

## 分散型エネルギー源の利活用を前提とした 配電料金設計のためのモデル分析の動向と課題

星野光 古澤健 岡田健司  
電力中央研究所 社会経済研究所

2018年3月26日

### 要約:

再生可能エネルギー電源や蓄電池などの分散型エネルギー源(DER)の普及が進む中、需要家(およびその集団)の電力消費パターンを把握することは、配電系統の設備計画のみならず、配電料金設計の議論においても重要である。需要家がDERを導入し、系統からの買電量が減少すると、従来通りの従量料金による回収額は減少する。一方、DERを導入してもピーク需要が変わらなければ、従来と同等の系統設備が必要である。この場合、従量料金単価の値上げが難しければ、配電事業者が設備費用の回収漏れに陥るという懸念がある。

本報告では、上記の費用回収漏れの問題に関連して、配電料金の変更に対する需要家の反応を予測するモデル分析の動向を解説する。各需要家のDER導入の意思決定やその運用には、配電料金の変更が、小売電気料金を介して影響する。これを考慮した分析の結果、料金設計における種々の原則を満たしつつ費用回収を確実に行う料金構造は見つかっていない。しかしながら、料金構造の工夫次第では、配電系統にとってのピーク需要を抑制するように、DERの運用を促すことが可能であることが示唆されている。すなわち、DERを系統運用に積極的に活用することで、将来回収すべき設備費用自体を低減することが、将来の費用回収漏れの懸念を緩和する方策として有効であると期待される。

一方、上記方策は、DERの適切な運用を前提としなければ系統制約逸脱が生じうる場合でも、必ずしも系統増強を行わないことを意味する。これは現状の配電系統の設備計画の考え方とは異なるものである。上記方策に起因する配電料金設計上の課題として、系統制約逸脱を解消するためのDERの出力制御への対価の支払いがあるが、これにより新たに生じる系統運用費用の評価に関わるモデル分析は、先駆的な少数の報告に限られており、今後さらなる検討が必要である。

#### 免責事項

本ディスカッションペーパー中、意見にかかる部分は筆者のものであり、  
(一財)電力中央研究所又はその他機関の見解を示すものではない。

#### Disclaimer

The views expressed in this paper are solely those of the author(s), and do not necessarily reflect the views of CRIEPI or other organizations.

## 目次

|      |                              |    |
|------|------------------------------|----|
| 1.   | はじめに                         | 2  |
| 2.   | 配電料金設計の現状と課題                 | 4  |
| 2.1. | 配電料金の設計プロセス                  | 5  |
| 2.2. | 分散型エネルギー源の導入に伴う課題：デススパイラルの問題 | 5  |
| 2.3. | 課題解決に向けた方策：系統増強の回避による設備費用の低減 | 7  |
| 3.   | 料金設計に関わる分析の変遷                | 10 |
| 4.   | 配電料金設計のためのモデル分析の動向           | 12 |
| 4.1. | 料金構造に対する需要家の反応の分析            | 12 |
| 4.2. | 配電料金の系統運用費用への影響に関わる分析        | 14 |
| 5.   | 今後の課題と展望                     | 16 |
| 5.1. | 階層構造を有する最適化モデル               | 16 |
| 5.2. | マルチエージェントモデル                 | 17 |
| 6.   | おわりに                         | 18 |
|      | 参考文献                         | 19 |

## 1. はじめに

配電系統の利用に係る料金(配電料金<sup>1</sup>)は、配電系統の維持および増強やその運用に要する費用を、利用者から公平かつ効率的に回収するための仕組みである。同料金による費用回収の流れは、各国の電気事業の体制に依存して異なるものの、現状において、料金構造は、エネルギー(kWh)の使用量に応じた従量料金を主体としたものが一般的に用いられている [1-3]。わが国においても、配電系統の利用に係る料金が、低圧の接続供給料金<sup>2</sup>に含まれており、「基本料金+従量料金」という二部料金制を基本とした「託送料金」として、小売電気料金を介し、最終消費者(低圧需要家)により支払われている。

近年、配電料金の見直しに関する議論が、国内外で積極的に進められている(例えば文献 [3-8])<sup>3</sup>。その背景のひとつとして、再生可能エネルギー(再エネ)電源や蓄電池などの分散型エネルギー源(Distributed Energy Resources; DER)の利活用に関わる課題がある。本報告では、DERの導入に伴い顕在化してきた課題として、デススパイラル [9,10]と呼ばれる、配電事業者の設備費用回収漏れの問題を取り上げる。第2章で説明するように、需要家がDERを導入し、系統からの買電量が減少すると、従量料金主体の料金構造では従来通りの費用回収が難しくなる。一方、需要家の買電量が減少しても、ピーク需要が変わらなければ、配電事業者は従来と同等の設備を確保する必要がある。そのため、DERを導入した需要家のみが設備費用の支払いを免れることは、配電事業者の費用回収漏れの問題のみでなく、費用負担に関する需要家間の公平性の問題にもつながる。

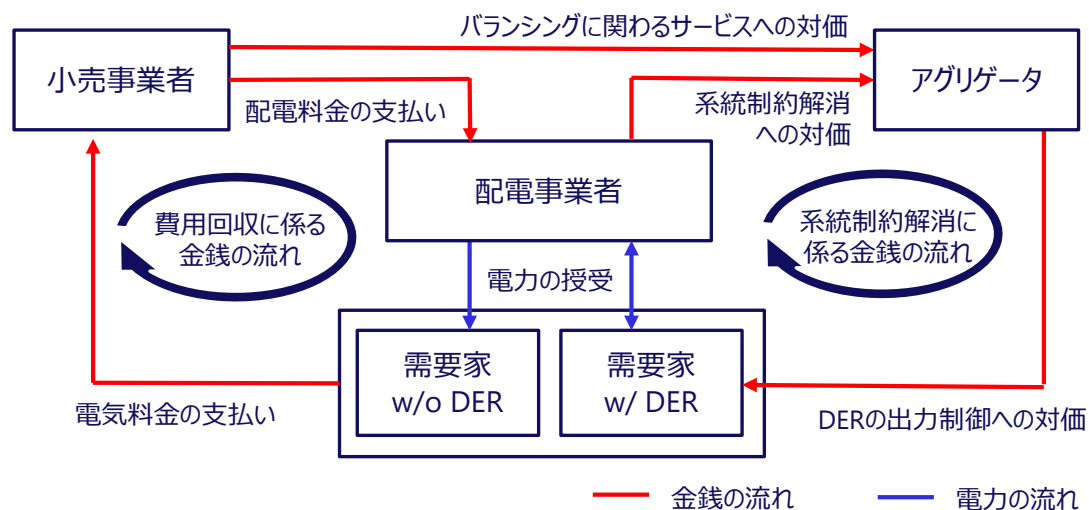
本報告ではまず、太陽光発電(PV)の導入に伴い上記問題が既に発生していると指摘されているオーストラリアの事例 [9,10]を紹介し、需要家が消費する最大電力(kW)に対して課金する容量料金が、対応策として注目されていることを述べる。ただし、デススパイラル問題が顕在化するかどうかは、DERのコストや市場環境に加え、過去の系統設備投資の大きさなどにも依存しており、同問題が現実発生するかを判断する基準は明確でない。また、後に分析例 [11]を紹介するように、同問題が発生した場合に、容量料金の採用が解決策となるわけでは必ずしもない。例えば、需要家が蓄電池を導入する場合、その運用によってはピーク需要の抑制が可能であるため、容量料金を採用した場合でも当該需要家から費用を回収できないケースがある。このように、需要家間の公平性を確保しつつ、費用回収を確実にを行う料金構造はいまだに見つかっていない [8]。適切な料金構造が見つからないという意味においては、蓄電池のコスト低下や電気自動車の普及を想定するならば、将来のわが国においても同様の問題が生じることになる。

一方、上で述べた分析例は、料金構造の工夫しだいでピーク需要の削減を促すことが可能であることを示唆しており、このような場合には、配電系統の設備増強を回避できる可

<sup>1</sup>本報告では、国外における「Distribution tariff」に相当する訳語として「配電料金」の表現を用いる。

<sup>2</sup>接続供給料金は、送配電ネットワークを介した託送供給に対して設定される料金。なお、低圧の接続供給料金には、配電系統の利用に加え、送電系統の利用に係る料金も含まれている。

