

酸性雨プログラムの排出権取引市場動向分析

金 星 姫

I はじめに

近年費用効率的環境政策として注目されている排出権取引制度は長い環境政策の歴史の中では、その実施事例は少ない。アメリカの酸性雨プログラムは、本格的排出権取引制度として初めて導入された制度であり、現実社会においても排出権取引制度がうまく機能するかどうかにについて多くを示唆する。排出権取引制度においては、自由な取引が潜在的費用節約の実現には不可欠であり、従って、効率的排出権取引市場の存在は制度成功の前提条件であると言える。取引に参加する需要家と供給者は充分にいるか、取引はスムーズに行われるのか、透明な市場価格は形成されるかなどが問われる。

アメリカでは、制度導入の前から効率的排出権取引市場の形成は困難ではないかといった懸念も存在しており、そもそも、規制対象である化石燃料発電所には排出権取引への参加インセンティブが少なくと言われていた (Bohi and Burtraw [1991], [1992])。

当時のアメリカでは、発電事業は発電、送電、配電を一社が行い、事業に対して地域独占が認められる代わりに、料金規制がかけられる垂直統合の公益事業の体制となっていた。公益事業の料金決定規則の仕組み上、汚染防止装置の設置費用などの削減費用は簡単に電気料金に上乗せされ、消費者に転嫁されやすく、ここで、料金算定審査で比較的認められやすい設備投資を伴う削減方法を選択するインセンティブが生じる。これでは、せっかく排出権取引制度導入で費用効率的遵守方法の選択を促しても、電気料金規制下ではうまく機能しないといった懸念が

ある。

1995年排出権取引制度が導入され、取引が開始されたが、実際の取引量は少なく、排出権の価格も限界削減費用よりもかなり安いことが明らかになり、この原因に関して多くの分析が行われた。そして、① 制度の未熟、② 初期の排出権価格予想の誤り、③ 排出権の不確実性などが初期排出権取引市場の不振の要因として挙げられた。通常、設備投資には2～3年のラグがあるので、95年の規制を遵守するためには前もって規制遵守方法を決定して置かなければならない。しかし、当時の排出権の価格は300～400ドルと高く予想されていたため、脱硫装置や燃料転換などで削減が行われ、結果、排出権が過剰供給されるようになり、排出権の価格低下や取引不振に至ったというのが定説となっている (Ellerman et al. [2000])。

これら共通認識の根底には以上の原因は制度が成熟すれば解決されるといった考えがあり、その背景には、アメリカでは80年代後半から電力自由化が進んでいたことがある。電力自由化による競争激化が電力事業者の費用節約インセンティブを強くし、排出権取引へのインセンティブも強くなると考えられていた。このようにして、取引市場をめぐる議論は一段落したが、結局、電力自由化といった産業構造の変化が実際に排出権取引市場にどのような影響を及ぼしたのかについてははっきりされていない。本稿は、以上の議論を踏まえ、排出権の全取引実態が記録されているATS (Allowance Tracking System) のデータを分析し、排出権取引市場の発達経路を明らかにする。第Ⅱ節は排出権取引による潜在的利益とそこから予想される行動

第1表 州別遵守費用予測及び企業間取引による潜在的費用節約 (2002年度)

単位：百万ドル(1992年ドル)

州	取引なし	企業内取引	企業間取引	潜在的費用節約
PA	429	270	135	135
IN	454	318	235	83
NY	88	32	-46	78
FL	187	135	75	60
DE/NJ/MD/DC	191	114	56	58
IL	254	182	132	50
WI	61	2	-48	50
AL	196	127	78	49
NC	209	107	62	45
LA/MS	57	59	14	45
TX	71	4	-38	42
KY	187	140	101	39
OH	648	399	360	39
SD/ND	26	24	-11	35
CA/NV	1	1	-32	33
AR	28	28	-4	32
AZ/NM	13	1	-289	29
UT/WY	19	0	-29	29
CT/MA	28	22	-6	28
MI	37	0	-24	24
MO	151	64	41	23
OK	47	18	-4	22
SC	95	46	24	22
MN	13	0	-19	19
TN	214	192	175	17
VA	114	39	22	17
KS	0	0	-133	13
IA	56	25	15	10
GA	155	31	21	10
NE	12	0	-7	7
CO	41	0	-5	5
WV	361	204	201	3
ME/NH/RI	35	6	5	1
OR/WA/MT	17	2	2	0
	4,495	2,592	1,440	1,152

注：マイナスは排出権売却による収入が遵守費用を上回ることを想定。

資料：GAO [1994] pp.74-75.

について考察し、第Ⅲ節では取引開始の1994年から、電力自由化が進んでいた2001年までの取引行動パターンを、第Ⅳ節では取引市場の実態を分析し、電力自由化と産業構造の変化による取引行動への影響について検討する。

Ⅱ 取引による潜在的利益

排出権取引による経済的利益は、各排出源の排出権の初期配分、排出削減費用、削減方法の技術的利用可能性、削減時期、市場競争激化の

リスク、各種法規制など様々な要因によって左右される。アメリカのGAO (U. S. General Accounting Office) は、各発電所のデータを用いて削減費用及び潜在的利益に関する分析を行っている (GAO [1994])。同研究は、(1) 排出権取引がない場合、(2) 同一企業内の取引のみを認める場合、(3) 効率的企業間取引が行われる場合、の3つのシナリオについて削減費用を推定した。

GAO [1994] の分析を元に、第1表に潜在的費用節約が大きい州を順に並べた。潜在的費用節約とは企業内取引のみの遵守費用と企業間取引が認められる場合の遵守費用とを比較したものである。企業内取引のみでも約4割の遵守費用が節約されるが、さらに企業間取引が行われれば、最大7割の費用節約が見込まれる。同研究の興味深い点は排出源ごとに削減方法を指定していた従来の指令・統制型環境規制から削減方法を指定せず、排出量総量を規制する規制タイプに改革するだけでも大きな費用節約が実現可能であることを示唆している点である。

