RIETI Discussion Paper Series 22-J-026

電力システムの経済学II：上限価格と容量市場

金本 良嗣
政策研究大学院大学

RIETI
Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA
独立行政法人経済産業研究所
https://www.rieti.go.jp/jp/

RIETI Discussion Paper Series 22-J-026
2022 年 7 月

電力システムの経済学 II：上限価格と容量市場*

金本　良嗣（政策研究大学院大学）

要　　旨

日本の電力システム改革においては通常の電力取引市場に加えて需給調整市場と容量市場が創設され、これらの組み合わせによって電力の安定供給と経済性を両立させることが志向されている。本稿では、これらのうちで容量市場に焦点を当てる。

本稿では、容量市場に関する基本的な問題を単純な決定論的電力ネットワークモデルを用いて解説する。供給力に関する政策介入が必要となる理由として、上限価格が設定されていることや、様々な市場の失敗によって電源投資コストが過大になっていることがあげられている。これらの要因による供給力不足の解消のためには、容量市場をどう設計すれば良いのかが本稿の分析の焦点になる。これに加えて、容量市場が導入された時の送電網増強の便益評価も分析する。上限価格が設定されず、電力価格が最適に決まっているときには、地域間の値差収入が送電網増強の便益に等しくなる。容量市場が導入されたときには、これをどう修正しなければならないのかを検討する。

キーワード：容量市場、上限価格、電力ネットワーク、電力市場、系統接続、送電網投資
JEL classification: D47，D61，L94

RIETI ディスカッション・ペーパーは、専門論文の形式でまとめられた研究成果を公開し、活発な議論を喚起することを目的としています。論文に述べられている見解は執筆者個人の責任で発表するものであり、所属する組織及び（独）経済産業研究所としての見解を示すものではありません。

* 本稿は、独立行政法人経済産業研究所（RIETI）におけるプロジェクト「産業組織に関する基盤的政策研究」の成果の一部である。本稿の原案に対して、佐々木鉄雄氏から有益なコメントを頂いた。また、経済産業研究所ディスカッション・ペーパー検討会においてプログラムディレクターの大橋弘教授をはじめ出席者の方々から有益なコメントを頂いた。ここに記して、感謝の意を表したい。

1. はじめに

日本の電力システム改革においては通常の電力取引市場に加えて需給調整市場と容量市場が創設され，これらの組み合わせによって電力の安定供給と経済性を両立させることが志向されている．本稿では，これらのうちで容量市場に焦点を当てる．

電力市場が自由化される前は一般電気事業者が安定供給を担い，供給義務と料金規制が課されていた．自由化に伴いこれらが撤廃されたので，必要になる供給力が確保されない可能性が懸念されるようになった．また，FIT 制度の導入にともなって太陽光などの自然変動電源が増加し，電力価格が低下する傾向も生まれたので，発電設備の投資回収に不確実性が増してきた．こういった状況に対処するために，容量市場が開設され，2020 年に 2024 年の供給力を対象とする最初の入札が行われた．

本稿では，容量市場に関する基本的な問題を金本（2022）と同じ単純な決定論的電力ネットワークモデルを用いて解説する．供給力に関する政策介入が必要となる理由としては，市場支配力対策として上限価格が設定されていることや，様々な市場の失敗によって電源投資のコストが過大になっていることがあげられている．本稿では容量市場が必要となる理由を明示的に取り上げ，それらに対応しながら効率性を失わずに供給信頼性を確保するためには容量市場をどう設計すれば良いかを考える．まず，上限価格が設定されているときの容量市場の設計を考え，次に，電源投資コストを過大にする市場の失敗を取り上げる．

これらの分析の後に，容量市場が導入された時の送電網増強の便益評価手法を検討する．金本（2022）では，上限価格が設定されず，電力価格が最適に決まっているときには，地域間の値差収入が送電網増強の便益に等しくなることを示した．容量市場が導入されたときには，これをどう修正しなければならないのかがここでの焦点となる．

本稿の構成は以下の通りである．まず，2 節で容量市場などの供給力確保のための政策介入が必要となる理由を解説する．3 節では上限価格が設定されたときに電源キャパシティーがどう決まるかを送電制約が存在しないモデルで分析し，電源キャパシティーを最適にするために必要な容量価格を導出する．4 節では容量市場をとりあげ，最適な電源投資を確保するための市場設計を考察する．なお，この節では電源投資コストが過大になっている場合の容量市場設計も取り扱う．5 節では送電制約を明示的に導入し，そのもとでの容量市場を分析する．また，送電網増強のアデカシー便益と容量価格の関係も分析する．6 節では火力発電が温暖化外部費用をもたらしているケースを考え，FIP 制度のもとでの容量市場の分析を行う．7 節は主要な結論を整理し，残された課題を論じる．

2. 容量市場の役割

金本(2022)の単純なモデルでは，①送電混雑時に地域間値差を発生させる，②停電時の価格を停電コスト（Value of Lost Load; VoLL）に等しく設定する，という 2 つの政策介入がなされていれば，完全競争市場で最適な電源キャパシティーが達成される．もちろん，これは電源投資に市場の失敗が存在しない

ことを前提としている．たとえば，金融市場が不完全で電源投資のファイナンスがスムースに進まないといったことがあると，電源キャパシティーが過小になる可能性がある．日本では海外に比べて発電所の建設に時間がかかる傾向があるので，こういった問題を懸念する人が多い．もう一つ重要なのは市場支配力の問題である．ただでさえ価格が高い需給逼迫時には供給余力がある供給者はごく少数になるので，残った少数の供給者が大きな市場支配力をもつ．したがって，市場支配力の行使によるさらなる価格高騰が現実的な可能性になる．こういった事態を避けるために，多くの国では上限価格を設定している．ところが，上限価格の設定は電源投資の採算性を悪化させ，供給力不足を招いてしまう．これはミッシングマネー問題と呼ばれており，世界的に大きな議論となった．

英国では容量市場導入の検討を行った際に，供給力確保のための政策介入が必要になる理由として3 つの「市場の失敗」をあげている [1]．第一に，電力の供給信頼性は非競合性と非排除性をもつ公共財である．現状では，個別需要家への電力供給を選択的に停止することができないので，自分だけのために供給信頼性を購入することができない．誰かが信頼性を確保するとその便益は他のすべての利用者も享受することになる．接続を停止してよい価格水準を消費者が選択できるようになれば，この問題は軽減されるが，この種のデマンド・レスポンスはまだ限定的である．第二に，需給逼迫時の価格が十分に高くなっておらず，供給信頼性を確保できるような価格形成が行われていない [2]．第三に，発電部門において参入障壁がある．電力取引市場の流動性が低いので，新規の独立供給者にとって参入のコストが高い．

これら以外にも，借り手と貸し手の間の情報の非対称性によって金融市場が不完全にしか機能していない可能性や，過剰な規制や住民対応コストによって電源建設に関するコストが過大になっている可能性がある．

こういった理由によって供給力が過少になる事態に備えて，様々な仕組みが考えられてきた．これらの仕組みは総称して「容量メカニズム（Capacity Remuneration Mechanism）」と呼ばれている．その第一は，供給力に対して一定の報酬を与える「容量支払（Capacity Payment）」である．容量支払はポルトガル等で採用されている．英国やスペインでも採用されていたが，これらの国ではその後他のタイプの容量メカニズムに移行した．

容量支払は供給力に対して価格（あるいは補助額）を設定するものであると考えられるが，供給力の調

---

[1] DECC (2011), p. 74-76 を参照．

[2] 供給信頼性を確保する価格形成が行われていない理由としては以下が挙げられている．
(1) 系統運用者が需給調整市場で需給バランスのためにとっている行動（短期運用予備力 Short Term Operating Reserve の調達など）の多くがインバランス料金（英国では cash out price と呼ばれている）に反映されていない．
(2) インバランス料金に関する現在のルールがエネルギー供給の真の限界費用を反映するようになっていない．たとえば，インバランス料金はコストが高い方からの 500MWh 分の加重平均になっている．
(3) 高い価格が真のコストを反映しているのか，市場支配力の行使によるものなのかを規制当局が判断することが困難であるので，高い価格を許さない可能性がある．

達量を設定する方式もある．後者の方式の代表的なものとしては，

① 小売事業者に自らの需要に応じた供給力を事前に確保することを義務づける「供給力確保義務（Capacity Obligation）」，

② 供給力を入札させる「容量オークション（Capacity Auction）」，

③ 平常時には電力供給を行わず，需給逼迫時にだけ TSO が稼働させる特別な予備力を調達する「戦略的予備力（Strategic Reserve）」，

④ エネルギー価格が一定額を超えたときにあらかじめ決められた価格で電力を買うことができるオプションを事前に調達しておく「信頼性オプション（Reliability Option）」

の4つがある．供給力確保義務はフランスや米国カリフォルニア州，容量オークションは米国 PJM や英国，戦略的予備力はドイツやスウェーデン，信頼性オプションはアイルランドやイタリアで採用されている．容量メカニズムで調達する供給力は電源に限定されるものではなく，デマンド・レスポンスも含まれており，最近はデマンド・レスポンスの重要性が増している．

なお，上限価格を高くして容量メカニズムを使わない米国テキサス州 ERCOT のような「エネルギー・オンリー市場 Energy Only Market」も存在する．また，上限価格と容量メカニズムの関係については必ずしも明確ではない．英国では電力市場改革（Electricity Market Reform）の一環として上限価格を停電コストに等しく設定しているが，それでも供給信頼性確保のために容量市場を導入している．ドイツでは上限価格が設定されておらず，ERCOT のようなエネルギー・オンリー市場とほぼ同じであると考えられるが，供給力が不足する事態に対応するために戦略的予備力を確保している．

日本では電力システム改革の一環として容量市場が導入され，2020 年に 2024 年分の容量支払いについての入札が行われている．上限価格については，2021 年 1 月の電力価格高騰を受けて，インバランス料金に上限が設けられている[3]．なお，日本における容量市場は PJM や英国と同様な集中型オークション市場であり，容量の買い手は一者（PJM や英国の場合は系統運用者で日本の場合は電力広域的運営推進機関）である[4]．

容量市場を採用すべきかどうかについては専門家の間でも大きな議論になってきた．その原因の一つは，Hogan (2021) が指摘しているように，容量市場の設計が本質的に困難な問題をはらんでいるからである．容量市場では将来時点（日本の容量市場では 4 年後の一年間）の供給力を購入するわけだが，供給力の定義自体が実は難しく，異論を招くことになる．たとえば，通常の火力電源を念頭に置いた供給力の定義が用いられているが，それを自然変動電源，デマンド・レスポンス，蓄電池などにどう拡張していけば良いのかが問題である．それに加えて，将来時点の系統制約を組み込まなければ本当の供給力が分からないという問題がある．将来時点の潮流を正確に予測することは困難であり，容量市場で調

---

[3] 予想予備率が複数の供給区域で 3%以下となる場合にはインバランス料金の上限を 200 円/kWh（消費税抜きで）とし，それ以外の場合には上限を 80 円/kWh とするとされている．

[4] 容量市場の市場管理者は供給キャパシティーを発電事業者やデマンド・レスポンス供給者から購入し，その代金を小売事業者から徴収する．

達した特定の電源が逼迫時に実際に電力を供給できるかどうかを知ることはむつかしい．PJM においても短期のオペレーションで用いているモデルよりはるかに簡単化されたゾーン・モデルを用いて調達量を計算している．もう一つの問題は，容量市場は市場支配力の行使を招きやすいことである．PJM の市場監視をしている Market Monitor はエネルギー市場においては競争性が保たれているが，容量市場は市場構造と市場パフォーマンスの双方において競争性が保たれていないとしている[5]．容量市場の必要性に関する議論は継続しており，決着したわけではないが，電源キャパシティーが過小になる可能性が現実に存在する場合には何らかの政策介入が必要なことは否定できないであろう．

Wolak (2021) は容量市場に依存するよりも電力エネルギーの先渡市場を整備して流動性を高める方が望ましいと主張している．将来の電源容量（kW）を確保するよりも将来の電力量（kWh）を固定価格で確保する方が，短期・長期の供給アデカシーを確保する手段としてより効率的であるし，これが短期の電力市場での市場支配力対策としても有効であるとしている．ただし，旧一般電気事業者が電源のほとんどを所有している日本で長期の電力エネルギー先渡市場が競争的に維持できるかどうかについては議論があるところであろう．

3. 上限価格と電源キャパシティー

以下では，金本（2022）の理論モデルを用いて容量メカニズムの分析を行う．このモデルは不確実性の存在しない決定論的モデルであり，それに加えて，起動コスト等の発電における非凸性を考慮していないことや 2 地点の単純なネットワークであるという制約をもっている．しかしながら，ごく単純なモデルであるので，容量市場に関する基本的な問題を浮き彫りにできるという長所をもっている．

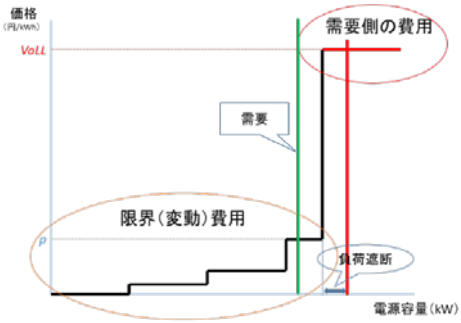
3.1. 電源キャパシティーに関する最適解と市場均衡

容量市場の目的は十分な電源キャパシティーを確保することであるので，金本（2022）において解説した電源キャパシティーの最適条件と市場均衡をより詳細に振り返ってみよう．

電源キャパシティーの最適条件の前に，需要，給電，送電の最適化を考えなければならない．キャパシティー制約に到達するまでは限界費用が一定で，容量制約を超えては発電できないという逆 L 字型の限界費用曲線を仮定しているので，限界費用が低い電源タイプから順に稼働し，キャパシティー一杯になった時点で限界費用がより高いタイプの電源が稼働する．図 1 の緑色の需要曲線のように，需要が市場全体の供給キャパシティーより小さい場合には，価格（最適解ではシャドープライス，市場解では均衡価格）は限界電源（発電している電源タイプの中で最も限界費用が高いもの）の限界費用に一致する．赤線の需要曲線のように，需要が市場全体の供給キャパシティーを上回るケースでは，価格を停電コスト VoLL に等しくするのが最適であるが，これを競争市場で達成するためには価格設定についての政策的介入が必要である．

[5] たとえば，Monitoring Analytics (2021)を参照．

図 1　需要と給電の最適条件



説明が複雑になるのを避けるために，モデルを簡単化して，電源タイプが 2 つだけ(ピーク電源とベース電源)であるとする．多数のタイプへの拡張は容易であり，結論は変わらない．また，最初は送電制約がないケースを考える．送電制約がない場合には，1 地域だけのケースと実質的に同じであるので，表記を簡単にするために地域を示す添え字を省略する．送電制約が存在する場合の分析は 5 節で行う．

発電コストは発電量に比例する可変費 $c_j q_j$ と発電量に依存しない固定費 $F_j(K_j)$ から構成され，

$$C_j(q_j, K_j) = c_j q_j + F_j(K_j) \text{ for } 0 \le q_j \le K_j, j = 1,2$$

である．ここで，$j=1$ は限界費用が低いベース電源を表し，$j=2$ は限界費用が高いピーク電源を表す．c_j は限界費用(円/kWh)，q_j は発電量(kWh)，K_j (kW)はキャパシティーである．キャパシティー増加の限界費用(限界キャパシティー費用と呼ぶ) $F_j'(K_j)$ は逓増的であり，平均費用以上であると仮定する:

$$F_j''(K_j) \ge 0$$

$$F_j'(K_j) \ge F_j(K_j)/K_j .$$

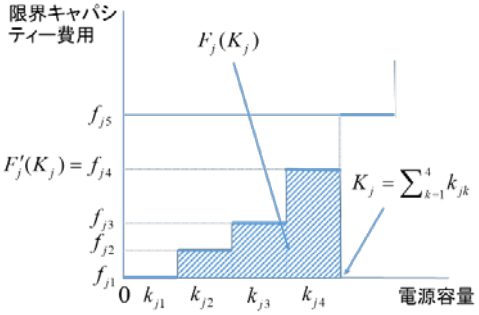
ピーク電源の限界費用は停電コストより低いとする:

$$c_1 < c_2 < VoLL .$$

一般に，固定費は個別の電源によって異なる．新設の電源については大きいが，既設の電源にとっては建設時の費用は取り返すことのできない埋没費用になってしまっている．したがって，健全な状態の既存設備については，固定費はごく小さい．ただし，既設電源であっても老朽化して維持管理や補修に費用がかさむようになってくると固定費が大きくなってくる．図 2 は 1 つの電源タイプ j に固定費が異なる複数の電源ユニットが存在するケースを表している．単位容量あたりの固定費が低い順に並べて，k 番目の電源ユニットの容量が k_{jk} で単位容量あたりの固定費が f_{jk} であるとしている．4 番目のユニットが限界電源の時には，キャパシティーの合計は $K_j = \sum_{k=1}^{4} k_{jk}$ で，固定費の総額は $F_j(K_j)$ となり，限界キャパシティー費用は $F_j'(K_j) = f_4$ である．図のように固定費総額は限界キャパシティー費用曲線の下の面

積(積分)に等しい.

