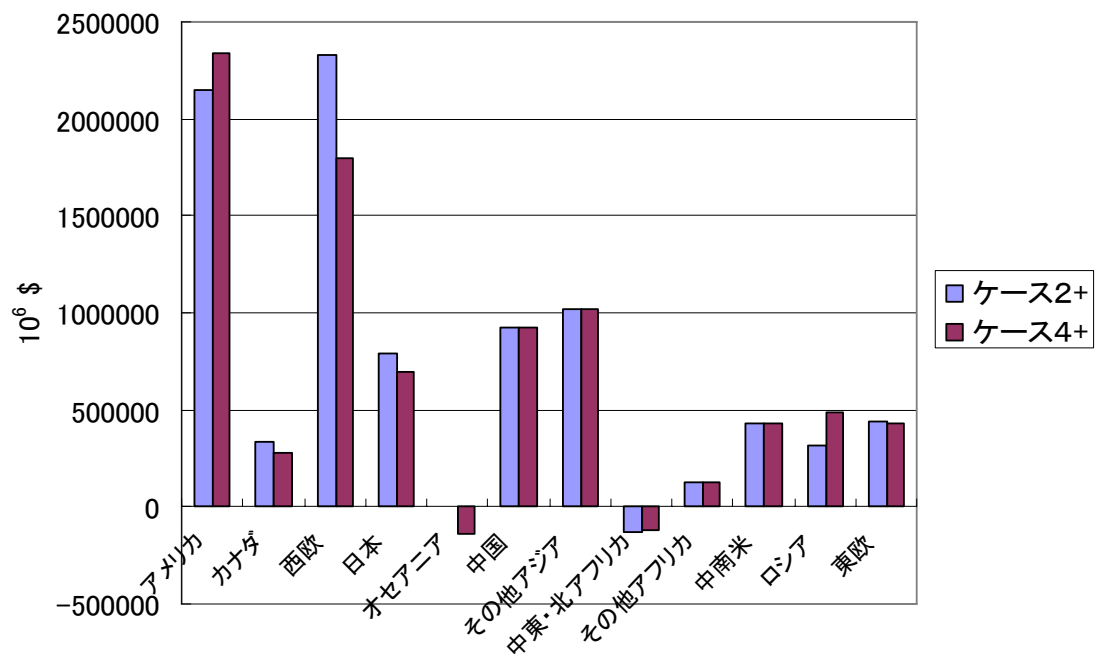
ケース2+とケース3+におけるエネルギーシステムコストの比較 (2010年)



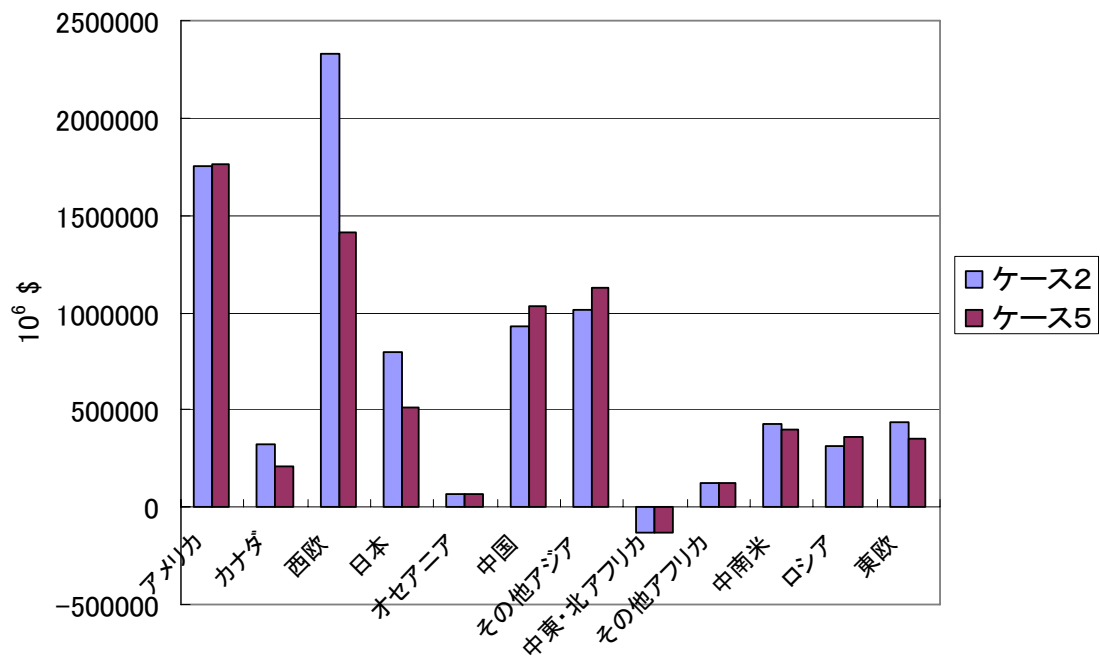
ケース2とケース4 におけるエネルギーシステムコストの比較 (2010年)



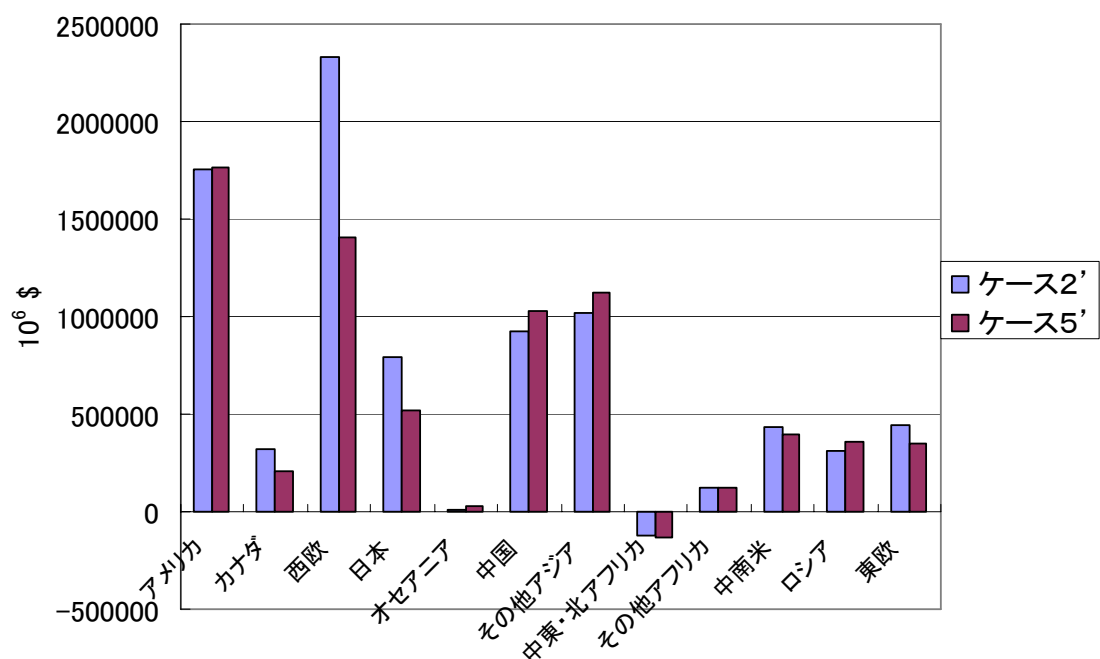
ケース2'とケース4'におけるエネルギーシステムコストの比較 (2010年)



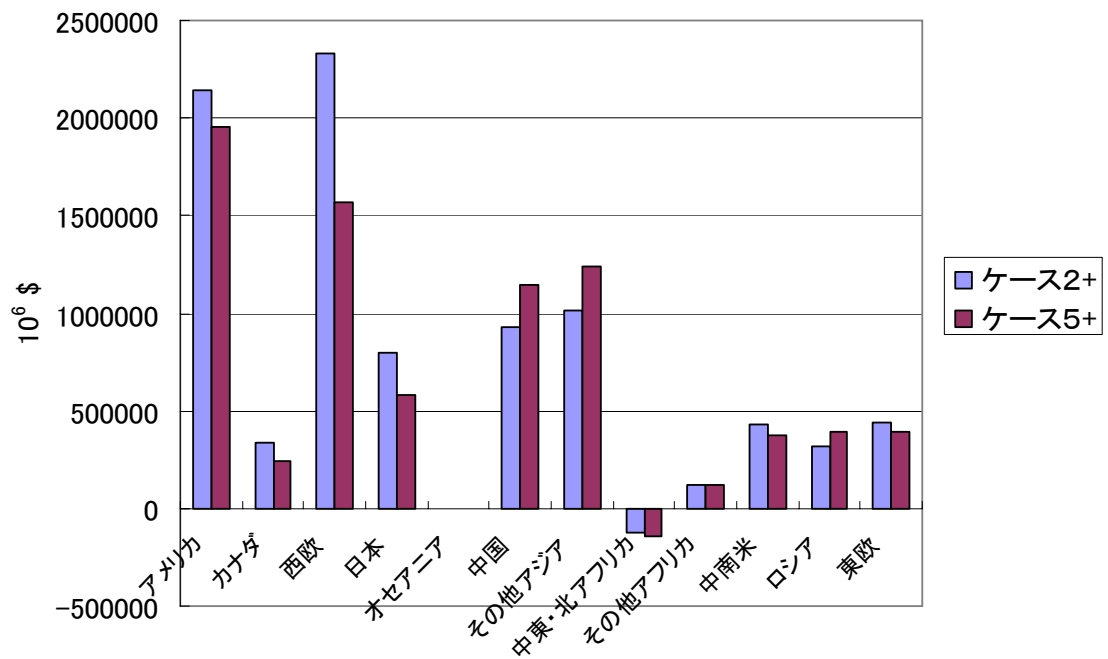
ケース2+とケース4+におけるエネルギーシステムコストの比較 (2010年)



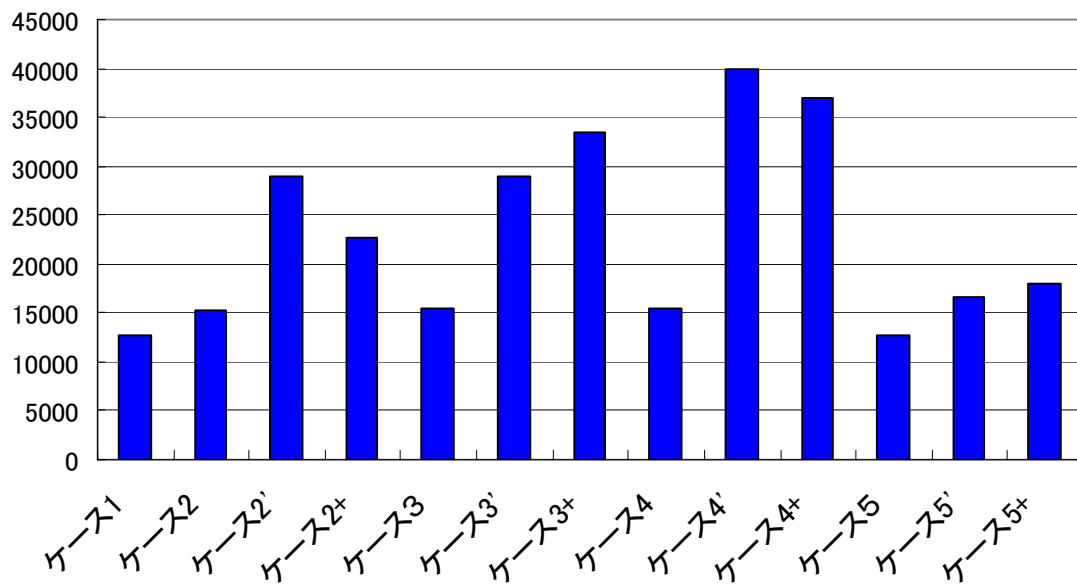
ケース2とケース5 におけるエネルギーシステムコストの比較 (2010年)



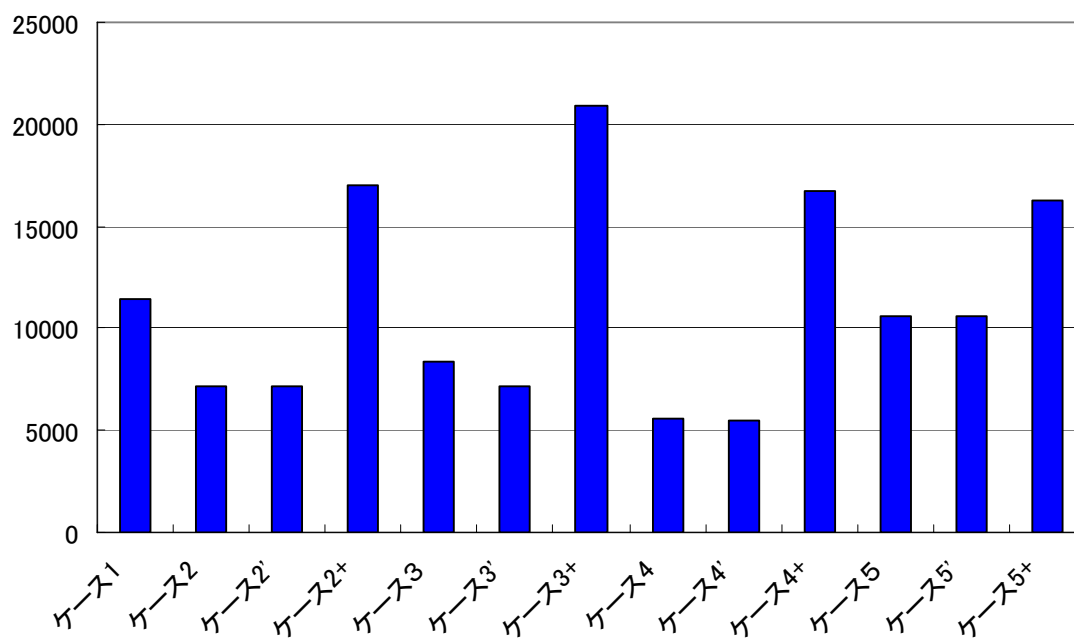
ケース2'とケース5' におけるエネルギーシステムコストの比較 (2010年)



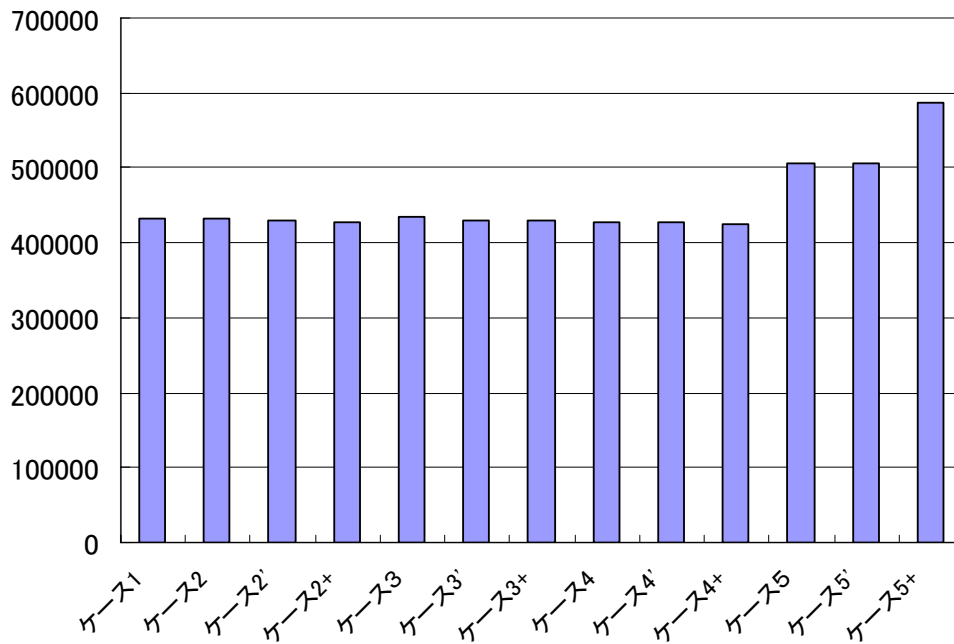
ケース2+とケース5+ におけるエネルギーシステムコストの比較 (2010年)



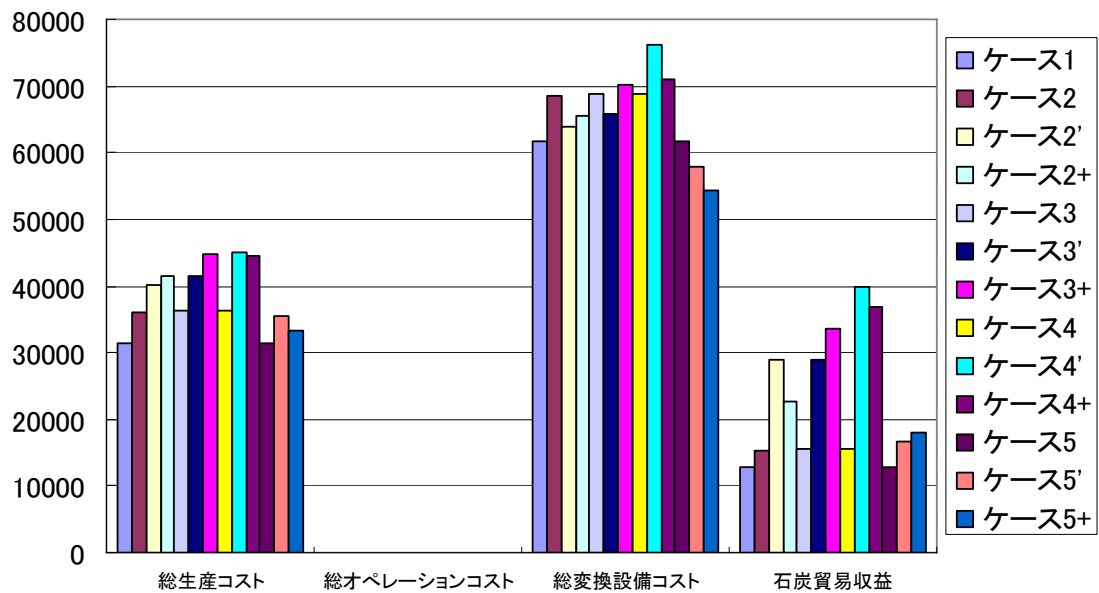
豪州の石炭輸出額 [10⁶\$] (2010年)



