

## 電力市場が電力不足を招く、missing money 問題(固定費回収不足問題)にどう取り組むか

山本 隆三\*      戸田 直樹†

### 要 旨

自由化された電力システムにおいては、電源の確保は、総括原価主義のような規制ではなく、市場における競争を通じて行われることが基本である。他方、日本に先んじて小売り全面自由化、発送電分離等の改革を進めてきた欧州諸国においては、昨今「単に市場に委ねるだけでは、適切な電源投資が促されない」つまり「電力市場が電力不足を招く」問題（missing money 問題）が顕在化してきている。電源の建設は大規模投資であり、規制による投資回収の担保がなくなれば、従来よりも投資のリスクが高まるため、事業者が投資に慎重になる側面はある。ただ、これだけであれば、電気事業以外の設備産業にも当てはまる。電気事業の場合、電気の財の特質に起因して、市場に委ねるだけでは、電源の固定費が十分に回収出来ないという根源的な問題が存在する。これは、経済学の教科書が教える効率的な市場、つまり短期限界費用により価格が形成される市場を追求することにより顕在化する。

この問題は米国の経済学者の間では早くから共有され、この問題への処方箋とされる「容量メカニズム」が、米国東海岸の複数の市場で取り入れられている。あるべき容量メカニズム論と言った分野に取り組んでいる経済学者もいる。MITの Paul Joskow、メリーランド大の Peter Cramton、かつて米国連邦エネルギー規制委員会(FERC)等で活躍し、電力市場を体系的に説明した書の草分けといわれる Power System Economics(Wiley/IEEE, 2002)の著者、Steven Stoft 等である。

本論では、米国の経済学者によるこれまでの研究成果を参考に、missing money 問題について、簡単なモデル計算を行いつつ、発生のメカニズムとその対策のあり方について考察した。その結果；

- 電力市場(kWh の市場)は、電気の財としての特性ゆえに missing money 問題が発生すること；
- missing money 問題を解消するには、kW を維持していることに対して対価(容量ペイメント)が支払われる仕組み、つまり容量メカニズムの導入が有力な方策であること；
- 一定程度のプライスパイクを前提とすることで、kWh の市場の中で missing money 問題を解消することも考えられるが、様々な条件をクリアする必要があり、現実的とは言い難いこと；
- また、条件を仮にクリアしたとしても、結果的に容量メカニズムを導入したことと大差ない結果になってしまうので、missing money 問題の解消のためには、まず容量メカニズムを検討することが適当であること；

を明らかにした。

本論文に述べられている見解は、執筆者個人のものであり、執筆者が所属する団体のものではない。

\* 国際環境経済研究所主席研究員 常葉大学経営学部教授

† 東京電力(株) 技術部部長

## 目次

|   |    |
|---|----|
| 1. はじめに   | 1  |
| 2. 電力市場の自由化は何をもたらすのか—英国電力市場の教訓                  | 3  |
| 2.1 英国における電力市場改革                                | 3  |
| 2.2 電力市場改革の成果                                   | 4  |
| 2.3 課題の顕在化—容量メカニズムの導入へ                          | 6  |
| 3. 電気事業における missing money 問題の背景(定性論)            | 7  |
| 4. missing money 問題のモデル計算                       | 9  |
| 4.1 missing money 問題が発生するケース (ケース A)            | 9  |
| 4.2 missing money 問題が発生しないケース (ケース B)           | 14 |
| 5. missing money 問題にどう対応するか (容量メカニズムかプライススパイクか) | 18 |
| 5.1 プライススパイクを前提とせず、容量メカニズムを導入(ケース A)            | 18 |
| 5.2 容量メカニズムを導入せず、プライススパイクを前提に(ケース B)            | 18 |
| 5.2.1 第1 関門：電力市場の上限価格                           | 18 |
| 5.2.2 第2 関門：予備力の存在                              | 19 |
| 5.2.3 第3 関門：前日市場の存在及び前日市場における市場参加者の戦略的行動        | 19 |
| 5.2.4 第4 関門：DR は活用できるのか                         | 21 |
| 5.3 ケース B も missing money 問題を回避できていない           | 21 |
| 5.4 第5 関門：需要の不確実性                               | 23 |
| 6. まとめ  | 23 |
| (補論 1) ケース A で missing money 問題を回避する方法          | 25 |
| (補論 2) missing money 問題が発生することの一般的証明            | 26 |
| (参考文献)  | 30 |

## 1. はじめに

2013年4月2日、政府は、小売りの全面自由化や発送電分離を主要内容とする電力システム改革の方針を閣議決定した。日本の電力システムは、1995年の電気事業法改正以降、数次にわたって改革が行われてきたが、今次の改革はその中でも最大のものである。特に、一般家庭まで含めた小売りの全面自由化を行うことは、「一般の需要に応じ電気を供給する事業」である一般電気事業者の概念が消滅することを意味する。今まで一般電気事業者は、家庭用を含む一般の需要に対して安定供給義務を負う一方、既に小売り自由化が行われている大口需要家に対しても、供給義務はないものの、最終保障義務を負い、電気事業法に基づく供給計画を作成、経済産業大臣に提出することを通じて、実質的に各供給エリアにおいて、必要な電源を確保し、電気の安定供給を担ってきた。したがって、今次改革を進める上で、一般電気事業者が不在となる中、中長期的に必要な電源が確保される枠組みを確立することは重要な課題である。

自由化された電力システムにおいては、電源の確保は、総括原価主義のような規制ではなく、市場における競争を通じて行われることが基本である。他方、日本に先んじて小売り全面自由化、発送電分離等の改革を進めてきた欧州諸国においては、昨今「単に市場に委ねるだけでは、適切な電源投資が促されない」つまり「電力市場が電力不足を招く」問題が顕在化してきている。電源の建設は大規模投資であり、規制による投資回収の担保がなくなれば、従来よりも投資のリスクが高まるため、事業者が投資に慎重になる側面はある。ただ、これだけであれば、電気事業以外の設備産業にも当てはまる。電気事業の場合、電気の財の特質に起因して、市場に委ねるだけでは、電源の固定費が十分に回収出来ないという根源的な問題が存在する。これは、経済学の教科書が教える効率的な市場、つまり短期限界費用により価格が形成される市場を追求することにより顕在化する。

この問題は米国の経済学者の間では早くから共有され、この問題への処方箋とされる「容量メカニズム」が、米国東海岸の複数の市場で取り入れられている。あるべき容量メカニズム論と言った分野に取り組んでいる経済学者もいる。MITのPaul Joskow、メリーランド大のPeter Cramton、かつて米国連邦エネルギー規制委員会(FERC)等で活躍し、電力市場を体系的に説明した書の草分けといわれるPower System Economics(Wiley/IEEE, 2002)の著者、Steven Stoft等である。

他方、欧州では、自由化前に大量の余剰発電設備を抱えていたことから、この問題の認識が遅れている。余剰設備の貯金を使い果たしつつある昨今になってようやく問題の所在を認識し、具体的な容量メカニズムの制度議論が動き始めたところである。日本も、先に取り纏められた電力システム改革専門委員会報告書に供給力確保義務とか容量市場といったキーワードが並び、また、「今回の改革により小売事業者は供給力確保義務を課されることとなるため、小売事業者が将来の供給力を早い段階から市場で確保することを可能とする機能が重要となる。また、発電事業者が電源投資を計画するに当たっては、将来の需給についての市場参加者の見方を反映した価格指標を形成する機能が望まれる。さらに、長期の電源投資のリスクを低減することで電源投資を促すという観点からは、実需給より手前の段階で投資コストの一部の回収を可能とする機能も必要である。このような機能を果たす仕組み

を適切に講ずることにより、市場をベースにした各事業者の経済活動を通じて中長期の供給力確保がなされることが期待される<sup>1)</sup>との記載がなされ、これから容量メカニズムの具体化に向けて議論が開始される状況にある。

「単に市場に委ねるだけでは、適切な電源投資が促されない」問題は、段階を踏んで、丁寧に言いかえると、次のように言える。

- (ア) 市場から得られる収入だけでは、固定費の十分な回収が期待できない、つまり投資の採算性が期待できない。
- (イ) 投資の採算性が期待できないので、あるべき投資水準が維持されない。
- (ウ) あるべき投資水準が維持されないので、適切な供給信頼度が維持できない。 という問題である。

米国の経済学者は、上記の(ア)、つまり固定費の回収不足にスポットを当てて、この問題を **missing money** 問題と呼んでいる。そしてこの問題の解決策として、容量メカニズムが研究され、導入されているわけである。

本論において **missing money** 問題を考察するにあたり、いくつか言葉の定義を明確にしておく。

本論で「電力市場」あるいは単に「市場」と言う場合は、電力量(kWh)を取引する市場を指す(米国の経済学者は **energy-only market** と呼ぶ)。電気事業の生産物は正に kWh であるので、他産業で通常、市場と呼ぶものと意味合いは同じである。自動車産業で言えば自動車の市場に相当するものである。なぜこんな当たり前のことを定義するのか、と思われるかもしれないが、これから kWh の市場でない市場のあり方を論じるからである。

そして、本論で「容量メカニズム」と言う場合は、「kW つまり電気の生産能力を維持していることのみをもって、何らかの対価が支払われる仕組み」を指す。実際に発電をしてどれほど kWh を産出したかとは無関係に、対価が支払われる。この対価を「容量ペイメント」と呼ぶ。電力システム改革専門委員会報告書に容量市場という言葉が出てきているが、容量ペイメントを市場で決めることにすれば、その市場が容量市場である。つまり、容量市場は容量メカニズムの一種である。なお、容量ペイメントの単価は規制で決めることもありうる。また、容量ペイメントを支払う原資は、電力小売り事業者が自社の需要規模に応じて負担する、託送料金にサーチャージとして上乗せする等の方法が考えられるが、最終的には需要家の負担となる。

本論の構成は以下の通りである。第2章では、**missing money** 問題を論じる前の導入として、電力市場の自由化について述べる。ここでは、主要国の中で最も歴史のある英国の事例をとりあげる。昨今わが国でも電力システム改革への楽観論が目立つが、まだまだ試行錯誤の途上にあることを認識いただければと思う。

---

<sup>1</sup> 経済産業省(2013)44 ページ

第3章以降は、米国の経済学者の論文を参考に、本論のテーマである missing money 問題について考察していく。第3章では、電気事業に missing money 問題が発生する背景を定性的に示す。第4章では、簡単なモデル計算によって、どのような場合に missing money 問題が発生するかを具体的に示す。第5章では、第4章のモデル計算の結果を踏まえて、missing money 問題への対策について論じる。第6章はまとめである。

## 2. 電力市場の自由化は何をもたらすのか—英国電力市場の教訓

### 2.1 英国における電力市場改革

先ごろ亡くなった英国マーガレット・サッチャー氏は1979年から1990年まで首相を務めたが、同時代の米レーガン元大統領とともに、市場重視の政策のもと小さい政府を目指し、様々な改革を行った。新自由主義、英国ではサッチャリズムと呼ばれる政策である。石油、ガス、通信など多くの国営企業が民営化された。

その政策のひとつに、電力市場改革があった。改革前英国のイングランド・ウェールズ地区では中央電力庁が発送電を、配電を12の配電局が担っていたが、1990年4月1日に、これら企業の民営化とともに、発電部門は3社に分割され、送電部門はナショナルグリッド1社に、配電局は小売を行う12の地域電力会社になった。

電力事業自由化が検討された背景には、発電部門における技術の進歩もある。電力供給については、発電設備、送配電設備を複数の企業が建設し競合することにより設備の無駄が生じるために、発電、送配電、小売に至るバリューチェーン全体において、国営企業体による自然独占が認められてきた。この自然独占の効率については、途上国との比較では先進国においては、効率は比較的良いとされてきたが (Joskow, P.L. (1997))、さらなる効率向上策として自由化が検討された。

英国において新自由主義による改革が行われている同時期に、自然独占が認められている電力事業においても、安価な天然ガスの普及と CCGT<sup>2</sup>などの新技術により発電設備の建設が比較的容易になり、発電部門においては競合が可能になった。また、小売部門においても競合を導入することにより、価格下落、サービス向上の可能性が指摘されるようになった (Joskow, P.L. (1998))。

英国においても、発電部門、小売部門は自由化対象となったが、自然独占が必要な送電部門は1社による独占となっている。小売部門では1990年から契約電力量1000kW以上の需要家に対する販売が自由化された。その後、小売の自由化は拡大され、1999年には全小売需要家に対する販売が自由化された。さらに、2005年にはスコットランド地区も統合され北アイルランドを除く地域をカバーする市場となった。自由化後、発電、小売事業を行う企業の買収・合併を経て、現在英国では、ドイツ、

