

電力市場設計の経済学：メモ

金本良嗣

東京大学 大学院経済学研究科・経済学部

1 従来型規制の問題点と規制改革の課題

1-1 従来型規制の問題点

コストベースの規制は費用削減のインセンティブを薄れさせる。規制ラグ、プライスカップ規制、ヤードスティック規制等の工夫によって若干の改善は可能であるが、競争的市場に比べると不十分なものに留まらざるを得ない。

政治的な圧力や組織利益の追求によって規制者のインセンティブは必ずしも社会全体のものと一致しない。規制者側の歪みによって様々な規制の失敗が生まれる。

(p.11, Chapter 1-1, Stoft (2002))

1-2 自由化の長所と問題点

発電市場に競争を導入することによって、費用削減のインセンティブが強化され、費用削減をもたらすイノベーションが期待できる。特に、分散型電源やコジェネの分野でのイノベーションが期待される。

競争圧力によって価格低下が期待できる。これによって、費用削減の便益が消費者に及ぶことになる。小売市場での競争圧力がなければ費用削減は生産者の利益を増加させるだけになる可能性が大きい。

電力供給の社会的費用はピーク時とオフ・ピーク時で大きく異なり、これを反映した価格付けが望ましい。競争の導入はより精度の高い価格付けを行うインセンティブをもたらす。

(p.12, Chapter 1-1, Stoft (2002))

自由化の市場制度設計に不備があると、2000年のカリフォルニアの例のように供給信頼性に問題が発生しうる。停電が発生したときの社会的費用は大きく、自由化によるコスト低下を大きく上回ってしまう可能性がある。

発電市場への競争導入が行われるようになった理由には以下の2つがある。

(1) IT技術の発達によって、迅速性や確実性が強く求められる電力供給においても市場取引を用いた競争的な価格付けが可能になった。

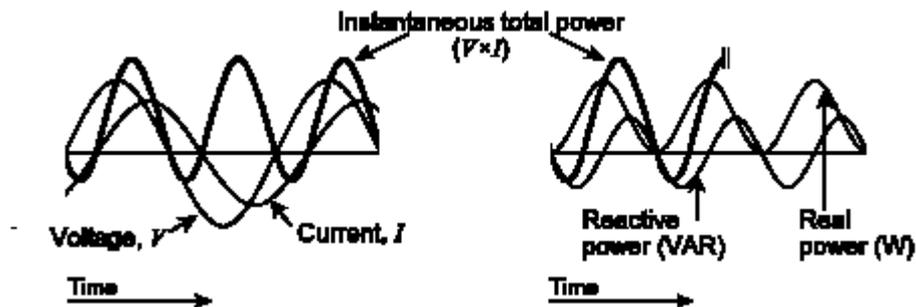
(2) 市場設計に関する経済学の発展によって、より適切な市場設計ができるようになった。

2 電力供給の技術的な特徴

2-1 貯蔵不可能性とリアル・タイムの消費量管理

現在の電力供給システムは交流で供給されている．東日本では周波数が 50 ヘルツで西日本では 60 ヘルツである．周波数が 50 ヘルツの場合には，電流の流れる方向と電圧が 1 秒間に 100 回逆転する．電力は電圧×電流である．電圧と電流は完全には同期していないので，方向が逆になることがある．電力の流れを正の方向のもの（real power flow）と平均するとゼロになるもの（reactive power flow）に分解し，後者を無効電力と呼ぶ．

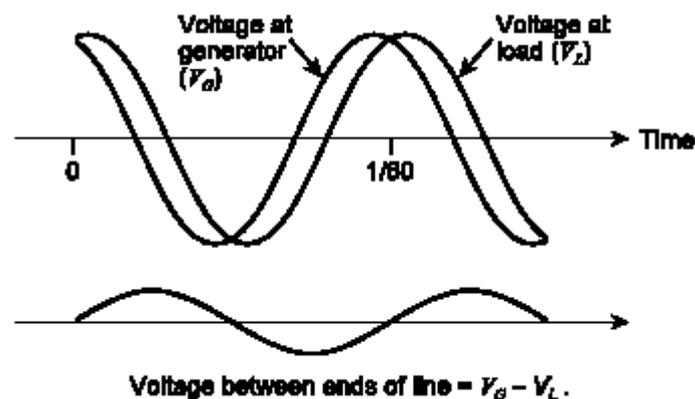
図 1 電流，電圧，無効電力



出典：Stoft (2002), Figure 5-1.2.

電力の流れは発電所と需要者との間の電圧差で起きるが，交流の場合には電圧の変動サイクルの位相がずれることによってもたらされる．ずれが大きいくほど，送られるエネルギー量は大きくなる．しかし，ずれが大きくなりすぎて位相差が 90 度以上になると，電圧崩壊（voltage collapse）が起き，電力供給システム全体が崩壊する．この電圧崩壊を放置すると発電機のシャフトが折れたりするので，現在は自動防御装置が働く．

図 2 需要地点と供給地点間の電圧位相差



出典：Stoft (2002), Figure 5-2.1.

貯蔵不可能性

交流による電力供給システムでは、電力エネルギーは貯蔵できず、発電した電力は即座に（10分の1秒のオーダーの時差で）消費されなければならない。

揚水発電所等でエネルギーを蓄えることはできるが、電力として送るためにはこれらを発電機で電力に変換する必要がある。

瞬時瞬時の需給均衡の必要性

送配電線でつながっている電力供給システムは一体となって機能しており、たとえ何百キロ離れていようとシステム内のすべての発電機は100分の1秒の精度で同調していなければならない。また、電圧も5%程度の範囲内に一定に保たれている必要がある。

電圧と周波数を一定に保つためには、電力消費に見合った発電が瞬時瞬時に行われている必要がある。発電が消費量に追いつかない場合には、電力供給システム全体が崩壊し、全面的な停電が起きてしまう。

発電量が需要を下回る場合には、需要をカットする必要がある。通常の市場では、価格を上げて、需要量を減らすのが、電力市場では現在のところこれが不可能である（詳細については後述）。したがって、系統運用者は一部の地域への電力供給をストップするといった対応を取らざるを得ない。この場合には、病院、交通信号、コンピュータ等の停電による損害が大きいものも停電の被害に遭うため、「停電の社会的コスト（VOLL, Value of Lost Load）」は非常に大きい。

リアル・タイムの計量・価格付け・消費量管理

個別需要家について瞬時瞬時の電力消費量を計測し、それによってピーク時には高い料金を課し、オフ・ピーク時には低い料金を課すということは技術的には可能である（リアルタイム・プライシングと呼ばれている）。しかし、計量器やシステム構築にコストがかかることもあって現実には行われていない。Stoft はこれを需要側の第一の欠陥（Demand-Side Flaw 1）と呼んでいる。

個別需要家によるリアル・タイムの電力消費量を供給者は制御できない。このことから、瞬時瞬時の需要変動については、供給者（系統運用者）が発電量を増減することによって対応せざるを得ず、それが不可能な場合には一部地域への電力供給遮断等が必要になる。Stoft はこれを需要側の第二の欠陥（Demand-Side Flaw 2）と呼んでいる。

2-2 非凸性

送配電及び系統運用における規模の経済

送配電ネットワークにおける規模の経済性は大きく、複数事業者が重複してネットワークを張ることは社会的ロスが大きい。送配電分野については競争が有効に機能しないので、規制が必要

とされている。

系統運用 (system operation) は市場全体を一元的に管理する必要があり、系統運用について競争の導入は不可能である。

発電における非凸性とユニット・コミットメント問題

発電の開始には起動コストがかかる。燃料や蒸気等を暖めるのに時間やコストがかかったりするからである。アメリカでは通常の発電機についての起動コストは\$20~\$30/MW であると推定されている (Stoft, p.292)。日本における推定値は見あたらない。

ガス・タービン発電機については、ブロック・ロードしなければならない。つまり、一旦動かし始めると許容出力一杯に発電しなければならないが、低出力での運転はできない。これに対して、石油火力等はより柔軟性を持ち、低出力での運転が可能である。ガス・タービンでもコンバインド・ガス・タービン発電はより柔軟な出力調整が可能である。原子力は出力の調整が困難であり、短期間での発電量の増減は難しい。

起動コストやブロック・ローディングが存在する場合には、プライス・テイカーの完全競争市場では均衡解が存在しない可能性がある。ただし、完全競争均衡が存在しないからといって市場均衡が存在しないわけではない。戦略的な相互依存関係を各供給者が認識するゲーム理論の枠組みではナッシュ均衡が存在することが示されている。

起動コストの例 (p.245 in Stoft) :

2 時間にわたって 100MW の需要がある。発電の限界費用は 200MW の最大容量まで \$20/MWh であり、それを超えるとコストは無限大になる。起動コストは\$30/MW である。この場合には、価格が\$35/MWh 未満であると赤字になるので供給はゼロである。価格がちょうど\$35/MWh の場合には、供給はゼロか 200MW であり、これを超えると 200MW となる。ゼロと 200MW の間での供給はなく、需要が 100MW のケースでは競争均衡 (需要者、供給者が価格を所与と考える場合の市場均衡) は存在しない。しかしながら、ナッシュ均衡は存在する。

ブロック・ローディングの例 (p.274-276 in Stoft) :

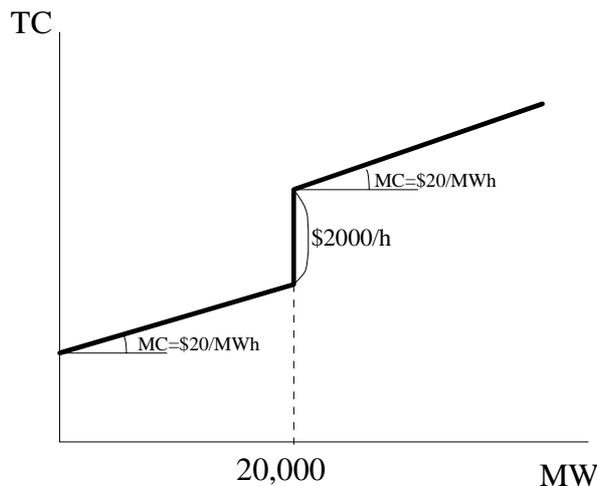
限界費用が\$20/MWh の火力発電所と\$40/MWh のガスタービン発電所がある (これらが共存する理由は、火力発電所の固定費が高いからである)。ガスタービンの方は 100MW の出力一杯に発電しなければならないが、火力発電所の方は出力を増減することができる。火力発電所の最大容量は 20,000MW である。ここで、需要が 20,000MW から 20,020MW に増加するケースを考える。増加後の最適解は、ガスタービンを 100MW で発電させ、火力発電所の供給量を 80MW 削減することになる。