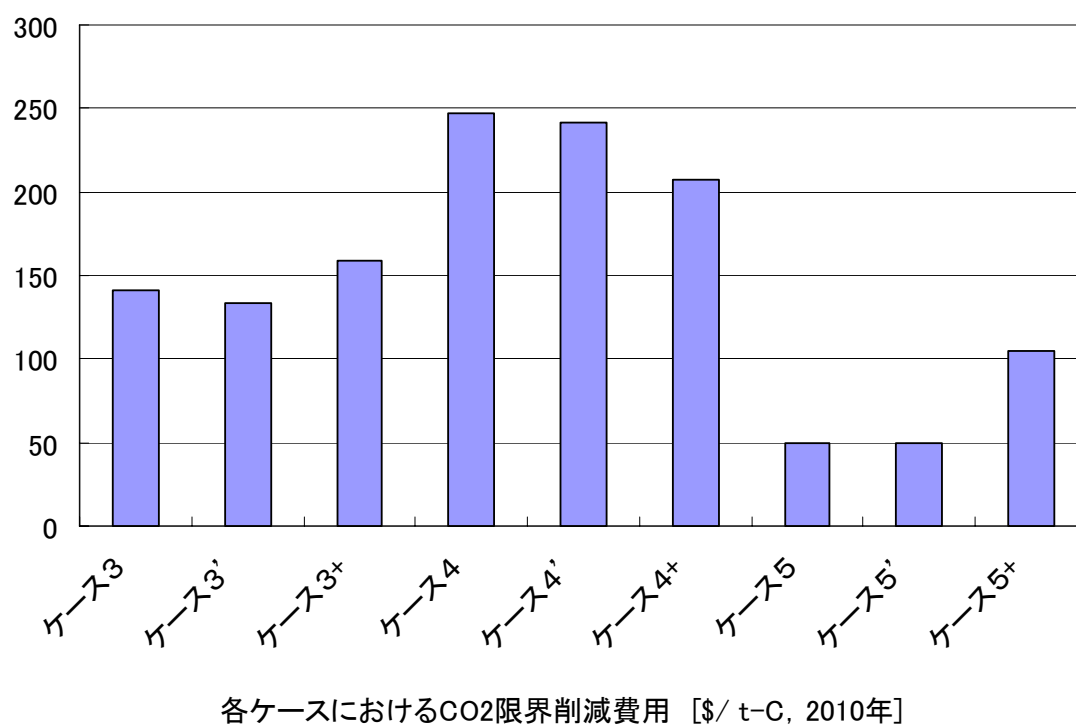
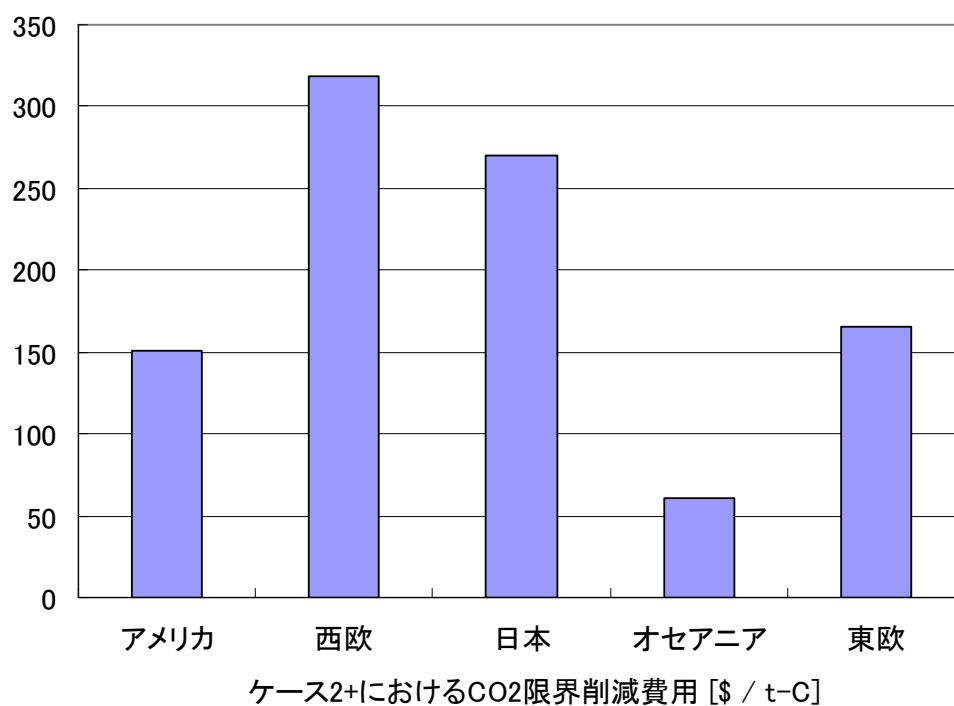
米国の石炭輸出額 [10⁶\$] (2010年)



中東の石油輸出額 [10^6 \$] (2010年)



豪州における各種エネルギーコストおよび収益 [10^6 \$]



第2項 シミュレーション結果の検討

■各ケースのエネルギーシステムコストについて

ケース1からケース5+までの全ての世界エネルギーシステムコストを比較すると、やはり京都議定書目標を国内努力(省エネや燃料転換)のみで達成しようとするケース2からケース2+におけるシステムコストが増えているのがわかる。

一方で、ケース3からケース5+の京都メカニズム利用ケースはケース2からケース2+と比較してシステムコストが抑えられている。さらにケース3からケース3+のETケース、ケース4からケース4+のJIケース、ケース5からケース5+のET&CDMケースにおいて、総じてコストの高い順からJIケース > ETケース > ET&CDMケースとなっている。ケース3+と5+の比較では5+の方がややコストが高くなっているが、これは中国、その他アジアおよび中南米など途上国に排出量制約がかかるために、石炭からCO₂排出原単位の低い石油への燃料転換などによるシステムコストの増加が影響していると考えられる。JIケースは、ロシアのホットエアーが除かれた排出制約がかかっているためCO₂限界削減費用が高くなってしまうためシステムコストがかさむのが原因といえよう。

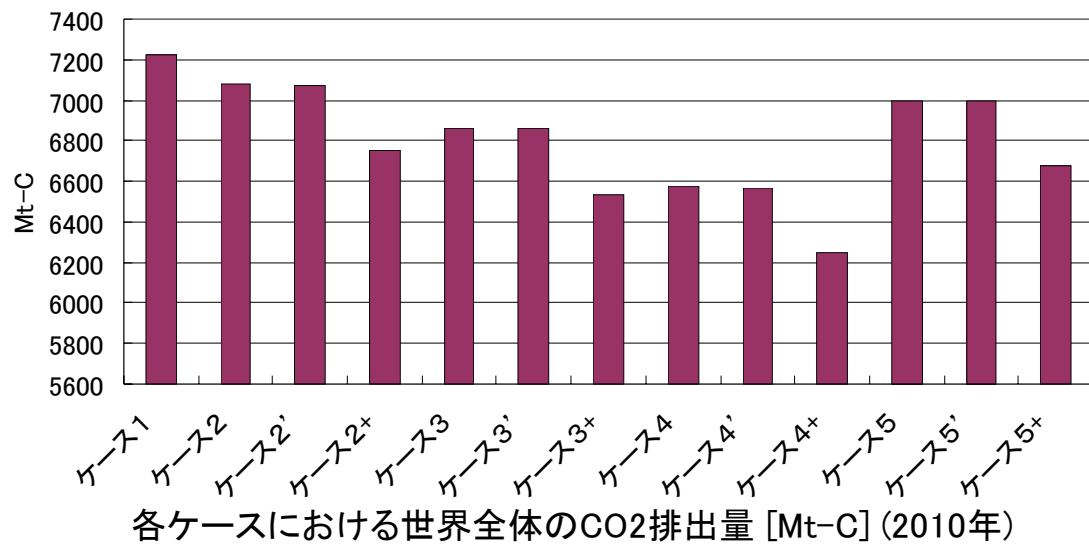
またオセアニアや中東のシステムコストが”マイナス”(=利益が出ている)となっているのは、豪州の石炭および中東地域の石油輸出による利潤であると考えられる。つまりオセアニアにCO₂排出量制約がかかると、石炭の発展途上国への輸出が増加するため、オセアニアの利潤が増えるということである。

■各ケースのCO₂限界削減費用

エネルギー消費起源CO₂に関する限界削減費用について、ケース2+において西欧および日本の限界削減費用が高くなっているのがわかる。

一方で、ケース3からケース5+の京都メカニズム利用ケースについて、ET&CDM利用ケースが最も削減費用が抑えられている。これは世界全体でCO₂排出削減を行うCDMを取り入れたためと考えられ、ある程度CDMの効用があるのではないかと考える。言い換えれば、途上国を取り込まないで温室効果ガス削減を行うことは、先進諸国にとってコストの上でかなり困難であるということであろう。

なお一般的にCO₂限界削減費用に関して、日本の方が西欧のそれより高いといわれているが、今回はエネルギー産業起源で排出されるCO₂に限定しているため、日本の方が低くなっている可能性が考えられるが、他にも原因として考えられる可能性もある。



■各ケースにおける CO2 排出量の検討

京メカの利用により世界全体の CO2 の削減が可能となる。例えば上図より(米・豪含む ケース 3+, ケース 4+, ケース 5+において)

ET→690Mt-C、JI→980Mt-C、CDM&ET→550Mt-C となっている。

第4章 エージェントベース世界エネルギー需給モデルによる評価

第1節 エージェントベース世界エネルギー需給モデルの概要

本モデルは、本研究室の北島・茂呂田らによって開発された世界地域細分化エネルギーモデル[5]の基本構成をベースとし、エネルギー戦略に相関があると考えられる一定地域を1つの Agent（以下、Region と称する）としたマルチエージェント環境下で各 Region にとっての最適戦略の探索を行うエージェントベース世界エネルギー需給モデルである。本モデルは世界を 54 の地域に分割し資源量データならびにエネルギー変換プラントコスト・変換効率をはじめとする工学データ設定の最小単位としており、世界地域細分化エネルギーモデルのエネルギー資源の地域間輸送を詳細に記述できる特徴を持ちつつ、エネルギー戦略の国際競合関係の考慮が可能であるという特徴を持つ。また、“エネルギー戦略の国際競合関係の考慮”を行う目的から評価対象時点を 2010 年、世界各地域のエネルギーシステムを対象とし、資源量制約、エネルギー需給バランス制約、CO2 排出量制約をはじめとする各種制約の下、“各 Region 別のエネルギーシステムコスト最小化”を行うことによりエネルギー戦略の国際競合関係の表現を可能にしたマルチエージェントシミュレーションモデルである。本節では、モデル内の基本構成ならびに各種データ設定について述べる。

なお第 3 章において、シミュレーションにおいて用いたモデルのデータはこの章におけるエージェントベースモデルのデータと同一である。

第1項 モデルの全体像

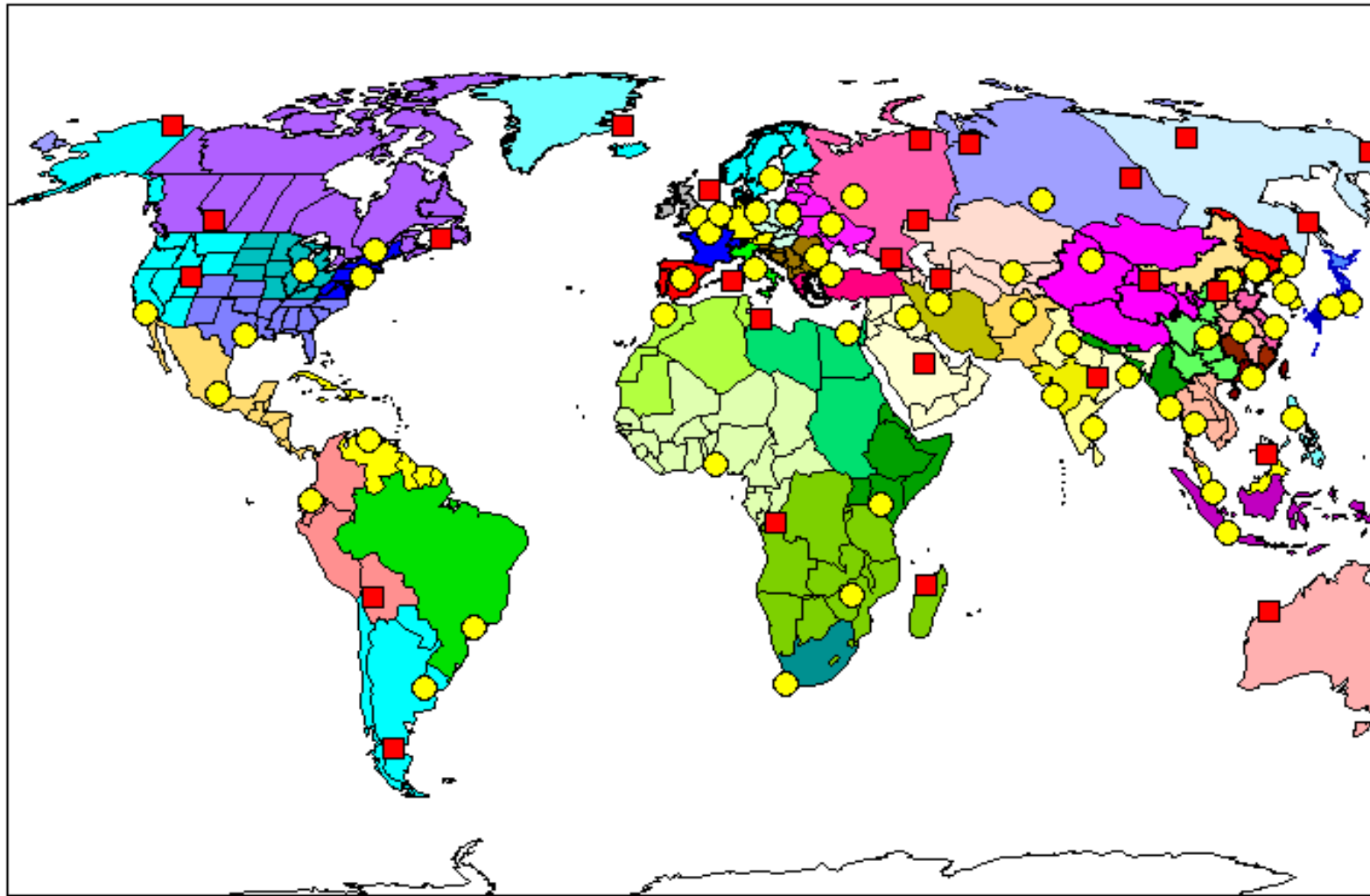
本研究で構築したモデルの概略的な計算の流れは、以下の通りである。

- (1) 各 Region が確率的にエネルギー戦略（資源輸出価格のプレミアム分ないしエネルギーの輸入関税）を決定
- (2) エネルギー戦略が反映された世界地域細分化エネルギーモデルを用いて最適化計算を行い、世界全体のエネルギーシステムの需給バランスをとる
- (3) 最適解から Region 別のエネルギーシステムコストを算出
- (4) (3)で計算されたエネルギーシステムコストを基にして、各 Region が自らのエネルギーシステムコストを最小にすることを目的に再度、確率的にエネルギー戦略を探索/更新（学習メカニズムの実行）
- (5) 再度(2)のプロセスを実行。以下繰り返し計算

この一連の流れを数万回繰り返すモンテカルロシミュレーションを行い、最終的に各 Region の戦略均衡点を探るモデルを構成した。また、本研究の主題であるエネルギー戦略の国際競合関係を考慮に入れるには、評価対象は比較的短期であることが望ましい。よって、評価対象時点は“2010 年時点におけるエネルギーシステム”とする。したがって、上記(2)のプロセスでは静的な最適化計算が実行されることになる。

本モデルでの地域分割を下に示す。モデル上での地域分割は、基本的に地理的、経済的に

近い国の集合体あるいは一つの国で1ノードとして扱っている。ただし、日本、アメリカ、ロシア、中国、インドは、その国の地理的な大きさおよびエネルギー需要の大きさから一つの国の中をさらにいくつかのノードに分割している。丸で表されているのは、色分けされた各地域の代表点となる都市の位置を示しており、都市ノードと呼ぶ。後述の輸送のモデル化において触れるが、輸送とはこれらのノード間の輸送を考えている。また、四角で表されているのは、化石燃料の生産地を表す生産ノードの位置を示している。生産ノードは、化石燃料の産地の中で、都市ノードの代表点との距離が大きく、特に輸送を考慮するために位置を設定すべき産地を表している。それぞれのノードの名前と、人口、および本モデルの基となった DNE21 モデルにおける地域区分との対応を以下に示す。これらノードは、本モデルにおける資源量データならびにエネルギー変換プラントコスト・変換効率をはじめとする工学データ設定の最小単位としての意味づけを持つ。



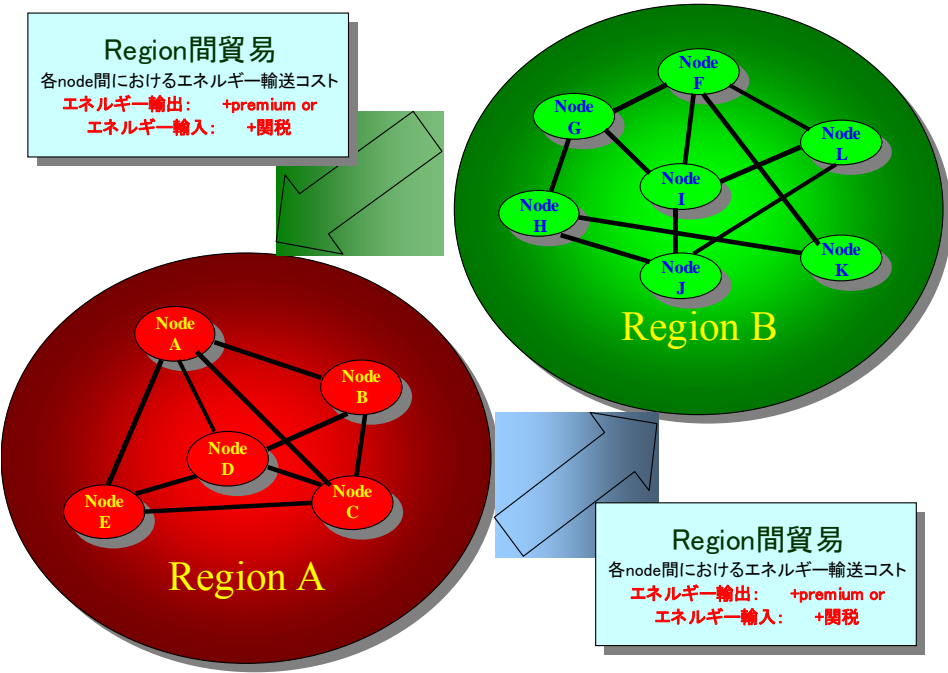
各ノードのデータ特性

ノード Name	No.	Class	地域	人口(千人)
ロンドン	1	都市	西ヨーロッパ	60914
パリ	2	都市	西ヨーロッパ	63447
ベルリン	3	都市	西ヨーロッパ	87164
ローマ	4	都市	西ヨーロッパ	58015
マドリード	5	都市	西ヨーロッパ	48827
アムステルダム	6	都市	西ヨーロッパ	25301
ワルシャワ	7	都市	東ヨーロッパ	64267
ブカレスト	8	都市	東ヨーロッパ	63237
イスタンブール	9	都市	西ヨーロッパ	66889
ストックホルム	10	都市	西ヨーロッパ	23273
キエフ	11	都市	旧ソ連	70097
モスクワ	12	都市	旧ソ連	88809
ニューヨーク	13	都市	北アメリカ	73460
シカゴ	14	都市	北アメリカ	56447
ヒューストン	15	都市	北アメリカ	70758
ロサンゼルス	16	都市	北アメリカ	49705
モントリオール	17	都市	北アメリカ	26522
メキシコシティ	18	都市	ラテンアメリカ	110516
カラカス	19	都市	ラテンアメリカ	53967
キト	20	都市	ラテンアメリカ	71530
サンパウロ	21	都市	ラテンアメリカ	149042
ブエノスアイレス	22	都市	ラテンアメリカ	52866
バクダット	23	都市	中東・北アフリカ	71049
テヘラン	24	都市	中東・北アフリカ	55779
カイロ	25	都市	中東・北アフリカ	86734
カサブランカ	26	都市	中東・北アフリカ	60344
ラゴス	27	都市	アフリカ中南部	202665
ナイロビ	28	都市	アフリカ中南部	137344
ハラール	29	都市	アフリカ中南部	107537
ケープタウン	30	都市	アフリカ中南部	37959
東京	31	都市	日本	63462
大阪	32	都市	日本	60074
ソウル	33	都市	計画経済圏アジア	64640
北京	34	都市	中国	136346
上海	35	都市	中国	201757
香港	36	都市	中国	189030
瀋陽	37	都市	中国	97236
武漢	38	都市	中国	235386
重慶	39	都市	中国	220976
ウルムチ	40	都市	中国	81430