---

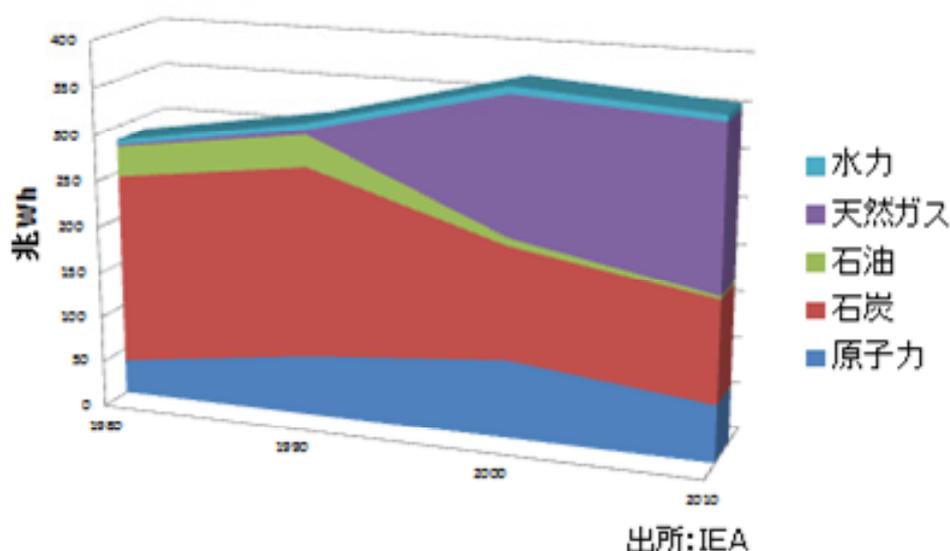
<sup>2</sup> コンバインドサイクルガスタービン。ガスタービンと蒸気タービンの両方を利用することにより発電効率を向上させることができる。

フランス、スペインの企業を含め大手 6 社<sup>3</sup>が発電の大半を担う形になっている。また、大手 6 社は小売事業者の大半も傘下に収めている。

## 2.2 電力市場改革の成果

自由化後、英国では電気料金が下落したことから、自由化は成功したと言われることもあるが (Pond (2006))、電気料金が下落した理由は市場の改革以外にもある。自由化の目的の一つは、老朽化した石炭火力発電所で利用されていた、地質条件が悪くコストが高かった国内炭を、当時北海での生産数量が増加していた天然ガスに切り替えることにあった。実際に英国における石炭と天然ガスによる発電量は図 1 の通り推移し石炭から天然ガスへの燃料の切り替えが進んだ。また、天然ガス火力では効率がよい CCGT の導入も多く、燃料費の引き下げと同時に効率の向上による発電コストの引き下げがあったと思われる。

図 1：英国の電源別発電量の推移



英国において自由化の結果、電気料金が下落したかどうかについては議論があり、自由化がなかった場合には、価格は自由化された場合より 10%から 20%安くなっていたとの指摘もある (Branston (2000))。さらに、電気料金の引き下げについても、大口需要家向けの価格は大きく下落したが、その分小口需要家向け価格は上昇しており、必ずしも電気料金の引き下げは実現していないとの指摘もある (Thomas (2006))。

自由化された当初から懸念されたのは、自由化市場ではベース電源として常に発電を行い電気を販売しなければ収入が得られないことから、事業者はベース電源設備の建設は行うものの、ピーク需要にのみ対応するピーク電源の設備を建設する事業者がいなくなるということだった。また、競争市場にある民間事業者が資金調達を行う際の資本コストは当然高くなることから、要求される利益率も高

<sup>3</sup> British Gas、EDF Energy、E.ON、npower、Scottish Power、SSE の 6 社が Big Six と呼ばれる。

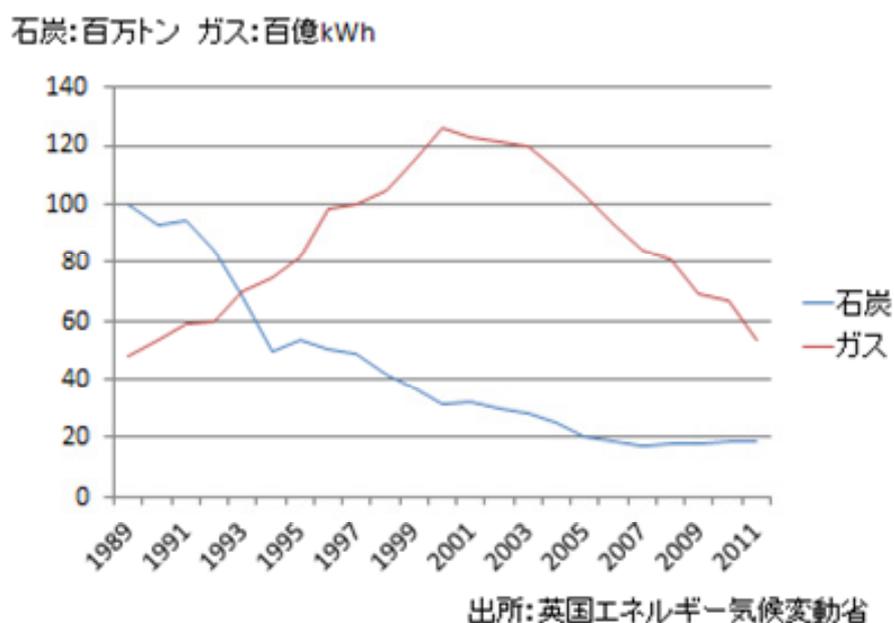
くなり、電気料金の上昇につながると考えられる。

最も大きな問題は原子力発電所の建設だ。投資額が巨額であり、最低でも 40 年あるいは 60 年という長期間に亘り操業を行う必要がある原子力発電所に投資を行うには、長期に亘る安定した収益見通しが欠かせない。自由化された市場では長期間に亘る電気料金の保証はなくなり、大規模投資を行う事業者は出てこなくなる。原子力発電所の建設には自由化市場ではなく、規制された市場が必要となる (Newbery(2010))。

英国は、地球温暖化問題への取り組みに極めて熱心だ。この背景として 19 世紀から世界の金融の中心であったシティを抱え、経済に占める金融業の比率が英国においては高いことがある。温暖化対策の中心政策として推進されている EU の温室効果ガスの排出量取引が英国金融業界にとって極めて重要であることは見逃せない。温暖化対策においては、二酸化炭素排出量の大きい発電部門の排出削減策が欠かせない。温暖化対策に熱心な英国は再生可能エネルギーに加え、原子力発電所と火力発電では二酸化炭素排出量が相対的に少ない天然ガス火力の推進が必要と判断している。

再生可能エネルギーについては、導入の義務化を行い、促進策を取ったが、失敗と言われている (Chawla and Pollitt (2012))。また、天然ガス火力については、図 2 の通り天然ガスの産出量が既にピークを打ち、石炭と同様に減少している。輸入依存度が高まっている英国では、安価な輸入炭を利用する石炭火力との比較では天然ガス火力に価格競争力がなく、自由化された市場では建設は進まない。ベース電源として建設される可能性があるのは、燃料に最も価格競争力がある輸入炭を燃焼する石炭火力発電所だ。

図 2：英国の石炭と天然ガス生産推移

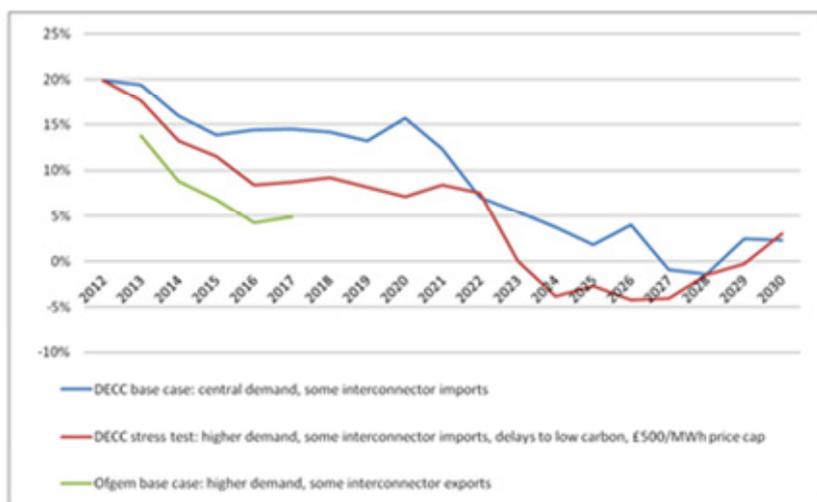


二酸化炭素の排出量が相対的に多い石炭火力は、EU の排出量取引市場で排出枠を購入する必要が

あり、環境対策コストが高くなる可能性があり不利だ。しかし、現在 EU の排出枠価格は低迷しており、排出枠購入によるコスト上昇があっても、石炭火力は天然ガス火力より圧倒的に価格競争力がある。

結局、市場に任せたのでは、二酸化炭素排出量が少ない天然ガス火力も、再生可能エネルギーの導入も、原子力発電所の建設も進まない。さらに、低炭素電源の建設だけでなく、石炭火力の建設が行われるかも不透明だ。将来の電力価格が不透明な自由化された市場では設備建設には収益の保証がなく、リスクが伴うからだ (Newbery (2002))。英国政府の予測では 2020 年代には電力の供給予備率がマイナスとなり、英国では停電が発生する。図 3 が示す通りだ。

図 3 : 英国の供給予備率予測



出所: 英国エネルギー気候変動省

### 2.3 課題の顕在化—容量メカニズムの導入へ

このため、2011 年から英国政府は電力市場の新たな改革に取り掛かり、2012 年 11 月にはエネルギー法案が提出された<sup>4</sup>。エネルギー法では、低炭素電源建設のための固定価格買い取り制度と容量メカニズムの導入が想定されている。固定価格買い取り制度では、主として再生可能エネルギー及び原子力による発電が対象<sup>5</sup>となる。長期間に亘る発電電力量の買い取りを英国政府系公社が保証することにより、事業者が収益性を確保し、かつ資金調達が容易になる。ヒンクレーポイント原子力発電所の建設を手掛けるフランス EDF エナジーが既に英国政府と買い取り価格の交渉を行っている<sup>6</sup>と報道されているが、買い取り価格などの条件はまだ合意に至っていない<sup>6</sup>。

<sup>4</sup> エネルギー法案の内容は以下を参照(2013 年 6 月 9 日アクセス)

<https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change/series/energy-bill>

<sup>5</sup> 二酸化炭素の地中貯留(CCS)設備を備えた石炭火力発電所も対象となるが、原子力発電所とは適用される制度が異なるとされている。

<sup>6</sup> <http://www.guardian.co.uk/environment/2013/apr/23/edf-energy-nuclear-power-station> (2013 年 6 月 9 日アクセス)

容量メカニズムは、設備建設者に対し、発電が行われない場合でも、設備投資額に一定程度の収益を保証することにより、発電が少なく電力販売収入の少ないピーク対応設備の建設を促進することを狙う。検討中の制度ではガス火力設備を新設した場合には10年間、大規模改造設備には3年間、既存設備には1年間に亘り一定額の支払いが保証される予定である。設備の選択はオークション方式により行われ、2018年から19年冬季分のオークションが2014年に実施される予定となっているが、制度の最終決定は2013年中に行われる予定となっている。

自由化された市場では、事業者の要求する収益率はリスクが高まるために高くなる。また資金調達コストもリスクを反映し上昇する。そのために、事業者は巨額の投資を必要とする原子力発電所の建設には躊躇することになる。また、コストが高く不安定な発電源である再生可能エネルギーへの投資も当然減少する。火力発電についても、発電所が運転する長期間に亘り常にベースロードとして稼働可能か判断することは難しくなる。ベースロードとして稼働しなければ、電気料金の収入を得ることはできず、やがて事業者は廃業に追い込まれる。

自由化された市場で、設備の建設を促進するためには、設備に対する収益を常に保証するしかない。しかし、その保証された収益率は独占市場における収益率より、リスクを反映する分、当然高くならざるを得ない。結局電気料金に設備に対する収益保証も反映され、電気料金の上昇につながる。