<sup>3</sup>わが国においては、例えば、電力・ガス取引監視等委員会におけるワーキンググループ[4]の検討などがある。



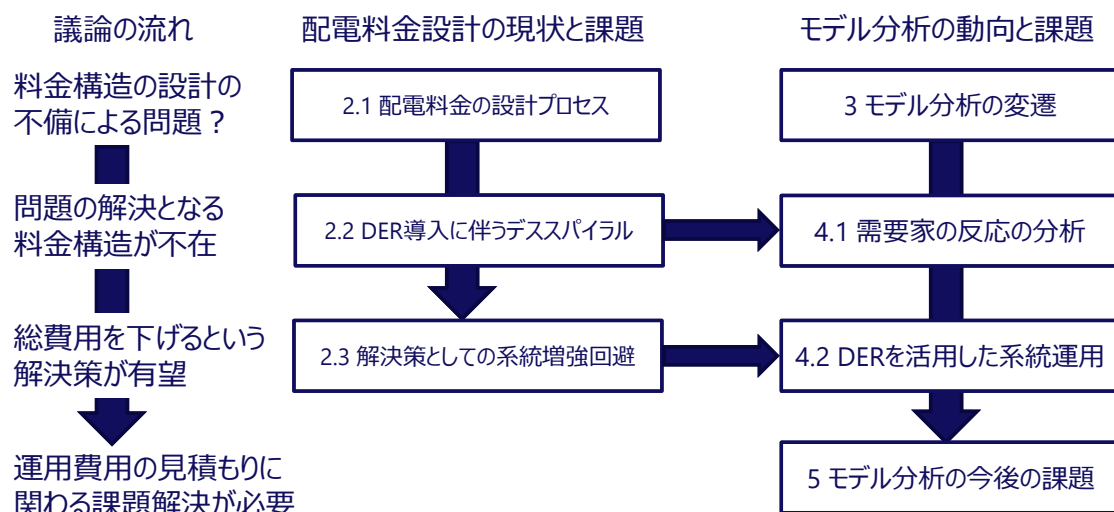
出典：著者作成

図1 将来想定される配電事業者をめぐる金銭と電力の流れ

能性もある。設備増強を回避するという考え方は、古くから議論されてきたものの(例えば文献 [12-14]), これまでは必ずしも広く実務に取り入れられる段階には至っていなかった。これは、DERが系統運用に貢献することを技術的および制度的に保証できないならば、停電の原因となる系統制約逸脱の発生を防ぐために、系統のあらゆる利用状況を想定した上で、設備増強によりあらかじめ対策することが不可欠である、という論理に基づくものである。しかしながら、近年、英国や米国において、主に情報通信技術の進展を利用した、DERの出力制御に関する配電事業者の実務レベルでの取り組み [15,16]が見られるようになり、今後の発展が期待されている。仮にこのような発展を前提とすれば、設備増強抑制の取り組みは、需要家から回収すべき費用を削減するという意味で、将来のデススパイラル問題を緩和することに寄与する。

本報告では、上記の背景を踏まえ、デススパイラル問題への対応策としての系統設備増強抑制に関わる配電料金設計上の課題を整理する。系統制約逸脱が発生しうる場合においても設備増強を必ずしも行わない場合、当該制約逸脱の解消には、DERの出力制御に対する対価の支払いが想定される(図1)<sup>4</sup>。この支払いにより新たに生じる系統運用費用は、一般には、DERの利活用により削減される系統増強費用とトレードオフの関係にあり、系統増強を抑制するほど上記運用費用は増大する。また、この運用費用は、DERにより解消すべき系統制約逸脱の大きさに依存するため、(発生しうる制約逸脱の大きさへと影響すると

<sup>4</sup>配電事業者が、DER に対して金銭的な補償なしに出力を制御するという事業体制もあり得る。ただし、その場合には、どの DER の出力を制御するのかを、先着順あるいはその他の方法で決める必要があり、需要家間の公平性に留意する必要がある。その点、出力制御に対して対価を支払うという考え方では、系統制約解消に関わるサービスを調達するための市場を用いることや、DER との直接の契約に基づく方法で、優先順位を比較的容易に決定できる。本報告では、これらの事業体制の優劣を議論することはしないが、これらの方法を比較する上でも、上記運用に係る費用を見積もっておくことは重要である。また、系統制約の解消は、配電事業者などの系統運用者が行う以外に、電力の取引を行う卸電力市場において、あらかじめ系統制約を考慮することによっても行いうる。しかし、この方法だけで完全に系統制約を解消することが可能かどうかは議論の余地がある[17]。本報告では、これらの方法を互いに相補的な観点と捉え、卸市場を介した系統制約の緩和については議論しない。近年の配電系統における卸市場の設計に関する議論については、例えば文献[18-20]などを参照されたい。



出典：著者作成

図2 本報告の構成

いう意味で)配電料金の設計が間接的に上記運用費用に影響する。本報告では、同運用費用の見積もりに関連するモデル分析の動向を紹介する。特に、図1に示すように複雑な事業環境下における需要家の反応を予測する試みとして、階層構造を有する最適化モデルおよびマルチエージェントモデルに基づく分析を紹介し、今後の課題を明らかにする。

本報告の構成を図2に示す。第2章では、デスパイラル問題に関わる配電料金設計の現状と課題を整理する。第3章では、配電料金設計に関わるモデル分析の変遷をまとめ、本報告で着目するモデル分析の位置づけを明確にする。第4章では、デスパイラル問題に直接関わるモデル分析の動向を紹介する。4.1節および4.2節は、それぞれ2.2節および2.3節に対応し、第2章で説明する内容の根拠となる具体的な分析内容を紹介する。第5章においてモデル分析の今後の課題を述べ、第6章で本報告をまとめる。

## 2. 配電料金設計の現状と課題

本章では、DERの導入に伴い顕在化してきた配電料金の設計上の課題を紹介し、本報告の論点を明確にする。まず、2.1節では、現状の配電料金の設計プロセスを概説する。2.2節では、オーストラリアにおける事例を挙げて、太陽光発電の大量導入に起因する設備費用の回収漏れや需要家間の公平性の問題を紹介した上で、わが国においても、蓄電池のコスト低下や電気自動車の普及を想定した将来においては、同様の問題が起こりうることを指摘する。2.3節では、上記問題の解決策としてDERの利活用により系統設備費用を低減する方策を紹介する一方で、この方策が料金設計のプロセスを複雑にすることを説明し、設備費用の削減効果とトレードオフの関係として新たに生じる系統運用費用の見積もりが重要となることを述べる。

## 2.1. 配電料金の設計プロセス

配電料金設計のプロセスは、一般的に、2つの段階に大別して議論される [2]。まず、第一段階として、配電事業者が回収すべき総費用を確定する必要がある。実務においては、総括原価方式に基づく方法とインセンティブ規制 [21,22]に基づく方法があり、配電事業者認められる収入の水準が定められる。わが国においては、「能率的な経営の下における適正な原価」の回収を前提とした総括原価方式が採用されており、経済産業省が定める一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則 [23]に従って、電気事業に係る費用を整理すべきことが定められている。一方、インセンティブ規制を採用する国においては、収入キャップ規制やプライスカップ規制などにより各事業者の収入の上限が定められており、効率的フロンティア [21]やReference Network Model [24,25]<sup>5</sup>に基づき配電事業者の費用の削減目標を設定する手法が提案されている。

料金設計の第二段階では、回収すべき総額をどのように割り当てるかという料金構造が議論される。基本的な選択肢としては、固定料金(電気の使用状況によらない料金)、従量料金(電力量(kWh)に応じて課金する料金)、容量料金(設備の定格容量や事前に定まられた期間内の最大電力(kW)に応じて課金する料金)などがあり、地点あるいは時間帯別に料金を変更することなども考えられる。

配電料金を設計する際には、種々の原則に留意すべきとされている。そのような原則は多様なものが提案されており(例えば文献 [26-28])、多くの文献で共通して指摘される三大原則として、文献 [27]では事業の持続性、経済効率性、系統利用者の保護が挙げられている。事業の持続性の原則は、主に上記プロセスの第一段階に関わり、配電事業者が系統の増強および維持や運用に必要な費用を過不足なく系統利用者から回収すべきことを意味している。経済効率性および系統利用者の保護は、主に第二段階に関わり、利用者による支払いが系統の使用状況に応じたものとなっていることや費用配分の透明性を確保することなどを意味する。現在主流となっている二部料金制は、これらの原則を考慮した結果として導かれる料金構造の一形態と捉えることができ、わが国においても同料金を基本とすることが、算定規則 [23]により定められている。

## 2.2. 分散型エネルギー源の導入に伴う課題：デススパイラルの問題

近年、再エネ電源や蓄電池などのDERの大量導入に伴う課題として、配電事業者の設備費用の回収漏れの懸念や、DERを導入する需要家と導入しない需要家との間の公平性の問題が指摘されている。以下で説明するように、これらの問題はいずれも、DERを独自に保有し運用する需要家が配電料金の支払いを免れることによって生じうる。例えば、文献 [9,10]では、オーストラリアのSoutheast Queensland<sup>6</sup>における事例が分析されており、太陽光発電(PV)を保有する需要家が過度に配電料金の支払いを免れている状況が指摘されて

<sup>5</sup>対象地域の需給データに基づき、配電事業者の設備費用を推定するエンジニアリングベースの規制ツール[24,25]。

<sup>6</sup>クイーンズランド州の南東地域。文献[9,10]によれば、同地域では25%の家庭がルーフトップ型のPVを設置している。また、75%が空調機器を設置しており、ピーク需要が夕方にあることの一因となっている。

いる。PVを導入した需要家は、発電電力の自家消費によって使用する電力量(kWh)が減るため、従来通りの従量料金の下では配電料金の支払いが軽減される。しかしながら、主に夏および冬の空調に起因するピーク需要(kW)は夕方に発生するものの、PVによる発電は同ピークの軽減にほとんど寄与しないため、需要家への供給に必要となる配電系統の設備容量は変わらない。このため、配電事業者としては従来と同等の設備の増強および維持が必要となる一方で、料金を変更しない限り費用回収漏れを生じることとなる。同時に、PVを導入する需要家と導入しない需要家とではその供給に必要となる系統設備費用が変わらないにも関わらず、その回収を担う配電料金の支払いに差が生じるため、需要家間の不公平にもつながる。