ウラジボストク	41	都市	旧ソ連	7561
マニラ	42	都市	その他のアジア	61480
バンコク	43	都市	その他のアジア	126676
ヤンゴン	44	都市	その他のアジア	171994
シンガポール	45	都市	その他のアジア	20725
ジャカルタ	46	都市	その他のアジア	178232
シドニー	47	都市	オセアニア	26419
カルカッタ	48	都市	その他のアジア	218894
デリー	49	都市	その他のアジア	243872
ボンベイ	50	都市	その他のアジア	188412
マドラス	51	都市	その他のアジア	215542
カブール	52	都市	中東・北アフリカ	132796
タシケント	53	都市	旧ソ連	66786
ノボシビルスク	54	都市	旧ソ連	51892
北海	55	生産	西ヨーロッパ	—
地中海	56	生産	西ヨーロッパ	—
黒海	57	生産	旧ソ連	—
カスピ海	58	生産	旧ソ連	—
カザフスタン西部	59	生産	旧ソ連	—
ネネツ	60	生産	旧ソ連	—
ヤマロ	61	生産	旧ソ連	—
グリーンランド	62	生産	西ヨーロッパ	—
ニューファンドランド	63	生産	北アメリカ	—
カルガリー	64	生産	北アメリカ	—
アラスカ	65	生産	北アメリカ	—
ソルトレイクシティ	66	生産	北アメリカ	—
ボリビア	67	生産	ラテンアメリカ	—
アルゼンチン南部	68	生産	ラテンアメリカ	—
リヤド	69	生産	中東・北アフリカ	—
トリポリ	70	生産	中東・北アフリカ	—
キンシャサ	71	生産	アフリカ中南部	—
マダガスカル島	72	生産	アフリカ中南部	—
ベーリング海峡	73	生産	旧ソ連	—
ベルホヤンスク	74	生産	旧ソ連	—
イルクーツク	75	生産	旧ソ連	—
樺太	76	生産	旧ソ連	—
河北	77	生産	中国	—
青海湖	78	生産	中国	—
南沙諸島	79	生産	その他のアジア	—
グレートバリアリーフ	80	生産	オセアニア	—
オーストラリア西北部	81	生産	オセアニア	—
インド中部	82	生産	その他のアジア	—

一方、本モデルの目的であるエネルギー戦略の国際競争関係の考慮を実現するため、データ設定の最小単位であるノードより1つ上位の地域分割概念として、**Region**を導入する。**Region**は、上で述べた幾つかのノードの集合体として定義され、基本的にEU、OPECといったエネルギー戦略に相関があると考えられるノード群をもって1**Region**を形成する。また1**Region**は、それぞれ1つの**Region**内エネルギーシステムコスト関数と各種エネルギー資源貿易価格（資源輸出時の **premium** ないし資源輸入時の関税）戦略変数を要素とする戦略変数ベクトルを持つ。

以下にノードと**Region**の関係の概念図を、にノードと**Region**の相違を示す。



	特徴	変数/制約式など
ノード	本モデルのデータ設定の最小単位。ノード別にエネルギーシステムを持つ。	1ノード内のエネルギーシステムを表現する各種変数/制約式
Region	本モデルの戦略決定の最小単位。エネルギー戦略に相関を持つと考えられる複数ノードの集合体	1Regionは1つのエネルギーシステムコスト関数を持つ。同一Region内に所属するノードは同一の戦略変数を持つ。

第2項 エネルギーシステムの想定

本研究では、エネルギー生産および輸送プロセスをモデル化するために様々な要素を扱っている。本節ではそれらの要素、およびそのフローを説明する。

エネルギーシステムの部門分割

本モデルのエネルギーシステム構成要素は、以下の通りである。

一次エネルギー生産部門（22 種類）

在来型化石資源（石炭、石油、天然ガス）、
非在来型化石資源（Heavy crude oil & Oil sand、Oil shale、非在来型ガス）、
バイオマス（エネルギー作物、林産バイオマス、丸太残渣、黒液、古紙、製材残渣、穀物収穫時残渣、サトウキビ残渣、バガス、家庭ごみ、人糞、畜産糞）、原子力発電、水力発電、太陽光発電、風力発電

二次エネルギー部門（7 種類）

水素、メタン、メタノール、ジメチルエーテル（DME）、灯油、一酸化炭素、電力

エネルギー最終需要部門（4 種類）

固体燃料、液体燃料、気体燃料、電力

発電部門（14 種類）

石炭火力、石油火力、天然ガス（メタン）火力、IGCC、
原子力、水力、太陽光、風力、バイオマス直接火力、BIG/GT、STIG、ゴミ発電
水素火力、メタノール火力

エネルギー転換部門（20 種類）

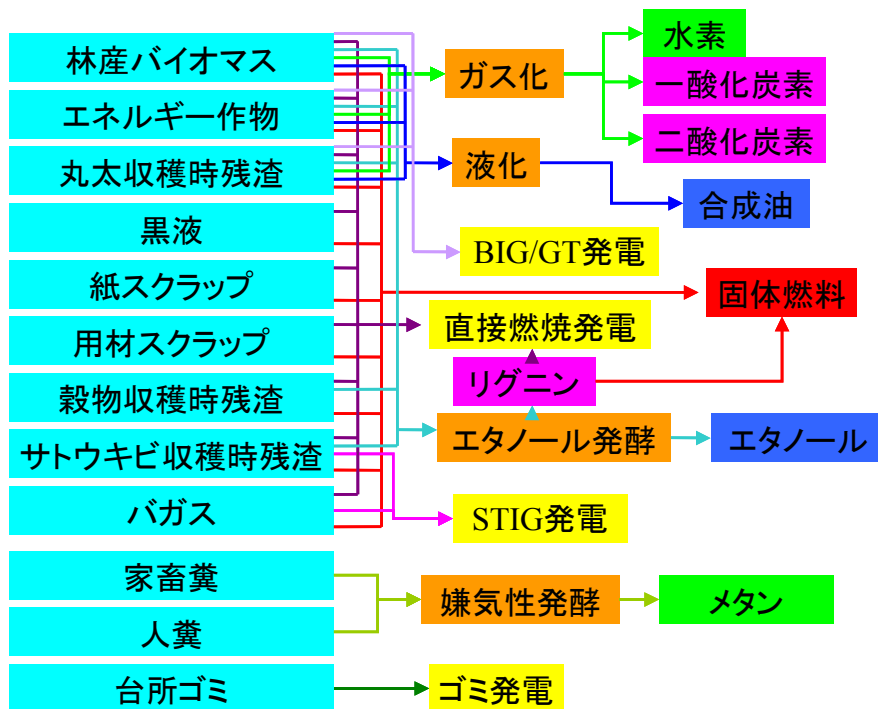
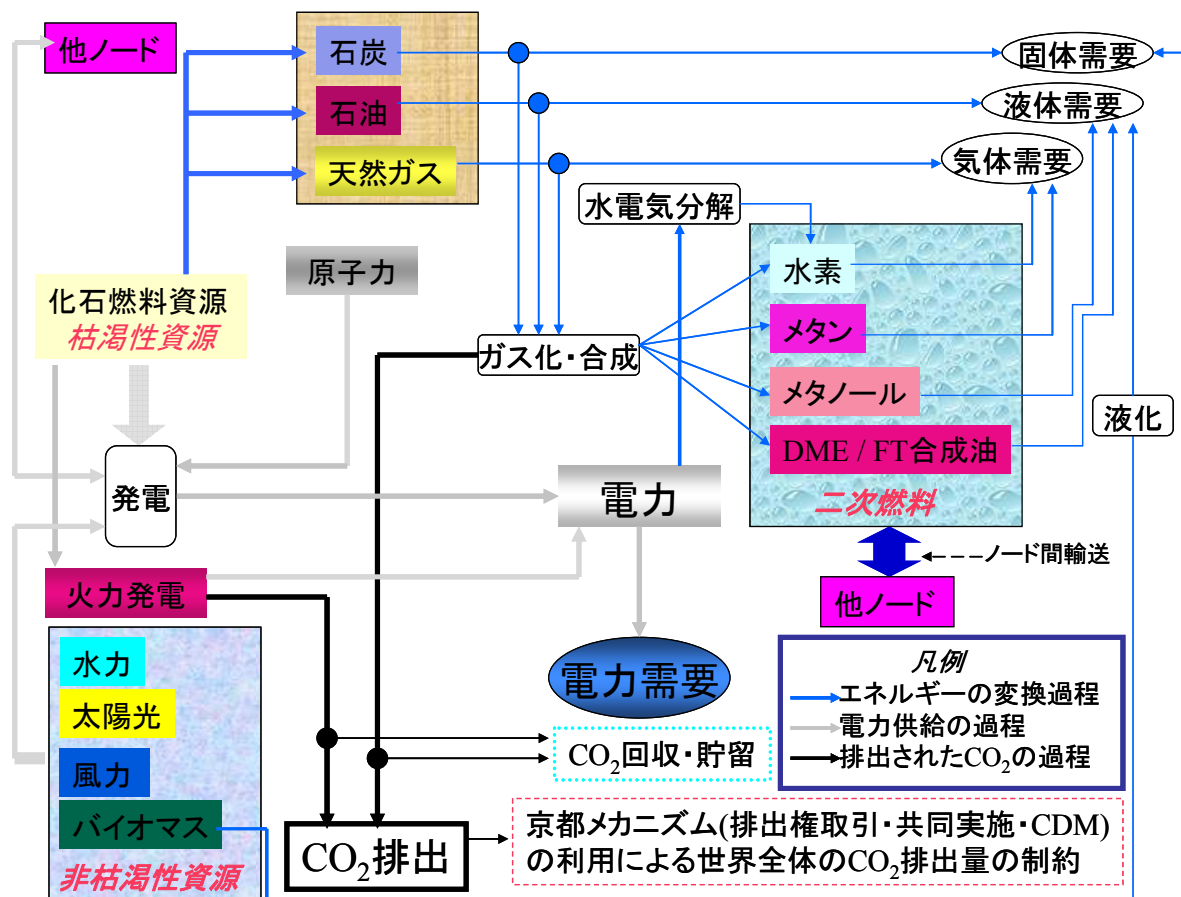
部分酸化（石炭、石油）、天然ガス改質、バイオマス液化、バイオマスガス化、シフト反応、メタノール合成（CO からの合成と CO₂ からの合成の2種類）、メタン合成、ジメチルエーテル（DME）合成、灯油合成、水電気分解、バイオマスメタン発酵、バイオマスエタノール発酵、水素液化、水素気化、天然ガス液化、天然ガス気化、二酸化炭素液化、二酸化炭素気化

CO₂ の回収（3 種類）、処分（5 種類）

化学吸収法、物理吸収法、膜分離法

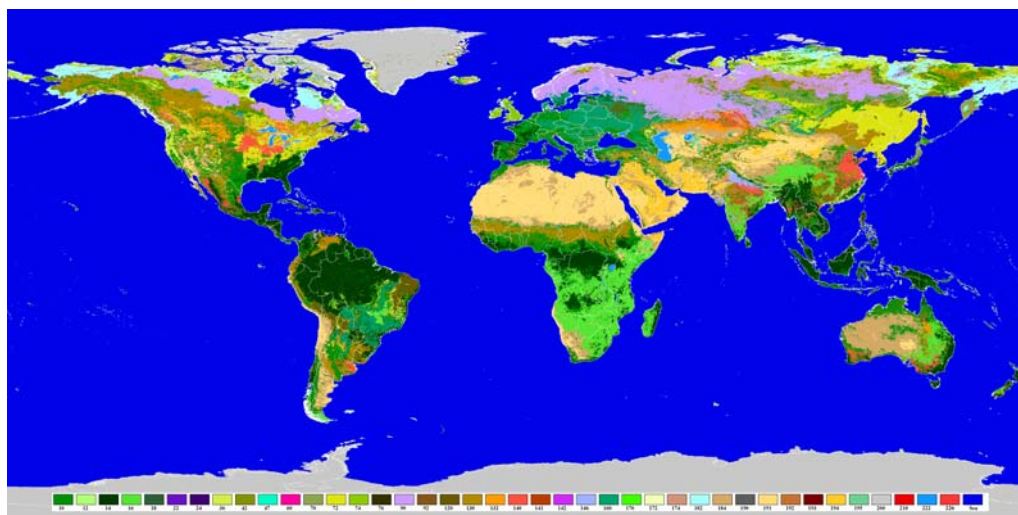
EO₂ 利用、廃ガス田注入、帯水層注入、海洋貯留、ECBM 利用

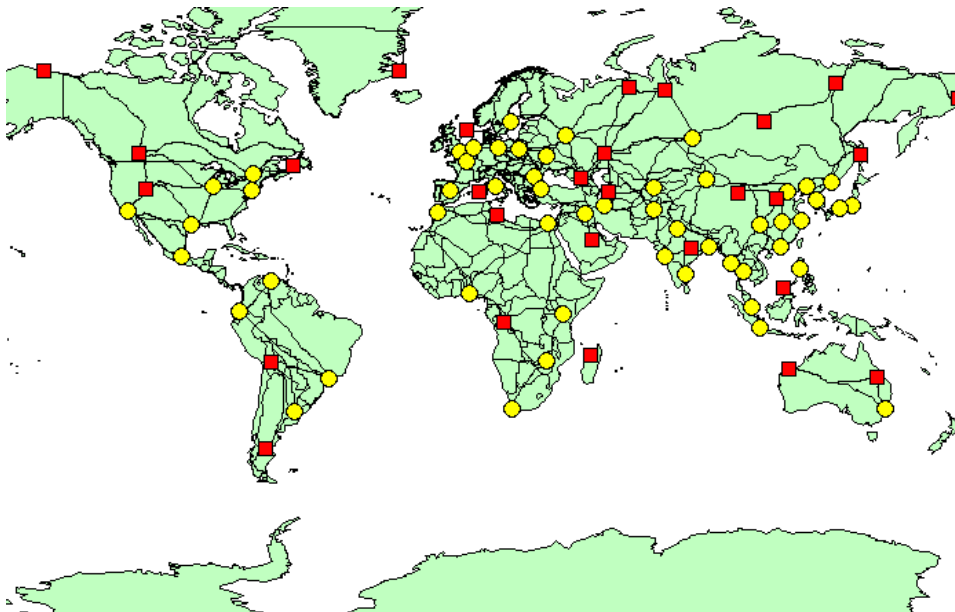
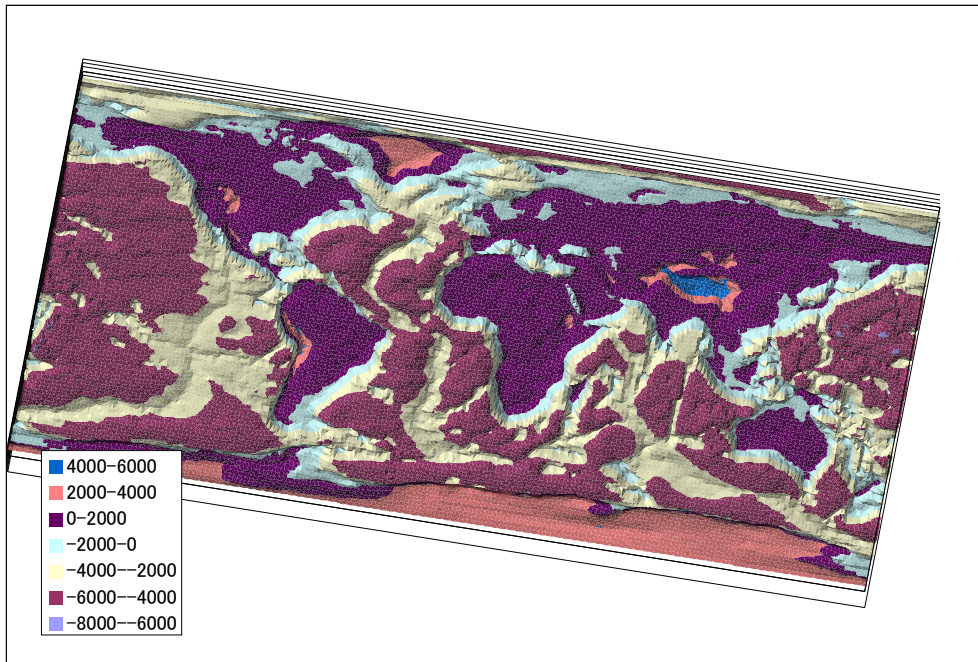
エネルギーのフロー図を下に示す。またバイオマスの部分は細かな種類に分かれており煩雑なため詳細なバイオマスエネルギーのフロー図は別に示す。