英国あるいは米国の電力市場自由化に関する多くの論文が触れているように、自由化市場は魔法でも、夢の世界でもない。まだ制度設計についても試行錯誤の最中にあるといい。電気という特殊な商品の自由化は極めてデリケートな問題であるのは間違いない。

### 3. 電気事業における missing money 問題の背景(定性論)

第3章以降は、米国の経済学者による論文を参考に、missing money 問題を考察していく。

通常、設備産業と言われる産業においても、生産物の市場だけでは適切な投資が導かれられないという議論は通常聞かない。その時々で需給バランスが変動し、需給バランスの変動によって価格が変動し、価格の変動によって投資の採算性が変動し、といった動きはあるにせよ、長期的には、市場を通じてあるべき投資水準に収敛していくと普通は考える。missing money 問題とは、自動車産業に準えて言うと、「自動車の販売収入だけでは、工場の生産設備の固定費が回収できないので、生産ラインを維持していることに対して、何らか対価が得られる仕組みが必要である」と主張しているようなものだ。他産業では考えにくい主張であるし、Cramton, Peter and Ockenfels Axel (2011)によれば、「教科書の経済学(textbook economics)で、容量市場が議論されることはない。」

では、なぜ電気事業で missing money 問題が起きるのか。一言で言えば、電気の財としての特質である「①生産即消費であること」と「②常に人為的に需要と供給をバランスさせる必要があること」に起因すると考えられる。

「①生産即消費であること」によって、電力市場では電源の短期限界費用(=可変費)によって価格が決まる状況になりやすい。短期限界費用とは火力発電で言えばほぼ燃料費に相当する。これは市場が競争的になればなるほどこのようになる。電気は基本的に在庫が存在せず、生産されたものが即消費される。生産者たる発電所にしてみると、その時々需要に合わせて発電所を稼働させないと、製品である kWh を売ることが出来ず、したがって収入も得られない。では、その時々稼働させる発電所はどのように決まるかと言えば、kWh の売り値が安いものから順番に決まり、通常は稼働させた発電所のうち、一番売り値の高いもの、つまり最後に稼働が決まった発電所の売り値がその時間帯の市場価格となり、その市場で取引される kWh 全てに適用される。

このような仕組みの中では、発電所は、個々の時間帯において、稼働させる発電所に選ばれることがまずは先決という判断をしがちである。仮に短期限界費用が同じ 8 円/kWh である発電所 A と B があったとして、A が 8 円/kWh で売り値を出し、B が固定費回収原資を織り込んで 10 円/kWh の売り値を出したとすると、A だけ選ばれて B は漏れるという結果は十分考えられる。つまり選ばれるために、固定費回収原資を織り込まず、短期限界費用のみで売り値を設定するという判断が採られやすい。この場合、固定費の回収については、自分よりも後に稼働が決まる電源がある、つまり自分より売値が高い電源が稼働するのであれば、市場価格は自分の短期限界費用よりも高くなるので、その差分を固定費回収の原資として期待することになる。しかし、完全に回収できることが保証されるわけではないし、実態として十分な回収が出来ておらず **missing money** 問題が存在していることを、いくつかの海外事例<sup>7</sup>は示している。<sup>8</sup>

そもそも経済学は、短期限界費用で価格形成がなされる市場が社会厚生を最大化すると教えている。したがって、短期限界費用による市場価格形成で何らかの問題が起こるといって問題設定自体が理解されにくいかもしれない。他方、他の製品市場で、短期限界費用で価格形成がなされている市場が実態としてあるか、という指摘もできよう。自動車メーカーは自動車の価格を短期限界費用で決めているわけではなく、生産ラインのコストを回収できるような価格に決めている筈である。そうでないことがあるとすれば、それは過当競争状態であって、むしろ生産能力が淘汰されるべき状態である。勿論、経済学者が自動車メーカーに短期限界費用で価格を決めるよう求めているわけもない。しかし、電力市場は設備過剰とは言えない状態でも、短期限界費用のみで売り値を設定する状況になり得るし、電力システム改革専門委員会の議論は、短期限界費用のみの売り値提示をむしろ求めている。それが、固定費回収については実際に市場で発現する価格と短期限界費用の差分で回収できるだろうという認識に立っての主張だとすれば、実態としてそうっていないのは、先ほど述べたとおりである。

<sup>7</sup> 例えば、テキサス州の事例については、電力改革研究会(2012a)

<sup>8</sup> 上記は主に火力発電所を念頭においた記述であり、貯水式の水力発電所は若干事情が異なる。水力発電所の短期限界費用は燃料が自然の降水であるため、基本的にゼロである。したがって、価格が正である限りは、市場価格と短期限界費用の間にはマージンが常に存在し、固定費の回収原資となるので、貯水式の水力発電所は火力発電所に比して **missing money** 問題は発生しにくいと言える。特に減価償却が進んだ水力発電所は **missing money** 問題とはほぼ無縁と思われる。同様に水力発電がほぼ 100%を占めるノルウェーの電力市場も **missing money** 問題とはほぼ無縁と言えよう。

また、経済学は、市場ではその調整能力によって、長期的に限界費用＝平均費用である価格、つまり固定費が回収できる価格が発現するとも教えている。しかし、これが成立するには、市場が、効用として評価すべきものをすべて織り込んだ価格形成を行っていることが必要であろう。ここで、先ほど掲げたもう一つの電気の特質である「②常に人為的に需要と供給をバランスさせる必要があること」を考えてみる。電気は常に需要と供給がバランスする必要があるが、これは通常の市場のように売り手と買い手を自由に取引させればバランスするわけではない。先ほど述べたように電気は生産即消費であり、その時間断面（「リアルタイム」と呼ばれることがある）では、特定の意思を持って系統運用者が需要と供給がバランスするようコントロールする必要がある。かつ、このバランスが崩れると、例えば電話の場合は、増分のトラフィックが話中になるだけであるが、電気の場合は、増分需要以外にも大きな影響が及ぶ可能性があり、そうなったときの影響は甚大である。

そのため、電力システムの運用者は需要と供給のバランスを確保すること、つまりシステムの信頼度（reliability）を確保するために特段の努力をするわけであり、発電所も全面的に協力する。そうした取り組みによって reliability が維持されていることの価値は大きいのであるが、問題は、その reliability の価値が市場の価格形成において十分に反映され、電気の消費者が十分に負担しているかである。後で詳しく検討するが、様々な制度の制約により、十分とは言えないのではないか。ここが十分でなければ、市場で発現する価格は安すぎることになり、限界費用＝平均費用である価格は発現せず、missing money 問題が発生することになる。ちなみに、容量市場のことを米国の PJM では Reliability Pricing Model(RPM)と呼ぶ。まさに reliability に価格をつける市場という位置づけなのである。

#### 4. missing money 問題のモデル計算

以下では、論文 Joskow, P.L. (2006)を参考に、missing money 問題のメカニズムを簡単なモデルで表現してみる。前提によって、missing money 問題が発生するケースと発生しないケースがあり、それらを比較することによって、missing money 問題への対処方法を論じることが可能となる。

##### 4.1 missing money 問題が発生するケース（ケース A）

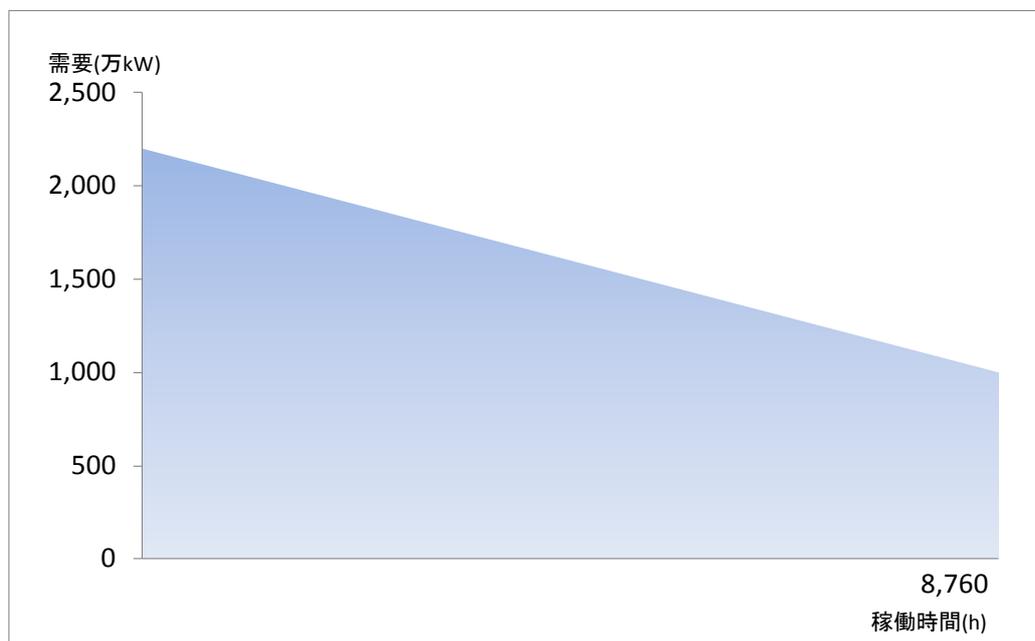
まず、missing money 問題が発生するケースから説明する（「ケース A」と呼ぶこととする）。需要と供給の前提は以下である。

需要：年間最大需要を 2,200 万 kW、年間最小需要を 1,000 万 kW とする。1 年 8760 時間の需要を大きい順に並べてみると、図 4 のような右下がりの直線になるとする。この線を需要の持続曲線（デュレーションカーブ）と呼ぶ。数式化すると以下のとおりである。

$$D=2,200-0.137 \times T \quad [0 \leq T \leq 8,760] \quad \leftarrow \quad -0.137=(1,000-2,200) \div 8,760$$

需要に不確実性はなく、この需要が必ず発現するとする。

図 4：需要の持続曲線(デュレーションカーブ)



供給：以下の 3 種類の発電技術が利用可能であり、これらを組み合わせで供給がなされるものとする。

ベース電源（固定費大、可変費小） 固定費 2.4 万円/kW/年 可変費(=短期限界費用) 2 円/kWh  
 ミドル電源（固定費中、可変費中） 固定費 1.6 万円/kW/年 可変費(=短期限界費用) 3.5 円/kWh  
 ピーク電源（固定費小、可変費大） 固定費 0.8 万円/kW/年 可変費(=短期限界費用) 8 円/kWh

その他の前提：

- ・ 予備力や発電所の定期点検の必要性は捨象する。
- ・ 電力市場の価格は、1 時間ごとに決定する。発電市場には十分な数のプレイヤーが存在し、限界費用による価格形成が行われるとする。具体的には、当該 1 時間に電力需要に対して供給するために稼働した、最も短期限界費用の大きい電源の当該短期限界費用が市場価格となる。
- ・ また、上記の電力市場価格がその時間帯に消費されるすべての kWh に対して適用されるとする（一物一価）。

上記を前提として、与えられた需要に対し最小コストで供給する電源ミックスを求める。

図 5 の上のグラフに、3 種類の電源について、年間稼働時間と発電コストの関係を示す。年間稼働時間と発電コストの関係は以下の式で表現される。

$$C_i = V_i \times T + F_i \quad (1)$$

$C_i$  = 電源 i の発電コスト(円/ kW/年)

$V_i$  = 電源 i の可変費(円/kWh)

$F_i$  = 電源 i の固定費(円/ kW/年)

T = 年間稼働時間(h)

i=b(ベース電源)、m(ミドル電源)、p(ピーク電源)

想定する稼働時間によって、最経済的な電源は変化する。ベース電源は固定費が大きく、可変費が小さいから稼働時間が長くなると経済性を発揮し、ピーク電源は可変費が大きいが、固定費は小さいから、稼働時間が短いところで経済性を発揮する。上記の前提の場合は、

