

博士論文

論文題目 スマートコミュニティにおける余剰エネルギー  
を価値化する事業のオプションに関する研究

氏名 藤平 慶太



## 要旨

本研究は、「スマートコミュニティ」の下でのエネルギーインフラを活用した、再生可能エネルギー導入者（プロシューマー/再生可能エネルギー発電事業者）による再生可能エネルギーの余剰エネルギーを価値化する事業のオプション（以下、事業オプション）の価値について検証を行うものである。再生可能エネルギーの一層の普及のためには、「価値をつなげる技術」であるハードのエネルギーインフラの存在が必要となるが、それに加えて「ダイナミックプライシング」という経済原理による電力需給バランスの調整の仕組みが有効となる。さらに再生可能エネルギー導入者が事業オプションを行使するためには、経済原理の下で一定の条件がそろふ必要がある。本研究では、再生可能エネルギー導入者が持つ事業オプションの価値構造の分析とケーススタディを基に、その条件について明らかにした。さらに、その条件を整えるための制度・事業環境について考察した。

近年では国内外において、地球温暖化対策やエネルギーセキュリティの向上を目的として、再生可能エネルギーの導入が急速に進んでいる。一方で、再生可能エネルギーのさらなる拡大のためには、再生可能エネルギーに起因するエネルギー需給バランスの不確実性に関する課題への解決策が求められている。出力の変動が大きい太陽光発電や風力発電という変動電源の増加により、再生可能エネルギーの供給量が電力系統の受け入れ可能量を超過する事態が発生し、地域によっては新たな再生可能エネルギーの導入が困難になっていく可能性が高まる。将来的に住宅等において太陽光発電等の小規模分散型のエネルギーを導入する「エネルギー生産消費者（プロシューマー）」が増加していけば、さらにこの需給バランスの不確実性が高まることになる。

本研究では、「スマートコミュニティ」の概念が、エネルギー需給バランスの不確実性を緩和させるためのエネルギーインフラの整備を特徴とするものであると考えた。エネルギー需給バランスの不確実性によって生まれる余剰エネルギーは、「価値をつなげる」ためのエネルギーインフラを利用した再生可能エネルギー導入者の事業オプションによって価値化させることができる。本研究では、「スマートコミュニティ」の下で再生可能エネルギーの不確実性を解決する上で特に重要なエネルギーインフラについて、①「変動するエネルギーの価値を高めるインフラ」である「エネルギー情報通信インフラ」、及び、②「使いきれないエネルギーを価値化するインフラ」である「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」の2種類に着目した。この2種類のエネルギーインフラが、再生可能エネルギー導入者に対して与える事業オプションに着目した。事業の不確実性を勘案して事業評価を行う手法であるリアルオプションの構造を加味したモンテカルロ DCF 法によって、余剰エネルギーの価値化の構造についての検証を行った。その上でケーススタディを行い、再生可能エネルギー導入者が事業オプションを行使する条件について明らかにした。

電力需給バランスの不確実性を緩和する仕組みとして、まずエネルギー情報通信インフラを活用して電力価格に市場原理を適用するダイナミックプライシングを需要側のみならず供給側にも適用することを提案した。ダイナミックプライシングの下で2種類のエネルギーインフラが、再生可能エネルギー導入者に対して、余剰エネルギーを価値化するための追加設備投資を行使価格とする事業オプションを与える構造を示し、その価値の評価モデルを構築した。これに基づいて、事業オプションの価値についてそれぞれケーススタディを行い、不確実性の要素を変数とする感度分析を実施した。

「エネルギー情報通信インフラ」については、ダイナミックプライシングの下で、「蓄電設備」によってプロシューマーが得ることができる事業オプションである「売電タイミングオプション」と「蓄電設備導入オプション」の価値構造について分析を行った。これをもとに価値を定量化する評価モデルを構築し、ケーススタディをもとに、事業オプションの価値についての分析を実施した。価値を決定する不確実性の要素を分解し、電力価格変動幅、蓄電設備容量、太陽光発電設備容量、蓄電設備単価、発電原価との関係について2変数の感度分析を実施し、電力価格変動幅が価値の変化に与える影響度合いについて検証した。これにより、プロシューマーが「蓄電設備導入オプション」を行使する条件について示した。

「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」については、ダイナミックプライシングの下で、「水素製造設備」によって再生可能エネルギー発電事業者が得ることができる事業オプションである「売電/水素選択オプション」と「水素製造設備導入オプション」の価値構造について分析を行った。ケーススタディをもとに、電力価格変動幅、水素製造設備規模、水素製造設備単価、発電原価、水素販売価格との関係について2変数の感度分析を実施し、電力価格変動幅と水素販売価格が価値の変化に与える影響度合いについて検証した。これにより、再生可能エネルギー発電事業者が「水素製造設備導入オプション」を行使する条件について示した。

事業オプションの価値を決定する要素には、再生可能エネルギー導入者が規模/種類を選択できる要素と、外部環境に対応し導入タイミングを選択できる要素がある。再生可能エネルギー導入者は、設備の規模/種類については、採算分岐点を勘案しながら適切な規模の設備を導入する。一方、電力価格変動幅や水素販売価格という外部環境の変化に対しては、事業オプションの行使タイミングを延期するリアルオプション（「延期オプション」）によって事業リスクへ対応することができる。再生可能エネルギー事業は事業期間が長期間になるため、将来の需給バランスに不確実性に対応して事業判断の柔軟性を持つことが望ましい。本研究で示したエネルギーインフラは、再生可能エネルギーの導入者に、エネルギー需給バランスの不確実性に対応した事業オプションを提供する。

