



RIETI Discussion Paper Series 22-J-013

電力システムの経済学I：給電，電源接続，系統増強 (改定版)

金本 良嗣

政策研究大学院大学



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/>

電力システムの経済学Ⅰ：給電、電源接続、系統増強¹

金本 良嗣（政策研究大学院大学）

要 旨

電力システム改革が進行中であるが、その内容は多岐に及び、しかも電力の複雑な技術的特性を反映して、理解は容易でない。また、海外での電力市場改革は日本より 10 年程度は先行しており、その間の成功と失敗から学ぶことは数多い。本稿の主たる目的は、電力システムの経済学的な側面をごく単純化された電力市場モデルを用いて解説することである。需要が短期的には価格感応的でなく、停電を避けるためには供給側が需要に追随し続けていなければならないという電力市場の特質を組み込むのが、通常のミクロ経済モデルとの相違になる。本稿では不確実性を考慮しない決定論的モデルを用いて、その範囲内で分析可能な短期・長期の基本的な問題を扱う。具体的には、給電（dispatching）、電源の系統接続（network access）、系統増強（transmission expansion）の 3 つに関して最適解はどういうものであるのか、最適解を市場で達成するためにはどのような市場設計が必要なのかといった問題を考える。

キーワード：電力ネットワーク、電力市場、系統接続、送電網投資、混雑管理

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。

¹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、内藤淳一氏と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

電力システム改革が進行中であるが、その内容は多岐に及び、しかも電力の複雑な技術的特性を反映して、理解は容易でない。また、海外での電力市場改革は日本より 10 年程度は先行しており、その間の成功と失敗から学ぶことは数多い。本稿の主たる目的は、電力システムの経済理論的な側面をごく単純化された電力市場モデルを用いて解説することである。需要が短期的には価格感応的でなく、停電を避けるためには供給側が需要に追従し続けていなければならないという電力市場の特質を組み込むのが、通常のミクロ経済モデルとの相違になる。本稿では不確実性を考慮しない決定論的モデルを用いて、その範囲内で分析可能な短期・長期の基本的な問題を扱う。具体的には、給電¹(dispatching)、電源の系統接続(network access)、系統増強(transmission expansion)の 3 つに関して最適解はどういうものであるのか、最適解を市場で達成するためにはどのような市場設計が必要なのかといった問題を考える。

日本の電力システム改革においては、通常の数値(kWh)に関する電力エネルギー市場(卸電力取引市場に加えて相対取引も含む)に加えて、予測できない需給変動に対応するための予備力・調整力を取引する需給調整市場と将来の(具体的には 4 年後の)需要に対応できるだけの供給力を確保する容量市場が創設される²。需給調整市場と容量市場については稿を改めて論じることとし、本稿では電力エネルギー市場に焦点を当てる。

本稿の構成は以下の通りである。2 節と 3 節は理論的分析の前提として電力システムの技術的側面と制度的側面を概観する。4 節で電力ネットワークの理論モデルをセットアップする。5 節では最適化問題を考え、6 節ではそれが競争市場で達成できるかどうかを考える。7 節では、本稿での理論的分析が電力システムの制度設計にどのような示唆を与えるかを検討する。最後に、8 節ではモデルの拡張について簡単に触れる。

2. 電力システムの技術的特性

電力システムの技術的特性については、

- (1) 電力は貯蔵ができなくて、需要に供給が追従できなければ全面的な停電になってしまうこと、
- (2) 固定費、起動コスト、最低出力制約等の発電における非凸性、
- (3) ネットワーク構造と送電ロス、

の 3 つが重要であり、これらにどう対処するかが電力市場の設計において重要な課題となる。以下ではこれらの 3 つについて簡単に見ていきたい。なお、起動コストや最低出力制限の問題は分析を複雑にするので、本稿では取り上げず、稿を改めて論じたい。

¹ 本稿では英語の dispatch の訳として給電という言葉を使う。したがって、本稿の給電は広く電力を供給することを意味しており、給電指令所からの給電指令による電力供給だけを意味するものではない。

² 日本では容量市場を kW の市場、需給調整市場を Δ kW の市場と呼んでいる。

2.1. リアルタイムのプライシングと需要量管理

現在の電力システムにおいては、地理的に分散している多数の発電ユニットと電力需要者が送配電ネットワークによってつながっている。ネットワークで送られる電力エネルギーは貯蔵できず、発電された電力は即座に消費されなければならない。蓄電池や揚水発電所などでエネルギーを蓄えることはできるが、電力として送るためにはこれらを交流電力に再変換する必要がある。

現在の電力システムの基本は、一定の周期で電圧のプラスとマイナスが変化する交流送電である。交流送電線でつながっている電力供給システムは一体となって機能しており、たとえ何百キロ離れていようとも、システム内のすべての発電機は同期していなければならない。また、周波数を一定に保つためには、電力消費に見合った発電が常時行われている必要がある。発電が消費に追いつかない場合には周波数が低下し、逆に発電量が消費量を上回ると周波数が上昇する。いずれのケースもこれらが過度になると電力システム全体が崩壊し、全面的な停電が起きてしまう。

通常の市場では、供給が需要を下回る場合には価格を上げて需要量を減らすことができる。それができなくても、供給の割り当てを行って需要を制限することができる。電力市場では現在のところこれらが不可能である。需要に見合った発電量を確保できない場合には、計画(輪番)停電等で一部の地域への電力供給をストップするといった対応を取らざるを得ない。東日本大震災の後に経験したように、こういった場合には病院、交通信号等の停電による悪影響が大きいものも停電の被害に遭ってしまう。したがって、「停電の社会的費用 (VoLL, Value of Lost Load)」は非常に大きい。

スマートメーターの設置が進み、個別需要家についてリアルタイム(実需給時点で)の電力消費量を計測することができるようになってきている。これを使えば、ピーク時には料金を高くし、オフ・ピーク時には低くすることが技術的には可能であり(リアルタイム・プライシング)、実際に、大口需要家のみならず家庭用でも卸市場価格に連動した料金が選択可能である。しかしながら、こういった市場連動型プランを選択する消費者は稀である³。

もう一つの問題点は、リアルタイムの電力消費量を供給者が制御できないことである⁴。航空においては座席数以上の乗客を乗せないことができるが、電力においては供給力を超過した分は供給しないといったことができない。最近ではデマンド・レスポンス⁵が導入され、対価をもらえるなら一時的な消費量削減を受け入れる需要家を集めて逼迫時に需要を削減するアグリゲーターが出現している。日本ではデマ

³ Stoft (2002) はリアルタイム・プライシングができないことを需要側の第一の欠陥 (Demand-Side Flaw 1) と呼んでいる。

⁴ Stoft (2002) は各需要家の電力消費量を供給者がコントロールできないことを需要側の第二の欠陥 (Demand-Side Flaw 2) と呼んでいる。

⁵ 資源エネルギー庁によると、デマンドレスポンスは、「需要家側エネルギーリソースの保有者もしくは第三者が、そのエネルギーリソースを制御することで、電力需要パターンを変化させること」とされている。また、「①電気料金型(電気料金設定により電力需要を制御する)と、②インセンティブ型(電力会社やアグリゲーター等と需要家が契約を結び、需要家が要請に応じて電力需要の抑制等をする)」の2つがあるとされている。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/vpp_dr/about.html

ンド・レスポンスのシェアはまだ小さいが、海外ではかなり大きくなってきている。しかしながら、海外でもデマンド・レスポンスだけでは十分でなく、デマンド・レスポンスの進んだ米国テキサス州でも 2021 年冬には輪番停電が避けられなかった。

これら 2 つの問題は、スマートメーターの設置などによって解消される方向にあるが、まだ現実のものにはなっていない。現在のところは、リアルタイムの需給バランスのために以下のような体制がとられている。まず、電力市場において需給が均衡するような価格形成を行う。しかしながら、電源や送配電設備の故障とか天候変化などによる需要変動によって、実運用時に乖離が発生することが避けられない。そのために系統運用者は事前に予備力・調整力を調達して、それらを使ってリアルタイムの乖離を埋める運用を行っている。こういった需給調整に関する仕組みを理解するためには不確実性の明示的な導入が避けられず、本稿の決定論的モデルの範疇を超えている。需給調整市場については稿を改めて論じる。

需給が逼迫すると、一部の需要家について供給遮断(停電)を行うことが必要になる可能性がある。そういったときには市場メカニズムによる価格付けが機能しない。電力の物理的供給については計画(輪番)停電等による割り当てが行われる。市場価格についても政策的介入が必要となり、最近では逼迫時の価格を政策的に高く設定する逼迫時プライシング(Scarcity Pricing)が用いられるようになっている。

2.2. 発電の固定費用と限界費用

発電の費用構造は、

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

といった形になっていることがほとんどである。まず、ミクロ経済学の初歩をこういった特性を持つ発電に適用するとどうなるかを考える。

発電量は kWh で計測されるので、総費用 $TC(Q)$ は Q kWh の電力を発電する際にかかる費用の合計である。総費用は、発電量に依存しない固定費(Fixed Cost)と発電量に依存する可変費⁶(Variable Cost)に分かれ、

$$\text{総費用}(TC) = \text{固定費}(F) + \text{総可変費用}(TVC)$$

となる。固定費には資本費用、用地費用、固定運転維持費用(Fixed Operation and Maintenance Cost)、固定的な人件費や管理費等がある。資本費用には発電設備や付随する送電設備、格納する建屋等のコストに加えて、建設許可や環境アセスメント等の費用も含まれる。また、大規模な発電設備については用地買収や各種の許可を取得するために 10 年といった長期間を要することが多い。可変費には燃料費や変動運転維持費用(Variable O&M Cost)がある。固定費の大部分はいったん建設してしまうと、操業を停止しても取り戻せないのも、埋没費用(Sunk Cost)になる。埋没費用は

⁶ 可変費用は実務では変動費と呼ばれることが多い。

発電するかどうかの意思決定の際には考慮に入らない。

平均費用 (Average Cost, AC) は総費用を発電量 (Q) で割ったものである: $AC = TC / Q$ 。

限界費用 (Marginal Cost, MC) は発電量を少しだけ増加させたときの総費用の増分である: $MC = dTC(Q) / dQ$ 。限界費用は火力発電 (天然ガス, 石炭, 石油) については燃料費と維持管理費が主要なものであるが, 維持管理の限界費用は燃料費用に比べて小さいので, 無視されることが多い。風力, 太陽光等の再生可能エネルギーと原子力については燃料費部分がほぼゼロであるので, 限界費用はゼロであると仮定されることが多い。

発電量を連続的に増加させることができないときには, 不連続な増加 (ΔQ) による総費用の増加を

$$\text{増分費用 (Incremental Cost)} = \Delta TC / \Delta Q$$

の形で表すことがある。

平均可変費用 (Average Variable Cost) は

$$AVC = TVC / Q = (TC - F) / Q$$

である。限界費用は総費用についても可変費用についても同じであり,

$$MC = dTC(Q) / dQ = dTVC(Q) / dQ = MVC$$

である。図 1 はこれらの間の関係を示している。

図 1 総費用, 平均費用, 限界費用, 固定費用, 可変費用の間の関係

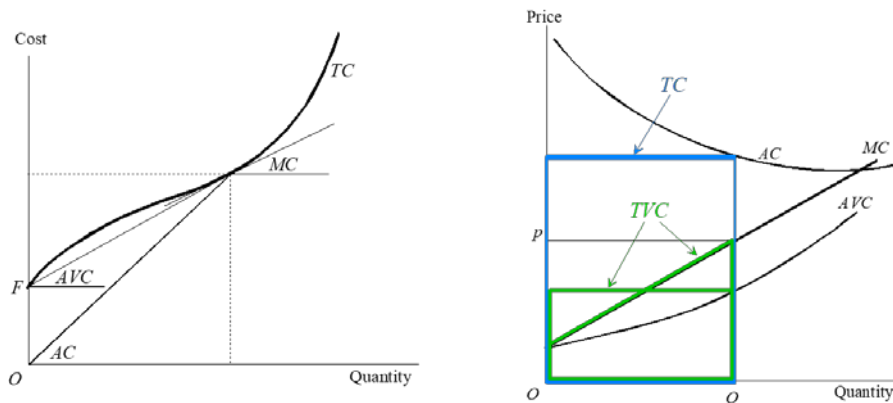
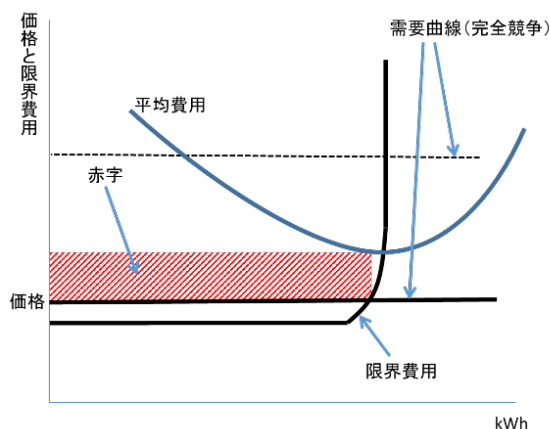


図 2 は, 個別発電設備の費用構造を単純化して模式的に描いている。完全競争市場では個々の供給者が直面する需要曲線は水平である。これが図の実線の場合には価格が平均費用を下回って赤字になる。価格は限界費用より高いが, 固定費用をまかなうだけの収入は得られていないからである。価格と限界費用の間の赤い斜線部分の面積が固定費用を無視したときの利益であり, 本稿では短期利潤と呼ぶ (稀少性レントや限界利益⁷とも呼ばれる)。これが固定費用を上回らなければ, 発電設備の採算性は確保されない。需要曲線が破線のように高くなってキャパシティ一杯に発電している場合には価格