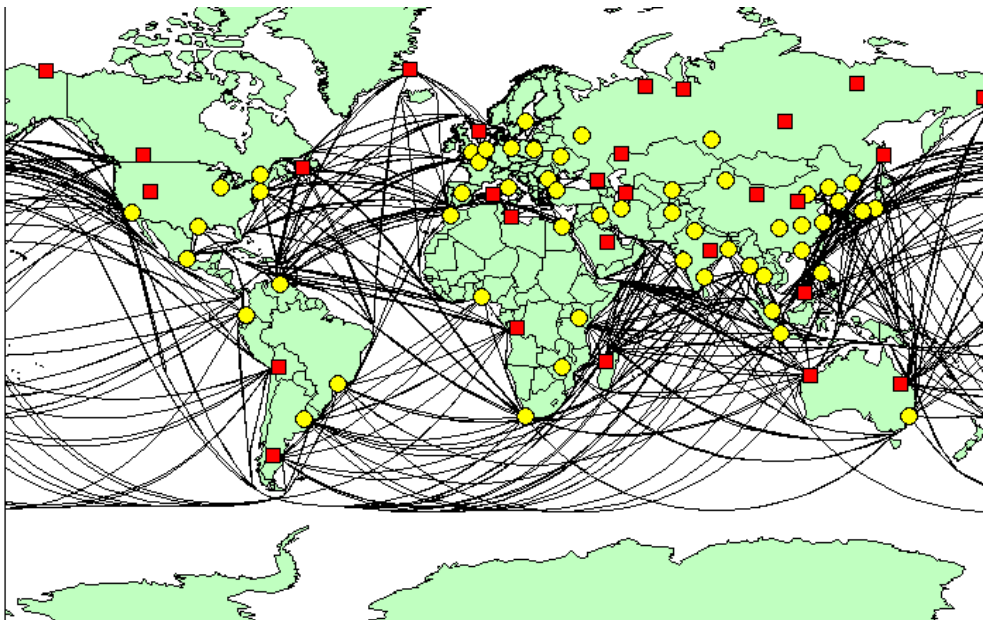
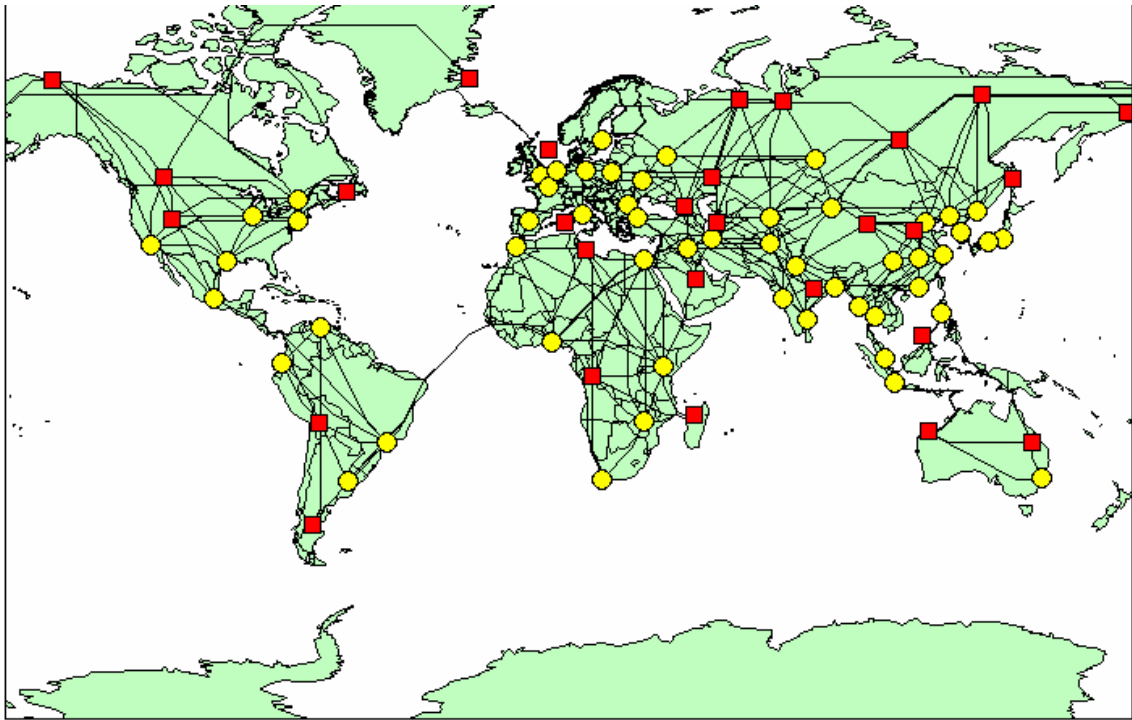


第3項 エネルギー輸送の設定

本モデルでは、都市生産ノード間で各エネルギーの輸送が行われる想定を置いている。陸上輸送経路と距離は、Figure. 2 5 に示した土地利用の GIS データと Figure. 2 6 に示した標高データを用いて、地上の状態および高低差によってペナルティを与えた最短経路問題を作成して計算機により求めている。本モデルで設定している陸上輸送経路を Figure. 2 7 に示す。計算にあたっては実際のパイプラインはなるべく地上に建設されるものと考えられ、またあまり高地などは通過しないものと考えられるため、地上の状態が氷雪地帯であれば通常の 5 倍の距離、海中であれば通常の 6 倍の距離と仮定して計算を行った。また、高低差は高低差 2 メートルにつき 1km のペナルティを与えている。電力輸送については、他のエネルギーとは別のリンクならびに輸送経路 (Figure. 2 8) を設定している。輸送経路については、陸上輸送と同様に最短経路探索プログラムを作成し各地の状態によるペナルティの大きさを変更して計算を行い決定した。電力はパイプラインほど昇降の影響は受けないと考え、標高にはペナルティを与えず、海底ケーブルは非常に高価なので海中を通過するものは 10 倍の距離と仮定して計算を行っている。海に接しているノードは港を持つと仮定し、港を持つ全てのノード間に海上リンクを設定した。なお、海上輸送経路 (Figure. 2 9) については、港間の最短経路探索プログラムより決定した。海上ルートは海のみ通るものと仮定している。また、各エネルギーの輸送コストならびに輸送効率、輸送距離を用いて計算されるためエネルギー輸送距離をエネルギー輸送経路より設定した。







第4項 省エネの設定

省エネルギーには2種類存在する。一つは、政策とは無関係に行われる省エネである。これは技術の進歩や、産業構造の変化によって自然発生する省エネである。もう一つは、CO2 排出抑制、炭素税などの政策により誘発される省エネである。これはエネルギー価格の高騰などによるものである。

本モデルは、将来のエネルギー需要はシナリオとして外生的に与えるため、前者の省エネルギーはシナリオ内に組み込まれていると考えられる。よって本モデルにおいて評価の対象となるのは後者の省エネである。定義上、政策がないベースケースでは、この省エネは行われない。以下に政策による省エネの定式化について述べる。

省エネルギーをモデル化するには、各省エネルギー技術ごとにボトムアップ式に省エネコストを計算する方法と、需要曲線を用いてエネルギー価格からトップダウン式に計算する方法と二種類のアプローチが知られている。本モデルでは、トップダウン式に与える方法をとった。具体的な定式化の方法と式を次に示す。まず、省エネルギーを行わない、ベースケースの、ある最終需要部門におけるエネルギー価格を P_0 、エネルギー需要を D_0 とする。このとき、エネルギー価格 P_0 はベースケースのシャドープライス P_s に、エネルギー需要 D_0 は設定したエネルギー需要量と一致する。次にエネルギー需要の（長期）価格弾性値を $-\alpha$ ($\alpha > 0$) とすると一般にエネルギーの長期価格弾性値は一定であると考えられるため、エネルギー価格が P となったときのエネルギー需要 $D(P)$ は次のように表される。

$$D(P) = D_0 \left(\frac{P}{P_0} \right)^{-\alpha} \quad (\alpha > 0)$$

この式よりエネルギー価格 P を求め、省エネルギー量 S を導入すると次の式が得られる。

$$P(S) = P_0 \left(\frac{D_0 - S}{D_0} \right)^{-1/\alpha} \quad (\alpha > 0)$$

これにより省エネルギーのコスト関数はエネルギー価格が上昇したことによる効用損失であると考えて、次のように表現できる。

$$C(S) = \int_0^S P(S) dS = \frac{\alpha}{1-\alpha} D_0 P_0 \left\{ \left(1 - \frac{S}{D_0} \right)^{\frac{\alpha-1}{\alpha}} - 1 \right\} \quad (\alpha \neq 1)$$

$$C(S) = D_0 P_0 \log \left(\frac{D_0}{D_0 - S} \right) \quad (\alpha = 1)$$

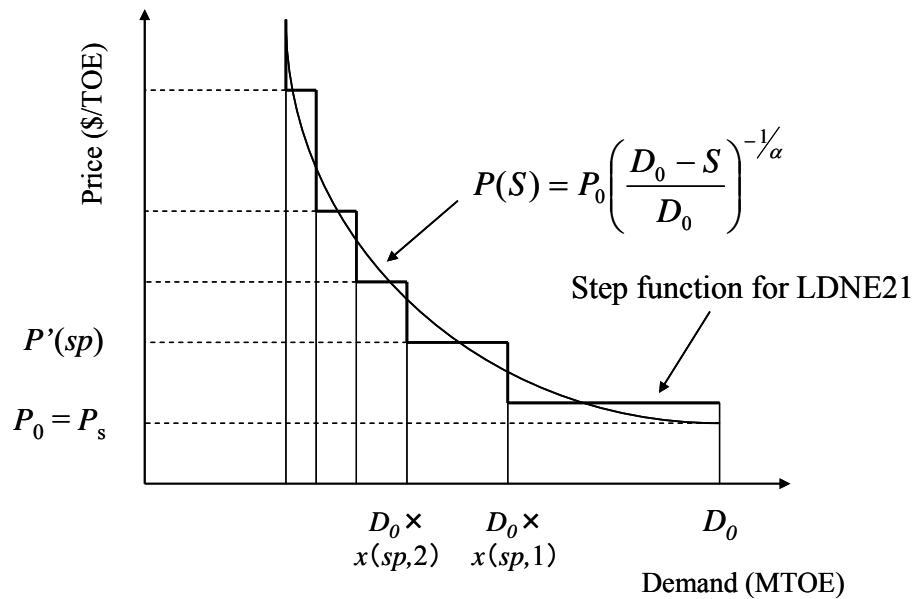
この関数は非線形であり、このままでは線形最適化モデルである本モデルに適用できない。よって、この省エネルギー関数をステップ近似し、線形化を施す。

ある最終エネルギー需要の省エネルギー可能量の幅を、 $x(sp,1) \times D_0$ 、 $x(sp,2) \times D_0$ とする。ここで、配列要素の 1 番目の sp はステップ番号、2 番目の 1 は省エネルギー開始点、2 は省エネルギー終了点であり、 $x(sp,1)$ は sp ステップまでに行われた省エネルギー量の割合、 $x(sp,2)$ は sp ステップを含めた省エネルギー可能量の割合を示している。両者の差が sp ステップの省エネルギー可能量の割合である。これまでに求めた式から、 sp ステップの省エネルギーを全て行うのに必要なコスト $C'(sp)$ は次のように表される。

$$C'(sp) = \int_{x(sp,1) \times D_0}^{x(sp,2) \times D_0} P(S) dS = \frac{\alpha}{1-\alpha} D_0 P_0 \left\{ (1-x(sp,2))^{\frac{\alpha-1}{\alpha}} - (1-x(sp,1))^{\frac{\alpha-1}{\alpha}} \right\} \quad (\alpha \neq 1)$$

このコストを sp ステップの省エネルギー可能量で割った平均価格を、 sp ステップの省エネルギー価格 $P'(sp)$ とした。

$$P'(sp) = \frac{C'(sp)}{D_0 \{x(sp,2) - x(sp,1)\}}$$



ステップ幅を小さくすれば、より非線形関数に近似し、求まる解も近づくが、変数ならびに制約式の数が増加するため、計算時間が増加する。

■エネルギー価格と送配コスト

ここでの省エネルギーは炭素税などの政策によって起こった省エネルギーと言える。式 2-1 における P_0 を実際のエネルギー価格を代入したとしても、需要部門のシャドープライス P_s と一致しない限りベースケースにおける省エネルギーは 0 とならない。実際、モデルのベースケースで得たシャドープライス P_s は、エネルギー価格 P_0 と一致しない。これは、本モデルで考慮していない実際の社会に存在する税金や流通のためにかかる諸々のコストが存在するためである。これらのコストはエネルギーの生産および各都市への輸送という生産サイドのコスト以外の需要消費するためにかかるコストであると考えられてこれらを送配コストとしてエネルギー価格に加える必要がある。そこで、2000 年時点における各国のエネルギー価格 $P_0(2000)$ を調査し、本モデルで最適化計算によって得られたシャドープライス $P_s(2000)$ との差を上記したモデルで考慮されていない送配コスト P_a として、

$$P_0(2000) = P_s(2000) + P_a$$

と定義する。

送配コスト P_a は時点にかかわらず一定として、ベースケースで得られた各時点におけるシャドープライス $P_s(TEND)$ に P_a を加えた値を、各時点のエネルギー価格とする。つまり

$$P_0(TEND) = P_s(TEND) + P_a$$

とし、同様に本モデルにおける各時点における省エネルギーコストは式 2-8 の様になる。各ノードにおける 2000 年のエネルギーコストを Table. 2 3 に示す。

各ノード基準燃料価格

	固体燃料	液体燃料	気体燃料	電力価格
ロンドン	88.48197	818.3574	276.5073	100.032
パリ	104.1875	626.5766	316.9063	98.84397
ベルリン	158.7078	605.491	338.0737	118.4086
ローマ	79.0468	851.859	496.0935	119.503
マドリッド	83.44989	514.1716	292.6511	114.9329
アムステルダム	73.59161	621.5566	266.5899	104.0918
ワルシャワ	62.21005	458.2554	179.3978	52.90601
ブカレスト	35.94896	926.9303	98.45484	51.13413
イスタンブール	89.05024	535.8646	232.382	80.23878
ストックホルム	106.2217	715.4604	279.769	72.50741
キエフ	36.75556	444.715	99.20318	47.85518
モスクワ	56.40292	709.2544	53.87687	25.09433
ニューヨーク	56.90585	337.2516	224.0256	69.49001
シカゴ	56.90585	337.2516	224.0256	69.49001
ヒューストン	56.90585	337.2516	224.0256	69.49001
ロサンゼルス	56.90585	337.2516	224.0256	69.49001
モントリオール	67.59924	355.0647	142.7346	41.89127
メキシコシティ	86.46125	378.9731	177.888	52.44858
カラカス	36.72636	614.7897	99.48837	56.03298
キト	36.564	575.7789	95.51625	51.92033
サンパウロ	73.99228	685.0203	118.7326	95.12742
ブエノスアイレス	35.51137	466.5563	97.13779	56.43523
バグダッド	36.09783	433.617	96.08917	47.4482
テヘラン	35.38819	356.6746	96.91768	48.71879
カイロ	30.60673	437.4589	96.49304	60.02683
カサブランカ	36.15744	304.3212	97.11811	55.15703
ラゴス	35.9619	557.6193	94.269	56.00109
ナイロビ	36.71948	388.4617	92.10215	58.90404
ハラーレ	35.98237	406.1017	94.51048	61.45624
ケープタウン	26.12284	534.4441	131.8634	31.85381
東京	73.75324	538.8398	949.1325	175.3666
大阪	73.75324	538.8398	949.1325	175.3666
ソウル	53.55436	465.195	353.5507	63.29588
北京	53.95454	349.3447	92.22736	32.76985
上海	53.95454	349.3447	92.22736	32.76985
香港	53.95454	349.3447	92.22736	32.76985
瀋陽	53.95454	349.3447	92.22736	32.76985
武漢	53.95454	349.3447	92.22736	32.76985
重慶	53.95454	349.3447	92.22736	32.76985
ウルムチ	53.95454	349.3447	92.22736	32.76985
ウラジボストーク	56.40292	709.2544	53.87687	25.09433
マニラ	36.63842	378.1479	93.59311	52.32369
バンコク	36.78368	439.0721	96.04011	53.29584
ヤンゴン	36.79592	340.4482	98.53343	65.63849

シンガポール	36.66696	473.1531	98.64313	57.46192
ジャカルタ	36.79592	379.9619	99.34359	55.94584
シドニー	45.57648	378.3216	212.2142	66.79514
カルカッタ	36.55115	352.5912	98.14442	55.12425
デリー	36.55115	352.5912	98.14442	55.12425
ボンベイ	36.55115	352.5912	98.14442	55.12425
マドラス	36.55115	352.5912	98.14442	55.12425
カブール	36.34139	365.6881	97.8698	47.02479
タシケント	28.36798	294.5543	49.37933	32.13595
ノボシビルスク	56.40292	709.2544	53.87687	25.09433

第5項 各種データ設定

この節では、枯渇性資源(化石燃料資源)および非枯渇性資源などの資源量データ、変換・輸送関係のデータ、生産設備コストデータ、エネルギー需要シナリオ、既設発電プラントシナリオ、CO₂ 分離・回収・貯留に関する設定事項を述べる予定であったが、過去の山地研究室庭山氏および篠原氏の修士論文のデータと変更点がないため、詳細はこれらの論文を参照されたい。

なお第2章で扱った CDM に関する風力・水力発電コスト曲線およびクレジット価格曲線などのデータは一次エネルギー生産部門のデータとして扱うべきであり、今後モデル内に実装してシミュレーションを行うことも可能である。

第2節 エージェントベース世界エネルギー需給モデルの定式化

この節におけるモデル定式化の際に用いられる強化学習、モンテカルロ法などの諸理論は篠原剛氏の論文に譲るとする。

第1項 計算の流れから見たモデルの全体像

本研究で構築したモデルは、“利害関係に相関を有すると考えられる複数の国家群”を1つのAgent（以下、Regionと称する）とするマルチエージェントモデルを連結したエージェントベースモデルとして構成される。計算の大まか流れは、以下の通りである。

- (1) 各 Region が確率的にエネルギー戦略（資源輸出価格のプレミアム分ないしエネルギーの輸入関税）を決定。
- (2) エネルギー戦略が反映された世界地域細分化エネルギーモデルを用いて最適化計算を行い、世界全体のエネルギーシステムの需給バランスをとる。
- (3) 最適化計算から得られる基底ファイルから Region 別のエネルギーシステムコストを算出。
- (4) (3)で計算されたエネルギーシステムコストを基にして、各 Region が自らのエネルギーシステムコストを最小にすることを目的に再度、確率的にエネルギー戦略を探索/更新。
- (5) 再度(2)のプロセスを実行。以下繰り返し計算。

この一連の流れを数千回～数万回繰り返すモンテカルロシミュレーションを行い、最終的に各 Region の戦略均衡点を探るモデルを構成した。また、本研究の主題であるエネルギー戦略の国際競合関係を考慮に入れる観点から、評価対象時点は“2010年時点におけるエネルギーシステム”としている。次項では、上記(2)～(4)の各プロセスについて、定式化を交え詳述する。