「スマートコミュニティ」におけるエネルギーインフラとダイナミックプライシングが電力系統の運用に与える価値は、再生可能エネルギー増加による電力系統の不確実性に関するリスクを再生可能エネルギー導入者に経済的手法で転嫁できるということにある。物理的な需給バランスの解決方法である出力抑制と違い、ダイナミックプライシングは、再生可能エネルギー導入者にとって行動をマネジメントできるリスクとなる。電力需給バランスの不確実性が大きくなった場合に、出力抑制のケースでは収益は減少するが、逆にダイナミックプライシングのケースでは事業オプションの追加的価値によって収益が増加する。すなわち、電力系統内の再生可能エネルギー導入量が増加に伴う不確実性の増大により、再生可能エネルギー導入者にとっては長期的な収益を向上させることが可能になる。その理由は、エネルギーの「利用時間」（売電タイミング）または「利用方法」（水素製造）が変わることで、余剰エネルギーの価値が高まることによる。

再生可能エネルギー導入者が上記の事業オプションを持つためには、ハードのインフラに加えて、制度・事業環境の整備が必要となる。「スマートコミュニティ」を、「電力需要」と「大規模再生可能エネルギー供給ポテンシャル」の観点から類型化し、「都市型」と「地方型」の「スマートコミュニティ」で再生可能エネルギー拡大を促す条件について考察した。また、「エネルギー情報通信インフラ」と「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」における事業オプションの感度分析結果を踏まえ、制度・事業環境の整備についての考察を行った。本事業で示した事業オプションを実現するためには、電力取引の仕組みの構築や、技術開発支援等が行われる必要がある。将来的に、「スマートコミュニティ」に関連したインフラ整備や制度設計が行われる際には、本研究で検証した事業オプションの価値構造の分析と価値に影響を与える要素の感度分析結果を活用できる。

本研究におけるダイナミックプライシングは、現在日本をはじめ各国で導入されている再生可能エネルギー固定価格買取制度（Feed-in-Tariff：FIT）の制度が将来的に廃止され、次のフェーズの社会制度が構築されることを想定している。本研究の前提条件となっているエネルギーインフラに関連する技術は、2018年時点では開発途上であるか、または実用化のためには大幅なコスト削減が求められる最先端技術である。これらのエネルギーインフラが本格的に整備され、制度設計の変更が行われるのは、2020～2030年頃であると想定している。本研究により、エネルギーインフラが再生可能エネルギー導入者に与える事業オプションの価値構造を明らかにすることで、今後の技術開発の方向性や制度設計への示唆を与えることができた。再生可能エネルギーの持つエネルギー需給バランスの不確実性の課題は、日本国内のみでなく、これから再生可能エネルギーを拡大しようとする世界各国において表出してくるものである。本研究が、世界における再生可能エネルギー拡大のための課題解決に向けて、エ

エネルギーインフラの持つ価値の再確認につながり、関連技術の研究開発及び関連政策の推進に寄与できることを期待したい。

## 謝辞

本研究において、主査の湊隆幸先生には、当初は漠然としていた研究テーマに対して事業評価の手法の観点からの深い洞察と多大なアイデアをいただきました。また、社会人学生として研究がなかなか進まない中、正味5年間にわたり粘り強くご指導を賜りました。本研究テーマを博士論文として取りまとめるに至りましたことは、ひとえに湊先生のご指導の賜物であると考えており、心より感謝いたします。

お忙しい中、副査をお引き受けいただいた本田利器先生、坂本麻衣子先生、吉田好邦先生、杉山正和先生からは、博士論文の質の向上に関する貴重なご助言を頂戴いたしましたこと、お礼を申し上げます。

妻の藤平由利子には、私が週末のほとんどの時間を研究に費やすことを許容してもらいました。長女の真里奈は、幼少時より週末に父親が机に座っている記憶しか残っておらず不満も多かったことかと思いますが、将来は同じように学業に励んでもらいたいと考えています。家族にはこの場を借りて深く感謝申し上げます。

## 目次

1. 序論.....	1
1. 1 研究の背景.....	1
1. 2 研究目的 .....	2
1. 3 研究方法 .....	5
1. 4 既往研究 .....	8
1. 5 論文の構成.....	11
2. 「スマートコミュニティ」の概念とその意義 .....	13
2. 1 再生可能エネルギーを取り巻く日本の状況.....	13
2. 2 「スマートコミュニティ」の概念.....	16
2.2.1 日本における「スマートコミュニティ」の概念の位置づけ .....	16
2.2.2 日本における「スマートコミュニティ」 .....	19
2.2.3 世界におけるスマートコミュニティの位置づけ.....	23
2. 3 本研究における「スマートコミュニティ」に関連するキーワードの整理.....	25
3. 再生可能エネルギー拡大による不確実性と余剰エネルギーを価値化するエネルギー インフラ .....	31
3. 1 再生可能エネルギーに対してエネルギーインフラが提供する事業オプション .....	31
3.1.1 再生可能エネルギーの意思決定とエネルギーインフラの意義 .....	31
3.1.2 「スマートコミュニティ」における事業オプションの提供者 .....	32
3. 2 エネルギーの「生産消費者（プロシューマー）」による小型分散型エネルギーの 導入と自家消費電力による余剰エネルギーの不確実性 .....	34
3.2.1 プロシューマーの出現によって生み出される不確実性 .....	34
3.2.2 プロシューマーが導入するエネルギー創出技術.....	37
3.2.3 エネルギー情報通信インフラの関連技術 .....	41
3.2.4 エネルギー情報通信インフラによってプロシューマーが得る選択肢.....	44
3. 3 エネルギー情報通信インフラによって適用可能となるダイナミックプライシン グ .....	47
3.3.1 ダイナミックプライシングによる電力価格の変化.....	47
3.3.2 電力価格決定要因と価格変動（供給側） .....	51
3.3.3 変動電源の拡大による電力市場価格への影響 .....	53
3.3.4 ダイナミックプライシングによる電力需給バランスの調整.....	55
3.3.5 ダイナミックプライシングの下での再生可能エネルギーへのインセンティ ブ.....	57
3.3.6 エネルギー情報通信インフラと更新コスト.....	58
3. 4 大規模再生可能エネルギーの大量導入と電力系統の受け入れの不確実性.....	59