図 2　固定費と限界キャパシティー費用曲線



価格が限界費用より高い時にはキャパシティー一杯に発電する（$q_j = K_j$）ので，電源タイプ j の利潤は

$$\Pi_j = \sum_{s, p_s > c_j} \pi_s \left[p_s - c_j \right] K_j - F_j(K_j)$$

である．ここで π_s は s 時の時間あるいは確率である [6]. 利潤から固定費を除いたものを短期利潤と呼ぶ:

$$\text{短期利潤} = \sum_{s, p_s \geq c_j} \pi_s \left[p_s - c_j \right] K_j .$$

短期利潤は価格が限界費用を上回るときの「価格－限界費用」を足したものである.

電源キャパシティーが最適になるためには，キャパシティー増加の限界便益が限界費用に等しくなければならない．キャパシティー増加の限界便益はそれによって得られる短期利潤の増加であり，キャパシティー増加の限界費用は限界キャパシティー費用 $F_j'(K_j)$ である. したがって, 電源キャパシティーの最適条件は

$$\Delta\Pi_j = \sum_{s, p_s \geq c_j} \pi_s \left[p_s - c_j \right] - F_j'(K_j) = 0 \text{ for } j = 1, 2 .$$

となる.

次に, 負荷持続曲線と価格持続曲線を用いて電源キャパシティーの最適条件をより詳しく見てみよう. 図 3 の右側が需要を大きい順に並べ替えた負荷持続曲線 $D(\theta)$ である．需要が大きいほど価格が高くなるので，需要を価格に置き換えると左図の価格持続曲線が得られる． $S_j = \sum_{k=1}^{j} K_k$ は限界費用が c_j 以下の供給力の合計であり， $\theta_j = \Pr(D_s > S_j)$ は需要 D_s がこの S_j を上回る確率である．したがって， θ_j は電源タイプ j がキャパシティー一杯で稼働している確率(時間)であり, これを

[6] 1 年 8760 時間でモデルしている場合は， π_s をすべて 1 時間と置くことができる．確率論的枠組みで考える場合には， π_s は事象 s の発生確率である.

電源タイプ j のフル稼働確率（Capacity Factor[7]）と呼ぶ．電源タイプが 2 つのケースでは，θ_2 の確率で負荷遮断が発生し，そのときの価格は $VoLL$ になる．そして，$\theta_1-\theta_2$ の確率で価格が c_2 になり，$1-\theta_1$ の確率で価格が c_1 になる．ベース電源は限界費用が c_1 なので，ベース電源のキャパシティーを 1 kW 増加させると，短期利潤は $(VoLL-c_1)\theta_2+(c_2-c_1)(\theta_1-\theta_2)$ だけ増加する．したがって，ベース電源についてのキャパシティー最適条件は

$$\Delta\Pi_1=(VoLL-c_1)\theta_2+(c_2-c_1)(\theta_1-\theta_2)-F_1{}'(K_1)=0$$

となる．ピーク電源については，短期利潤がプラスになるのは負荷遮断（停電）が発生する時だけなので，

$$\Delta\Pi_2=(VoLL-c_2)\theta_2-F_2{}'(K_2)=0$$

が成立する．

図 3　価格持続曲線（Price Duration Curve）と負荷持続曲線（Load Duration Curve）

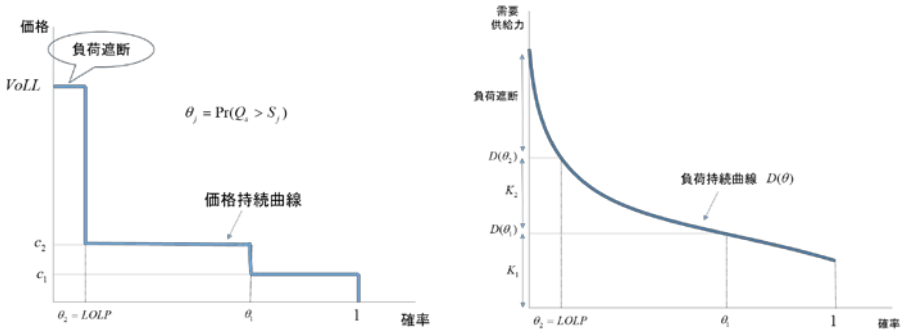


図 4　価格持続曲線（Price Duration Curve）とピーク電源の短期利潤

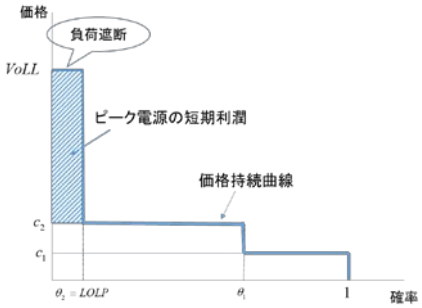


図 4 の斜線部の面積がピーク電源の短期利潤であり，これがピーク電源の限界キャパシティー費用に等しくなるときに停電確率が最適になる．

次に競争市場ではどうなるかを考える．市場が競争的であれば価格は限界費用に等しくなる．

---

[7] Biggar and Hesamzadeh (2014)はキャパシティー一杯で稼働する確率を Capacity Factor と定義している．Capacity Factor は設備利用率と訳され，通常は定格出力と実際の発電量との比率の「平均発電量÷定格出力発電量」で定義される．これと区別するために，本稿では「フル稼働確率」と呼んでいる．

しかしながら，金本（2022）で論じたように，卸電力市場価格に対応して需要量を制御することができていない現状では，停電が起きるときの価格を VoLL に等しく決めるメカニズムは市場には存在しない．したがって，停電時の価格を VoLL に等しくする政策介入が必要であり，それがなされれば競争市場で電源キャパシティーが最適になる．

θ_2 は負荷遮断が起きる確率であり停電確率 $LOLP$ と等しい．したがって，ピーク電源のキャパシティー最適化条件から最適な停電確率が求められる:

$$LOLP^* = \frac{\text{限界キャパシティー費用}}{VoLL - \text{ピーク電源の限界費用}}.$$

電源キャパシティーに関する最適条件はスクリーニング曲線（Screening Curves）を用いて図示することができる．$f_j = F_j'(K_j)$ と置くと，上で求めた電源キャパシティーの最適条件は，

$$f_2 + c_2\theta_2 = VoLL \times \theta_2$$

$$f_1 + c_1\theta_1 = f_2 + c_2\theta_1,$$

と書き換えることができる．ここで，スクリーニング曲線 Screening Curves を

$$y = f_j + c_j x, \quad j = 1, 2$$

で定義する．負荷遮断時のスクリーニング曲線は，$f_0 = 0$，$c_0 = VoLL$ と置いて，

$$y = VoLL \times x$$

と定義する．

図 5　スクリーニング曲線とフル稼働確率

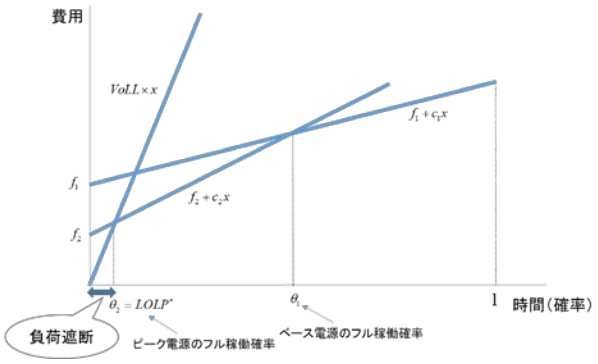


図 5 は電源タイプが 2 つだけの時のスクリーニング曲線を表している．ベース電源のフル稼働確率 θ_1 はベース電源とピーク電源のスクリーニング曲線が交差する点で与えられ，ピーク電源のフル稼働確率 θ_2 はピーク電源と負荷遮断時のスクリーニング曲線が交差する点で与えられる．また，電源キャパシティー最適化条件から

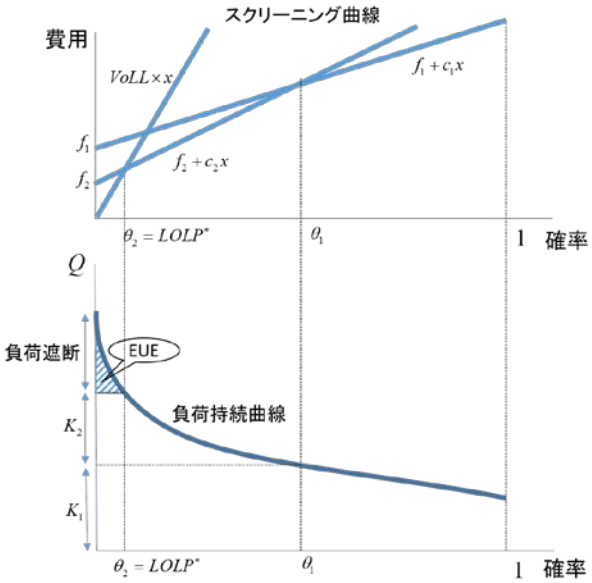
$$f_1 = (VoLL - c_1)\theta_2 + (c_2 - c_1)(\theta_1 - \theta_2)$$

$$f_2 = (VoLL - c_2)\theta_2$$

が成立していなければならない.

電源キャパシティー最適化条件は，停電コストと供給力確保コストの和を最小化する問題からも導くことができる. 図 6 はスクリーニング曲線と負荷持続曲線を組み合わせて，スクリーニング曲線から求められた各電源タイプのフル稼働確率を負荷持続曲線にあてはめている. この図を用いて停電コストと供給力確保コストの和を最小化する問題を考える.

図 6　スクリーニング曲線と負荷持続曲線



まず，停電コストは停電電力量に VoLL をかけたものである. 停電量は EUE（Expected Unserved Energy）で表され [8]，我々の単純なモデルでは需要が供給力を超える部分の合計である:

$$EUE=\int_{s=0}^{\theta_2}\left(D(s)-S\right)ds\ .$$

ここで，$S=K_1+K_2$ は電源キャパシティーの合計である. EUE は図 6 の負荷持続曲線における斜線部の面積になる [9].

次に，供給力確保コストを考える. 供給力確保コストは電力供給のための社会的費用をすべて含む必要があるので，キャパシティー費用に燃料費等の可変費用を加えなければならない. したがって，

$$\text{供給力確保コスト}=\sum_s \pi_s\left(\sum_j c_j q_{js}\right)+\sum_j F_j\left(K_j\right)$$

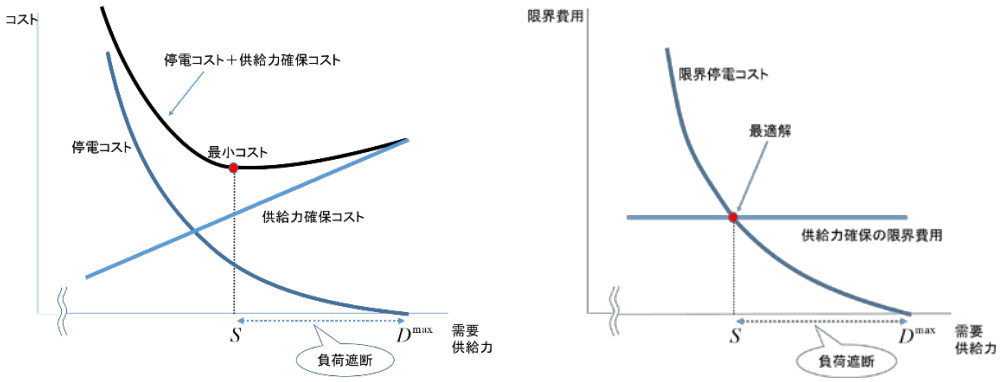
である. 図 7 の左図は停電コストと供給力確保コストの和を最小にする点を表している. これは右図のよ

[8] EUE は 1 年間における供給力不足量の期待値とされ，単位は kWh/年である.

[9] 正確には EUE は 1 年間における停電電力量の期待値（kWh/年）であり，横軸には確率ではなく年間における時間数をとる必要がある. 煩雑になるのを避けるために，以下では年間ではなく 1 時間あたりの EUE を考えるものとする.

うに限界停電コストと供給力確保の限界費用が等しくなる点で求められる.

図 7　停電コストと供給力確保コストの和の最小化



限界停電コストは発電キャパシティーの限界的な増加による EUE の減少に停電コスト（VoLL）をかけたものになる. 前者は

$$\Delta EUE = \frac{d}{dS}\int_{s=0}^{\theta_2}\left(D(s)-S\right)ds = -\theta_2$$

から, 停電確率（$LOLP = \theta_2$）に等しいことが分かる [10]. したがって, キャパシティーの限界的増加による停電コストの減少は$VoLL * LOLP$ となる. 発電キャパシティーの限界的な増加による供給力確保費用の増加は, ピーク電源を例にとると, $c_2\theta_2 + F_2{}'(K_2)$ となる. 最適解ではキャパシティー増加の限界便益と限界費用を等しくしなければならないので,

$$VoLL * LOLP = c_2\theta_2 + F_2{}'(K_2)$$

が成立する. $LOLP = \theta_2$ であるので, これは上で求めた電源キャパシティー最適化条件と一致する. ピーク電源以外の電源タイプについても同様にして最適条件と一致することが分かる.

以上をまとめると, 電源キャパシティーに関する最適解と市場均衡は以下のようになる.

電源キャパシティーに関する最適解と市場均衡：

電源キャパシティーの最適条件は,「短期利潤＝限界キャパシティー費用」である：

$$\sum_{s,\, p_s \geq c_j} \pi_s\left[p_s - c_j\right] = F_j{}'(K_j) \ \text{ for } \ j = 1, 2\,.$$

これから, ピーク電源についての最適電源キャパシティー条件は,「限界キャパシティー費用＝負荷遮断時に VoLL が限界費用を上回ることによる収益」となる:

$$(VoLL - c_2)\theta_2 = F_2{}'(K_2)\,.$$

10 $\Delta EUE = \frac{d}{dS}\int_{s=0}^{\theta_2}\left(Q(s)-S\right)ds = \int_{s=0}^{\theta_2}\left(-1\right)ds = -\theta_2 = -LOLP$

ベース電源については，ピーク電源稼働時の収益が追加される:

$$(VoLL - c_1)\theta_2 + (c_2 - c_1)(\theta_1 - \theta_2) = F_1{}'(K_1)\ .$$

ここで，$\theta_j = \Pr(D_s > S_j)$ は電源タイプ j のフル稼働確率である．

停電時の価格を VoLL に等しくする政策介入を行えば，競争市場で電源キャパシティーが最適になる．

ピーク電源の最適電源キャパシティー条件から最適な停電確率が求まる:

$$LOLP^* = \frac{\text{限界キャパシティー費用}}{VoLL - \text{ピーク電源の限界費用}}\ .$$

停電コストと供給力確保コストの和を最小にすることによっても電源キャパシティーの最適条件が得られる．ただし，供給力確保コストはキャパシティー費用に可変費用を加えたものである．

電源キャパシティーに関する最適条件はスクリーニング曲線（Screening Curves）を用いて図示することができ，スクリーニング曲線から各電源タイプのフル稼働確率（Capacity Factor）が求まる．また，スクリーニング曲線と負荷持続曲線を組み合わせると，最適な負荷遮断量と各電源タイプのキャパシティーを求めることができる．

経済産業省による電源別発電コスト試算結果 [11]では，ピーク電源である石油火力のコストは燃料費が 12.9 円/kWh で運転維持費と資本費がそれぞれ 3.3 円/kWh, 4.9 円/kWh である．燃料費を限界費用とし，運転維持費と資本費の和を限界キャパシティー費用とすると，限界キャパシティー費用は kWh あたり 8.2 円になるが，石油火力の平均設備利用率は 30%とされているので，それを調整すると約 2.46 円/kW となる [12]．停電コストは需要家や用途によって大きく異なっており，ESCJ（電力系統利用協議会）のアンケート結果でも 3,050～5,890 円/kWh と大きな幅がある．仮に，3,000 円/kWh の値を使うと停電確率は約 0.082%となる．これを年間停電時間に換算すると 7.14 時間である．日本で伝統的に使われてきた信頼度基準は年間 0.3 日であるので [13]，1 日=24 時間と解釈すると，年間 7.2 時間となり，これとほぼ同じである．ただし，電力広域的運営推進機関（2020）によると，1 日に 1 時間でも停電すれば 1 日としてカウントするものとされてきたので，厳密には対応しない．