システム全体の総費用は以下の図のようになり、限界費用は 20,000MW のところで無

限大になり、それ以外では\$20/MWhである。最適解は、価格を\$20/MWhにし、ガスタービンに\$2000/hの補助(サイド・ペイメント)を与えることによって達成できる。

サイド・ペイメントがないときには、\$20/MWhの価格ではガスタービンは電力供給を行わない。ガスタービンに供給させるためには価格を\$40/MWhに上げる必要がある。ところが、\$40/MWhに価格が上がると、供給が需要を超過してしまう。したがって、火力発電の供給量削減にインセンティブを与えなければならない。これは系統運用者が\$20/MWhを少し下回る decremental bid を受け取ることによって可能となる。たとえば、火力発電所が当初契約し、系統運用者に届け出ていた発電量を削減することに対して、系統運用者に\$19.90/MWhだけのペナルティーを支払い、需要家からはその電力を供給していたとみなして契約通りの支払い(通常は限界費用の\$20/MWhを上回っているはず)を受けると、この場合には、火力発電所は供給量を削減することによって(少額ではあるが)利益を得る。

図 3 ブロック・ローディング例における総費用と限界費用



これらの問題はユニット・コミットメント問題と呼ばれている。一つの解決策は、アメリカの PJM 等のように、最適な運転ができるように複雑な報酬体系 (side payments) を設定することである。ただし、個々の発電機の規模に比べて市場規模が大きい場合には、ユニット・コミットメント問題を無視してもそれほど大きな社会的損失は発生しない。したがって、ユニット・コミットメント問題を無視し、より単純な市場設計を行うことが望ましい可能性もある。

3 電力供給の構成要素

電力の供給は様々な構成要素が組み合わさったきわめて複雑なシステムである。構成要素とし

ては、

(1) 発電

規模の経済性が大きくないので、競争による効率性の向上が期待できる分野である。

(2) 系統管理

アンシラリー・サービス：需給バランス・サービス（予備電力の供給）、電圧維持サービス（無効電力の供給）、ブラック・スタート・サービス（停電時に外部からの電力なしで発電を開始できる発電機）

ユニット・コミットメント・サービス：どの時点でどの発電機を起動するかを決めるサービス。発電機の起動を個々の発電事業者任せにするべきか、系統運用者が関与すべきか、関与するとすれば、どの程度このサービスを提供すべきかについての論争が行われている。

送電網の混雑管理

(3) 送配電

自然独占性が強く、規制が必要。

規制によっても十分な送配電網が建設されるかどうかは分からない。場合によっては、系統運用者自身が建設したり、公共部門が関与する必要性がありうる。イギリスや北欧のように、系統運用者が送電網を所有することもありうる。

新しい送電線は発電事業者間の競争を促進するので、発電事業者は反対しがちである。

競争を促す送電線は公共財的性格をもち、私企業が建設主体では建設されない可能性が大きい。

新しい送電線の建設は土地の買収や補償が必要であり、困難が伴う。

送電線の建設者に適切な収益を配分する仕組みが必要であるが、これは簡単ではない。

(4) 小売

小売サービスは料金の請求や徴収等である。消費量の計量も小売サービスに入りうるが、配電会社が計量サービスを提供することもある。

小売での競争が十分機能すれば、電力供給における効率性の向上の便益は消費者に帰着する。競争がない場合にはそうならない可能性が大きい。

(5) 取引市場

電力の供給と需要は瞬時瞬時にリアル・タイムに行われる。システムの安定性を維持するために、系統運用者はリアル・タイムの給電指令等によって需給調整を行う。系統運用者は準備のために1日前ぐらいには市場の需給の状態を把握しておく必要がある。

電力の供給者と需要者の多くは価格変動のリスクを回避するために、相対の長期先渡し契約を結ぶことが多い。また、組織化された市場が存在する場合には、先物取引を用いてリスク・ヘッ

ジを行うこともある。

送電網の混雑が発生する場合には、効率的な利用のために混雑料金を徴収することが多い。もし混雑料金が徴収されない場合には、送電容量の割り当てが必要になり、発電事業者と顧客が供給契約を結んでいた場合には、契約通りの供給が行えなくなる。これらのリスクを回避するために、送電権の市場が設けられることがある。

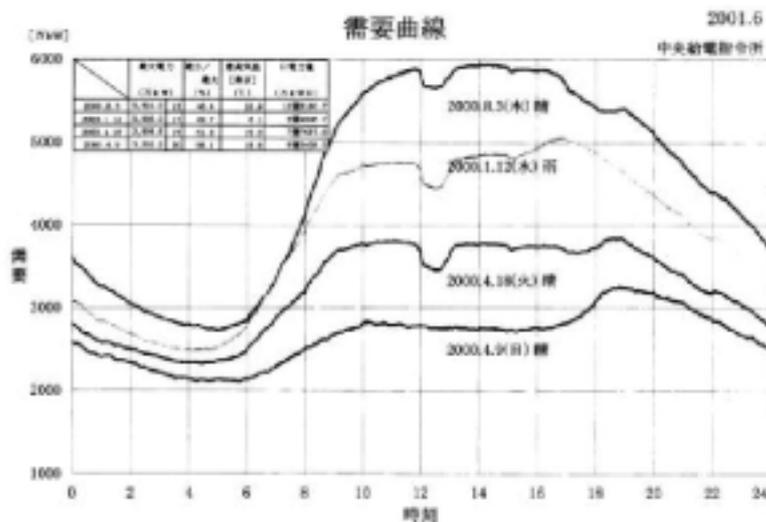
電力及び送電権の市場を誰がどういう形で整備していくかも重要な課題である。

4 電力の需要構造と費用構造

4-1 需要構造

電力需要は時間帯や季節によって大きく変動する。以下の図は東京電力管内の電力需要を図示したものであるが、これを見るといかに変動が大きいかが分かる。

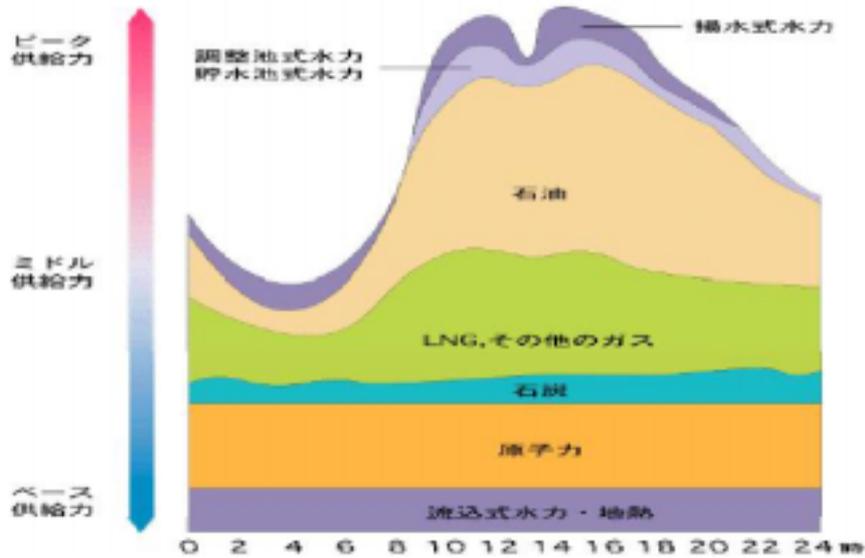
図 4 時間帯別電力需要



出典：東京電力資料

電力需要の変動に対して瞬時瞬時に電力供給を追従させていくという必要条件を満たしながら、いかに供給コストを低下させるかが課題となる。この課題に答えるために、電力会社は最適な発電設備の組み合わせを工夫している。

図 5 発電設備の組み合わせ

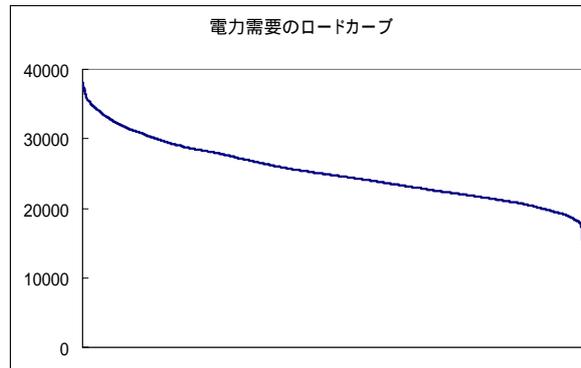


出典：電気事業連合会

電力需要の分析において負荷曲線 (load-duration curve) が良く用いられる。これは、1年間の各時間毎の需要量をとって、需要量大きいもの順に並べ替えたものである。すでに述べたように、需要量に対応した発電を行わなければ電力供給システムが崩壊してしまう。したがって、以下の図の左端のピーク時に対応した電源を用意しておかなければならず、そのコストは大きい。もしピーク時の電力需要をカットすることができれば、大きなコストダウンになる。

ピーク需要を削減するために、季節及び時間によって料金に差を付ける季時別料金が導入されている。しかし、価格差が大きくないことと、ピーク需要の発生が天候等に依存して不確定なことから、あまり大きな効果をあげていない。また、大口需要家向けに、ピーク時に電力供給を遮断することができる代わりに、料金を低くするタイプの契約が提供されている。しかし、これもリアルタイムの価格付けがなされているわけではなく、有効性に限界がある。電力市場の自由化によってリアルタイムの価格付けがなされるようになると、大口需要家等がピーク需要を削減する効果が期待できる。

図 6 電力需要の負荷曲線（ロードカーブ）：カリフォルニアの例



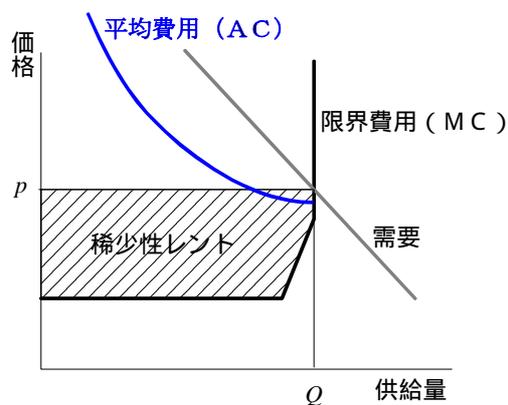
4-2 費用構造

発電の費用構造は、

- (1) 発電設備に大きな固定費用がかかり、
- (2) 限界費用は発電量が設備の発電容量に達するまではほぼ一定で、
- (3) 容量を超えて発電することは不可能である

