

酸性雨プログラムにおける州政策および 報酬率規制の排出権取引への影響分析（2）

金 星 姫

III 排出権の取り扱いに関する州政策

3 遵守計画の事前承認制度

排出権取引制度導入により生じうる不確実性を減らし，電力会社の遵守方法選択へのバイアスを無くすための方策として，規制遵守計画の「事前承認」が州レベルで採択された。これは州公益事業委員会が遵守計画を審査・認可する場合，その支出を適正なものとし，あらかじめ費用回収を保障する制度である。事前承認制度を設けることによって，電力会社は投資の前の段階で投資回収の可否を分かるので，投資によるリスクを減らすことができるというメリットがあった（Rose and Burns [1993]）。1993年当時 Florida, Illinois, Indiana, Kentucky, Ohio, Pennsylvania 州は電力会社の遵守計画を審査することを州法で定めていた。公益事業委員会（Public Utility Commission, 以下 PUC と略）が「事前承認」を採択する理由は，地域経済保護のための手段として都合がよかったのと，事前承認制の方が低費用で済むと判断したからである。Ohio, Illinois, Indiana 州は石炭産業を保護するために「事前承認制」を取り入れた代表的な例である。一方，Pennsylvania, Maryland 州はより費用が安いからと事前承認を認めた。

Gavin 発電所の例（Ohio 州）

Ohio 州の James M. Gavin 発電所は American Electric Power（以下 AEP と略）傘下の Ohio Power Co. が運営する高硫黄石炭を燃料とする発電所であ

る。1991年9月、AEP社は酸性雨プログラムの規制遵守計画として低硫黄石炭への燃料転換計画を提出した。これに対してOhio PUCはこの計画を不許可とし、脱硫装置設置を勧告した。超過削減分の排出権が売却でき、また、地域石炭利用という側面を考慮すると、燃料転換よりも脱硫装置の設置がより効率的であるという理由からの勧告である。結局Gavin発電所は地域石炭利用を奨励する州法に従い、脱硫装置を設置する方法を選択した。この州法(Ohio Senate Bill 143)は遵守方法審査時の脱硫装置設置の事前承認及び料金査定時の費用回収を認める内容の法案であり、結果的に電力事業者に脱硫装置を選択させた。しかし、その後、U.S. EPAからの延長排出権が貰えない可能性があることから¹⁾、Ohio州PUCは排出権プール協定への参加を勧告した。排出権プール協定とはボーナス排出権の申請者がもれなくボーナス排出権を受け取るために、申請者同士であらかじめ一定比率割り引いた量を受け取ることを約束するものである²⁾。

Illinois州は州内4つの発電ユニットに脱硫装置の設置を義務付け、Indiana州では燃料転換を計画する発電所は詳しい経済分析報告書を提出するように要求した。またIndiana州の環境遵守計画法(Indiana Environmental Compliance Plans Act)は州内石炭を利用する遵守計画の事前承認を認めるもので、西部低硫黄石炭の利用を制限していた。このような、州内石炭の利用を奨励したり、燃料転換を禁止したりするいわゆる石炭法には1995年度になると次々と地方裁判所で違憲という判決がくだされた³⁾。しかし、1995年の規制遵守方策は1993年にはほとんど決定されていたので、初期の遵守行動へのこれらの石炭法の影響は大きかったと言える。

1991年5月、Pennsylvania PUCは事前承認の方が、事業者の財政リスクや

1) 酸性雨プログラムは1997年1月1日まで脱硫装置を設置する発電所に2年の遵守期限の延長請求権を認めている。該当発電所は延長期限の間の排出量を補う延長排出権(extension reserve allowance)が提供される。しかし、この延長のための保有排出権の数は350万と決められているため、申請しても延長排出権をもらえない可能性があった。

2) *Public Utilities Fortnightly*, 1992. 1. 15, p. 32.

3) *Public Utilities Fortnightly*, 1995. 5. 1, p. 13, *Public Utilities Fortnightly*, 1995. 9. 15, p. 18.