さらに、もし配電事業者が設備費用を回収するためにkWh当たりの料金単価を上昇させた場合には、需要家にとってPV導入のインセンティブが強まるため、PV設置需要家がさらに増加し、PVを導入できない需要家に系統設備費用の負担が転移することで、状況がさらに悪化する事態を招きかねない。この負の連鎖の構造から、ここで述べた課題は、配電事業者のデススパイラル(Utility Death Spiral [29])と呼ばれ、近年注目されている<sup>7</sup>。これに関連する議論や国内外の政策的な動向については、例えば文献 [7,8,29]などを参照されたい。

上記の課題に対する解決策として注目されているのが、需要家の最大電力(kW)に応じて課金する容量料金である。容量料金は、大規模需要家に対しては古くから適用されてきたものの、家庭など小規模需要家に対してはほとんど採用されてこなかった [1-3]。しかしながら、同料金を用いれば、設備費用に直接かかわるピーク需要を抑制するインセンティブを付与でき、また、スマートメータの普及で一般の需要家に対しても詳細な計測に基づく課金が技術的に容易になったことで、その適用が検討されている。実際、文献 [9,10]では、上記オーストラリアの事例に対して容量料金を適用した場合の効果が試算されており、その有効性が示されている。政策面においても、欧州における電気事業者団体であるEurelectricによるポジションペーパー[4]や、規制機関の団体であるCEERによる配電料金の設計ガイドライン[5]において、容量料金を選択肢として考慮すべきことが述べられている。

ただし、容量料金が費用回収に有効であるのは、上記オーストラリアの事例のように、PVの導入によってピーク需要が変わらない場合であり、それ以外においては容量料金でどの程度の効果があるかは必ずしも自明ではない。例えば、4.1節で分析例 [11]を紹介するように、需要家が蓄電池を保有する場合には、その運用次第で需要家がピーク需要を抑制することが可能である。その場合には、容量料金中心の料金の下でも、蓄電池を保有する需要家は配電料金の支払いを軽減することが可能となる。したがって、将来の蓄電池のコスト低下や電気自動車(Electric Vehicle; EV)を導入する需要家の増加を想定した長期的な視点に立つと、容量料金は必ずしも配電事業者の費用回収を保証するものではなく、将来起こりうるデススパイラル問題の解決策とは言えない。

そもそも、蓄電池を保有する需要家が容量料金の下で配電料金の支払いを軽減すること

<sup>7</sup> ただし、デススパイラルの問題は、配電料金の構造設計のみに依存するわけではない。上記のオーストラリアの事例では、国家および州レベルでの重複した再エネ支援策に起因する電気料金の上昇 [9,10]が関係している。

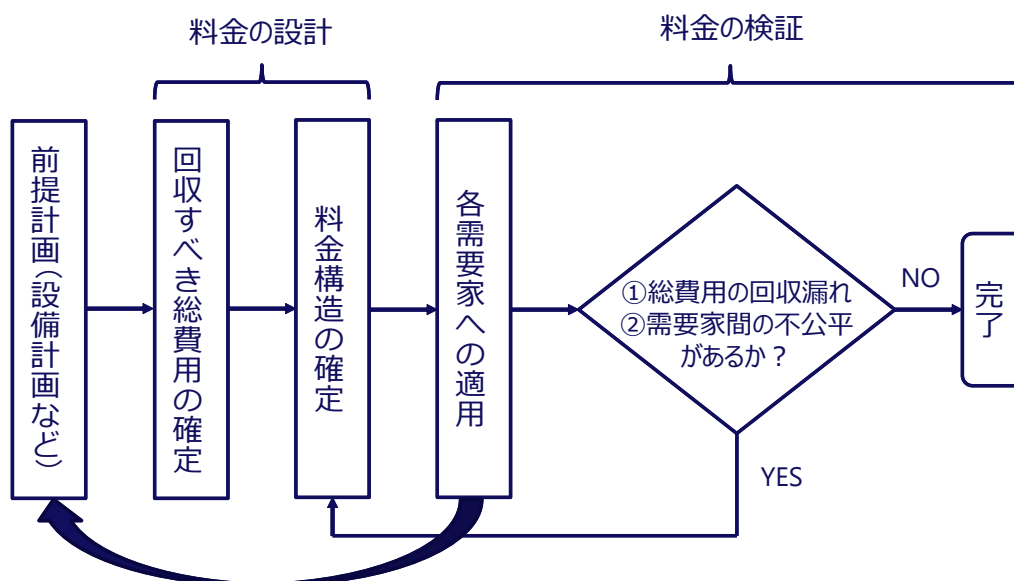
は、需要家が自身の最大電力(kW)を減少させた結果であり、複数の需要家が同様の運用をする場合には、配電システムにとってのピーク需要が削減されることが期待できる。このことは、配電料金を適切に設定することで、系統設備利用の効率化を促し、配電事業者に生じる設備費用を削減可能であることを示唆している。すなわち、先に述べたオーストラリアの事例とは異なり、配電事業者にとっての設備費用が蓄電池の導入状況や運用状況によって変化しうるため、当該需要家に対してどの程度設備費用の負担を求めるべきかは自明ではない。このような状況を踏まえ、文献 [28,30]では、将来の配電料金設計において、数ある設計方針の中から単一の最適な料金構造を見出すことが困難であることが指摘されており、種々の役割に応じた複数の料金を組み合わせることが提案されている。特に、文献 [30]では、配電料金が担うべき役割として、配電事業に係る費用の回収の役割と系統状況を示すシグナルとしての役割を分けて考えることが提案されており、後者の役割として、卸電力市場やアンシラリーサービス市場に連動した料金を用いることや、インセンティブ型あるいは料金型の負荷制御の契約を配電料金の一部として取り込むことなど、近年の技術進展を積極的に活用した先進的な配電料金の設計への期待も高まっている。

### 2.3. 課題解決に向けた方策：系統増強の回避による設備費用の低減

上で述べたように、DERの大量導入とその利活用を見据えた将来においては、配電システムの運用および計画を現状よりも柔軟に行うことが期待される。しかしながら、従来からの技術要件をベースとした配電事業者の事業モデルは、上記DERの利活用を前提としたものとは異なる。現状、配電事業者が設備計画を行う際には、DERによる系統運用への貢献は前提とせず、あらゆる状況において電力の流通に十分な容量を確保することが基本とされる。例えば、新規電源の接続を受け入れる際には、当該設備の定格をベースに送電混雑や電圧変動等の系統制約逸脱の発生の有無を検討し、系統制約逸脱が予想される場合には、それが発生しないように設備増強工事を実施する。一方、配電システムにとってのピーク需要を抑制するようにDERが運用されることを前提とした場合、系統増強計画の繰り延べや、増強回避の可能性がある(例えば文献 [13,14])。文献 [31]では、このような仕組みの導入に当たって改善すべき制度面の課題が指摘されており、技術的な面で系統セキュリティを確保するための課題があることを認めつつ、配電システムの運用におけるDERの利活用に向けた積極的な検討がなされている。

上記のような系統増強回避に関わる取り組みは、古くから議論されてきたものの、当時から指摘されてきた通り、その技術的および制度的制約により、実務に取り入れられる段階には至らなかった(例えば文献 [12])。しかしながら、近年、英米における配電事業者の実務レベルでの先進的な取り組み [15]が、わが国でも注目されている [16]。英国では、アクティブネットワークマネジメント(ANM) [15] と呼ばれる、DERのリアルタイム制御に関する実証プロジェクトが実施されている。同プロジェクトでは、主に風力電源が接続された配電システムを対象に、センサー技術や予測技術を用いてリアルタイムに系統状況を把握し、系統容量を上回る発電量が見込まれる場合には、系統運用者のコントロールルームからの





需要家がDERを保有する場合、料金構造が変われば需要パターンが変わりうるため、回収すべき総費用への影響を意識した料金構造の設計が必要

出典：著者作成

図3 デススパイラル問題における配電料金の設計と検証のプロセス

通信により制御対象の風力電源の出力制御を行う。文献 [16]によれば、英国におけるANM対象地域は徐々に広がっており、将来的にANMを通常業務に組み入れる方針を既に示している配電事業者もある。現状は風力電源が対象であるが、今後EVやヒートポンプなどを含めた各種DERを統合して制御するためのプラットフォーム技術として、ANMが発展することが期待されている。また、米国においては、ニューヨークやカリフォルニア州において、デマンドサイドマネジメントを活用した配電設備投資の削減策である Non Wire Alternative(NWA)と呼ばれるDER活用策が注目されている。例えば、ニューヨーク州におけるConsolidated Edisonはアグリゲータを通じたデマンドレスポンスや蓄電池を含むDERの制御により、新規の変電設備投資を削減するプロジェクトを実施している [32]。

ここで、2.2節で述べたデススパイラル問題の解決策として、将来的に設備増強抑制が可能であることを前提とした場合、先述した設備費用の回収漏れや需要家間の公平性の問題はさらに複雑になることがわかる。図3にDERを活用した系統運用に基づく設備増強の回避策が従来の料金設計プロセスに与える影響を示す。2.2節の議論では、配電事業者が回収すべき費用は、主に、需要家への電力供給を行う上で十分な流通設備を確保するための設備費用であり、これは従来からの技術要件に基づく所与のものであった。これをいかに回収するかという問題は、料金構造を工夫することで解決しうる<sup>8</sup>。しかしながら、DERの利活用を前提として系統増強計画の繰り延べや増強を回避することは、設備費用の低減という意味でデススパイラル問題の解決に寄与する一方、配電事業者が回収すべき費用について

<sup>8</sup> 極端な例であるが、すべての系統利用者に対して固定料金を設定すれば、費用の回収漏れは生じない。ただし、低所得者への配慮が必要なことや、省エネインセンティブがなくなることなどの問題はあ