---

[11] 経済産業省(2021)における 2030 年の電源別発電コスト試算結果．

[12] kWh あたりの可変（限界）費用が c で kW あたりの固定費が f であり，平均設備利用率が 30%であると，容量 1 kW の電源にとっての 1 年あたりの平均費用は $(0.3c + f)8760$ である．これを 1 時間あたりにすると，$AC_h = 0.3c + f$ になる．経済産業省の試算は発電量 1 kWh あたりの平均費用であるので，

$$AC_{\mathrm{kWh}} = (0.3c + f)/0.3 = c + f/0.3$$

であり，固定費は $f/0.3 = 8.2$円/kWh となる．これから $f =$ 約2.46円/kW となる．

[13] 伝統的な信頼度基準は「0.3 日/月」と書かれていたが，これは需要ピークの発生月についてであるので，年間 0.3 日と解釈できる．

後ほど見るように，英国では停電コストを 17 ポンド/kWh と設定している．為替レートを 130 円/ポンドとすると，これは 2210 円/kWh になるが，この停電コストをもとに英国政府が定めた信頼度基準は 1 年あたり 3 時間である．上の計算式が正しいとすると，英国の限界キャパシティー費用は日本よりかなり小さいことになる．

3.2. 上限価格のもとでの市場均衡

前節でも述べたように，多くの国や地域では市場支配力対策のために上限価格を設定している．次に，上限価格が設定されるとこれまでの分析がどう変わるかを見ていく．

上限価格を $\overline{p}$ と書く．上限価格が意味を持つためには，上限価格は停電価格より低く，ピーク電源の限界費用より高くなければならない[14]: $c_2 < \overline{p} < VoLL$. これらの条件のもとでは，電源キャパシティーの水準によらず競争市場で需要量，発電量，送電量は最適になる[15]．上限価格のもとでの市場均衡が最適解と異なるのは，停電が発生するときの価格が VoLL ではなくより低い上限価格になることだけであり，この影響を受けるのは電源キャパシティーである．ピーク電源のキャパシティーは

$$\Delta\Pi_2 = (\overline{p} - c_2)\theta_2 - F_2{}'(K_2) = 0$$

を満たすように決まる．ベース電源も上限価格の影響を受け，キャパシティーは

$$\Delta\Pi_1 = (\overline{p} - c_1)\theta_2 + (c_2 - c_1)(\theta_1 - \theta_2) - F_1{}'(K_1) = 0$$

を満たすように決定される．いずれの電源タイプも収入（短期利潤）が減少するので，キャパシティーが減少する．

図 8　上限価格のもとでのスクリーニング曲線

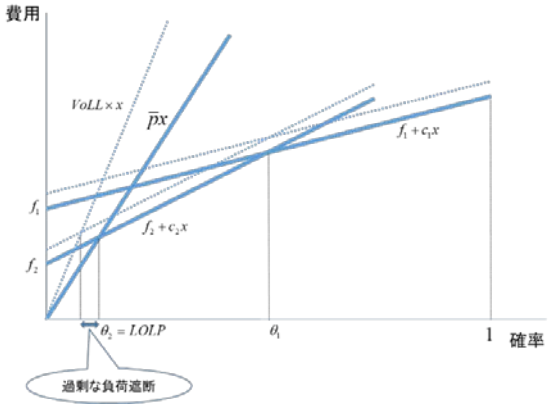


図 8 は上限価格のもとでのスクリーニング曲線を表している．VoLL の直線が上限価格によって置き換

---

[14] 上限価格より限界費用が高い電源は電力市場への参加自体が不可能になるので，そういった電源を考える意味はない．

[15] したがって，電源キャパシティーが最適でなくても競争市場で決まる需要量，発電量，送電量は最適解と同じになる．

えられる．また，限界キャパシティー費用が低下するので，ピーク電源とベース電源のスクリーニング曲線も点線から実線に低下する．電源キャパシティーが減少するので，停電確率 LOLP は最適解より大きくなる：

$$LOLP = \frac{F_2{}'(K_2)}{\overline{p} - c_2} > LOLP^* .$$

ここで，$LOLP^*$ は最適解における LOLP である．

以上をまとめると，上限価格のもとでの市場均衡は以下の性質をもつ．

上限価格のもとでの市場均衡：

上限価格 $\overline{p}$ が停電コストより低いがピーク電源の限界費用より高い水準に設定されているとする．この仮定のもとでは，需要，発電，送電は最適解と同じになる．これは電源キャパシティーが最適でなくても成立する．

上限価格が設定されると，停電時の収入が低下するので，ピーク電源とベース電源のキャパシティーは過小になる．

LOLP は最適解より高くなり，過剰な停電が発生する．

3.3. 上限価格と容量支払

前節で見たように，上限価格が設定されると，電源投資の収益性が悪化するので，電源キャパシティーが過小になり，過剰な負荷遮断が起きる．停電時の電力価格は抑えられるが，その代償として停電時間が長くなってしまう．2 節で見たように，この問題への対応として様々な形の容量メカニズムが考えられてきた．以下では，まず供給力に対して行政的に定めた（administratively determined）一定の価格（補助金）を与える容量支払（Capacity Payment）を取り上げ，次にオークションで容量価格を決める容量オークション市場を考える．

前節で見たように，停電時の価格が停電コスト VoLL に等しくなっていれば，限界電源の利潤がゼロになる点で最適電源キャパシティーが達成される．したがって，上限価格が設定されていないときの価格を $\hat{p}_s$ で表すと，最適電源キャパシティーの条件は，

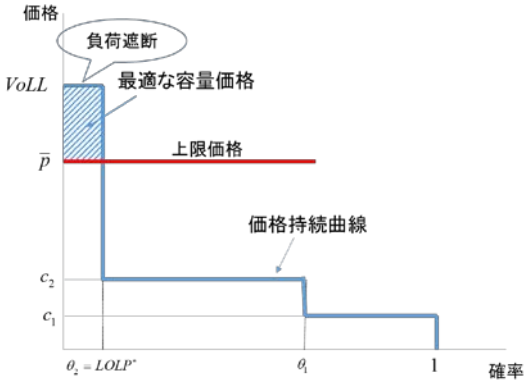
$$\Delta\Pi_j = \sum_{s, p_s \geq c_j} \pi_s \left[\hat{p}_s - c_j \right] - F_j{}'(K_j) = 0 ,$$

である．上限価格が設定されると収入が減少し，この条件が満たされなくなる．すべての電源タイプが等しく上限価格の影響を受けるので，収入不足額は $(VoLL - \overline{p})LOLP$ で同じである．したがって，これに等しく容量価格を設定すれば電源キャパシティーを最適に戻すことができる．つまり，単位キャパシティー（1 kW）あたりの容量価格 p_K を

$$p_K = (VoLL - \overline{p})LOLP^*$$

と設定すれば，電源キャパシティーが最適解と一致する．図 9 の斜線部が最適な容量価格を図示している．

図 9　上限価格のもとでの最適な容量価格



3.1 節で見たように，最適な停電確率は「限界キャパシティー費用÷（VoLL－ピーク電源の限界費用）」に等しいので，最適な容量価格は

$$p_K = \frac{VoLL - \bar{p}}{VoLL - c_2} \times \text{限界キャパシティー費用}$$

となる．ここで，上限価格はピーク電源の限界費用より高いので，最適な容量価格は限界キャパシティー費用より低い．上限価格を上げると最適な容量価格は下がっていく．上限価格がピーク電源の限界費用に等しい場合には容量価格は限界キャパシティー費用に等しく，上限価格が VoLL に等しくなるとゼロになる．

需給逼迫時の電力価格を引き上げる逼迫時プライシング（Scarcity Pricing）が米国 ISO で導入されている．日本でも 2022 年度以降は需給ひっ迫時にインバランス料金が上昇する仕組み（補正インバランス料金）を導入している．こういった仕組みは電源投資のインセンティブを高めて，容量価格を低下させる効果をもつ [16]．

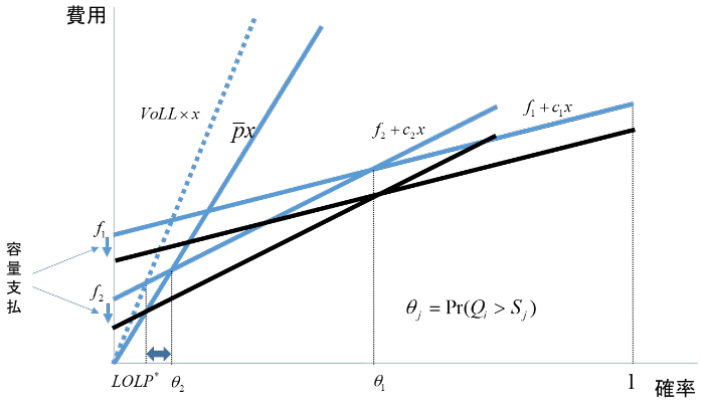
後ほど 4.4 節で見るように，容量市場における需要曲線の設定においては，停電確率の目標値から目標調達量を定めることと，新設電源の Net CONE（新規の電源建設の総コスト（Gross CONE）から容量市場以外の収益を差し引いたもの）を推計することの 2 つを行い，容量価格が Net CONE に等しいときに目標調達量が達成されるようにする．ここでの Net CONE は我々の分析における収入不足額に相当するので，ピーク電源については $\text{Net CONE} = (VoLL - \bar{p})LOLP$ である．したがって，指標価格を Net CONE に等しく設定しているのは我々の分析と整合的である．また，Gross CONE は限界キャパシティー費用に相当する：$\text{Gross CONE} = F_2'(K_2)$．上で得た関係から，上限価格がピーク電源の限界費用に等しく設

[16] Hogan (2013)は逼迫時プライシングのアデカシー面の効果を強調し，"better scarcity pricing would contribute towards making up the missing money and supporting resource adequacy" (p. 77)と述べている．

定されている場合には，最適な容量価格がピーク電源の Gross CONE に等しくなる．

下の図 10 は容量支払によるスクリーニング曲線の変化を表している．容量支払は固定費負担を低下させるので，スクリーニング曲線を下にシフトさせる．負荷遮断が最適解と同じになるように容量支払額を設定すると，スクリーニング曲線が黒線の位置に低下して，最適解が達成される．なお，すべての電源タイプに同じ額の容量支払を与えると，各電源タイプのスクリーニング曲線が同じ距離だけシフトするので，すべての電源タイプのキャパシティーが最適化される．

図 10　上限価格のもとでのスクリーニング曲線と容量支払



以上をまとめると，上限価格のもとでの最適な容量支払は以下のようになる．

上限価格と容量支払：

上限価格のもとでも，容量支払を導入して容量価格を上限価格による収入不足分にちょうど等しくすれば，電源キャパシティーは最適解と一致する．最適な容量価格は停電確率に停電コストと上限価格の差額をかけたものになる：

$$p_K = (VoLL - \bar{p})LOLP^* .$$

限界キャパシティー費用を用いて最適な容量価格を表すと，

$$p_K = \frac{VoLL - \bar{p}}{VoLL - c_2} \times \text{限界キャパシティー費用}$$

となる．したがって，最適容量価格は限界キャパシティー費用より低く，上限価格を上げると下がっていく．上限価格がピーク電源の限界費用に等しい場合には，最適容量価格が限界キャパシティー費用に等しく，上限価格が VoLL に等しくなるとゼロになる．

4.　容量市場

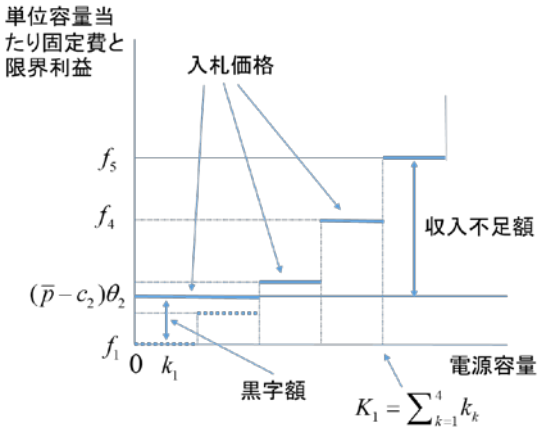
次に容量オークション市場を考える．日本の容量市場の例をとると，4 年後に供給力を提供できる電源

やデマンド・レスポンスが入札し，落札できれば容量価格を受け取ることができる．容量価格を受け取れるのは 4 年後の供給力の状況に応じてであり，供給力の提供が義務になる[17]．最初に容量市場における供給曲線がどう決まるかを見て，その後に，最適な電源容量を達成するためには需要曲線をどう設定すれば良いかを考える．

4.1. 容量市場の供給曲線

容量市場における入札は個別電源毎に行われる．付録で示しているように，容量市場に参加する電源所有者が競争的であり，プライステイカーとして行動すると仮定すると，入札価格は各電源ユニットの赤字額（「収入不足額」と呼ぶ)に等しくなる．ただし，既設電源については初期建設費用が埋没費用になっているので，健全な電源は収入不足が発生しないことが多く，こういった電源の入札価格はゼロになる[18]．図 11 はピーク電源の個別ユニット k を例にとって入札価格がどう決まるかを示している．この例では，単位容量あたり固定費と容量が (f_k, k_k) であり，短期利潤が $(\bar{p}-c_2)\theta_2$ である．収入不足額は $f_k-(\bar{p}-c_2)\theta_2$ であり，これが正の場合には入札価格となる．点線の部分は収入不足額がマイナスになっているので，入札価格はゼロである．ベース電源についても同様にして入札価格を求めることができる．両タイプの電源ユニットを入札価格が低い順に並べ変えると容量市場の供給曲線が得られる．

図 11 ピーク電源の容量市場入札価格



ピーク電源の容量合計が K_2 の時の限界電源ユニットの入札価格を $b_2(K_2)$ と書くと，

$$b_2(K_2)=F_2{}'(K_2)-(\bar{p}-c_2)\theta_2$$

---

[17] 供給力提供義務の具体的な要件（リクワイメントと呼ばれている）は平常時と需給逼迫の恐れがある場合の 2 つに分かれる．平常時は，主として年間で一定時期や一定時間以上の稼働可能な計画を要件としており，需給ひっ迫のおそれがあるときは，主として電気の供給や卸電力市場等への入札を要件としている．容量市場の概要説明については電力広域的運営推進機関（2021a）を参照されたい．

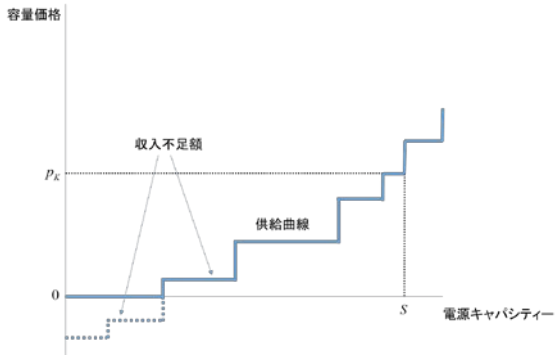
[18] 2020 年に行われた第 1 回の入札では約 8 割が 0 円入札であった．

となる．ベース電源についても同様に

$$b_1(K_1) = F_1{}'(K_1) - (\overline{p} - c_1)\theta_2 - (c_2 - c_1)(\theta_1 - \theta_2),$$

となる．これらの曲線を横方向に足し合わせると，図 12 のような供給曲線が得られる．

図 12　容量市場の供給曲線



4.2.　容量市場の需要曲線

次に，容量市場の需要曲線をどう設定すれば最適な電源キャパシティーが達成されるかを考える．3.1 節で見たように，最適解を達成するためには電源キャパシティー増加の限界的な価値（あるいは便益）を限界的な費用に等しくすれば良い．電源キャパシティー増加の便益は $VoLL * LOLP$ である．電源キャパシティー増加の費用はキャパシティー費用に増加した電源の発電コストを加えたものになり，ピーク電源を例にとると $c_2\theta_2 + F_2{}'(K_2)$ となる．これらが等しくなる点が最適解を与える．