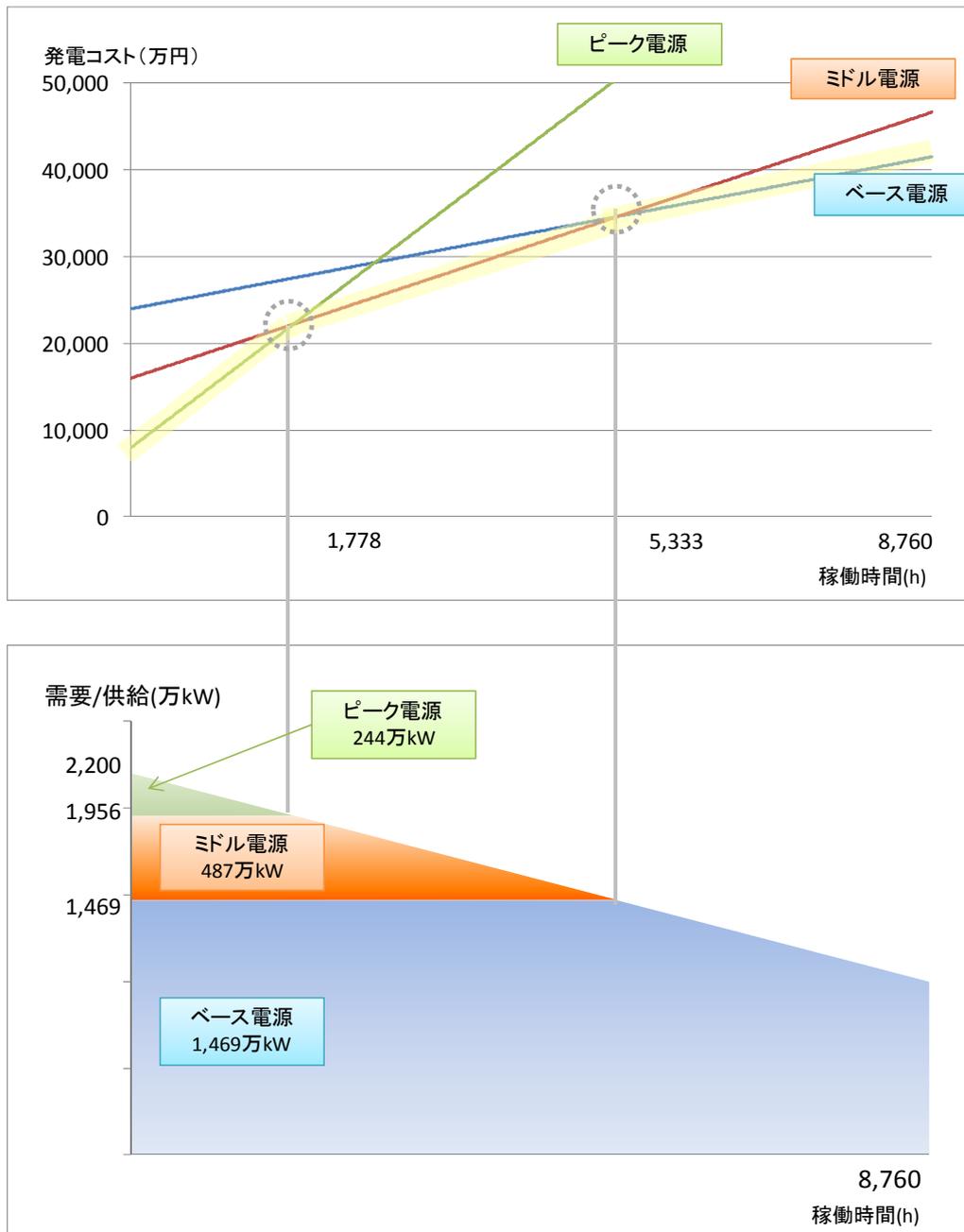
年間稼働時間 5,333 時間以上では ベース電源が最経済的

年間稼働時間 1,778~5,333 時間では ミドル電源が最経済的

年間稼働時間 1,778 時間以下では ピーク電源が最経済的 となる。(図 5 の上のグラフ参照)

3 種類の電源の稼働時間をそれぞれが再経済的となる範囲に収まるように電源を組み合わせれば、最小コストの電源ミックスとなる。図 5 の下のグラフに示す通り、ベース電源 1,469 万 kW、ミドル電源 487 万 kW、ピーク電源 244 万 kW と組み合わせると最小コストになる。完全な情報を持った善意の独裁者が電気事業を行えば、この電源ミックスが形成される。

図 5：ケース A における電源ミックス



他方、市場に委ねても、「神の見えざる手」がコスト最小の電源ミックスを導くと言えるのかどうか検討してみる。上記の最小コストの電源ミックスが構築された状態で、kWh の市場が導入されたとする。発電市場にプレイヤーが十分な数存在し、市場価格は短期限界費用で決まる。つまり、図 6 のとおりであるが、需要のデュレーションカーブの左端(年間最大需要)から数えて；

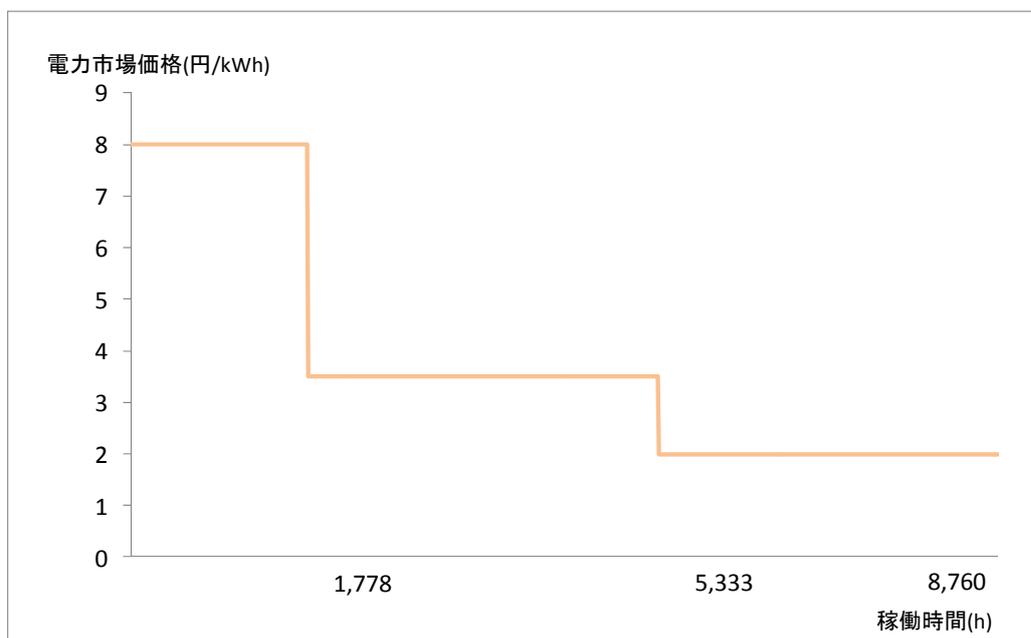
1,778 時間目までは、市場価格は 8 円/kWh (=ピーク電源の短期限界費用)

1,779~5,333 時間目までは、市場価格は 3.5 円/kWh (=ミドル電源の短期限界費用)

5,334~8,760 時間目までは、市場価格は 2 円/kWh (=ベース電源の短期限界費用)

となる。

図 6：ケース A における価格の持続曲線(デュレーションカーブ)



この収入によって電源の固定費が回収できるのかどうか確認したのが、表 1 であり、未回収が生じていることが分かる。

表 1：ケース A における収益性

|       | A<br>設備容量<br>(万 kW) | B<br>発電電力量<br>(億 kWh) | C<br>収入<br>(億円) | D<br>費用<br>(億円) | E=C-D<br>収支<br>(億円) | F=E/A<br>1kW あたり<br>収支(円/kW) |
|-------|---------------------|-----------------------|-----------------|-----------------|---------------------|------------------------------|
| ベース電源 | 1,469               | 1,207                 | 4,765           | 5,940           | ▲1,176              | ▲8,000                       |
| ミドル電源 | 487                 | 173                   | 996             | 1,385           | ▲390                | ▲8,000                       |
| ピーク電源 | 244                 | 22                    | 173             | 368             | ▲195                | ▲8,000                       |
| 合計    | 2,200               | 1,402                 | 5,934           | 7,694           | ▲1,760              | ▲8,000                       |

ピーク電源は稼働する時間全てで市場価格が自身の短期限界費用で決まってしまうので、固定費は全く回収できない。ミドル電源、ベース電源は自身の限界費用よりも市場価格が高くなる時間帯があるため、その時間帯で生じる市場価格と短期限界費用の差分が固定費回収原資となるが、それでも未回収が残る。総費用約 7,700 億円のうち、固定費は約 4,500 億円であるが、そのうち、1,760 億円が回収不足となっている。1kW あたりでみると、未収金額は 8,000 円/kW/年であり、これはピーク電源の年間固定費に等しい。つまり、全電源種ともピーク電源の年間固定費相当額の未回収コストが生じるので、kWh の市場だけではこの電源ミックスは維持できない。維持できない以上は、kWh の市場がこのミックスを導くこともない。これが missing money 問題である。

コスト最小の電源ミックスは、需要と電源の諸元（固定費、可変費）が与えられれば、図 5 に示すとおり一義的に決まる。そして、こうして決まった電源ミックスに、短期限界費用で価格形成がなされる電力市場を導入すると、すべての電源に対して、最も固定費が小さい電源（ここではピーク電源）の年間固定費に相当する固定費の未回収(missing money)が生じる。この結果は、需要と電源の諸元（固定費、可変費）を変えても必ず同じ結果となる。つまり、与えられた発電技術をコスト最小となるように組み合わせた上で、短期限界費用により価格が構成される電力市場を導入すると、需要の前提の置き方にかかわらず、活用される電源の中で、固定費が最も小さい電源の固定費に相当する missing money がすべての電源に発生する<sup>9</sup>。

#### 4.2 missing money 問題が発生しないケース（ケース B）

次に、missing money 問題が発生しないケースを説明する（「ケース B」と呼ぶこととする）。需要の前提はケース A と同じである。供給については、ケース A で示した 3 種類の電源に加え、デマンドレスポンス(DR)を考慮する。DR は、一部の需要家に対価を支払って予定していた電気の使用を諦めてもらうことである。発電所の出力を増やすことと DR によって需要を抑制することは、需要と供給をバランスさせる手段として同等である。ケース B では、需要が特に大きい時間帯において、需要と供給をバランスさせる手段として DR も選択可能とする。DR の対価は停電によって生じる機会損失に等しく、VOLL(=Value of Lost Load)と呼ばれる。ここでは VOLL を一律 400 円/kWh とする。また、DR の固定費はゼロと仮定する。固定費ゼロの意味合いについては、後で論じる。

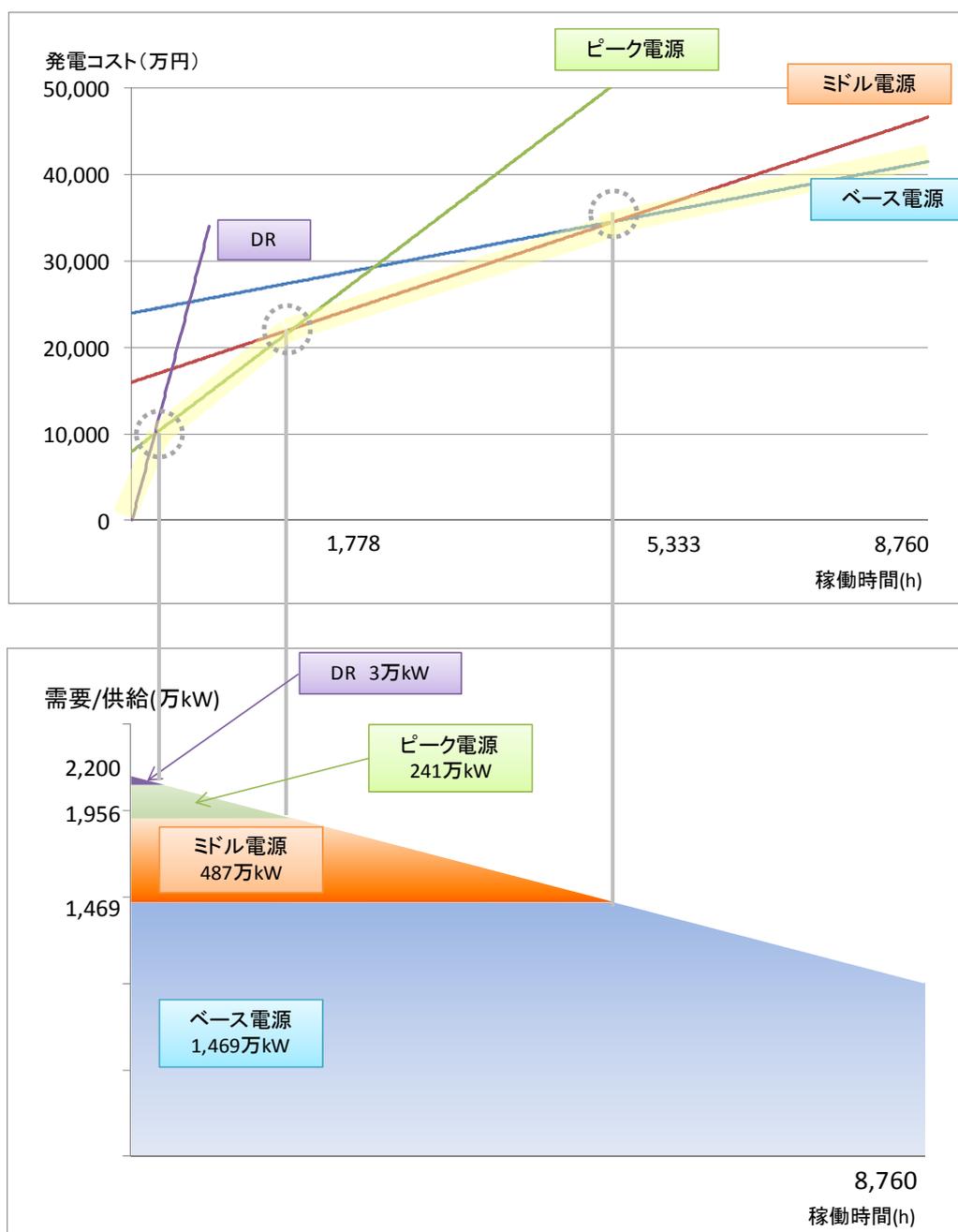
この仮定の下で、最小コストで供給する電源ミックスを考える。DR を電源の一種とみなし、ケース A と同様に、年間稼働時間と発電コストの関係から、想定される稼働時間別に、最も経済的な電源を求めることが出来る。つまり、3.1.の(1)の式はそのまま、変数  $i$  の取りうる値に DR を加えればよい。