は、従来の技術要件に基づく考え方が適用できなくなる。図1に示した通り、需要家がDERをどのように運用するかは、電気料金を構成している配電料金にも依存する。したがって、どの程度の流通設備が必要となるかということが料金構造に依存することとなり、2.1で述べたように配電料金の設計プロセスを二段階に分けて検討することが難しくなる。すなわち、DERの利活用を前提として設備増強の回避を行う結果として、配電事業者が回収すべき総費用を決めるプロセスと、その割り当てを行うプロセスが相互に依存しあうことになる。

上で指摘した料金設計のプロセス間の相互作用は、蓄電池を含むDERの導入を見据えた将来に起こりうるデススパイラル問題を複雑なものとしており、その解決策は未だ得られていない[8]。しかしながら、少なくとも、DERの導入を行うのと同時に従来通りの系統設備増強を行うことは、需要家への供給のための二重投資に相当すると考えられるため、将来的には系統設備投資の低減が進むことが望ましい。この点に関連して、文献[16]では、配電事業者が回収すべき費用として、今後のDERの利活用により低減可能な「将来コスト」と、過去に投資を完了した設備に係る「残余コスト」の2種類のコストが存在することを指摘しており、これらの切り分けは困難としながらも、将来コストを抑制しつつ残余コストを公平かつ確実に回収することを可能とする配電料金の設計を目指すことが重要という、英国の規制機関の検討[33]が紹介されている。

本報告では、上で述べた配電料金の設計プロセス間の相互作用に関連して、まずは「料金構造の設計」が「配電事業者の回収すべき費用」に与える影響を分析する。ANMやNWAなどの先進的な取り組みの延長線上には、系統設備の制約の中で、配電事業者がDERを積極的に活用しながら系統運用を行うという将来像があり、そこでは、配電事業者がDERと直接、あるいはアグリゲータを介して契約を結ぶことが考えられる。その際、系統制約を理由にDERの出力制御を行うためには、当該出力制御に係る対価の支払いや、配電系統レベルにおいてアンシラリーサービスに相当する新たな市場を介した調達を行うことなどが想定され、配電系統の運用に関わる費用は増大する<sup>9</sup>。この場合、DERの利活用による系統設備費用の削減効果と、DERへの支払いにより生じる系統運用費用のトレードオフを適切に考慮することが求められる。これにより、配電事業者が回収すべき費用としては、従来通りの系統設備増強および維持に係る費用に加えて、DERを活用した系統運用に係る費用を考慮する必要がある。しかしながら、文献[31]等で指摘されているように、これまでの配電料金設計に係る分析の多くは、系統設備費用が配電事業者の総費用のほとんどを占めることを前提としたものであり、系統運用費用の増大を想定した料金設計の議論は十分に尽くされているとはいえない。以下、第3章では、これまでの料金設計に関するモデル分析の変遷をまとめ、第4章では、関連するモデル分析の動向を紹介する。

なお、文献[31]では、現状の配電事業規制の下では設備増強へのインセンティブが強く

<sup>9</sup> 現状の英国における ANM の取り組みでは、基本的に新規の風力電源が出力制御の対象となり、当該制御に伴う金銭的な補償はない[16]。このため、ANM に基づく出力制御に起因する費用は発生しない。しかしながら、今後 EV やヒートポンプ等も対象として含め、新規と既設の区別もなくなった場合、どの DER を対象に出力制御を行うのか決定する基準が必要であり、その際には、何らかの市場を介して出力制御を行うことが考えられる。

働いていることが指摘されており、配電事業者が上記トレードオフを「適切に」考慮するように促す規制への見直しが提言されている。例えば、従来の総括原価方式による規制の場合には、配電事業者に認められる事業報酬が事業資産の価値に応じて算定されるレートベース方式により定められるため、設備を維持するインセンティブがある。本報告では、このような配電事業規制の変更や、上で述べた「残余コスト」の回収など、制度設計の過渡期に関わる方策については議論しない。

### 3. 料金設計に関わる分析の変遷

本章では、配電料金の政策的な議論の背後にあるモデル分析の変遷を紹介し、本報告で紹介するモデル分析の位置づけを明確にする。特にここでは、上で述べた料金設計のプロセスの第二段階である料金構造の議論に着目し、配電事業に係る費用の需要家への割り当てという観点で先行研究を整理する。その変遷をまとめたイメージを表1に示す。19世紀の後半における電気事業の開始以来、配電事業者の費用の割り当てに関わる分析は検討対象が徐々に拡大しており、その範囲に応じて4つのフェーズに分けることができる<sup>10</sup>。まず、料金設計の議論が始まった当初は、料金構造に関わらず需要家の電力消費パターンが一定であることが前提とされた。ただし、このことは大多数の小規模需要家に関して当てはまる前提であり、少数の大規模需要家への費用の割り当ての議論は当時からある<sup>11</sup>。文献 [9,10]によれば、当初から、近年のデススパイラル問題と類似の構造を持つ設備費用の回収漏れの問題が指摘され、容量料金の意義が検討されてきた。また、経済効率性に関連した議論として限界費用に基づく料金などが検討されている。これらの議論については文献 [9,34]に詳しい解説がある。しかしながら、先に述べたように、小規模需要家に対して容量料金が適用される例はほとんどなく、現状、わが国の託送料金の算定においても、需要量をあらかじめ想定した上で、従量料金の価格の算定等が行われている。

続く1980年代からの議論の中心は、需要側のフレキシビリティを考慮した時間帯別料金やダイナミックプライシングの検討にあるとされる [9,10]。具体的には、時間的に変動する価格を提示することにより需要家の行動変容を促すことや、情報通信技術を利用した可制御負荷や蓄電池などを活用することで、電力需要のピークを抑制する検討が行われている。これらの研究は、大きく2つに分類することができる。一方は、実証試験に基づき価格の変化に対して需要側が反応することを確かめるものであり(例えば文献 [35])、他方は、需要側が価格に反応することを前提として、ピークシフトなど、DERを活用した電力取引に関わる新たな機能を議論するものである(例えば文献 [36])。4.2節で説明するように、後者の研究は、第4フェーズにおけるモデル分析と密接に関係する。本報告では、需要家に対して価格を提示する事業者と、それに反応する需要家という二種類のプレイヤーを分析対

<sup>10</sup> ただし、ここでの整理はあくまでイメージであり、すべての研究を一意に分類するものではない。また、ここでいう「フェーズ」は、該当する研究が一般的に見られ始めた時期の順番のことであり、前のフェーズの研究が不要となったことを意味するものではない。

<sup>11</sup> したがって、このフェーズでの議論は、配電事業に着目したのではなく、電気事業全体あるいは発電事業者の視点に着目した分析といえる。

表1 料金構造の議論の変遷

|                 | 典型的な分析対象   |            |               | 配電事業者の視点からの特徴             | 需要家モデルの特徴          | 分析の例  |
|-----------------|------------|------------|---------------|---------------------------|--------------------|---|
|                 | 需要家 (DER無) | 需要家 (DER有) | 第3の関係者 (小売など) |                           |                    |   |
| 第1フェーズ (1880s～) | ○          | ×          | ×             | 小規模需要家の電力需要が料金に依存せず一定     | 需要曲線が垂直 (価格に対して一定) | Hopkinson,1892; Lewis,1941; Nelson,1964; Turvey,1968; Bonbright,1988 など |
| 第2フェーズ (1980s～) | ×          | ○          | ×             | 小規模需要家の電力需要が料金に依りて変化      | —                  | Faruqui and Malko,1983; Faruqui and Sergici,2010 など                     |
|                 | ×          | ○          | ×             |                           | 需要曲線が所与 (価格に対して変化) | Kirschen,et al.,2000; Ntakou and Caramanis,2014 など                      |
| 第3フェーズ (2010s～) | ○          | ○          | ×             | DERの有無による小規模需要家間の反応の差が顕在化 | 少数の需要家モデルによる評価     | Simshauser,2014; Mountouri,et al.,2015; Schittekatte,2017 など            |
| 第4フェーズ (2010s～) | ×          | ○          | ○             | DERの運用に直接関わる事業者の影響が顕在化    | 多数の需要家モデルによる評価     | Dallinger and Wietschel 2012; Belonogova,2013; Markovic,et al.,2016 など  |

出典： 著者作成

象とする検討を第2フェーズと位置づけ、それ以外の第三の関係者を考慮した検討を第4フェーズと位置付けて議論する<sup>12</sup>。

これらに続く検討が表1において第3フェーズとして示すものであり、これが近年議論されている配電事業者のデススパイラル問題に対する分析である。近年注目されている需要家間の公平性の問題は、フレキシビリティの程度が異なる需要家を想定した分析に相当する。すなわち、DERを独自に保有し運用する需要家が過度に配電料金の支払いを免れることで、DERを導入する需要家とDERを導入しない需要家の間で不公平が生じるとともに、設備費用の回収漏れが生じることが懸念されている。近年の検討は、表1中の第1フェーズにおける大規模需要家を対象に生じた問題が、DERの普及によって小規模需要家に対して再び議論されるようになったものと捉えることができる [9]。4.1節では、この問題に対するモデル分析の例を紹介し、配電料金の設計における需要家の反応を予測するモデル分析の役割について確認する。

さらに、蓄電池などを含めたDERの導入に伴う将来的なデススパイラル問題の検討に向けては、従来通りの系統設備増強および維持に係る費用に加えて、DERを活用した系統運