⁷ 管理会計においては売上高から変動費を引いたものを限界利益と呼んでいる。限界利益から固定費を引くと利益になる。

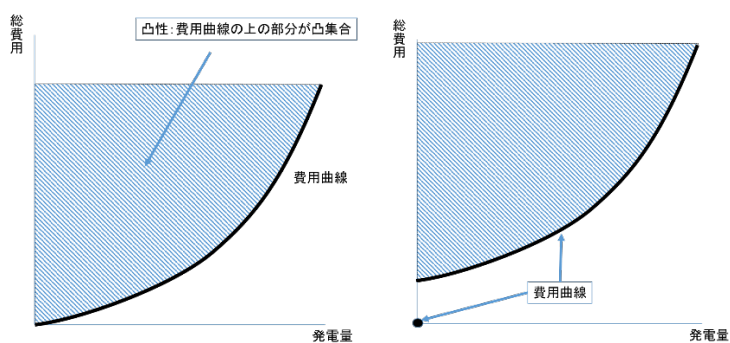
が平均費用を上回って黒字になる。

図 2 発電の限界費用と平均費用



固定費用があると、完全競争の市場均衡が存在しない可能性がある。完全競争は市場参加者のすべて(売り手と買い手の双方)が価格を所与として行動するケースと定義される。固定費用がなく費用曲線が図 3 の左側のようにになっている場合には費用曲線の上の部分が凸集合である。このようなケースを凸性(Convexity)の仮定が満たされているといい、完全競争の市場均衡が必ず存在することが知られている⁸。固定費用が存在する右側のケースでは発電量がゼロで総費用がゼロの点も費用曲線に含まれるので、凸性が満たされず、完全競争の市場均衡が存在しない可能性がある。

図 3 凸性が満たされている費用曲線と満たされていない費用曲線

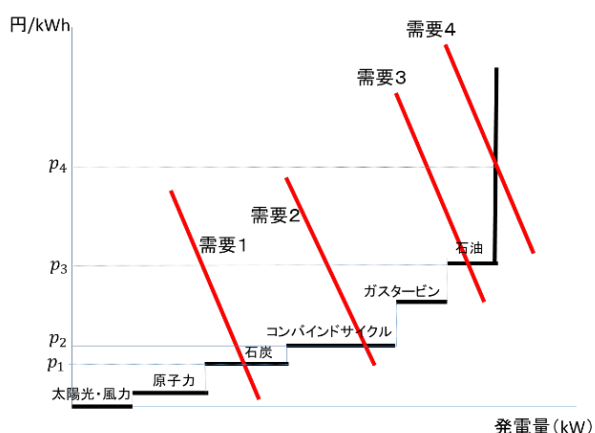


限界費用と固定費用が異なる様々なタイプの電源が存在する。大雑把には、電源タイプ別の限界費用は図 4 のようになっている:(1) 限界費用がほぼゼロと考えて良い太陽光、風力、水力、(2) ゼロではないが燃料コストが非常に低い原子力、(3) 火力電源の中では燃料コストが低い石炭火力(原子力や石炭火力はベース電源と呼ばれている)、(4) これらより限界費用が高いコンバインドサイクル天然ガス発電(ミドル電源と呼ばれている)、(5) 限界費用がさらに高い石油火力等(ピーク電源と呼ばれている)。固

⁸ 完全競争均衡の存在定理についてはミクロ経済学の上級テキスト(Varian(1992)等)を参照されたい。厳密には需要側についても凸性の仮定が必要である。

定費用は発電してもしなくてもかかる費用なので、発電の総コストを最小にするためには、限界費用が低い発電機から順番に使っていくのが良い(メリットオーダー)。完全競争が成立していると、各発電事業者は価格を所与として行動するので、価格が限界費用に等しくなり、図のようにピーク時とオフ・ピーク時で価格が大きく上下する。需要1のケースは限界費用が低いベース電源(太陽光・風力、原子力、石炭)だけが発電し、需要が増えてくるとミドル電源(コンバインドサイクル等)が加わり、さらに増加するとピーク電源(石油等)も発電するようになる。価格は限界電源(そのときに発電している電源のなかで最も限界費用が高い電源)の限界費用と等しくなる。

図 4 市場全体の費用構造



次に、固定費の回収を考える。ベース電源はミドル電源が発電する需要2のケースでは価格が限界費用を上回り、固定費の一部が回収できる。需要が増えてピーク電源が稼働する需要3のケースになると、価格が p_3 に上がるのでさらに収入が増加する。ミドル電源は需要2の時には固定費の回収はできないが、需要3になると固定費の一部が回収できる。ピーク電源(図4では石油火力)はピーク時にしか発電せず、そのときの価格 p_3 が限界費用に等しいので固定費の回収ができない。したがって、需要4のように価格が限界費用を上回るケースが存在しないとピーク電源の維持はできない。これはミッシングマネー(Missing Money)問題と呼ばれており、電力市場の設計において大きな焦点となってきた。この問題については後ほど取り上げる。なお、通常は限界費用の低い電源ほど固定費用が高いが、限界費用が低い順に発電するので、固定費回収の原資も大きい。

アメリカ PJM における電源毎の短期限界費用は以下の表1のように推計されている。原子力、風力、太陽光は短期限界費用がゼロであり、固定費が費用のほぼすべてである。火力発電の中では、天然ガスコンバインドサイクルが最も低く、ガスタービン、石炭、ディーゼルの順になっている。以前は石炭の方がコンバインドサイクルよりも限界費用が低かったが、安価なシェール・ガスをパイプラインで発電所まで輸送できるようになったために、逆転している。日本では天然ガスは輸送コストが高いLNGの形で輸入せざるを得ないので、まだ米国のような逆転は起きていない。

表 1 PJM における短期限界費用

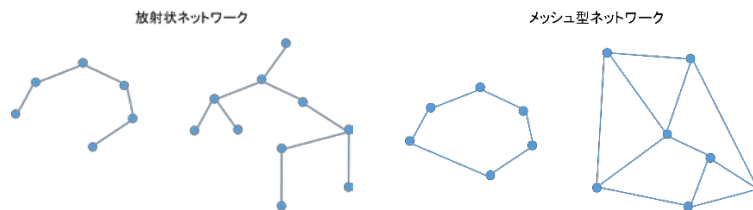
電源タイプ	短期限界費用 (\$/MWh)	熱効率 (BTU/kWh)	変動運転維持費用 (\$/MWh)
ガスタービン	\$19.38	9.241	\$0.36
コンバインドサイクル	\$13.41	6.296	\$1.41
石炭	\$27.63	9.250	\$4.21
ディーゼル	\$96.01	9.660	\$0.25
原子力	\$0.00	NA	\$0.00
風力	\$0.00	NA	\$0.00
太陽光	\$0.00	NA	\$0.00

Monitoring Analytics (2021), Table 7-4, p. 338.

2.3. 電力ネットワークの構造：放射状とメッシュ型

電力ネットワークの構造が放射状であるかメッシュ状であるかによって電力システムの運用に大きな違いが出てくる⁹。放射状ネットワークは図 5 の左側のようにどの2つのノード(結節点)をとっても、それらを結ぶ経路が1つだけである。メッシュ型ネットワークにおいては2つのノードを結ぶ経路が2つ以上あるものが存在する。

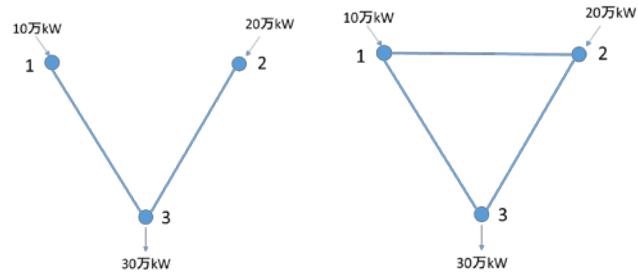
図 5 放射状ネットワークとメッシュ型ネットワークの例



メッシュ型ネットワークの場合は、電流がどの経路にどれだけ流れるかがそれぞれの経路の抵抗(より正確にはインピーダンス)によって自動的に決まってしまうので、複雑でやっかいな問題が発生する。たとえば、図 6 のような簡単な3ノードのケースを考える。3つのノード間の抵抗は同じであるとする。ノード1とノード2には発電所があり、ノード1からは10万kW、ノード2からは20万kWの注入があり、ノード3は需要地で30万kWが出て行くとする。左の図のような放射状のケースでは、ノード1からノード3に10万、ノード2からノード3に20万流れる。ここで、ノード1とノード2の間に新しく送電線を引くと、ノード2からノード1に流れる電流が生じて、ノード1からノード3に流れる電力は10万kWから13.33万kWに増加する。ノード1とノード3の間の送電線の容量が10万kWちょうどであったときには送電容量を超過してしまう。また、ノード1とノード2の間に新しく引く送電線の容量が小さいと、このリンクでも容量超過が発生する。このように、メッシュ型ネットワークでは送電網の増強が逆にこれまで可能であった電力の流れを不可能にしてしまう可能性がある。

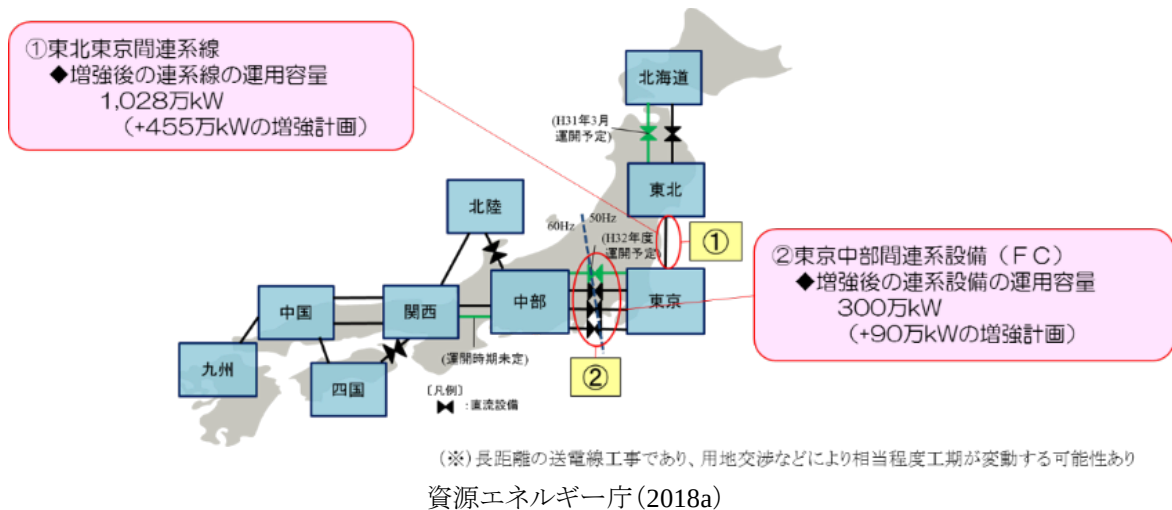
⁹ Biggar and Hesamzadeh (2014)の第6章を参照。

図 6 放射状とメッシュ型ネットワーク



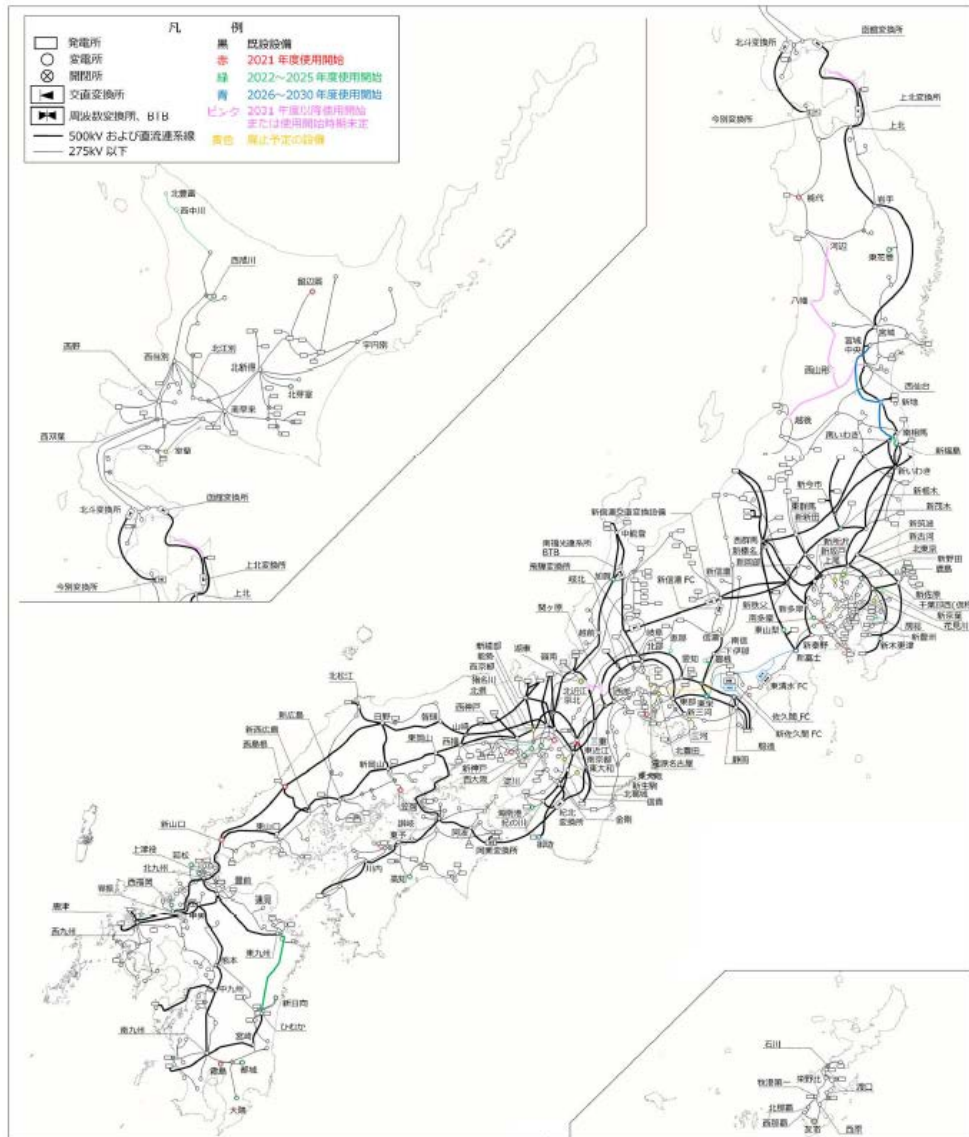
日本はくし形のネットワークであり、欧米におけるメッシュ型とは大きな違いがあるとわれてきた。くし形は放射状ネットワークの一例であり、上で見たメッシュ型で発生する問題を避けることができる。図 7 の地域間連系線マップで北陸中部間と関西四国間の連系線が直流送電線になっているのは、この理由である。しかしながら、中国関西間は2点連系になっており、ループを形成している。これは、系統解析技術や計算機能力の向上にともなってループ系統での安定的な運用が可能になってきたためである。中部関西間に加えて北陸中部間の直流連系も交流連系に転換していく方針が打ち出されている¹⁰。また、図 8 の電力系統図から分かるように、各電力会社の域内(地内)ではループ状のネットワークになっている部分かなり見られ、日本の電力ネットワークがくし形であるということは過去のものになってきている。