3.4.1	大規模再生可能エネルギーの大量導入によって生み出される不確実性	59
3.4.2	水素によるエネルギー輸送・貯蔵インフラの関連技術	66
3.4.3	水素に関連する制度・事業環境	70
3.4.4	出力抑制によって電力系統の電力需給バランスの調整が行われるケースにおいてエネルギー貯蔵・輸送インフラが再生可能エネルギー発電事業者に与える選択肢	71
3.5	インフラとしての社会制度	74
3.5.1	インセンティブ	75
3.5.2	制度設計	76
3.5.3	技術開発	77
3.5.4	マスタープラン	78
4.	エネルギーインフラの整備が再生可能エネルギー事業に付与する事業オプションの構造	81
4.1	不確実性を加味した事業価値を検証するためのリアルオプション分析の応用	81
4.1.1	割引キャッシュフローモデルとリアルオプション分析	82
4.1.2	コールオプションとプットオプション	84
4.1.3	リアルオプションの計算方法	86
4.2	エネルギー情報通信インフラによって価値化されるプロシューマーの余剰エネルギー	90
4.2.1	インフラにより提供される事業オプション	90
4.2.2	ダイナミックプライシングの下での電力価格の不確実性	91
4.2.3	事業オプションの価値構造の分析	95
4.2.4	ケーススタディ	103
4.2.5	価値を決定する要素の検証	111
4.2.6	二項格子モデルによる「延期オプション」のリアルオプション価値の検証	129
4.3	エネルギー貯蔵・輸送インフラによって価値化される再生可能エネルギー発電事業者の余剰エネルギー	132
4.3.1	インフラにより提供される事業オプション	132
4.3.2	不確実性の構造	135
4.3.3	事業オプションの価値構造の分析	136
4.3.4	ケーススタディ	142
4.3.5	価値を決定する要素の検証	151
4.3.6	二項格子モデルによる「延期オプション」のリアルオプション価値の検証	170

5. 考察.....	176
5. 1 エネルギーインフラによって変わる電力系統のリスク構造の変化への示唆	176
5.1.1 電力系統におけるリスクの再生可能エネルギー導入者への転嫁.....	176
5.1.2 再生可能エネルギー導入者におけるリスクへの対応.....	179
5. 2 電力需給からみる「スマートコミュニティ」の類型と施策.....	183
5.2.1 「スマートコミュニティ」の類型.....	183
5.2.2 「都市部型スマートコミュニティ」において再生可能エネルギーを増やす施策.....	187
5.2.3 「地方型スマートコミュニティ」と再生可能エネルギー導入量を増やす施策.....	190
5. 3 事業オプションの分析結果の制度設計への示唆.....	194
5.3.1 エネルギー情報通信インフラの分析結果からの「スマートコミュニティ」関連政策への示唆.....	195
5.3.2 エネルギー貯蔵・輸送インフラの分析結果からの「スマートコミュニティ」関連政策への示唆.....	201
5. 4 エネルギーインフラの存在による「スマートコミュニティ」の社会的価値への示唆.....	205
5.4.1 「スマートコミュニティ」におけるエネルギーの循環.....	205
5.4.2 「スマートコミュニティ」のエネルギーインフラの整備が再生可能エネルギー普及に与える影響.....	209
5.4.3 途上国/新興国への適用.....	213
6. 結論.....	215
6. 1 本研究の成果.....	215
6. 2 今後の展望.....	218
参考文献.....	219

## 1. 序論

### 1. 1 研究の背景

パリ協定（2015年）をはじめとする国際的な地球温暖化対策の取り組みを受けて、世界各国では再生可能エネルギーの導入が進められている。日本においては、2012年に再生可能エネルギー固定価格買取制度（FIT：Feed-in-Tariff）が開始され、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーの導入が拡大している。政府が2030年までに再生可能エネルギーの導入を22～24%に拡大させるとの見通しを設定している一方で、再生可能エネルギーのさらなる拡大には、再生可能エネルギーの持つエネルギー需給バランスの不確実性に関する課題が表出しており、解決策が求められている。出力の変動が大きい太陽光発電の急増により、再生可能エネルギーの供給量が電力系統の受け入れ可能量を超過する事態が発生し、地域によっては新たな再生可能エネルギーの導入が困難になっている。将来的に家庭において太陽光発電や定置型燃料電池などの小規模分散型のエネルギーが増加していけば、さらにこの需給バランスの不確実性を高めることとなる。

これらの再生可能エネルギーの大量導入に伴う不確実性に対応するエネルギーシステムの在り方として「スマートコミュニティ（またはスマートシティともいう）」の概念がある。分散型の再生可能エネルギー・省エネルギー関連技術と情報通信技術（ICT）を融合させて地域単位で効率的なエネルギー利用を行うことが、「スマートコミュニティ」の概念の特徴である。

「スマートコミュニティ」の概念によるエネルギー政策や地域設計は、世界各地で行われるようになっており、世界では約400の関連プロジェクトが立ち上がっているとされている[1]。特に再生可能エネルギーの大量導入が政策的に推進されている先進地域である欧州では、「スマートコミュニティ」の構築についても先進地域となっている。日本でも、国の予算での大規模スマートコミュニティ実証事業が行われるなど、街づくりの観点とともに、産業政策の観点からも技術開発に大きな力が入れられてきた。