といった形になっていることがほとんどである。下図は、個別発電設備の費用構造を単純化して模式的に描いている。固定費用の存在によって平均費用は限界費用を上回っており、需要がキャパシティー一杯のケースでなければ価格が平均費用を下回り赤字になる。価格と限界費用の間の部分の面積が固定費用を無視したときの利潤（短期利潤，稀少性レント）であり、これが固定費用を上回らなければ、発電設備の採算性は確保されない。

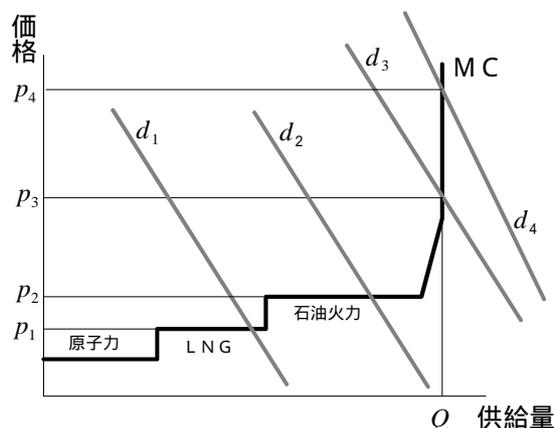
図 7 発電の限界費用と平均費用



発電の限界費用が低い発電機から優先的に使っていくので、おおざっぱに描くと電力市場全体

の費用構造は以下の図のようになる。完全競争が成立しているとする（実際には、特にピーク時にはそうならないが）、図にあるようにピーク時とオフ・ピーク時で価格が大きく異なることになる。

図 8 市場全体の費用構造



ピーク時の発電を行うピーク電源は、通常は発電機を動かしておらず、ピーク時だけに発電する。1年に数時間の発電のために高価な発電機を保有しているということになり、発電量一単位あたりのコスト（平均費用）はきわめて高い。競争市場のもとでは、このコストを回収できるだけの高い価格がつかなければ、ピーク電源の維持はできない。

アメリカにおける電源毎の固定費と変動費は以下の表 1 のようになっている。日本の発電コストについては固定費と変動費に分類したものは見あたらないが、表 2 のように資本費、運転維持費、燃料費に分類してものは存在する。燃料費と運転維持費の一部が変動費であると思われる。アメリカと日本とでコストの絶対水準には差があるが、燃料間の相対的な位置は同じである。原子力は燃料コスト（及び変動費）が低く資本費が高い。石炭はその次に燃料費が安く、天然ガス（LNG）は石炭より燃料コストが高い。

表 1 アメリカにおける発電の固定費と変動費

Type of Generator	Overnight Capacity Cost \$/kW	Fixed Cost \$/MWh	Fuel Cost \$/MBtu	Heat rate Btu/kWh	Variable Cost \$/MWh
Advanced nuclear	1729	23.88	0.40	10,400	4.16
Coal	1021	14.10	1.25	9,419	11.77
Wind	919	13.85			0
Advanced combined cycle	533	7.36	3.00	6,927	20.78
Combustion turbine	315	4.75	3.00	11,467	34.40

出典：Stoft, S., *Power System Economics*, (IEEE/Wiley), 2002, Chapter 1-3, Table 1-3.2.

注：簡単化のために維持管理費は無視されている。

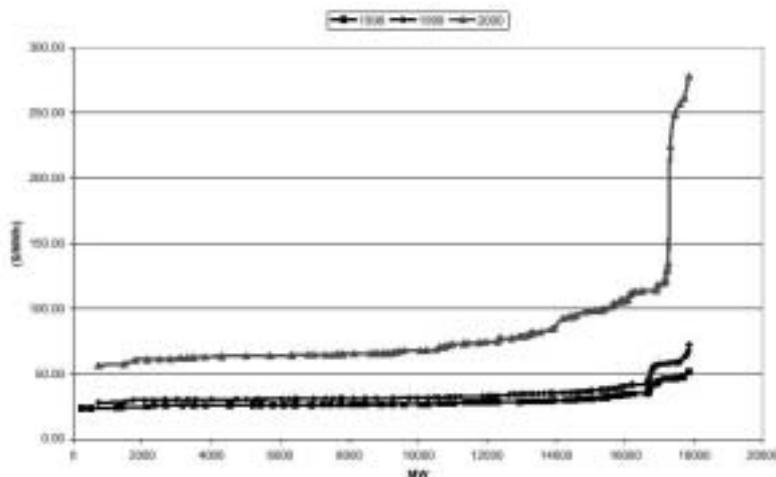
表 2 日本の発電コスト（円/kWh）

	資本費	運転維持費	燃料費	発電原価
原子力	2.3	1.9	1.65	5.9
水力	11.6	2.0	0	13.6
石油	2.2	1.5	6.5	10.2
LNG	1.5	1.1	3.8	6.4
石炭	2.4	1.5	2.6	6.5

出典：資源エネルギー庁．平成 11 年 12 月総合エネルギー調査会第 70 回原子力部会において提出された資料．一定の前提の下に行ったモデル試算．

電力会社が費用構造の詳細を公表していないので、日本では電力供給の限界費用曲線を推定することは不可能である。しかしながら、アメリカではそれが可能である。以下の図は、カリフォルニアの例である。この図から、発電の限界費用はキャパシティーに近づくと急激に上昇することが分かる。

図 9 カリフォルニアにおける発電の限界費用



出典：Severin Borenstein, James Bushnell and Frank Wolak, “Measuring Market Inefficiencies in California’s Restructured Wholesale Electricity Market,” Center for the Study of Energy Markets (CSEM) Working Paper No.102, University of California Energy Institute.

需要がキャパシティーに近づくと、突発事態による需要超過のリスクが高まるので、系統運用者は計画停電（計画的に一部の地域への電力供給を停止する）を行う。このような計画停電の社会的コストは大きい。また、系統運用者が様々な対策をとったとしても、何らかの不確定要因に

よって需要超過が起き、全面的な停電になる危険性が出てくる。このようなケースの社会的限界費用は図 9にあるような発電の限界費用よりはるかに高いものとなる。

上で述べたように、ピーク電源は限界費用だけではなく、固定費の改修もしなければならないので、変動費に等しい価格ではピーク電源の維持はできない。ピーク時には変動費よりも高い価格が付けられる必要があり、それは停電リスクの社会的限界費用を反映した高い価格によって可能になる。これらの点については次節でより詳細に検討する。

5 供給信頼性の確保と価格スパイク

すでに述べたように電力供給における信頼性の確保は容易でない。停電を起こさせないためには需要変動に供給を完璧にマッチさせる必要があり、しかも電力需要の変動はきわめて大きいからである。もちろん、停電の確率がゼロになるような供給力を維持することはコストが余りに高くなり、合理的ではない。アメリカの NERC は供給信頼性の基準として 10 年間に 1 日以下しか需要超過による停電が起きない程度の供給力確保が望ましいとしている。これを裏返すと、10 年間に 1 日しか起きないような極端なピーク時においても、それに対応する発電設備を確保しておかなければならない。このような予備力をどういう仕組みで確保するかが、電力市場設計の大きな課題となる。

供給信頼性確保の方策としては、大別して、ピーク時の電力価格を高く設定することによって予備力の供給インセンティブを与えるアプローチと、小売事業者に予備電源の確保を義務づける予備率規制アプローチとがある。また、これらのアプローチを組み合わせることも可能である。前者のアプローチには、さらに、オーストラリアで採用されている VOLL プライシングの方法とアメリカで採用されている運用予備力プライシング (OpRes pricing) の 2 つがある。

VOLL プライシング

VOLL プライシングでは、設定された信頼性基準を達成するために必要なピーク時の価格を設定し、この価格を上限として系統運用者 (system operator) が電力を調達する。この価格は、供給力不足によって部分的な停電を余儀なくされたときの電力の限界的な価値 (Value of Lost Load, 電力供給が限界的に増加したときに需要者が受ける便益) を基礎に計算される。オーストラリアでは VOLL は約 16,000 ドル/MWh であると推定されているが、上限価格は約 10,000 ドル/MWh に設定されている。(Stoft (2000), p.112)

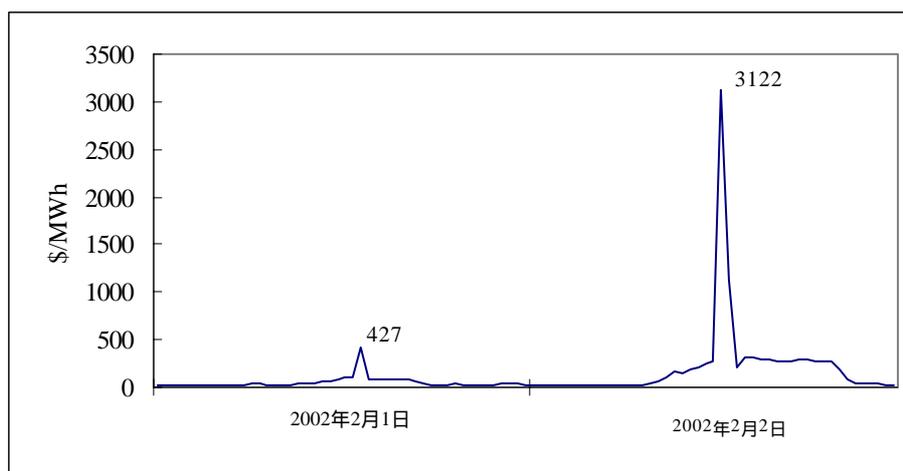
系統運用者が高い上限価格を設定すると、需要逼迫時の価格も高くなる。下図は、オーストラリアのクィーンズランドにおいて 2002 年 2 月に発生した価格スパイクを示している。この月の平均電力価格は約 \$43/MWh であったのに、2 月 2 日の昼には \$3,122/MWh とその 70 倍を超す値になっている。もちろん、こういった高い価格になるのはごくまれである。