図 7 地域間連系線



¹⁰ 中部電力パワーグリッド株式会社・北陸電力送配電株式会社・関西電力送配電株式会社 (2021)

図 8 日本の電力系統



電力広域的運営推進機関(2021), p.40, 図 4-1

電力ネットワークについては送電ロスも重要である。日本では送電ロスは海外に比較して小さいが、それでも 5% 程度になっている。送電ロスは電力の 2 乗に比例するので、送電ロスの限界費用は平均費用の 2 倍になる。効率性のためには価格が限界費用に等しくなる必要があるので、送電ロス料金は平均送電ロスの 2 倍にしなければならない。送電量の 5% が送電ロスであれば、送電ロス料金は 10% ということになり、無視できない数字になる。PJM では地点別限界価格 (LMP, Locational Marginal Price) の中に送電ロス料金が送電ロスの 2 倍の形で入っている。ところが、欧州や日本では送電ロス料金を地点別に徴収することはしておらず、託送料金で一律に回収しているので、非効率性が生まれている。

3. 送電システムのプライシングと接続ルール：欧米諸国及び日本の制度設計

欧米諸国では送配電課金と系統アクセスについて様々な異なった組み合わせを用いている。たとえば、PJM 等では、「ディープ接続課金＋一律ネットワーク課金」を用いており、英国では「シャロー接続課金＋地域別ネットワーク利用料金 (Transmission use of network charge, TNUoS)」を用いている。表 2 はイギリス、ドイツ、PJM、日本の仕組みを比較している¹¹。

表 2 系統接続、混雑管理、及び費用負担の仕組み

項目	市場分断	系統混雑時の出力抑制に対する補償	系統接続時の費用負担	系統利用の費用負担
イギリス	均一価格	○	シャロー (TSO) セミシャロー (DSO) ※1	ゾーン制 発電側課金あり
ドイツ	均一価格	○	シャロー	TSO 内均一 100%需要側
PJM	LMP	—	ディープ	TO 区域内均一 100%需要側
日本	ゾーン制	×	シャロー (基幹系) ※2 ディープ (基幹系以外) ※3	発電側課金導入 予定

※1 接続電圧の 1 つ上位の電圧階級の系統の増強費用までを発電事業者が負担し、それ以上の電圧階級の増強費用は TSO/DNO が負担する。

※2 原則一般負担だが、系統増強費用が「4.1(万円/kW)×新規電源の容量(kW)」を超える部分については発電事業者が負担

※3 広域機関資料ではセミシャローとしているが、以下のガイドラインの記述は PJM におけるディープと同様であると考えられる。ネットワーク側である「一般電気事業者が受益すると評価できる範囲」を特定し、当該範囲に相当する費用については、一般負担とすることとし、増強等に要する費用のうち、当該一般負担額を差し引いた費用を特定負担としている。（発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針、資源エネルギー庁電力・ガス事業部、2015 年 11 月 6 日）

以下では系統接続、混雑管理、費用負担のそれぞれについてより詳しく見ていく。

3.1. 系統接続におけるシャローとディープ

新規系統接続時に電源線部分のみを負担し、必要となる系統増強の費用は負担しないのがシャロー接続である。イギリス、ドイツ、CAISO、ERCOT 等が採用している¹²。ただし、イギリスでは配電網に接続

¹¹ 電力広域的運営推進機関（2019，2018b）。

¹² 電力広域的運営推進機関（2019）による。CAISO と ERCOT については、以下の説明がある。

CAISO：混雑エリアでの接続を希望する電源は、立地制限電源（LCRIF：Location Constrained Resource Interconnection Facilities）として区分される。送電線を利用する発電事業者が利用容量をベースにした比例配分方式により負担する。なお、この場合の系統増強費用一旦、発電事業者によって負担されるが、送電網利用者は MWh ベースで小売事業者が負担する送電接続料金（TAC：Transmission Access Charges）から費用の払戻しを受ける。（p. 172）

ERCOT においては、新規電源の系統接続に伴う系統増強、信頼度基準遵守を目的とした系統増強、経済性向上を目的とした系統増強を含む全ての既存系統増強に要するコストは一旦

する場合は、接続電圧の 1 つ上位の電圧階級の系統増強費用までを発電事業者が負担し、それ以上の電圧階級の増強費用は TSO/DNO¹³ が負担している(セミシャロー)。

PJM が採用しているディープ接続においては新規接続時に必要となる系統増強費用も負担する。なお、PJM では系統増強費用を負担しないノンファームの地点間送電サービスがメニューにあるが、PJM 域内の取引では利用されていないそうである¹⁴。

日本では上位 2 電圧の基幹系統についてはシャローであるが、ローカル系統や配電系統はディープ接続である。なお、基幹系統においても一般負担の上限(4.1 万円/kW)を超える部分については発電側負担である。また、発電側課金の導入が予定されている¹⁵。

ノンファーム型接続の導入にともなって見直されつつあるが、日本では伝統的に系統接続が先着優先になっている。空き容量がなくなると増強をトリガーする電源が増強コストを負担し、その前に接続した電源は増強コストを負担しないというものである。ただし、3 年以内に他事業者が接続して増強コストが発生する場合には、その費用を分担することになっている。PJM でも基本的には先着優先であるが、増強が必要なアクセスポイントについては申し込み順の待ち行列ができて、増強が行われる際には申込者が費用を分担する。日本でもこれと似た「電源接続案件一括検討プロセス」が 2020 年に導入された。

PJM では、系統増強が必要かどうかを、需要ピーク時にすべてのファーム電源が発電できるだけの系統容量があるかどうかで判断する(Deliverability Test, 送電可能性テスト)。需要ピーク時には地域内の需要が大きいため、地域外に送る送電量は小さくなる。需要ピーク時以外には、すべての電源が発電すると送電線の容量を超過する可能性があるが、これは許容されている。系統混雑時には電力価格に地域間の値差が発生し、限界費用が高い電源の発電が抑制される。冬期と軽需要期についても送電可能性(Deliverability)のテストを行うが、その際にはすべての電源が発電できることは求められていない。たとえば、軽需要期の送電可能性テストにおいては、軽需要期に典型的な稼働電源(風力、揚水発電等)が発電できることが求められる¹⁶。軽需要期においては天然ガスと石油火力の発電量は定格出力の 0% であるとされており、風力は 40%、500MW 未満の石炭火力は 45%、500MW 以上の石炭火力は 60%、

ERCOT が負担し、その後、夏季需要ピークにおける電力量(kWh)シェアに応じて、域内の全需要家が系統増強を負担する。発電事業者は、昇圧変圧器より上位のいかなる系統増強費用も負担する必要がない。(p. 184)

¹³ TSO は Transmission System Operator (送電事業者) の略であり、DNO は Distribution Network Operator (配電事業者) の略である。欧州や米国では配電事業者は DSO (Distribution System Operator) と呼ばれている。

¹⁴ 電力広域的運営推進機関 (2019) p.162.

¹⁵ 2018 年に一般負担の上限を電源タイプによらず一律にした際に、それとパッケージで発電側基本料金を導入する方針が決定された(資源エネルギー庁 (2018b))。なお、発電側基本料金の導入は 2023 年とされていたが、2024 年に延期されている。

¹⁶ 軽需要期におけるテストについては、以下のように述べている。

This test does not guarantee that a given resource will be able to deliver energy at the light load condition. Rather, the purpose is to demonstrate that typical light load generating capabilities in any electrical area can be run simultaneously, at light load, and that the excess energy above demand in that electrical area can be exported to the remainder of PJM. (PJM (2021), Attachment D-2, p. 100.)

原子力は 100%とされている。

日本では、ピーク時以外も混雑を起こさないことが前提で、混雑が起きる場合には接続させないという考え方を採用してきた。なお、「想定潮流の合理化」による接続基準の緩和を行ったが、軽需要期にも混雑が起きないようにするという考え方が依然として採用されており、PJM より厳しい基準である¹⁷。

3.2. ネットワーク増強完成前の接続（コネクト&マネージ）

系統混雑が発生して系統増強が計画されていても、その完成までには長期間かかることが多い。こういった場合に暫定的な接続を認めることをコネクト&マネージと呼んでいる。英国やアイルランドではコネクト&マネージによるノンファーム型接続が行われている。これは、将来的には系統増強を行ってファーム電源とするものを暫定的に接続することで早期接続を実現させるものである。なお、米国 CAISO 等のように増強前の接続を認めていない国や地域も多い。

増強完成前に接続させると系統混雑が発生するが、その場合には混雑管理を再給電¹⁸と出力抑制で行うのが通常である。出力抑制された電源が被る損失は、英国では送電事業者(TSO)が補償する。ただし、配電事業者(DNO)に接続している電源については補償は行われず、補償の費用は需給調整サービス利用料金(Balancing Service Use of System Charges, BSUoS)で負担する。BSUoS は需要家と発電事業者が 50%ずつ負担するが、TNUoS と異なり、ゾーン別とはなっていない。アイルランドもイギリスと同様なノンファーム型接続を導入しているが、出力抑制に対する補償は行っていない。

日本では接続のためには系統増強の完成が必要であるとされてきたが、系統増強前のノンファーム型接続が 2021 年から始まっている(資源エネルギー庁(2021))。当初は、混雑発生時の出力抑制はノンファーム型接続電源のみにかけるということになっていたが、それでは限界費用が低い電源が高い電源より早く抑制されることになって社会全体としてはロスが発生する。2022 年からMeritオーダーによって抑制する再給電方式に移行することになった。再給電のコストは当面は送配電事業者が託送料金収入か

¹⁷ 「想定潮流の合理化」については、電力広域的運営推進機関(2018b)を参照されたい。この文献によると、「想定潮流の合理化」以前の考え方は、

「電源が多く連系する系統における現状の想定潮流は、送配電等業務指針に基づき通常想定される範囲内で最も過酷になる電源構成、発電出力、需要、系統構成を前提に評価してきた。具体的には、電源の供給力を最大限活用する観点から、連系された電源には基本的に運用制約を生じさせないことを前提に、軽負荷断面あるいは重負荷断面で電源出力が最大となるケースを想定していた。このため、想定潮流が過大になる場合があった。」(p. 4)

であった。「想定潮流の合理化」の考え方は、

「従来よりも需要断面を細分化し、それぞれの断面において電源稼働の蓋然性を評価し、系統の潮流想定を行う。検討断面は、①昼間ピーク断面、②点灯ピーク断面(太陽光が発電しない断面)、③これら以外の断面の3つ。自然変動電源の出力想定は、発電実績を基に、「日射や風況等の自然条件による地域間の不等時性」などをデータ分析し、出力評価の合理化を図る。」

(p. 5)

である。

¹⁸ 再給電指令(redispatching)は TSO が混雑処理のために発電あるいは需要のパターンを変化させるものである。

ら負担する。

3.3. 混雑管理の方法

混雑管理の方法として効率的なのは、市場分断を行って地域間の値差を発生させることである。PJM 等の LMP(地点別限界価格)は市場分断を地点(変電所)別に詳細化したものであると解釈できる。

PJM では、1 日前市場とリアルタイム市場(5 分ごと)の双方において LMP による混雑管理を行っている。LMP は時々の潮流によって大きく変動するので、そのリスクをヘッジするために金融的送電権が設定されている¹⁹。

EU では、国をまたがる取引は基本的に間接オークションによるゾーン制の市場分断を行っている。また、ノルウェーのように国内においてもゾーン制の市場分断を行っている例がある。英国やドイツでは国内市場は均一価格であり、混雑管理は再給電と出力抑制によって行われている。

ドイツでは系統混雑に対しては従来電源の再給電によって対応しており、再給電で混雑が解消できない場合にのみ再エネを含む出力抑制で対応している。再給電については TSO が補償しているが、出力抑制については再エネだけ補償している²⁰。補償費用は託送費(系統利用料金)で回収している。

英国では電力取引のゲートクローズ前に需給調整市場(Balancing Mechanism)を開設し、そこで調達した調整力を用いて再給電を行っている²¹。需給調整市場では出力増に加えて出力減についても入札している。TSO²²は入札価格に基づいて系統制約下の最適給電を指令している。再給電の費用は TSO が負担し、需給調整サービス利用料金 BSUoS で回収している。上述のように、この料金は地域別ではなく、全国均一である。

日本では、間接オークションの導入後は、連系線をまたいだ市場分断が行われている²³。しかし、各送配電事業者の区域内では市場分断をしていない。英国やドイツ等と異なり、再給電による混雑対応は行ってこなかったが、上記のようにノンファーム型接続の導入にともなって再給電の仕組みを導入することになった。

¹⁹ 日本でも間接送電権という名称で金融的送電権の仕組みが提供されている。

²⁰ 電力広域的運営推進機関(2019) p. 82。

²¹ これに加えて、予備の調整力商品として別途 STOR(Short term operating reserve)を確保しており、需給調整市場より経済的な場合にはこちらが用いられる。

²² 英国では National Grid が TSO であったが、系統運用部門が独立し National Grid ESO という ISO(独立系統運用者)になっている。

²³ 連系線をまたぐ相対取引は先着優先の混雑処理を行っていたが、2018 年 10 月に間接オークションに移行した。連系線をまたぐ取引は一日前市場への応札が義務づけられ、送電制約が発生する場合には地域間で値差が発生する。経過措置として 2016 年度から最長 10 年間は既存利用者に金融的送電権を付与。先着優先の混雑処理による非効率な発電は間接オークション導入によって解消した。

3.4. 系統利用の費用負担

ドイツでは、電力ネットワークのコストは需要側だけが負担し、TSO 内で一律である。

英国では、ネットワーク利用料金 (Transmission use of network charge, TNUoS) は需要側に加えて発電側も負担している。また、ゾーン別になっており、潮流の方向に依存している。潮流は北から南に流れているので、発電側負担は北の方が高く、需要側負担は南の方が高い。需給調整サービス利用料金 (Balancing Service Use of System Charges, BSUoS) は需要家と発電事業者が 50% ずつ負担し、TNUoS と異なり、ゾーン別とはなっていない。

日本では、現行は需要側 100% 負担 (託送料金) であり、託送料金は各電力会社管内では均一である。ただし、上述のように発電側課金の導入が予定されている。発電側課金は「電源の立地地点に応じて、発電側基本料金の負担を軽減する制度を導入する」方針²⁴が示されているが、その詳細は未定である。