再生可能エネルギーが拡大し、さらにエネルギーシステム改革で発電事業や電力小売事業が多様化する今後のエネルギー事業の市場環境下では、エネルギー導入に関する意思決定が分散化する。意思決定の分散化は、従来の計画的なエネルギー開発に比べてエネルギー需給バランスの不確実性をさらに拡大させる。

一方で、この不確実性によって余剰となるエネルギーは、「価値をつなげる」ためのエネルギーインフラが整備されることで価値化を行うことができる。また、エネルギーインフラの整備とともに、電力価格に市場原理を適用する「ダイナミックプライシング」の制度の実現により、「余剰エネルギー」を円滑に流通させることができるようになる。

このような背景のもと、本研究では、「余剰エネルギー」の価値化につながる「スマートコミュニティ」の下でのエネルギーインフラの役割に着目した。

## 1. 2 研究目的

本研究は、「スマートコミュニティ」の下でのエネルギーインフラを活用した、再生可能エネルギー導入者（プロシューマー/再生可能エネルギー発電事業者）による再生可能エネルギーの余剰エネルギーを価値化する事業のオプション（以下、事業オプション）の価値について検証を行うものである。再生可能エネルギーの一層の普及のためには、「価値をつなげる技術」であるハードのエネルギーインフラの存在が必要となるが、それに加えて「ダイナミックプライシング」という経済原理による電力需給バランスの調整の仕組みが有効となる。さらに再生可能エネルギー導入者が事業オプションを行使するためには、経済原理の下で一定の条件がそろう必要がある。本研究では、再生可能エネルギー導入者が持つ事業オプションの価値構造の分析とケーススタディを基に、その条件について明らかにした。さらに、その条件を整えるための制度・事業環境について考察した。

本研究では、「スマートコミュニティ」の概念が、エネルギー需給バランスの不確実性を緩和させるためのエネルギーインフラの整備を特徴とするものであると考えた。エネルギー需給バランスの不確実性によって生まれる余剰エネルギーは、「価値をつなげる」ためのエネルギーインフラを利用した再生可能エネルギー導入者の事業オプションによって価値化させることができる。本研究では、「スマートコミュニティ」の下で再生可能エネルギーの不確実性を解決する上で特に重要なエネルギーインフラについて、①「変動するエネルギーの価値を高めるインフラ」である「エネルギー情報通信インフラ」、及び、②「使いきれないエネルギーを価値化するインフラ」である「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」の2種類に着目した。この2種類のエネルギーインフラが、再生可能エネルギー導入者に対して与える事業オプションに着目した。事業の不確実性を勘案して事業評価を行う手法であるリアルオプションの構造を加味したモンテカルロ DCF 法によって、余剰エネルギーの価値化の構造についての検証を行った。その上でケーススタディを行い、再生可能エネルギー導入者が事業オプションを行使する条件について明らかにした。

電力需給バランスの不確実性を緩和する仕組みとして、まずエネルギー情報通信インフラを活用して電力価格に市場原理を適用する「ダイナミックプライシング」を需要側のみならず供給側にも適用することを提案した。ダイナミックプライシングの下で2種類のエネルギーインフラが、再生可能エネルギー導入者に対して、余剰エネルギーを価値化するための追加設備投資を行使価格とする事業オプションを与える構造を示し、その価値の評価モデルを構築した。これに基づいて、事業オプションの価値

についてそれぞれケーススタディを行い、不確実性の要素を変数とする感度分析を実施した。

「エネルギー情報通信インフラ」については、ダイナミックプライシングの下で、「蓄電設備」によってプロシューマーが得ることができる事業オプションである「売電タイミングオプション」と「蓄電設備導入オプション」の価値構造について分析を行った。これをもとに価値を定量化する評価モデルを構築し、ケーススタディをもとに、事業オプションの価値についての分析を実施した。価値を決定する不確実性の要素を分解し、電力価格変動幅、蓄電設備容量、太陽光発電設備容量、蓄電設備単価、発電原価との関係について2変数の感度分析を実施し、電力価格変動幅が価値の変化に与える影響度合いについて検証した。評価モデルにおいては、電力価格の変動と余剰電力量を乱数としたモンテカルロ DCF 法によって価値算定を実施した。これにより、プロシューマーが「蓄電設備導入オプション」を行使する条件について示した。

「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」については、ダイナミックプライシングの下で、「水素製造設備」によって再生可能エネルギー発電事業者が得ることができる事業オプションである「売電/水素選択オプション」と「水素製造設備導入オプション」の価値構造について分析を行った。ケーススタディをもとに、電力価格変動幅、水素製造設備規模、水素製造設備単価、発電原価、水素販売価格との関係について2変数の感度分析を実施し、電力価格変動幅と水素販売価格が価値の変化に与える影響度合いについて検証した。評価モデルにおいては、電力価格の変動と発電電力量を乱数としたモンテカルロ DCF 法によって価値算定を実施した。これにより、再生可能エネルギー発電事業者が「水素製造設備導入オプション」を行使する条件について示した。

再生可能エネルギー導入者が上記の事業オプションを持つためには、ハードのインフラに加えて、制度・事業環境の整備が必要となる。「スマートコミュニティ」を、「電力需要」と「大規模再生可能エネルギー供給ポテンシャル」の観点から類型化し、「都市型」と「地方型」の「スマートコミュニティ」で再生可能エネルギー拡大を促す条件について考察した。また、「エネルギー情報通信インフラ」と「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」における事業オプションの感度分析結果を踏まえ、制度・事業環境の整備についての考察を行った。本事業で示した事業オプションを実現するためには、電力取引の仕組みの構築や、技術開発支援等が行われる必要がある。将来的に、「スマートコミュニティ」に関連したインフラ整備や制度設計が行われる際には、本研究で検証した事業オプションの価値構造の分析と価値に影響を与える要素の感度分析結果を活用できる。