ただし、GAO [1994] の推定遵守費用からの取引行動の予想には注意が必要である。第1に、遵守費用が高い方が必ずしも排出権の潜在的買手にはならない。脱硫装置はもっとも高い遵守方法ではあるが、高硫黄石炭を燃料とする大規模発電所では規模の経済が働く。アメリカの中西部地域 (第1表のOhio (OH), Indiana (IN) など) では脱硫装置を設置することで大量削減を行い、排出権を売却し、遵守費用を節約できるので排出権取引市場においては潜在的売り手となる。他方、南西部地域 (Pennsylvania (PA), West Virginia (WV)) は脱硫装置による削減費用は比較的高い上に、電力需要の急成長が予想されているので、排出権の潜在的買手となる。1995年から1997年までの取引実態を分析したSolomon [1998] によると、主な買手は南東部の州であり、主な売り手は中西部州と太平洋側の低削減費用の州である。この結果は、南東部地域が主な買手となり、中西部地域が主な売り手となるといったGAO [1994]

第2表 排出権取引市場における売り手と買い手

主な買い手 (200,000~)	NC, SC, IL, WV, PA
買い手 (50,000~199,999)	MI, VA, FL
売り手 (50,000~199,999)	WY, GA, WI, NM, UT, TN, KY, IN, TX, CO
主な売り手 (200,000~)	AZ, CA, OH, NY, ME

注：() 内は取引量、各州の排出権の取引量によって4つのグループに分類

資料：Solomon [1998] から作成。

の予測とも一致する。

第2に、1994年から1997年の間多くの州が売り手であった点である。主な売り手と買い手を第2表にまとめており、第2表のILの部分には推定遵守費用から予測されたのと違った取引行動を取った州を示す。中西部の多くの州は実際に削減を行っていたのに対して、イリノイ州は唯一排出権購入を遵守方法として選択している。排出権購入を選択したのは、Illinois Power社 (IL) と Central Illinois Public Service (IL) であり、Illinois Power社は外部からの排出権獲得総量の約61%を占める。Solomon [1998] の研究においてイリノイ州は「主な売り手」として分類された。

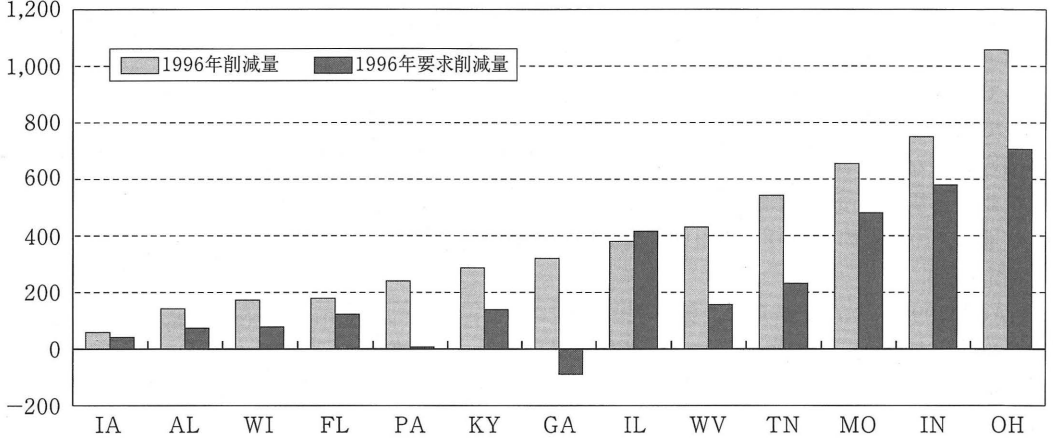
III 規制遵守行動と排出権取引

第1図に1996年の州別削減行動を表わした。ここで削減量は予想排出量からの削減であり、予想排出量から実際の排出量を引いて得られる。要求削減量とは規制を遵守するために削減しなければならない削減量のことで、予想排出量から排出権の割当量を引いて得られる。

最も多くの削減が見られたのは、中西部地域のOhio州とIndiana州であった。潜在的買手であったWest Virginia州は削減を行うと同時に、排出権をも購入している。南西部地域でも、削減行動と排出権購入を同時に行い、バンキングを増やす傾向が見られたが、これは規制がさらに厳しくなる第2期 (2000年以降) に対応し

(SO₂千トン)

第1図 州別削減量及び要求削減量 (1996年)



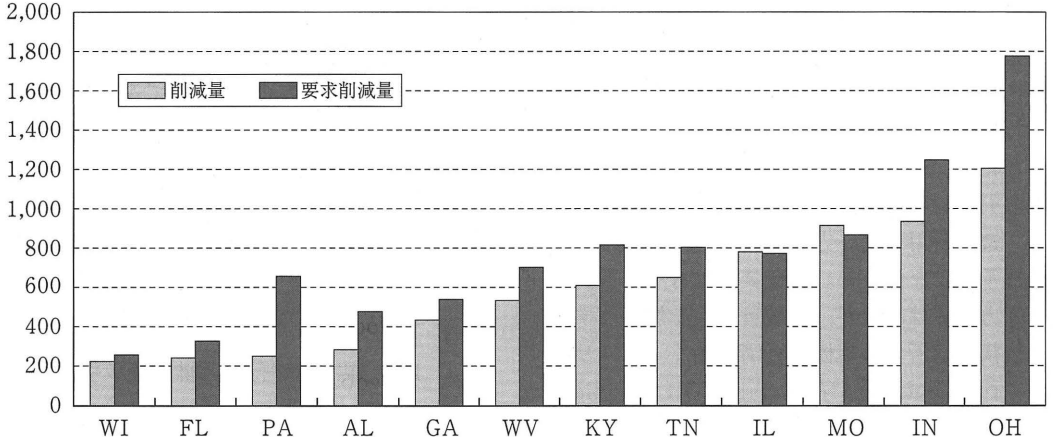
注：予想排出量=1990年排出原単位 (トン/mmBtu)×熱投入量 (mmBtu)