資本費用を低くすると判断し、West Penn Power 社の Harrison 発電所での脱硫装置建設に関する事前承認申立を受け入れ、建設費用を建設進行中の資産⁴⁾(Construction-Work-In-Progress, 以下 CWIP と略)に計上し、事前にレート・ベースに算入することを認めた。

以上の事例のように、州政策は排出権取引制度に影響を及ぼし、それには、特定の規制遵守方法を誘導もしくは禁止する等の発電所の行動に直接介入することによる直接的バイアスと、排出権取引に対する情報を行政側が持っていない等の排出権関連の行政的整備が行われていないことで生じる間接的バイアスがあった。そして、これらに加え、公益事業特有の料金体系と市場中心の経済的手段である排出権取引制度の体系が相容れないために生じる内在的バイアスがあったと言える。直接介入は地元産業や石炭産業を保護するためにとられていたが、裁判において違憲の判決が下りることで撤回されて行った。また、間接的バイアスは排出権取引が増加するにつれて改善された。しかし、内在的バイアスは排出権取引制度の体系とは関係ない料金規制の体系から派生するものであるため、料金体系の改善なしでは、バイアスはなくなるしないのである。

IV 料金算定における会計上の排出権取り扱いの影響

1 排出権の価値評価

従来環境汚染防止費用はその費用負担が「環境規制遵守」のための強制的なものであるため、料金算定査定時には、他の設備投資に比べ簡単に消費者に転嫁できるよう優遇されてきた。環境関連遵守費用の場合、脱硫装置の建設費用などの資本的支出はレート・ベースに算入され、燃料費や電力購入費などの営業費はレート・ベースもしくは料金調整項目に計上されている。場合によって、PUC は電気料金への影響を和らげるために、遵守費用の費用回収を翌年

4) 建設進行中の資産は日本の建設仮勘定に相当するもので、通常 CWIP と呼ばれる。建設仮勘定を料金ベースに参入している日本と異なり、アメリカでは CWIP のレート・ベースへの参入が過剰な建設計画を促進させると懸念され、レートベースから除外されてきた。

以降に繰延べる場合もある。

酸性雨プログラムの規制対象発電ユニットを持つ電力会社には1995年から毎年 U. S. EPA から排出権が無償で配分される。配分排出権には配分ルールによる初期配分排出権とボーナス条項によるボーナス排出権がある (第 I 章参照)。初期配分排出権が無償で配分されているのに対して、ボーナス排出権である延長排出権を貰うためには90%除去率の脱硫装置を設置しなければならないため、会計上初期配分排出権とボーナス排出権を別項目に区分するという案も出ていたが、連邦エネルギー委員会の排出権会計改正案 (1993年発表)⁵⁾では、配分排出権を初期配分とボーナス配分とに区別していなかった。また、そもそも電力会社はどこから排出権を獲得したかではなく、排出権の市場価格、削減方法、発電状態など諸電力事情全般を考慮した上で排出権の使用、売却やバンキングなどの意思決定を行う。以上の理由から配分排出権は一つの会計項目に計上されるようになった (Rose [1993])。

配分排出権は U. S. EPA から無償で配分されているため、料金査定時には「取得原価主義」に基づいて、通常配分排出権の価値は「ゼロ」として計上される。市場価格や遵守費用に基づいて価値を算定すべきという議論もあったが、連邦エネルギー委員会は配分排出権の価額に対して「取得原価」に基づき計上することを奨励しており、多くの州においても、配分排出権の価値は料金算定時「ゼロ」として計上されている。一方、バンキング排出権は排出権インベントリ (Allowance Inventory) に計上される。

他の商品と異なり排出権には使用開始に制限がある。例えば2000年排出権 (vintage 2000 allowance) は2000年以前に売買はできても、2000年以前の使用⁶⁾は認められない。従って、1995年に2000年排出権を購入した場合、その費

5) 1993年3月連邦エネルギー規制委員会は排出権の会計上取り扱いに関する最終ルールを発表した。これは ① 取得原価に基づく排出権の価値評価 ② バンキング排出権に対する加重平均評価法の採択 ③ 排出権支出に対する新しい項目の創設などを骨子とするものであったが、これらのルールは州の排出権に対する料金算定上取り扱いルールの基本となった。