VOLL プライシングでは、ごくまれに発生する極めて高い価格によってピーク時だけ供給する

電源の固定費をまかなうことが想定されている。たとえば、VOLL プライシングに関して、Stoft (2002)は以下のような計算をしている (p.160)。第一に、アメリカのエンジニア達はピーク時の供給遮断を一年当たり 3~5 時間程度まで抑えることのコストは小さく、この程度なら需要者もそれほど不平を言わないと考えている。ピーク時発電の固定費は約\$50,000 / 年であるので、これを 5 時間で割ると、\$10,000 / MWh となる。(これは日本円にして千円 / kWh 以上であり、平均的な発電費用の 100 倍のオーダーである。)これが、供給側の採算性から見て、遮断時間を年 5 時間以内に抑えるために必要な VOLL 価格となる。

もちろん、これは需要側の遮断コストから計算すべき本来の VOLL 価格ではないが、VOLL 価格自体の計算は困難であるので、当面のところはこの値を使うことも正当化できると考えている。また、VOLL プライスが一桁違う場合のセンシティブィティ分析も行っており、その結果から、VOLL プライスを一桁高く設定することによる社会的ロスは小さいが、一桁低く設定することによる潜在的なロスはそれよりも相対的に大きいとしている (Stoft (2002), pp.163-4)。

図 10 オーストラリアのクィーンズランドにおける 2002 年 2 月の電力価格スパイク



運用予備力プライシング (Operating-Reserve Pricing)

アメリカでは VOLL プライシングを用いず、OpRes プライシングと呼ばれる方式を用いることが多い。これは、運用予備力 (Operating Reserve) の要求水準を定め、これが満たされない場合には系統運用者が高い価格 (プライス・キャップと呼ばれている) でピーク電力を購入する方式である¹。VOLL プライシングでは、VOLL プライスが適用されるのは平均して年当たり 3~5 時間しか起きない極端なピーク時だけである。これに対して、OpRes プライシングでは、運用予備力の要求水準をより高めに設定することによって、系統運用者がプライス・キャップ価格でピ

¹ この場合の購入価格はプライス・キャップと呼ばれているが、これは系統運用者が購入する電

ーク電力を購入する時間を長くすることができる。そうすると、プライス・キャップの水準を VOLL プライスより低くしてもピーク電源の採算性が確保できることになる。

たとえば、最適な供給遮断時間が平均で 3.5 時間/年で、供給遮断は需要が 5 万 MW を超えると発生するとする。このときの VOLL が 150 万円/MWh であるとしよう。ここで運用予備力を 10% と定め、需要が 4 万 5 千 MW を超えると系統運用者がプライス・キャップ P_{cap} でピーク電力を購入するとする。この場合には、プライス・キャップで電力を購入する時間は 3.5 時間より長くなる。もし 3.5 時間の 30 倍の長さになるとすると、プライス・キャップを VOLL の 30 分の 1 にすることができ、5 万円/MWh にまで下げることができる。一般に、運用予備力の水準を定めると、それに対応して、最適な電源投資をもたらすプライス・キャップの水準が定まり、運用予備力の水準を高くすることによってプライス・キャップを下げるができる。(Stoft (2002), pp.166-8.)

VOLL プライシングに比べて OpRes プライシングは以下のような長所をもつ。

(1) VOLL プライシングでは、限界的なピーク電源が稼働し収入を得ることができるのは 3.5 時間/年といったまれにしか発生しないピーク時だけである。このようなピークは毎年発生するわけではなく、最初の 10 年間は全く発生せず、10 数年後に始めて収入を得ることができるといったことが起こりうる。このような設備に投資することのリスクは非常に大きく、競争的市場では最適な電源投資が行われない可能性が高い。これに対して、OpRes プライシングのもとでは価格は低いがより頻繁に収入を得ることができるのでピーク電源投資のリスクが軽減される。(Stoft (2002), p.169.)

(2) VOLL プライシングのもとでは、独占力の行使による価格つり上げが起こりやすい。VOLL 価格が極めて高いのでごく少量の電力供給でも大きな収入を得ることができるからである。たとえば、市場全体の供給力が 5 万 MW で需要が 47,600MW の時に、2500MW の設備をもっている発電事業者は 2400MW 供給量を削減し、100MW だけしか供給しないことによって VOLL プライスに持ち込むことができる。この場合には、 $100 \text{ MW} \times 150 \text{ 万円/MWh} = 15,000 \text{ 万円/h}$ の収入を得ることができる。通常の価格が 1.5 万円/MWh であると、2500MW 全部を供給したときの収入は 3,750 万円/h であり、VOLL プライスに追い込むことによってはるかに大きな収入をあげることができる。OpRes プライシングのもとではプライス・キャップの水準を低くすることによって、供給削減による利益を減らすことができる。おおざっぱに言って、プライス・キャップを VOLL プライスの 10 分の 1 にすれば、供給削減による利益もほぼ 10 分の 1 にできる。(Stoft (2002), pp.170-1.)

OpRes プライシングの欠点は、ピーク時の価格が本来の社会的費用ほどは高くないので、需要者に対して十分な需要削減インセンティブを与えないことである。ただし、これについては

力の上限価格という意味である。

需要者の支払う価格を供給者に支払う価格より高く設定するといった対応も可能である。

予備率規制

もう一つのアプローチは各供給者に一定の予備電源をもつことを義務づけることである。系統運用者が予想ピーク需要に一定の予備率をかけてシステム全体の発電容量を計算し、これを各小売事業者にそれぞれのピーク需要に応じて配分する。各小売事業者はこうして配分された発電容量を、自分自身で発電設備を保有するか、発電事業者と契約するかして調達しなければならない。他の発電事業者から調達する場合には、系統運用者が必要とするときには発電事業者はその電力を供給しなければならないということを契約に盛り込むことが義務づけられる。十分な発電容量を調達できない小売事業者にはペナルティーが課される。また、小売事業者と契約を結んだ発電事業者は、系統運用者が要求したときに電力供給ができない場合にはペナルティーを支払わなければならない。PJM でのペナルティーはピーク電源の固定費に相当する額であり、\$7.38 / MWh である。

系統運用者が適切な予備電力量を設定し、十分なペナルティーを課せば、発電キャパシティーを適切な水準にすることができる。もし予備率規制に加えて、VOLL プライシングを採用すると、発電容量が過剰になってしまう。しかしながら、予備率規制だけだと、ピーク時の電力価格が低すぎるといった問題が発生する。ピーク時の電力価格が低すぎると、需要削減インセンティブが不十分になる。また、発電側でも、電力価格が高ければ古くて変動費が高い設備が利用されたり、コストがかかる緊急時発電がなされたりするのに、そういったことがなされなくなる。これらのことを考えると、予備率規制と OpRes プライシングを適切に組み合わせるのがよいと思われる。（Stoft (2002), p.187.）

また、送電線によって相互に接続された電力供給区域が存在し、それぞれを別々の系統運用者が管理しているときには、系統運用者間で予備電力の取り合いが発生しうる。その場合には、ピーク時価格を高く設定した地域の方に予備電力が流れていくので、ピーク時価格が低くなる地域の系統運用者はピーク時の電力供給を確保することが難しくなる。放っておけば、OpRes プライシングや予備率規制は淘汰されて、VOLL プライシングに収束していくことになる。（Stoft (2002), Chapter 2-9）

6 電力取引の市場設計

ヨーロッパ、アメリカ、南米、韓国等、多くの国で発電市場の自由化が行われ、電力取引市場が生まれている。ただし、電力取引市場の設計思想は、国や地域によって異なっており、どういう市場アーキテクチャーが望ましいかについて活発な論争が行われている。これらの論争で最も重要なのは以下の3つである。

(1) 個別の相対取引と集中して取引する取引所（あるいはプール）のどちらが望ましいのか？

(2) 単純な単一価格入札を用いる取引所と多部料金入札とサイドペイメントを用いる電力プールのどちらが望ましいのか？

(3) 広い地域内で同一の価格をつけるゾーン価格制とノード（結節点）毎に違う価格をつけるノード価格制のどちらが望ましいか？

これらの論争が発生する背景には、発電における非凸性と送電制約の2つがある、これらの問題の概要は、以下のように説明される。

(1) 起動コストやブロックローディングによって発電に非凸性が存在し、単純な競争市場では効率的な電力供給ができない。

(2) 電力が送電網をどう流れるかは物理的な法則によって決まり（流れる量は抵抗に反比例する）、送電容量の制約が発生すると、送電網内のすべての点に影響する。したがって、一つの送電線に混雑が発生しただけで、送電網内のすべての点の電力コスト（限界費用）が変化する。

（Stoft (2002), pp.204-205.）

自由化された電力市場では、様々なタイプの取引が重層的に重なり合っているのが普通である。数年前から結ばれる相対の長期契約、通常は一日前に開かれる取引所市場（一日前市場、DA（Day Ahead）市場）、それ以降にも一時間前市場やリアルタイム市場がある。これらのうちで実際の電力が取引される現物市場はリアルタイム市場だけで、それ以外の取引は先渡し取引である。つまり、リアルタイム市場だけが実物の取引であり、それ以外は金融取引である。取引所がある場合にはそこでの取引価格を基礎にした先物取引も行われる。

リアルタイム取引以外の取引については、契約で定められたとおりの電力供給や電力消費が行われる保証はない。事前の契約での供給量・需要量は系統運用者に届けられ、実際の供給・需要がそれと食い違う場合には、食い違い分について系統運用者はリアルタイムの価格をチャージする。もちろん、リアルタイム市場で他の供給者等から調達して差を埋めることも可能である。

個別相対取引と集中取引市場

個別相対取引は交渉によって詳細な条件を設定でき、複雑な契約が可能であるという利点を持っている。集中取引市場では、標準化された単純な契約しかできないが、取引に要するスピードが速いという利点がある。

大口の電力取引については事前の個別契約が十分に機能する。しかし、リアルタイムの電力需給バランスと送電網の混雑管理のためにはスピードが必要であり、相対取引では電力供給の安定性が維持できない。したがって、長期の大口取引については相対取引、リアルタイムに近いタイミングの取引については系統運用者が管理する集中取引が行われる。ただし、リアルタイムの取引は取引所での取引ではなく、系統運用者が直接管理することがほとんどである。