第2項 提唱する計算フロー(世界排出権市場価格のみを戦略対象とする場合)

世界全体の最適化計算 (世界排出権市場価格のみを戦略対象とする場合)

エネルギー・環境戦略の国際競合関係考慮を目的に、本モデルでは行動が Region 別に選択されると想定しているが、依然として世界全体としてエネルギーの需給バランスはとられている必要がある。そこで、各 Region のエネルギー・環境戦略決定が反映された全世界におけるエネルギー需給バランスをとるために、従来の世界地域細分化エネルギーモデルのフレームワークを利用する。要するに Region 別のエネルギー戦略が反映された世界において最適化問題を解くという次第である。

なおこの項では、世界排出権市場クレジット価格のみを戦略対象とする場合の計算フローを述べる。

以下に評価関数および制約条件式を示す。

$$J^k = \min_{\mathbf{x}_n^k, \text{CER_TR}_n^k} \sum_n ({}^T \mathbf{c}_n \cdot \mathbf{x}_n^k + \text{CER_TR}_n^k \cdot Q_n^k)$$

s.t.

$$(A \quad B) \begin{pmatrix} \mathbf{x}^k \\ \text{CER_TRADE}^k \end{pmatrix} = rhs$$

$$\mathbf{G} \cdot \mathbf{x}_n^k + \mathbf{H} \cdot \text{TR}_n^k - \text{CER_TR}_n^k \leq \mathbf{e}_n \quad n \in \text{Region}$$

$$\sum_{n \in \text{Region}} \text{CER_TR}_n^k = 0$$

ただし、

$$\mathbf{x}^k = \begin{pmatrix} \mathbf{x}_1^k \\ \vdots \\ \mathbf{x}_n^k \\ \vdots \\ \mathbf{x}_{\text{REGION}}^k \end{pmatrix}, \quad \text{CER_TRADE}^k = \begin{pmatrix} \text{CER_TR}_1^k \\ \vdots \\ \text{CER_TR}_n^k \\ \vdots \\ \text{CER_TR}_{\text{REGION}}^k \end{pmatrix}$$

\mathbf{x}_n^k : 各種燃料 Region 間貿易量以外の各変数ベクトル

\mathbf{x}^k : \mathbf{x}_n^k を縦に並べた列ベクトル

c_n^k : 各種燃料 Region 間貿易量変数以外の各コスト係数ベクトル

$CER_TR_n^k$: CER の Region 間貿易量 (輸入:正, 輸出:負)

CER_TRADE^k : $CER_TR_n^k$ を縦に並べたベクトル

Q_n^k : 第 nRegion における CER の貿易価格戦略値 (輸出価格の premium または 輸入関税の上げ幅)

A, B: 世界モデル係数行列

rhs : 右辺定数項ベクトル

G, H : 排出原単位変換ベクトル

e_n : 第 n Region における CO2 京都議定書排出目標値

n : Region 番号(=1,...,REGION) 今回 Region 数は 12 (第 3 章を参照)

k : 繰り返し計算回数(=1,...,CALC)

評価関数 J^k は Region 番号 n の k 回目の計算における CER 価格戦略値 Q_n^k がそれぞれ反映された、全世界のエネルギーシステムコスト関数である。CER 価格戦略が反映されたエネルギーシステムの基でこの J^k を最小にすべく世界のエネルギー需給バランスがとられる。第 2 項 $CER_TR_n^k$ は、各 Region 間の貿易量 (輸入量が正) を表し、この最適化問題中に戦略変数ベクトル Q_n^k を係数として導入することによって、Region 間貿易における輸入関税ないし輸出時の価格 premium を表現している。

■ CO2 限界削減費用、CER 価格および CER 貿易価格戦略値の関係

本モデルで CER 取引(貿易)は、世界で唯一の CER 取引市場で CER が売買されることを想定している。ここである Region が CER の売却側となるか購入側となるかは CO2 限界削減費用によって決定する。その Region の限界削減費用が市場内で相対的に安い場合は売却側 (主に発展途上国)、高い場合は購入側 (主に先進国)となるわけであるが、限界削減費用が高い・低いを絶対的に判断する基準が、最適化計算の結果判明する排出権の shadow price である。

最適化計算後、世界全体における CO2 限界削減費用 v_n^{k*} が算出される。その後 Region ごとのエネルギーシステムコストに関して、強化学習による CER 価格戦略値の付与により、各 Region はそれぞれのシステムコストを下げるインセンティブをもつ。すなわち世界全体で CDM クレジット取引が行われる中で、自 Region の CO2 限界削減費用の高い国々(主に先進国)は v_n^{k*} の値段を下げてより安くクレジットを得ようという戦略をとり、CO2 限界削減費用の低い国 (主に発展途上国) は v_n^{k*} の値段を吊り上げて、より高くクレジットを売ろうとする戦略をとろうとする。

第3項 エネルギーシステムコストの算出

Region 別エネルギーシステムコストの算出

最適化計算が終了した後、その最適解情報を用いて Region 間 CER 貿易収支を勘案した Region 別のエネルギーシステムコストを算出する。このプロセスで特徴的なのは、最適化計算終了後にしか得られない CER の各 Region 別の shadow price を貿易収支算出に利用することである。これらの shadow price は、各 Region の CER 価格戦略 Q_n^k や輸送にかかる固定費（輸送設備コスト）、可変費（輸送コスト）のすべてを反映した CER 貿易価格であり、この情報を用いることで正確な貿易収支の算出が可能となる。

$$R_n^k = {}^T c_n \cdot x_n^{k*} + {}^T TR_n^{k*} \cdot \lambda_n^{k*} + CER_TR_n^{k*} \cdot (v_n^{k*} - Q_n^k)$$

$$v_n^{k*} = v_n^{k*} - Q_n^k$$

ただし、各変数は第 k 回目の計算における Region 番号 n の、

x_n^{k*} : 各種資源貿易量および CER 貿易量以外の変数の最適解ベクトル

TR_n^{k*} : 各種資源貿易量変数最適解ベクトル

λ_n^{k*} : 各種資源の shadow price を並べた列ベクトル

$CER_TR_n^{k*}$: CER 貿易量変数最適値（購入量が正）

v_n^{k*} : CO2 限界削減費用

v^{k*} : CER 価格 (shadow price)

Q_n^k : CER 貿易価格戦略の戦略値

となっている。

ここで v_n^{k*} から Q_n^k を差し引く理由は、最適化計算の後から得られる v_n^{k*} には自 Region を保護する理由で出された CER 価格戦略 が反映された値となっている。この時の v_n^{k*} は、 Q_n^k が 0 の時の より Q_n^k だけ大きい。自 Region を保護するために加算された Q_n^k が余計にエネルギーシステムコストに計上されるのを防ぐため、このような式となった。

第4項 誤差関数および価値関数の更新

誤差関数 $error_n^k$ ならびに価値関数 V_n^k の更新

上で得た R_n^k と価値関数 V_n^k の差を、以下に示す誤差関数 $error_n^k$ と定義し、同様に下に示した価値関数 V_n^k を更新する。

$$error_n^k = R_n^k - V_n^k$$

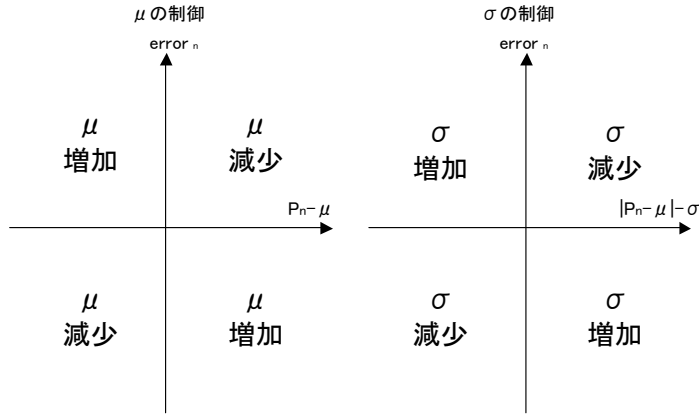
$$V_n^{k+1} = V_n^k + \alpha \times error_n^k$$

ただし、 α : 学習速度

このプロセスは $k-1$ 回目に第 n Region がとった行動（戦略 P_n^{k-1} ）決定のための方策評価である。 V_n^k は第 $k-1$ 回目までの計算結果を踏まえた経験から求められ第 k 回目の計算結果から得られる R_n^k の期待値である。誤差関数 $error_n^k$ は第 k 回目の最適化計算後に得られた R_n^k と第 k 回目の計算前に定められる R_n^k の期待値 V_n^k の差であり、この絶対値が大きいほどエネルギー戦略の学習の余地が残されているといえる。

方策改善と正規乱数による新たな戦略決定（Actor-Critic 手法）

各 Region の CER 価格戦略値 Q_n^k （CER 輸出価格のプレミアム分ないし CER の輸入関税）は正規乱数を発生させることにより決定する。ただし、上で得た $error_n^k$, V_n^k を用いて、上に示した誤差関数 $error_n^k$ 、第 n Region の k 回目の計算時における燃料 f の戦略決定のための正規分布関数平均値 $\mu_{n,f}^k$ 、標準偏差 $\sigma_{n,f}^k$ 、戦略 Q_n^k の相互関係から $k+1$ 回目の計算時に使用する正規分布の μ_n^k , σ_n^k を変更する（方策改善）。以上によって形状が変更された確率分布関数をもとに（正規乱数; 式 3-16）各 Region の新たな戦略変数ベクトル Q_n^{k+1} を決定、 $k+1$ 回目の計算時に世界エネルギー需給モデルに反映させる。



$$\mu_{n,f}^{k+1} = \mu_{n,f}^k (1 \pm \text{difference})$$

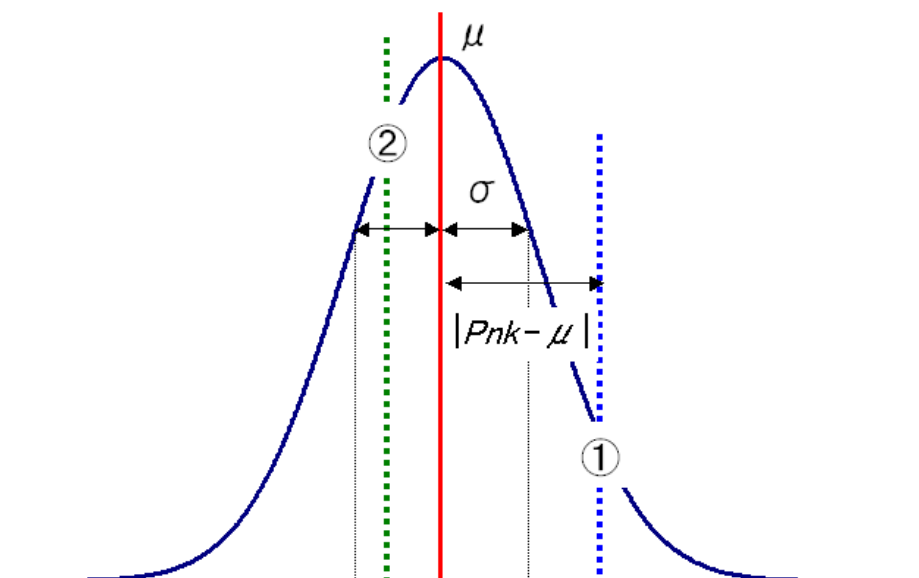
$$\sigma_{n,f}^{k+1} = \sigma_{n,f}^k (1 \pm \text{difference})$$

ただし、*difference*: $\mu_{n,f}^k, \sigma_{n,f}^k$ の更新率（本モデルでは 0.003 ; 0.3%としている）
 上式の複号は上図で“増加”のとき+、“減少”のとき-を採用する。

$$f(P_{n,f}^{k+1}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{n,f}^{k+1}} \exp\left\{-\frac{(P_{n,f}^{k+1} - \mu_{n,f}^{k+1})^2}{2\sigma_{n,f}^{k+1^2}}\right\}$$

上図に示す方策改善の方法の概念は“ k 回目の計算における平均値 $\mu_{n,f}^k$ より高い戦略 $P_{n,f}^k$ をだして R_n^k に改善が見られた場合（誤算関数 $\text{error}_n^k < 0$ となった場合）には平均値 $\mu_{n,f}^k$ を増加、平均値 $\mu_{n,f}^k$ より低い戦略 $P_{n,f}^k$ をだして R_n^k に改善が見られた場合には平均値 $\mu_{n,f}^k$ を減少させる”ということを表している（反対に、 R_n^k が悪化した場合には平均値の移動方向を以上と逆にする）。

一方、標準偏差 $\sigma_{n,f}^k$ については、“戦略 $P_{n,f}^k$ の平均値 $\mu_{n,f}^k$ からの格差が k 回目の計算における正規分布の標準偏差 $\sigma_{n,f}^k$ より大きくなったとき R_n^k に改善が見られた場合には、次回の標準偏差を大きくし、戦略 $P_{n,f}^k$ の平均値 $\mu_{n,f}^k$ からの格差が k 回目の計算における正規分布の標準偏差 $\sigma_{n,f}^k$ より小さくなったとき R_n^k に改善が見られた場合には、次回計算における標準偏差を減少させる”（平均値の更新同様、 R_n^k が悪化した場合には平均値の移動方向を以上と逆にする）ということを表している。これを模式的に表すと下図のようになる。

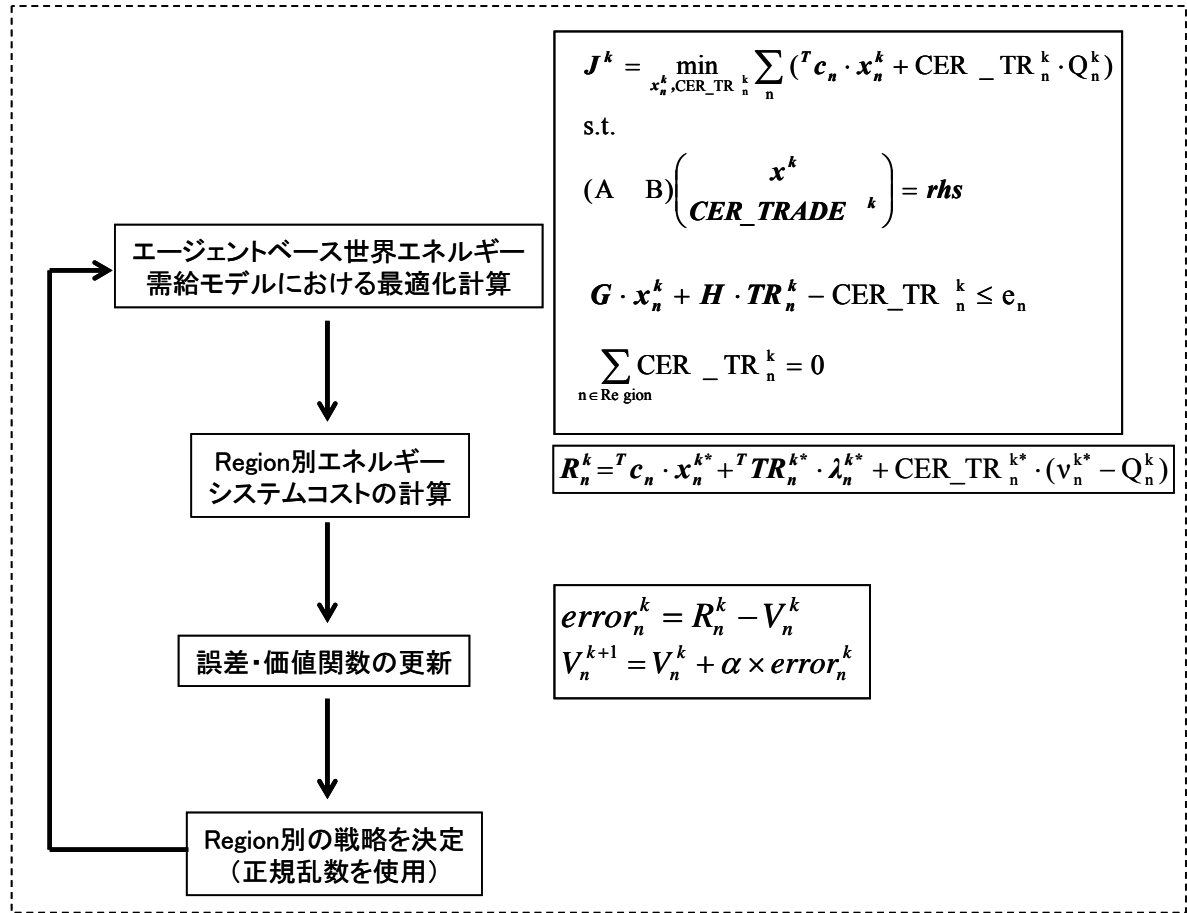


上図において戦略 P_n^k が①に示す値で、 R_n^k に改善が見られた場合には (μ の制御の第 4 象限、 σ の制御の第 4 象限に相当) 次回計算時に平均値を増加させ、標準偏差についても増加させる。一方戦略が②に示す値で R_n^k に改善が見られた場合には (μ の制御の第 3 象限、 σ の制御の第 3 象限に相当) 正規分布の平均値を減少させ、標準偏差も減少させる。

学習が進むにつれ、 σ_n^k は 0 に漸近し、 μ_n^k は第 n Region にとっての最適戦略 P_n^{k*} に漸近する。

第5項 本エネルギーモデルの計算フロー

世界排出権市場クレジット価格のみを戦略対象とした場合



第3節 エージェントベース世界エネルギー需給モデルによる世界各地域のエネルギー価格戦略の評価 (世界排出権市場クレジット価格のみを戦略対象としたケース)