容量市場における供給曲線は収入不足額をベースにしているので，キャパシティー増加の限界費用からエネルギー市場での収入を差し引いたものである．たとえば，ピーク電源については，

$$-\Pi_2^i = (c_2 - \overline{p})\theta_2 + f_2$$

であり，他の電源タイプについても同様である．これに対応して，容量市場における需要曲線もキャパシティー増加の限界便益から停電時の収入を差し引かなければならず，$(VoLL - \overline{p}) * LOLP$ となる．

この容量市場需要曲線は負荷持続曲線から以下のように求めることができる．負荷持続曲線において停電確率 θ_2 と総電源キャパシティー S との関係は $D(\theta_2) = S$ で表されるので，負荷持続曲線の逆関数 $D^{-1}(S)$ を用いて，停電確率を総電源キャパシティーの関数の形（$\theta_2 = LOLP(S) = D^{-1}(S)$）に表すことができる．これに $(VoLL - \overline{p})$ をかけると容量市場における逆需要曲線

$$p_K = (VoLL - \overline{p})D^{-1}(S)$$

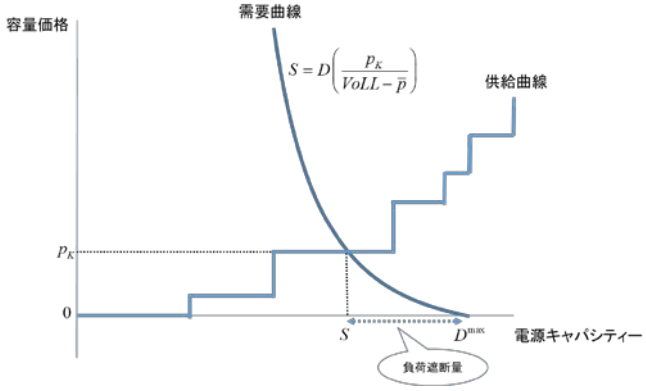
が得られる．これから，容量市場需要曲線 $S = D_K(p_K)$ が導かれる：

$$S = D_K(p_K) \equiv D\left(\frac{p_K}{VoLL - \overline{p}}\right).$$

したがって，容量市場における需要曲線は負荷持続曲線の変数として「容量価格/（VoLL－上限価格）」

をとったものになる．図 13 はこうして得られた需要曲線と供給曲線を表している[19]．

図 13　容量市場の需要曲線と供給曲線



以上をまとめると，最適電源キャパシティーを達成する容量市場は以下のようになる．

最適電源キャパシティーを達成する容量市場の需要曲線：

電源所有者がプライステーカーとして行動すると，供給曲線（入札価格）は電源の収入不足額に等しくなる．収入不足額がマイナスの時は入札価格はゼロ円になる．

電源キャパシティーと容量価格を最適にする需要曲線は負荷持続曲線 $D(\theta)$ を用いて，

$$S = D_K(p_K) \equiv D\left(\frac{p_K}{VoLL - \bar{p}}\right)$$

と表すことができる．

容量市場を用いることの利点は，市場管理者が電源のコストを知らなくても，需要曲線を適切に設定すればオークションによって最適な電源キャパシティー（と停電確率）が達成されることである．しかしながら，実際にはここで見たような形で需要曲線を設定しているケースは日本も含めて見当たらない．後述するように，まず停電確率の目標値から目標調達量を定めて，これと調達価格の指標値から需要曲線を設定する．調達価格の指標値として通常は Net CONE（新規の電源建設の総コスト（Gross CONE）から容量市場以外の収益を差し引いたもの）が用いられる．

なお，需要曲線を設定する際に調達コストと停電コストの和を最小にするという考え方が往々にして見られるが，これは社会的費用の合計を最小化する本稿の分析結果とは異なることに注意が必要である．容量市場における調達コストを用いる場合には，停電コストから上限価格を差し引かないと最適な電源キャパシティーは達成できない．英国で需要曲線を設定する際にベースにした Zachary 達の研究では調達コストと停電コストの和を最小にする調達量を求めている．彼らの問題の最適解は

19 この図における需要曲線は負荷持続曲線の縦軸と横軸を入れ替えて，縦軸に $VoLL - \bar{p}$ をかけたものである．

$LOLP = NetCONE / VoLL$ を満たし，容量価格は Net CONE に等しくなる（$p_K = NetCONE$ ）．ことを示している[20]．本稿で求めた最適解の条件は

$$LOLP = \text{GrossCONE} / (VoLL - \text{ピーク電源の限界費用})$$

であるので，分子の Net CONE を Gross CONE で置き換えて，分母の VoLL からピーク電源の限界費用を差し引かなければならない．

日本でも調達コストと停電コストの和を最小にする考え方が採用されている例がある．たとえば，容量価格の上限と価格ゼロにおける調達量を設定する際に調達コストと停電コストの和を最小にする点が用いられている[21]．また，容量市場創設前に開催された「容量市場のあり方等に関する検討会」におけるプレゼンテーションで東京電力パワーグリッド株式会社の岡本浩副社長が報告したシミュレーションにおいても，総コストとして調達コストと停電コストの和が用いられている[22]．プレゼンテーション後の質疑応答で，これが「日本全体として最適な電源コストを求めるという考えとは違う」ということを検討会の大山力座長が指摘しているが[23]，本稿の分析はこの指摘が正しいことを示している．

4.3. 電源コストが過大なケースの容量価格

2 節において紹介したように，容量市場が必要な理由として上限価格以外の要因も指摘されている．発電市場における参入障壁などによって電源コストが過大になっていることがその例である．これは，①参入のコストと複雑性が高い，②電力取引市場の流動性が低い，③リスクヘッジの手段が限られているといった参入障壁が市場の失敗をもたらしているというものである．以下では，こういったゆが実によって固定費用（キャパシティー費用）が過大になっているケースを考える．

分析が煩雑になるのを避けるために，本節ではこれまでのモデルをさらに簡単化し，固定費が電源キャパシティーに比例すると仮定する．したがって，キャパシティー増加の限界費用は一定であり，f_j，$j = 1,2$ と書く．固定費用の歪みが電源タイプによらず一定であるとし，社会的費用が $f_j - \tau$，$j = 1,2$ であるとする．

これまでと同様に上限価格 $\overline{p}$ が設定されているとする．そうすると，市場均衡におけるピーク電源のキャパシティーは

$$\Delta\Pi_2 = (\overline{p} - c_2)\theta_2 - f_2 = 0$$

を満たすように決まる．これに対して，最適解は

$$\Delta\Pi_2 = (VoLL - c_2)\theta_2^* - (f_2 - \tau) = 0$$

---

20 Zachary 達の研究は後に Zachary et al. (2022)として刊行されている．また，英国では LOLP の代わりに LoLE (Loss of Load Expectation)という用語を用いている．

21 電力広域的運営推進機関（2021b）．

22 岡本浩（2018）．

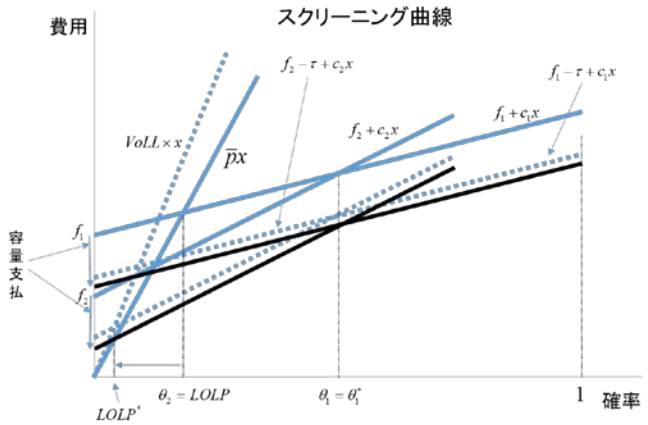
23 電力広域的運営推進機関（2018a）．

を満たすので，市場均衡で決まる LOLP は最適解より高くなる：

$$LOLP = \frac{f_2}{\overline{p} - c_2} > \frac{f_2 - \tau}{VoLL - c_2} = LOLP^* .$$

図 14 の実線は市場均衡におけるスクリーニング曲線を表しており，点線は固定費が社会的費用に等しく，停電時の価格が VoLL に等しいときのスクリーニング曲線を表している．

図 14　固定費に歪みがあるときのスクリーニング曲線と容量支払



容量価格が p_K の時には

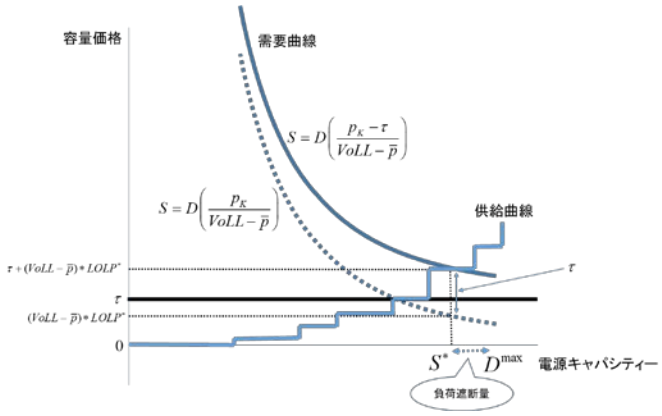
$$\Delta\Pi_2 = p_K + (\overline{p} - c_2)\theta_2 - f_2 = 0$$

が成立するので，

$$p_K = \tau + (VoLL - \overline{p})LOLP^*$$

が満たされていれば，電源キャパシティーが最適解と一致する．この最適解を達成するためには容量市場の需要曲線を図 15 のように固定費の歪み分だけ上にシフトさせなければならない．図 14 の黒線はこのケースのスクリーニング曲線を表している．なお，固定費の歪みが両電源タイプで同じなので，容量価格は両タイプで同じであり，ベース電源のフル稼働確率は変化しない．

図 15　固定費に歪みがあるときの容量市場需要曲線と供給曲線



上限価格が設定されておらず，固定費の歪みだけが存在する場合には，容量市場の需要曲線は図 15 の黒線のような水平線になり，電源キャパシティーに依存させる必要はない．固定費の歪みの大きさに対応した補正だけを行えば良い．

市場の失敗によって固定費が過大になっている場合の容量価格：

固定費が参入障壁等によって過大になっているときには，容量価格をその歪みの分だけ上げることによって最適な電源キャパシティーが達成できる．上限価格が $\overline{p}$ で固定費の歪みが τ の時の容量価格は $p_K = \tau + (VoLL - \overline{p})LOLP^*$ となる．これは容量市場における需要曲線を上限価格のみの時より固定費の歪み分だけ上方にシフトさせることによって達成できる．

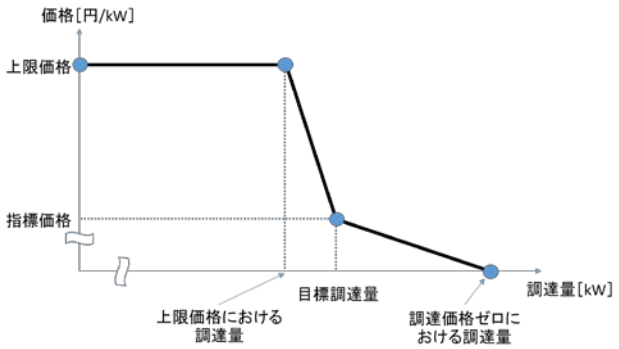
上限価格が存在せず，固定費の歪みだけが電源キャパシティーを過小にしている場合の需要曲線は固定費の歪みだけに対応すればよく，電源キャパシティーに依存させる必要はない．

4.4. 容量市場の設計における実際的な問題

実際の容量市場の設計は本稿での理論的な分析とは異なった面を持っている．以下では，それらの主要なものを取り上げる．

第一に，容量市場における需要曲線は実際には最適な停電確率を達成するように設計されているわけではない．満たすべき信頼度基準が最初に設定されるのが通常で，それが経済的に最適な水準であるかどうかが問われることはほとんどない．日本でも，EUE（需要 1kW あたりの年間停電量の期待値，Expected Unserved Energy）が 0.048kWh/kW・年という信頼度基準をまず決めて，これから目標調達量を設定している．2021 年に行われた 2025 年分の容量市場入札では目標調達量は H3 需要[24]の 11.7%であった[25]．

図 16　日本の容量市場需要曲線



[24] ある月における毎日の最大電力（1 時間平均）を上位から 3 日とり平均したもののうち，年間で最大のものを H3 需要と呼んでいる．
[25] 電力広域的運営推進機関（2021b）による．

需要曲線は図 16 のように目標調達量を含む 4 点を結ぶ直線から求められている. 第一に, モデルプラントの Net CONE から指標価格を定め, これと目標調達量との交点が基準点になる. 第二に, 上限価格を指標価格の 1.5 倍と定める. 第三に, 上限価格での調達量と価格ゼロにおける調達量を定める. 4.2 節で触れたように, これらは調達コストと停電コストの和を最小にするという考え方から求められている.

海外でも同様な手順で需要曲線が決定されている. たとえば, PJM では容量市場における調達量を LOLE が 10 年に 1 回以下という基準(1-in-10 基準)から算定している [26]. PJM (2021b)によると, 2025/2026 年分の予備率 [27]は 14.7%である. これは日本の予備率よりかなり高いが, その大きな理由は計画外停止率の差である. 予備率には計画外停止が含まれており, PJM の平均計画外停止率 [28]は 5.03%であり, 日本の 2.6%より大幅に高い [29]. もう一つの理由は, 以下でみるように 1-in-10 基準を用いると必要予備率が高くなることであろう.

Newell, et al. (2018)は, シミュレーション・モデルを用いて, テキサス州における経済的に最適な予備率と 1-in-10 基準を満たすために必要な予備率を計算している. 彼らによると, 経済的に最適な予備率は 9.0%で, 1-in-10 基準を満たすために必要な予備率は 13.5％である. 前述のように, テキサス州はエネルギー・オンリー市場を採用しており, 上限価格を MWh あたり 9 千ドル(115 円/ドル換算で 1044 円/kWh)に設定しているが, この市場設計のもとでの市場均衡予備率は 10.25%であると推計している. 1-in-10 基準の 13.5%ケースでは, 平均的に年に 0.1 回の停電が発生する. これは消費者一人当たり年に 1 から 2 分の停電に相当する. 現状の市場均衡予備率 10.25%になると停電は年に 0.5 回になり, 経済的最適の 9.0%になると 0.8 回になる. これらは大きな差のように見えるが, 実は停電のほとんどは配電レベルや送電網の事故で発生しており, 電源キャパシティーの不足による停電の割合はそれらに比べると極めて小さい.

第二に, 3.1 節でみたように信頼度基準と停電コストは表裏の関係にあるが, それを明示している例は多くない. テキサス州は上限価格を 1 MWh あたり 9 千ドルと設定しているが, これが停電コストであるとは言っていない. 例外は英国で, 停電コストを 17 ポンド/kWh と設定し, それに対応する信頼度基準として 3 時間/年の LOLE を用いている [30]. なお, Newbery and Grubb (2015)はこの VoLL 推計値は高すぎると批判している. その理由は, 第一に, 以前のプール市場で英国政府が用いていた推計値の 3 倍以上である. 第二に, 英国政府が委託した停電コストの調査結果(London Economics (2013))では, 家庭需要の WTA(受け取り意思額, willingness to accept)は 10 ポンド/kWh で, WTP(支払意思額, willingness to pay)は 2 ポンド/kWh であった. 第三に, LOLE が 3 時間という基準は実際に停電が起きる

---

[26] PJM (2021a)を参照.

[27] IRM (Installed Reserve Margin)と呼ばれている.

[28] EFORd (Demand Equivalent Forced Outage Rate).

[29] 火力発電の計画外停止率. 電力広域的運営推進機関 (2018b) による.

[30] これらの数字は National Grid による Net CONE 推定値の 49 ポンド/kW・年と整合的である.