6) 使用とは排出量を排出権口座から引き落とすことを指す。

第1表 報酬率規制下における排出権の会計上取り扱い

削減費用	資本支出：レート・ベース 営業費用：使用時に料金に反映される
配分排出権	ゼロコストとして計上される
バンキング排出権	価額：加重平均法に基づき評価される 収益率：適正報酬率が認められる
購入排出権	購入価格で排出権インベントリに記載される
売却排出権	取引による損失・利得はすべて消費者に還元される

用を現在の消費者が払わないようにと、料金査定上使用排出権と区別するために排出権インベントリ会計項目を設けているのである。

料金査定時におけるレート・ベース資産としてのバンキング排出権の扱いについては燃料と類似した扱いとなっている。ほとんどの PUC は在庫の燃料について発電システムの安定のための「必要保有」とみなしており、適切保有レベルは PUC が決める。一方、U. S. EPA は当年度の総排出量分の排出権を翌年の1月30日までに提出するようにしているので、たとえば、年初にすべての配分排出権を売却し、年末に必要排出権を購入することも可能である。つまり、環境基準をみたすために排出権を1年中保有する必要はなく、バンキング排出権の保有には「保有費用」が存在する点で燃料とは違った性質を持つ。また、燃料はほとんど市場から購入しているため在庫燃料の価値は明らかであるが、バンキング排出権の多くは配分排出権からのものなので、その価値を決めるのは簡単ではない。

「取得原価主義」に従い、初期配分排出権の価値をゼロとみなす場合、バンキング排出権の報酬率をどうするのが論点となる。初期配分排出権の価値をゼロとみなす一方で、残高排出権への収益率を認める政策の場合、電力会社に初期配分排出権を売却し、市場から買い換えるインセンティブを与える。排出権の売却による収益は電気料金値下げの形で消費者に還元されるか、電力会社の収益となる。

以上、検討してきた報酬率規制下の排出権の会計上取り扱いを第1表に簡単に整理した。

2 排出権の購入、売却、バンキングへのバイアス

本節では報酬率規制下の排出権の取り扱いが過剰削減へのインセンティブとなるメカニズムについて説明する。

まず、一つの発電ユニットに脱硫装置を設置する発電所Aを想定する。脱硫装置費用の全額の費用回収が認められかつ、この発電ユニットで生じた余剰排出権を売却する場合、余剰排出権は排出権インベントリにゼロの価値で計上されるので、どの価格で売っても利得として表れる。例えば、このA発電所の年間排出量は10万トン、配分排出権は6万とする。A発電所は脱硫装置で年間7万トンが削減でき、削減後の排出量は3万トンとなる。排出権価格は初期価格が200ドル、2年目は208ドル、3年目は216ドルで、年率4%で上昇する。この遵守計画が実施されれば、毎年3万の余剰排出権が発生する。このA発電所で生じた年3万の余剰排出権は未来の使用のためにバンキングされるか、売却されるとする。また、資本費用は年10%とする。

ケース1 毎年売却する場合

3万の余剰排出権を3年間毎年すべて売却する。この場合の年末残高資産は毎年0で、収益増加分⁷⁾は0、必要収入増加分⁸⁾は-17,028千ドルとなる。

ケース2 3年目で一括売却する場合

一方、電力会社がすべての排出権をバンキングし、3年目に一斉に売却する場合の収益は0、必要収入増加分は-16,066千ドルとなる。両方とも

7) 収益増加分 (Incremental Earnings) とは3年間毎年30,000の排出権を売る場合に予想される企業の収益の増加分である。報酬率規制下では排出権の売却に関する収益/損失はすべて消費者に転嫁されるので、企業の収益には影響を与えず0となる。

8) 排出権の売却による収入は「必要収入」を減らすのに充てられる。

必要収入増加分は負の数値であったが、余剰排出権を毎年売却した場合の必要収入増加分の現在価値が3年目に一括売却する場合より約962千ドル高かった。電力会社の収益の場合は差がなかった。排出権はゼロコストとして計上されるので残高資産の価値は売却されようが、バンキングされようが0となるからである。排出権の売却またはバンキングの決定が費用効率的であるかどうかを残高資産管理の費用効率化基準の側面から考えるとまず、売却・バンキングの程度は企業のリスク回避の傾向に依存する。つまり、排出権取引市場が効率的に運営されるのであれば、電力需要の増加などにより必要される排出権は市場から購入すれば良い。しかし、排出権の購入がスムーズに行われない場合のために一定の排出権を確保しておくことがある。売却かバンキングかの判断は排出権の価格予想に大きく依存する。もし、電力会社が排出権の価格が将来上がると予想する場合、現在の余剰排出権をバンキングし、将来に利用するのは合理的である。このような戦略は価格上昇率が資本費用より高い場合のみ効率的である。ここでは価格上昇率は4%、資本費用は10%であったので、この場合は、排出権を売却し、資金運用した方が消費者にとって利益である。