削減量=予想排出量-排出量, 要求削減量=予想排出量-排出権割当量

資料：金 [2005]

(SO₂千トン)

第2図 州別削減量及び要求削減量 (2000年)



資料：金 [2005]

た行動と考えられる。排出権購入を選択した Illinois 州の行動は例外的であり、この背景には、Illinois Power 社による脱硫措置設置計画が州公益事業委員会の料金審査において拒否されたことから、脱硫措置設置が延期され、遵守方法として排出権の購入が取られたことがある。これが Solomon [1998] において Illinois 州が買手となった理由である (金 [2005])。

中西部地域における大量削減の背景には (1) 低硫黄石炭の利用が容易になった点 (2) 脱硫

装置に規模の経済学が働いている点がある。実際、酸性雨プログラム対応のために設置された脱硫措置 30 の内 23 が中西部地域に位置していた (金 [2005])。

第2図に規制が厳しくなる第2期 (2000年以降) が始まった2000年の削減量と要求削減量の関係を表わした。Ohio 州, Indiana 州の削減量が多いが、要求削減量には達していない。第1期は環境規制遵守のために必要な削減以上に削減を行う「過剰削減」が多く見られたが (第

1 図), 第 2 期では規制水準より多く排出する「過剰排出」が見られた(第 2 図)。第 1 期では潜在的買手が削減を行い, 余った排出権をバンキングにまわしていたが, 第 2 期ではこれらのバンキング分が過剰排出の相殺に使用されている。

IV 取引市場分析

・データについて

排出権取引に関する情報は排出権の発行, 保有, 移動に関する情報が記録される ATS (The Allowance Tracking System) から得られる。排出権口座 (Account) には規制単位である発電ユニットのユニット口座 (Unit Account) と誰もが持つことができる一般口座 (General Account) がある。EPA (Environmental Protection Agency, アメリカ合衆国環境保護庁) からの割当排出権は各ユニット口座に毎年配分され, その年の排出量に応じてユニット口座から引き落とされる。排出権の売買は EPA の競売 (Auction) と民間市場の両方で行われているが, EPA は ATS に記録される取引を売り手と買い手当事者間の直接的な取引を指す私的移転 (Private Transfers) と EPA の競売により EPA の口座からの移転である市場移転 (Market Transfers) とに区別している。EPA 競売では年間割当量の 2% しか取り扱われていないので, その影響は小さいと考え, 本稿では私的移転を中心に分析した。なお, 私的移転はその取引の形態により次のように分類される。

まず, 異なる企業間の取引 (本稿では分析の便宜上外部取引と呼ぶ) には, 電力会社間取引 (Inter-Utility), 仲介者と電力会社との取引, 電力会社と燃料会社との取引などがある。そして, 同一企業内の取引 (本稿では内部取引と呼ぶ) には(1)子会社/子会社, 子会社/親会社の発電ユニット間の企業内取引 (Intra-Utility) と(2)同一電力会社内の再配分 (Reallocation) がある。EPA は異なる企業間の取引を「経済的意味のある取引」または「経済的取引」と定

義した¹⁾。それは, 同一企業間の取引は排出権の管理上の移転である反面, 異なる企業間の移転は費用節約のための取引であるとみなしているからである。

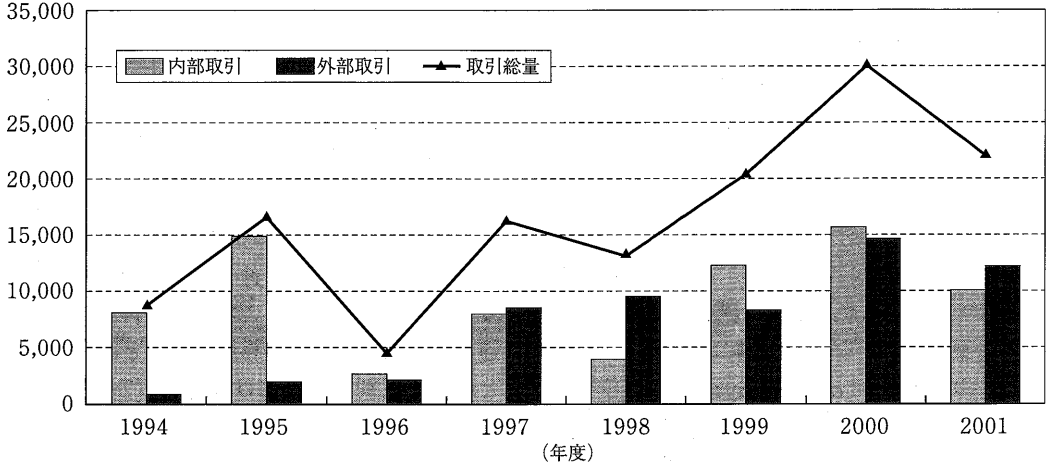
Bailey [1996] は, 移転 (Transfer) と取引 (Trading) の区別が必要であると指摘した。同研究によると, 取引とは遵守戦略の一つとして排出権の価格を考慮した移動で, プラントやユニット, 電力会社, 仲介者, 燃料会社, 個人間の取引などを含む。これ以外の再配分などを通じる排出権口座間の移動は移転と呼ぶ。移転と取引を区別する理由は, 取引 (Trading) は費用効率化を目的とした行動であるが, 移転 (Transfer) はそうではないと考えるからである。例えば, 規制対象ユニット 2 つ, U_1 と U_2 , を持つ発電所があるとしよう。仮にこの発電所が規制遵守のために, U_1 で脱硫装置を設置することで, 削減を行い, 生じた余剰排出権を U_2 の超過排出に充てるとする。直接規制時には排出濃度を基準値までに減らすために, 両方のユニットで削減行動を行わなければならないが, 上記例の方法を取ることで, 規制遵守費用は節約できる。この場合, 実際の排出権の売買はなく, U_1 と U_2 の口座間で排出権が移動するだけとなる。