PJM では LMP の中に送電ロスが入っているが、欧州や日本では送電ロスがエネルギー価格に入っておらず、託送料金で回収している。

4. 電力ネットワークの理論モデル

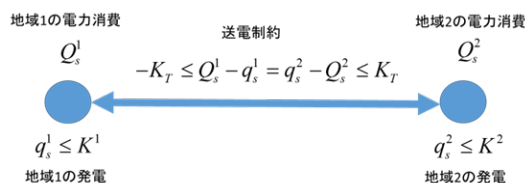
電力システムに関する制度設計においては、短期的な運用と長期的な投資決定 (発電側と需要側、及び送電網) の効率性を確保することが目的となる。以下ではこれらの問題を分析するために 2 地域からなる最も簡単な電力ネットワークを考える。このモデルは多くの簡単化のための仮定を置いている。それらの主要なものは以下の 3 つである。第一に、不確実性の存在しない確定論的なモデルである。電力ネットワークにおいては、①発電設備や送変電設備の故障、②気温や経済状況などによる需要変動、③気象条件の変化による風力、太陽光の出力変動などの不確実性に対応することが重要な課題になる。そのために行う予備力・調整力の調達や需給調整市場の理解のためには不確実性を明示的に導入する必要がある。第二に、火力発電は起動コストや最低出力制約といった厄介な技術的特性をもっている。これらは非凸性の例であり、競争的市場均衡の存在が保証されなくなる。第三に、電力ネットワークは多くのノードとリンクをもつ複雑なネットワークになっているが、ここでは 2 地点を結ぶ一つのリンクだけを考える。これらの仮定を緩めた研究は数多く行われており、電力市場の設計において重要な役割を果たしているが、モデルを大幅に複雑化するので、本稿では扱わない。

4.1. 2 地域の電力ネットワーク

下図のように、地域 1 と地域 2 に需要と電源があり、これらの 2 地域を送電容量 K_T の送電線が結んでいる。この図で大文字の Q_s^i , $i=1,2$, は地域 i の時間 s における電力消費量を表し、小文字の q_s^i は発電量を表す。 K^i は各地域の電源容量の合計である。

²⁴ 資源エネルギー庁 (2018b)。

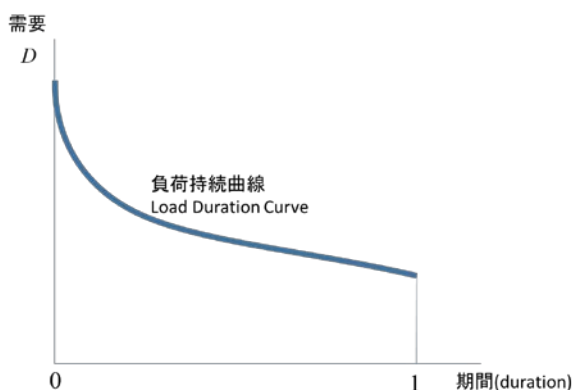
図 9 2 地域の電力ネットワークモデル



2.1 節で見たように、電力については価格を見て即座に需要を増減させることができる需要家はほとんどいないので、短期的には需要の価格弾力性はほぼゼロである。電力需要のもう一つやっかいな特徴は、時間、曜日、季節、気温、経済状況等の様々な要因によって大きく変動することである。したがって、以下では毎時の需要量 D_s^i は価格によらず固定されているが、時点によって変動すると考える。需要量が供給量を上回るときには停電が発生し、電力消費が需要量を下回る ($Q_s^i < D_s^i$)。

電力の需給シミュレーションにおいては、1年を 8760 時間に分解したモデルを考えることが多い。この種のモデルでは $s \in [1, \dots, 8760]$ である。教科書的説明では1年間の変動を確率分布として定式化し、需要量、供給量等を確率変数と置くことも多い。需要量 D_s^i を大きい順に並べ替えたものを負荷持続曲線 (load duration curve) と呼んでいる²⁵。

図 10 負荷持続曲線 (load duration curve)



4.2. 電力需要

次に、価格非弾力的な電力需要を経済理論と整合的な形でモデル化する。そのためには、小売事業者が卸売価格の変動を吸収して、年間を通じて一定の小売価格を需要家に提示していると仮定すること

²⁵ 需要量の確率密度関数が $\pi(D_s^i)$ の時の累積分布関数は $F(D) = \int_0^D \pi(D_s^i) dD_s^i$ となる。累積分布関数 $z = F(D)$ の逆関数が負荷持続曲線 $D = D^{LD}(z) = F^{-1}(z)$ である。

が自然である. 簡単化のために, 需要家の s 時における効用関数が

$$U_s(Q_s) + z_s,$$

の形をしていると仮定する. ここで, Q_s と z_s は電力消費とそれ以外の消費財を表す. 地域を表す添え字 i は混同を招かない限り省略する. この効用関数は擬線形の貨幣単位効用関数 (money-metric utility function) と呼ばれる²⁶. 年間を通じて一定の小売価格を $\hat{p}$ で表し, 所得を I とする, 所得制約式は

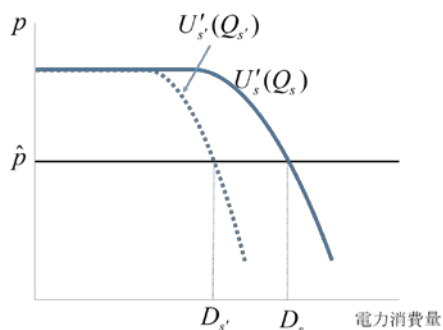
$$I = \sum_s (\hat{p}Q_s + z_s)$$

となる. ここで消費財価格を 1 と置いている. 所得制約のもとでの効用最大化問題を解くと, 1 階の条件は

$$U'_s(Q_s) = \hat{p}$$

となる. $U'_s(Q_s)$ は s 時における電力の限界価値であり, これが小売価格と等しくなる点で需要量 $Q_s = D_s(\hat{p})$ が決定される. 小売価格は一定なので以下では省略し, 単に D_s と書く. 図 11 は, 限界効用曲線が低い s' では s よりも需要量が小さくなることを表している. 病院等のように停電のコストが極めて大きい場合には, 自家発電等の代替策を講じるので, 電力の限界価値は図のように一定レベルで頭打ちになると予想される.

図 11 小売価格一定の時の電力需要



電力需要が供給力を上回る場合には, 停電 (負荷遮断と呼ばれる) が発生する. 図 12 は需要量が D_s で供給力 K を上回っているケースを示している. 限界価値が低い需要から順に負荷遮断することができれば, 停電のコストは下図の横線網掛けの部分になる. しかし, 実際にはどの需要が電力価値が低いかわかることはできないので, 縦線網掛け部分の一部も負荷遮断されてしまうことになる. ランダムに負荷遮断される場合には, 停電コストの総額は

$$(\text{縦線網掛け} + \text{横線網掛け}) \times \frac{D_s - K}{D_s}$$

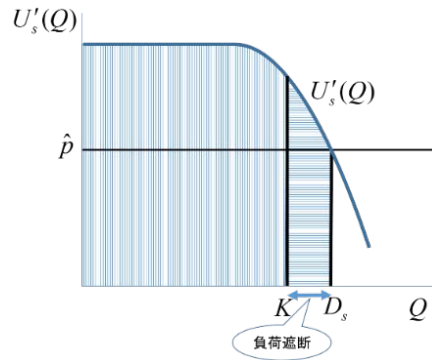
²⁶ 消費全体におけるシェアが小さい商品については擬線形の効用関数が良い近似をもたらすことが知られている.

となり，1 単位電力量（kWh）あたりの停電コストは

$$(\text{縦線網掛け} + \text{横線網掛け}) \times \frac{1}{D_s}$$

となる．これは時点によって変動するが，以下では簡単化のために一定であると仮定し，VoLL（Value of Lost Load）で表す．

図 12 停電コスト



実際には，停電コストは用途，時間帯，季節などによって大きく異なる．オフィスや家庭の冷房はしばらくの間は止めても大きな被害をもたらさないが，工場の運転中に停電になると損害は大きい．また，暖房が必要な冬期や冷房が必須の猛暑期と春や秋とではエアコンが止まることのコストは大きく違うし，事前に停電が分かるかどうかでも違う．日本では ESCJ（電力系統利用協議会）が停電コストに関するアンケート調査を行っているが，その結果でも 3,050～5,890 円/kWh と大きな幅がある．海外でも停電コストの推計はなされており，一部の国では公式な基準としている．たとえば，英国では 2013 年に 17 ポンド/kWh の VoLL を用いて，信頼性基準を停電時間が年 3 時間以下であることと定めた²⁷．

kWh あたり停電コストが VoLL で，需要の価格弾力性がゼロになるように，限界効用が

$$U'_s(Q_s) = \begin{cases} \text{VoLL} & \text{for } Q_s < D_s \\ [0, \text{VoLL}] & \text{for } Q_s = D_s \\ 0 & \text{for } Q_s > D_s \end{cases}$$

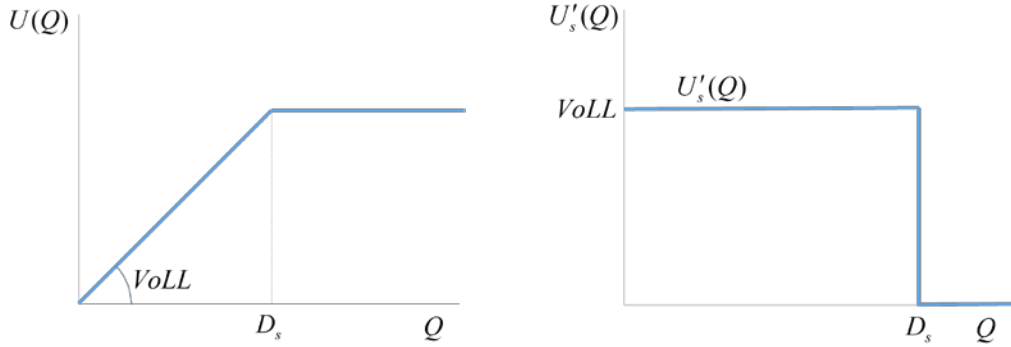
を満たすと仮定する²⁸．実際の電力消費量 Q_s が D_s 未満の時には限界効用は停電コスト VoLL に等しい．電力消費量が D_s を超えると電力消費が増加しても効用は上がらず，限界効用はゼロにな

²⁷ 英国の容量市場を監視する Panel of Technical Experts は 2014 年のレポートでこの VoLL の設定値は高すぎると主張している（DECC (2014)）．

²⁸ 本稿における需要モデルは基本的に Biggar and Hesamzadeh (2014) の 9 章における非弾力需要ケースと同じであるが，便益評価を可能にするために非弾力需要と整合的な効用関数を特定している．

る²⁹。したがって、供給制約がないときの電力消費は価格によらず D_s となる。消費量が D_s 未満になるのは供給不足によって停電が起きるときであり、その時には効用曲線 $U_s(Q_s)$ の勾配 (= 限界効用) が停電コスト $VoLL$ に等しくなる。限界効用は下の右図のように D_s のところで $VoLL$ からゼロにジャンプする。

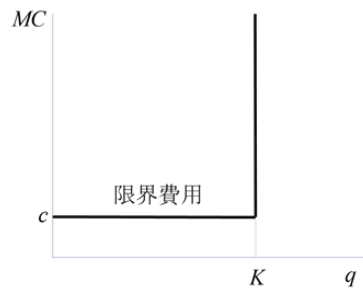
図 13 効用曲線と限界効用曲線



4.3. 発電の費用構造

発電の費用構造については、キャパシティー制約に達するまでは限界費用が一定であるが、キャパシティー以上の発電はできないと仮定する。したがって、限界費用曲線は下図のように逆 L 字型をしている。

図 14 限界費用曲線



コスト構造の異なる様々なタイプの電源が存在するとする。地域 i に立地する電源タイプ j のコストは限界費用が c_j でキャパシティー費用 (固定費) が $F_j^i(K_j^i)$ であるとする。ここで、 K_j^i は電源容量である。発電量が q_j^i の時のコストは、

$$C_j^i(q_j^i, K_j^i) = c_j q_j^i + F_j^i(K_j^i) \text{ for } 0 \leq q_j^i \leq K_j^i$$

²⁹ 消費量がちょうど D_s の時には、限界効用はゼロと $VoLL$ の間であればよい。

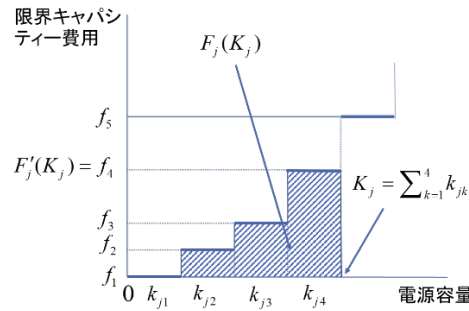
である。限界キャパシティー費用(キャパシティー増加の限界費用, $F_j^{i'}(K_j^i)$)は逓増的で, しかも平均費用 ($F_j^i(K_j^i)/K_j^i$) 以上であると仮定する:

$$F_j^{i''}(K_j) \geq 0$$

$$F_j^{i'}(K_j^i) \geq F_j^i(K_j^i)/K_j^i.$$

限界費用は地域に依存しないが, 固定費は地域で異なっていると仮定する。また, 固定費は個別の電源によっても異なる。既設の電源にとっては建設時の費用は取り返すことができない埋没費用になっているので, 健全な状態であれば固定費はごく小さい。新設の電源については初期投資費用を含むので固定費が大きい。また, 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いく。図 15 は単位容量当たりの固定費が異なる電源が複数存在する場合の固定費と限界キャパシティー費用の関係を表している。固定費 $F_j^i(K_j^i)$ は限界キャパシティー費用曲線の下面積(積分)に等しい。

図 15 固定費と限界キャパシティー費用曲線

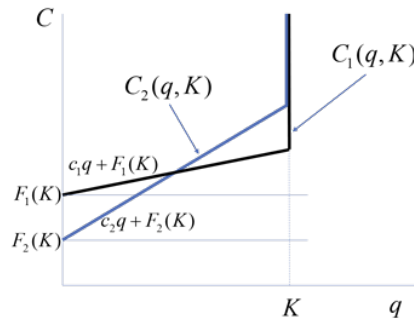


電源タイプを限界費用が低い順に並べ,

$$c_1 < c_2 < \dots < c_J < \text{VoLL}$$

とする。最も限界費用が高いタイプ J も需給逼迫時に実際に発電し, VoLL はタイプ J の限界費用より大きいとする。図 16 はキャパシティー(最高出力) K が同じ時の 2 つの電源タイプの費用曲線を表している。電源タイプ 1 の方が限界費用が低く ($c_1 < c_2$), 固定費用が高い ($F_1(K) > F_2(K)$)。

図 16 電源タイプ 1 と 2 の総費用曲線



地域 i において限界費用がタイプ j 以下である発電設備の総キャパシティーを

$$S_j^i = \sum_{k=1}^j K_k^i$$

で表す.