その結果が図 7 の上のグラフである。稼働時間が 20 時間以下では、固定費がゼロであることが効いて、DR が最も経済的になる。その結果、ベース電源 1,469 万 kW、ミドル電源 487 万 kW、ピーク電源 241 万 kW、DR 3 万 kW と組み合わせると最小コストになる。ケース A との違いは、ピーク電源の 244 万 kW のうち、3 万 kW が DR に置き換わった点のみである。

---

<sup>9</sup> 需要の前提にかかわらずこれが成立することを補論 2 に示す。また、計算用のエクセルシートを本ディスカッションペーパーとともにアップしたので、ご関心の向きは試していただきたい。

図7：ケース Bにおける電源ミックス



それでは、この DR を考慮した電源ミックスが kWh の市場の中で維持できるかを検討する。先ほどと同様に、市場価格は短期限界費用で決まるとすると、図8の通りとなり、デュレーションカーブの左端(年間最大需要)から数えて；

20 時間目までは、市場価格は 400 円/kWh (=DR の短期限界費用)

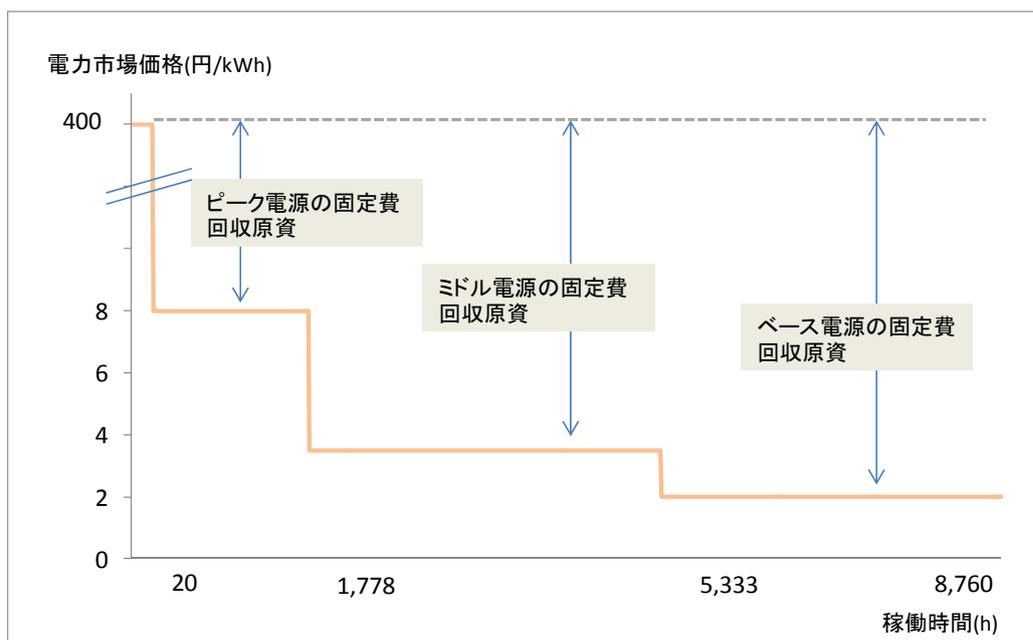
21~1,778 時間目までは、市場価格は 8 円/kWh (=ピーク電源の短期限界費用)

1,779~5,333 時間目までは、市場価格は 3.5 円/kWh (=ミドル電源の短期限界費用)

5,334~8,760 時間目までは、市場価格は 2 円/kWh (=ベース電源の短期限界費用)

となる。

図 8：ケース B における価格の持続曲線(デュレーションカーブ)



この収入によって電源の固定費が回収できるのかどうか確認したのが、表 2 である。このケースでは、missing money は生じない。

表 2：ケース B における収益性

|       | A<br>設備容量<br>(万 kW) | B<br>発電電力量<br>(億 kWh) | C<br>収入<br>(億円) | D<br>費用<br>(億円) | E=C-D<br>収支<br>(億円) | F=E/A<br>1kW あたり<br>収支(円/kW) |
|-------|---------------------|-----------------------|-----------------|-----------------|---------------------|------------------------------|
| ベース電源 | 1,469               | 1,207                 | 5,940           | 5,940           | 0                   | 0                            |
| ミドル電源 | 487                 | 173                   | 1,385           | 1,385           | 0                   | 0                            |
| ピーク電源 | 241                 | 22                    | 366             | 366             | 0                   | 0                            |
| DR    | 3                   | 0.003 <sup>10</sup>   | 1               | 1               | 0                   | 0                            |
| 合計    | 2,200               | 1,402                 | 7,692           | 7,692           | 0                   | 0                            |

この試算は、需要の不確実性を無視しているため、需要が 2197 万 kW(2,200-3)を超える時間が年間 20 時間必ず発生し、そこでは DR が必ず発動され、その時間の市場価格は 400 円/kWh まで必ず上昇する。その価格はその時間帯に消費されるすべての kWh に適用されるので、各電源は 400 円と自身の短期限界費用の差分により、固定費回収原資をねん出し、missing money を解消する。

400 円/kWh の価格が 20 時間発現するので、ここでの各電源の収入は  $400 \times 20 = 8,000$  円/kW となる。これは、ケース A で発生する 1kW あたりの missing money の年額に等しい。つまり、ケース B では、missing money が解消できる時間数だけ DR が発動されることになる。DR 発動時間数は、VOLL

<sup>10</sup> DR の発電電力量は抑制した電力量の意味である。

をいくらに設定するかで決まる。VOLL を安く設定すると、DR の発動時間数は増える。例えば、VOLL が半分の 200 円/kWh であるとすると、DR の発動時間は約 2 倍の 42 時間になる。

ケース A とケース B の考え方の違いを別の切り口から示す。図 9 は電力市場(kWh の市場)の需要曲線と供給曲線を示す。

図 9：電力市場(kWh の市場)の需要曲線と供給曲線



赤い線は需要曲線で、時間帯（季節あるいは時刻）により変化する。例えば夏や冬は右に寄り、春や秋は左に寄る。青い線は供給曲線である。短期限界費用による価格形成がなされている前提なので、供給曲線は各電源の短期限界費用を安い順に並べたものになる。そして、市場の供給力を使い果たしたところで垂直に立ち上がる<sup>11</sup>。この各時間帯の需要曲線と供給曲線の交点で各時間帯の市場価格が決定する。ケース A とケース B の違いは、供給曲線の垂直な部分で価格が決まることを想定しているかどうかである。想定しているのが、ケース B である。ここでは、供給力を既に使い果しているため、需要曲線が右にシフトして市場価格が上昇しても供給力が増えることはない。代わりに、DR が発動され、その発動の対価として、通常の電源の限界費用よりも遥かに高い価格が発現、つまりプライスパイクが発生する。つまり、これは巷間言われていることと同じなのであるが、プライスパイクが一定の頻度で起こることを前提とするならば、missing money 問題は回避される。

<sup>11</sup> 供給曲線も電源の定期点検等により、季節によって変化し得るが、ここでは捨象する。

## 5. missing money 問題にどう対応するか（容量メカニズムかプライスパイクか）

本章では、第4章で実施したモデル計算を元に、missing money 問題に対応し、適切に固定費を回収する仕組みのあり方を検討する。ケース A とケース B のいずれを前提とするかでアプローチは変わってくる。

### 5.1 プライスパイクを前提とせず、容量メカニズムを導入(ケース A)

まず、ケース A を前提に考える。この場合は、対策はシンプルで、すべての電源に 8,000 円/kWh/年の missing money が発生するのだから、あらかじめ全ての電源が同じ額を何らかの対価として受け取れるようにすれば、固定費は回収できる。つまり、生産物(kWh)ではなく生産設備(kW)を維持していることに対して対価が支払われればよい。これは容量メカニズムの考え方そのものであり、上記の 8,000 円/kWh/年は、容量ペイメントの単価にあたる。この単価はあらかじめ規制で定めることも考えられるし、市場で決めることもあり得る。後者の場合、この市場は容量市場ということになる。更に、容量ペイメントの支払いの原資はどう調達するかであるが、前述の通り、電力小売り事業者が自社の需要規模に応じて負担する、託送料金にサーチャージとして上乗せする等の方法が考えられる。

### 5.2 容量メカニズムを導入せず、プライスパイクを前提に(ケース B)

次に、ケース B を前提に考える。ケース A で示した 3 種類の電源に加え、固定費ゼロのデマンドレスポンス(DR)を電源の一種として電源ミックスを構成すれば、DR の発動に伴うプライスパイクによって missing money は解消されるので、容量メカニズムの導入は不要という結果となった。しかし、このモデル計算は非常に簡略化されたものであるため、以下では、現実の電力システムで加わる制約をいくつか考慮して、このケースが現実的なのか吟味する。このケースを現実的たらしめるには、いくつかの関門がある。

#### 5.2.1 第1関門：電力市場の上限価格

第1の関門は電力市場の上限価格である。現実の電力システムでは、市場支配力による価格のつり上げを未然に防ぐなどの理由で、電力市場の価格に上限が設けられることが多い。この上限価格が低すぎると、固定費回収の原資となるプライスパイクが起こらず、missing money 問題を回避できない。日本でも、現在の電力システムは、市場価格はインバランス料金の変動範囲外料金の水準、60 円/kWh 程度が事実上の上限価格になっているので、ケース B で前提としていた 400 円/kWh の DR は活用しようがない。上限価格を撤廃するか、少なくとも大幅に引き上げる必要がある。

なお、「上限価格があるから missing money 問題が起こる。上限価格を撤廃又は大幅に引き上げれば missing money 問題は解決する」という論を時々聞くが、前半部分は正しいが、後半部分は間違っている。市場の上限価格は missing money 問題の原因ではあるが、原因のすべてではない。あくまで

missing money 問題解決のためにクリアすべき関門の一つに過ぎない。

## 5.2.2 第2関門：予備力の存在

第1の関門、電力市場の上限価格の問題がクリアできたとして、第2の関門は予備力の存在である。電力供給システムは、需要が予想を上回って増大した場合、あるいは発電設備にトラブルがあった場合等に備えて、常に一定量の予備の供給力を確保する必要がある。適正な予備力の量は通常、どこの国でも工学的な確率計算に基づいて決められ、日本では8~10%が目安とされている（欧米では通常10%を超えているが、これは日本の発電所に比べてトラブルの発生確率が高いためである）。上で示したケースBでは、年間最大需要2,200万kWに対して、供給力も、DRを含めて同量の2,200万kWという前提で、モデル計算をしていたが、現実の電力システムでは $2,200 \times 8\% = 176$ 万kW程度の予備力が用意されている。予備力はDRにより確保することもあり得るが、DRは発電設備のように出力調整が自由にできるわけではない。したがって、全てがDRというわけにはいかないため、ここでは全て発電所で用意されていると仮定する。その際の電源種は稼働時間が短いのでピーク電源となる。つまり、現実の電力システムでは、2,200万kWの年間最大需要に対しては、発電設備は $2,200 - 3 + 176 = 2,373$ 万kW程度が用意されていることになる。（3万kWはDRで賄われる需要である）