市場価格が変動する場合の影響はどうであろうか。毎年排出権を売却する場合、3年目の排出権の市場価格が100ドルに下落した場合の必要収入増加分の現在価値は-14,152千ドルであるのに対して、3年目に一括売却すると必要収入増加分は-7,438千ドルである。必要収入増加分の比較からみると毎年売却した方が効率的である。しかし、電力会社の収益には変化がなく、排出権の管理—売却・バンキング—の重要性は明らかであるが、報酬率規制では電力会社が排出権を効率的に管理するインセンティブは少ないのが分かる。

ケース3 取替え、買戻し

購入排出権の残高資産価額は取得原価主義に従い、購入価格で計上される。購入排出権の費用が「取得原価」で回収される場合、電力会社はこれ

らの排出権をバンキングしようとする。毎年排出権を売却一買戻すケースを仮定しよう。電力会社は3年目に保有排出権を一括売却するとし、購入排出権に対する報酬率は10%と仮定する。ケース3の収益増加分(IE)は3,260千ドル、必要収入増加分は-12,806千ドルでケース2と比較すると約320万ドルの差がある。

料金算定における排出権の価額は 1) ゼロ(取得原価主義) 2) 市場価格(時価主義) 3) 遵守費用(電力会社の平均または限界費用)などによって算定することができる。報酬率規制は排出権の価値や報酬額を簡単に計算することができる反面、配分排出権の価値をゼロ費用で計上することにより排出権の真の価値を反映しないため電力会社の取引行動を歪曲させる恐れがある。2) 市場価格とはPUCが毎年市場価格を基準とする排出権の評価基準価格を提示する方法であり、3) 遵守費用は電力会社が年度末に遵守に関する情報を報告し、PUCがこの情報をもとに遵守費用を計算する方法である。

排出権価格の上昇が資本費用より急な場合と将来排出権の供給不足が予想される場合のみバンキングは合理的である。しかし、報酬率規制下では排出権売却への金銭的インセンティブなしでは、バンキングを増やす傾向がある。さらに、バンキング排出権への事業報酬が認められると、配分排出権と購入排出権の価値が乖離し、排出権の売却一買戻しといった会計上の価値引上行動を誘発する。排出権の売却による収益が100%消費者に転嫁されると潜在的売り手(比較的遵守費用が低い企業)による過剰削減(規制値よりさらなる削減)行動へのインセンティブをなくし、また遵守費用がレート・ベースによって回収されると同時に、削減装置により発生した排出権の価値がゼロとして資産残高に計上されると、電力会社は排出権の売価を気にすることなく売却でき、収益を得ることができるので脱硫措置など資本集中型の遵守方法の方法が選択されやすくなる。

V 州別排出権の取り扱いに関する指針

第2表は Lile and Burtraw [1998] をもとに排出権の取り扱いに関する指針を州別に整理したものである。2列のレートベース項目は排出権売買からの利得や損失を消費者と電力会社の間でどのように分配するかを表す。分類1は100%消費者に還元する場合、2は消費者と電力会社で適当な比率で配分する場合、3はケースごとに決める場合を意味する。Connecticut州では排出権売却の利得を電力会社：消費者=23：77に分配する UI (United Illuminating Company) の要請に対して、15%を電力会社側が保有する案を採択した。Connecticut州 PUC は UI 社が売却した余剰排出権は連邦規制よりも厳しい州規制の遵守から生じたもので、消費者が削減費用を負担しているため排出権売却による利得は消費者に還元すべきであるとした上で、電力会社に費用最小化のインセンティブを与える目的から15%の利得の保有を認めたのである。(Rose [1993], Bailey [1998]) しかし、ほとんどの州においては排出権売買により生じた利得や損失は100%消費者に還元されている。