第1項 ケース設定

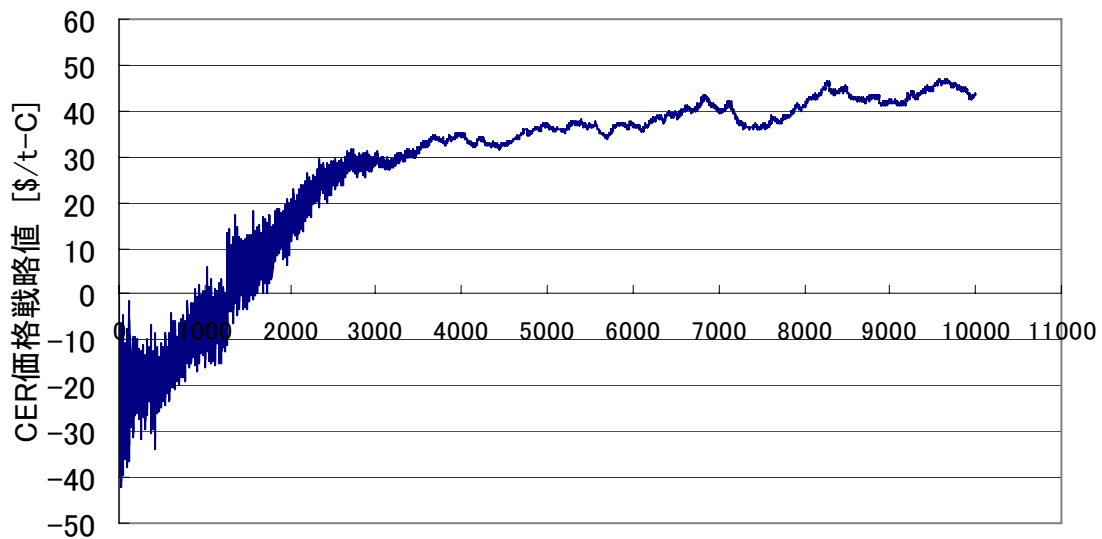
前節で定式化した世界排出権市場クレジット価格のみを戦略対象とする場合のケース設定に関して、第3章のシミュレーション時に用いたときと同様に世界を12地域に分けることとする。またアメリカ・豪州を含む Annex I 諸国に属する Region は京都議定書の排出目標値を、その他の非 Annex1 諸国に属する Region は、ケース1 (レファレンスケース)における排出量を設定した。なお各種パラメータ設定に関して、下の表にて述べる。

学習速度 α	0.02
正規分布の初期平均値 μ_n^0 (\$/t-C)	-20
正規分布の初期分散値 σ_n^0 (\$/t-C)	3
平均値/分散値の更新率 <i>difference</i> (\$/t-C)	0.003
価値関数の初期値 V_n^0	0

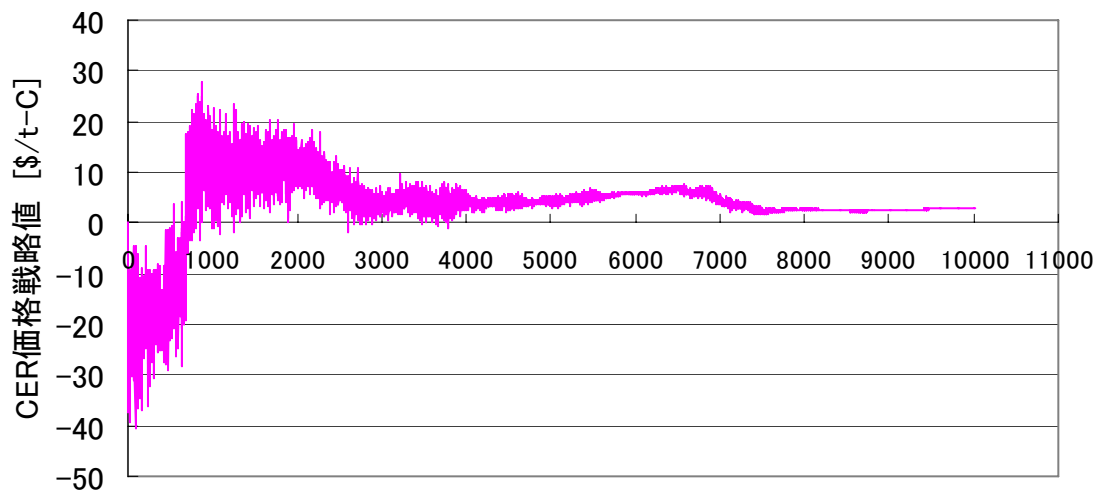
これらの各パラメータは今回、参考ケースも含めてすべて同一とした。

第2項 Region 別の世界排出権市場クレジット価格戦略の挙動

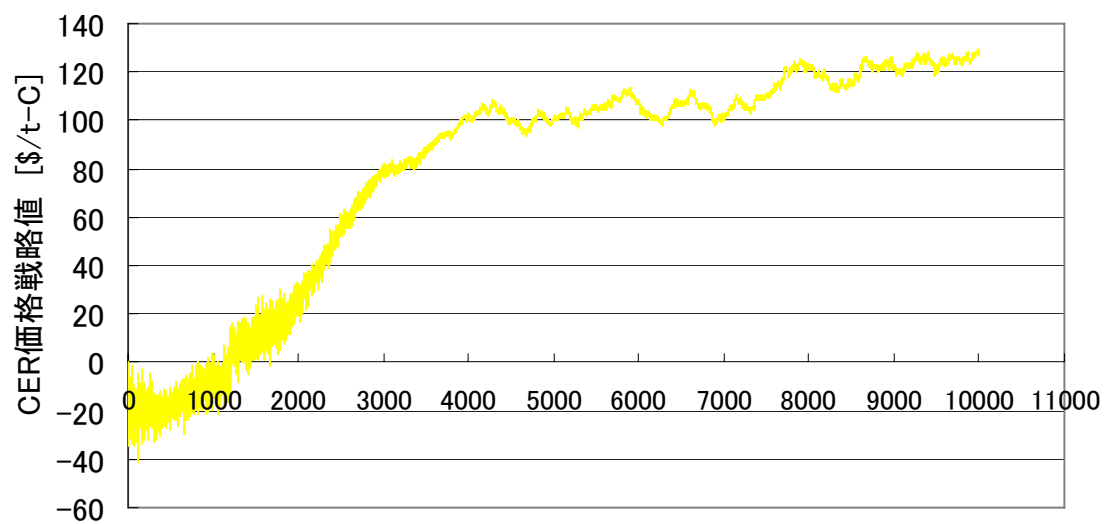
下にアメリカから東欧までの計 12Region の世界排出権市場クレジット価格戦略を示す。