本研究で分析では、特に将来的な FIT 制度廃止後の日本での状況を想定して検証を行った。再生可能エネルギーの持つエネルギー需給バランスの不確実性の課題は、日本のみでなく、これから再生可能エネルギーを拡大しようとする世界各国において表出してくるものである。本研究は、世界における再生可能エネルギー拡大のための課

題解決に向けて、エネルギーインフラが再生可能エネルギー事業にもたらす価値を検証し、関連技術の研究開発及び関連政策の推進に寄与することを目的とした。

### 1. 3 研究方法

本研究は、次のような観点で、再生可能エネルギーが大量導入される時代における「スマートコミュニティ」の概念が生み出す新たな価値についての検証を行った。まず、「スマートコミュニティ」の概念の特徴は、不確実性を内包する再生可能エネルギーの「価値をつなげる」ためのエネルギーインフラの整備にあることと捉えた。その上で、太陽光発電や風力発電といった変動電源の再生可能エネルギーの出力の不確実性によって余剰となるエネルギーが「価値をつなげる技術」であるエネルギーインフラの存在によって価値化されることを示した。

本研究では、「スマートコミュニティ」の下で再生可能エネルギーの不確実性を解決する上で特に重要なエネルギーインフラについて、①「変動するエネルギーの価値を高めるインフラ」である「エネルギー情報通信インフラ」、及び、②「使いきれないエネルギーを価値化するインフラ」である「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」の2種類に着目した。この2種類のエネルギーインフラが、再生可能エネルギー導入者に対して与える事業オプションに着目した。事業の不確実性を勘案して事業評価を行う手法であるリアルオプションの構造を加味したモンテカルロ DCF 法によって、余剰エネルギーの価値化の構造についての検証を行った。本研究で検証するエネルギーインフラの位置づけを図 1-1 に示す。

まず始めに、現在の分散型エネルギー事業の持つ不確実性と、不確実性の下で生み出される潜在的な余剰エネルギーの特徴について整理した。次に、その不確実性に対応して価値を生み出すために必要なエネルギーインフラについて、「エネルギー情報通信インフラ」と「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」の2つの観点で、その特徴の整理を行った。これらのエネルギーインフラが、再生可能エネルギー導入者に対して与える事業オプションの価値構造について検証を行った。プロシューマーについては、エネルギー情報通信インフラの存在によってダイナミックプライシングが適用できるようになり、短期の繰り返しオプションである「売電タイミングオプション」と、長期の「蓄電設備導入オプション」という事業オプションを持つことができる。また、大規模再生可能エネルギー発電事業者は、「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」の存在により、短期の繰り返しオプションである「売電/水素製造オプション」と、長期の「水素製造設備導入オプション」を持つことができる。それぞれの事業オプションについて、追加的価値を算定する評価モデルを構築した。また、評価モデルに基づいて、太陽光発電のプロシューマーが持つ「蓄電設備導入オプション」、及び風力発電の再生可能エネルギー発電事業者が持つ「水素製造設備導入オプション」についてのケーススタディを行い、その価値について不確実性の要素を変数とする感度分析を行った。さらに、事業オプションの価値構造の分析とケーススタディの結果から与えられた示唆をもとに、エネルギーインフラの存在が再生可能エネルギー拡大に果たす役割について検証し、エネルギーインフラを活用するための制度設計について考察した。

なお、2種類のエネルギーインフラはともに、2018年時点では技術としてはまだ開発途上であるか、または技術として確立していても設備導入コストが高くまだほとんど実用化されていない技術である。本研究では、現状で存在している技術という観点ではなく、2020～2030年頃に実用化されているとみられるエネルギーインフラを想定し、再生可能エネルギー導入者に与える事業オプションの構造を分析した。本研究では、主に日本のエネルギー状況、コスト、政策等をベースとして考えるが、再生可能エネルギーを大量導入するにあたって生じる不確実性や、エネルギーインフラが再生可能エネルギー導入者に与える事業オプションといった基本的な概念は、世界の「スマートコミュニティ」に当てはまる事象である。事業オプションの評価モデルについては、コストや不確実性に関する前提条件を現地の状況に合わせることで、他国のエネルギー事業においても適用できるものと想定している。

なお、本研究における「事業オプション」という言葉は、事業者が持つ「行動の選択肢」という意味で定義する。この評価モデルでは、事業オプションを得ることによる再生可能エネルギー導入者が持つ価値の構造を分析する。本研究における「ダイナミックプライシング」は、「需給を反映した市場原理に基づいた電力価格」と定義する。一般的には電力価格の「ダイナミックプライシング」は、電力需要者側の「買電価格」の変化によって電力需要を調整するデマンドレスポンスが目的とされているが、本研究では、これをプロシューマーから市場への「売電価格」にも適用したケースを想定している。現状ではプロシューマー同士の自由な売買電が実現する制度となっていないが、将来的にこれを実現できる制度や技術が確立するものと想定して価値構造を分析する。事業スキームとしては例えば、バーチャルパワープラント（VPP）のアグリゲーターが、プロシューマーの売電分を含めて電力需給を調整する仕組み等が考えられる。