時間ではなく，停電を避けるために系統運用者が発電事業者に短時間の過負荷運転を要請したり，電圧を下げたりという対策を講じる時間である．

第三に，需要曲線の形状を設定する際には，市場支配力対策の側面も考慮される．容量市場導入の当初は垂直な需要曲線を設定することがなされた例があるが，市場支配力を持つ事業者が高値で入札すると，大きく価格が上昇するので，それを避けるために右下がりの需要曲線を設定することが通常になっている．

第四に，容量市場開始当初はすでに固定費を全部あるいは一部回収済みの既存電源が多く存在する．こういった電源に対して新規電源と同じ容量価格を支払うことには反対が多い．特に，総括原価のもとで固定費を回収できた電源に対して，追加で容量価格を支払うことに対しては新規参入者からの反対が大きいで．そのために，日本では2010年度末までに建設された電源に対しては発電事業者が受け取る金額（容量確保契約金額）を減額することにしている．老朽化した既存電源で発電を継続するための維持補修費がかさむものについては，こういった減額措置は非効率な退出を生むことになり，望ましくない．しかし，健全な状態の電源については，容量価格の支払いは小売事業者から発電事業者への単なる所得移転の意味しかない．

第五に，需給ひっ迫が発生する原因は発電キャパシティーが足りないことだけではなく，2021 年初頭に日本で発生したような燃料不足とか，同年の 2 月にアメリカのテキサス州で発生した大寒波による設備トラブルとかの事例も多い．容量市場はこういった問題に対しては有効ではないので，他の手段を考える必要がある．

第六に，自然変動電源のような不確実な供給力をどう評価するかという課題も存在する．自然変動電源の供給力評価には，安定電源代替価値（ELCC：Effective Load Carrying Capability）をモンテカルロ・シミュレーションを用いて計算する手法が用いられている．

5. 送電容量制約と送電容量増加の便益

次に，送電容量制約が存在するケースに分析を拡張して送電容量増加の便益をどう推定するかを考える．

5.1. 送電容量制約のもとでの最適電源キャパシティーと送電容量増加の便益

送電容量制約のもとでの電源キャパシティーと送電容量増加の便益に関する分析は金本（2022）で行われている．3.1 節で得られた結果がこのケースでも成立し，給電の最適条件が成り立っている場合の電源キャパシティーの最適条件は「短期利潤＝限界キャパシティー費用」である：

$$\sum_{s,\, p_s^i \geq c_j} \pi_s \left[p_s^i - c_j \right] = F_j^{i\,\prime}(K_j^i) \ \text{ for } \ j = 1, 2 \,,\ i = 1, 2 \,.$$

競争市場においては短期利潤が限界キャパシティー費用に等しくなるまでキャパシティーが増加するので，市場価格が最適解におけるシャドープライスと等しくなっていれば，競争均衡で電源キャパシティー

の最適条件が満たされる．ただし，送電制約が有効になると地域間で価格差が発生する．また，他地域からの受電が可能なので，各地域の総供給力は域内供給力と他地域からの融通量の和になる．最適解を競争市場で達成するためには，①送電混雑時に地域間値差を発生させる，②停電時の価格を VoLL に等しくする，という2つの政策介入がなされていることが必要である．

停電確率は需要が総供給力を超える確率であるので，$\theta_2^i = \Pr(D_s^i > S^i + e_s^i)$ に等しい．ここで，D_s^i と S^i は地域 i の需要量と総電源容量であり，e_s^i は他地域から地域 i への送電量である．ピーク電源についての最適電源キャパシティーの条件が最適な停電確率を決定する：$\theta_2^i = \dfrac{F_2^i{}'(K_2^i)}{VoLL - c_2}$．したがって，3.1 節と同じ条件，

$$LOLP^{i*} = \frac{\text{地域}i\text{の限界キャパシティー費用}}{VoLL - \text{ピーク電源の限界費用}}$$

が得られる．ただし，送電制約のもとでの最適停電確率は地域によって異なる．

金本（2022）で得られた送電容量の最適条件によると，送電容量が最適になるのは，単位送電容量あたりの地域間値差収入が送電容量増加の限界費用に等しくなるときである:

$$\sum_{s, p_s^1 > p_s^2} \pi_s (p_s^1 - p_s^2) + \sum_{s, p_s^2 > p_s^1} \pi_s (p_s^2 - p_s^1) = C_T{}'(K_T) > 0,$$

また，送電網増強の限界便益は単位送電容量あたり地域間値差収入に等しい：

$$MB_T = \sum_{s, p_s^1 > p_s^2} \pi_s (p_s^1 - p_s^2) + \sum_{s, p_s^2 > p_s^1} \pi_s (p_s^2 - p_s^1).$$

したがって，TSO が値差収入で送電網の増強費用をまかない，価格を所与として利潤最大化を行うと送電網投資は最適になる．

送電制約のもとでの最適電源キャパシティー:

給電の最適条件が成り立っている場合の電源キャパシティーの最適条件は「短期利潤＝限界キャパシティー費用」である．

最適解を競争市場で達成するためには，①送電混雑時に地域間値差を発生させる，②停電時の価格を VoLL に等しくする，という 2 つの政策介入がなされていることが必要である．

送電容量制約が有効でない場合には両地域の価格が等しいが，送電制約が有効になると地域間で価格差が発生する．また，他地域からの受電が可能なので，各地域の総供給力は域内供給力と他地域からの融通量の和になる．

最適な停電確率は地域によって異なり，各地域で

$$LOLP^{i*} = \frac{\text{地域}i\text{の限界キャパシティー費用}}{VoLL - \text{ピーク電源の限界費用}}$$

となる．

送電網増強の便益:

送電容量が最適になるのは,「単位送電容量あたり地域間値差収入＝送電容量増加の限界費用」が成り立つときである.

送電網増強の限界便益は競争均衡における単位送電容量あたり地域間値差収入に等しい.

例１：潮流が単一方向のケース

以上の一般的な結果を潮流が単一方向の簡単な例を用いて解説する[31]. 第一に, 需要は地域 1 と地域 2 で時系列的に全く同じであると仮定する. つまり, すべての日時において両地域の需要が同じである. 第二に, 電源についてはキャパシティー費用が地域によって異なり, 地域 2 の方が低いとする. したがって, 潮流は必ず地域 2 から地域 1 に流れる.

電源キャパシティーの最適化の前に，需要，給電，送電の最適化が行われているとする．送電容量が地域 1 と地域 2 のベース電源容量の差の半分以上であると両地域の価格が常に等しくなるので，半分以下のケースを考える： $0 < K_T < \frac{K_1^2 - K_1^1}{2}$.

電源キャパシティーの最適条件は 3.1 節と同じであり, 各地域で

$$\Delta\Pi_2^i = (VoLL - c_2)\theta_2^i - F_2^{i\,\prime}(K_2^i) = 0$$

$$\Delta\Pi_1^i = (VoLL - c_1)\theta_2^i + (c_2 - c_1)(\theta_1^i - \theta_2^i) - F_1^{i\,\prime}(K_1^i) = 0\,.$$

となる.

需要の時系列が両地域で同じと仮定しているので，需要を高い順に並べ替えた負荷持続曲線も両地域で同じである．各地域の負荷持続曲線を $Q^i = D(\theta)$ で表す．地域 1 ではベース電源の総供給力は地域 2 からの融通分を加えて， $K_1^1 + K_T$ であるので, ベース電源のフル稼働確率 θ_1^1 は

$$D(\theta_1^1) = K_1^1 + K_T$$

を満たす. 地域 2 では地域 1 に送電する部分を差し引かなければならないので,

$$D(\theta_1^2) = K_1^2 - K_T$$

となる. ベース電源で送電容量を使い尽くすので, ピーク電源については,

$$D(\theta_2^i) - D(\theta_1^i) = K_2^i\,,\ i = 1,2$$

となる. これらの 8 式から 8 つの変数（θ_j^i, K_j^i，$j = 1,2$，$i = 1,2$）が求められる.

図 17 は送電制約のもとでの負荷持続曲線と電源キャパシティーを表している. 地域 1 では θ_1^1 より右側では地域 2 からの送電分も含めてベース電源が供給するが， θ_1^1 の左側ではピーク電源が供給する．地域 2 では θ_1^2 までベース電源が供給する．したがって， θ_1^1 と θ_1^2 の間の価格は地域 1 では c_2 に，地域 2 では c_1 になり，価格差が発生する．同様に θ_2^1 と θ_2^2 の間でも価格差が発生し，地

[31] 以下での解説は金本（2022）の 5.1 節をより詳細にしたものである.

域 1 では$VoLL$，地域 2 ではc_2になる．これらの価格の動きは図 18 の価格持続曲線で表されている．また，$\theta_2^1 > \theta_2^2$であるので地域 1 の方が停電確率が大きいことが分かる．これは送電容量制約によるものであり，送電容量を増やしていけば，停電確率の差は小さくなっていき，最終的には両地域で同じになる．

図 17　送電容量制約のもとでの負荷持続曲線と電源キャパシティー:潮流が単一方向のケース

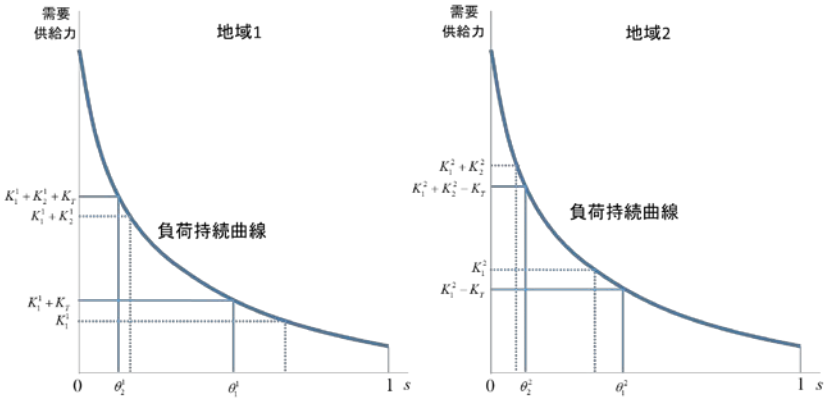
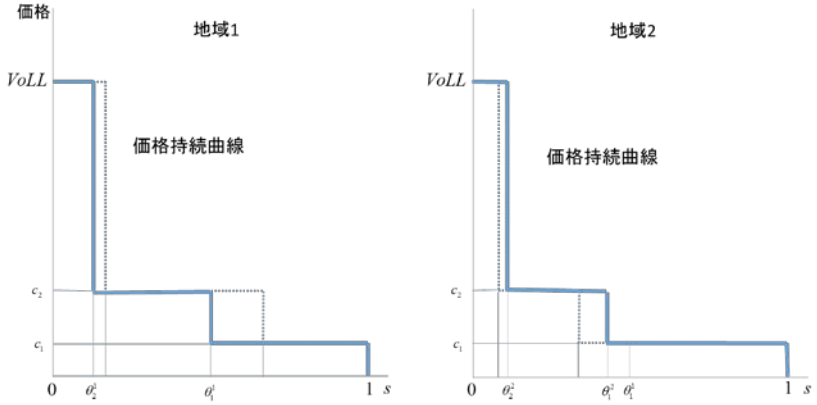


図 18　送電容量制約のもとでの価格持続曲線:潮流が単一方向のケース



送電網増強の限界便益は単位送電容量あたり地域間値差収入に等しく，

$$MB_T = (c_2 - c_1)(\theta_1^1 - \theta_1^2) + (VoLL - c_2)(\theta_2^1 - \theta_2^2)$$

を満たす．また，送電容量が最適になるのは，

$$(c_2 - c_1)(\theta_1^1 - \theta_1^2) + (VoLL - c_2)(\theta_2^1 - \theta_2^2) = C_T'(K_T) > 0$$

が成り立つときである．

潮流が単一方向の例

電源タイプがベース電源とピーク電源の 2 つだけで，需要が 2 つの地域で全く同じ時系列であり，地域 2 の方がキャパシティー費用が低い特殊ケースには，以下の条件が成立する．

送電制約のもとでの電源キャパシティー：

電源キャパシティーの最適条件は

$$(VoLL - c_2)\theta_2^i = F_2^{i\,\prime}(K_2^i)$$

$$(VoLL - c_1)\theta_2^i + (c_2 - c_1)(\theta_1^i - \theta_2^i) = F_1^{i\,\prime}(K_1^i)\ .$$

であり，需要と電源キャパシティーは

$$D(\theta_1^1) = K_1^1 + K_T\ ,\ \ D(\theta_1^2) = K_1^2 - K_T$$

$$D(\theta_2^i) - D(\theta_1^i) = K_2^i\ ,\ \ i = 1,2$$

を満たしていなければならない．これらの 8 式から 8 つの変数（θ_j^i, K_j^i，　$j = 1,2$，　$i = 1,2$）が求められる．

停電時の価格を VoLL に等しくする政策介入を行い，両地域間の価格が乖離することを許容すれば，競争市場が電源キャパシティーを最適にする．

送電網増強の便益:

送電網増強の限界便益は単位送電容量あたり地域間値差収入に等しく，

$$MB_T = (c_2 - c_1)(\theta_1^1 - \theta_1^2) + (VoLL - c_2)(\theta_2^1 - \theta_2^2)$$

で表される．最適送電容量の条件は

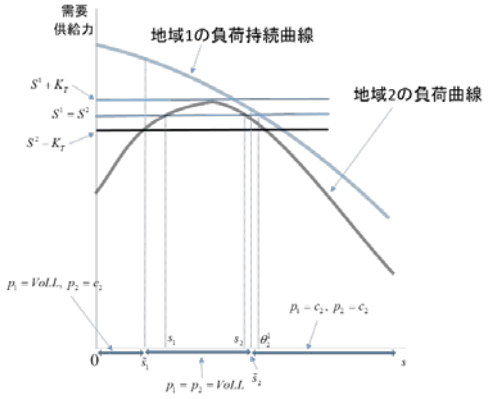
$$(c_2 - c_1)(\theta_1^1 - \theta_1^2) + (VoLL - c_2)(\theta_2^1 - \theta_2^2) = C_T{}'(K_T) > 0$$

である．

例２：需要の時系列が異なり電源構成が同じケース

次に，電源構成は同じであるが，需要の時系列が異なる例を考える．図 19 は地域 1 の負荷持続曲線にそれと同じ時点での地域 2 の需要を並べたもの（地域 2 の負荷曲線と呼ぶ）を表している．地域 2 の負荷曲線が右下がりでないのは，最大需要の発生時点が異なるからである．なお，この図では需要が大きくて負荷遮断が起きるケースの近傍だけを取り上げている．

図 19　地域間送電と電源キャパシティー：需要の時系列が異なるケース



送電容量がゼロの場合には地域 1 では $[0,\theta_2^1)$ の区間で停電が発生するが，θ_2^1 を超えると供給力に余裕ができる．これに対して，地域 2 では (s_1,s_2) の区間で停電が発生し，これ以外の区間では供給力に余裕がある．送電容量が K_T になると，地域間の電力融通によって両地域の停電量合計を減少させることができる．$[0,\tilde{s}_1)$ の区間では地域 2 から地域 1 へ容量一杯の送電が行われても地域 2 では停電が発生しない．この場合の価格は地域 1 で VoLL に等しく，地域 2 ではピーク電源の限界費用に等しくなる．$(\tilde{s}_1,\tilde{s}_2)$ の区間では両地域の供給力合計が需要量合計より小さいので，最適解においても両地域で停電が発生する．したがって，最適解での価格は両地域で VoLL に等しい．$\tilde{s}_2$ を超えると供給力合計が需要量合計より大きくなるので，両地域の価格はピーク電源の限界費用に等しくなる．

5.2. 上限価格のもとでの市場均衡

次に，上限価格 $\overline{p}$ が設定されているケースを考える．3.2 節と同様に，上限価格は停電価格より低く，ピーク電源の限界費用より高いとする．これらの仮定のもとでは，どの地域についてもピーク電源とベース電源のキャパシティーは

$$\Delta\Pi_2^i = (\overline{p}-c_2)\theta_2^i - F_2^{i\,\prime}(K_2^i) = 0,\ i=1,2$$

$$\Delta\Pi_1^i = (\overline{p}-c_1)\theta_2^i + (c_2-c_1)(\theta_1^i-\theta_2^i) - F_1^{i\,\prime}(K_1^i) = 0,\ i=1,2$$

を満たすように決まる．したがって，3.2 節と同様に LOLP は最適解より高くなる:

$$LOLP^i = \frac{F_2^{i\,\prime}(K_2^i)}{\overline{p}-c_2} > LOLP^{i*}.$$

上限価格のもとでの市場均衡は以下の性質をもつ．

上限価格のもとでの市場均衡:

上限価格 $\overline{p}$ が停電コストより低いがどのタイプの電源の限界費用より高い水準に設定されているとする．この仮定のもとでは，需要，発電，送電は最適解と同じになる．これは電源キャパシティーが最適でなくても成立する．

潮流が単一方向で電源が 2 タイプの例では，電源キャパシティーは

$$(\overline{p}-c_2)\theta_2^i = F_2^{i\,\prime}(K_2^i),\ i=1,2$$

$$(\overline{p}-c_1)\theta_2^i + (c_2-c_1)(\theta_1^i-\theta_2^i) = F_1^{i\,\prime}(K_1^i),\ i=1,2$$