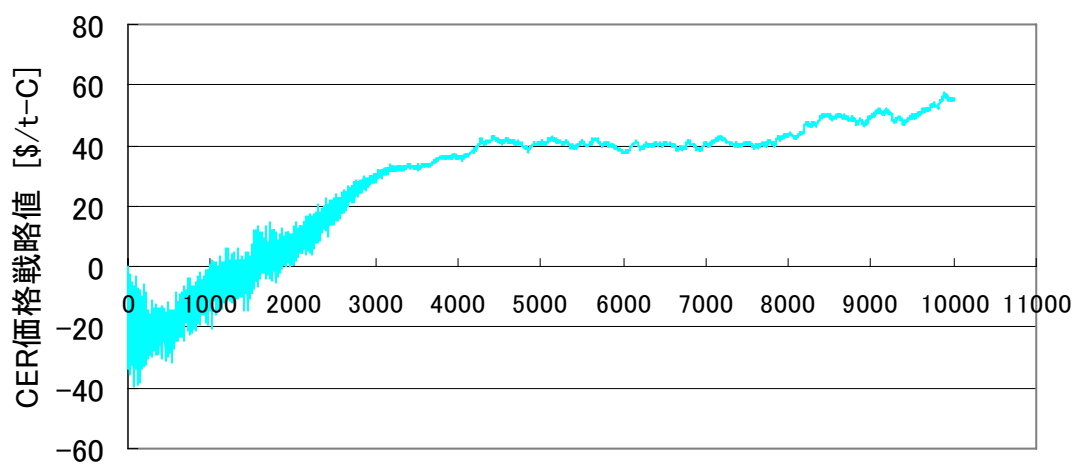
アメリカのCER価格戦略



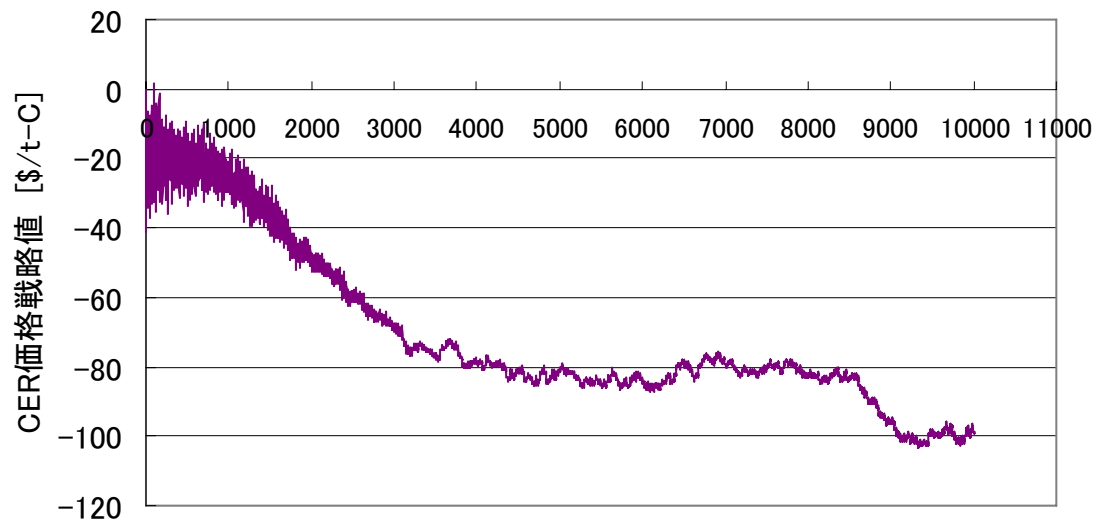
カナダのCER価格戦略



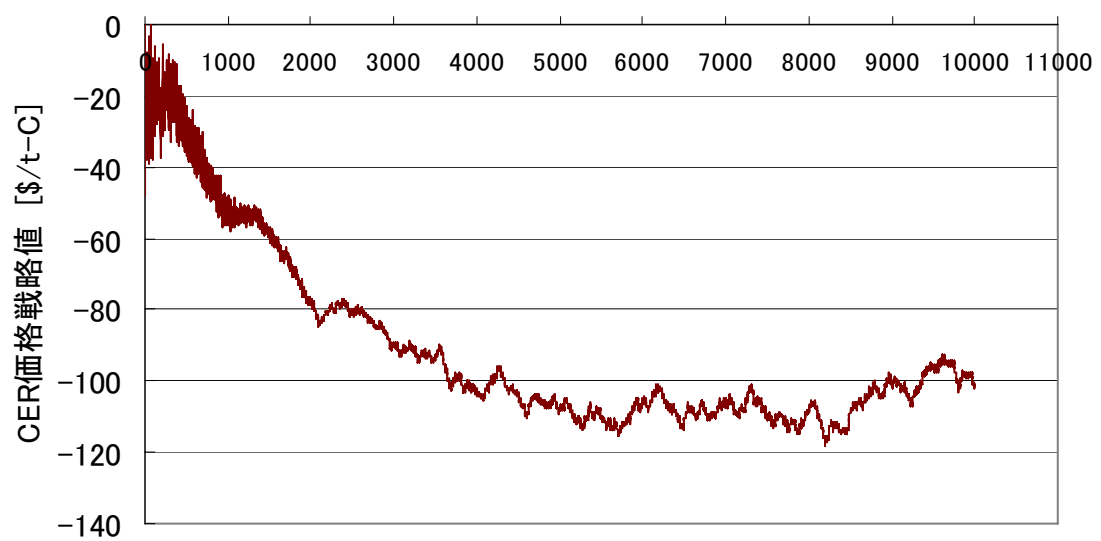
西欧のCER価格戦略



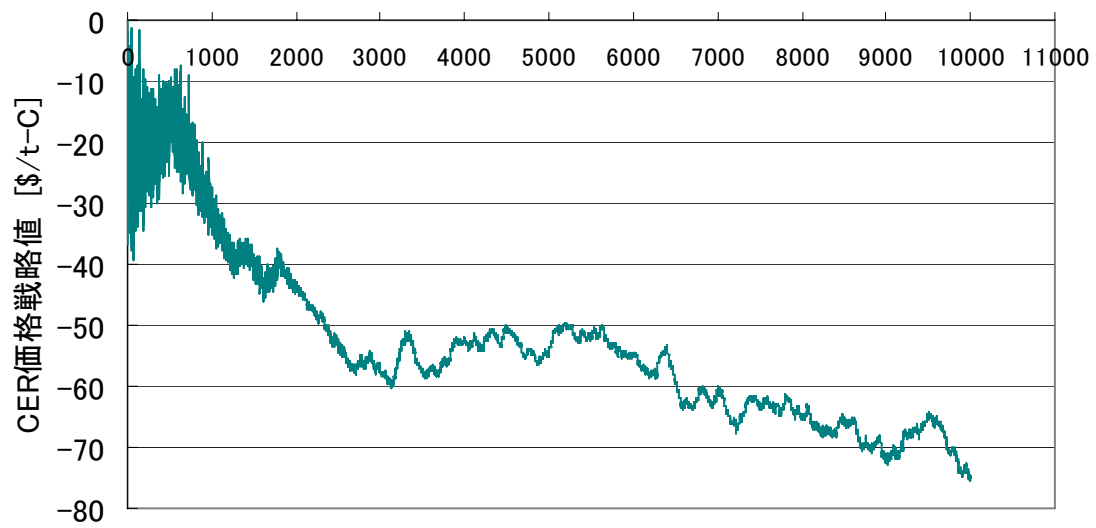
日本CER価格戦略



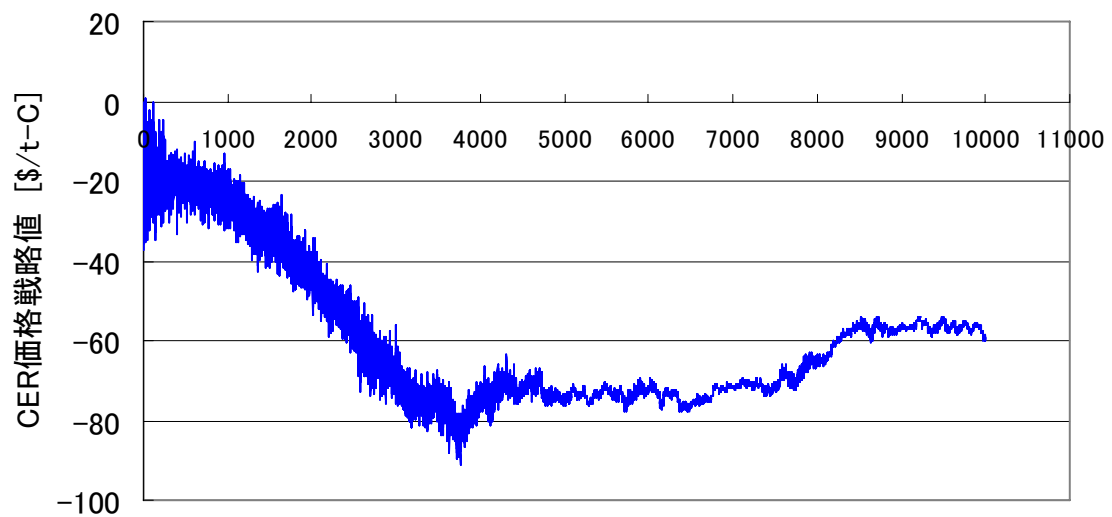
オセアニアのCER価格戦略



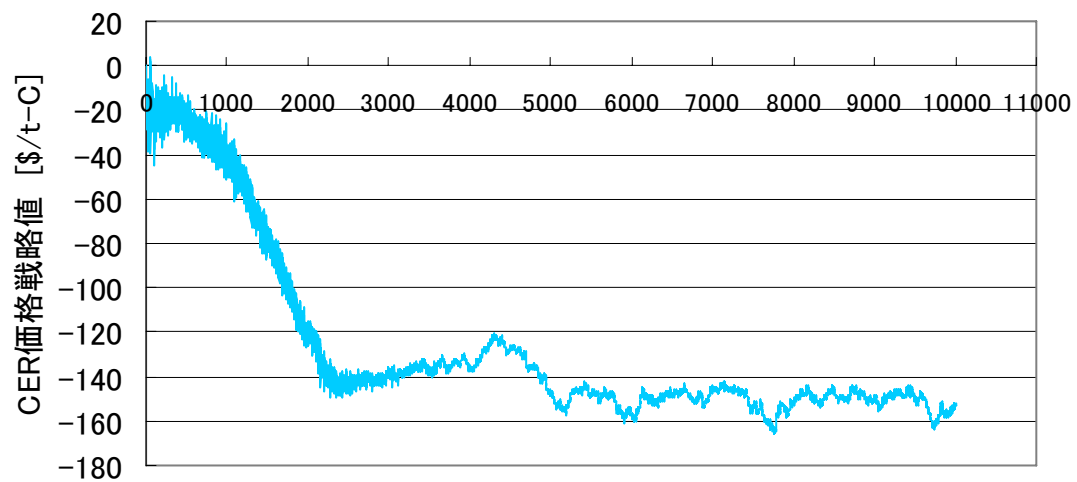
中国のCER価格戦略



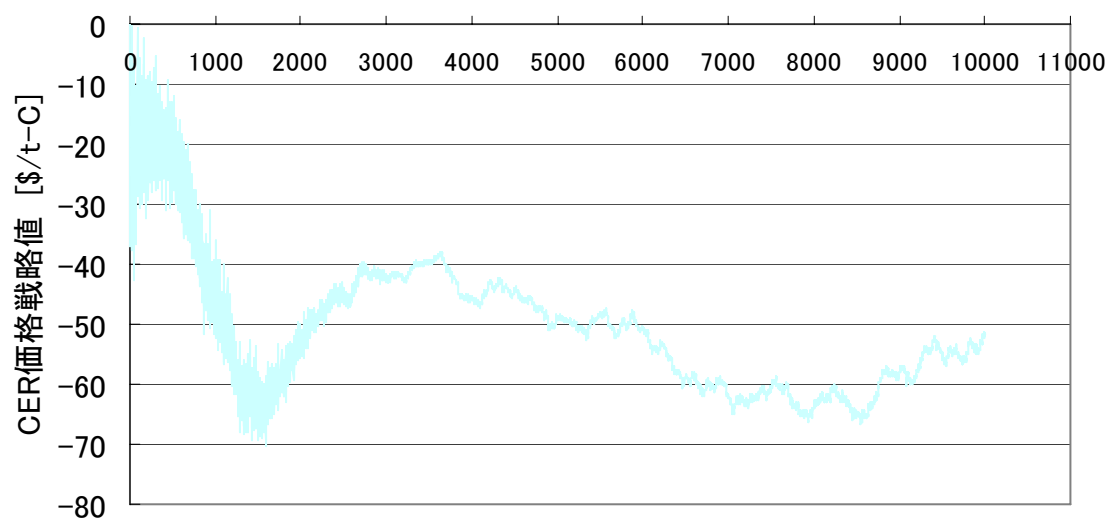
その他アジアのCER価格戦略



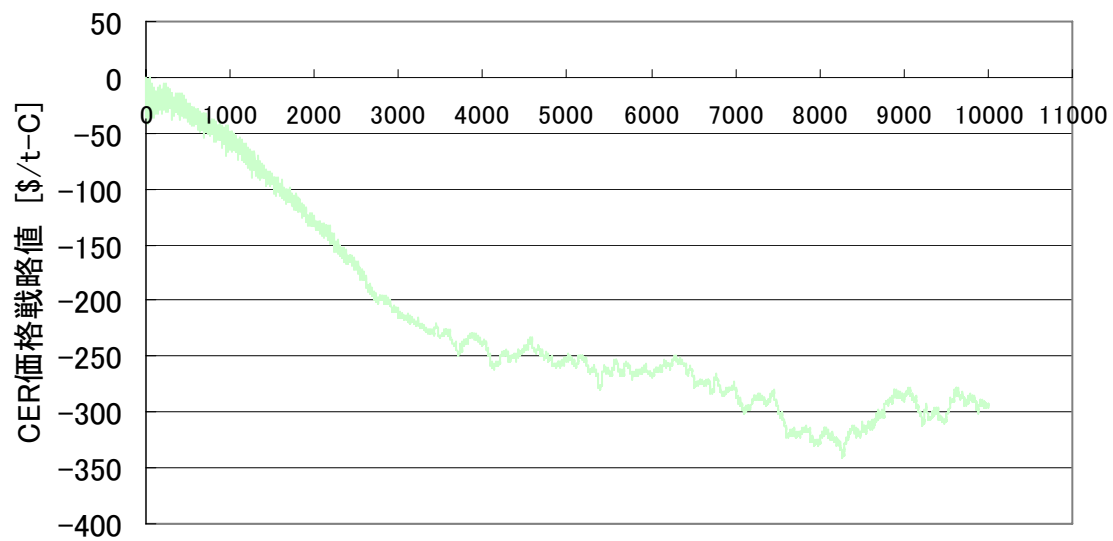
中東・北アフリカのCER価格戦略



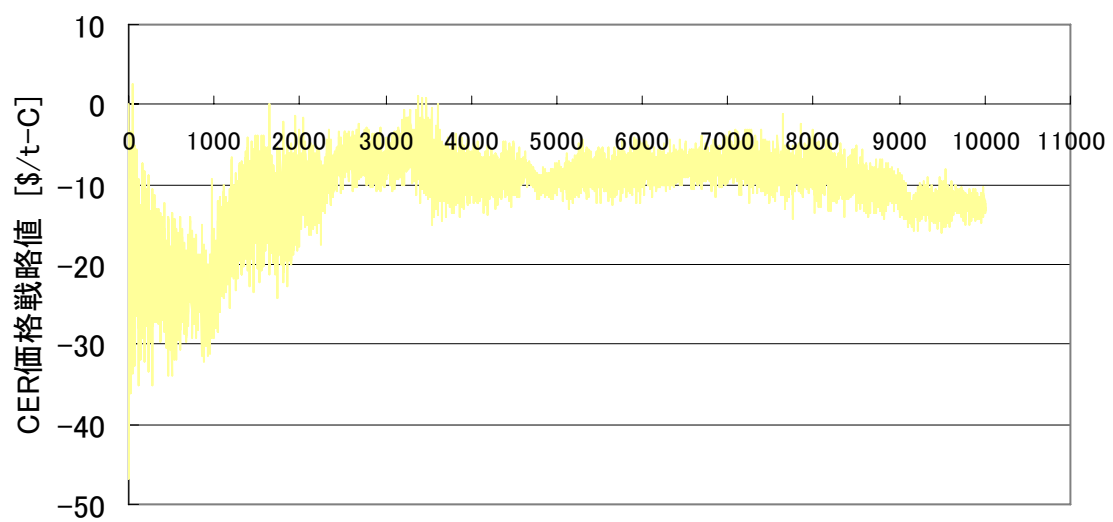
その他アフリカのCER価格戦略



中南米のCER価格戦略



ロシアのCER価格戦略



東欧のCER価格戦略

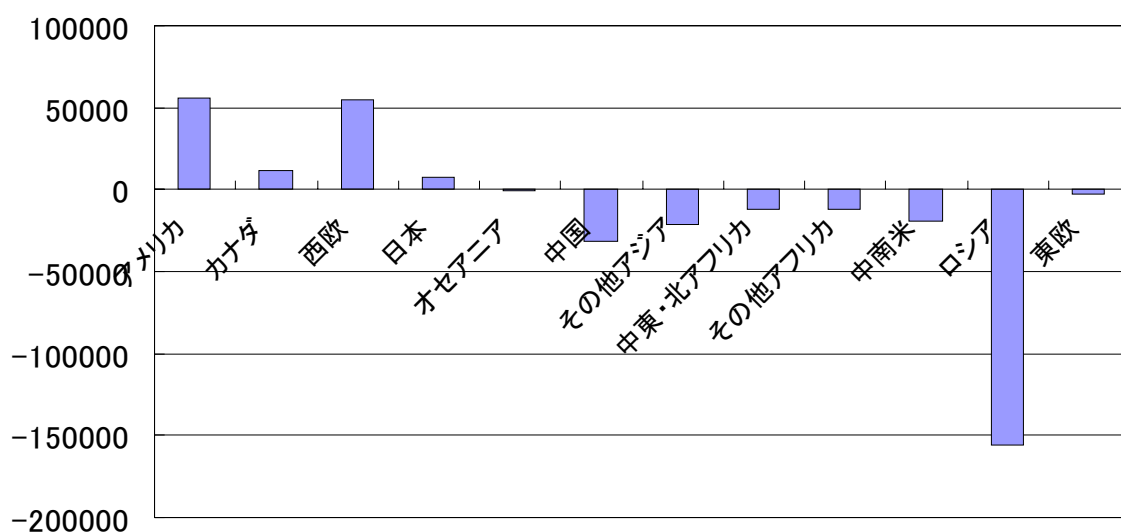
上に示したクレジット価格戦略値の図より、主に先進諸国が所属する Region の戦略値が正の値をとる一方、ロシアおよび発展途上国が所属する Region は総じて負の値をとっている。これは、先進諸国が所属する Region がクレジット価格を吊り下げようとするのに対して、ロシアなどの Region は、クレジット価格を吊りあげようとする戦略をとっていることを示している。

特にロシアの戦略値が $-300\$/t-C$ と他 Region よりも高い premium をとっているのは、このケースにおいてもクレジット取引だけでなく排出権取引の仕組みも同時に組み込まれている（先進諸国間同士の ET も行われている、すなわち世界全体で擬似的に排出取引を行っている）ためホットエアーの影響であるということが言えるだろう。また今回はアメリカが参加していることで、アメリカへのクレジット輸出も期待できることから、より大きな premium 値を取ろうとする動きにつながったものといえる。

ロシア以外でも中国や中南米、アフリカ諸国の Region における premium の高さは、クレジットを他 Region へ売却しようとするインセンティブの高さを示しており、これらの地域で現在 CDM 事業が盛んに行われているということに通じるといえよう。

一方で、先進諸国である西欧、日本、アメリカなどは戦略値として正の値をとっていることから、自 Region に関税をかけクレジット市場の需要を下げることで、クレジット価格を吊り下げ

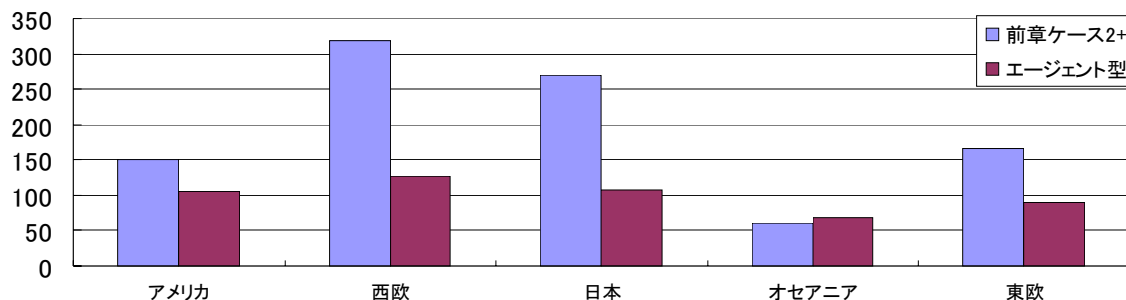
ようとする動きをとろうとしている。これは現状におけるクレジット取得が多い国々(西欧および日本など)の挙動と一致するといえよう。



世界各地域におけるクレジット輸出入額 [10⁶\$]

上図をみてもわかるようにロシアのホットエアーによる収益が他を圧倒しているが、中国や中南米、アフリカにおける CDM 事業のポテンシャルを示すものであると考えられる。

クレジット取引市場を考える際には、CER のみの価格ならず、排出権取引価格など他の炭素市場の価格変動をも考慮することが非常に重要となってくる。さらには現在先進国、途上国ともに京都メカニズムに対する政府の優遇措置(税制および補助金)なども多分にこのクレジット価格に影響を及ぼすことが考えられる。



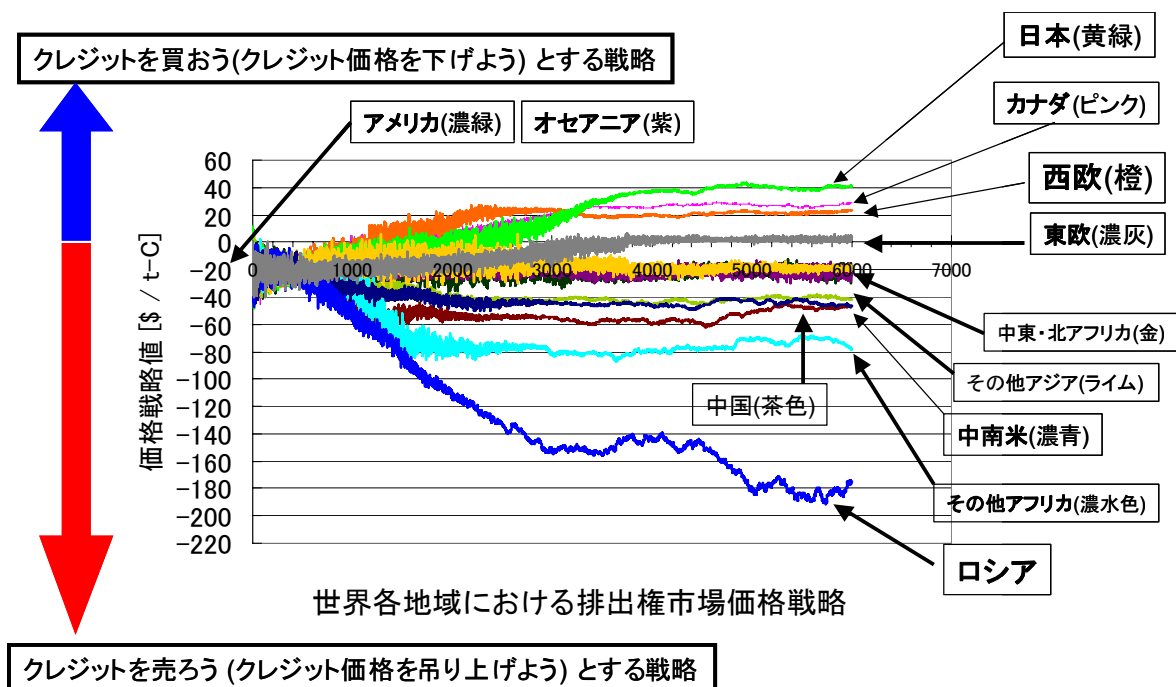
京都議定書国内対策ケース(ケース2+)と世界排出権市場利用ケース
におけるCO2限界削減費用の比較 [\$/t-C]

さらに上図は、京都議定書国内対策ケース(ケース 2+)と世界排出権市場利用ケースにおける CO2 限界削減費用の比較である。

エージェント型の方が、前章ケース 2+と比較して削減費用が抑えられており、利己的なエージェントだとしても京メカなしのケース 2+よりも各地域の限界削減費用の差を縮め、限界削減費用を下げる傾向にある。

■米・豪が京都議定書に批准していないケース

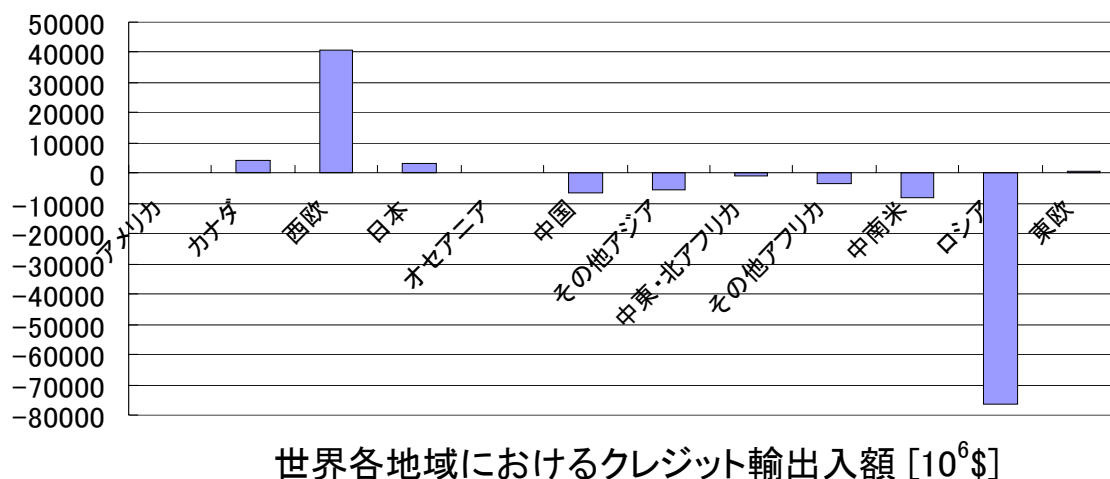
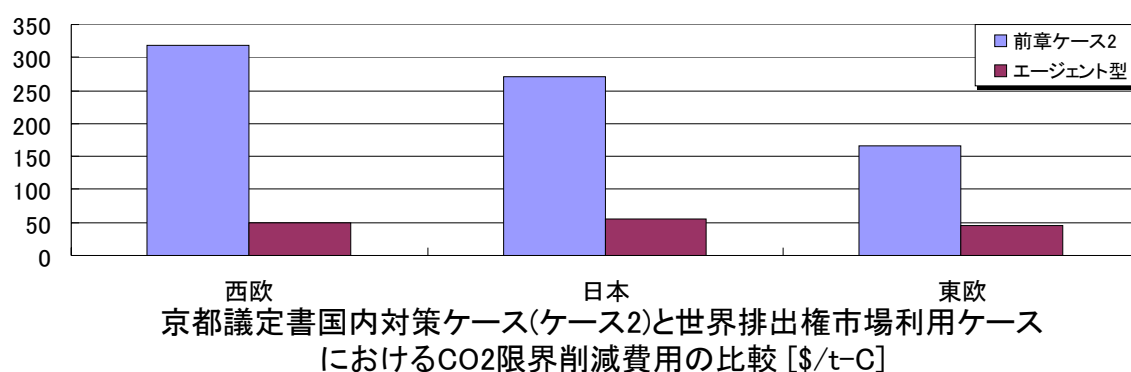
上のクレジット価格戦略の結果と比較するため、米・豪両国が議定書に批准していないケースも同様に示していく。



上図より、米豪が批准しているケースと比較すると、価格戦略値の絶対値はエージェント数の減少により総じて低下している。しかし、全ての **Region** の戦略値がほぼ一定に収束しており、先進諸国が買いの戦略をとる一方で途上国が売りの戦略を展開していることがわかる。

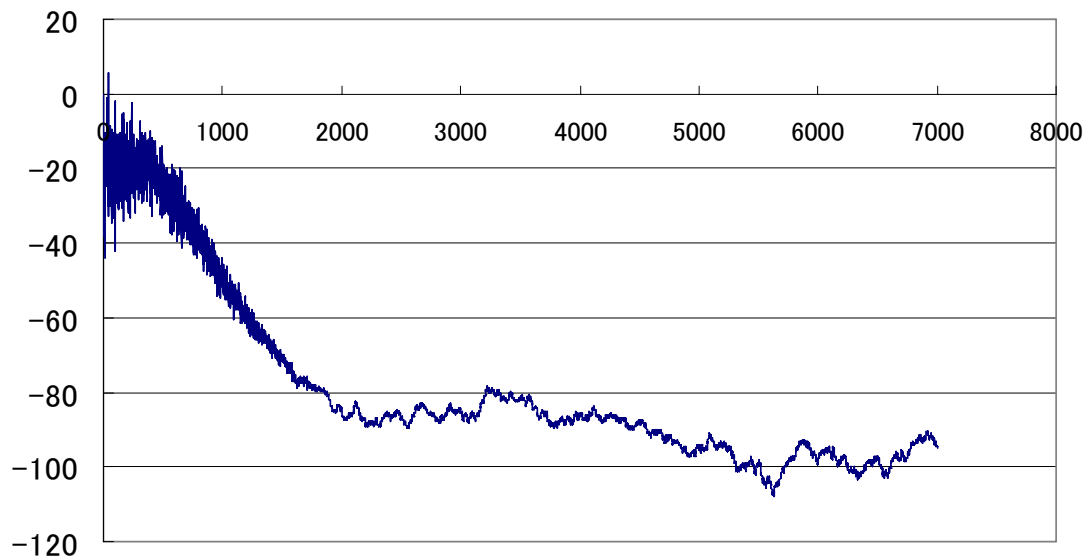
これらのことから、エージェント型モデルに京メカの仕組みをある程度適用できたという知見が得られることになる。

さらにこのケースにおけるクレジット輸出入額および CO2 限界削減費用に関しても、両国批准ケース同様示してみる。



米・豪批准ケースと比較して、今回は市場規模が小さくなるため、CO2 限界削減費用およびクレジット輸出入額の値は小さくなるが、ほぼ同じような結果が得られたと言える。