意見が分かれるのは、一日前市場について集中取引所を使うかどうかである。実際に、イギリ

スでは、2001年にそれまで用いていた取引所を廃止し、市場参加者の自由な取引に任せるとい
う改革を行った。ただし、これは取引所が望ましくないという判断ではなく、もし取引所が有益
であれば、民間主体が自発的に取引所を組織するであろうという考え方に基づいている。取引の
スピードを考えると、一日前市場でも組織された取引所が望ましいというのが大体のコンセンサ
スであろうと思われる。相対取引では市場価格がどうなっているかの情報を得るのが難しく、市
場均衡を探すのに時間がかかるからである。取引所取引では、市場価格が公表され、市場参加者
が瞬時にその価格を知ることができる。

(Stoft, p.205)

取引所 (Exchange) とプール (Pool)

起動コスト等の発電における非凸性からユニットコミットメント問題が発生する。垂直統合さ
れた旧来の電力供給システムのもとでは、系統運用者が最適化問題を解いて、どのタイミングで
どの発電設備を起動させるかを決めていた。自由化されても、同様な最適化を行い、それが達成
されるような複雑な価格体系を設定するのが電力プールの仕組みである。たとえば、需要の変動
の仕方によっては、起動コストが高い火力発電設備を短時間稼働させる必要があり、しかも起動
コストをカバーできるほどには電力価格を高くできないことがある。こういった場合には、指令
通りに発電すれば、起動コストのロスのカバーするサイドペイメントを与えるというのがプール
の仕組みである。これに対して、ユニットコミットメント問題によるロスは小さいとして、より
単純な取引所の仕組みが望ましいとする人々も存在する。

プールの欠点としてあげられている主要なものは以下の3つである。

- (1) 入札の際に市場参加者は戦略的に行動するので、系統運用者が望む正しい情報が提供されな
い可能性がある。これはゲーミング問題と呼ばれることがある。プールのもとでのナッシュ均衡
は複雑であり、分析が難しい。
- (2) サイドペイメントを与えることによって、電源投資のインセンティブに歪みが発生する。起
動コストをカバーするサイドペイメントは、起動コストが高い発電設備を相対的に有利にし、起
動コストを下げるインセンティブが不十分になる。
- (3) 複雑で透明性を欠く仕組みは市場設計の誤りを招く可能性があり、しかも誤りを発見し修正
することが困難である。

単純な取引所の欠点は以下の3つである。

- (1) 最適なユニットコミットメントができないので、効率性のロスが発生する。しかし、起動コ
ストは小売価格の1%程度に過ぎないので、このロスは小さいという意見もある。
- (2) 供給信頼性の確保がより難しくなる。
- (3) 非凸性の存在によって通常の競争均衡が成立せず、ナッシュ均衡になるが、市場参加者が均

衡をみつけるのが困難であるかも知れない。

取引所の第3の欠点は2部や3部構成の入札によって軽減できる。アルバータ州では、電力(エネルギー)価格と最小稼働時間の組み合わせを入札し、系統運用者は総コストが最も低くなるものを選択する。(Stoft, p.298)

ゾーン価格とノード価格

ゾーン価格かノード価格かは基本的には価格付けのきめの細かさの差である。これらの長所・短所には以下のようなものがある。

- (1) ノード価格の方がより精密な送電混雑料金であり、効率的な供給が可能である。
- (2) ノード価格の場合にはきわめて多くの価格が存在するので、市場の厚みや流動性に欠ける可能性がある。
- (3) ゾーン価格の場合には、価格設定区域に問題があるとゲーミングによる弊害が発生する可能性がある。
- (4) ノード価格の場合には、それぞれの価格の形成に参加する市場参加者の数が少ないので市場支配力の問題が起きやすい可能性がある。ただし、Harvey and Hogan (2000) は、ゾーン内部で送電線の混雑があるときに無理矢理にゾーン均一価格にしても市場支配力は軽減されないと主張している。

7 送電ネットワークの価格付け

現在使われている交流の電力供給システムにおいては、送電網の管理やプライシングに関して様々なデリケートな問題が発生する。経済学の見地からは、送電について重要なのは送電制約にともなう混雑管理の問題と送電による電力ロスの問題である。

7-1 混雑料金

送電網の混雑料金

送電制約は様々な要因によって左右されるが、どういう理由によって発生するにせよ、送電制約が満たされないと、電力供給システムは破綻を来す。したがって、系統運用者は送電制約が満たされるように需要と供給をコントロールしなければならない。そのための最善の武器は価格体系である。価格体系によるコントロールが不完全な場合には、需要をカットしたり、系統運用者が高価な電力を購入したりする必要が出てくる。

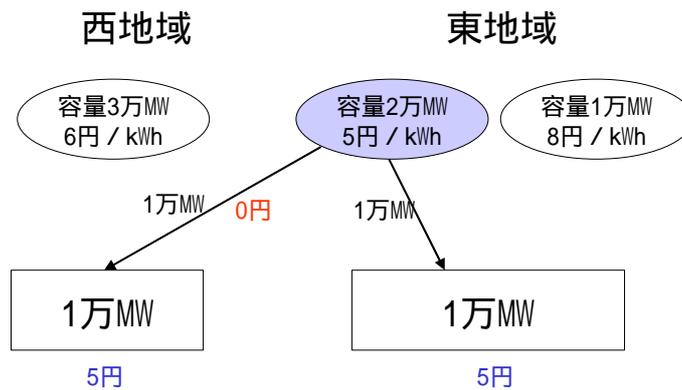
送電制約が存在する場合にどういう価格体系が効率的な電力供給をもたらすかを見るために、以下のような簡単な例を考えてみよう。西地域では、3万 MW まで 6 円/kWh の限界費用で発電ができるが、それ以上は不可能である。東地域では、2万 MW まで 5 円/kWh の限界費用で発電ができるが、それを超えると 8 円/kWh の限界費用になる。東地域の供給容量は 3 万 MW で

あり、それを超えては供給できない。当面、送電ロスは無視する。

まず、送電制約がない場合を考える。

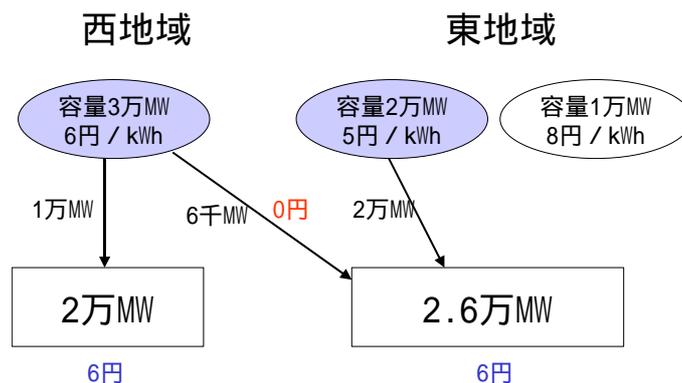
ケース 1：最初のケースはオフピーク時で、西地域の電力需要が 1 万 MW で、東地域のそれが 1 万 MW である。この場合には両地域を合わせた電力需要が 2 万 MW であるので、限界費用が 5 円の東地域の発電設備だけで間に合う。したがって、東地域だけで発電し、東から西に 1 万 MW の送電が行われる。この場合には両地域とも電力の価格は 5 円である。

図 11 オフピーク時の送電パターン



ケース 2：次に、西地域の需要が 2 万 MW、東地域が 2 万 6 千 MW であると、東では 5 円の発電を 2 万 MW、西では 6 円の発電を 2 万 6 千 MW 行うのが最適になる。この場合には、西から東に 6 千 MW の送電が行われ、電力価格は両地域とも 6 円になる。

図 12 ピーク時で送電制約がないケース

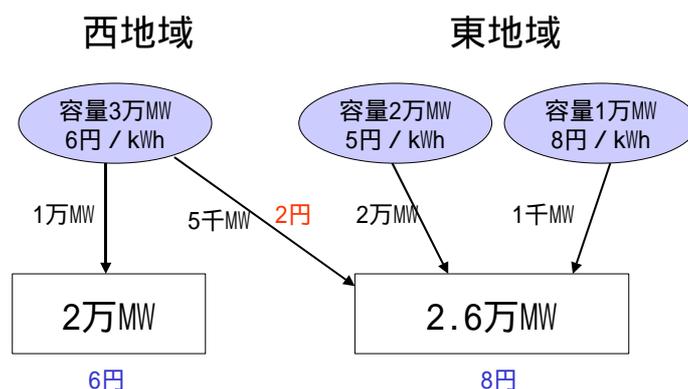


ここで、送電容量が 5 千 MW しかない場合を考える。第一のケースでは、東から西へ 5 千 MW しか送れないので、東での発電は 1 万 5 千 MW に抑える必要があり、残りは西での限界費用 6 円の発電設備を使うことになる。これを競争市場で達成するためには、東の価格が 5 円で西の価

格が6円にならなければならない。この差の1円/kWhが送電の混雑料金となる。

第二のケースでは、西での発電量を2万5千MWにして、東で8円の発電を1万MW行わなければならない。この場合の価格は、西で6円、東で8円となり、送電の混雑料金は2円/kWhである。

図 13 ピーク時で送電制約があるケース



以上の例から分かるのは、送電の混雑料金は各地域の需要供給の条件から決まり、送電線の建設費用とは直接の関係がないことである。また、料金水準は各地域の電力供給コストを反映して大きく変化する。たとえば、上の第二のケースで東の需要量が低下して2万5千MW以下になると、送電量が送電制約を下回り、混雑料金はゼロになる。

混雑料金の設定：系統運用者による計算か市場取引か

送電線の混雑料金を誰がどういう仕組みで設定するかが次の問題である。系統運用者によるモデル計算によって決める方式（中央計算方式）と、市場取引によって決める方式とが提案され、論争が行われている。実際にも、アメリカのPJM等では前者の中央計算方式が行われているが、北欧等では市場取引によって混雑料金が決まっている。

中央計算方式では、市場参加者による入札を基礎に、系統運用者が最適な給電パターンを計算し、それをもとに混雑料金を計算する。電力がどのルートを通って流れるかは物理的な法則によって決まってくるので、この計算のためには電力ネットワークの最適化モデルが必要となる。

送電線の利用権を誰が持っているかが明確であれば、市場取引による混雑料金の決定も可能である。中央計算方式が望ましいのか市場取引方式が望ましいのかについては、どちらがより正確で早いか、市場支配力の影響を受けやすいのはどちらか、官僚的硬直性の弊害はどちらが大きいのか、イノベーションを生むのはどちらかといった現状では評価が難しい問題にかかわってくる。（Stoft, pp.401-2）