酸性雨プログラムでは, 電力会社が初期割り当て排出権を一度一般口座に移し, その後再度発電ユニットに振り分ける再配分方法で排出権を管理する, いわばプーリング (Pooling) が多く見られた。排出権を外部から調達する場合, 購入排出権の価格が適正であるかどうかは重要である。特に, 公益事業である電力会社には, 料金規制がかけられているので, 排出権購入費が料金で回収可能かどうか問題となる。

また, 電力は需要に応じて, 安定的に供給しなければならないので, 必要な時期に容易に調達可能かどうか重要である。このような, 適

1) EPA は, 2000 年以前には経済的に異なる企業間の取引を経済的意味のある取引と定義していたが, 現在は経済的関連のある企業間取引と経済的関連のない企業間取引とに区別している。

第3図 内部取引と外部取引の推移 (1994年～2001年)



資料：EPA、ATS データから作成。

正排出権価格の予測の難しさと排出権調達の安定性を優先すると、内部からの排出権調達が望ましい。排出権のプーリングにはこのような電力産業独自の事情があり、実質上の売買行動はなくても、管理費用の節約という側面などから費用節約効果はあったと考えられる。これを踏まえて、本稿では、EPAによる経済的意味のある取引の区分ではなく、外部取引と内部取引とに区別し、分析する。第3図に1994年から2001年まで移転された排出権を内部取引と外部取引に区別し、その経年変化を表した。2001年まで170万件、約1億3400万の排出権が移転され、その内、内部取引が57%、外部取引が43%であった。

総取引量は95年と2000年に急激に増加している。酸性雨プログラムでは、1995年に第1期が始まり、2000年から第2期が始まっているが、これは、その実施初年度に排出権の管理の面などから排出権の調整や再配分が行われたからである。一方、大手電力会社は排出権を内部から調達しやすいが、排出権取引制度の潜在的費用節約効果が充分に実現するためには、効率的な排出権取引市場の発達が必要である。

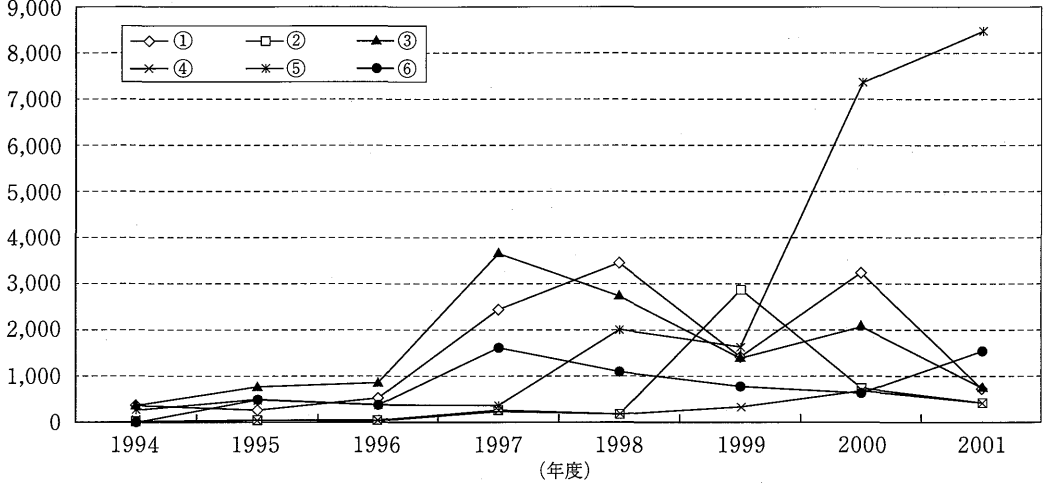
第3図の外部取引量の推移をみると、96年までは外部取引は少なく、97年以降増加している。

制度初期に外部取引が極端に少なかった点に対しては、州際取引を禁止する州政策 (Coggin and Smith [1993])、州公益事業委員会の排出権関連政策の不在による排出権取引のリスク (Bohi and Burtraw [1992])、取引市場の未熟 (Ellerman et al. [2000]) などの要因で排出権取引が阻害されたからであると考えられている。また、規制遵守方法が選択された1993年当時、SO₂ 1トンあたりの排出権価格はおおむね300ドルから400ドルと予想されていたが、この価格では燃料転換や脱硫装置の方が経済的であると判断し、削減行動を行い、結果的に排出権を市場から調達する必要がなかった側面もある (Ellerman et al. [2000])。

1997年以降外部取引は増加しつつあり、これは、電力自由化が進む中で、電力会社の費用節約インセンティブが強くなったことや排出権市場が徐々に発達してきたことによる。電力自由化による価格競争は電力会社の財政を圧迫する。特に、設備投資を伴う汚染防止装置の設置費用回収が不透明となるので、電力会社には設備投資を回避する傾向が見られる。当時、排出権価格は100ドル前後と非常に安かったこともあり、脱硫装置設置を延期し、排出権を購入する発電所も現れた。