■クレジット輸出 Region 寡占ケース

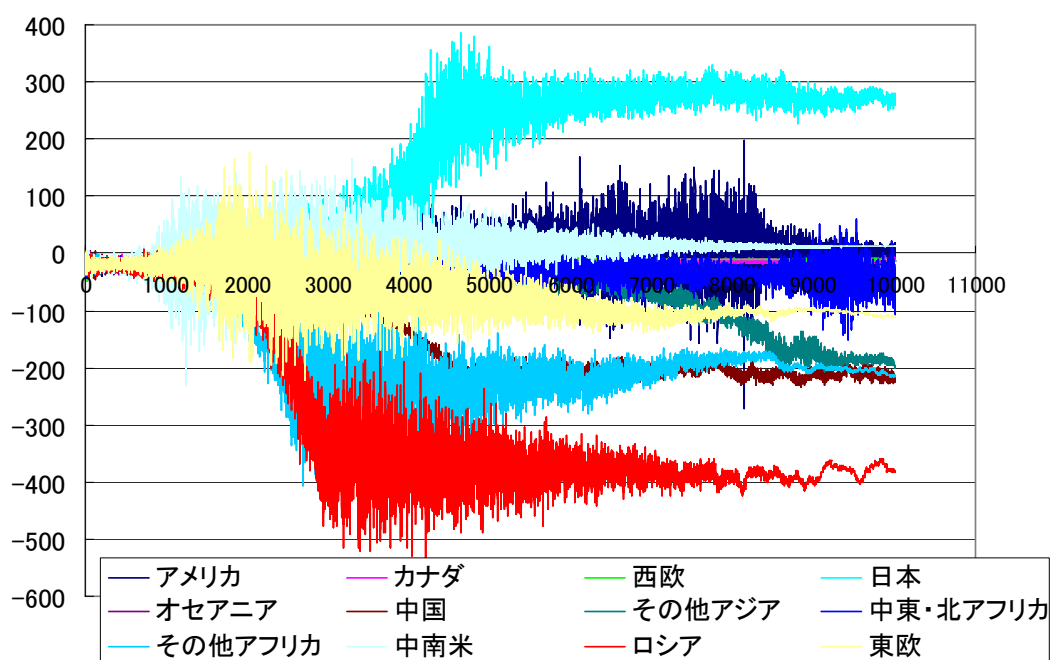


世界排出権市場寡占ケース [\$/t-C]

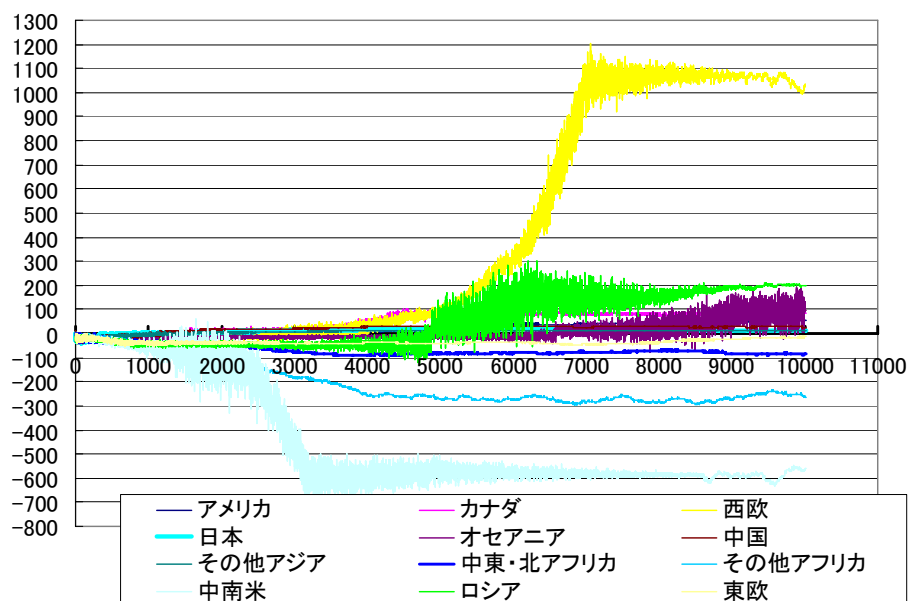
上図に世界排出権市場寡占ケースの戦略値の様子を示す。収束点はおおよそ -90 \$/t-C程度になると考えられる。これはクレジットを輸出する Region(ロシアおよび発展途上国)が他 Region へのクレジット輸出を考えたとき、輸出 Region は自地域のクレジットに関して、自地域のクレジット価格曲線を 90 \$/t-C だけ上乗せした価格で輸出できることを表している。

※参考 クレジット価格に加えて石油価格も同時に戦略対象とする場合

本研究では主にクレジット価格のみを戦略対象としてきたが、同時に石油も戦略対象とする場合について、以下に示してみる。なおこのケースの定式化は篠原剛氏の修士論文における定式化を参照されたい。



石油と競合したときのクレジット価格戦略[\$/t-C]



クレジットと競合したときの石油価格戦略[\$/TOE]

上記の 2 つの戦略対象に関して、石油とクレジットという CO₂ の排出を助長するものとそれを削減するという全く正反対の戦略対象であるため、互いにその価格戦略に影響を及ぼしあっていると予想できる。

たとえばホットエアーの存在するロシアは、クレジット価格は当然吊り上げてクレジットを売却しようとする一方、石油価格を吊り下げて、石油を購入しようとする戦略をとっている。

全体的な傾向として、西欧以外で、石油を購入しよう(石油価格を下げよう)とする戦略をとる Region は少ない。これはクレジットが石油と同時に戦略対象となっているため、石油消費による自 Region の排出枠の圧迫をさけようとする要因があるのではないかと考えられる。

しかし双方の戦略対象がどのような形で互いに影響しあっているのか、パラメータ初期値の設定の変化により挙動が変化する可能性があるのではないかなど検討課題が多く、これらの検討は今後引き続き注意深く行っていく必要があるといえる。

第5章 結論

第1節 本研究の成果

本研究では、京都メカニズムの一つであるクリーン開発メカニズムに関して、近年特に事業が盛んである中国における CDM 事業の現状を調査検討し、“エネルギー戦略の国際競合関係考慮”を目的としたエージェントベース世界エネルギー需給モデルに環境戦略の一つである京都メカニズムの仕組みの実装を行った。以下に本研究において得られた成果ならびに知見を示す。

- (1) 中国における CDM 事業を PDD などを元に調査し、その中に示されている財務関連諸情報から風力発電、水力発電および CER の大まかな supply curve を作成した。
- (2) 小宮山氏の論文を参考に、マクロ的な観点から本モデルにおいて京都メカニズムの効用を評価した。
- (3) エージェントベース世界エネルギー需給モデルに CER 取引の仕組みを実装し、CER 価格を戦略対象としてシミュレーションを行った。

第2節 本研究から得られた知見

- (1) CDM 事業が盛んな中国の中で特に多い風力発電および水力発電事業に関して、発電コストだけを考えると、中国全土の平均的な発電コストよりも割高になってしまう。CER による収益を見込むことで事業の IRR は 2~3%程度増加するが、発電された電力にかかる税金や世界平均を下回る傾向にある CER 価格を考えると、必ずしもキャッシュフローの面で魅力的な事業といえるものは少ないといえる。

一方、数種類の supply curve を作成したことで、今後本モデルに supply curve を実装し、CDM に関してよりミクロな観点からシミュレーションを行えるのではないかという知見を得ることが出来た。

- (2) 世界細分化エネルギー需給モデルにて京都メカニズムのマクロ的な評価を行い、京メカ利用時のコスト削減などの妥当な結果を得ることで、本研究モデルの環境戦略への適用が可能であることを示した。

- (3) エージェントベース世界エネルギー需給モデル に世界排出権市場取引の仕組みを実装し、シミュレーションした結果、クレジットに関して先進諸国の安く買おうとする戦略および途上国の高く売りぬけようとする戦略を表現することが出来た。

また(1)の知見を踏まえて、よりミクロな CDM の仕組みをモデル内に実装できるのではないかという知見も得ることが出来た。

第3節 今後の課題

- (1) CDM のプロジェクトごとの情報は、当事者国の間でしか共有されないものが多く正確なデータに基づく検討が困難であるため、より正確な財務分析を行う方法を考えるとともに、PDD その他公開されている以外の情報を得る手段を開拓する必要がある。

(2)今回実装した CDM クレジット取引の仕組みは、プロジェクト単位のものではなく、比較的マクロな観点からのものになっているため、第 2 章で検討した **supply curve** をモデルに実装するなどして、よりミクロなシミュレーションを行うことが求められる。

(3) モデルの計算時間の短縮化

本モデルの計算時間は現在のところ、1 日で 3000 回強の繰り返し計算が可能である。しかし戦略対象が増えるにつれて計算時間が増幅してしまうため、幅広く計算時間短縮の方法を模索することが必要である。

Appendix

今回本研究で用いた、線形制約式の種類について以下に示す。

枯渇性資源制約

$$\text{ERC}(r, g, i): \sum_t (\text{Term}(t) \times \text{PR}(r, g, i, t)) \leq \text{Exhaust}(r, g, i)$$

r:資源名、g:グレード、i:ノード名、t:時点

Term(t):各期の年数、Exhaust(r,g,i):枯渇性資源資源量、ERC(r,g,i):枯渇性資源量制約式、

PR(r,g,i,t):生産量

枯渇性資源として資源量制約のあるものは以下の 11 種類

石炭、石油、天然ガス、オイルサンド、オイルシェイル、非在来型ガス、EOR 貯留、帯水層貯留、ECBM 貯留、海洋貯留、原子力

再生可能資源制約

$$\text{RRC}(r, g, i, t): \text{PR}(r, g, i, t) \leq \text{Renewable}(r, g, i, t)$$

r:資源名、g:グレード、i:ノード名、t:時点

Renewable(r,g,i,t):再生可能資源量、RRC(r,g,i,t):再生可能資源制約式、PR(r,g,i,t):生産量

再生可能資源として資源量制約のあるものは以下の 19 種類

林産バイオマス、エネルギー作物、丸太収穫時残渣、黒液、紙スクラップ、製材残渣、穀物収穫時残渣、サトウキビ残渣、バガス、家畜糞、人糞、台所ゴミ、固体燃料省エネ、液体燃料省エネ、気体燃料省エネ、電気省エネ、太陽光、風力、水力

バランス式

$$\begin{aligned} \text{BR}(f, i, t): & \sum_r \sum_g (\text{ProdEff}(r, f, i, t) \times \text{PR}(r, g, i, t)) + \sum_u (\text{ConvEff}(u, f, i, t) \times \text{US}(u, i, t)) - \text{DC}(f, i, t) \\ & + \sum_{tr} \sum_j (\text{TransEff}(tr, f, j, i) \times \text{TR}(tr, j, i, t)) - \sum_{tr} \sum_j \text{TR}(tr, i, j, t) + \text{ST}(f, i, t-1) - \text{ST}(f, i, t) \geq 0 \end{aligned}$$

r:資源名、g:グレード、i:ノード名、t:時点、u:変換方法、tr:輸送方法、st:貯蔵名

ProdEff(r,f,i,t):生産効率、ConvEff(u,f,i,t):変換効率、TransEff(tr,f,i,j):輸送効率

BR(f,i,t):バランス式、PR(r,g,i,t):生産量、US(u,i,t):変換投入量、DC(f,i,t):需要消費量、

TR(tr,i,j,t):輸送量、ST(st,i,t):貯蔵量

ただし、時間帯別のバランスを取る際には他のノードとの間で時間帯が一致しないためその際の輸送量は中間ノードの時間帯(両端のノードの中間時間帯を仮にとる)としての輸送量を用いて以下のように表されている。

$$\sum_c (\text{Overlap}(d, c) \times \text{TR}(tr, i, j, t, c))$$

c:中間ノードの時間帯 d:バランスを取るノードでの時間帯

Overlap(d,c)中間ノードの時間帯と、各ノードでの時間帯の重なっている割合

バランスを取る物質名は以下の 41 種類

石炭燃料、原油、メタン、液化天然ガス、水素、液体水素、一酸化炭素、電気、メタノール、回収二酸化炭素、液体二酸化炭素、DME、灯油、バイオマス固体燃料、バイオマス合成油、エタノール、排出二酸化炭素、発電時排出二酸化炭素、化学プラント排出二酸化炭素、アップグレード時排出二酸化炭素、原子力、木質バイオマス、燃焼用バイオマス、穀物収穫時残渣、サトウキビ残渣、バガス、生ゴミ、糞、直流電流、電力貯蔵、廃ガス田貯蔵、排ガス田、固体省エネバランス、液体省エネバランス、気体省エネバランス、電気省エネバランス、ガス田貯留量、帯水層貯留量、EOR 貯留量、海洋貯留量、ECBM 貯留量

最終需要制約

$$FD(fd, i, t): \sum_f (DemEffi(fd, f, i, t) \times DC(f, i, t)) \geq FinalDemand(fd, i, t)$$

f:燃料名、i,j:ノード名、t:時点、fd:最終需要名

DemandEffi(fd,,f,i,t):需要効率、FinalDemand(fd,i,t):最終需要、FD(fd,i,t):最終需要制約式、DC(f,i,t):需要消費量

最終需要制約を取るものは以下の 4 種類

固体燃料需要、液体燃料需要、気体燃料需要、電力需要

生産、変換設備制約

$$FC(ef, i, t): \sum_r \sum_g (PUtiFactor(r, ef, g, i, t) \times PR(r, g, i, t)) + \sum_u (CUtiFactor(u, ef, i, t) \times US(u, i, t)) \\ \leq \sum_e \sum_{t2} (Rem(e, ef, i, t, t2) \times EC(e, i, t2))$$

ef:変換設備制約式名、r:資源名、g:グレード、i:ノード名、t,t2:時点、u:変換方法、e:変換設備名、PUtiFacotr(r,ef,g,i,t):生産設備利用率、CUtiFactor(u,ef,i,t):変換設備利用率、Rem(e,ef,i,t,t2):変換設備残存率、FC(ef,i,t):変換設備制約式、PR(r,g,i,t):生産量、US(u,i,t):変換投入量、EC(e,i,t2):変換設備建設量

輸送設備制約(陸)

$$TFC(tfc, i, j, t): TUtFactor(tr, tfc, i, j, t) \times TR(tr, i, j, t) + TUtFactor(tr, tfc, j, i, t) \times TR(tr, j, i, t) \\ \leq \sum_{te} \sum_{t2} (TRem(te, tfc, i, j, t, t2) \times TC(te, i, j, t2))$$

tfc:輸送設備制約名、i,j:ノード名、t,t2:時点名、tr:輸送方法名、te:輸送設備名

TUtFactor(tr,tfc,i,j,t):輸送設備利用率、TRem(te,tfc,i,j,t,t2):輸送設備残存率、TFC(tfc,i,j,t):輸送設備制約式、TR(tr,i,j,t):輸送量、TC(te,i,j,t2):輸送設備建設量

輸送設備制約(海)

$$\begin{aligned} \text{TFC}(tfc, \#, \#, t) &: \sum_i \sum_j (\text{TUtiFactor}(tr, tfc, i, j, t) \times \text{TR}(tr, i, j, t)) \\ &\leq \sum_{te} \sum_{t2} (\text{TRem}(te, tfc, \#, \#, t, t2) \times \text{TC}(te, \#, \#, t2)) \end{aligned}$$

tfc: 輸送設備制約名、i,j: ノード名、t,t2: 時点名、tr: 輸送方法名、te: 輸送設備名
 TUtiFactor(tr,tfc,i,j,t): 輸送設備利用率、TRem(te,tfc,i,j,t,t2): 輸送設備残存率
 TFC(tfc,i,j,t): 輸送設備制約式、TR(tr,i,j,t): 輸送量、TC(te,i,j,t2): 輸送設備建設量

海上輸送設備は船であると考え世界全体で制約するものとしている。

ノード型上限制約

$$\text{NDC}(ndc, i, t) : \sum_i (\text{Coeffi}(\text{var}, ndc, i, t) \times \text{Var}(\text{var}, i, t)) \leq \text{RHS}(ndc, i, t)$$

ndc: ノード型上限制約、i: ノード名（ただし、ndc が輸送名の場合ノード名は i,j の 2 つ）、
 var: 資源名, 変換名, 輸送名, 変換設備, 負荷追従率, または貯蔵名、t: 時点名、NDC(ndc,i,t): ノード型上限制約名、Coeffi(var,ndc,i,t): 係数、Var(var,i,t): var に関連する変数名、RHS(ndc,i,t): 右辺定数項

謝辞

最後に、研究室生活ならびに本研究の実施にあたり御指導・御鞭撻を賜りました皆様に對しましてこの場を借りて御礼を申し上げたいと思います。

山地憲治教授にはご多忙の中、本研究の指針ならびに研究生のあり方など数多くの貴重なご指導を賜りました。本研究をこのような形をもって修士論文とすることができたのは快適な研究環境を提供してくださった他、研究室ミーティングにおいて数々の助言を賜りましたお陰であります、心より御礼申し上げます。

さらに山地憲治教授の奥様にも私の私生活の諸問題に対して、快く対応してくださったことに感謝いたします。

山本博巳客員准教授および藤井康正准教授には修士論文のテーマ設定から、研究の進め方にいたるまで肌理細かくご指導を賜りました。さらに私生活における相談など、研究以外の問題まで快く相談に乗っていただき、心より御礼申し上げます。

林武人助手、竹下貴之助教には、研究室内の計算機環境の整備、世界エネルギーモデルのデータ設定に関すること、時には研究の合間の会話で研究に関するヒントをご教授いただきました。心より御礼申し上げます。

研究室のメンバーである、修士 2 年の大和久崇君、矢田尚君、奈良雅文君、高木さんには研究の面およびネットワークの仕事その他様々なことでお世話になり厚く御礼申し上げます。

私の修士課程在学中の諸先輩方、修士 1 年の橋本君、卒論生の鯉江君、帯刀君には研究面さらに生活面で数々の貴重な助言をいただき、非常に有益な研究室生活を送ることができましたことを深く御礼申し上げます。

秘書の松方恵美さん、岩本瑠理子さんには学会参加への申し込み事務をはじめ研究室生活全般に気を配っていただきました。深く御礼申し上げます。

最後に、私の学生生活を支えてくださった両親・友人に深く御礼を申し上げ謝辞と致します。

2008 年 2 月 18 日
両澤 光一

参考文献

- [1] 矢島正之, “エネルギーセキュリティー 理論・実践・政策”, 東洋経済新報社(2002)
- [2] 庭山亮一”CO2 削減技術の評価を目的とした大規模エネルギーモデル構築手法に関する研究”東京大学大学院修士論文(2004)
- [3] 篠原剛, “エージェント戦略の国際競合関係考慮のためのエージェントベース世界エネルギーモデルの構築” 東京大学大学院修士論文(2005)
- [4] 小宮山涼一,”京都メカニズムのマクロ的定量分析”,エネルギー経済第 33 卷(2007)

※この他にも特に[2]、[3]の参考文献の欄に載せられていた書物等については適宜参考とした。

学会発表実績

[1] 両澤光一，林武人，藤井康正，山地憲治，“世界エネルギー戦略モデルによる CDM の評価”，第 25 回エネルギー・資源学会研究発表会，2006 年 6 月

[2] 両澤光一，山本博巳，山地憲治，“世界細分化エネルギー需給モデルを用いた京都メカニズムの定量的評価”，第 24 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス研究発表会，2008 年 1 月

発表文献

[1] 両澤光一，林武人，藤井康正，山地憲治，“世界エネルギー戦略モデルによる CDM の評価”，第 25 回エネルギー・資源学会研究発表会（2006）

[2] 両澤光一，山本博巳，山地憲治，“世界細分化エネルギー需給モデルを用いた京都メカニズムの定量的評価”，第 24 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス研究発表会（2008）