を満たすように決まる．

LOLP は両地域で最適解より高くなるので，過剰な停電が発生する:

$$LOLP^i = \frac{F_2^{i\,\prime}(K_2^i)}{\overline{p}-c_2} > LOLP^{i*}.$$

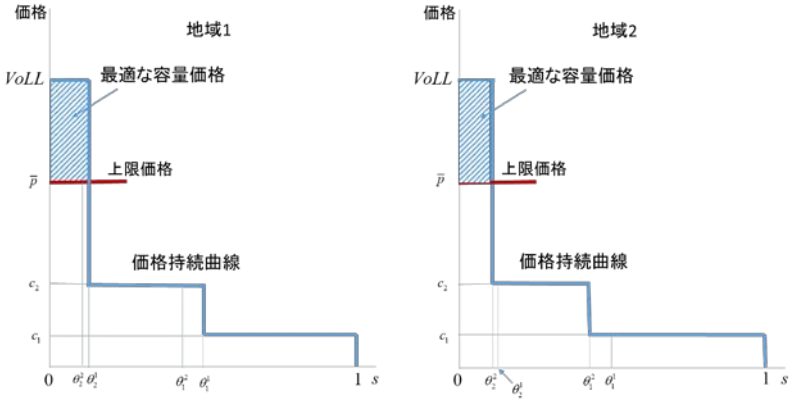
5.3.　上限価格と容量支払

次に，容量支払を用いて，上限価格のもとでの過剰な負荷遮断に対応することを考える．5.1 節の最適電源キャパシティーの条件と 5.2 節の上限価格のもとでの市場均衡の条件とを比較すると，各地域の容量価格（電源キャパシティーを 1 kW 増加させたときの限界価値）は 3.3 節と同じで，

$$p_K^i = (VoLL - \overline{p})LOLP^{i*}$$

を満たしていれば良い．ただし，送電制約が存在するので，最適な停電確率は一般には地域によって異なる．これを反映して容量価格についても地域間で価格差が発生する．

図 20　上限価格のもとでの最適な容量価格：潮流が単一方向のケース



以上をまとめると，上限価格と容量支払のもとでの市場均衡は以下のようになる．

上限価格と容量支払：

各地域の容量支払が上限価格による収入不足分にちょうど等しくなっていれば，電源キャパシティーは最適解と一致する．送電制約が有効な場合には容量支払にも地域間で容量価格に値差が発生する．

5.4.　容量市場

次に容量市場を考える．

容量市場の供給曲線

容量市場における供給曲線は 4.1 節と同様に各電源ユニットの収入不足額によって決定される．各地域におけるピーク電源とベース電源の入札価格はそれぞれ

$$b_2^i(K_2^i) = F_2^{i\,\prime}(K_2^i) - (\overline{p} - c_2)\theta_2^i,\ i = 1, 2,$$

$$b_1^i(K_1^i) = F_1^{i\,\prime}(K_1^i) - (\overline{p} - c_1)\theta_2^i - (c_2 - c_1)(\theta_1^i - \theta_2^i)\ ,\ \ i = 1, 2\ ,$$

となる．これらの曲線を横方向に足し合わせると，容量市場における供給曲線が得られる．送電制約が有効な場合には地域ごとの供給曲線を用いる必要がある．

容量市場の需要曲線

最適な電源キャパシティーを達成するための容量市場需要曲線は 4.2 節と基本的に同じであるが，送電制約のもとでは地域ごとに設定する必要がある．5.1 節で用いた例では，地域 2 から地域 1 に送電しており，地域 1 の総供給力は地域 2 からの受電分を含めて $K_1^1 + K_2^1 + K_T$ であり停電確率 θ_2^1 は

$$D(\theta_2^1) = K_1^1 + K_2^1 + K_T$$

を満たす．地域 2 では地域 1 への送電分を差し引かなければならないので，停電確率 θ_2^2 は

$$D(\theta_2^2) = K_1^2 + K_2^2 - K_T$$

を満たす．したがって，地域 1 の電源に対する需要曲線は

$$S^1 = D\left(\frac{p_K^1}{VoLL - \overline{p}}\right) - K_T$$

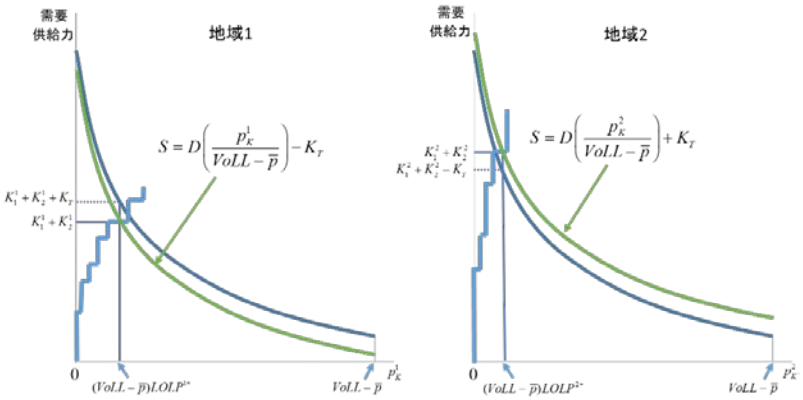
で，地域 2 の電源に対する需要曲線は

$$S^2 = D\left(\frac{p_K^2}{VoLL - \overline{p}}\right) + K_T$$

となる．

図 21 は両地域における容量市場の需要曲線と供給曲線を描いている．通常の需要曲線の縦軸と横軸を入れ替えて，横軸に価格，縦軸に電源容量をとっている．横軸は負荷持続曲線の確率に $VoLL - \overline{p}$ をかけたものになっている．地域 1 では地域 2 からの受電を考慮すると地域内での電源容量は送電容量分だけ少なくてよいので，下方に K_T だけシフトした緑の太線が容量市場の需要曲線になる．地域 2 では地域 1 への融通分を加えるので，上方に K_T だけシフトしなければならない．

図 21　送電制約と上限価格のもとでの容量市場



地域 1 の需要曲線と供給曲線の交点では

$$D\left(\frac{p_K^1}{VoLL-\overline{p}}\right)=K_1^1+K_2^1+K_T$$

と

$$p_K^1=F_2^{1\prime}(K_2^1)-(\overline{p}-c_2)\theta_2^1$$

が成立する. 最初の条件から停電確率は $p_K^1=(VoLL-\overline{p})\theta_2^1$ を満たす. これを第 2 の条件に代入すると,

$$\theta_2^1=\frac{F_2^{1\prime}(K_2^1)}{VoLL-c_2}$$

となり, 最適な停電確率が達成される. 同様にして, 地域 2 でも容量市場の均衡点で停電確率が最適になることが分かる.

以上をまとめると, 最適電源キャパシティーをもたらす容量市場は以下のようになる.

送電制約が存在する場合に最適電源キャパシティーを達成する容量市場の需要曲線:

地域 1 の発電コストが高く, 電気が常に地域 2 から地域 1 に流れる場合には, 電源キャパシティーと容量価格を最適にする需要曲線は, 地域 1 では

$$S^1=D\left(\frac{p_K^1}{VoLL-\overline{p}}\right)-K_T$$

で, 地域 2 では

$$S^2=D\left(\frac{p_K^2}{VoLL-\overline{p}}\right)+K_T$$

で与えられる. ここで, $D(s)$ は負荷持続曲線である. 容量価格は

$$p_K^i=(VoLL-\overline{p})LOLP^{i*}$$

を満たし, 停電確率は

$$LOLP^{i*}=\frac{F_2^{i\prime}(K_2^i)}{VoLL-c_2}$$

となる.

5.5. 送電網増強の便益

容量価格が最適に設定されていれば, 金本(2022)における分析がそのまま適用できるので, 送電容量が最適になるのは,「単位送電容量あたり地域間値差収入＝送電容量増加の限界費用」が成り立つときである.

$$\sum_{s,\hat{p}_s^1>\hat{p}_s^2}\pi_s(\hat{p}_s^1-\hat{p}_s^2)+\sum_{s,\hat{p}_s^2>\hat{p}_s^1}\pi_s(\hat{p}_s^2-\hat{p}_s^1)=C_T{}'(K_T)>0$$

ここで, ハット記号は上限価格がないときの最適解を表している. また, 競争均衡における単位送電容量あたり地域間値差収入が送電網増強の限界便益に等しい:

$$MB_T = \sum_{s,\hat{p}_s^1 > \hat{p}_s^2} \pi_s(\hat{p}_s^1 - \hat{p}_s^2) + \sum_{s,\hat{p}_s^2 > \hat{p}_s^1} \pi_s(\hat{p}_s^2 - \hat{p}_s^1) .$$

上限価格が設定されたときの価格をハット記号なしで表すと, 値差収入は

$$R_T^E = \sum_{s,p_s^1 > p_s^2} \pi_s(p_s^1 - p_s^2) + \sum_{s,p_s^2 > p_s^1} \pi_s(p_s^2 - p_s^1)$$

と書くことができる．送電網増強の便益のうちでエネルギー市場に反映されない部分をアデカシー便益と呼び， R_T^K で表す:

$$R_T^K = MB_T - R_T^E .$$

アデカシーとは需要に対応して供給キャパシティーがどの程度十分であるかを示す概念であるので，アデカシー便益は供給キャパシティー不足による停電が減少することの便益であると考えることができる．以下では我々のアデカシー便益の定義がこの解釈に合致していることを示す.

5.2 節でみたように，上限価格が設定されても需要, 発電, 送電は最適解と同じになる. 電源キャパシティーも容量支払あるいは容量市場によって最適になっていると仮定する. 上限価格の設定によって価格が変わるのは $\hat{p}_s^i = VoLL$ の時だけで, この時の価格が上限価格 $\overline{p}$ になる. 上限価格が VoLL より低く，どのタイプの電源の限界費用より高いと仮定されているので， $\hat{p}_s^i$ と p_s^i は

$$\hat{p}_s^i = \begin{cases} p_s^i & \text{if } \hat{p}_s^i \le \overline{p} \\ VoLL & \text{if } \hat{p}_s^i > \overline{p} \end{cases}$$

を満たす．この関係から，送電網増強の限界便益は上限価格設定時の価格と VoLL を用いて

$$\begin{aligned} MB_T = & \sum_{s,\hat{p}_s^1 > \hat{p}_s^2, \hat{p}_s^1 > \overline{p}} \pi_s(VoLL - p_s^2) + \sum_{s,\hat{p}_s^2 > \hat{p}_s^1, \hat{p}_s^2 > \overline{p}} \pi_s(VoLL - p_s^1) \\ & + \sum_{s,\hat{p}_s^1 > \hat{p}_s^2, \hat{p}_s^1 \le \overline{p}} \pi_s(p_s^1 - p_s^2) + \sum_{s,\hat{p}_s^2 > \hat{p}_s^1, \hat{p}_s^2 \le \overline{p}} \pi_s(p_s^2 - p_s^1) \end{aligned}$$

と書きかえることができる．次に, 右辺の最初の 2 項を上限価格以上の部分と上限価格以下の部分に分解すると,

$$\begin{aligned} & \sum_{s,\hat{p}_s^1 > \hat{p}_s^2, \hat{p}_s^1 > \overline{p}} \pi_s(VoLL - p_s^2) + \sum_{s,\hat{p}_s^2 > \hat{p}_s^1, \hat{p}_s^2 > \overline{p}} \pi_s(VoLL - p_s^1) \\ = & \sum_{s,\hat{p}_s^1 > \hat{p}_s^2, \hat{p}_s^1 > \overline{p}} \pi_s(VoLL - \overline{p}) + \sum_{s,\hat{p}_s^2 > \hat{p}_s^1, \hat{p}_s^2 > \overline{p}} \pi_s(VoLL - \overline{p}) \\ + & \sum_{s,\hat{p}_s^1 > \hat{p}_s^2, \hat{p}_s^1 > \overline{p}} \pi_s(\overline{p} - p_s^2) + \sum_{s,\hat{p}_s^2 > \hat{p}_s^1, \hat{p}_s^2 > \overline{p}} \pi_s(\overline{p} - p_s^1) \end{aligned}$$

が得られる. さらに, 上限価格が設定された時の値差収入 R_T^E も

$$\begin{aligned} R_T^E = & \sum_{s,\hat{p}_s^1 > \hat{p}_s^2, \hat{p}_s^1 > \overline{p}} \pi_s(\overline{p} - p_s^2) + \sum_{s,\hat{p}_s^2 > \hat{p}_s^1, \hat{p}_s^2 > \overline{p}} \pi_s(\overline{p} - p_s^1) \\ & + \sum_{s,\hat{p}_s^1 > \hat{p}_s^2, \hat{p}_s^1 \le \overline{p}} \pi_s(p_s^1 - p_s^2) + \sum_{s,\hat{p}_s^2 > \hat{p}_s^1, \hat{p}_s^2 \le \overline{p}} \pi_s(p_s^2 - p_s^1) \end{aligned}$$

と分解できる．これらを組み合わせると，送電網増強の限界便益は

$$MB_T = R_T^E + \sum_{s,\hat{p}_s^1>\hat{p}_s^2,\hat{p}_s^1>\overline{p}} \pi_s(VoLL-\overline{p}) + \sum_{s,\hat{p}_s^2>\hat{p}_s^1,\hat{p}_s^2>\overline{p}} \pi_s(VoLL-\overline{p}) \geq R_T^E$$

を満たすことが分かる．上限価格が設定されるとエネルギー市場の値差収入は送電網増強の限界便益より小さくなり，送電網増強の便益のうちでエネルギー市場に反映されないアデカシー部分は

$$R_T^K = \sum_{s,\hat{p}_s^1>\hat{p}_s^2,\hat{p}_s^1>\overline{p}} \pi_s(VoLL-\overline{p}) + \sum_{s,\hat{p}_s^2>\hat{p}_s^1,\hat{p}_s^2>\overline{p}} \pi_s(VoLL-\overline{p})$$

となる．自地域で負荷遮断が起きていて他地域での供給力に余裕がある場合には，送電キャパシティーの限界的増加は負荷遮断量を減少させ，これが便益をもたらす．ただし，上限価格以下の部分はエネルギー市場の値差収入に反映されているので，アデカシー便益は停電コストから上限価格を差し引いたものになる．

次に，送電網増強のアデカシー便益と容量価格との関係を見てみる．各地域の容量価格はその地域の電源容量が 1 kW 増えたときの限界便益に等しい．送電線増強は自地域で負荷遮断が起きていて他地域で供給力に余裕がある場合には，電源容量が 1 kW 増えたときと同じだけの便益をもたらすが，他地域でも負荷遮断が起きている場合には全く便益をもたらさない．たとえば，地域 1 の容量価格を地域 2 の価格が VoLL 未満のケースと VoLL に等しいケースとに分解すると，

$$p_K^1 = \sum_{s,\hat{p}_s^1>\hat{p}_s^2,\hat{p}_s^1=VoLL} \pi_s(VoLL-\overline{p}) + \sum_{s,\hat{p}_s^1=\hat{p}_s^2,\hat{p}_s^1=VoLL} \pi_s(VoLL-\overline{p})$$

となるが，アデカシー便益に入るのは，右辺の第 1 項（地域 2 の価格が *VoLL* ではないケース）のみである．右辺の第 2 項においては地域 2 でも供給力が不足しているので，送電網増強による便益は発生しない．したがって，容量価格のうちアデカシー便益に入るのは，自地域の価格が上限価格であるが，他地域の価格が上限価格になっていない部分だけである．

図 22　送電網増強の限界便益と容量価格

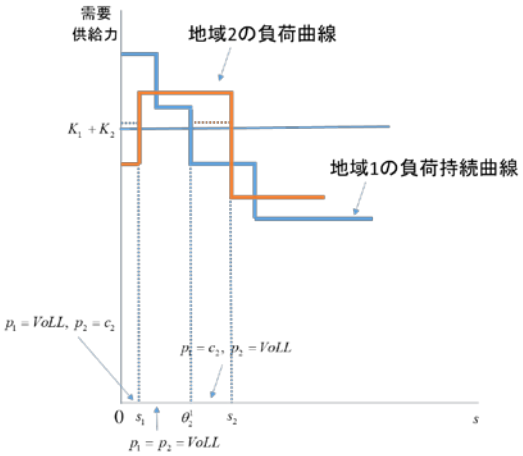


図 22 は地域 1 の負荷持続曲線とその発生時点に合わせた地域 2 の負荷曲線を描いている．図

を簡単にするために階段状の負荷曲線としている[32]．地域 2 の最大需要は地域 1 の最大需要が発生する時点とは一致せず，s_1 と s_2 の間が最大需要になっている．送電容量がゼロの時の容量価格は地域 1 では $(VoLL-\overline{p})\theta_2^1$ であり，地域 2 では $(VoLL-\overline{p})(s_2-s_1)$ である．ここで，送電容量を限界的に 1 kW 増加させることを考える．他地域で供給力に余裕がある場合には，送電容量の増加分だけ負荷遮断が減少する．したがって，区間 $(0,s_1)$ では地域 1 の負荷遮断が 1 kW 減少して，$(VoLL-\overline{p})s_1$ だけ容量価格収入が減少する．また，区間 (θ_2^1,s_2) では地域 2 の負荷遮断が減少して $(VoLL-\overline{p})(s_2-\theta_2^1)$ だけの容量価格収入減が発生する．ところが，s_1 と θ_2^1 の間では両地域で負荷遮断が起きているので，負荷遮断は減少せず，容量価格収入にも変化はない．