3列は各州の費用回収ルールに特定遵守方法へのバイアスがあるかどうかを表す項目で、バイアスがあると思われるところには○の印で表した。排出権の場合は保有費用を認めると排出権への投資が容易となり⁹⁾、CWIPを認めると資本集約的投資(汚染削減防止施設への投資)が行われやすい。また、追加料金や税控除などの手段もある。Kentucky州では脱硫装置費用の迅速な回収を目的に毎月の追加料金で遵守費用の回収を図っている。一般的に汚染防止装置への投資は簡単にレートベースに含まれてきた。

多くの州は脱硫装置などの汚染防止装置への投資に関してはCWIP条項を設け、料金改正申請なしで投資収益が得られるようにしている。CWIPは料金申請時期と認可時期の規制ラグを改善するために用いられ、CWIPを使用

9) 保有費用とは棚卸資産の保管中費用のことで、バンキング排出権の市場価格が変動する場合保有費用が認められると有利である。

第2表 州別の排出権の取り扱い

	レート ベース	費用回収ルール			遵守方法 選好
		排 出 権	資本集約的投資		
			追加料金	CWIP	
Alabama	1				
Connecticut	2				3
Florida	1	○		○	
Georgia	1				
Illinois	1			○	1, 2
Indiana	1			○	2
Iowa	1	○			2
Kentucky	1		○	○	
Maryland	1		○		
Massachusetts	2				3
Mississippi	1			○	
Missouri	1				2
New York	1				4
North Carolina	1	○			2
Ohio	1	○		○	1, 2
Pennsylvania	1	○		○	1
West Virginia	3			○	
Wisconsin	3	○			2, 3

排出権取引関連利得・損失 1. 自動的に消費者に還元 2. 消費者と電力会社で分配
3. ケースバイケース

遵守方法へのバイアス 1. 石炭利用奨励 2. 事前承認 3. 州独自の環境規制
4. 排出権売却の禁止

出所：Lile and Burtraw [1998] から作成。

しない場合には施設が完成した後に投資のレートベースへの算入を認める「建設中使用資金認可」(Allowance for Funds Used During Construction: AFUDC)を利用する方法がある。巨額の資本投資を伴わない燃料転換や排出権購入の場合、まず低硫黄石炭への燃料転換による燃料費増加分は燃料費調整過程(Fuel Adjustment Clause: FAC)で営業費としてレートベースに算入され、購入排出権は営業費としてレートベースに算入される。

4列は特定遵守方法を直接的に指定しているかどうかを表す。1は法律で石炭利用を奨励している場合、2は事前承認制度を取り入れることにより脱硫装置を優遇している場合、3は州独自の環境規制を設けている場合、4は排出権売却を禁止している場合を意味する。主に中西部地域（Illinois, Indiana, Ohioなど）では法律で石炭利用を強制し、事前承認制度で脱硫装置投資の費用回収を容易にする傾向があった。

ここで、各州の対応を簡単に整理すると 1) 州ごとに手続きの差はあるものの酸性雨プログラムの遵守費用は消費者に転嫁されている。2) 排出権の会計上取り扱いは連邦エネルギー規制委員会のルールと同じく、排出権価値評価は取得原価法が、バンキング排出権の価値評価は加重平均法が採択された 3) 料金審査過程において、遵守費用や排出権取引は個別電力会社ごと審査されている。4) 排出権取引審査は購入時より売却時により厳しく審査される傾向があった。

VI 終わりに——排出権取引制度の政策応用に対する今後の課題

環境規制に費用効率化のために排出権取引制度を導入しても、規制対象企業に十分な費用最小化インセンティブがないと排出権取引による潜在的費用節約効果は充分に実現されない。アメリカの酸性雨プログラムの場合、州レベルの料金規制は発電所の規制遵守行動および排出権取引行動に影響を及ぼしていたように思われる。通常環境規制遵守費用はPUCの費用審査の後料金に反映されるが、酸性雨プログラムにおいては遵守計画の事前承認制度が採択されていた。特に石炭産地を抱えている州では脱硫装置設置を優遇したり、低硫黄石炭への燃料転換を防止したりするために事前承認制度が利用され、環境を考慮する州では排出権の売却を禁止するために用いられていた。酸性雨プログラムの規制遵守方法を制限する石炭法の特徴はこれらの州内石炭利用を奨励する法案の多くが排出権購入は主な選択肢として捉えていないことである。一方、石炭産地を抱えていない州では燃料転換が主な規制遵守方法であったが、これらの