排出権 (単位:千)

第4図 外部取引量の主体別経年変化 (1994年~2001年)



資料: EPA, ATS データから作成。

第3表 取引タイプと定義

	区分	タイプ	排出権の移転
外部取引	①	電力会社/仲介業者	電力会社が仲介業者から購入
	②	電力会社/燃料会社	電力会社が燃料会社から購入
	③	仲介業者/電力会社	仲介業者が電力会社から購入
	④	燃料会社/電力会社	燃料会社が電力会社から購入
	⑤	電力会社/電力会社	異なる電力会社間の移転
	⑥	その他	仲介業者間, 仲介業者<->燃料会社, 環境保護団体との取引など
内部取引	⑦	再配分	同一電力会社内での移転, 一般口座 (GA) とユニット口座 (UA) 間の移転
	⑧	企業内取引	同一電力会社の異なる発電所間の移転

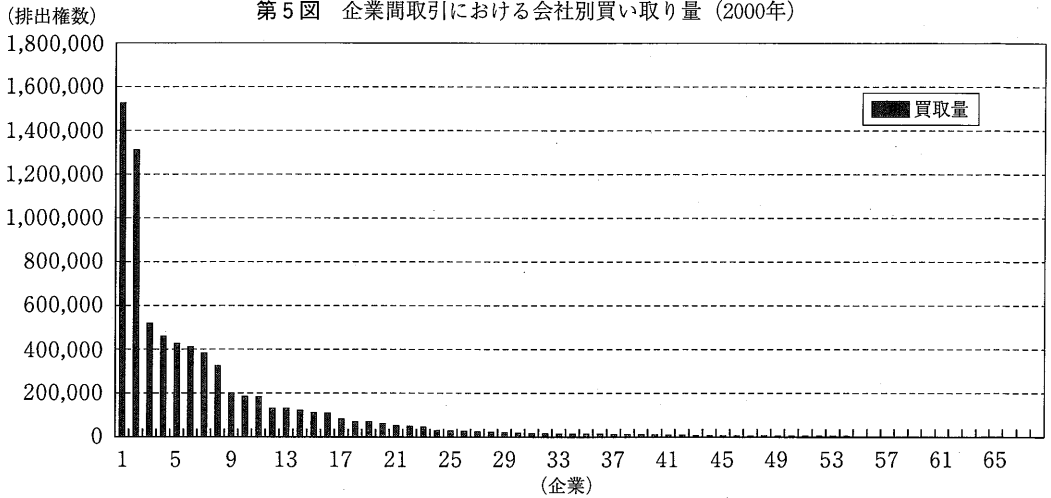
電力産業に詳しい経済学者や産業界、及び、EPAは規制対象がほぼ全化石燃料発電所に拡張される2000年以降にはさらに排出権取引が増加すると予想していた。排出権割り当て量は、1999年の700万から2000年には997万トンと40%増加したが、外部取引量は840万から1470万と75%増加した。しかし、2001年には外部取引が前年度から16%減少している。その原因の一つにはエンロン社破綻の影響がある。

第4図は外部取引を取引主体別に分類し、経年変化を分析したものである。取引タイプは

EPAの定義に従い、第3表に整理したとおりである。①と③をあわせたのが仲介者との取引で、②と④は燃料会社との取引である。97年と98年には仲介業者が外部取引の7割を取り扱っていたが、99年と2000年には3割に減少し、2001年には1割に過ぎなかった。

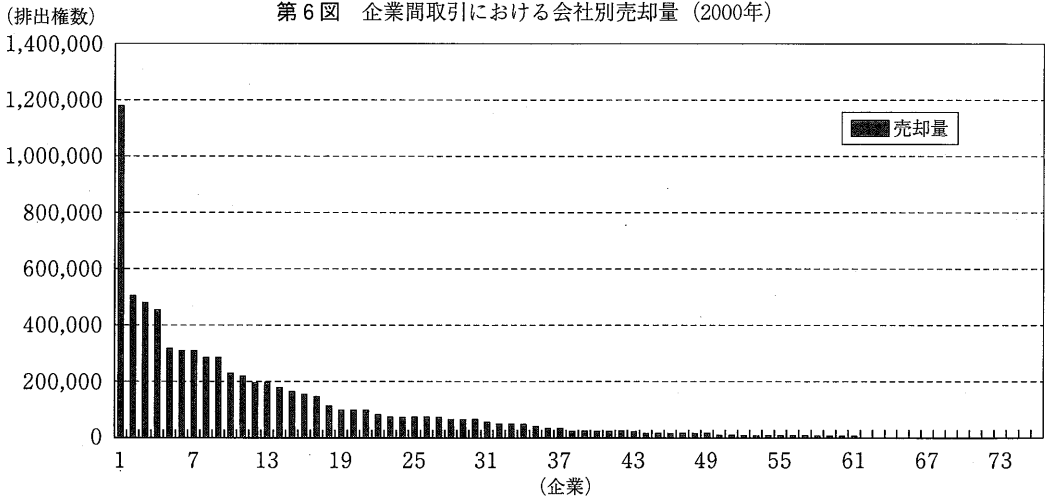
仲介業者の大手会社にはCantor Fitzgerald Brokerage社、Enron Capital & Trade Resource社、Enron North America社がある。2000年この3つの会社が取り扱った排出権は514万排出権で仲介業者経由取引の96%を占め

第5図 企業間取引における会社別買い取り量 (2000年)



資料：EPA, ATS データから作成。

第6図 企業間取引における会社別売却量 (2000年)