本研究で想定するダイナミックプライシングの適用は、FITによる固定価格での売電期間が終了した設備への適用や、または将来的にFIT制度が廃止された後に導入される発電設備への適用を想定している。日本ではFIT制度が続いているが、FITが先行してきた欧州諸国等ではFITによるインセンティブ付与の社会制度が終了し、入札制度やFIP（Feed-in-Premium）等の制度で、再生可能エネルギー拡大にも市場原理が加味されるようになっている。FITの下で普及してきた再生可能エネルギーが一定量以上に普及すれば、日本でもダイナミックプライシングによる市場原理の適用は現実的なものになっていくと想定している。



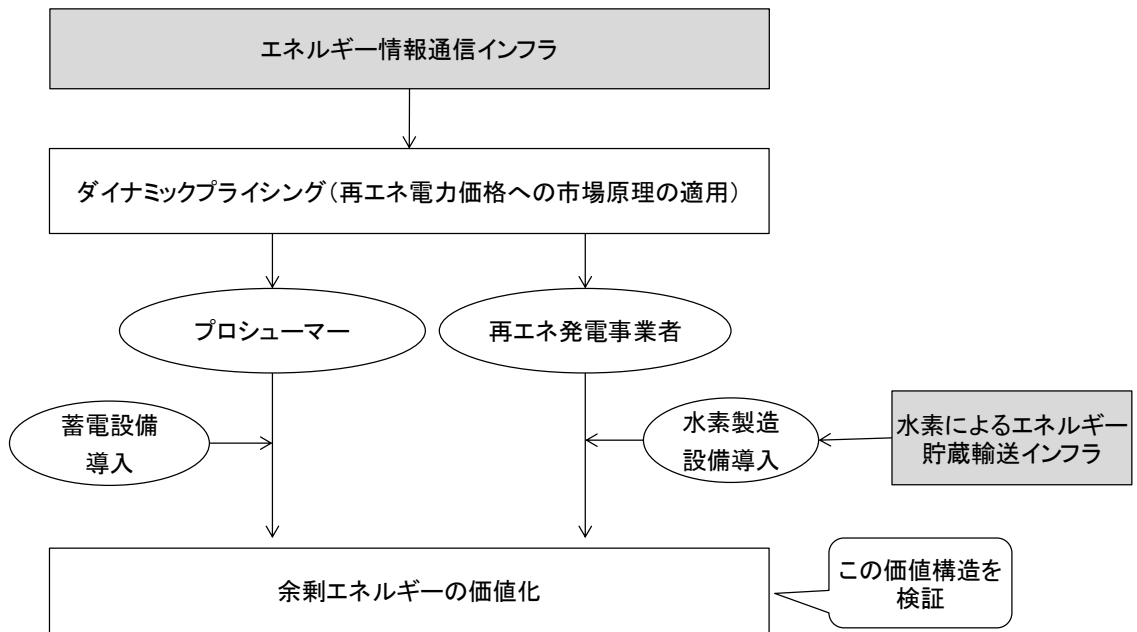


図 1-1 本研究で検証するエネルギーインフラの位置づけ

## 1. 4 既往研究

「スマートコミュニティ」に関連する研究は、そのコンセプトに関連する研究と、個別技術に対する技術側の研究が多く行われている。再生可能エネルギー及びプロシューマーの拡大は、大きな社会変革の潮流となっている。「スマートコミュニティ」（または「スマートシティ」）につながるコンセプトを扱った文献は多くある。世界における「スマートコミュニティ」の潮流に影響を与えた文献として、Rifkin[2][3]は、次世代の産業構造が分散型の再生可能エネルギーとそれを結び付けるネットワークによって大きく変革すると説く。Toffler[4]は、生産分野だけでなくエネルギーの分野においても「プロシューマー（生産消費者）」が大勢になると説く。「プロシューマー」は、Toffler が提示した概念であり、生産活動を行う消費者のことを指す[5]。Friedman[6]は、地政学的な観点から、小規模分散型の再生可能エネルギーの普及とスマートグリッドによるエネルギーシステムの変革を説く。いずれのコンセプトも、世界のエネルギーの趨勢は「分散」と「シェア」が ICT 技術によって進むとしていることが要点である。

日本の「スマートコミュニティ」関連政策においては、柏木[7][8]が示すコンセプト等が、日本政府の関連政策に影響を与えている。日本における「スマートコミュニティ」に関する研究は、主に技術先行で研究が進んできた。池田ら[9]が取りまとめるように、日本では4地域において行われた「スマートコミュニティ」の実証が国内の「スマートコミュニティ」のフラグシップとなる事業である。藤井[10]は、国内企業の「スマートコミュニティ」関連分野での技術戦略を分析している。

本研究で中心的に取り扱っている「スマートコミュニティ」におけるエネルギーインフラが再生可能エネルギー事業にもたらす影響については、それぞれの分野で研究が進んでいる。ダイナミックプライシングについては、Fox-Penner[11]がスマートグリッドの導入によってダイナミックプライシングが適用されることによる、電力市場の変化について分析している。Tan[12]は、ダイナミックプライシングの下で蓄電池を用いた電力取引のモデルについて研究している。Kok[13]は、プロシューマーの電力需給をダイナミックプライシングの価格シグナルによってコントロールする仕組みについて研究している。Hu ら[14]が整理しているように、電力におけるダイナミックプライシングの適用に関するこれまでの研究は、主にデマンドサイドマネジメントを分析の対象としている。例えば、Sezgen ら[15]は、デマンドサイドマネジメント技術のオプション価値について研究している。ダイナミックプライシングを売電側に適用する手法については、Vytelingum ら[16]は、ダイナミックプライシングを電力市場に適用する場合の市場デザインについて研究している。Rosen ら[17]は、プロシューマーが増加した場合のエネルギー市場の形成について、社会制度の側面からの分析を行っている。細川ら[18]は、分散型電力取引のモデル化と取引メカニズムの提案を行って