この設備状況を前提とすると、このシステムの運用者は、ケースBで示したような需給運用は通常行わない。ケースBでは、年間最大需要から数えて20時間について、400円/kWhのDRを発動するとしていた。しかし、このDRによってカバーされる需要は、最大需要2,200万kWに対して、わずか3万kWである。この程度であれば、通常は予備力を稼働させて需要を賄ってしまい、DRは発動しない。予備力をここで稼働させれば、予備率は低下するが、8%確保されていた予備率が0.13%低下するだけである。適正予備率の目安とされる8%を割り込むとは言え、この程度の一時的なものであれば、問題ないと考えるのが普通である。そして、このような需給運用の下では、DRが発動されないため、400円/kWhの価格も発現しない。したがって、missing money問題も回避できない。

この設備状況の下でプライスパイクを起こすためには、需給運用の方法を、予備率が8%を少しでも割り込めば、直ちにDRを発動する、という運用に変更する必要がある。これは、そのように取り決めればできる話ではある。ただし、予備率が8%をわずか0.13%切っただけで、プライスパイクが起きると言われても、市場参加者は納得し難いと思われる。市場参加者の理解獲得が第2関門クリアのための最大のハードルだろう。

## 5.2.3 第3関門：前日市場の存在及び前日市場における市場参加者の戦略的行動

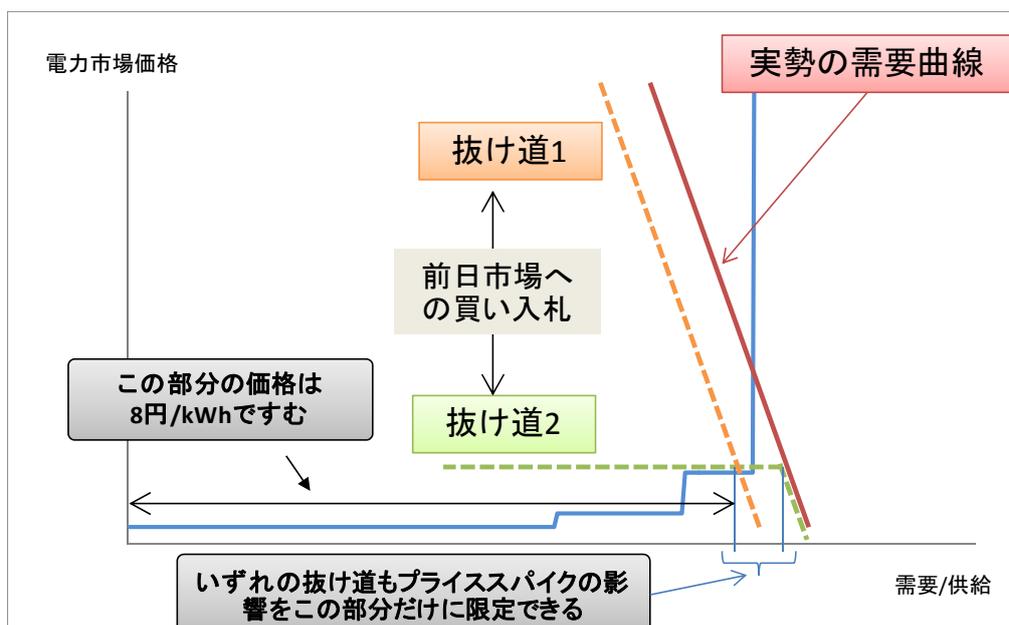
第2の関門、予備力の問題がクリアされ、予備率が8%を少しでも切れば直ちにプライスパイクが起きる運用が実現したとする（荒唐無稽に感じられる向きも多いと推察するが）。第3の関門は、前日市場の存在及び前日市場における市場参加者の戦略的行動である。モデルは完全な一物一価、つまり同じ1時間であれば、電気の価格は同じであることを前提としている。すると、生産即消費であ

る電気の価格は、当該1時間において、実際にどれだけ電気が消費されたか判明しないと決まらない。つまり、事後的にしか決まらない。この価格をリアルタイム価格、リアルタイム価格を決める市場をリアルタイム市場と呼ぶ。つまり、モデルはリアルタイム市場が唯一の市場と言う前提に立っている。

現実の電力システムはリアルタイム市場が唯一の市場ということはほとんどなく、通常は前日市場が設置されている。前日市場は、翌日24時間で消費する予定の電気を調達するための市場であり、ここはここで需要曲線と供給曲線の交点で市場価格が決まる。通常、市場参加者は、前日市場閉場までの間に、翌日使う電気の調達はあらかじめ済ませてしまう。とはいえ、ぴったり計画通りに電気が消費できるわけではないので、計画と実際の消費の乖離（これをインバランスと呼ぶ）をリアルタイム市場で調整し、精算するのが普通である。また、リアルタイム市場の価格は、相互に裁定は働き得るが、基本的に前日市場とは別の価格である。リアルタイム市場の価格が決まったからと言って、前日に決まっていた前日市場の価格が差し替えられるようなことは無い。つまり、前日市場は、事後的にしかわからないリアルタイム市場の変動リスクをヘッジする市場という意味合いがある。

さて、翌日は気温の上昇が予想され、需要が2,200万kWの年間最大に達することが予想されるとしよう。普通に前日市場に買い入札をすると、DRが発動されて、価格は400円/kWhに達する。しかし、買い手が400円/kWhもの電気料金を支払いたくないと思えば、実は抜け道が2つある。図10に示す通りであるが、1つ目は、需要を実勢よりも低めに想定して買い入札をすること、2つ目は、8円/kWhのところまで水平になる需要曲線で買い入札を行うことである。いずれの場合でも前日市場価格は、ピーク電源の短期限界費用である8円/kWhで決まる。リアルタイム市場では、実勢の需要として2,200万kWが発現し、第2の関門をクリアしている前提に立てば、DRが発動されて、リアルタイム価格は400円/kWhに達する。しかし、この価格が適用されるのは、インバランスの部分だけで、前日市場の価格は8円/kWhのままなので、大半の電源は固定費回収の原資が得られない。

図10 ; 2つの抜け道



この関門をクリアする手段は、これと言ったものが思いつかない。実勢よりも買い入札を少なめに出した買い手は、インバランスの部分で 400 円/kWh を支払うことになるが、本来はその 1 時間に消費した全ての kWh が 400 円/kWh になるところであったわけなので、これでも当該買い手は十分満足する筈だ。このような実勢よりも少なめに入札した買い手を罰するとしても、誰が実勢(つまり、「誠実に」想定された需要計画)を決めるのかと問われると容易に答えが見つかりそうもない。

#### 5.2.4 第 4 関門：DR は活用できるのか

それでも第 3 の関門がクリアされたと仮定して、次に直面するのは、DR が実際に固定費ゼロの供給手段として活用可能か、という第 4 の関門である。まず、DR に 2 つの種類があることを説明する。電力システムの運用者から見て dispatchable な DR と dispatchable でない DR である。dispatch とは、電力システムの運用者が信頼度を維持するために、発電所等に指令を行うことを言う。つまり dispatchable な DR とは、DR 提供者が運用者の指令にしたがって需要を抑制する義務を負う DR であり、dispatchable でない DR とは、運用者の指令に従う義務はなく、需要家が直面した価格に自発的に反応する DR である。日本に今ある制度に即して言えば、随時調整契約は dispatchable な DR の例であり、季節別時間帯別料金の需要家がピークの需要を自発的に抑制するのは、dispatchable でない DR の例である。

ケース B で供給力の一部として電源ミックスを構成している DR は、発電所と同じように電力システムの運用者の指令に従って、発動されるべきものであるため、dispatchable な DR である。ケース B を現実的たらしめるためには、dispatchable な DR を提供してくれる需要家を必要な量集める必要があるが、それ以前に dispatchable な DR は、需要家が運用者にコールオプションを与えることになるので、このオプションの価値に相当する固定費が発生する。したがって、この DR は固定費ゼロにはならない。

### 5.3 ケース B も missing money 問題を回避できていない

ここで改めて、ケース A とケース B を比較してみる。これまでは、

ケース A：DR を考慮しない。全ての電源に、最も固定費の小さい電源の年間固定費に相当する missing money が発生する。

ケース B：DR を考慮。DR の発動により需要の一部を賄い、かつ発動時に発生するプライスパイクにより missing money を解消。

と説明して来た。しかし、見方を変えると、「全ての電源に、最も固定費の小さい電源の年間固定費に相当する missing money が発生する」というケース A に関する記述は、実はケース B にも当てはまる。最も固定費の小さい電源が DR であり、その固定費がたまたまゼロであった、と捉えれば良い。仮に、DR に固定費が存在し、それが 3000 円/kW/年として、モデル計算をすると、表 3 に示す通り、全ての電源に、3000 円/kW/年の missing money が発生する結果となる。つまり、ケース A と

Bに本質的な違いはなく、ケース B も missing money 問題を回避できているわけではない。

表 3：ケース B における収益性（DR に固定費がある場合）

|       | A              | B                   | C          | D          | E=C-D      | F=E/A               |
|-------|----------------|---------------------|------------|------------|------------|---------------------|
|       | 設備容量<br>(万 kW) | 発電電力量<br>(億 kWh)    | 収入<br>(億円) | 費用<br>(億円) | 収支<br>(億円) | 1kW あたり<br>収支(円/kW) |
| ベース電源 | 1,469          | 1,207               | 5,499      | 5,940      | ▲441       | ▲3,000              |
| ミドル電源 | 487            | 173                 | 1,239      | 1,385      | ▲146       | ▲3,000              |
| ピーク電源 | 242            | 22                  | 294        | 367        | ▲73        | ▲3,000              |
| DR    | 2              | 0.001 <sup>12</sup> | 0.4        | 1.0        | ▲0.5       | ▲3,000              |
| 合計    | 2,200          | 1,402               | 7,692      | 7,693      | ▲660       | ▲3,000              |

DR に固定費（仮に 3000 円/kW/年とする）が存在しても、これをゼロとみなして電源ミックスを構成すれば、missing money は発生しない（正確に言うと 0 円/kW/年の missing money が発生している）。この場合、DR の固定費はサーチャージとして市場外で全需要家に負担してもらうことになるが、これはあまり筋が良い方法ではない。DR を電源の一種と見做せば、他の電源に比べて DR だけを優遇していることになり、電源間の競争を歪めるからである。それを行うくらいであれば、3000 円/kW/年の missing money 問題の存在を認知して、容量メカニズムを導入する方が、公平である。つまり、DR の固定費がゼロではない現実を踏まえると、結局ケース A とケース B に本質的に違いはなく、どちらも容量メカニズムの導入が必要になる。

ところで、容量メカニズムに関する米国の研究論文を読むと、容量メカニズムは健全な需要サイド (robust demand side) が実現すれば不要になる、といった記載を時々見かける。健全な需要サイドと聞いて、スマートメーターが普及すれば良い程度の話と捉える向きもあるかもしれないが、その程度に止まる話ではないと思われる。第 3 章のモデル計算のケース B が示したのは、固定費ゼロの DR が十分に活用できる状況下であれば、電気事業は missing money 問題から解放される可能性があるということだ。では、固定費ゼロの DR とは何か。

それは、dispatchable でない DR である。dispatchable でない DR は、需要家が価格に対して自発的に反応するだけであるので、オプション価値は発生せず、固定費はゼロである。そして、dispatchable でない DR を電源と同等のものとして見做せるということは、通常の財のように、価格だけオープンにして市場で売り手と買い手の自由な取引に委ねれば、需要と供給が自然にバランスしてしまい、停電も起こらない世界である。この様な世界を実現するには、蓄電池が相当程度普及し、今運用者が中央集権的に行っている周波数制御すらほとんど不要になるような高度な需給の分散制御が実現する必要がある。こうなると、生産即消費等の電力システム固有の制約はもはやなくなり、電力市場は普通の財の市場と変わらなくなる（エネルギーセキュリティ等の課題は残るが）。普通の財の市場と変わらない市場になれば、missing money 問題が解消するのは当然とも言える。しかし、当面は現実的ではな