混雑料金と Redispatch 費用

上の第二のケースで、送電料金の負担は 2000 円 / MWh (= 2 円 / kWh) に西から東に送電される電力量の 5 千 MW をかけた 1000 万円 / h となる。そして、自地域で発電されるものも含めたすべての電力消費 (2 万 6 千 MW) に対して電力価格 8 円 / kWh がかかるので、送電制約がないときと比べると、5 千 2 百万円 / h の負担増になる。ところが、発電コストで見ると、高い 8 円での発電を行わなければならないのは千 MW 分に過ぎず、コスト増は 2 百万円 / h にしかない。

そこで、以下のようなことをすればよいのではないかと考える人がいる。まず、送電制約を無視して市場価格を成立させる。この場合の電力価格は 6 円になる。次に、系統運用者は送電制約を満たすように電力の売買を行う。この場合には、東地域の発電事業者から 8 円の電力を千 MW 購入して、西地域の発電事業者から東地域の需要者への供給契約の千 MW 分の肩代わりを要請すればよい。この肩代わり分について、6 円を少しだけ下回る価格を提示すると、発電事業者も需要者も要請に応じるはずである。このような操作を行うと、系統運用者は 2 百万円 / h を少し上回る負担をしなければならないが、このコストは全需要者に系統運用のコスト負担の一部として負担させる。この方式は需要者にとってのコスト負担が小さく、良い方式であるように見える。しかし、以下のような問題がある。

- (1) 高く見える混雑料金は社会的限界費用を反映したものであり、効率的な資源配分を達成する。
- (2) 高い混雑料金は送電線の建設コストの負担のために使われる。
- (3) 東地域の 5 円のコストの発電事業者が 8 円で電力を売ることができることによる利益は、発電設備の固定費の回収に使われる。こういったケースが発生しなければ、固定費の回収はできない。
- (4) Redispatch 方式は、発電事業者によるゲーミングを招来する。上のようなメカニズムを理解すれば、東地域の 5 円のコストの発電事業者は最初の入札では 8 円を少しだけ下回る価格を入札する。この価格を 7.9 円としてみよう。そうすると、最初の入札での市場価格は 7.9 円になり、西から 1 万 MW の送電が行われ、東の事業者は 1 万 6 千 MW の発電を行うことになる。次の段階では、送電制約を満たすために系統運用者は東の発電事業者から 5 千 MW の電力を購入する必要があるが、発電コストが 5 円の事業者は 7.9 円で 4 千 MW を販売し、残りの千 MW をコスト 8 円の事業者が 8 円で販売する。つまり、Redispatch 方式は、そのメカニズムを発電事業者が理解すると、混雑料金の仕組みとほとんど同じ結果になってしまいます。

公平な混雑料金負担

混雑料金はそこを経由するすべての潮流に対して平等にかけられるべき。そうでなければ効率的な電力供給が阻害される。(EC Proposal 2002/3, FERC Working Paper 2002/3/15) これは供給信頼性のための予備も含む (FERC Working Paper 2002/3/15)。

物理的送電権と金融的送電権

送電線の片側から他方への送電権を物理的な意味で配分することは困難である。

第一に、どのルートを通して電気が流れるかはシステム全体での需給の状態に依存し、個々の供給者は決定できない。Aルートを流れると思ってそのルートの送電権を買っていたのに、実際には違うルートが流れるということも十分にありうる。

第二に、逆方向の電流は相互に相殺し合うので、自分の流す方向の電流が送電制約を受けるかどうかは、逆方向の電流がどれだけあるかに依存する。それぞれの方向の送電権を別の主体に与えると、もし同時に両方向の電流が流れるときにはいずれの送電制約も有効でないということがありうる。

これに対して、金融的な送電権であれば、実際の電流の流れとは独立して定義でき、こういった問題は発生しない。

古典的な金融送電権は送電混雑契約(TCC, Transmission Congestion Contract)である。これは、送電権の所有者に起点と終点との間の電力価格の差を支払うものである。たとえば、A地点からB地点への100MWの送電権は $100 \times (P_B - P_A)$ の支払いを受ける権利である。通常のTCCは長期契約であり、決済は一日前市場でなされる。したがって、ここでの P_A 、 P_B は一日前市場での価格である。

こういった契約は送電網の混雑に関するリスクヘッジの手段として有効に機能する。自分が流す電力分の送電権を購入し、リアルタイムでそれ通りの発電を行えば、送電混雑のリスクを完全にヘッジできる。

7-2 送電ロス

送電ロスは送られる電力量の2乗に比例する。これは直流では正確に当てはまり、交流では近似的に当てはまる。したがって、送電ロスの限界費用は平均費用の2倍である。効率的な電力供給のためには、平均送電ロスの2倍の料金負担が必要である。

各ノードごとの送電ロス料金を計算するには、どこかの点を基準点(reference bus or swing bus)として、その地点との送電ロスの差を計算する。送電料金で送電ロスをちょうどカバーしなければならないという制度的な制約がある場合には、それが満たされるような基準点を選べばよい。

送電線投資と混雑料金

送電線の建設者は送電権を持ち、また送電権を売却できるとすると、送電線の建設インセンティブを高めることになる。(FERC Working Paper, 2002)混雑がひどいところは容量拡大の必要性が高いが、混雑料金が高いのでその料金収入を用いることで容量拡大のインセンティブが大きくなる。

ただし、送電線の混雑料金や送電ロス料金で、送電線の建設維持費用をすべて回収できるかど

うかはわからない。送電サービスをトータルで考えた場合に規模の経済一定であれば、社会的限界費用に等しい料金でコストをちょうどカバーできる。しかし、規模の経済一定が満たされているかどうかは実態がどうかという問題で、理論的に決まってくる問題ではない。

送電線については固定費が大きく、一定程度の送電電力量に達するまでは規模の経済性があるのが通常である。したがって、新しい長距離送電線を引く場合には、その送電線の混雑料金等の収入で建設コストをカバーできない可能性が大きい。そのような場合には、すべての送電に対して薄く広く負担を求めることが効率性のロスを下げる方策である。もちろん、政府が補助金を出すことも考えられるが、モラル・ハザードやコスト削減インセンティブを考えると、政府の補助金を多用することには問題がある。

8 発送電分離

発電、送電、配電、系統運用、小売りの機能を分離する必要があるかどうか重要な問題である。日本の電力会社は、供給責任の確保のためにこれらすべてをもつ企業が必要であるとしている。日本で議論になっているのは、垂直統合されている電力会社を、送配電と系統運用を行う主体と発電、小売りをを行う主体とに分離すべきかどうかという問題である。アメリカではこの分離については当然のこととされており、現在は送電と系統運用を垂直統合すべきかどうかという議論が行われている。

発送電分離

発送電分離に関するオプションとしては、組織分離に関するものと市場行動に関するものがある。組織分離については、会計分離、経営分離、法人格分離、所有権分離の順番に分離の程度が大きくなる。自由化が行われている国のほとんどすべてで会計分離と経営分離が行われている。法人格分離を義務づけている国が多いが、ドイツ、フランス等では義務づけていない。所有権分離にまで踏み込んでいるのは、あまり多くなく、イギリスや北欧等である。

市場行動については、強制プール制、規制型第三者アクセス、交渉型第三者アクセス等がある。強制プール制はすべての発電事業者が全供給量を取引所で取引しなければならないというものであり、イギリス及びカリフォルニアが自由化当初採用していた。規制型第三者アクセスは託送料金を公表し、送電網を利用するすべての事業者に対して同条件の利用であれば同じ料金を適用する。交渉型第三者アクセスは、当事者間の交渉によって料金水準が決定される。

交渉型第三者アクセスはドイツで採用されているが、新規参入を阻害する行動が懸念され、規制型第三者アクセスが義務づけられる方向にある。

Newbery (2000) は、垂直統合企業は新規参入を阻止するインセンティブをもち、それを防止するにはアグレッシブな規制が必要であるとしている。垂直統合企業の参入阻止行動としては、以下のようなものがある。

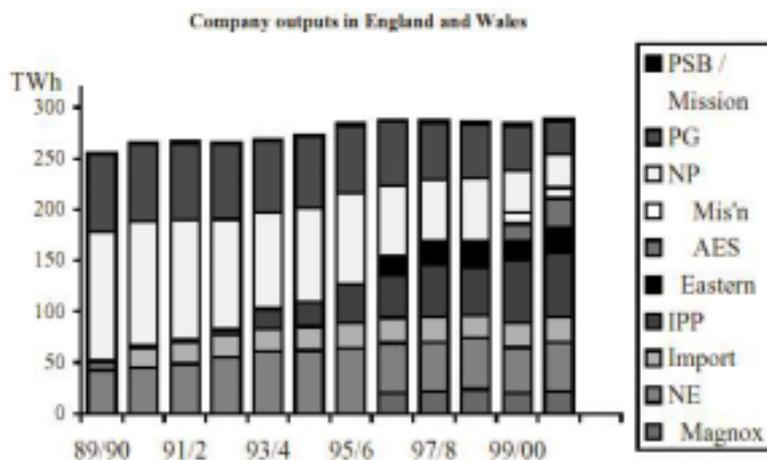
- (1) 送電料金を高く設定して発電部門を内部相互補助する。
- (2) 料金や接続条件の交渉に時間をかける。
- (3) 過度に資本集約的な技術（原子力や水力）を選択することによって回避可能費用（avoidable cost）を低くして、低い電力価格を設定する。

また、Newbery (2000) は、送電部門の会計分離は企業の競争的部門を内部相互補助することを難しくするが、競争部門の資産を低評価し、ネットワーク部門の資産を高く評価するという資産再評価によって内部相互補助を継続することが可能であると指摘している。

送電コストの大きな部分が固定的な建設費用であることも、送電料金の公平な設定を困難にする。以下のような簡単な例を考えてみよう。新規参入者の発電コストは5円/kWhで、垂直統合企業でこれと競合関係にある発電設備の発電コストは6円/kWhであるとする。送電コストは、平均費用が3円/kWhであるが、その3分の2の2円/kWhは固定費ですでにサunk・コストになっているとする。原価主義の託送料金を設定すると、新規参入者は3円/kWhの託送料金を支払わなければならないが、8円/kWhが採算ぎりぎりの電力価格となる。垂直統合企業はサunk・コストになっている部分は無視するのが利潤最大化行動であるので、6円/kWhまでならば、価格を下げて新規参入者から顧客を奪うのが合理的な行動になる。こういった可能性がある場合の送電料金については、電気通信産業におけるアクセス料金の分析が参考になる。