る。一方、ダイナミックプライシングの下でプロシューマーが余剰電力を売電することの事業オプションの価値についての研究はまだ進んでいない。

水素によるエネルギー・貯蔵については、Saurら[19]は、風力発電から水素を製造する際の経済性の分析を行っている。Bennouaら[20]は、水素によって電力系統の負荷を低減するにあたっての経済性分析を行っている。Samsatliら[21]は、英国において水素供給インフラを整備して、風力発電由来の水素を製造して国内のエネルギー需要を賄うためのモデルの構築を行っている。Nastasiら[22]は、再生可能エネルギー由来水素を電力と熱の双方のエネルギーとして利用するための複数の技術モデルを分析している。Kalinciら[23]は、再生可能エネルギーを独立電源として利用する際に水素によるエネルギー貯蔵を行ったケースの経済性分析を行っている。

「スマートコミュニティ」の概念そのものの評価については、Lazaroiuら[24]が、「スマートコミュニティ」における評価の指標を検討し、都市の「スマート度合い」を評価するモデルを研究している。Mancarella[25]は、地域単位での熱と電力を含めたエネルギー全体の地域内での融通システムの評価の基準について研究している。

本研究では、再生可能エネルギー事業の持つ不確実性から生まれる余剰エネルギーの追加的価値について分析することを試みている。不確実性を加味して事業評価を行う手法としては、リアルオプション分析が有効である。「スマートコミュニティ」に関連するエネルギーインフラに関するリアルオプション分析の適用事例としては、Fengら[26]が、スマートグリッドのインフラに対する投資分析においてリアルオプション分析の適用を行っている。Kronigerら[27]は、電力市場における電力価格の不確実性の下で、風力発電の余剰電力を水素に変換した後に燃料電池で発電するケースと、水素のまま外販するケースについての経済性比較をリアルオプション分析を用いて行っている。電力価格の不確実性の下で、風力発電の余剰電力を水素に変換して貯蔵する事業の経済性についてリアルオプション分析を適用している。Maierら[28]は、都市部での情報通信インフラ投資についてリアルオプション分析を行っている。またリアルオプション分析は、確実性の大きいエネルギー開発事業などの評価で効果を発揮する分野であり、適用事例が数多くある。Fernandesら[29]やCeseñaら[30]は、エネルギー分野の投資におけるリアルオプションの研究事例と適用の利点についての整理を行っている。高嶋[31]は、電力価格の不確実性を考慮して発電プラントの起動・停止問題をリアルオプション分析により分析している。宮口ら[32]は日本卸電力取引所での電力取引開始を受けて、発電容量をコールオプションと捉えて発電事業者が発電容量を商品として提供できることをリアルオプション分析によって検証している。

一方で、「スマートコミュニティ」の特徴であるエネルギーインフラの整備とダイナミックプライシングの適用が再生可能エネルギー事業に与える事業オプションに着目し、余剰エネルギー価値化の構造を分析した研究は見当たらない。「スマートコミュニティ」の概念は主にコンセプトとして研究が進められているが、その概念が再生可能

エネルギー事業に与える価値についての定量的な研究は、これからの発展が期待されているところである。本研究では、上記に代表される既往研究を踏まえながら、再生可能エネルギーが大量導入される時代において、「スマートコミュニティ」の下で整備されるエネルギーインフラがもたらす余剰エネルギーの価値化についての検証を行う。

## 1. 5 論文の構成

本研究の2章以降の構成は、次の通りである。

2章「スマートコミュニティ」の概念とその意義」では、既存の「スマートコミュニティ」概念の定義と、国内外での現状について整理した。また、本研究で考える「スマートコミュニティ」の意義を整理し、その概念についての再定義を行った。

3章「再生可能エネルギー拡大による不確実性と余剰エネルギーを価値化するエネルギーインフラ」では、再生可能エネルギーが電力系統にもたらす不確実性と、それを解決するための「スマートコミュニティ」におけるエネルギーインフラの特徴についての整理を行った。エネルギーインフラのうち、①エネルギー生産消費者（プロシューマー）の増加に対応し「変動するエネルギーの価値を高めるインフラ」としての「エネルギー情報通信インフラ」、②電力の需給バランスの不確実性に対応し、「使いきれないエネルギーを価値化するインフラ」としての「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」、の2種類のインフラに着目し、その特徴の整理を行った。これらのエネルギーインフラが再生可能エネルギー導入者（プロシューマー、再生可能エネルギー発電事業者）に与える選択肢についての整理を行った。また、ハードのエネルギーインフラと両輪で「スマートコミュニティ」を実現するための社会的インフラとなる社会制度の特徴について検証した。

4章「エネルギーインフラの整備が再生可能エネルギー事業に付与する事業オプションの構造」は、本研究の中心の章である。上記の2種類のエネルギーインフラが再生可能エネルギー導入者に与える事業オプションの価値構造について、リアルオプションの構造を加味したモンテカルロ DCF 法を用いて分析した。また、事業オプションの価値を評価する評価モデルを構築し、仮定の事業の数値を用いてのケーススタディを行った。次に、事業オプションの価値に影響を与える不確実性の要素を変数とした感度分析を行うことによって、それらの要素が価値の変化に与える影響度合いについての検証を行った。これにより、再生可能エネルギー導入者が事業オプションを行使する条件について示した。

5章「考察」では、4章における事業オプションの価値構造の分析とケーススタディの結果から与えられた示唆をもとに、エネルギーインフラの存在が再生可能エネルギー拡大に果たす役割について検証し、エネルギーインフラを活用するための制度設計について考察した。「エネルギー情報通信インフラ」と「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」における事業オプションの感度分析結果を踏まえ、制度・事業環境の整備についての考察を行った。