<sup>12</sup> また、時間帯別料金やダイナミックプライシングに関わるモデル分析に共通する特徴として、需要家のモデル化に関して需要曲線を所与とする検討が多いという点が挙げられる。この場合の分析の設定としては、DERの運用が、ある電力取引市場を介して行われ、需要曲線に相当するデータがDERの運用者による入札で提供される場合や、当該市場における過去のデータに基づき需要曲線が推定可能な場合などが挙げられる。脚注4で指摘したように、市場における制約条件として系統制約を考慮する方法は、本報告において議論する系統運用者による系統制約逸脱の解消と相補的な観点のものであり、本報告では議論しない。なお、ここで第2フェーズとして位置づけた研究は、送電システムレベルにおける系統全体での需給バランスを議論するものが多く、配電システムレベルでのローカルな系統制約逸脱の解消を意図したものでは必ずしもない。配電システムにおける市場を介した系統制約逸脱解消に関わる議論については例えば文献 [18-20]などを参照されたい。

用に係る費用を考慮する必要がある。これが本報告において第4フェーズとして位置づける検討であり、この際に重要となるのは、DERを保有する需要家と直接関係する小売事業者やアグリゲータ等との関わりである。図1は配電事業者がアグリゲータを介してDERの運用を行うことを想定した場合の、金銭と電力の流れを示すものである。従来からの小売事業者を介した配電事業者と需要家の間の相互作用に加えて、アグリゲータを介した運用費用の支払いが生じるため、配電料金設計が需要家に与える影響を評価するためには、これら両方の効果を考慮する必要がある。さらに、アグリゲータの視点では、配電事業者との系統制約解消に係る契約のみでなく、送電システムレベルにおける小売事業者との需給バランスに関わる契約や卸電力市場への入札などの選択肢もあるため、上記効果の評価は容易ではない。このように、DERに対して配電事業者が直接のインセンティブを与えづらい状況は、第1フェーズにおける設備費用の回収漏れの議論とは異なる点である。このような視点の研究として、例えば文献 [37,38]などがあり、これらを含めた研究動向を4.2節で紹介する。

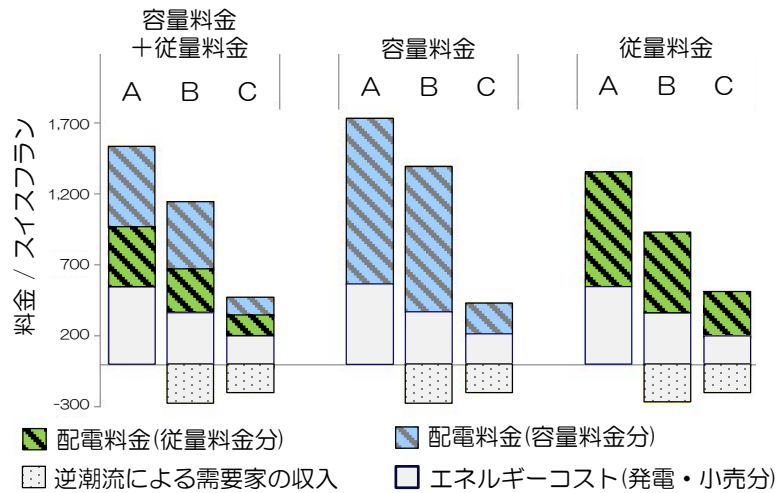
#### 4. 配電料金設計のためのモデル分析の動向

本章では、蓄電池のコスト低下やEVの普及を見据えた将来におけるデススパイラル問題の議論に資するモデル分析の動向を紹介する。4.1節では表1で述べた第3フェーズに相当する分析例を紹介し、4.2節では第4フェーズに相当する分析例を紹介する。なお、本報告の目的は、関連する研究を網羅的に述べることではなく、デススパイラル問題の解決に必要な検討課題を明確にすることにある。そのため、ここで紹介する分析例の結果がそのまま全ての事例に適用されるわけではないことを付記する。

##### 4.1. 料金構造に対する需要家の反応の分析

本節では、デススパイラル問題に関連して、料金構造に対する需要家の反応を予測するモデル分析の動向を紹介する。先述したオーストラリアの事例分析 [9,10]では、現状の制度評価が目的であったため、需要家の消費データやPVの発電データなどの実データから直接定まる電力消費パターンを用いて分析が行われた。一方、料金構造の変更に対する需要家の反応としてDERの新規設置やDERの運用の変化を予測するためには、それらの反応を表現する数理モデルを用いた分析が必要となる。このような分析を行うにあたり、電力およびエネルギー政策的な検討においては、需要家の視点に立った設備運用および設備投資の意思決定に関わる最適化モデルを用いた分析が広く実施されている。これを配電事業者の視点から捉え、料金構造が需要家に与える影響を調べることは、自然な発想である。

例えば、文献 [11]では、蓄電池を保有している需要家が、料金体系の変更に対して、蓄電池の運用をどのように変更するかを検討する分析が行われている。具体的には、スイスにおけるある家庭の、PVおよび消費データにより定まる電力消費パターンに対して、蓄電池の運用による自由度を考慮し、年間の電気料金(エネルギー取引に係る発電および小売の料金と配電料金の総和)を最小化するように蓄電池の運用を最適化する数理モデルが検討



出典： [11]を基に作成

(A) PVおよび蓄電池を非設置 (B) PVのみ設置 (C) PVおよび蓄電池を設置

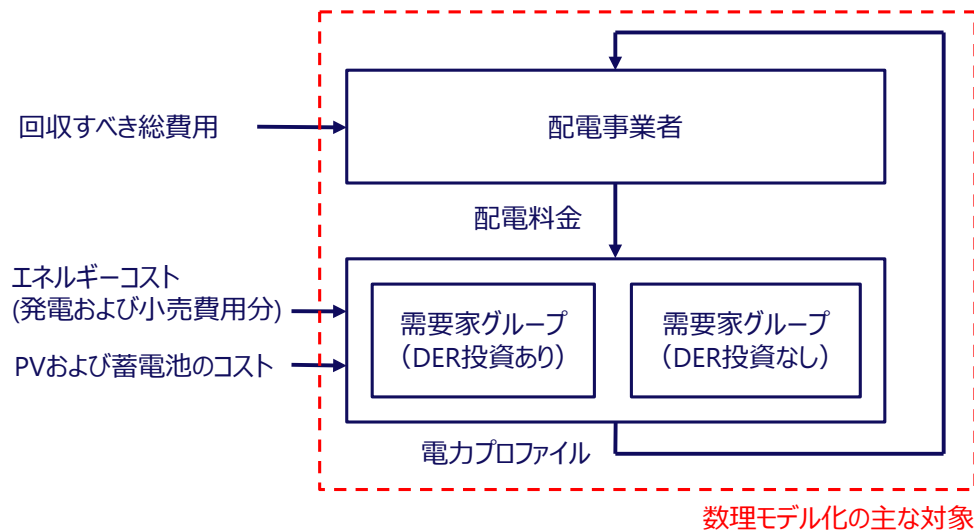
図4 PVと蓄電池を設置した需要家が支払う小売料金の試算結果 [11]

されている。文献 [11]における分析結果を図4に示す。同分析では、従量料金、容量料金およびそれらの組み合わせによる配電料金を設定した場合の料金の支払い状況が示されている。これによると、蓄電池を設置していないAおよびBのケースでは、容量料金を用いることで当該需要家の配電料金の支払いが増加しており、前述したオーストラリアの事例と整合していることがわかる。しかしながら、需要家が蓄電池を保有するCのケースでは、容量料金の場合でも、PVおよび蓄電池の導入により配電料金の支払いが大幅に削減される結果となっている。すなわち、蓄電池の普及が進む将来を想定するならば、容量料金を用いた場合でも、配電事業者の費用回収は保証されないということが明らかにされている<sup>13</sup>。

上で紹介したように、個別の需要家に対する最適化モデルを用いる方法と類似のものとして、蓄電池の運用ルールを直接モデル化する例 [39]もある。いずれの場合も、その目的は、需要家側でのDERへの投資に関わる意思決定や、その運用の効果を分析することにある。実データに基づき現実を反映した電力消費パターンを想定し、配電料金や余剰電力の買い取り価格など各種価格を詳細に設定した上で、現状評価に関わる定量的な分析が可能であることが、このような個別の需要家に対するモデル化の特長として挙げられる。

一方、単一の需要家を対象とした数理モデルでは、配電料金の構造を変更した場合の需要家間の相互の影響を直接記述できないという指摘 [40]がある。ここでいう需要家間の相互の影響は、配電事業者の料金設計を介して生じるものである。例えば、デススパイラル問題の場合、従量料金の下で、ある需要家がDERの導入によって配電料金の支払いを低減させることに対し、配電事業者はkWh当たりの料金単価を値上げすることで、回収漏れを防ぐことが考えられる。その結果が、他の需要家のDERへの投資の意思決定に影響し、そ

<sup>13</sup> 同時に、上記分析は、容量料金の採用により需要家が自身のピークを削減できることを示唆している。しかしながら、これは必ずしも配電事業者にとってピークが抑制されることを技術的および制度的に保証するものではなく、同分析のみを前提として系統設備の削減を行うことは難しい。