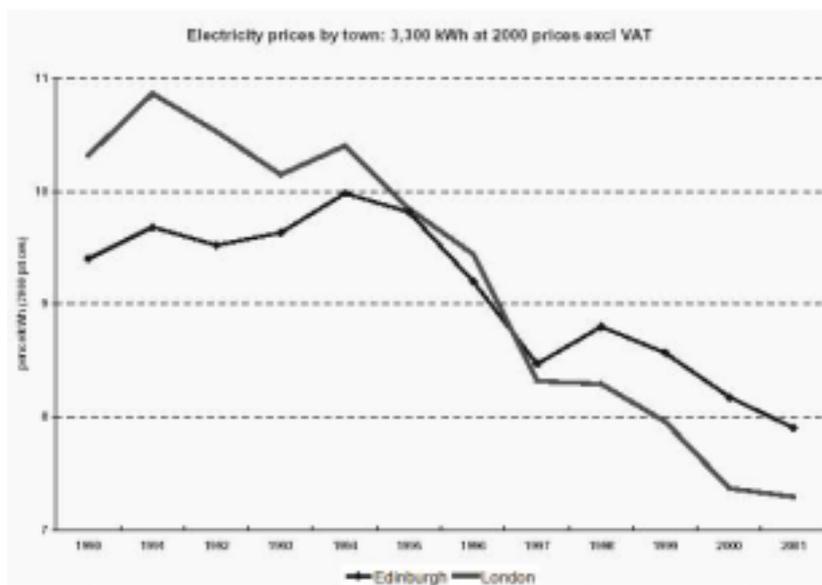
Newbery (2001), (2002) は、イギリスとチリの例をあげて、垂直統合を許した場合においては競争の有効性確保が困難であることを指摘している。イギリスにおける電力自由化においては、スコットランドで2社の垂直統合を維持し、イングランドで発送電分離を行った。イングランドでは下図のように多数の競争的な発電事業者が誕生したが、スコットランドでは競争が有効でなかった。その結果として、スコットランドにおける電力価格はあまり低下せず、競争性が高まるにつれて低下したイングランドと対照的な姿となった。また、チリにおいても垂直統合を許したケースでは参入が阻害されている。

図 14 England and Wales の企業別電力供給量シェア



出典：Fig.3 Deconcentrating Generation in Newbery (2002).

図 15 エディンバラとロンドンにおける電力価格の推移



出典：Figure 4 Domestic pre-tax prices in Edinburgh, Scotland and London, England in Newbery (2002).

系統運用と送電の分離

系統運用と送電を分離して、独立した非営利の系統運用者を設置すべきという意見と、公的規制に服する送電会社が系統運用を行うべきであるという意見がある。前者の代表はハーバード大学の Hogan 教授であり、後者の代表は MIT の Joskow 教授である。

Joskow (2001) は系統運用と送電を分離することには以下のような重大な欠点があると主張している。

- (1) 他者の所有する資産を運用し、自分自身の資本をリスクにさらさない非営利組織には長い失

敗の歴史がある。これは以下のような理由による。

- ・ソフトな予算制約
- ・財務的責任の欠如と乗っ取りの可能性による規律の欠如
- ・所有と運用を分離することは取引コストや調整コストを増加させる。
- ・このような仕組みが長期にわたってうまくいったことはない。

(2) 所有と運用が分離している組織は、既存資産の価値を減退させる、投資を阻害する、イノベーションの採用を遅らせる、政治化する、世代間人的資本問題を引き起こす。

(3) 非営利で資産を持たない系統運用者は、財務的インセンティブを持たず、乗っ取りによる規律もない。その行動に対して財政的に責任をとらせることができない独占組織は最悪の独占である。

(4) 理事会に対して非現実的な監督負担を課すことになり、適切な規制を行うことが長期的にはきわめて困難である。

そして、系統運用と送電を統合した独立送電企業 (Independent Transmission Company) に対しパフォーマンス・ベースの規制をかければ、コスト削減と市場パフォーマンスの向上がもたらされるとしている。なお、こういったアプローチはイギリス (England and Wales)、ノルウェー、オーストラリア等で採用されている。

これに対して、Chandley and Hogan (2002) は、送電会社と発電会社との間には利益相反があるので、系統運用を送電会社から分離すべきであると主張する。イギリスでは地点ごとの送電線混雑料金が設定されておらず、このために市場メカニズムによって送電線建設を行うということができない。しかし、アメリカのPJM等は送電線混雑料金が設定されているので、これを用いて市場ベースでの送電線建設や運営ができると主張している。

9 市場支配力

電力市場は他の市場よりも市場支配力の問題が厳しい。その主たる理由は以下の3つである。

(1) 需要の価格弾力性が低い。長期の弾力性も小さくなく、リアルタイム計量器が普及していないので、短期的には需要の価格に対する反応はほぼゼロに等しい。

(2) 個別供給者の供給曲線は発電容量のところではほぼ垂直になっている。したがって、ほとんどの供給者が容量一杯で発電しているピーク時には、一者だけが供給を絞った場合でも価格が大きく上昇することがありうる。

(3) 電力供給システムにおいては需要超過は全面的な停電をもたらすので、単純な上限価格の設定は大きな弊害をもたらす。たとえば、日本の航空産業においては2社か3社の競争になっているケースがほとんどであるが、プライスカップ規制のもとで割引運賃については競争が有効に機能しており、大きな弊害は出ていない。これは、ピーク時にプライスカップに張り付いて需

要超過の状態になっても、供給システムが崩壊することがないからである。電力については、需要超過になると供給システムが崩壊するので、航空産業のような単純なプライスカップ規制は採用できない。

Green and Newbery (1992)は、供給関数均衡モデルの分析によって、競争が有効に機能するための企業数は他の寡占産業よりも大きく、5社程度の競争者が必要であるという結論を出している。

電力市場モデル

(1) 供給関数均衡モデル：Green and Newbery (1992), Newbery (1998)

各供給者は供給関数 $S(p)$ を入札する。この供給関数に関するナッシュ均衡を求めるのが供給関数均衡モデルである。需要の条件が不確実性や時間帯によって変わるので均衡価格は変動するが、各供給者は一つの供給関数を入札するという制約を課される。NETA 以前のイギリスでは、1日分の供給関数は同じでなければならないという制約があった。供給関数モデルはこういったケースにあてはまる。

均衡解は微分方程式で表され、供給者が対称的なケース以外は分析が困難である。

均衡解は無限に存在し、クールノー均衡とベルトラン均衡の間に来ることが証明されている。

Newbery (1998)は事前の長期契約を供給関数均衡モデルに導入しその効果を分析している。結論は、

- ・潜在的な新規参入者がベースロード契約を結ぶことができる場合には、発電市場はコンテストブルになる。
- ・市場全体のキャパシティが十分あるときには、既存企業は長期契約を参入阻止価格が成立するまで提供する。
- ・新規参入の脅威は既存企業の長期契約カバレッジを増加させ、プール価格を低下させることがほとんどである。そして、これは短期価格の変動を最大化する。

Baldick and Hogan (2001) は、供給関数空間上での繰り返し計算によって供給関数均衡をシミュレーションした。England and Wales の 1999 年以前の産業構造をもちいたが、需要構造は仮想的なものである。分析されている主要なテーマは以下である。

プライス・キャップをかけ、同時に容量一杯での供給を義務づける。

キャパシティ制約の効果

一定期間（たとえば、1日）にわたって同じ供給関数を入札しなければならないという制約の効果

主要な結論は以下の3つである。

キャパシティがタイトでプライスカップがバインディングな場合には均衡の範囲は狭い。

プライスカップがバインディングでない場合でも安定的な均衡の範囲はあまり大きくない。

一定期間にわたって同じ供給関数を入札しなければならないという制約を課すとマークアップ率はクールノー・ケースより有意に小さくなる。クールノー・ケースに近い供給関数均衡は不安定である。

すべての期間にわたる単一のプライスカップは、ピーク時のみならずオフピーク時の価格も低下させる。

(2) クールノー・モデル

モデル化が簡単である。独占力が最も大きくでる。逆の極端が、ベルトラン・モデルでこちらはプライス・テーカーとなる。

Borenstein and Bushnell (1999) はカリフォルニアの電力市場を実際の費用構造を模写するモデルでシミュレーションしている。主要な結論は、

・SCE と PG&E の (ガス) 火力発電所の一部を売却させることは市場支配力の問題を大きく軽減する。需要弾力性が 0.1 の時には、秋のピーク需要価格は「一部 (SCE のすべてと PG&E の半分のガス火力を 3 社にスピンオフさせる)」売却で 91%、「全面 (2 社のガス火力を 7 社に分割)」売却で 96% 下がる。

・需要の価格弾力性を大きくすると市場支配力の問題の厳しさは大きく軽減される。したがって、需要者及び供給者の短期の価格変動に対する感応度を高める政策は市場支配力に対する効果が大きい。

(3) conjectural variation モデル

Day, Hobbs and Pang (2002) は conjectured variation タイプのモデル (conjectured supply function モデル) を作り、England and Wales 電力システムに適用した。クールノー・モデルとベルトラン・モデルの中間に来る。

(4) オークション・モデル

von der Fehr and Harbord (1993) は電力市場をオークション・モデルとして構成し、その性質を分析している。彼らのモデルは、一位価格・封印入札・複数単位・私的情報オークションで単位数が不確実なケースに相当する。彼らの主要な結論は以下の 2 つである。

Green and Newbery の供給関数均衡モデルの結論が成り立たないケースがある。かなりのケースで純粋戦略均衡が存在しない。

限界費用より高い価格が均衡になるという Green and Newbery の結論はこのモデルでも成り立つ。

オークション・モデルは解くのが難しいので、あまり使われていない。

市場支配力に対する規制政策

市場支配力に対する対策のために必要な情報を発電事業者が規制者に提出する義務を課す必要がある。ヨーロッパではこれがない国が多い。(Newbery (2002), p.18) 日本でも同様である。

長期契約のシェアが大きいときには、短期取引市場での市場操作のインセンティブが小さくなる。供給者が標準的な長期契約(規制者が関与)をオプションとして必ずオファーするように義務づけることが一つの方策である。(カリフォルニア ISO 市場監視委員会(Wolak (2002))は、このような提案をしている。)