地域間の送電線の費用を $C_T(K_T)$ で表し, 地域 2 から地域 1 への送電量を e_s で表す. これは正のときも負のときもあり, 送電容量制約は,

$$-K_T \leq e_s \leq K_T,$$

である. 地域 i が他地域から受電する電力量を e_s^i であらわすと, $e_s^1 = e_s$, $e_s^2 = -e_s$ である.

5. 最適化問題

需要が所与であると仮定して, 発電設備と送電設備のキャパシティー制約のもとでの純便益最大化問題を考える.

$$\text{Max} \sum_s \sum_i \pi_s \left(U_s(Q_s^i) - \sum_j c_j q_{js}^i \right) - \sum_i \sum_j F_j^i(K_j^i) - C_T(K_T)$$

s.t.

$$(P_s^1) \quad Q_s^1 = q_s^1 + e_s, \text{ for any } s$$

$$(P_s^2) \quad Q_s^2 = q_s^2 - e_s, \text{ for any } s$$

$$(p_s^i) \quad q_s^i = \sum_j q_{js}^i, \text{ for any } i \text{ and } s$$

$$(\gamma_s^+, \gamma_s^-) \quad -K_T \leq e_s \leq K_T, \text{ for any } s$$

$$(\delta_{js}^i) \quad q_{js}^i \leq K_j^i, \quad i=1,2, \text{ for any } j \text{ and } s$$

$$(\lambda_{js}^i) \quad 0 \leq q_{js}^i, \quad i=1,2, \text{ for any } j \text{ and } s$$

ここで, π_s は s 時の時間³⁰あるいは確率である. また, 制約式の前の括弧内はラグランジュ乗数であり, それぞれの制約式のシャドープライスを表す. 簡単化のために, すべての変数は連続的に変化させることができ, 費用関数は微分可能であると仮定する. この問題のラグランジアンは

$$\begin{aligned} \Omega = & \sum_s \sum_i \pi_s \left(U_s(Q_s^i) - \sum_j c_j q_{js}^i \right) - \sum_i \sum_j F_j^i(K_j^i) - C_T(K_T) \\ & + \sum_s \pi_s \left[P_s^1 (q_s^1 + e_s - Q_s^1) + P_s^2 (q_s^2 - e_s - Q_s^2) \right] + \sum_s \sum_i \pi_s P_s^i \left[\sum_j q_{js}^i - q_s^i \right] \\ & + \sum_s \pi_s \gamma_s^+ (K_T - e_s) + \sum_s \pi_s \gamma_s^- (K_T + e_s) + \sum_s \sum_i \sum_j \pi_s \delta_{js}^i (K_j^i - q_{js}^i) + \sum_s \sum_i \sum_j \pi_s \lambda_{js}^i q_{js}^i \end{aligned}$$

である.

³⁰ 1 年 8760 時間でモデルしている場合は, π_s はすべて 1 時間である.

5.1. 需要，給電，送電の最適条件

最適解が満たさなければならない KKT (カルーシュ・キューン・タッカー) の条件から，需要，給電，送電の最適条件が導かれる．

需要の最適条件

まず，消費量 Q_s^i に関する最適条件は

$$U'_s(Q_s^i) = P_s^i$$

である．ここで，シャドープライス P_s^i を消費側電力価格と呼ぶ．限界効用曲線が図 13 の形をしているので，消費側電力価格は

$$P_s^i = \text{VoLL} \text{ for } Q_s^i < D_s^i$$

$$P_s^i \leq \text{VoLL} \text{ for } Q_s^i = D_s^i$$

を満たす．したがって，停電が起きる場合の価格は VoLL に等しく，起きない場合には VoLL 以下である．

給電の最適条件

地域 i の発電量 q_s^i に関する最適条件は

$$P_s^i = p_s^i$$

である．したがって，発電側電力価格 p_s^i は消費側電力価格 P_s^i に等しい．

地域 i における電源タイプ j の発電量 q_{js}^i に関する KKT 条件は

$$p_s^i = c_j + \delta_{js}^i - \lambda_{js}^i$$

$$\delta_{js}^i (K_j^i - q_{js}^i) = 0, \delta_{js}^i \geq 0, \lambda_{js}^i q_{js}^i = 0, \lambda_{js}^i \geq 0,$$

となる．これらの条件を組み合わせると，

$$p_s^i > c_j \Rightarrow q_{js}^i = K_j^i$$

$$p_s^i < c_j \Rightarrow q_{js}^i = 0$$

$$0 < q_{js}^i < K_j^i \Rightarrow p_s^i = c_j$$

が得られる．したがって，（発電側）電力価格 p_s^i が発電の限界費用 c_j より高いときにはタイプ j 電源はキャパシティー一杯に発電し，逆に限界費用より低いときには発電量がゼロになる．また，発電量がゼロとキャパシティーの間の内点にある場合には価格が限界費用にちょうど等しくなっていなければならない．

送電の最適条件

e_s は地域 2 から地域 1 への送電量であり，送電容量制約を満たさなければならないので，KKT 条件は

$$\begin{aligned}
P_s^1 - P_s^2 &= \gamma_s^+ - \gamma_s^- \\
\gamma_s^+ (K_T - e_s) &= 0, \quad \gamma_s^+ \geq 0 \\
\gamma_s^- (K_T + e_s) &= 0, \quad \gamma_s^- \geq 0 \\
-K_T < e_s < K_T &\Rightarrow P^1 = P^2
\end{aligned}$$

となる。したがって、

$$\begin{aligned}
P_s^1 > P_s^2 &\Rightarrow e_s = K_T, \quad P_s^1 < P_s^2 \Rightarrow e_s = -K_T \\
-K_T < e_s < K_T &\Rightarrow P_s^1 = P_s^2
\end{aligned}$$

が満たされなければならない。つまり、地域 1 の価格が地域 2 より高い場合には、送電制約一杯に地域 2 から地域 1 に送電される。逆に、地域 2 の価格が地域 1 より高い場合には、送電制約一杯に地域 1 から地域 2 に送電される。また、送電制約が有効でない場合には両地域の価格が等しくなる。

需要量の変化にともなう最適解の推移

次に、需要量に対応して各地域の価格がどう変化するかを見る。まず、給電の最適条件から消費側電力価格と発電側電力価格が等しいので、各地域の電力価格を発電側電力価格 p_s^i に統一する。さらに、限界費用が低い順に発電するので、地域 i に立地する限界費用 c_j 以下の供給力合計 $S_j^i = \sum_{k=1}^j K_k^i$ を用いて最適条件を書き換える。

地域 i の供給力の総計は自地域電源からの総供給力 S_j^i と他地域からの融通量 e_s^i の和である。需要がこれを上回ると、停電が発生し、価格が VoLL に等しくなる：

$$p_s^i = \text{VoLL} \quad \text{if} \quad D_s^i > S_j^i + e_s^i.$$

次に、限界費用 c_j 以下の供給力総計を考えると、他地域からの融通を加えて、 $S_j^i + e_s^i$ となる。需要がこれより小さく、限界費用 c_{j-1} 以下の供給力総計より大きい場合には、価格は c_j に等しい：

$$p_s^i = c_j \quad \text{if} \quad S_{j-1}^i + e_s^i < D_s^i < S_j^i + e_s^i,$$

また、ちょうど等しい場合には価格は c_j を上回る可能性があるが、 c_{j+1} 以下でなければならない：

$$c_j \leq p_s^i \leq c_{j+1} \quad \text{if} \quad D_s^i = S_j^i + e_s^i.$$

送電の最適条件から、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く、

$$-K_T < e_s < K_T \Rightarrow p_s^1 = p_s^2,$$

価格差がある場合には送電容量一杯に送電している、

$$p_s^1 > p_s^2 \Rightarrow e_s = K_T, \quad p_s^1 < p_s^2 \Rightarrow e_s = -K_T.$$

負荷持続曲線を用いてこれらの条件を図示してみたい。図をなるべく簡単にするために、電源タイプが 2 つだけのケースを考え、タイプ 1 をベース電源、タイプ 2 をピーク電源と呼ぶ。また、一般

には地域間で電力需要の動きは異なっているが、一例として、需要パターンは全く同じであり、電源構成の差だけが地域間の送電をもたらしているケースを考える。

図 17 送電容量がゼロの場合の負荷持続曲線と最適解の推移

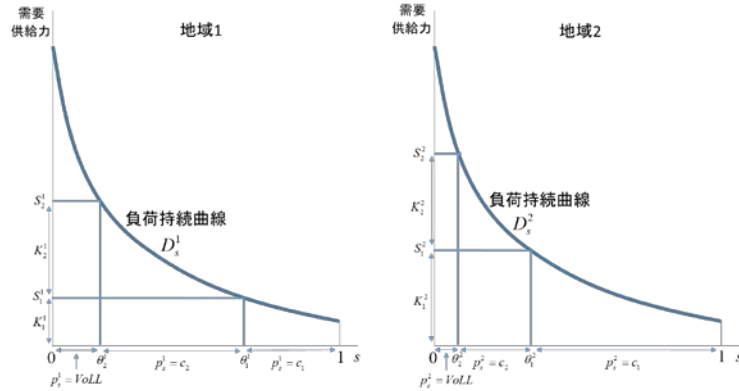


図 17 は送電容量がゼロの場合を図示している。 $\theta_j^i = \Pr(Q_s > S_j^i)$ は需要 Q_s が供給力 S_j^i を上回る確率である。したがって、 θ_j^i は地域 i の電源タイプ j がキャパシティー一杯で稼働している確率(時間)であり、設備利用率(Capacity Factor)と呼ばれている³¹。図の S_2^i より上部分では、ピーク電源がキャパシティー一杯に発電しており、それを上回る需要には対応できないので負荷遮断が発生する。したがって、 θ_2^i は停電確率 LOLP(Loss of Load Probability)³²を表し、そのときの価格は VoLL になる。 S_2^i より下の部分では停電は発生せず、 $\theta_1^i - \theta_2^i$ の確率で価格が c_2 に、 $1 - \theta_1^i$ の確率で価格が c_1 になる。

図 18 は最適解における価格の推移を価格持続曲線(Price Duration Curve)を用いて表したものである。価格持続曲線は価格の時系列を価格が高い順に並び替えたもので、負荷持続曲線の需要量を価

³¹ ここで用いている設備利用率の定義は Biggar and Hesamzadeh (2014)によるものである。実際の発電量と定格出力の発電量との比率で定義される通常設備利用率とは異なることに注意されたい。

³² LOLP は Loss of Load Probability の略であり、需要が供給力を上回る確率を表す。電力広域的運営推進機関(2017)で用いられている LOLP と LOLE (Loss of Load Expectation) の定義は
LOLP：ある 1 日において供給力不足が発生することを「1 回」と定義し、1 年間における回数の期待値。

LOLE：1 年間における、供給力不足が発生する時間の期待値

であり、本稿での定義とは異なっている。しかしながら、LOLP と LOLE の定義は様々なものが用いられており、世界的に統一されているわけではない。北米電力信頼度協議会 (NERC (2018)) による定義は、LOLE は

the expected number of days per time period (usually a year) for which the available generation capacity is insufficient to serve the demand at least once per day

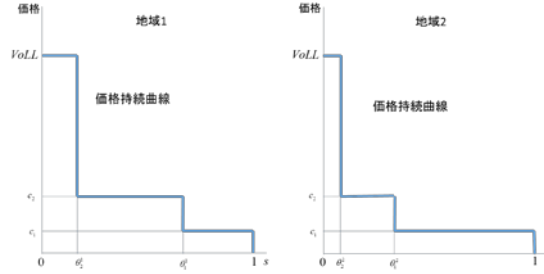
であり、LOLP は

the probability of system daily peak or hourly demand exceeding the available generating capacity during a given period

とされている。

格に置き換えたものである。

図 18 送電容量がゼロの場合の価格持続曲線

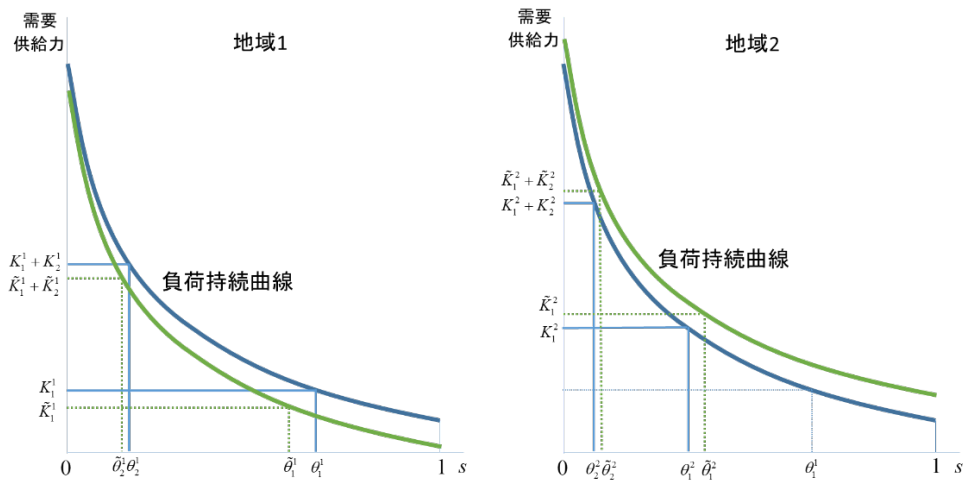


次に、送電容量がプラスになったケースを考える。地域間で価格差が発生するように、送電容量が地域 1 と地域 2 のベース電源容量の差の半分以下であるとする³³：

$$0 < K_T < \frac{K_1^2 - K_1^1}{2}.$$

図 18 の価格持続曲線から地域 1 の方が地域 2 より価格が高くなる時期があることが分かる。こういった場合には、地域 2 から地域 1 に電力が流れる。我々の仮定の下では電力の流れる方向が必ず地域 2 から地域 1 なので、地域 2 にとっては需要が送電容量だけ増えたことと同じであり、地域 1 にとっては減ったことと同じである。図 19 の緑の曲線は負荷持続曲線を送電容量分だけ上下させている。地域 2 の発電事業者にとっては実質的に需要が増加したのと同じなので、電源キャパシティが増加し、逆に地域 2 では電源キャパシティが減少する。図 19 では送電容量がプラスの時の電源キャパシティと設備利用率を破線符号をつけて $\tilde{K}_j^i$ と $\tilde{\theta}_j^i$ で表している。