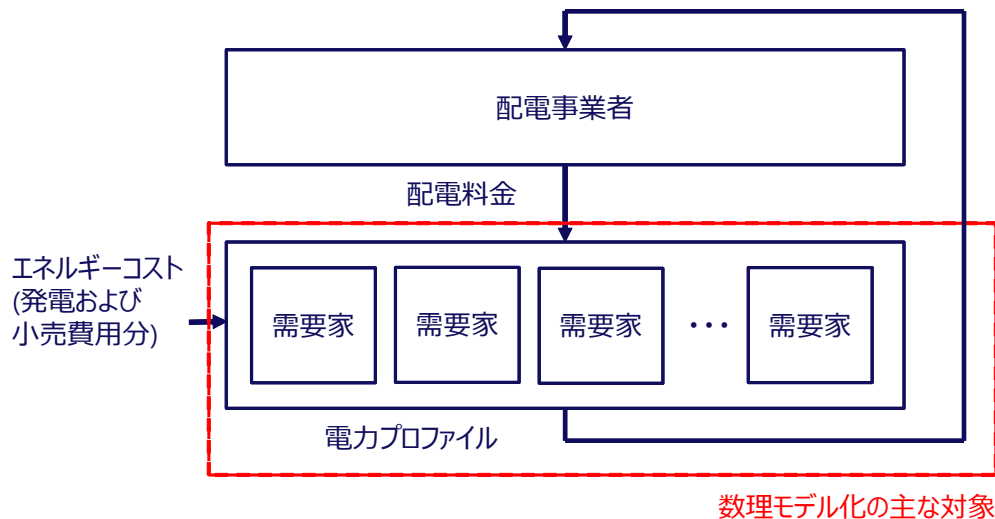
出典：[40]を基に作成

図5 文献 [40] における配電事業者と需要家の相互作用を考慮したモデル

の反応がまた配電事業者へと影響する。このような需要家と配電事業者との間の相互作用を陽に記述する数理モデルの例として、文献 [40]では、階層的な構造を有する最適化モデルが提案されている。具体的には、図5に示す構造を有するモデルが検討されており、設備費用の回収を目的として配電料金を設定する配電事業者を上位レベル、配電料金の変化に対して反応する需要家を下位レベルとして定式化することで、配電事業者と需要家の間の相互作用が記述される。上記の構造はBi-Level問題 [40,41]と呼ばれ、上位(あるいは下位)レベルの結果が下位(あるいは上位)レベルの結果に依存するため、上位と下位の問題をそれぞれ独立に解くことができない構造となっている。文献 [40]の場合、下位レベルにおいて、ある需要家がDER 導入によって配電料金の支払いを低減することは、上位レベルの配電事業者の減収を意味する。これに対して、上位レベルの配電事業者は配電料金の値上げを行い、この結果がまた下位レベルの需要家の意思決定に影響する。上記モデルにより、文献 [40]では、DERを導入した需要家とDERを導入しない需要家の配電料金の支払い額の差が定量化されており、種々の料金構造を設定した場合の結果が比較されている。その結果、前述の文献 [11]と矛盾しない結果が確認されており、上記のいずれの料金体系でも問題の根本解決には至らないことが結論づけられている。ここで、同論文のモデル化の意義は、需要家と配電事業者の間の相互作用が初めて数理モデル上で直接記述されたことにあり、5.1節で述べるように同様の方向性での新たなモデル分析への発展が期待される。

#### 4.2. 配電料金の系統運用費用への影響に関わる分析

デススパイラル問題の懸念に対して、系統設備増強抑制という方策を検討する場合、2.3節で述べた通り、DERの出力制御に対する対価として生じる系統運用費用の評価が重要となる。この際、系統制約逸脱の解消のために、どの程度DERの貢献が必要となるかということは、配電料金の設計に依存する。文献 [37]では、スイスのある住宅街の需要データお



出典：[37]を基に作成

図6 文献 [37]における多数の需要家が配電事業者に与える影響を表すモデル

よび配電システムデータを参考に、現状の配電システムにPVや蓄電池が大量に導入されることを想定した分析が行われている。PVについては、日射量に基づく導入ポテンシャルがそのまま実現するとした将来シナリオを想定し、これに相当する容量の蓄電池も併設されることを前提として、配電システムで生じる混雑の程度を評価する分析が行われている。この場合、現状のシステム容量を越える逆潮流があり、配電事業者はPVに対して出力を抑制するよう再給電指令を行うことが求められる。

この状況を表現するために、文献 [37]では、図6に示す構造の数理モデルが用いられている。PVや蓄電池が導入された需要家を多数想定し、各需要家レベルで電気代(エネルギー取引に係る料金と配電料金の総和)を最小化する最適化問題を解くことにより、それぞれの需要家に対して各時間の需要量および逆潮流量を計算する<sup>14</sup>。上記の設定においては、現状の配電システムの受入容量をこえるPVの導入量を想定しているため、このままでは送電混雑によるシステム制約逸脱が発生する。上記文献では、従量料金や容量料金など種々の配電料金を課した場合の、システム制約逸脱のレベルを比較する分析が行われており、従量料金に比べて容量料金を課した場合の方が、システム制約逸脱の解消に必要なPVへの再給電指令の電力量が少ないことが示されている。すなわち、配電料金の設計が、各需要家の蓄電池の運用への影響を介して、配電事業者のシステム運用費用へと影響することが示されている。本検討は、システム制約逸脱の解消に関してシステム増強以外の方法を陽に考慮したものであり、将来の配電事業者がシステム増強費用とシステム運用費用のトレードオフを検討するための基礎的な結果として位置付けることができる。

上で述べたように、配電料金の設計は、システム制約解消に要する費用に影響する。ただし、DERを保有する需要家と直接関係するのは小売事業者やアグリゲータ等であり、これらの

<sup>14</sup> ここで言及した計算は、文献 [37]で実施されている三段階の計算の第一段階に相当する。文献 [37]では、まず各需要家がシステム制約を考慮せずに自身の取引電力量を決定し、第二段階で、配電事業者がシステム制約逸脱の解消に必要な再給電量を計算する。そして、第三段階で、再び各需要家が、上記再給電量を制約条件として最適化問題を解く。



事業者と配電事業者の利害が必ずしも一致しないことを留意する必要がある。例えば、文献 [38]では、小売事業者が、自身の利益を最大化するように電気料金を設計した場合の配電事業者への影響が分析されている。具体的には、小売事業者が卸市場価格に連動した価格シグナルを用いて需要家との契約を行い、各需要家は利用時間をシフト可能な暖房機器を用いてこのシグナルに反応する。この場合、卸市場価格の変動に合わせて、価格が下落した際に複数の暖房機器が一斉に起動する。これによって、従来は複数の機器が不規則に起動と停止を繰り返していたために生じていなかったはずの新たなピーク需要が発生することとなる。文献 [38]の分析では、このピーク需要が、分析対象の配電系統における従来の年間ピーク需要を上回る可能性が指摘されている。すなわち、過去のデータに基づき想定されるピーク需要に対しては十分とされた系統設備容量を越えるピークが、新たに発生する可能性がある。

このようなピーク需要の発生は、これまでも時間帯別料金やダイナミックプライシングの議論において指摘されてきたものであり、多数の報告例がある。例えば、文献 [42,43]では、ピーク需要の発生が報告されるとともに、その対応策として、価格シグナルを受け取る需要家等が参加する(ローカルな)市場における入札方法や約定方法などの設計を工夫することが提案されている。すなわち、多数の需要家が参加する単一の市場に関しては、すでに検討が進められており、その対応策が議論されている。一方、本報告で着目したような事業者間でのインセンティブの差異の問題に関しては、今後の検討が必要である。

## 5. 今後の課題と展望

本章では、デススパイラル問題の解決に向けた今後の課題と展望を述べる。同問題の総合的な議論のためには、表1に示す第3フェーズに関わる分析と第4フェーズに関わる分析の双方の観点が必要である。すなわち、DERを保有する需要家と保有しない需要家を含めた検討により需要家群全体の反応を予測する分析と、それらの需要家と契約する事業者間の利害の対立に関する分析と組み合わせて議論する必要がある。本章では、これを行うにあたり今後の展望をモデル分析の手法の得失の観点から議論する。5.1節では階層構造を有する最適化モデルについて述べ、5.2節ではマルチエージェントモデルについて述べる。ただし、ここで挙げる手法は4章で紹介した分析例の外挿による検討を行うものであり、課題解決のための手法がこれに限られることを意味するものではない。

### 5.1. 階層構造を有する最適化モデル

4.1節で紹介した文献 [40]では、図5に示す階層構造を有する最適化モデルが用いられている。同文献では、今後の展開として、現状の仮定を緩和する可能性が指摘されている。例えば、同分析においては、配電事業者が回収すべき設備費用があらかじめ与えられていることが仮定されているが、将来の系統の利用状況を見越して設備費用を決定することも含めてモデル化することが今後の課題であると述べられている。この方向は、配電料金の設計次第で将来の系統利用状況が変わりうることを意図したものであり、4.2節で述べた設

備費用と運用費用のトレードオフを考慮した分析につながる観点である。このような分析では、図5に示した構造における上位レベルにおける配電事業者の複雑な意思決定のモデル化する定式化方法が必要となる。この点について、文献 [41,44]では、階層構造を有する最適化問題のモデル化手法がまとめられており、各サブ問題に対する最適解の必要条件を組み合わせることで問題全体の定式化が体系的に行われることが示されている<sup>15</sup>。実際、文献[47,46]などでは、配電事業者をめぐる議論に先駆けて、上記の階層構造を有する最適化の枠組みに基づき、小売事業者やアグリゲータと需要家間の相互作用を分析する方法の有効性が示されており、同枠組みの配電料金の議論への適用が期待される。