資料：EPA, ATS データから作成。

ていた。しかし、2001年には Cantor Fitzgerald Brokerage 社の取引量が2000年の1割に減少し、Enron Capital & Trade Resource 社が撤退した。これが、2001年仲介業者との取引が落ち込んだ直接的な理由である。2000年以降の取引市場の大きな特徴は、外部取引における企業間取引の急激な増加である。1997年の外部取引に占める企業間取引量の割合は4%に過ぎなかったが、98年と99年には20%となり、2000年には50%、さらに2001年には70%を占めるよう

になった。

第5図、第6図は2000年の企業間取引を電力会社別に分け、取引量が多い順に表したものである。買い取り量の場合、上位10社が全体の8割を占め、売却量の6割を占めていた。買い取り、売却両方においてもっとも取引量が多いのは、南西部地域に電力を供給するAPS社 (Arizona Public Service) であった。

買い取り側 (買手) と売却側 (売り手)、それぞれの排出権取引量の多い上位10社を第4表

第4表 企業間取引における会社別取引量

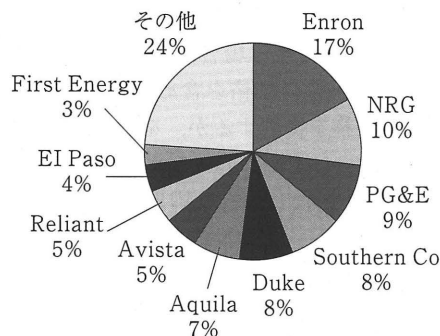
会社名	買取量	会社名	売却量
APS	1,525,538	APS	1,183,527
Ohio Power Company	1,310,125	Aquila Energy Marketing Corp.	501,470
PG & E Energy Trading-Power, L P	516,643	P G & E Energy Trading-Power, L P	482,720
Dynegy Marketing and Trade	459,812	Public Service Elec & Gas Co.	456,850
Public Service Elec & Gas Co.	426,159	Appalachian Power Company	319,297
Aquila Energy Marketing Corp.	411,823	Ohio Power Company	308,075
Southern Company Services, Inc.	382,127	First Energy Corporation	306,500
Duke Energy Merchants, LLC.	323,008	Duke Energy Merchants, LLC.	288,000
Cinergy Corp.	198,908	Dynegy Marketing and Trade	281,924
Conectiv, Energy Trading	183,700	USGen New England, Inc.	227,927

資料：EPA、ATS データから作成。

に表した。これを見ると主な買手が主な売り手でもあり、これらの企業は大量の排出権を買い取り（売却し）、再び売っている（買っている）ことが分かる。この理由は、上位にランキングされている企業の特徴を観察することで分かる。取引量上位10にランキングされた企業の7割が、パワーマーケットなのである。取引量上位10にランキングされた他の電力会社も従来の電力ビジネスモデルとは異なり、電力、ガスなど様々な部門に事業拡大し、地域的にも複数の地域で事業を行っている。パワーマーケットとは主に発電事業者から電力を調達し、小売事業者や需要家に販売し、取引の差益を得る業者のことで、発電、送電、配電施設を持たないのが特徴である。パワーマーケットには独立系パワーマーケットと総合エネルギー会社の子会社のパワーマーケットがある。パワーマーケットは電力部門が垂直統合されていた時にはなかったビジネスモデルで、まさに、電力自由化の産物である。第7図に電力販売高上位のパワーマーケット10社の市場シェアを表した。

2000年以降の企業間取引急増の背景には、電力会社の事業拡大とパワーマーケットといった新しいプレイヤーが排出権取引市場に参入し

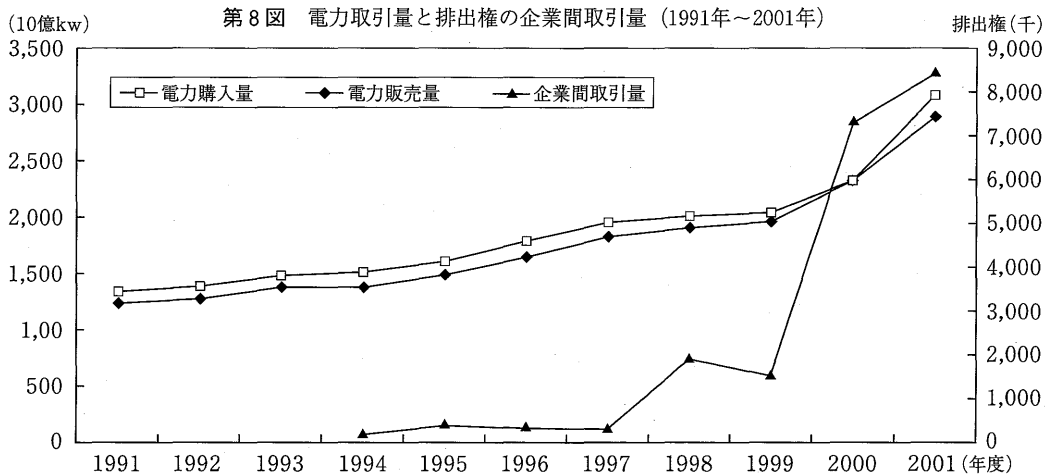
第7図 パワーマーケットの市場シェア（2000年）



注：2000年第1四半期現在。Enron社は2001年に破綻した。
資料：井熊 [2001] 182ページ。

たことがある。しかし、パワーマーケットの排出権取引市場への影響の解釈については注意が必要である。第8図に1991年から2001年までの電力取引量の推移と、1994年から2001年までの企業間取引の推移を表した。排出権取引に関してみると1997年までの企業間取引は一般的電力会社が主体で、取引形態もユニット対ユニットが多く見られ、パワーマーケットは98年以降登場している。第8図から分かるように卸売電力取引量は年々増加している。