さらに、カリフォルニア ISO 市場監視委員会は以下のような供給義務づけ策を提案している。すべての発電事業者に維持補修のための供給停止期間を届け出させて、それ以外の期間はすべてのキャパシティーをリアルタイム市場に提示させ、系統運用者が供給を要求してできなかった場合には、その部分をリアルタイム市場で購入することを義務づける。

市場をコンテストブルにするためには、新規参加者が長期契約を結ぶ相手が存在することが必要である。イギリスでは配電会社がこの役割を担い、競争促進効果を持った。カリフォルニアでは配電会社が価格規制を受けていて、しかも長期契約を結ぶことを困難にする規制があったことが失敗の一つの原因である。配電(小売り)会社の独占を維持し、卸売市場の価格上昇を小売価格上昇に反映させることを認めながら、効率的な契約のインセンティブを確保することが必要である。オランダでは、小売価格に関するヤードスティック規制(自社及び他の供給者の価格の加重平均を小売価格の上限とする)を用いた。(Newbery (2002), p.20)

市場支配力を持つ供給者には、新しい発電設備を作る際に既存の設備を売却することを義務づける。設備を廃棄しようとするときには売却を義務づける。(Newbery (2002), p.20)

連携線の容量増加による市場支配力の低下

各地域で市場支配力を持つ事業者がいても、連携線の容量を十分に増加すれば、事業者間の競争が生まれ、市場支配力が低下する。

Borenstein, Bushnell and Stoft (2000) は、2 地域クールノー・モデルを用いて連携線容量増加の効果进行分析している。彼らは、連携線の容量がそれほど大きなくても、市場支配力低下の効果が生まれると主張している。カリフォルニアを北部と南部の 2 地域に分割したシミュレーション・モデルでは、現状の連携線容量の 3,000MW を 3,835MW に増加させると、容量制約がないときと同じ複占クールノー均衡が得られた。ただし、この場合の総需要量は、輸入地域である北で 8,443MW (連携線容量増加後は、9,450MW)、南で 18,671MW であり、総需要量に比べて連携線容量はかなり大きい。現状の日本では電力会社間の連携線容量は総需要量の 1 割といったオーダーであり、これが市場支配力をどの程度軽減するかは疑問である。

市場支配力を持つ事業者による送電権の確保

市場支配力をもつ発電事業者は連携線の容量を自分で確保して他の事業者に使わせないことによって、市場支配力を強化しようとする。

物理的送電権の場合には、特にこの傾向が顕著であり、「使うか失うか (use it or lose it)」といった規制が必要である。

金融的送電権の場合でも、市場支配力をもつ発電事業者が輸入に関する金融的送電権をもつと、自地域の価格を上げることによって金融的送電権の価値が上がるので、価格つり上げのインセンティブが強化される。たとえば、A地域からB地域への電力輸出が起きているケースでは、送電制約があるとB地域の価格がA地域の価格より高くなる。この価格差を受け取る権利が金融的送電権になる。B地域で市場支配力を持つ発電事業者は、自地域の供給を絞って価格を上げると金融的送電権の価値が上昇する。(Joskow and Tirole (2000))

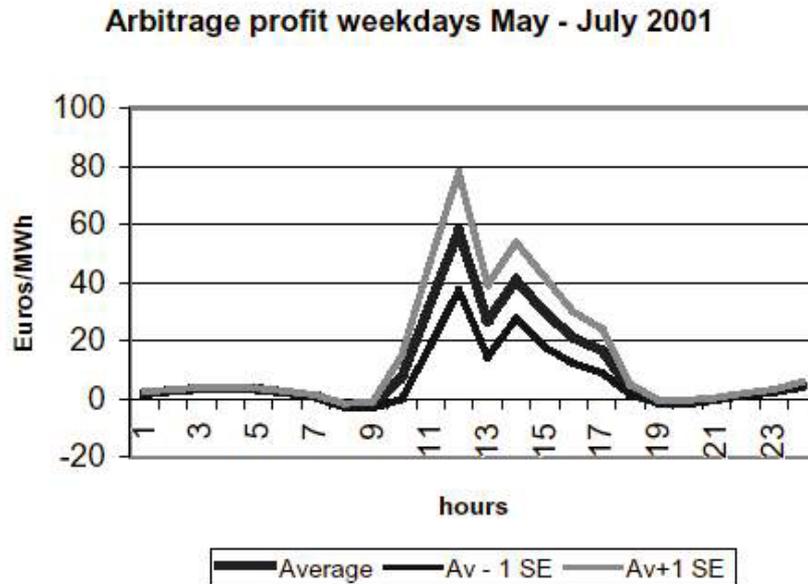
物理的送電権の場合の規制としては、「使うか失うか (use it or lose it)」や「使うか売却するか (use it or get paid for it)」の2つのタイプがある。前者の場合には、自分で使わなければその分は他の事業者に与えられ、何の収入も得られない。後者の場合には、系統運用者が送電権を他の事業者に売却して得た収入を受け取ることができる。前者の方が市場支配力の行使を防止する効果が大きい。後者は実質的に金融的送電権と同じ効果をもち、同様な価格つり上げインセンティブをもたらす。

「使うか失うか (use it or lose it)」の欠点は、輸出地域における事故等で発電コストが予想以上に上がったといった場合に、より安価なA地域の発電にシフトすることを阻害することである。

「使わなければ失う (use it or lose it)」といった規制があっても、市場支配力を持つ発電事業者が他地域から輸入するために連携線の容量を確保する場合には、この発電事業者が市場で売る電力量を増加させ、価格をつり上げるインセンティブがより強くなることに注意が必要である。

Gilbert, Neuhoff and Newbery (2002) の分析によると、単一価格オークション (single-price auction) の方が pay-as-bid auction よりも市場支配力を軽減させる効果を持つ。これは、競争的な裁定取引者が発電事業者より高い価格を付ける可能性をもたらすからである。発電事業者は自らの市場支配力を強化するために連携線容量を確保しようとするが、これに対する対抗力になる。実際に、ドイツとオランダの間では裁定取引が十分に行われておらず、ドイツの一日前市場で電力を購入し、ドイツ・オランダ間の連携線を使ってオランダの一日前市場で電力を売った場合の利益は以下の図のようになっており、かなりの利益が出る状況にある。

図 16 ドイツ・オランダ間の裁定取引による利益



出典：Figure 6 Arbitrage profit on the German-Dutch Interconnector auction in Newbery (2002).

また，Newbery (2002)は，効率的な裁定取引者がいない場合には，輸入発電事業者をオークションから排除した方がよいであろうと主張している．逆に，輸出発電事業者には連携線容量確保を奨励した方が競争性を高めることになる．

Gilbert, Neuhoff and Newbery (2002)の主要な結論は，以下の5つが市場支配力の軽減に役立つというものである．

「使わなければ失う (use it or lose it)」という規制．

物理的送電契約をオプションではなく義務にする．送電容量を購入すると，その送電容量を使う義務が発生し，使っても使わなくても良いということができなくなる．送電容量を購入したときに，その量の送電をしなければインバランス・チャージをかける．

pay-as-bid ではなく単一価格オークションにする

双方向の電力供給が存在する場合には，容量を配分する前にネットィングを行い，方向に応じた価格付けをする．

効率的な裁定取引

参考文献

Baldick, R. and W. Hogan, (2002), “Capacity Constrained Supply Function Equilibrium Models of Electricity Markets: Stability, Non-decreasing Constraints, and Function Space Iterations,”

- PWP-089. A Power Working Paper - University of California Energy Institute's Program on Workable Energy Regulation.
- Borenstein, S. and J. Bushnell, (1999), "An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry," *Journal of Industrial Economics* 285-323.
- Borenstein, S., J. Bushnell and S. Stoft, (2000), "The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry," *Rand Journal of Economics* 31, 294-325.
- Chandley, J. D. and W. W. Hogan, (2002), "Independent Transmission Companies in a Regional Transmission Organization," Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, Cambridge, MA.
- Day, C.J., B.F. Hobb and J-S Pang, (2002), "Oligopolistic Competition in Power Networks: A Conjectured Supply Function Approach," PWP-090. A Power Working Paper - University of California Energy Institute's Program on Workable Energy Regulation.
- Federal Energy Regulatory Commission, (2002), *Working Paper on Standardized Transmission Service and Wholesale Electric Market Design*.
- Gilbert, R.J., K. Neuhoff and D.M. Newbery, (2002), "Mitigating Market Power in Electricity Networks", mimeo, Cambridge,
- Green, R.J. and D. Newbery, (1992), "Competition in the British Electricity Spot Market," *Journal of Political Economy* 100, 929-953.
- Harvey, S.M. and W. Hogan, (2000), "Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power," Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, Cambridge, MA.
- Harvey, S.M. and W. Hogan, (2002), "Market Power and Market Simulations," Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, Cambridge, MA.
- Joskow, P. L., (2001), "Regional Transmission Organizations: Don't Settle for Nth Best ($N \gg 1$)," Presentation , http://econ-www.mit.edu/faculty/pjoskow/files/HEPG_9-27-01.pdf.
- Joskow, P. L. and J. Tirole, (2000), "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks," *Rand Journal of Economics* 31, 450-487.
- Newbery, D, (1998), "Competition, contracts, and entry in the electricity spot market," *Rand Journal of Economics* 29, 726-749.
- Newbery, D, (2000), *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, The MIT Press.
- Newbery, D., (2001), "Regulating Unbundled Network Utilities," Paper prepared for the European Association for Research in Industrial Economics, Trinity College, Dublin, Ireland, 30 August 2001.
- Newbery, D., (2002), "Mitigating market power in electricity networks," Paper prepared for the conference Towards a European Market of Electricity: What have we Learnt from Recent Lessons? Spot Market Design, Derivatives and Regulation organized by the SSPA Italian Advanced School of Public Administration on June 24-5, 2002..

Stoft, S. , (2002), *Power System Economics*, IEEE Press, NJ.

von der Fehr, N-H. and D. Harbord, (1993), "Spot Market Competition in the UK Electricity Industry," *Economic Journal* 103, 531-546.

Wolak, F. A., (2001), "Proposed Market Monitoring and Mitigation Plan for California Electricity Market," Market Surveillance Committee (MSC) of the California Independent System Operator (ISO).