一方、上記のモデルの拡張は、上位レベルにおける配電事業者の意思決定のモデルが複雑化することを意味しており、定式化した最適化問題を効率よく解くことができるかどうかという点で課題がある。階層的最適化モデルはその定式化能力に優れる一方、その問題を実際に解くことは、需要家レベルでの単一の最適化モデルと比較して難しい [41,44]<sup>16</sup>。したがって、一般に、従来から検討されている単一の最適化モデルに基づく分析に比べて、各サブ問題について簡易なモデルを用いることが望ましい。実際、文献 [40]では、需要家のDERへの投資および運用に関する最適化問題を、同著者の先行研究 [49]に比べて簡易化するなどの工夫について言及されている。また、図5に示した通り、上記分析においては、DERへの投資を行う需要家のグループと行わないグループが想定されており、それぞれのグループに所属する多数の需要家は、類似の環境下で同様の意思決定をすると仮定され、単一の需要家モデルとして縮約されている。したがって、このような単純化が妥当であるかどうかについて留意しつつ、需要家、配電事業者、小売事業者、アグリゲータなどの関係者間の利害の対立を分析する手法として、階層構造を有する最適化モデルに基づく分析が有効であると考えられる。

## 5.2. マルチエージェントモデル

上で述べたように、関係者間の利害対立を分析するためには、複数の需要家を縮約する単純化がありえる。しかしながら、そのような複数の需要家の縮約が適用可能かどうかは必ずしも自明でなく、モデル化する対象に生じうる現象を適切に把握し、このような単純化の妥当性を確認する必要がある。この点については、特に、多数の需要家が保有するDERの運用に事業者が積極的に関与する将来像を見据えた場合に重要である。そのための手法として、例えばマルチエージェントモデルによる分析がありえる。マルチエージェントモデルに基づく分析は、これまで種々の分野で行われており、その考え方は分野によって異なるものの、図6に示すように、所与の条件に対して多数のエージェントを想定し、その結果を分析するという基本的な枠組みは変わらない。例えば、文献 [50]では金融工学、文献 [51]では電力経済、文献 [52]では制御工学での検討例がある。

<sup>15</sup> 各サブ問題の Karush-Kuhn-Tucker 条件 [45]を組み合わせることで、Complementarity Problem [44]という問題のクラスに帰着し、これに対する種々の解法が示されている。

<sup>16</sup> 例えば、線形計画問題を階層的に組み合わせたモデルは混合整数計画問題となる [41]。

4.2節で述べたように、多数の需要家が一斉に反応することによって生じるピークについて、すべてのエージェントが単一の市場に参加し、物理的な取引量も市場の結果と整合的である場合には、市場の仕組みを工夫することで、ピークの発生は抑制できる。しかしながら、図1に示すように、複数の小売事業者やアグリゲータが相互に影響し合う状況において、配電事業者がその料金設計によりこれらの事業者に対して適切なインセンティブを付与できるかどうかは検討の余地がある。例えば、ある配電系統における需要家のDERが単一のアグリゲータにより管理されるとは限らない場合、DERにはどの事業者と取引するか選択する余地があり、それぞれの事業者が提示する価格シグナルによっては、配電系統の利用状況が大きく変わりうる。また、各需要家が独自にDERを運用する場合には、価格シグナルの設定の意図通りに需要家が反応する保証はない。このような状況における需要家の反応を予測する試みとして、文献 [53]では、各需要家の機器の動作を模擬した簡易なルールベースの運用に基づく分析が行われており、需要家群全体としての電力消費について、特徴的な頻度分布がみられることを示している。このように、多数の需要家が個別に市場環境に反応した結果として生じる現象のメカニズムの検討は、将来のDERの利活用のあり方を決定する制度設計を議論する上で重要な課題である。

## 6. おわりに

本報告では、再生可能エネルギー電源や蓄電池などの分散型エネルギー源(DER)の導入とその利活用が進む将来像を前提として、配電料金設計の議論に資するモデル分析の動向を紹介した。具体的には、DERの導入に伴い近年顕在化してきた課題として、配電事業者の費用の回収漏れや需要家間の不公平をもたらすデススパイラルの問題を取り上げ、期待される解決策としての系統増強抑制に関わる配電料金設計上の課題を議論した。

まず、上記の問題が既に発生していると指摘されているオーストラリアの事例を紹介し、従来通りの従量料金主体の料金構造ではなく、容量料金を採用することが対応策として有効とされていることを述べた。ただし、デススパイラル問題が顕在化するかどうかは、DERのコストや市場環境に加え、過去の系統設備投資の大きさなどにも依存しており、同問題が発生するかどうかの基準は明確でない。また、問題が発生したとして、容量料金の採用が解決策となるわけでは必ずしもない。4.1節で分析例を紹介したように、需要家がDERの運用をどのように行うかによって、容量料金を採用した場合でも費用を回収できないケースがあり、需要家間の公平性を確保しつつ費用回収を確実にを行う料金構造は見つかっていない。適切な料金構造が見つからないという意味では、蓄電池のコスト低下や電気自動車の普及を想定した将来においては、わが国においても同様の問題が生じうる。

一方、上で述べた分析例は、料金構造の工夫しだいでピーク需要の削減を促すことが可能であることを示唆しており、このような前提では、配電系統の設備増強を抑制できる可能性もある。設備増強を抑制するという考え方は、需要家から回収すべき費用を削減するという意味で将来のデススパイラル問題の発生を防ぐことに寄与する。この考え方は、DERの系統運用への貢献がなければ送電混雑などの系統制約逸脱が発生しうる状況でも、

必ずしも増強を行わないことを意味しており、これまではその技術的および制度的な制約により実務に取り入れられる段階には至っていなかった。しかしながら、近年、英国や米国において、DERの出力制御に関する配電事業者の取り組みが見られるようになり、今後の進展が期待されている。仮にこのような進展を前提とすれば、系統増強抑制の取り組みにより配電事業者の将来コストを低減させることが、将来顕在化するデススパイラル問題を緩和する方策となる。

本報告では、上記背景を踏まえ、デススパイラル問題への対応策としての系統増強抑制に関わる課題を議論した。具体的には、同対応策がデススパイラル問題の議論をより複雑にするという問題の構造を指摘した上で、料金構造の設計が配電事業者の回収すべき総費用に与える影響を分析する必要があることを述べた(第2章)。続いて、配電料金設計に関わる既存研究の動向を4つのフェーズに分類して紹介し、特に、第4フェーズの検討は、デススパイラル問題に対する直接の分析例ではないもの、小売事業者やアグリゲータ等と配電事業者の間の利害の対立について重要な分析例であることを指摘した(第3章)。これに関連する取り組みとして、自身の最適化問題のみでなく、相手の反応も含めてモデル化するゲーム論的枠組みに基づくモデル分析の例を紹介した(4.1節)。本取り組みは、階層構造を有する最適化問題として定式化されており、その分析対象はあくまで配電事業者と需要家のみ、あるいはアグリゲータ等と需要家のみであるものの、同枠組みは拡張性のあるものであり、今後の展開が期待される(5.1節)。一方、上記最適化モデルは、多数の需要家の反応を縮約して単純化したものであり、その妥当性を確認する必要がある。この点については別途、モデル分析あるいは実データに基づく検討が必要であるが、本報告では、モデル分析の例として、料金設計に関わるマルチエージェント的なモデル分析例を紹介した(4.2節)。ここでは、価格メカニズムによる新たなピーク需要の発生が問題となっていることを紹介し、同ピークの発生を防ぐ方策が、単一の市場に関して進められていることを述べた。しかしながら、本報告における議論のように、複数の市場が関係する場合には、そこに生起する現象は必ずしも自明ではなく、そのメカニズムを検討することが今後重要であることを述べた(5.2節)。

## 参考文献

- [1] F. Lévêque (2003) *Transport Pricing of Electricity Network*, Kluwer Academic Publishers.
- [2] 電気事業講座編集委員会 (2008) 電気事業講座第6巻 電気料金, エネルギーフォーラム.
- [3] AF-Mercados, REF-E and InDRA (2015) *Study on Tariff Design for Distribution Systems: Final Report*, European Commission, available at [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final\\_revREF-E.PDF](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF) accessed 2018/02/20.
- [4] Eurelectric (2016) *Network Tariffs: A Eurelectric Position Paper*, available at [http://www3.eurelectric.org/media/268408/network\\_tariffs\\_\\_position\\_paper\\_final\\_as-2016-030-0149-01-e.pdf](http://www3.eurelectric.org/media/268408/network_tariffs__position_paper_final_as-2016-030-0149-01-e.pdf) accessed 2018/02/20.
- [5] Council of European Energy Regulators (2017) *Electricity Distribution Network Tariffs: CEER Guidelines of Good Practice*, Ref: C16-DS-27-03, available at <http://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1bdc6307-7f9a-c6de->

6950-f19873959413 accessed 2018/02/20.