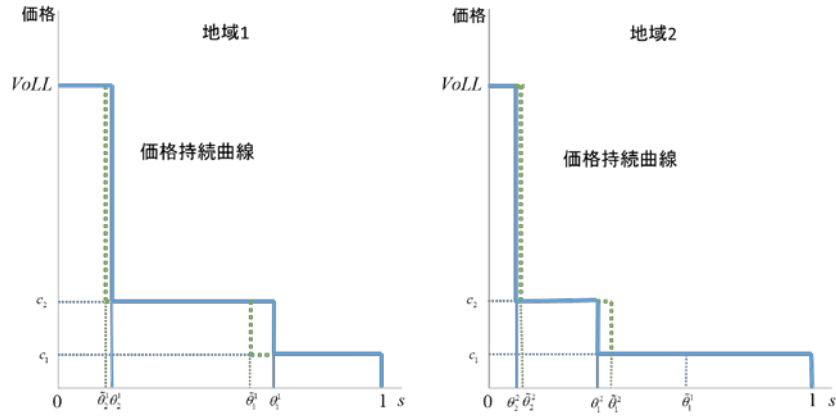
図 19 送電容量が $0 < K_T < \frac{K_1^2 - K_1^1}{2}$ の場合の負荷持続曲線と電源キャパシティ



³³ 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、ベース電源からの供給量を両地域で等しくすることができ、価格差は発生しない。

図 20 の価格持続曲線は地域間送電による価格の動きを表している．青の太線が送電容量がゼロの場合であり，緑の太い点線が送電容量がプラスのケースである．横軸が θ_1^1 の点から地域間の送電が始まり， $\tilde{\theta}_1^1$ の点で送電容量制約に達する． $\tilde{\theta}_1^1$ に達するまでは両地域で価格が等しく，それを超えると地域 1 の価格が c_2 に上昇して，価格差が発生する．地域間価格差が発生するのは， $\tilde{\theta}_1^1$ と $\tilde{\theta}_1^2$ の間である．価格差は $\tilde{\theta}_1^2$ と $\tilde{\theta}_2^2$ の間でも発生し，この部分では地域 1 の価格が VoLL であり，地域 2 の価格は c_2 である．また，送電容量制約によって地域 1 の停電確率が地域 2 より大きくなる．送電容量を増やしていけば，こ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 20 送電容量が $0 < K_T < \frac{K_1^2 - K_1^1}{2}$ の場合の価格持続曲線



以上をまとめると，需要，給電，送電の最適条件は以下のようになる．

需要，給電，送電の最適条件：

- (1) 発電側電力価格 p_s^i は消費側電力価格 P_s^i に等しい．
- (2) 限界費用が立地地域の電力価格より低い電源タイプは発電キャパシティー一杯に発電し，限界費用が立地地域の電力価格より高い電源タイプの発電量はゼロである．発電量がゼロとキャパシティーの間になっている電源タイプがあれば，価格はその電源タイプの限界費用に等しい．

$$p_s^i > c_j \Rightarrow q_{js}^i = K_j^i ; p_s^i < c_j \Rightarrow q_{js}^i = 0$$

$$0 < q_{js}^i < K_j^i \Rightarrow p_s^i = c_j$$

- (3) 地域 i の総供給力は域内供給力合計 $S_j^i = \sum_{k=1}^J K_k^i$ と他地域からの融通量 e_s^i の和である．需要がこれを上回ると，停電が発生し，価格は VoLL に等しくなる：

$$p_s^i = \text{VoLL} \quad \text{if} \quad D_s^i > S_j^i + e_s^i .$$

地域 i における限界費用 c_j 以下の総供給力は地域内供給力 $S_j^i = \sum_{k=1}^j K_k^i$ と他地域からの融通量 e_s^i の和である。需要がこれより小さく、限界費用 c_{j-1} 以下の供給力総計 $S_{j-1}^i + e_s^i$ より大きい場合には、価格は c_j に等しい:

$$p_s^i = c_j \quad \text{if} \quad S_{j-1}^i + e_s^i < D_s^i < S_j^i + e_s^i.$$

ちょうど等しい場合には c_j を上回る可能性があるが、 c_{j+1} 以下でなければならない:

$$c_j \leq p_s^i \leq c_{j+1} \quad \text{if} \quad D_s^i = S_j^i + e_s^i.$$

(4) 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く,

$$-K_T < e_s < K_T \Rightarrow p_s^1 = p_s^2,$$

価格差がある場合には送電容量一杯に送電する,

$$p_s^1 > p_s^2 \Rightarrow e_s = K_T, \quad p_s^1 < p_s^2 \Rightarrow e_s = -K_T.$$

ここで重要なのは、最適給電と最適送電の条件は電源キャパシティー及び送電容量が最適になっていない場合でも成立することである。したがって、電源キャパシティーや送電容量が過剰あるいは過少になっている場合でも、限界費用が低い順に発電するというメリットオーダーが成立していなければならない。たとえば、限界費用ゼロの変動電源が過剰に接続されていたとしても、火力電源より前に抑制することは最適でない。また、コネクト&マネージで送電網の増強が完成する前にノンファーム型として暫定接続させる場合に、混雑時にそれらの電源だけを抑制することは最適でない。抑制する電源はメリットオーダーによって決定すべきである。

5.2. 最適電源キャパシティー

次に、電源キャパシティー K_j^i についての最適化を考える。KKT 条件は

$$\sum_s \pi_s \delta_{js}^i = F_j^{i'}(K_j^i)$$

である。給電の最適条件が成り立っていると、発電量に関する KKT 条件から $q_{js}^i < K_j^i$ の時には $\delta_{js}^i = 0$ で $q_{js}^i = K_j^i$ の時には $\delta_{js}^i = p_s^i - c_j \geq 0$ である。したがって、この条件は以下のように書き換えることができる。

$$\sum_{s, p_s^i \geq c_j} \pi_s [p_s^i - c_j] = F_j^{i'}(K_j^i) \quad \text{for any } i \text{ and } j.$$

価格が限界費用以上の場合だけ発電するので、左辺は収入から限界費用を差し引いた短期利潤(kWあたり)を表している。この短期利潤が電源キャパシティー増加の限界費用と等しくなるというのが電源キャパシティーの最適条件である。

地域 i で最も限界費用が高い限界電源タイプ J は停電が発生する($D_s^i > S_J^i + e_s^i$)時だけ価格が限界

費用を上回るので、

$$\sum_{D_s^i > S_j^i + e_s^i} \pi_s [VoLL - c_j] = F_j^{i'}(K_j^i)$$

が成り立っていないといけない。限界電源タイプの短期利潤は停電時しかプラスにならず、これが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。

電源キャパシティーの最適条件も価格持続曲線を用いて図示することができる。図 21 は前節と同様に電源タイプが 2 つだけのケースを表している。 $\theta_j^i = \Pr(D_s^i > S_j^i + e_s^i)$ は需要が限界費用 c_j 以下の総供給力を上回る確率であるので、価格は θ_2^i の確率で $VoLL$ に、 $\theta_1^i - \theta_2^i$ の確率で c_2 に、 $1 - \theta_1^i$ の確率で c_1 になる。これらを上の最適条件に代入すると、ベース電源についてのキャパシティー最適条件は

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

となる。ピーク電源については、限界利益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、最適条件は

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

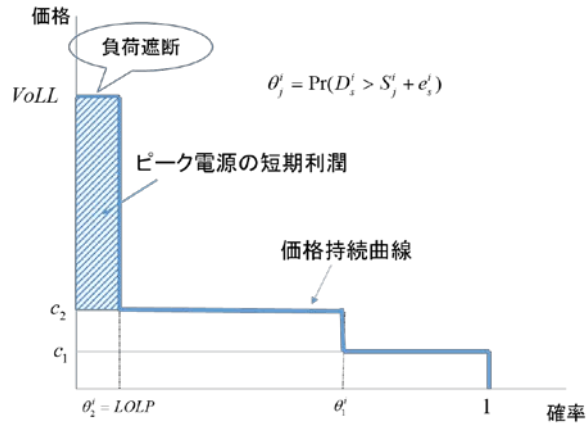
である。図 21 ではピーク電源の短期利潤は斜線部の面積である。これがピーク電源の限界キャパシティー費用に等しくなるときに停電確率が最適になる。この条件から最適な停電確率が求められる³⁴：

$\theta_2^i = F_2^{i'}(K_2^i) / (VoLL - c_2)$ 。したがって、送電制約のもとでは最適な停電確率は地域によって異なり、各地域で

$$LOLP^{i*} = \frac{\text{限界キャパシティー費用}^i}{VoLL - \text{限界電源タイプの限界費用}}$$

が満たされていない。

図 21 価格持続曲線 (Price Duration Curve) とピーク電源の短期利潤



³⁴ Creti and Fontini (2019), Ch. 21 や Biggar and Hesamzadeh (2014), Section 9.2.1 を参照。

以上をまとめると、最適電源キャパシティの条件は以下ようになる。

電源キャパシティの最適条件：

給電の最適条件が成り立っている場合には、短期利潤(価格 $\geq$ 限界費用が成り立つときの「価格－限界費用」の合計)がキャパシティ増加の限界費用に等しいときに電源キャパシティが最適になる。

$$\sum_{s, p_s^i \geq c_j} \pi_s [p_s^i - c_j] = F_j'(K_j^i) \quad \text{for any } j \text{ with } K_j^i > 0.$$

地域*i*の限界電源タイプについてこの条件は

$$\sum_{D_s^i > S_j^i + e_s^i} \pi_s [VoLL - c_j] = F_j'(K_j^i)$$

となる。送電制約が有効な場合には、最適な負荷遮断確率 (LOLP) は地域によって異なり、各地域で

$$LOLP^{i*} = \frac{\text{限界キャパシティ費用}^i}{VoLL - \text{限界電源タイプの限界費用}}$$

を満たさなければならない。

ここで得られた最適電源キャパシティの条件は以下の重要な政策的含意を持つ。

第一に、限界電源タイプの限界キャパシティ費用は負荷遮断時に価格が VoLL に等しくなることによる収益でカバーされる。

第二に、送電容量が最適でない場合も電源キャパシティの最適条件は同じである。送電容量が過少で整備が必要なときでも、短期利潤がキャパシティ増加の限界費用より大きい電源は整備前の段階で接続させた方がよい。これがコネクト&マネージの理論的な基礎である。

第三に、短期利潤が限界キャパシティ費用に等しいときに電源キャパシティが最適になるという結果は、給電の最適条件が成り立っているという仮定に依存している。たとえば、地球温暖化外部費用によって歪みが発生している場合には、この結果は修正が必要である。

5.3. 最適送電容量

送電容量に関する KKT 条件は、

$$\sum_s \pi_s \gamma_s^+ + \sum_s \pi_s \gamma_s^- = C_T'(K_T) > 0$$

である。 $\gamma_s^+ > 0$ の時には $p_s^1 > p_s^2$ であり、 $\gamma_s^- > 0$ の時には $p_s^1 < p_s^2$ であるので、これは

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

と書き換えることができる。左辺は単位送電容量(kW)あたりの地域間値差収入であり、右辺は送電容量を増加させることの限界費用(kW あたり)である。したがって、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。左辺の地域間値差収入は送電網増強の限界便益を表していると解釈できる：

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

以上をまとめると、最適送電容量の条件は以下のようになる。

送電容量の最適条件：

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。

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

ここで、地域間値差収入は送電網増強の限界便益と解釈できる

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

地域間の値差が発生していなければ、送電網増強の便益はゼロである。したがって、混雑が発生しないレベルまで送電網整備を行うことは過剰投資になる。

6. 市場均衡

前節で導いた最適条件が競争市場で達成されるかどうかを見てみよう。

6.1. 需要，給電，送電の市場均衡

前述のように、需要家のほとんどは卸売価格に対応して需要量を決定しているわけではないが、まず毎時毎時の卸売価格に対応して需要量を決定できるとどうなるかを考える。その場合には、以下の効用最大化をすべての時点の消費量 Q_s について行うことになる。

$$\text{Max } \{U_s^i(Q_s^i) - P_s^i Q_s^i\}$$

効用最大化の 1 階の条件は $U_s^{i'}(Q_s^i) = P_s^i$ である。 $Q_s = D_s$ の点で限界効用が VoLL からゼロにジャンプする特殊な効用関数を考えているので、

$$U_s^{i'}(Q_s^i) = \text{VoLL for } Q_s^i < D_s^i$$

$$U_s^{i'}(Q_s^i) = P_s^i \leq \text{VoLL for } Q_s^i = D_s^i$$

が成立する。これは需要の最適化条件と同じであり、需要曲線は図 13 の限界効用曲線と同じになる。

需要家が卸売価格に対応して消費量を変動させることができない場合には、消費量 Q_s^i についての最適化はできないので、需要の最適化条件は成立しない。需要量は卸売価格の如何に関わらず D_s^i で一

定である。特に、停電が起きる場合に需要曲線が VoLL で水平になるということは保証されないので、最適解を達成するためには政策的介入が必要である。

次に発電事業者の行動を考える。同タイプの発電事業者が多数存在して完全競争的であるとする。したがって、各発電事業者はプライステイカーとして行動する。地域 i におけるタイプ j の発電事業者の利潤は、

$$\Pi_j^i = \sum_s \pi_s [p_s^i - c_j] q_{js}^i - F_j^i(K_j^i)$$

となる。発電事業者はこの利潤をキャパシティー制約

$$0 \leq q_{js}^i \leq K_j^i$$

のもとで最大化する。この問題のラグランジアンは

$$\Phi = \sum_s \pi_s [p_s^i - c_j] q_{js}^i - F_j^i(K_j^i) + \sum_s \pi_s \delta_{js}^i (K_j^i - q_{js}^i) + \sum_s \pi_s \lambda_{js}^i q_{js}^i$$

である。電力供給量 q_{js}^i に関する利潤最大化条件は

$$p_s^i > c_j \Rightarrow q_{js}^i = K_j^i, \quad p_s^i < c_j \Rightarrow q_{js}^i = 0, \quad 0 < q_{js}^i < K_j^i \Rightarrow p_s^i = c_j$$