州においても排出権の購入は燃料転換の補完的手段として取られていた。

通常固定費用が占める割合が大きい発電部門において日々の電力需要に応じて安定的に電力を供給するためには例えば予備の脱硫装置を設置しておかなければならない。しかし、一時的排出量増加による環境規制違反のリスクを排出権の購入によって回避できるようになり、発電事業者は予備の脱硫装置を新設せずに済むのである。つまり、発電事業者は排出権の潜在的取引の可能性により過剰な設備投資を避けることができ、酸性雨プログラムにおける排出権取引は費用節約のための積極的取引よりも、脱硫装置や燃料転換の補助的手段として利用されていたと考えられる。

料金査定時の排出権の取り扱いに関する問題としては初期配分排出権の価値をゼロとして計上し、バンキング排出権への収益率を認めることによって電力会社の排出権管理にバイアスを与えたことと、排出権取引により生じる利得・損失を100%自動的に消費者に転嫁させることによって電力会社の取引参加インセンティブをなくしていたことが挙げられる。前者の問題は排出権の価値を市場価格または遵守費用で計上することによって改善できる。市場価格アプローチはPUCが毎年市場価格を基準とする排出権の評価基準価格を提示する方法であり、遵守費用アプローチは電力会社が年度末に遵守に関する情報を報告し、PUCがこの情報をもとに遵守費用を計算する方法である。ただし、現在の「取得原価主義」は計算が簡単であるというメリットがあるのに対して、市場価格や遵守費用アプローチは情報収集及び計算が複雑になるので導入が簡単ではない問題がある。後者の問題はConnecticut州のように利得・損失を消費者と電力会社の間で分配することによってある程度改善が期待できる。

1997年以降の排出権取引市場の発達にはアメリカの電力自由化の動きが大きく関与している。電力自由化による競争の激化で電力会社及び州PUCの費用削減のインセンティブが強くなり、従来の電力産業規制の影響は相対的に少なくなったと言える。しかし、現在、アメリカにおける電力自由化は停滞しているなど、「電力自由化」がすべての問題を解決するという楽観的な期待は難し

くなって来ている。

本稿で明らかにしたように、電力部門のような公益事業部門に排出権取引制度を導入する場合、報酬率規制と排出権取引制度には根本的なミスマッチがあるので、電力会社が費用最小行動を取るようなさらなるインセンティブを提供するのが重要である。そして、現公益事業規制法の改正または補足が必要となる。最近は報酬率料金規制に取って代わる様々なインセンティブ料金規制が州レベルでも実施されているが、これらのインセンティブ料金規制の排出権取引行動への影響に対する分析は今後の課題である。

参考文献

- Atkinson, S. and Kerkvliet, J. [1989] "Dual Measures of Monopoly and Monopoly Power: An Application to Regulated Electric Utilities," *Review of Economics and Statistics*, 71, pp. 250-257.
- Averch, H. and Johnson, L. [1962] "Behavior of the Firm under Regulatory Constraint," *American Economic Review*, 52, pp. 1052-1069.
- Bailey, E. M. [1998] "Allowance Trading Activity and State Regulatory Rulings: Evidence from the U. S. Acid Rain Program," MIT-CEEPR 98-005 WP, Cambridge, MA.
- Bernstein, M., Farrell, A., Winebrake, J. [1994] "The Impact of Restricting the SO₂ Allowance Market," *Energy Policy*, 22, pp. 748-754.
- Bohi, D. R. and Burtraw, D. [1991] "Avoiding Regulatory Gridlock in the Acid Rain Program," *Journal of Policy Analysis and Management*, Vol. 10, pp. 676-684.
- [1992] "Utility Investment Behavior and the Emission Trading Market," *Resources and Energy*, 14, pp. 129-153.
- Burtraw, D. [1996] "Cost Savings Sans Allowance Trades? Evaluating the SO₂ Emission Trading Program to Date," *Discussion Paper*, 95-30-REV, Resources For the Future.
- Burtraw, D. and Mansur, E. [1999] "The Environmental Effects of SO₂ Trading and Banking," *Environmental Science and Technology*, Vol. 33, No. 20, pp. 3489-3494.
- Carlson, C., Burtraw, D., Cropper, M. and Palmer, K. L. [2000] "Sulfur Dioxide