以上の結果から，送電網増強のアデカシー便益は送電容量の限界的増加がもたらす「停電コスト－上限価格」の増加に等しく，また，これは容量市場収入の減少分にも等しい．次節で見るように，欧州では送電網増強による停電コストの減少をシミュレーション・モデルで予測して，それをアデカシー便益の推計値としている．ここで得られた結果によると，停電コストから上限価格を引いたものを用いなければならず，欧州の推計手法は過大推計をもたらす．しかしながら，停電コストは上限価格よりはるかに高いことがほとんどであるので，それによる誤差は大きくないと思われる．

欧州と違って，PJM では送電網増強による容量市場収入の減少をアデカシー便益の推計に用いている．推計におけるシミュレーション・モデルが正しければ，容量市場収入の減少でアデカシー便益を推計することができる．なお，以上の議論は容量価格が最適になっていることを前提していることに注意が必要である．

送電網増強のアデカシー便益と容量価格:

上限価格が設定されるとエネルギー市場の値差収入は送電網増強の限界便益より小さくなる．送電網増強の限界便益とエネルギー市場の値差収入の差分は送電網増強のアデカシー便益と解釈することができる．アデカシー便益は以下の関係を満たす．

送電網増強のアデカシー便益＝停電量の減少×（停電コスト－上限価格）

さらに，電源キャパシティーが最適になるように容量市場の価格が決定されていれば，以下の関係が成立する．

送電網増強のアデカシー便益＝送電網増強による容量市場収入の減少

例：潮流が単一方向で電源が 2 タイプ

次に，5.1 節で導入した潮流が単一方向の例では送電網増強の便益はどうなるかを考える．上

[32] 滑らかな負荷曲線でも同じ結果が得られる．

限価格が設定されていない時の限界便益は地域間価格差に等しく，

$$MB_T = (c_2 - c_1)(\theta_1^1 - \theta_1^2) + (VoLL - c_2)(\theta_2^1 - \theta_2^2)$$

であった．上限価格が設定されると，エネルギー市場での値差収入は

$$R_T^E = (c_2 - c_1)(\theta_1^1 - \theta_1^2) + (\overline{p} - c_2)(\theta_2^1 - \theta_2^2)$$

である．各地域の容量価格は $p_K^i = (VoLL - \overline{p})\theta_2^i$ であるので，容量価格の値差は

$$p_K^1 - p_K^2 = (VoLL - \overline{p})(\theta_2^1 - \theta_2^2)$$

となる．したがって，送電網増強のアデカシー便益は容量市場における地域間価格差に等しい:

$$R_T^K = p_K^1 - p_K^2 .$$

なお，以上の結果は電源キャパシティーが最適になるように容量価格が決まっていることに依存しており，電源キャパシティーが最適でない場合には，容量価格の地域間値差はアデカシー便益とは一致しない．

潮流が単一方向の例

電源タイプがベース電源とピーク電源の 2 つだけで，需要が 2 つの地域で全く同じ時系列であり，地域 2 の方がキャパシティー費用が低い場合には，送電網増強のアデカシー便益は容量市場における地域間価格差に等しい:

$$R_T^K = p_K^1 - p_K^2 .$$

電源キャパシティーが最適であれば，容量市場における地域間価格差が送電網増強のアデカシー便益に等しいという結論は，地域間で電気が一方向にしか流れない場合には一般的に当てはまると思われる．両地域とも価格が *VoLL* になるケースは地域間の値差をとると相殺しあうからである．もちろん，時間によって流れる方向が変わる場合には，この結論は当てはまらない．

5.6. アデカシー便益の推定手法：欧州と PJM

送電網増強は供給力を増加させて負荷遮断を減少させる効果を持つので，費用便益分析を行う場合にはアデカシー便益も推定しなければならない．前節で得られた結果によると，負荷遮断量の減少がすべてアデカシー便益になるわけではない．上限価格以下の部分はエネルギー市場に反映されているので，アデカシー便益の計算においては停電コストから上限価格を差し引かなければならない．

また，容量価格が最適に決まっていて，送電網増強による容量市場収入の減少を正しく推計することができれば，これがアデカシー便益に等しくなる．さらに，地域間で電気が一方向にしか流れないケースでは，容量市場の地域間値差収入がアデカシー便益に一致するという結論も得られた．

アデカシー便益の推定手法は欧州と PJM で大きく異なっている．以上の理論的分析は，これらの推定

手法の理論的な基礎を与えている.

欧州では停電コストの推計値を用いるのが主体である[33]. まず, 市場モデルかネットワークモデルを用いて, 送電網増強プロジェクトが停電量の期待値[34]をどれだけ減少させるかを推計し, これに停電コスト(VoLL)をかけて便益を計算する. 停電量の推計値がゼロの場合には, プロジェクトによって停電量ゼロを維持するために必要な発電キャパシティーがどれだけ減少するか(Additional adequacy margin)を推計し, それに発電キャパシティーのコスト(通常はピーク電源の投資コスト)をかけて算出する. 本稿の分析結果によれば, アデカシー便益を計算するには停電コストから上限価格を差し引かなければならないが, 上限価格が VoLL と比較して十分に小さければ, 欧州型の推計手法がアデカシー便益の良い近似になる.

PJM では容量市場の入札価格を用いてアデカシー便益を推計している[35]. 送電容量が増加すると容量価格が変化するはずであるが, それを最も最近の容量市場オークション(Base Residual Auction)の約定ツール(engine)を用いて推計する. 容量市場によって最適な電源キャパシティーが実現されていれば, この手法で正しい便益が計算できる. ただし, 実際の容量市場が最適なキャパシティーを実現している保証はないし, 将来の長期にわたる便益が直近の容量市場モデルでうまく推計できるかどうかも疑わしい. PJM ではこういった問題点を認識しており, ①最近の容量市場便益はプロジェクト費用に比較して非常に大きく, さらにエネルギー便益との関連が薄い, ②容量市場のパラメータでは将来年についての計算ができない, ③容量市場便益は最も最近の入札価格等をつかっているので将来についての不確実性が大きいといった問題があるとしている(PJM (2019)).

6. 温暖化費用による限界費用の歪みと FIP 制度及び容量市場

次に, 温暖化費用等によって発電の限界費用に歪みが発生している場合の容量市場を分析する. 火力発電のピーク電源とベース電源に加えて, 再生可能エネルギー(再エネ)電源が存在すると仮定する. 火力発電は温暖化コスト等の外部費用 $\tau > 0$ を発生させるとし, この外部費用はピーク電源とベース電源で等しいとする. 再生可能エネルギー電源(電源タイプ 0 とする)は限界費用がゼロであり, 外部費用も発生させないとする. 電源タイプ j の社会的限界費用を c_j^*, 私的限界費用を c_j , 限界外部費用を τ と書くと, $c_0 = c_0^* = 0$, $c_1 = c_1^* - \tau$, $c_2 = c_2^* - \tau$ となる.

発電事業者の利潤は

$$\Pi_j = \sum_s \pi_s \left(p_s - c_j \right) q_{js} - f_j K_j, \quad j = 0,1,2$$

である. ここで, キャパシティー増加の限界費用は一定であると仮定している. このケースのスクリーニン

---

[33] ENTSO-E (2018), p. 36.

[34] Entso-E は停電量の期待値を Expected Energy Not Served (EENS)と呼んでおり, NERC (2018)は Expected Unserved Energy (EUE)と呼んでいる.

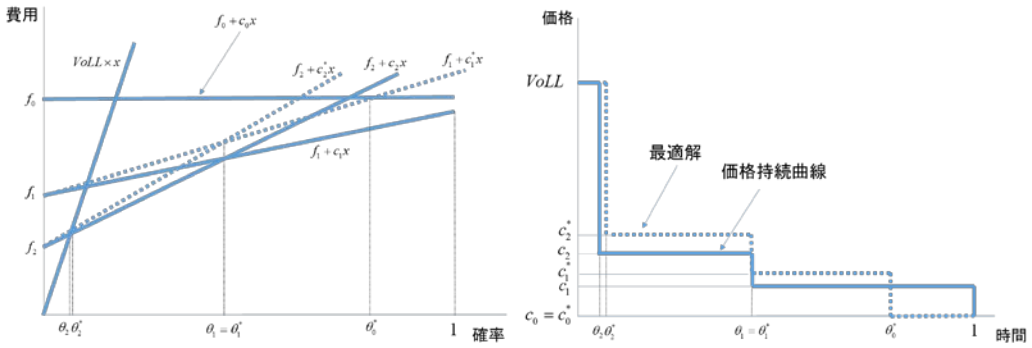
[35] Bruno (2019), スライド 9.

グ曲線と価格持続曲線は図 23 のようになる．各電源が外部費用を負担する最適解のスクリーニング曲線が点線で描かれており，外部費用を負担しない競争均衡のスクリーニング曲線が実線である．この図の最適解では再エネが参入できるが，火力電源が外部費用を負担しない場合にはまったく参入できない．再エネ電源のコストが低下すれば参入が可能になるが，その場合でも再エネ電源の導入量は過小である．また，ピーク電源とベース電源双方のキャパシティーが過大になる．ただし，両タイプの限界外部費用が等しいと仮定しているので，スクリーニング曲線の交点は最適解と同じになり，ベース電源のフル稼働確率 θ_1 は最適解と一致する．ベース電源は再エネ電源のキャパシティーを減少させることによって過大になり，ピーク電源は停電確率を低下させることによって過大になる．後者から，LOLP は最適解より小さくなる．

$$LOLP = \frac{f_2}{VoLL - c_2} < LOLP^* = \frac{f_2}{VoLL - c_2^*}$$

また，温暖化外部費用によって火力電源の限界費用が過小になっているので，価格持続曲線は実線のように点線の最適解と乖離する．

図 23　火力電源の温暖化外部費用によるスクリーニング曲線と価格持続曲線の変化



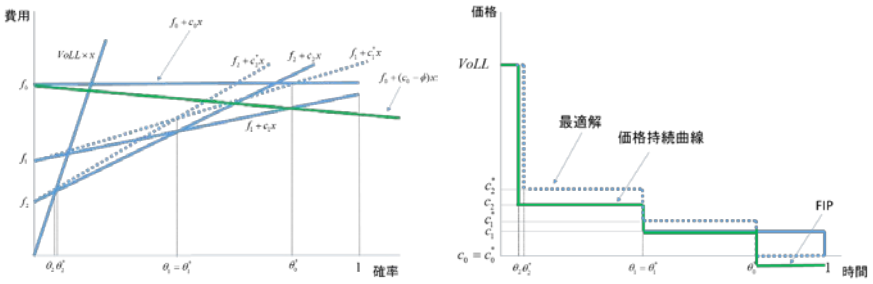
6.1.　FIP 制度

日本でも採用されている再エネ電源に対する FIT（Feed-in Tariff）制度や FIP（Feed-in Premium）制度は，温暖化外部費用を直接的に矯正する炭素税等の政策が不可能であるために次善の代替策として導入されたという側面がある．次に，FIP 制度を導入するとどうなるかを考える．FIP 制度では市場価格に一定のプレミアム（補助額）を上乗せする．電源タイプ 0 に対するプレミアムを ϕ とすると，利潤は

$$\Pi_0 = \sum_s \pi_s \left(p_s + \phi \right) q_{0s} - f_0 K_0$$

となる．プレミアムを火力電源の外部費用と等しく設定する（$\phi = \tau$）と，図 24 のように再エネ電源の導入量は最適解と同じになる．しかしながら，ピーク電源のキャパシティーは過大なままであるので，LOLP は過小である．なお，プレミアムを入れると再エネ電源所有者の私的限界費用がマイナスになるので，再エネ電源が限界電源であるときの競争市場価格は図 24 のようにマイナスになる．

図 24　FIP 制度のもとでのスクリーニング曲線と価格持続曲線



6.2.　FIP 制度のもとでの容量市場

次に，上限価格 $\bar{p}$ が設定されているケースにおける容量市場の導入を考える．電源タイプ 2 のキャパシティーは

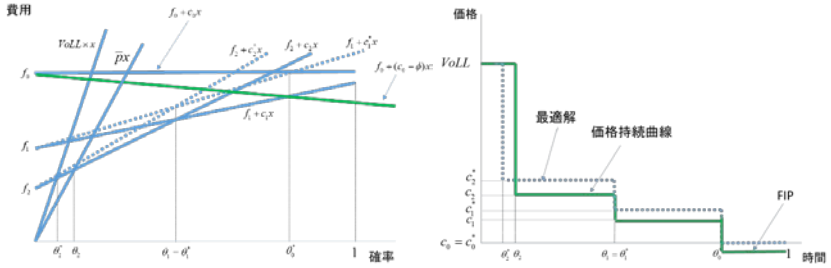
$$\Delta\Pi_2 = (\bar{p} - c_2)\theta_2 - f_2 = 0,\ c_2 = c_2^* - \tau$$

を満たすように決まるので，LOLP は最適解より高くなる：

$$LOLP = \frac{f_2}{\bar{p} - c_2} > LOLP^*.$$

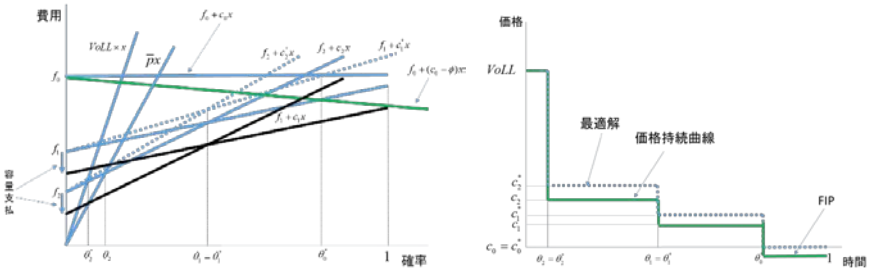
このケースのスクリーニング曲線と価格持続曲線は図 25 のようになる．

図 25　FIP 制度と上限価格のもとでのスクリーニング曲線と価格持続曲線



ここで容量市場が導入され，最適解の LOLP が達成されるように容量支払が決まると，図 26 のように両タイプのスクリーニング曲線が下方にシフトし，黒線のようになる．これによって双方の電源キャパシティーが最適解と同じになる．

図 26　FIP 制度と容量市場のもとでのスクリーニング曲線と価格持続曲線



温暖化費用による限界費用の歪みと FIP 制度及び容量市場

温暖化外部費用:火力電源は温暖化コスト等の外部費用を発生させ，再生可能エネルギー電源は限界費用がゼロで，外部費用も発生させないとする．このケースの競争均衡では以下が成立する．

- 再エネ電源の導入量は過小である．
- ピーク電源とベース電源のキャパシティーは過大である．ベース電源は再エネ電源のシェアを奪うことによって過大になり，ピーク電源は停電確率を低下させることによって過大になる．
- LOLP は最適解より小さくなる．

FIP 制度:FIP 制度を導入し，再エネ電源については火力電源の外部費用と等しいプレミアム（補助額）を市場価格に上乗せする．このケースの競争均衡では以下が成立する．