となり、最適給電の条件と同じになる。

ゾーン制

ゾーン制においては、送電混雑が発生すると地域 1 の価格と地域 2 の価格を乖離させる。送電制約が有効でない場合には両地域の価格が等しくなり、送電制約が有効な場合には受け側地域の価格が送り側地域の価格より高くなるので、最適送電の条件が成立する：

$$p_s^1 > p_s^2 \Rightarrow e_s = K_T, \quad p_s^1 < p_s^2 \Rightarrow e_s = -K_T, \quad -K_T < e_s < K_T \Rightarrow p_s^1 = p_s^2$$

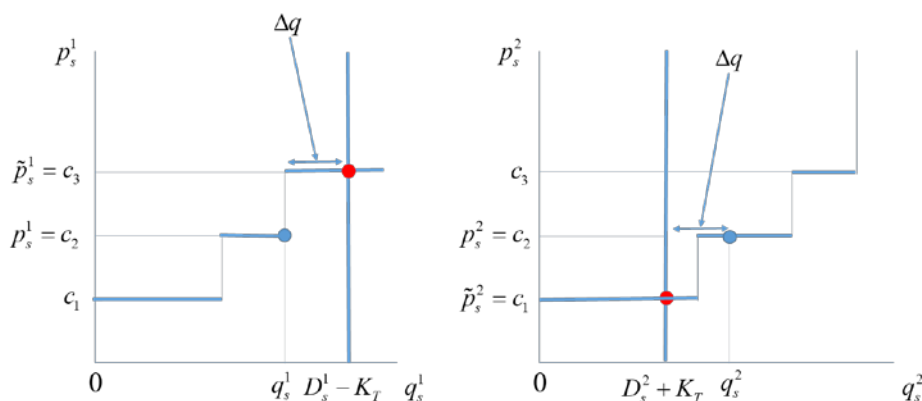
したがって、混雑時に市場分断して地域間で電力価格が異なるようにすれば、競争市場が最適発電量と最適送電量を達成する。

均一価格制

次に、英国やドイツのように均一価格制を採用して、送電混雑が発生する場合には TSO が再給電で処理する仕組みを考える。この市場設計では、まず送電制約を無視して両地域で等しい市場価格が決定される。図 22 の場合では送電制約がなければ地域 1 で q_s^1 発電し、地域 2 で q_s^2 発電して、地域 2 から地域 1 へ送電することで両地域の需要 (D_s^1, D_s^2) を満たすことができる。この時の価格は電源タイプ 2 の限界費用に等しい： $p_s^1 = p_s^2 = c_2$ 。ところが、送電容量が K_T なのでこれは不可能である。送電制約を満たすようにするために、TSO はゲートクローズ後に再給電を行い、地域 2 の発電を Δq だけ抑制し、地域 1 の発電を同量増加させる。これは地域 1 の電力を購入し、その分だけ地域 2 で電力を売却するオペレーションと同じである。地域 1 の限界費用は c_3 なので、地域 1 での調達価格は $\tilde{p}_s^1 = c_3$ となる。地域 2

での抑制を市場価格で行うとすると、価格は $\tilde{p}_s^2 = c_2$ である。地域 1 での調達費用と地域 2 での抑制による収入を合計すると、再給電の費用は $(c_3 - c_2)\Delta q$ となる。

図 22 均一価格のもとでの再給電



再給電後の発電と送電は最適解と一致するので効率性のロスはないが、コストの負担は異なる。図 22 のケースでは、市場分断時の価格は地域 1 では $\tilde{p}_s^1 = c_3$ で、地域 2 では $\tilde{p}_s^2 = c_1$ であるので、地域 1 の電力消費者は市場分断をする場合に比べて低い価格 ($p_s^1 = c_2 < c_3$) を支払うことになり、地域 1 の発電事業者は低い価格しか受け取れないことになる。市場分断ケースと比較すると、地域 1 では消費者の利益が $(c_3 - c_2)(D_s^1 - K_T)$ だけ増加する。この消費者の利益増は地域 1 の発電事業者と TSO の利益減（それぞれ $(c_3 - c_2)q_s^1$ と $(c_3 - c_2)\Delta q$ ）によって相殺される³⁵。地域 2 では均一価格制の方が市場分断時より価格が高いため、発電事業者は高い市場価格の利益を受けるが、再給電で Δq だけ抑制されるので、実際に受け取ることができるのは $(c_2 - c_1)(D_s^2 + K_T)$ である。これは均一価格のもとで失われる値差収入と等しい³⁶。

需要、給電、送電の市場均衡と最適解：

- (1) 卸売価格に対応したリアルタイムの電力需要制御ができていない現状では、停電時の価格を停電コスト VoLL に等しく決定するメカニズムは存在せず、政策介入の必要がある。これが、米国 ISO 市場で採用されており、欧州でも導入が検討されている逼迫時プライシング (Scarcity Pricing) の背景の一つになっている。
- (2) (1)の条件が満たされていて、送電混雑時には市場分断によって地域間値差が発生するようになって

³⁵ ただし、TSO の負担分は託送料金で回収されるので、この部分は電力消費者全体が最終的に負担することになる。

³⁶ なお、地域 2 での抑制を市場価格で行わずに、各発電事業者の限界費用で行うことも考えられる。その場合には、TSO の負担が増えて、その分だけ地域 2 の発電事業者の利益が増加する。

いれば、競争市場は需要、給電、送電の最適条件を達成する。均一価格制を採用するケースでも、系統運用者による再給電によって送電制約が満たされれば、給電、送電の最適条件は達成される。

(3) 電源キャパシティーや送電容量が最適になっていない場合でも、(2) の条件が満たされていれば、需要、給電、送電の最適解は競争市場で達成される。

6.2. 市場均衡における電源キャパシティー

地域 i に立地するタイプ j 電源のキャパシティー費用は合計で $F_j^i(K_j^i)$ である。競争市場においては、電源キャパシティー増加による短期利潤の増加が限界キャパシティー費用に等しくなるまで電源キャパシティーが増加する。したがって、

$$\Delta \Pi_j^i = \sum_{s, p_s^i \geq c_j} \pi_s (p_s^i - c_j) - F_j^{i'}(K_j^i) = 0$$

が成立する。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、この利潤ゼロ条件は5.2節の最適条件と一致する。前節でも見たように、停電が発生するときの価格を VoLL に等しくするメカニズムが市場には存在しないという問題があるが、政策介入によって停電時の価格が適切に設定されていると仮定する。

5.2節で見たように、送電容量が最適でない場合でも上の最適電源キャパシティーの条件が成立する。したがって、送電容量が過小で送電網増強が必要なときでも、その状態で新規電源の採算性があれば整備前に接続させた方がよい。

欧州で一般的な均一価格制と再給電の組み合わせを採用すると、電源キャパシティーは最適にならない。前節で見たように、電力融通を受ける地域では発電事業者の利益が市場分断のケースに比較して減少するので、そういった地域の電源キャパシティーは過小になる傾向を持つ。他地域に送電することが多い地域では逆に発電事業者の利益が増加するので、電源キャパシティーを過大にする歪みが生まれる。なお、英国のように送電網利用料金を送電制約が存在する地域で高くすることはこの問題の軽減につながる。

以上をまとめると、市場均衡における電源キャパシティーは以下ようになる。

市場均衡における電源キャパシティー：

競争市場においては限界電源の利潤がゼロになるまでキャパシティーが増加する：

$$\Delta \Pi_j^i = \sum_{s, p_s^i \geq c_j} \pi_s (p_s^i - c_j) - F_j^{i'}(K_j^i) = 0 .$$

したがって、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。送電混雑時に地域間値差が発生するようになっていて、停電時の価格を VoLL に等しく設定するという政策介入がなされていれば、市場価格がシャドープライスに一致し、

電源キャパシティが最適になる。

送電容量が最適でない場合もこの条件が成立する。したがって、送電容量が過小なときでも、市場均衡キャパシティが最適解となる。

欧州で一般的な「均一価格制と再給電の組み合わせ」を採用すると、電力融通の受け側になることが多い地域では電源キャパシティが過小に、逆に、送り側になることが多い地域では過大になる傾向が生まれる。

6.3. 送電網増強の限界便益と地域間値差収入

送電網は自然独占であり競争市場の仮定は成立しないので、政策的な介入が必要になる。それを前提に、送電事業者の収入と費用を考える。

5.3 節で見たように、単位送電容量あたりの地域間値差収入は送電網増強の限界便益に等しい：

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

TSO が地域間の値差収入を受け取り、それで送電線の整備費用をまかなうとすると、TSO の利潤は

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

となる。値差が正になるのは送電量が送電キャパシティに一致しているとき ($e_s = K_T$ か $e_s = -K_T$) だけなので、これは

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

と書き換えることができる。TSO が価格を所与として送電容量 K_T に関する利潤最大化を行うと、1階の条件は

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

となり、送電網整備の最適条件が達成される。

送電網増強の限界便益と地域間値差収入：

単位送電容量あたり地域間値差収入は送電網増強の限界便益に等しい。

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。ただし、TSO は独占が許されているので、プライステイカーの仮定は成立せず、政策的な介入が必要である。

5.3節で見たように、地域間の値差が発生していなければ送電網増強の便益はゼロであるので、混雑が発生しないレベルまで送電網整備を行うことは過剰投資になる。ただし、実際の送電網増

強には大きな不可分性があり、ここで見たような微小な変化ではない。そういったケースでは増強後に混雑が発生しない場合でも増強の純便益がプラスである可能性がある。

なお、均一価格制と再給電を組み合わせる仕組みのもとでは競争市場における電源キャパシティが最適ではなくなるので、死重損失と呼ばれる効率性のロスが発生する。送電網の増強はこの死重損失を変化させるので、便益を推定する際には死重損失の変化を地域間の値差収入に加える必要が出てくる。直観的には、送電網増強は送電制約を緩和させて死重損失を減少させるので、プラスの追加的便益が発生すると推測されるが、この推測が正しいかどうかは知るためには厳密な数学的分析が必要である。

7. 電力システムの制度設計に関する含意

混雑処理、系統アクセス、系統増強等に関する電力システムの制度設計は国や地域によって様々である。次に、本稿での理論的分析が電力システムの制度設計にどういう知見をもたらすかを見てみる。

7.1. 給電・送電の効率性と混雑管理

6.1 節で見たように、停電時の価格を停電費用 (VoLL) に等しく設定し、混雑時には市場分断して地域間で電力価格が異なるようにすれば、競争市場が最適給電と最適送電を達成する。したがって、ゾーン制あるいは地点別限界価格 (LMP) 制を用いて混雑時に値差を発生させることが望ましい。この結果は電源キャパシティ及び送電容量が最適になっていない場合でも成立する。したがって、限界費用ゼロの変動電源が過剰に接続されていたとしても、火力電源より前に抑制することは最適でない。また、コネクト&マネージで送電網増強の完成前に暫定接続させる場合に、混雑時にそれらの電源だけを抑制することも最適でない。抑制する電源はメリットオーダーによって決定することが望ましい。

競争市場は給電及び送電の量に関しては最適解を達成するが、価格付けに関しては問題が残る。現状では、卸売価格に対応してリアルタイムの電力消費をコントロールできる需要家はほとんどいないので、停電時の価格を停電費用 (VoLL) に等しく決めるメカニズムが存在しないからである。本稿は停電時の価格を政策的に VoLL に等しく設定することを前提にしている。なお、需給逼迫時に予備力の価格を高く設定する逼迫時プライシング (Scarcity Pricing) が米国 ISO 市場で採用されており、日本でもインバランス料金に逼迫時プライシングを導入することが決まっている。この種の逼迫時プライシングが適切に設定されれば、停電時のプライシング問題は解決される。

英国やドイツは国内均一価格制を採用しており、市場分断をしていない。系統混雑が発生する場合には、ゲートクローズ後に TSO が需給調整市場や再給電に対応している。限界的な電源がすべて需給調整市場や再給電に参加していて、TSO が系統制約下での最適給電を指令していれば、給電の効率性は達成される。また、これらの国では TSO は再給電に関してそのコストを補償しなければならないので、

運用を効率化するインセンティブを持っていると考えられる³⁷。

日本では連系線をまたぐ取引については混雑時に市場分断が発生するが、地内(各送配電事業者の管轄内)の市場分断は許容されていない。地内の系統混雑を発生させないように系統接続を制限してきたが、本稿の分析によればこれは効率的でない(3.2 節)。2021 年から導入されているノンファーム型接続はこの問題を改善するものと思われる。なお、当初は混雑発生時の出力抑制をノンファーム型接続電源のみにかけるということになっていたが、それでは短期効率性が損なわれる。2022 年から移行する予定の再給電方式では、少なくとも当面の間は、再給電の費用は託送料金による一般負担となっている。この方式であれば効率性のロスはない。

本稿では明示的なモデル分析はしていないが、日本と欧州では送電ロスのプライシングがないことによって短期効率性が損なわれている。送電ロスは電流の 2 乗に比例するので、PJM のように送電ロスの価格をロスの 2 倍に設定するのが効率的である。なお、PJM では収入超過分は利用者に均等還元している。

7.2. 系統アクセスと電源キャパシティ

停電時の価格が VoLL に等しく設定されていれば、競争市場における自由参入が電源キャパシティを最適化する。この結果は送電容量が最適でない場合でも成立する。したがって、送電容量が過少で送電網増強が必要なときでも、新規電源のアクセスを制限することは効率的でない。コネクト&マネージの導入が正当化できる。

なお、これらの結論は系統混雑時に市場分断が起きることを前提にしている。ドイツや英国のように市場分断をせず、再給電で対応すると、電源キャパシティが非混雑地域(電力融通の送り側)で過小になり、混雑地域(電力融通の受け側)で過大になるという非効率性が生まれる。なお、英国では送電網利用料金を混雑の発生する地域で高くすることによって、この非効率性を抑制しようとしている。日本でも地内では均一価格なので、電源立地の効率性が損なわれる可能性がある。特に、基幹系統はシャロー接続なのでこの問題が発生しうるが、一般負担の上限(将来は、発電側課金)によって一定程度の歯止めがかかっている。基幹網以外はディープ接続であり、必要となる系統増強費用を電源側が負担するので、非効率な電源立地が抑制されている。しかしながら、本稿での分析からも分かるように、混雑を許容しないというこれまでの系統アクセス基準は厳しすぎる可能性が大きい。

日本(及び欧州)では送電ロスのプライシングが行われていないことが、電源立地にも悪い影響を及ぼしている可能性がある。送電コストの負担が過小になっているので、遠隔電源立地が過剰になる傾向をもつからである。