<sup>12</sup> DR の発電電力量は抑制した電力量の意味である。

いだろう。

#### 5.4 第5 関門：需要の不確実性

モデル計算では、需要の不確実性は無視されているが、現実の電力システムでは需要は不確実である。モデルでは、年間 20 時間のプラインスパイクが発生し、固定費回収原資が捻出されることとなっているが、実際は冷夏で 10 時間に減ってしまうかもしれないし、猛暑で 30 時間に増えるかもしれない。このリスクを発電会社側に寄せてしまうのでは、新たな電源投資に踏み切るのは難しいとの議論がある。これについては、ビールやアイスクリーム等、気候によって売上が左右される財は電気以外にもあるから、ここまでリスクをケアする必要はないとの主張が考えられる。他方、今回のモデル計算の前提では、需要がわずか 0.1%(3 万 kW)下ぶれしただけで、プラインスパイクの発生時間がゼロになる。ゼロになるとピーク電源は全額、ミドル電源は半分、ベース電源は 3 分の 1 の固定費が回収不能になってしまうことになり、これではあまりにもリスクが大きいとの論も一理ある。

ただし、後者の論をとるとして、需要の不確実性リスクの対応をケース B のアプローチで行おうとすると、相当に荒唐無稽なことを行わなければならない。冷夏であっても 20 時間のプラインスパイクを保証するわけであるので、その年が終わった段階で、1 年を通じて最も需要が大きかった 20 時間を抽出して、事後的に当該時間帯の市場価格を 400 円/kWh に修正する等である。現実味があるとはとても思えないし、そこまでするのであれば、電力需要の実績とは無関係に kW に対して対価(容量ペイメント)を支払う、容量メカニズムを導入するべきである。その方が、余程シンプルな制度が出来る。

### 6. まとめ

ここまで、米国では以前から認識され、欧州でも最近認識され始めた「電力市場が電力不足を招く」問題、つまり missing money 問題について、簡単なモデル計算を行いつつ、発生のメカニズムとその対策のあり方について考察してきた。その結果；

- 電力市場(kWh の市場)は、電気の財としての特性ゆえに missing money 問題が発生すること；
- missing money 問題を解消するには、kW を維持していることに対して対価(容量ペイメント)が支払われる仕組み、つまり容量メカニズムの導入が有力な方策であること；
- 一定程度のプラインスパイクを前提とすることで、kWh の市場の中で missing money 問題を解消することも考えられるが、様々な条件をクリアする必要があり、現実的とは言い難いこと；
- また、条件を仮にクリアしたとしても、結果的に容量メカニズムを導入したことと大差ない結果になってしまうので、missing money 問題の解消のためには、まず容量メカニズムを検討することが適当であること；

を明らかにした。

ここで、電力システム改革専門委員会において成された、卸電力市場活性化に関する議論を振り返ってみたい。第 3 章で説明したケース A とケース B の違いを理解した上で、同委員会の議論を振り

返ると、いささか無責任な議論が行われていたとの感を強くする。委員会では、事務局から、電力会社による卸電力市場への売り入札について、短期限界費用ではなく、固定費を含む価格で入札していることを批判する資料<sup>13</sup>が提示され、複数の委員がこれに同調した。電力会社がそのようにしている理由は、固定費の回収を確保する、つまりまさに **missing money** 問題を回避するためであるが、そのような主張に対しても、「限界費用による入札を渋っている正直な理由は、『市場支配力の行使』だといえよう<sup>14</sup>」といった批判があった。固定費の回収を確保するため、との主張に対して、良く言われる反論は、「市場価格は自身の売り応札価格がそのまま決まるわけではなく、その時間帯に落札した最も高い応札価格で決まるのだから、それと自分の短期限界費用との差分で固定費は回収できる」というものである。そして、電力会社はこのような議論に押されて、卸電力市場活性化のための自主的な取り組みとして、限界費用ベースの売り応札に努めることを宣言してしまっている。

しかし、本論で説明したように、固定費が回収できるのは、第4章で示したケース B、つまりプラインスパイクが一定の頻度で起こることを前提とした場合である。他方、日本の現在の電力システムの場合、規制料金であるインバランス料金の変動範囲外料金の水準、60円/kWh程度が市場価格の上限となっていて、プラインスパイクそのものが起こらない。つまり、上で説明したケース A に近い。したがって、電力会社に短期限界費用による売り応札を求めるのであれば、せめて、プラインスパイクが生じ得るような制度変更とセットで提案するのであれば、無責任と言わざるを得ない<sup>15</sup>。この電力会社の自主的取り組みによって、固定費を十分負担することなく kWh を手に入れることができるようになった新電力はシェアを拡大するであろうが、電力システムとして持続可能ではない。この状況では、固定費回収の展望がない電力会社も軽減された固定費負担で kWh を手に入れることが出来る新電力にとっても、新たな電源投資のインセンティブは湧かない。**missing money** 問題を回避する仕組みの検討を急ぐ必要がある。

もともと、容量メカニズムの導入にあたっては、様々な課題がある。

- 確保すべき kW の量は誰がどのように決めるのか。発電設備は建設まで一定の時間がかかることから、投資を促す観点からは相当先まで決めることが望ましいが、あまり先まで決めても必要見通しの不確実性が増してしまうことをどう考えるのか。
- kW を維持していることに対する対価(容量ペイメント)の単価はどのように決めるのか、米国東海岸の ISO では 10 年以上にわたって試行錯誤されているように市場で決めるのか、あるいは、経済学の教科書が教える一括補助金(lump sum subsidy)<sup>16</sup>のように、規制で予め決めるのがよいのか。
- 容量ペイメントの原資はどのように回収するのか、託送料金にサーチャージとして上載せするのか、小売事業者が需要規模に応じて負担を分担するのか、その場合の需要規模とは、販売電力量なのか、最大需要なのか、あるいは両者のハイブリッドか。

等である。

<sup>13</sup> 詳細は、経済産業省(2012)スライド 55 枚目 及び電力改革研究会(2012b)

<sup>14</sup> 八田達夫(2012)113 ページ

<sup>15</sup> 補論 1 も参照されたい。

<sup>16</sup> 一括補助金については、例えば八田達夫(2008)参照

他方、容量メカニズムについては、米国東海岸の ISO が 10 年以上に亘って行ってきた試行錯誤の実績があり、冒頭紹介した経済学者達の論文でも様々な提案がなされている。欧州諸国でも導入に向けた検討が進められている。検討を進めるにあたって、これらの動向を注視していくことは有用であろう。筆者等も、今後、容量メカニズムの制度設計について、知見を深めていきたいと考えている。

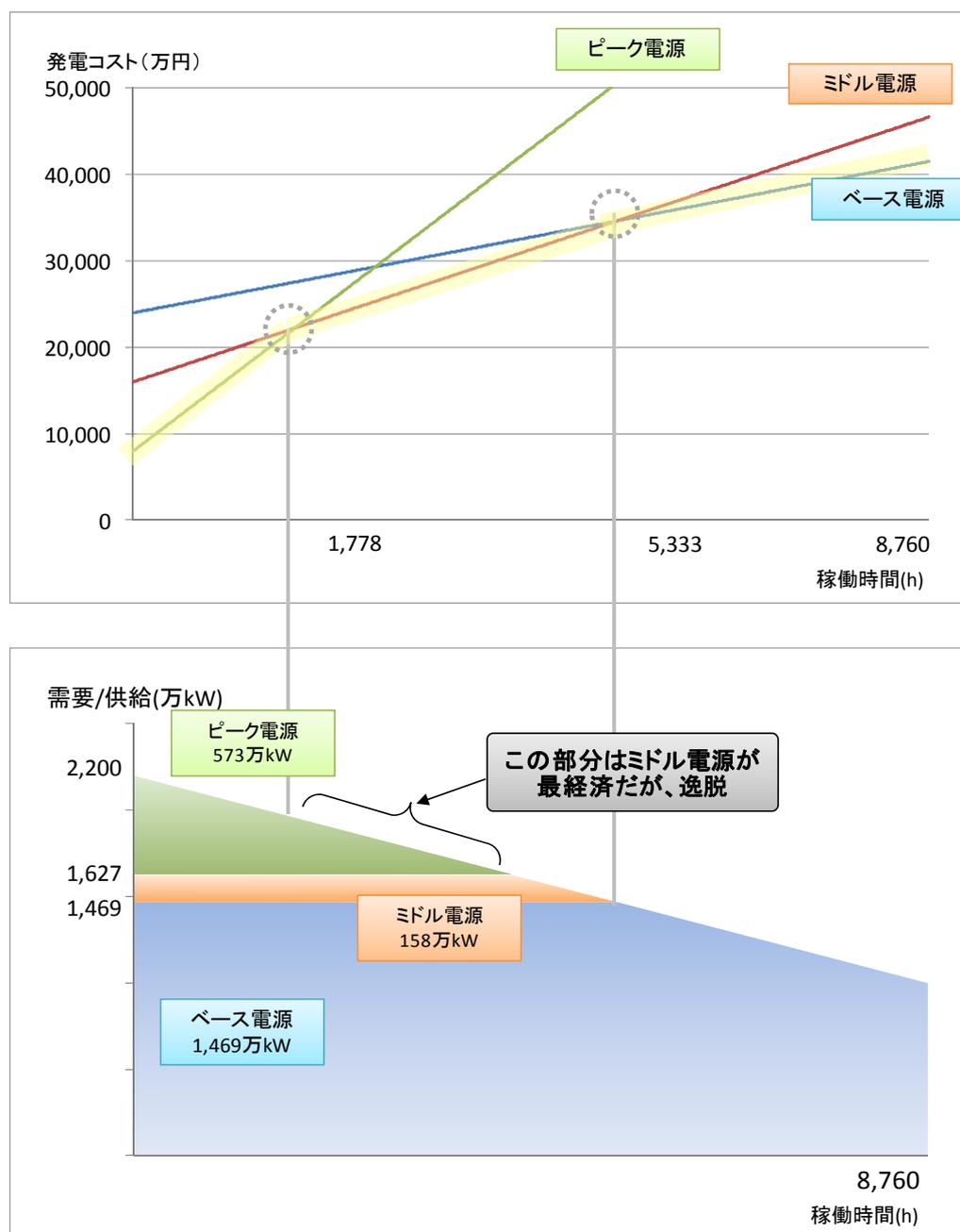
### (補論 1) ケース A で missing money 問題を回避する方法

実は、ケース A で missing money 問題を回避する方法がある。コストが最小となる電源ミックスから意図的に逸脱すればよい。例えば、意図的にピーク電源の設備力を増やす(その分ミドル電源の設備量を減らす)ことが考えられる。この場合でも、ピーク電源は稼働する時間全てで市場価格が自身の短期限界費用で決まってしまうので、固定費は全く回収できない。他方、ミドル電源、ベース電源は自身の限界費用よりも市場価格が高くなる時間が長くなれば、自身の固定費よりも多くのマージンを得て、それをピーク電源の固定費回収に回せることになる。そのような計算の一例を表 4 に示す。システム全体として missing money は解消しているが、コストが最小となる電源ミックスから逸脱しているため、費用の総額は膨らんでいる。したがって、この方法で missing money 問題を解消しても社会的意義は薄い。「市場価格は自身の売り応札価格がそのまま決まるわけではなく、その時間帯に落札した最も高い応札価格で決まるのだから、それと自分の短期限界費用との差分で固定費は回収できる」というよく聞く主張は、現在の日本のシステムの上限価格を放置している限り、このような意図的なコストアップを推奨していると捉えるべきものだ。

表 4：ケース A (コスト最小の電源ミックスからの逸脱) における収益性

|       | A<br>設備容量<br>(万 kW)       | B<br>発電電力量<br>(億 kWh) | C<br>収入<br>(億円) | D<br>費用<br>(億円) | E=C-D<br>収支<br>(億円) | F=E/A<br>1kW あたり<br>収支(円/kW) |
|-------|---------------------------|-----------------------|-----------------|-----------------|---------------------|------------------------------|
| ベース電源 | 1,469                     | 1,207                 | 6,354           | 5,940           | 414                 | 2,818                        |
| ミドル電源 | 158                       | 75                    | 560             | 515             | 44                  | 2,818                        |
| ピーク電源 | 573                       | 120                   | 958             | 1,416           | ▲458                | ▲8,000                       |
| 合計    | 2,200                     | 1,402                 | 7,872           | 7,872           | 0                   | 0                            |
|       | 参考：ケース A(コスト最小電源ミックス)の場合→ |                       |                 | 7,694           |                     |                              |