- [6] 電力・ガス取引等監視委員会 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, [http://www.emsc.meti.go.jp/activity/index.html#emsc\\_network](http://www.emsc.meti.go.jp/activity/index.html#emsc_network) accessed 2018/02/20.
- [7] 古澤健, 岡田健司, 丸山真弘, 朝野賢司, 永井雄宇(2016) 欧州の配電事業者の配電料金設計の現状と課題—系統需要減少の影響を中心に—, 電力中央研究所報告, Y15024.
- [8] 古澤健, 岡田健司 (2017) “欧州の配電料金構造の動向と課題—固定定額の従量料金主体の料金構造の限界とその対応策—”, 電力経済研究, No. 64, pp. 78-88.
- [9] P. Simshauser (2014) *Network Tariffs: Resolving Rate Instability and Hidden Subsidies*, AGL Applied Economic and Policy Research Working Paper, No. 45.
- [10] P. Simshauser (2016) “Distribution network prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs”, *Energy Economics*, No. 54, pp. 108-122.
- [11] D. Mountouri, F. Kienzle, V. Poulios, C. Dobeli and H. Luternaure (2015) “Suitable network tariff design for the grid integration of decentralized generation and storage”, In proc. *CIREN 23rd International Conference on Electricity Distribution*, Paper 1062.
- [12] 浅野浩志, 今中健雄 (1999) 電力流通部門におけるDSMプログラムの効果分析手法, 電力中央研究所報告 Y99005.
- [13] D. Treballe, T. Gómez, R. Cossent, and P. Frías (2010) “Distribution planning with reliability options for distributed generation”, *Electric Power Systems Research*, No. 80, pp. 222-229.
- [14] R. Poudineh, T. Jamasb (2014) “Distributed generation, storage, demand response and energy efficiency as alternatives to grid capacity enhancement”, *Energy Policy*, No. 67, pp. 222-231.
- [15] Energy Networks Association (2015) *Active Network Management Good Practice Guide*, available at [http://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205\\_ENA\\_ANM\\_report\\_AW\\_online.pdf](http://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf) accessed 2018/02/20.
- [16] 宍戸祥 (2017) “英米事例にみる分散型エネルギー資源の普及下における配電事業者の取り組みと配電系統利用料金について”, 海外電力, Vol. 59, No. 7, pp. 18-30.
- [17] RA. Verzijlbergh, L.J. De Vries, and Z. Lukszo (2014) “Renewable energy sources and responsive demand. Do we need congestion management in the distribution grid?”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 29, No. 5, pp. 2119-2128.
- [18] E.Ntakou and M. Caramanis (2014) “Price discovery in dynamic power markets with low-voltage distribution-network participants”, *Proc. the 50th IEEE Transmission & Distribution Conference and Exposition*, pp. 1-5.
- [19] M. Caramanis, E. Ntakou, W. Hogan, A. Chakraborty, J. Schoene (2016) “Co-optimization of power and reserves in dynamic T&D power markets with nondispatchable renewable generation and distributed energy resources”, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 104, No. 4, pp. 807-836.
- [20] A.R. Malekpour, A. Pahwa, B. Natarajan (2016) “Hierarchical architecture for integration of rooftop PV in smart distribution systems”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Published on line: doi:10.1109/TSG.2016.2605502.
- [21] T. Jamasb and M. Pollitt (2003) “International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities”, *Energy Policy*, No. 31, pp. 1609-1622.
- [22] 三枝まどか, 服部徹 (2011) ドイツの送配電事業におけるインセンティブ規制の課題—低炭素社会に向けた設備投資への影響を中心に—, 電力中央研究所報告, Y10032.
- [23] 一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則 (平成二十八年経済産業省令第二十二号) available at [http://elaws.e-gov.go.jp/search/elawsSearch/elaws\\_search/lsg0500/detail?lawId=428M60000400022&openerCode=1](http://elaws.e-gov.go.jp/search/elawsSearch/elaws_search/lsg0500/detail?lawId=428M60000400022&openerCode=1) accessed 2018/02/20.
- [24] T. Jamasb and M. Pollitt (2008) “Reference models and incentive regulation of electricity distribution networks: An evaluation of Sweden’s Network Performance Assessment Model (NPAM)”, *Energy Policy*, No. 36, pp. 1788-1801.
- [25] C.M. Domingo, T.G.S. Roman, A. Sánchez-Miralles, J.P.P. González, and A.C. Martínez (2011) “A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 1, pp. 190-197.
- [26] M.P.R. Ortega, J.I. Pérez-Arriaga, J.R. Abbad, J.P. González (2008) “Distribution network tariffs: A closed

- question?", *Energy Policy*, No.36, pp.1712-1725.
- [27] A. Picciariello, J. Reneses, P. Frias, L. Söder (2015) Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies?", *Electric Power Systems Research*, No. 119, pp. 370-376.
- [28] M.G. Pollitt (2016), *Electricity Network Charging for Flexibility*, EPRG Working Paper 1623, available at <https://www.repository.cam.ac.uk/handle/1810/262555> accessed 2018/02/20.
- [29] F.A. Felder, R. Athawale (2014) "The life and death of the utility death spiral," *The Electricity Journal*, Vol. 27, No. 6, pp. 9-16.
- [30] G. Macfadzean, S. Weatherhead, P. Taylor, I. Alexander and M. Pollitt (2016) "The impacts of distributed energy resources on future network utility tariff structures", In proc. *2016 Grid of the future symposium*, CIGRE US national Committee.
- [31] MIT Energy Initiative (2016) *Utility of the Future: An MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition*, available at <http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf> accessed 2018/02/20.
- [32] Con Edison, Non-Wires Solutions, available at <https://www.coned.com/en/business-partners/business-opportunities/non-wires-solutions> accessed 2018/03/26.
- [33] Ofgem (2017) *Targeted Charging Review: A consultation*, available at <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/targeted-charging-review-consultation> accessed 2018/02/20.
- [34] W.J. Hausman and J.L. Neufeld (1989) "Engineers and economists: Historical perspectives on the pricing of electricity", *Technology and Culture*, Vol. 30, No.1, pp.83-104.
- [35] A.Faruqui and S. Sergici (2010) "Household response to dynamic pricing of electricity: A survey of 15 experiments", *Journal of Regulatory Economics*, No. 38, pp. 193-225.
- [36] D.S. Kirschen, G. Strbac, P. Cumperayot, D.P. de Mendes (2000) "Factoring the elasticity of demand in electricity prices" *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, pp. 612-617.
- [37] U. Markovic, E. Kaffe, D. Mountouri, F. Kienzle, S. Karagiannopoulos, and A. Ulbig (2016) "The future role of a DSO in distribution networks with high penetration of flexible prosumers", In proc. *2016 CIRED Workshop*.
- [38] N. Belonogova, P. Valtonen, J. Tuunanen, S. Honkapuro, and J. Partanen (2013) "Impact of market-based residential load control on the distribution network business", In proc. *22nd International Conference on Electricity Distribution*.
- [39] R. Hledik and G. Greenstein (2016) "The distributional impacts of residential demand charges", *The Electricity Journal*, No. 29, pp. 33-41.
- [40] T. Schittekatte, I. Momber, and L. Meeus (2017) *Future-Proof Tariff Design: Recovering Sunk Grid Costs in a World Where Consumers are Pushing Back*, Robert Schuman Centre for Advanced Studies Research Paper No. RSCAS, available <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/46044> accessed 2018/02/20.
- [41] S. A. Gabriel, A. J. Conejo, J. D. Fuller, B. F. Hobbs, and C. Ruiz (2013), *Complementarity Modeling in Energy Markets*, Springer.
- [42] D. Dallinger, M. Wietschel (2012) "Grid integration of intermittent renewable energy sources using price-responsive plug-in electric vehicles", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, No. 16, pp. 3370-3382.
- [43] F. Kühnlenz (2017) "Implementing flexible demand: Real-time price vs. market integration", arXiv, 1709.02667v1
- [44] G. Isac, V. Bulavsky, and V. Kalashnikov (2002) *Complementarity, Equilibrium, Efficiency and Economics*, Kluwer Academic Publishers.
- [45] D. G. Luenberger and Y. Ye (2008) *Linear and Nonlinear Programming, 3rd ed.*, Springer.
- [46] I. Momber, S. Wogrin, and T.G.S. Román (2016) "Retail pricing: A bilevel program for PEV aggregator decisions using indirect load control", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, No. 1, pp. 464-473.
- [47] M. Zugno, J.M. Morales, P. Pinson, and H. Madsen (2013) "A bilevel model for electricity retailers' participation in a demand response market environment", *Energy Economics*, No. 36, pp. 182-197.
- [48] H. von Stackelberg (2011), *Market Structure and Equilibrium*, Springer, Translation by D. Bazin, L. Urch and R. Hill from the German language edition "Marktform und Gleichgewicht," Springer (1934).
- [49] T. Schittekatte, M. Stadler, G. Cardoso, S. Mashayekh, N. Sankar (2016) "The impact of short-term stochastic

variability in solar irradiance on optimal microgrid design”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Published online: doi:10.1109/TSG.2016.2596709

- [50] T. Lux and M. Marchesi (1999) “Scaling and criticality in a stochastic multi-agent model of a financial market”, *Nature*, No. 397, pp. 498-500.
- [51] 栗原郁夫, 岡田健司, 渡邊勇, 渡邊尚史, 熊野照久, 松井正一, 所健一 (2002), “電力市場のシミュレーション—マルチエージェントシステムによる電力市場の基本モデルの開発—”, 電力中央研究所報告 T01036.
- [52] R. Olfati-Saber, J. A. Fax, and R. M. Murray (2007) “Consensus and Cooperation in Networked Multi-Agent Systems”, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 95, No. 1, pp. 215-233.
- [53] S. M. Krause, S. Börries, and S. Bornholdt (2015) “Econophysics of adaptive power markets: When a market does not dampen fluctuations but amplifies them”, *Physical Review E*, No. 92, 012815.