問題は卸売市場で電力が売買される場合、SO₂ 排出権がどう扱われるかである。電力の



資料：電力取引量はEIA [2003] データから、排出権取引量はEPAのATS情報から作成。

卸売に関しては連邦エネルギー委員会 (Federal Energy Regulatory Commission : FERC) が統括しているが、FERCは卸売市場で電力を購入する場合、電力購入者は、(1) 購入費に排出権の価格を含めるか、(2) 発電業者に排出権を提供するか、を選択できるようにしている (FERC [1995])。電力購入者が(2)の方法を選択し、自ら排出権取引市場から排出権を購入し、電力供給者に提供する場合、排出権の価格変動によるリスクは電力購入者が負うこととなる。一方、(1)の方法を選び、電力購入費に排出権が含まれる場合、排出権価格は他の購入費支出と同様、FERCの審査を受ける。この場合は、排出権価格が100%回収できないリスクを負う (FERC [1995])。

新たなプレイヤーとして排出権取引市場に参加したパワーマーケットが排出権費用を含めた上で、電力を売買しているのか、それとも、積極的に排出権取引市場に参加し、取引による差益を得ているのかを、ATSのデータだけで判断するのは困難である。ただ、第8図に見られるように、電力取引量が増加するにつれ、企業間取引も増加しており、しかも、総合エネルギー会社とパワーマーケットによる取引量が企業間取引の大部分を占めていることから、(2)の方法で排出権が移転されていると考えられる。

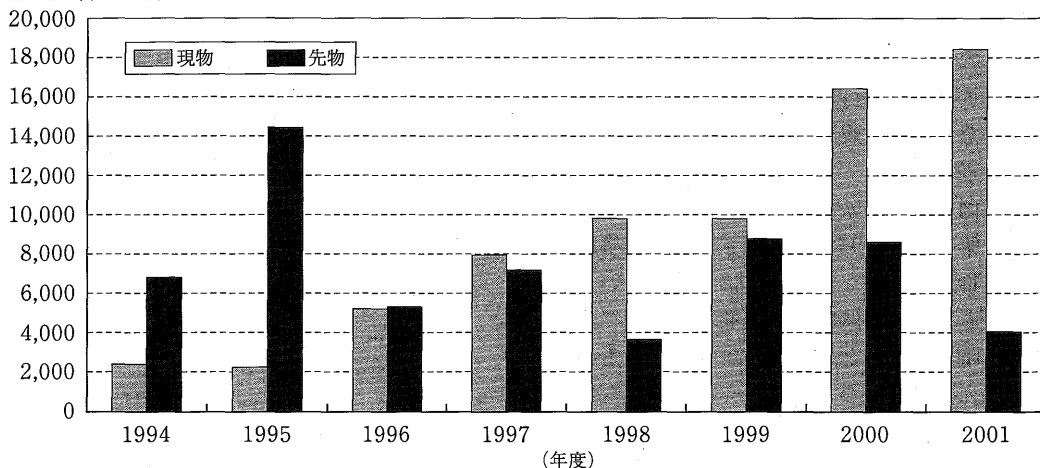
また、リスク回避の一般論の見地から言えば、より多くの排出権を取り扱い、情報を得ることができる大手会社の方が取引によるリスクを回避し易いので、パワーマーケットが排出権取引からビジネスチャンスを得ることは容易に考えられる。

一方、2000年以降のアメリカのエネルギー産業部門における財政危機は排出権取引市場に影響を落とした。多くのエネルギー会社は投機的取引を控えるようになった²⁾。その結果、2002年の外部取引中企業間取引量は2001年度の水準から40%減少した。そして、発電事業体と発電事業体が直接取引を行っていた第1期とは異なり、複数の州で事業活動を行う総合エネルギー会社及びパワーマーケットの登場で排出権の移転経路はより複雑となった。2000年の外部取引を主導したこれらの企業の役割は仲介業者に近いと言える。伝統的な排出権取引市場の仲介業者とこれらの総合エネルギー会社及びパワーマーケットの事業活動の境界はなくなりつつある。この電力会社の事業拡大によりEPAの排出権取引のタイプ区分において仲介者との取引と電

2) 例えば、Aquila, CMS, Dynegy, El Paso, Reliant, Williamsは電力・ガス取引市場から撤退し、投機的排出権取引も減らした (Wall Street Journal, May 1, 2003, p.A14)。

排出権 (単位:千)

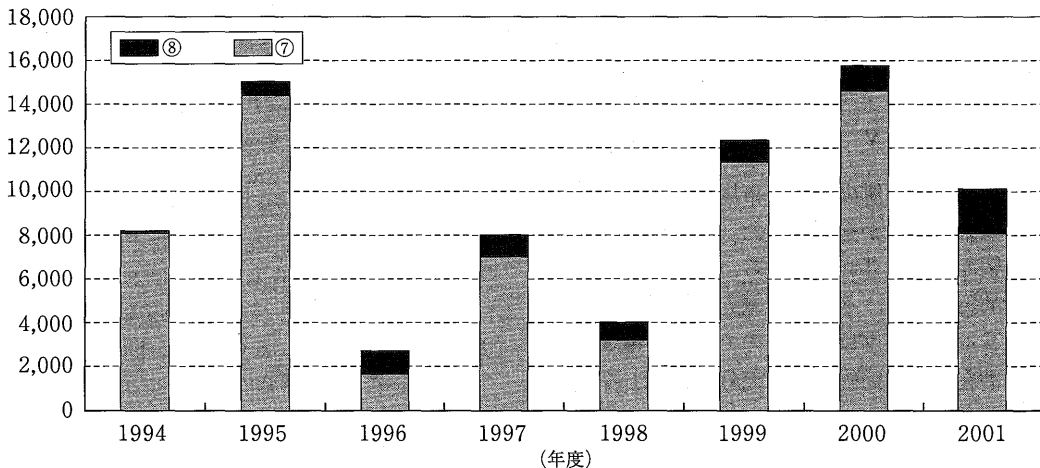
第9図 現物・先物排出権取引量の推移



資料: EPA, ATS データから作成。

排出権 (単位:千)