図 11： ケース A（コスト最小の電源ミックスからの逸脱）における電源ミックス



(補論 2) missing money 問題が発生することの一般的証明

3.1 で述べた「与えられた発電技術をコスト最小となるように組み合わせる上で、短期限界費用により価格が構成される電力市場を導入すると、需要の前提の置き方にかかわらず、活用される電源の中で、固定費が最も小さい電源の固定費に相当する missing money がすべての電源に発生する」が、一般的に成立することを以下で証明する。

各電源の発電コストは、年間稼働時間  $T$  の関数であり、以下の式で表される。

$$C_i = V_i \times T + F_i \quad \dots \textcircled{1}$$

$C_i$  = 電源  $i$  の発電コスト (円/kW/年)

$V_i$  = 電源  $i$  の可変費単価 (円/kWh)

$F_i$  = 電源  $i$  の固定費単価 (円/kW/年)

$T$  = 年間稼働時間 (h)

$i = b$  (ベース電源)、 $m$  (ミドル電源)、 $p$  (ピーク電源)

ただし

$V_b < V_m < V_p$ 、 $F_b > F_m > F_p$  が成り立つものとする。

$C_b$ 、 $C_m$ 、 $C_p$  と稼働時間  $T$  の関係を図 12 の上の図に示す。

図 12 :

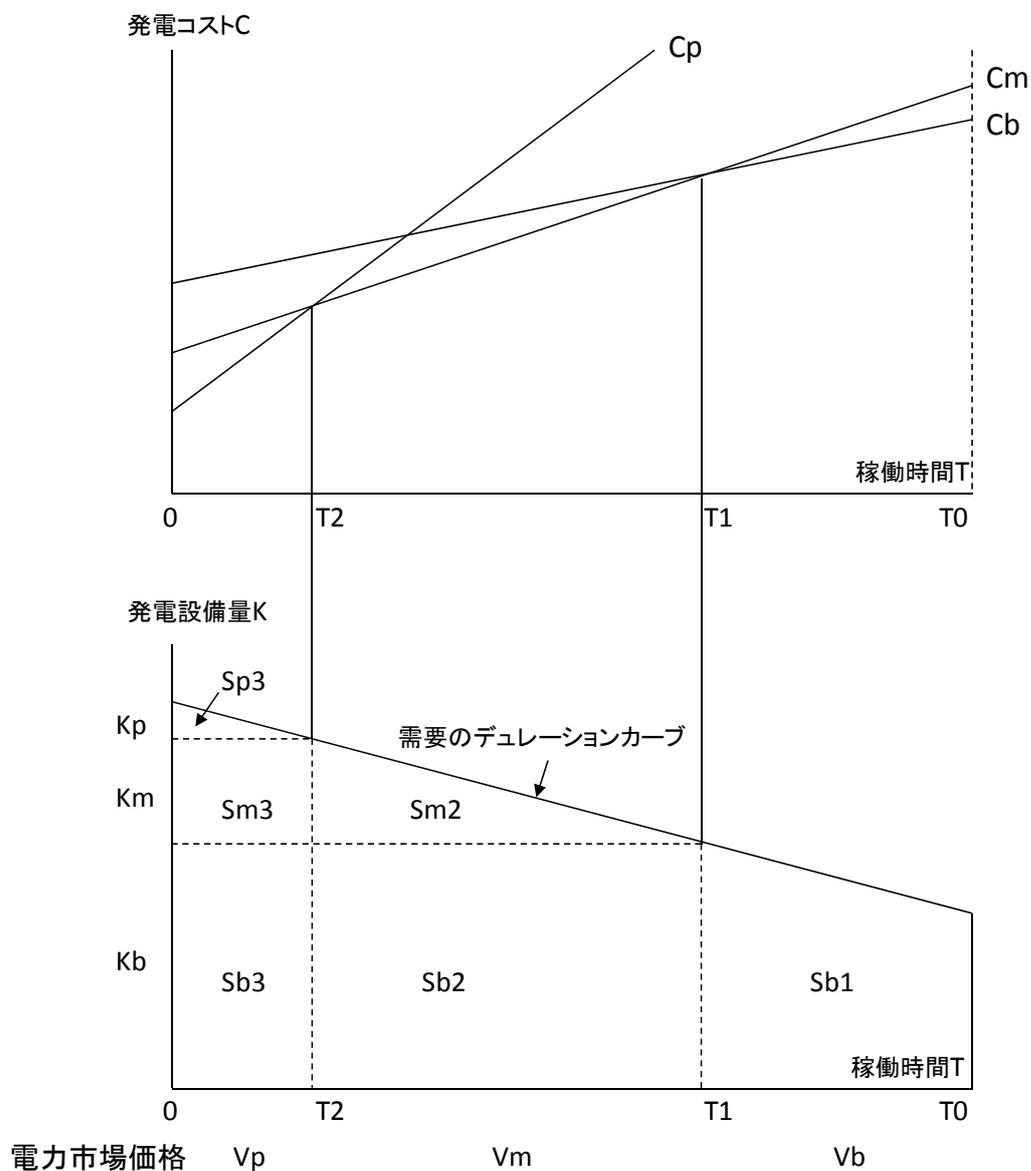


図 12 において、

$T_0 = 8,760$  である。

$C_b$  と  $C_m$  の交点における  $T$  の値を  $T_1$  とすると、 $C_b = C_m$  だから、①より、

$$V_b \times T_1 + F_b = V_m \times T_1 + F_m \text{ となり、 } T_1 = (F_b - F_m) / (V_m - V_b)$$

同様に、 $C_m$  と  $C_p$  の交点における  $T$  の値  $T_2$  も、 $T_2 = (F_m - F_p) / (V_p - V_m)$  と求められる。 } ②

ここで、コスト最小となる電源ミックスにおける各電源の設備量を  $K_b$ 、 $K_m$ 、 $K_p$  とする。(図 12 下の図参照)

また、各電源の年間発電量を、 $S_b$ 、 $S_m$ 、 $S_b$  とし、時間  $T_0 \sim T_1$ 、 $T_1 \sim T_2$ 、 $T_2 \sim 0$  における発電量を添え字 1,2,3 で表す。(図 12 下の図参照)

### 1) ベース電源の収支

- ・年間の固定費は、固定費単価×設備量 =  $F_b \times K_b$
- ・年間の固定費回収額は、(市場価格－自身の可変費単価)×発電電力量 の総和  
=  $(V_p - V_b) \times S_{b3} + (V_m - V_b) \times S_{b2} + (V_b - V_b) \times S_{b1} \dots \textcircled{3}$

ここで図 9 下の図より

$$S_{b3} = K_b \times T_2$$

$$S_{b2} = K_b \times (T_1 - T_2) \quad \text{なので、}\textcircled{3}\text{に代入すると}$$

固定費回収額

$$= (V_p - V_b) \times K_b \times T_2 + (V_m - V_b) \times K_b \times (T_1 - T_2) + (V_b - V_b) \times S_{b1}$$

第 3 項はゼロとなる。 $T_1$ 、 $T_2$  について整理すると

$$= (V_p - V_m) \times K_b \times T_2 + (V_m - V_b) \times K_b \times T_1$$

②より  $T_1, T_2$  の値を代入すると

$$= (V_p - V_m) \times K_b \times (F_m - F_p) / (V_p - V_m) + (V_m - V_b) \times K_b \times (F_b - F_m) / (V_m - V_b)$$

$$= K_b \times (F_m - F_p) + K_b \times (F_b - F_m)$$

$$= K_b \times (-F_p + F_b)$$

- ・よって、ベース電源の収支は、  
固定費回収額－固定費  
=  $K_b \times (-F_p + F_b) - F_b \times K_b$   
=  $-F_p \times K_b$

### 2) ミドル電源の収支

- ・年間の固定費は、固定費単価×設備量 =  $F_m \times K_m$
- ・年間の固定費回収額は、(市場価格－自身の可変費単価)×発電電力量 の総和  
=  $(V_p - V_m) \times S_{m3} + (V_m - V_m) \times S_{m2} \dots \textcircled{4}$

ここで図 12 下の図より

$$Sm3 = Km \times T2 \quad \text{なので、④に代入すると}$$

固定費回収額

$$= (Vp - Vm) \times Km \times T2 + (Vm - Vm) \times Sm2$$

第 2 項はゼロとなる。

$$= (Vp - Vm) \times Km \times T2$$

②より T2 の値を代入すると

$$= (Vp - Vm) \times Km \times (Fm - Fp) / (Vp - Vm)$$

$$= Km \times (Fm - Fp)$$

$$= Km \times (-Fp + Fm)$$

・ よって、ミドル電源の収支は、

固定費回収額 - 固定費

$$= Km \times (-Fp + Fm) - Fm \times Km$$

$$= -Fp \times Km$$

### 3) ピーク電源の収支

・ 年間の固定費は、固定費単価 × 設備量 =  $Fp \times Kp$

・ 年間の固定費回収額は、(市場価格 - 自身の限界費用) × 発電電力量 の総和

$$= (Vp - Vp) \times Sp3 = 0 \quad \dots \text{④}$$

・ よって、ピーク電源の収支は、

固定費回収額 - 固定費

$$= 0 - Fp \times Kp$$

$$= -Fp \times Kp$$

### 4) 各電源の収支

上記 1)~3)より

$$\text{ベース電源の収支} = -Fp \times Kb$$

$$\text{ミドル電源の収支} = -Fp \times Km$$

$$\text{ピーク電源の収支} = -Fp \times Kp$$

となり、-ピーク電源の固定費 × 各電源の設備量 に等しくなる。

つまり、

- ・ すべての電源種について、設備量(kW)あたり、固定費が最小の電源(ここではピーク電源)の固定費 に相当する missing money が発生する。
- ・ 需要のデュレーションカーブの形状は  $Sb1$ 、 $Sm2$ 、 $Sp3$  の値に影響するが、いずれも上記の計算

の過程において消えてしまうことから、上記は需要のデュレーションカーブの形状にかかわらず成り立つ。また、電源種が増えても成り立つ。

(参考文献)

- Branston, J. Robert (2000), “A Counterfactual Price Analysis of Electricity Privatisation in England and Wales” L’institute Discussion Paper 7 , Universities of Birmingham
- Chawla, Mallika and Pollitt, Michael G. (2012), “Energy Efficiency and Environmental Policies & Income Supplements in the UK: Their Evolution and Distributional Impact in Relation to Domestic Energy Bill” EPRG Working Paper, University of Cambridge
- Cramton, Peter and Steve Stoft (2006), “The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity,”  
<http://stoft.com/metaPage/lib/Cramton-Stoft-EOB-2006-04-ICAP-energy-convergence.pdf>
- Cramton, Peter and Ockenfels Axel (2011), “Economics and design of capacity markets for the power sector”  
<http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf>
- Joskow, P. L. (1997), “Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector” Journal of Economic Perspectives Volume 11, 3, 1997
- Joskow, P.L. (1998), “Electricity Sectors in Transition” Energy Journal 19, 1998
- Joskow, P.L. (2006), “Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity” <http://economics.mit.edu/files/1190>
- Newbery, David M. (2002), “Liberalising Electricity Markets” University of Cambridge
- Newbery, David M, (2010), “A Nuclear Future ? UK Government Policy and the Role of the Market” University of Cambridge
- Pond, Richard (2006), “Liberalisation, Privatisation and Regulation in the UK Electricity Sector” Working Lives Research Institute, London Metropolitan University, 2006
- Thomas, Steven (2006), “Recent Evidence on the Impact of Electricity Liberalisation on Consumer Prices” PSIRU, Business School, University of Greenwich
- 経済産業省 (2012), 第3回電力システム改革専門委員会事務局提出資料  
[http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku\\_system\\_kaikaku/pdf/003\\_s01\\_01b.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku_system_kaikaku/pdf/003_s01_01b.pdf)
- 経済産業省 (2013), 電力システム改革専門委員会報告書  
[http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku\\_system\\_kaikaku/pdf/report\\_002\\_01.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku_system_kaikaku/pdf/report_002_01.pdf)
- 電力改革研究会 (2012a), “テキサス州はなぜ電力不足になったのか”  
<http://ieei.or.jp/2012/08/special201204015/>

電力改革研究会 (2012b), “卸電力市場活性化議論に持続性確保の視点を”

<http://ieei.or.jp/2012/08/special20124016/>

八田達夫 (2012), “電力システム改革をどう進めるか”, 日本経済新聞社

八田達夫 (2008), “ミクロ経済学 I”, 東洋経済新報社