電源投資のためには用地買収、環境影響評価、各種許認可、建設工事などで短くても数年、長いと 10

³⁷ ただし、TSO の料金規制において再給電コストがパススルーになっていると、効率化インセンティブは損なわれる。

年といった期間を要するし、いったん建設した設備は 10 年以上の長期にわたって使われるものが多い。本稿のような単純な決定論的静学モデルを実際の問題に適用する際には、注意が必要である。1 年間といった短期の問題に当てはまるような解釈を行うアプローチと長期の定常状態を考えるアプローチのいずれかが典型的である。前者のアプローチは翌年度の供給力や容量市場の対象となっている 4 年後の供給力に適用できるので、有用性が高いと思われる。こういった短期の電源投資に当てはめる際には、既存の電源のほとんどは所与として、新規電源と廃止電源を考えることになる。新規電源についてはたとえば 4 年後に間に合うように完成させるかどうかの意思決定になる。完成させない場合には、次年度以降に繰り延べるか、あるいは計画を中断してしまうとかの可能性があり、それらのベストのものとのコスト差がキャパシティ増加の限界費用 $F_j^i(K_j^i)$ に入ることになる。

7.3. 送電網投資

5.3 節で見たように、ゾーン間の値差収入は送電網増強の限界便益に等しいので、ゾーン間値差が発生していなければ送電網増強の便益はゼロである。したがって、混雑が発生しないレベルまで送電網整備を行うことは過剰投資であり、市場分断や再給電による混雑処理が一定程度存在するのが効率的である³⁸。ただし、実際の送電網増強には大きな不可分性があるので、増強後に混雑が発生しない場合でも増強の純便益がプラスである可能性がある。たとえば、27 万 5 千ボルトの送電線では容量不足で 50 万ボルトの送電線にしなければならないときに、50 万ボルトの送電線では混雑が発生しないといったことがありうる。こういった場合には費用便益分析によって増強すべきかどうかを判断することになる。

送電網投資とその費用負担については様々な制度設計が可能である。実際にも米国と欧州では異なった仕組みが採用されている。欧州では TSO が送電網投資を行い、その費用は送電料金から回収されている。これに対して、PJM では新規電源に増強費用を負担させ、その代わりに容量市場への参加を認めている。これらの仕組みをもう少し詳しく見ていこう。

ゾーン間値差収入を用いた送電網投資

第一に、TSO がゾーン間の値差収入を受け取り、それで整備費用をまかなう仕組みを考える。この場合には、TSO が価格を所与として利潤最大化を行うと、送電線整備が最適になる。ただし、送電線については独占的に供給されるので、プライステイカーの仮定は成立せず、政策的な介入が必要である。

³⁸ ドイツ連邦経済エネルギー省のグリーンペーパー（Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2014)）では、再給電によって系統混雑の安全な管理が可能であるとしており、さらに、以下のような議論をしている。系統増強を混雑が全くなくなるまでは行わないことに経済的な合理性がある。また、再給電のコストを補償することによって、混雑管理が電力市場に悪い影響を与えることを避けることができる。混雑管理にとって有益な地点の電源は頻繁に抑制されるので、費用が補償されなければ、そのような電源のコストが増加する。システムオペレーターが混雑管理に最も有効な電源を選択しても公平性を損なわないようにするためには、費用の補償が必要である。

利潤最大化によって送電線の最適容量が達成されたとしても、そのときに TSO の収支が均衡するかどうかは分からない。6.3 節で導いた利潤最大化の条件を代入すると、TSO の利潤は

$$\Pi_T = C_T'(K_T)K_T - C_T(K_T)$$

となる。費用が容量に比例する（規模の経済一定の場合）には $C_T(K_T) = c_T K_T$ であり、利潤はゼロになる。つまり、規模の経済一定の場合には値差収益が送電線コストをちょうどカバーする。規模の経済性がある場合には、平均費用が限界費用を上回る（ $C_T(K_T)/K_T > C_T'(K_T)$ ）ので、赤字になり、逆に規模の不経済性がある場合には黒字になる。送電網については規模の経済があることが多いので、値差収入によって総費用をまかなえない可能性がある。その場合には、託送料金に上乗せして、需要家が薄く広く負担することが多い。

ディープ接続

第二に、PJM のような新規接続電源に増強費用を負担させる仕組みでも、その代わりに金融的送電権を与えれば最適送電容量がもたらされる³⁹。増強費用を負担しなければならない電源が地域 2 のタイプ j であるとし、その容量を ΔK_j^2 とし、これが十分に小さいとする。この電源の利潤はエネルギー市場における利益

$$\Pi_j^2 = \left[\sum_{s, p_s^2 \geq c_j} \pi_s (p_s^2 - c_j) - f_j \right] \Delta K_j^2$$

と金融的送電権による利益

$$\Pi_j^T = \left[\sum_s \pi_s (p_s^1 - p_s^2) - C_T'(K_T) \right] \Delta K_j^2$$

の和になる。ここで、 f_j はこの電源の単位容量当たり固定費である。増強を行う前の状態においても電源キャパシティが自由参入で決定されていたとすると、エネルギー市場における利益はゼロになっている（ $\Pi_j^2 = 0$ ）と考えられる。したがって、増強費用を負担する電源は金融送電権による利益がゼロになる（ $\Pi_j^T = 0$ ）まで参入する。これは送電容量最適化の条件と同じである。

均一価格と TSO による再給電

次に、ドイツやイギリスのように、市場分断は行わず、系統制約が発生する場合には TSO が再給電を行って、そのコストを TSO が負担するという仕組みを考える。

³⁹ ただし、PJM では増強費用を負担する発電事業者に金融的送電権を直接に与えることはせず、金融的送電権は地点間送電サービス（Point-To-Point Transmission Service）とネットワーク統合サービス（Network Network Integration Transmission Service）に対して与えられる。増強費用を負担した発電事業者には容量市場に参加する権利が与えられる。

卸売市場では送電制約を無視した価格 p_s が決まり、この価格のもとでは送電制約が満たされないとする。TSO は送電制約が満たされるように、地域 2 の電源を抑制し、地域 1 の電源に追加の発電をさせるとし、その量を Δq_s と書く。ここで、市場分断したときの価格を $\hat{p}_s^i$ とすると、地域 1 の方が地域 2 より高い: $\hat{p}_s^1 > \hat{p}_s^2$ 。また、これらの価格はそれぞれの地域での限界費用に等しい。TSO は発電事業者に限界費用を申告させ、それをベースに再給電コストの補償をとする。そうすると、地域 1 の電源には $\hat{p}_s^1 \Delta q_s$ の支払いをしなければならない。地域 2 の電源は発電量が減るので、TSO は発電コスト減少分の $\hat{p}_s^2 \Delta q_s$ を受け取る。これらを通算すると、TSO は $(\hat{p}_s^1 - \hat{p}_s^2) \Delta q_s$ だけの費用負担をすることになる。したがって、再給電を行う TSO の利益は

$$\Pi_T = -\sum_s \pi_s (\hat{p}_{1s} - \hat{p}_{2s}) \Delta q_s - C_T(K_T)$$

となる。送電容量の増加はその分だけ再給電の量を減少させるので、 $\Delta K_T = -\Delta q_s$ となり、利益を最大にする送電容量は

$$\frac{\Delta \Pi_T}{\Delta K_T} = \sum_s \pi_s (\hat{p}_s^1 - \hat{p}_s^2) - C_T'(K_T) = 0$$

を満たす。これは上で見た最適送電容量の条件と同じである。ただし、均一価格のもとでは電源キャパシティが最適解から乖離するので、この歪みによる死重損失の変化を考慮した次善の最適解を考える必要がある。したがって、TSO の収益最大化は次善の最適解とはならないが、死重損失の変化が小さければ最適解の良い近似となる。なお、TSO の収益 Π_T はマイナスであるので、託送料金等からそれを補填する必要がある。

ドイツでは、再給電指令への参加は義務であり、コストベースでかかった費用が払い戻される。ドイツ連邦経済エネルギー省の依頼でこの仕組みを価格ベースに変えた方が良いかどうかを検討した報告書がある⁴⁰。この報告書は再給電を市場価格ベースに変更すると以下のようなインセンティブの歪みがもたらされると指摘している。供給不足の地域では、再給電の価格が(均一の)市場価格より高くなる傾向があるので、市場に高い価格を入札して落札しないようにして、再給電の方に供給しようとする。逆に、余剰地域では再給電の価格が市場価格より低くなるので、自分の限界費用より低い価格で入札・落札して、再給電市場の価格で買い戻すと利益をあげることができる。カリフォルニアにおける電力危機(2000 年～2001 年)や 2010 年頃の英国において実際にこういった行動が観察されたとしている。

8. 終わりに

本稿では、考えられる限り最も単純な電力ネットワーク・モデルを用いて電力システムの制度設計に関する基本的な問題を分析した。多くの極端な単純化の仮定を置いた分析であるが、国や地域で異なる電力市場の設計について様々な示唆を得ることができる。それらの主要なものは以下である。

⁴⁰ Hirth, et al. (2019).

第一に、停電時のプライシングに関する政策介入が適切ならばという条件付きではあるが、混雑時に市場分断すれば、競争市場の市場均衡が最適な給電と送電を達成し、さらに、自由な参入が最適な電源キャパシティーを達成する。競争市場が給電と送電を最適化するという結果は電源キャパシティーや送電容量が過剰あるいは過少になっている場合でも成立するし、自由な参入が電源キャパシティーを最適化するという結果は送電容量が最適でない場合でも成立する。したがって、コネクト&マネージで送電網の増強前に暫定接続させる場合にも混雑時の抑制はメリットオーダーにしたがったほうが良いし、送電容量が過小で系統混雑が発生しているときでも、新規電源のアクセスを制限することは効率的でない。

第二に、ゾーン間の値差収入が送電網増強の限界便益に等しいので、ゾーン間値差が発生していなければ送電網増強の便益はゼロである。したがって、最適な送電網整備のもとでもある程度の混雑が発生しているのが通常で、混雑が発生しないレベルまで送電網整備を行うことは過剰投資になる。

第三に、日本の送配電事業者管内や英国、ドイツでは均一価格制を採用していて市場分断をしていないが、ゲートクローズ後に TSO が再給電で対応すれば、短期的な(需要、給電、送電の)効率性は達成できる。また、TSO が再給電に際してそのコストを補償する制度になっていれば、TSO は運用を効率化するインセンティブを持っている。ただし、電源キャパシティーについては非混雑地域で過小になり、混雑地域で過大になる傾向が存在する。

本稿で置いた単純化の仮定を緩めることによって、実際の電力システムが直面する多くの課題を分析することができる。たとえば、不確実性を明示的に導入することによって、予備力・調整力の問題や需給調整市場を分析することができる。また、起動コストや最低出力制約等の発電における非凸性を導入することによって、ユニットコミットメント(起動・停止)の問題を扱うことができる。さらには、より現実的な多数のノードとリンクからなるネットワークを考えることも可能である。こういった拡張については、次稿以降で扱いたい。

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>
- Cretì, A., Fontini, F., 2019. Economics of Electricity: Markets, Competition and Rules, Cambridge University Press.
- DECC, 2014. EMR Panel of Technical Experts' Final Report on National Grid's Electricity Capacity Report, June, HMG.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/324976/EMR_Panel_s_Final_Report_on_National_Grid_s_ECR.pdf
- European Commission, 2017. Commission regulation (EU) 2017/2195 of 23 november 2017 establishing a guideline on electricity balancing, Official Journal of the European Union.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN>
- Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 2014. An Electricity Market for Germany's Energy Transition, Discussion Paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Green Paper).
- Hirth, L., Schlecht, I., Maurer, C., Tersteegen, B., 2019. Cost- or market-based? Future redispatch procurement in Germany, Conclusions from the project "Beschaffung von Redispatch".
- Monitoring Analytics, 2021. State of the Market Report for PJM 2020, Volume 2.
https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-vol2.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>
- 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, 2021. Manual 14B: PJM Region Transmission Planning Process.
<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m14b.ashx>
- Sioshansi, F.P., 2008. Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance, Elsevier.
- Stoft, S., 2002. Power System Economics, Wiley-IEEE Press.
- Varian, H. R., 1992. Microeconomic Theory, 3rd Edition, W W Norton & Co Inc..
- Wood, A.J., Wollenberg, B.F., Sheblé, G.B., 2013. Power Generation, Operation, and Control, Wiley-Interscience.

資源エネルギー庁(2018a)「電力システム改革の鍵を握る「広域機関」」.

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/kouikikikan.html>

資源エネルギー庁(2018b)「送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループ中間とりまとめ」.

<https://www.emsc.meti.go.jp/info/public/pdf/20180627001c.pdf>

資源エネルギー庁(2021)「電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ」総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会.

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/20210903_2.pdf

中部電力パワーグリッド株式会社・北陸電力送配電株式会社・関西電力送配電株式会社(2021)「地域間連系線の増強に向けた広域交流ループの適用可能性」第8回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会, 資料2.

https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2020/files/masuta_8_02_01.pdf

電力広域的運営推進機関(2017)「確率論的必要供給予備力算定手法による必要供給予備力の検討について」第18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_18_04.pdf

電力広域的運営推進機関(2018a)「電源接続や設備形成の検討における前提条件(送配電等業務指針第62条)としての想定潮流の合理化の考え方について」.

https://www.occto.or.jp/access/oshirase/2017/files/180802_souteichoryu_gourika.pdf

電力広域的運営推進機関(2018b)「流通設備効率の向上に向けて(コネクト&マネージに関する取組について)」第37回広域系統整備委員会, 資料1.

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2018/files/seibi_37_01_01.pdf

電力広域的運営推進機関(2019)「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度－海外調査)」最終報告書.

<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>

電力広域的運営推進機関(2021)「2021年度供給計画の取りまとめ」.

https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/210331_kyokei_torimatome_2.pdf

付録 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

Q_s^i : 地域 i における s 時(事象)の(時間あたり)電力消費量

$U_s(Q_s) + z_s$: 擬線形の効用関数

q_{js}^i : 地域 i における s 時の電源タイプ j による発電量

$q_s^i = \sum_j q_{js}^i$: i 地域における s 時の発電量の合計

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)

K_j^i : i 地域における電源タイプ j の容量

$K^i = \sum_j K_j^i$: i 地域における電源容量の合計

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

$S_j^i = \sum_{k=1}^j K_k^i = K^i$: 地域 i における電源容量の合計

$C_j^i(q_{js}^i, K_j^i) = c_j q_{js}^i + F_j^i(K_j^i)$ for $0 \leq q_{js}^i \leq K_j^i$: 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 : 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, 設備利用率(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