- Control by Electric Utilities: What are the Gains from Trade," *Discussion Paper*, 98-44-REV, Resources For the Future.
- Cason, T. N. [1995] "An Experimental Investigation of the Seller Incentives in EPA's Emission Trading Auction," *American Economic Review*, 85, pp. 905-922.
- Coogins, 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, Issue 3, pp. 275-297.
- Conrad, K. and Kohn, R. E. [1996] "The U. S. Market for SO₂ Permits," *Energy Policy*, Vol. 24, No. 12, pp. 1051-1059.
- Doucet, J. and Strauss, T. [1994] "On the Bundling of Coal and Sulfur Dioxide Emissions Allowances," *Energy Policy*, Vol. 22, pp. 764-770.
- Ellerman, A. D. and Montero, P. J. [1996] "Why are Allowance Prices so Low? An Analysis of the SO₂ Emissions Trading Program," *Center for Energy and Environmental Policy Research*, MIT.
- Ellerman, A. D., Schmalensee, R., Joskow, P., Montero, J. P. and Bailey, E. [1997] "Emissions Trading Under the US Acid Rain Program: Evaluation of Compliance Costs and Allowance Market Performance," *MIT Center for Energy and Environmental Policy Research*, Cambridge, MA.
- Ellerman, A. D. and Montero, J. P. [1998] "The Declining Trend in Sulfur Dioxide Emission: Implications for Allowance Prices," *Journal of Environmental Economics and Management*, Vol. 36, No. 1, pp. 26-45.
- Ellerman, A. D., Joskow, P., Schmalensee, R., Montero, P. J., Bailey, E. M. [2000] *Markets for Clean Air: the U. S. Acid Rain Program*, Cambridge University Press.
- Energy Information Administration [1994] "Electric Utilities Phase 1 Acid Rain Compliance Strategies for Clean Air Act Amendments of 1990," DOE/EIA-0582, U. S. Department of Energy.
- Fullerton, D., McDermott, S. P., Caulkins, J. P. [1997] "Sulfur Dioxide Compliance of a Regulated Utility," *Journal of Environmental Economics and Management*, Vol. 34, pp. 32-53.
- 熊野実夫 [1992] 『実証研究/電気料金行政と消費者』中央経済社。
- Lile, R. and Burtraw, D. [1998] "State-Level Policies and Regulatory Guidance for Compliance in the Early Years of the SO₂ Emission Allowance Trading Program," *Discussion Paper*, 98-35, Resources For the Future.
- Rico, R. [1995] "The U. S. Allowance Trading System for Sulfur Dioxide: An Up-

- date on Market Experience," *Environmental and Resource Economics*, Vol. 5, No. 2, pp. 115-129.
- Rose, K. [1992] "Public Utility Commission Implementation of the Clean Air Act's Allowance Trading Program," *The National Regulatory Research Institute*, Ohio State University.
- [1993] "Regulatory Treatment of Electric Utility Clean Air Act Compliance Strategies, Costs and Emission Allowances," *The National Regulatory Research Institute*, Ohio State University.
- Rose, K. and Burns, R. E. [1993] "Regulatory Policy Issues and the Clean Air Act: An Interim Report on the State Implementation Workshops," *The National Regulatory Research Institute*, Ohio State University.
- Stavins, R. N. [1998] "What Can We Learn from the Grand Policy Experiment? Lessons from SO₂ Allowance Trading," *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 2, Issue. 3, pp. 69-88.
- Winebrake, J., Farrell, A. E., Bernstein, M. A. [1995] "The Clean Air Act's Sulfur Dioxide Emission Market: Estimating the Costs of Regulatory and Legislative Intervention," *Resources and Energy Economics*, Vol. 17, pp. 239-260.