- 再エネ電源のフル稼働確率は最適解と同じになる．
- LOLP は過小のままである．
- 再エネ電源が限界電源であるときの競争市場価格はマイナスになる．

上限価格の設定と容量市場の導入:FIP 制度のもとで，上限価格が設定され，容量市場が導入されるケースでは以下が成立する．

- 最適な LOLP が達成されるように容量価格を決めると，すべての電源のキャパシティーが最適になる．

7. おわりに

本稿では，単純な決定論的電力ネットワーク・モデルを用いて容量市場に関する基本的な問題を分析した．容量市場のような供給力に関する政策介入が必要となる理由として，上限価格の設定や電源投資コストが過大になっていることがあげられる．上限価格を設定しておらず，電源投資に関する市場の失敗もないケースでは，①停電時の価格を VoLL に等しくする政策介入を行い，②送電混雑時に地域間値差を発生させれば，競争市場で電源キャパシティーが最適になる．その結果，停電確率も最適になる．最適な停電確率は

$$LOLP^{i*} = \frac{\text{地域}i\text{の限界キャパシティー費用}}{VoLL - \text{ピーク電源の限界費用}}$$

というシンプルな関係を満たす．送電容量制約が存在すると，最適な停電確率は地域間で乖離する．

上限価格が設定されると，電源投資の収益性が低下するので，電源キャパシティーが過少になり，停電確率が過大になる．そのための対応策の一つは，電源容量に対して一定の報酬を与えることである．これはポルトガル等で採用されている「容量支払」であり，行政的に定めた報酬額を容量に対して与えるものである．容量支払を上限価格による収入不足分にちょうど等しくすれば，電源キャパシティーが最適解と一致する．また，最適な容量価格は停電確率に停電コストと上限価格の差額をかけたものに等しい：

$$p_K^i = (VoLL - \overline{p})LOLP^{i*} .$$

なお，送電制約が存在する場合には，容量市場における需要曲線を設定する際に送電容量を考慮する必要があり，最適な容量価格は一般には地域間で異なる．

もう一つの方法は，日本，英国，米国PJM等で導入されている容量市場を用いることである．容量市場においては，オークションによって容量に対する支払額（容量価格）が決定される．競争性が確保されて，電源所有者がプライステーカーとして行動すると，容量市場の供給曲線（入札価格）は電源の収入不足額に等しくなる（収入不足額がマイナスの時は入札価格はゼロ円になる）．需要曲線は市場管理者が人為的に設定する．電源キャパシティーを最適にする需要曲線は負荷持続曲線の変数を「容量価格÷（VoLL－上限価格）」で置き換えたものになる．

容量市場を用いることの利点は，市場管理者が電源のコストを知らなくても需要曲線を適切に設定すれば，オークションによって最適な電源キャパシティー（と停電確率）が達成されることである．ただし，実際にはそのような形で需要曲線を設定しているケースは日本も含めて見当たらない．通常は，停電確率の目標値から目標調達量を定めて，これと調達価格の指標値から需要曲線を設定する．調達価格の指標値として通常はNet CONEが用いられる．

次に，送電網増強と容量市場の関係を考えると，上限価格が設定されていないときには，送電容量が最適になるのは，「単位送電容量あたり地域間値差収入＝送電容量増加の限界費用」が成り立つときである．また，競争均衡における単位送電容量あたり地域間値差収入が送電網増強の限界便益に等しい．上限価格が設定されると，エネルギー市場の値差収入は送電網増強の限界便益とは一致しなくなる．これらの間の差分は送電網増強のアデカシー便益と解釈することができる．

アデカシー便益については，欧州と米国PJMで異なった推計手法が用いられている．欧州では，送電網増強プロジェクトが停電量の期待値をどれだけ減少させるかを推計し，それに停電コスト（VoLL）をかけて便益を計算している．これに対して，PJMでは送電網増強プロジェクトによる容量価格の低下をアデカシー便益としている．本稿の分析結果によれば，アデカシー便益を推計するには停電コストから上限価格を差し引かなければならないので，欧州の推計手法はバイアスをもつ．しかし，上限価格がVoLLと比較して十分に小さければ，欧州型推計手法がアデカシー便益の良い近似値を提供する．PJMの手法は，容量市場によって最適な電源キャパシティーが実現されていれば，正しい便益が計算できる．ただし，容量市場が常に最適な電源キャパシティーをもたらすという保証はない．

供給力に関する政策介入が必要な理由として，電源投資コストが市場の失敗によって過大になっているケースも分析した．固定費部分が過大になっているときには，容量価格をその歪みの分だけ上げることによって最適な電源キャパシティーが達成できる．たとえば，上限価格が $\overline{p}$ で固定費の歪みが τ の時の容量価格は $p_K = \tau + (VoLL - \overline{p})LOLP^*$ となる．これは容量市場における需要曲線を上限価格のみの時より固定費の歪み分だけ上方にシフトさせることによって達成できる．

本稿の分析は極めて単純なモデルによるものであり，様々な方向の拡張が必要である．第一に，電源キャパシティー（kW）の不足による停電は実際に発生している停電のごくわずかであり，他の要因につい

ての分析も必要である．また，配電レベルや送配電網の事故による停電がはるかに多いことを踏まえた，信頼度基準の在り方の検討も必要であろう．さらに，2021 年初頭に日本で発生した需給ひっ迫は電源キャパシティーの問題ではなく，燃料不足の問題であったし，同年の 2 月にアメリカのテキサス州で発生した大規模な停電は大寒波による設備トラブルによるものであった．こういった設備容量以外の問題についてもシステマティックな検討が求められる．

第二に，自然変動電源のような不確実な供給力をどう評価するかといった課題については，安定電源代替価値（ELCC：Effective Load Carrying Capability）をモンテカルロ・シミュレーションを用いて計算するという手法が採用されるようになってきているが，本稿の決定論的モデルの射程を超えている．

参考文献

Biggar, D. R., Hesamzadeh, M.R., 2014. *The Economics of Electricity Markets*, Wiley - IEEE.

Bruno, P., 2019. *Capacity Benefits Simulation for Market Efficiency Projects*, Capacity Market Operations Market Efficiency Process Enhancement Task Force. https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/mepetf/20190607/20190607-item-02b-mepetf-education-rpm-capacity-market-simulations.ashx

DECC, 2011. *Electricity Market Reform: Impact Assessment (final)*, 12 July 2011. https://www.gov.uk/government/publications/planning-our-electric-future-a-white-paper-for-secure-affordable-and-low-carbon-energy

ENTSO-E., 2018. *2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, FINAL – Approved by the European Commission*.

Hogan, W. W., 2013. "Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves," Economics of Energy & Environmental Policy, Vol. 2, No. 2. http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.2.2.4

Hogan, W. W., 2021. "Strengths and Weaknesses of the PJM Market Model," in Jean-Michel Glachant , Paul L. Joskow, Michael G. Pollitt, eds., *Handbook on Electricity Markets*, Edward Elgar Publishing.

London Economics (2013). *The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain*, Final report for OFGEM and DECC. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/224028/value_lost_load_electricty_gb.pdf

Monitoring Analytics, 2021. *State of the Market Report for PJM 2020*, Volume 1. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-vol1.pdf

NERC, 2018, *Probabilistic Adequacy and Measures Technical Reference Report Final*. https://www.nerc.com/comm/PC/Probabilistic%20Assessment%20Working%20Group%20PAWG%20%20Relat/Probabilistic%20Adequacy%20and%20Measures%20Report.pdf

Newbery D., Grubb, M., 2015. "Security of Supply, the Role of Interconnectors and Option Values : insights from the GB Capacity Auction," *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 4, No. 2. http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.4.2.dnew

Newell, S.A., Carroll, R., Kaluzhny, A., Spees, K., Carden, K., Wintermantel, N., Krasny, A., 2018. *Estimation of the Market Equilibrium and Economically Optimal Reserve Margins for the ERCOT Region 2018 Update*, Report prepared for Electric Reliability Council of Texas, Inc. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/05/15258_estimation_of_the_market_equilibrium_and_economically_optimal_reserve_margins_for_the_ercot_region.pdf

PJM, 2019. *PJM Proposal for Capacity Benefit Calculation, 8.22.2019, Item 6A - PJM Capacity Benefit*

Proposal.
https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/mepetf/20190826/20190826-item-06a-pjm-capacity-benefit-proposal.ashx

PJM, 2021a. *Manual 18*: *PJM Capacity Market*.
https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m18.ashx

PJM, 2021b. *2021 PJM Reserve Requirement Study*.
https://www.pjm.com/-/media/planning/res-adeq/2021-pjm-reserve-requirement-study.ashx

Zachary, S., Wilson, A., Dent, C. 2022. "The integration of variable generation and storage into electricity capacity markets," *Energy Journal* Vol. 43, No. 4.
http://dx.doi.org/10.5547/01956574.43.4.szac

岡本浩（2018）「容量オークション方式の違いによる信頼度の比較及び kW 価値（調整係数）の考え方について」第 8 回　容量市場の在り方等に関する検討会　追加資料.
https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2017/files/youryou_kentoukai_08_06.pdf

金本良嗣（2022）「電力システムの経済学 I：給電，電源接続，系統増強」，RIETI Discussion Paper Series 22-J-013.

経済産業省（2021）「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」発電コスト検証ワーキンググループ報告書，2021 年 9 月.
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_01.pdf

電力広域的運営推進機関（2018a）「第8回 容量市場の在り方等に関する検討会 議事録」
https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2017/files/youryou_kentoukai_08_gijiroku.pdf

電力広域的運営推進機関（2018b）「電源の計画外停止率の調査結果」. 第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会　資料4.
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/files/chousei_jukyu_25_04_sankou.pdf

電力広域的運営推進機関（2020）「確率論的必要供給予備力算定手法(EUE 算定)に係る検討課題についての本委員会での議論の方向性と整理」第 53 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3参考，2020 年 9 月 3 月.
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_53_03_sankou.pdf

電力広域的運営推進機関（2021a）「容量市場の概要について」2021 年 5 月.
https://www.occto.or.jp/market-board/market/files/210531_youryou_gaiyousetumei.pdf

電力広域的運営推進機関（2021b）「2021 年度メインオークション需要曲線作成要領」2021 年 7 月 1 日.
https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2021/files/210701_mainauction_jyuyoukyokusen_sakuseiyouryou_jitsujukyu2025.pdf

付録１．競争的なケースにおける容量市場の入札価格

容量市場に参加する電源所有者がプライステイカーとして行動すると，入札価格は各電源ユニットの収入不足額に等しくなることを示す．容量市場での入札価格は電源ユニット毎に設定できるので，タイプ j 電源でキャパシティー費用（固定費）が f_j（円/kW）である 1 つの電源ユニットの入札価格の決定を考える．ここで，簡単化のためにキャパシティー費用は kW あたり一定であると仮定する．

利潤を最大にするように発電量を決めると，金本（2022）で見たように価格が限界費用を上回る場合にはキャパシティー一杯に発電し，価格が限界費用を下回る場合には発電量がゼロになる．したがって，この電源ユニットの kW 当たり利潤は

$$\tilde{\Pi}_j = \left(\sum_{s, p_s \geq c_j} \pi_s \left[p_s - c_j \right] \right) - f_j \ .$$

となる[36]．この利潤がプラスの場合には容量市場からの収入の如何にかかわらず電源を稼働させるので，入札価格をゼロ円にして必ず落札できるようにするはずである．したがって，以下では利潤がマイナスの場合だけを考え，赤字額を「収入不足額」と呼ぶ：収入不足額＝ $-\tilde{\Pi}_j$.

入札価格を b_{Kj}（円/kW）とし，容量市場での均衡価格が p_K（円/kW）であるとする．入札価格が市場価格を上回ると落札できないので，$b_{Kj} > p_K$ の時には限界電源の利潤は $\tilde{\Pi}_j$ であり，$b_{Kj} \leq p_K$ の時には $p_K + \tilde{\Pi}_j$ である．利潤が負の場合には稼働させないことによって利潤をゼロにできるので，その可能性を考慮に入れると，利潤は

$$\Pi_j = \begin{cases} \max\left\{ \tilde{\Pi}_j, 0 \right\}, & \text{if } b_{Kj} > p_K \\ \max\left\{ p_K + \tilde{\Pi}_j, 0 \right\} & \text{if } b_{Kj} \leq p_K \end{cases}$$

となる．

次に，電源所有者がプライステーカーとして行動すると，入札価格は電源の収入不足額に等しくなることを示す：$b_{Kj} = -\tilde{\Pi}_j$. まず，入札価格を収入不足額より高くする（$b_{Kj} > -\tilde{\Pi}_j$）ことは，電源所有者にとって最適でないことを示す．図 27 は横軸に容量価格 p_K ，縦軸に利潤をとっている．入札時点では容量価格がどうなるかは分からないが，図に示されているように，以下の 3 ケースのいずれかである：①容量価格が入札価格以上である（$p_K \geq b_{Kj}$），②容量価格が入札価格と収入不足額の間である（$b_{Kj}^i > p_K^i \geq -\tilde{\Pi}_j^i$），③容量価格が収入不足額より低い（$p_K < -\tilde{\Pi}_j$）．第一のケースでは容量市場で落札できて，利潤は正になる：

$$\Pi_j = p_K + \tilde{\Pi}_j \geq b_{Kj} + \tilde{\Pi}_j > 0 \ .$$

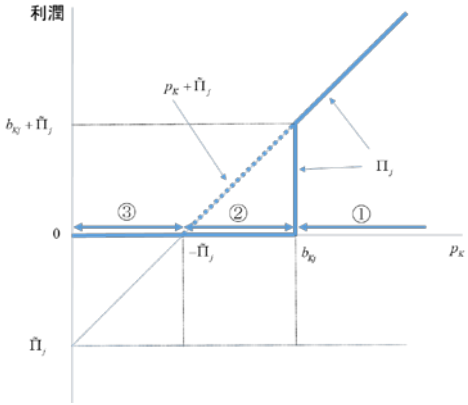
第二のケースと第三のケースでは容量市場で落札できないので，電源を稼働させたときの利潤はマイナ

---

36 金本（2022）を参照．

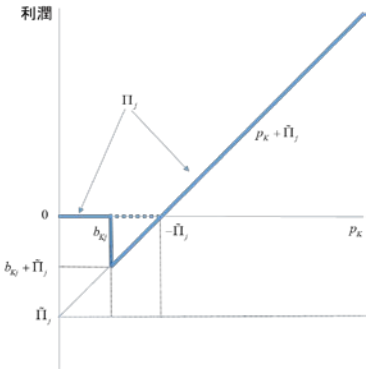
ス（$\tilde{\Pi}_j < 0$）である．この場合には電源を稼働させず，利潤はゼロになる．したがって，容量価格と限界電源の利潤の関係は図 27 のようになる．入札価格を収入不足額に等しくする（$b_{Kj} = -\tilde{\Pi}_j$）と，図の②の部分でも容量市場で落札できるので，利潤は太い点線のようになる．①と③の部分は両者で利潤が同じである．したがって，入札価格を収入不足額に等しくする方が必ず有利になる．

図 27　容量市場における入札価格と電源ユニットの利潤：$b_{Kj} > -\tilde{\Pi}_j$



次に，入札価格を収入不足額より低くする（$b_{Kj} < -\tilde{\Pi}_j$）と，図 28 のようになる．容量価格が入札価格と収入不足額との間に決まった場合には，容量収入によって赤字を埋めることができず赤字になってしまう．したがって，入札価格を収入不足額に等しくして赤字を回避する方が有利である．

図 28　容量市場における入札価格と電源ユニットの利潤：$b_{Kj} < -\tilde{\Pi}_j$



以上から，競争性が保たれていれば各電源の容量市場入札価格は収入不足額に等しくなる：$b_{Kj} = -\tilde{\Pi}_j$．

付録２．変数と関数のリスト

D_s^i : 地域 i における s 時（事象）の（時間あたり）需要

P_s^i : 地域 i における s 時の消費側電力（エネルギー）価格（あるいはシャドープライス）

p_s^i : 地域 i における s 時の発電側電力（エネルギー）価格（あるいはシャドープライス）

$\overline{p}$: 上限価格

K_j^i : 地域 i における電源タイプ j の容量

K_T : 地域 1 と地域 2 の間の送電線の容量

$S_j^i = \sum_{k=1}^{j} K_k^i$: 地域 i において限界費用がタイプ j 以下である電源容量の合計

S^i : 地域 i における電源容量の合計

S : 電源容量の総計

e_s^i : s 時における他地域から地域 i への送電量

$C_j^i(q_{js}^i, K_j^i) = c_j q_{js}^i + F_j^i(K_j^i)$ for $0 \le q_{js}^i \le K_j^i$: 地域 i における電源タイプ j の費用関数

c_j : 電源タイプ j の限界費用

$F_j^i(K_j^i)$: 地域 i における電源タイプ j のキャパシティー費用

θ_j^i : 地域 i において需要が限界費用が c_j 以下の供給力の合計を上回る確率．電源タイプ j がキャパシティー一杯で稼働している確率（時間）であり，フル稼働確率（Capacity Factor）と呼ぶ．

$C_T(K_T)$: 送電線の費用

MB_T : 送電容量増強の限界便益

R_T^E : エネルギー市場の（1kW あたり）値差収入

$R_T^K = MB_T - R_T^E$: 送電容量増強のアデカシー便益

p_K^i : 地域 i における容量価格