第10図 内部取引の推移 (1994年~2001年)



資料: EPA, ATS データから作成。

力会社との取引を分ける意義が曖昧になりつつある。

アメリカでは、Enron 社破綻問題など、電力会社の財務危機が懸念されており、電力会社のリスク回避傾向が強くなっていった。このような情勢の中では、リスク管理はさらに重要性を増し、より多くの情報を得ることができると同時に、リスクヘッジが可能な大手企業が有利となるので、今後、排出権取引市場でパワーマーケットや総合エネルギー会社の役割はますます

大きくなると予想される。

最後に、排出権取引市場で移転された排出権の種類について検討しよう。酸性雨プログラムの排出権取引市場では「先物」を取り扱っている。1994年から2001年までに移転された排出権を、獲得当年に使用できる排出権を「現物」、獲得時には使用できない排出権を「先物」と分類し、その移転量を、第9図に示した。酸性雨プログラムでは、毎年排出権の割り当てが行われるが、例えば、1995年に割り当てされた排出

権は1995年排出権として95年から使用可能である。1996年にも法律上決まっている排出権を受け取るはずなので、企業間で1996年排出権を先に取引することが可能となる。ただし、1996年排出権を1995年の規制遵守のために使用することはできない。

酸性雨プログラムは95年から実施されているので、第9図の1994年に移転された排出権はすべて先物となるが、規制導入に対応している可能性を考慮し、1995年排出権を現物として分類した。時間経過とともに現物が増えているのは、前の年に過剰削減などによって蓄積された排出権が移転されているからである。先物取引の特徴は94年と95年にもっとも多く移転されていることである。先物は約30年先まで取引されていた。先物取引の移転量の推移を、第10図の内部取引の推移と比較すると、その動きが非常に類似しており、これから先物取引は排出権の管理上の移転であったと考えられる。

V 結 論

本稿は実際に排出権取引市場がどのように発達して来ているかを検討した。酸性雨プログラムの制度が導入される前から、電力部門の産業構造的な特徴から、そもそも電力会社に費用節約のインセンティブは少ないので、排出権取引制度の潜在的費用節約効果は十分に実現しないだろうと懸念されていた。しかし、同時に、電力自由化が進むと予想されていたので、この問題は時間の経過とともに、解決されると楽観視されてもいた。本稿の検討で明らかになったその実態は制度初期の2年間は内部取引が主な取引パターンであり、この時期に取引による費用節約は少なかったことが分かる。その後、多くの予想通り、排出権取引市場は次第に発達しており、外部取引も急増している。ここで、電力自由化の影響は大きいと考えられる。また、従来の仲介業者による取引が著しく縮小した一方で、特に、排出権取引を新しいビジネスチャンスとして捉える総合エネルギー会社とパワーマーケットの市場参加が顕著となった。ただし、

これら新しい参加者の取引行動に関してはさらなる研究が必要である。なお、2000年以降の取引市場の縮小が排出権取引制度とは関係のない事情によるものである点を勘案すると今後は安定した取引市場作りのための工夫が必要である。

参考文献

- Bailey, E. M. [1996] Allowance Trading Activity and State Regulatory Rulings: Evidence from the U. S. Acid Rain Program, MIT-CEEPR 96-002 W. P.
- Bohi, D. R. and Burtraw, D. [1991] "Avoiding Regulatory Gridlock in the Acid Rain Program," *Journal of Policy Analysis and Management*, pp.676-684.
- [1992] "Utility Investment Behavior and the Emission Trading Market," *Resources and Energy*, 14, pp.129-153.
- Coggins, J. S. and Smith, V. H. [1993] "Some Welfare Effects of Emission Allowance Trading in a Twice-Regulated Industry," *Journal of Environmental Economics and Management*, Vol.25, No.3, pp.275-297.
- EIA [2003] Electric Power Annual 2002, Energy Information Administration/U. S. Department of Energy, (<http://www.eia.doe.gov/>).
- Ellerman, A. D., Joskow, P., Schmalensee, R., Montero, Juan-Pablo, Bailey, E. M. [2000] *Markets for Clean Air: the U.S. acid rain program*, Cambridge University Press.
- EPA [1996] Compliance Report: Acid rain program 1995, (<http://www.epa.gov/>).
- EPA [1997] Compliance Report: Acid rain program 1996, (<http://www.epa.gov/>).
- EPA [2001] Acid Rain Program: Annual Progress Report 2000, (<http://www.epa.gov/>).
- EPA [2002] Acid Rain Program: Annual Progress Report 2001, (<http://www.epa.gov/>).
- EPA, Acid Rain Program SO₂ Allowances Fact Sheet, (<http://www.epa.gov/airmarkets/trading/factsheet.html>).
- FERC [1995] Ratemaking Treatment of the Cost of Emissions Allowances in Coordina-

- tion Rate, Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. PL95-1-000.
- GAO [1994] Air Pollution: Allowance Trading Offers an Opportunity to Reduce Emissions at Less Cost, General Accounting Office, GAO/RCED-95-30.
- Solomon, Barry D. [1998] "Five Years of Interstate SO₂ Allowance Trading: Geographic Patterns and Potential Cost Savings," *The Electricity Journal*, May, pp. 58-70.
- 井熊 均 [2001] 『電力取引ビジネス』東洋経済新報社。
- 金星姫 [2005] 「酸性雨プログラムの削減行動パターン分析——排出権取引制度の影響」『モノグラフ』京都大学経済学会, No. 200501056。