6章「結論」では、本研究のまとめと展望について述べた。

## 研究の流れ

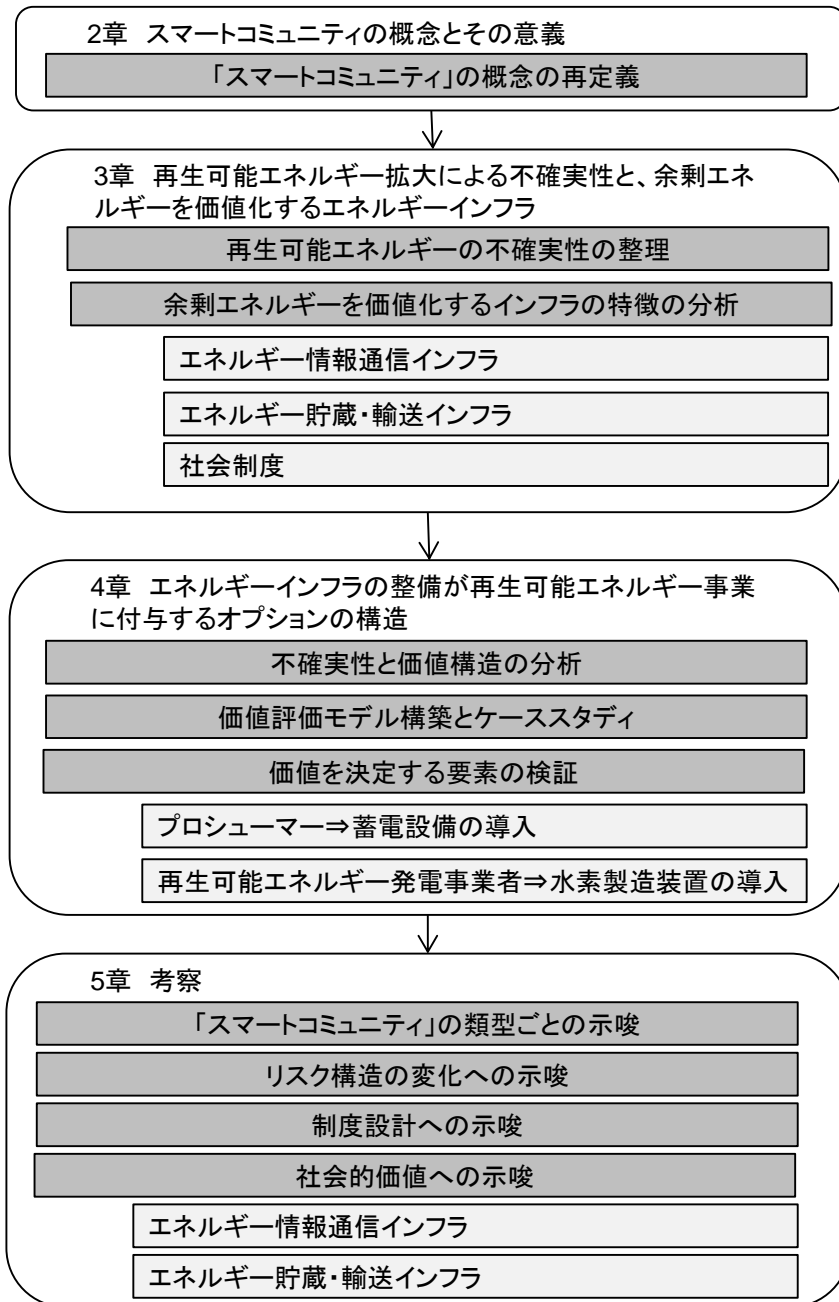


図 1-2 本研究の流れ

## 2. 「スマートコミュニティ」の概念とその意義

### 2. 1 再生可能エネルギーを取り巻く日本の状況

世界各国では地球温暖化対策のために、再生可能エネルギーの拡大や省エネルギー対策を急速に進めている。2015年には、気候変動枠組条約第21回締約国会議（COP21）において、京都議定書に続く2020年以降の新しい温暖化対策の枠組みであるパリ協定が採択され、196カ国の締約国が2020年以降の温室効果ガスの削減目標を作り、5年ごとに見直すことを義務づけた。

日本政府は、日本は2030年度に2013年比で温室効果ガスを26%削減する約束草案を提出している。また、第四次環境基本計画[33]では、「2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目指す」と打ち出されており、大幅なCO<sub>2</sub>削減のためには、技術開発と社会システムの変革を中長期的なスパンで行っていくことが示されている。

地球温暖化対策を巡って、再生可能エネルギー・省エネルギー拡大が求められる状況の中、日本政府が2015年7月に取りまとめた「長期エネルギー需給見通し」では、2030年までに再生可能エネルギーによる発電量を22~24%とするとの見通しが設定されている[34]。また、電力、熱、ガソリン、都市ガスを含めた一次エネルギー消費量を省エネルギーにより約13%削減するとの見通しを立てている。当面は、この見通しを想定しながら、エネルギー政策が検討されていくとみられる。

一方、日本では2012年7月から再生可能エネルギー固定価格買取制度（Feed-in-Tariff：FIT）が開始されている。これによって再生可能エネルギー発電事業が事業性を持つようになった。特に大規模太陽光発電（メガソーラー）を始めとした再生可能エネルギー事業に資金が流れ込むことになり、急速な再生可能エネルギー拡大が進められている。また、大規模な発電事業だけでなく、小型の発電施設が全国各地に分散して存在するようになった。2017年3月時点でFIT制度の下での再生可能エネルギー発電の導入量は、住宅用太陽光発電の導入量は9,460MW、非住宅用太陽光発電は29,010MW、風力発電は3,310MW、バイオマス発電は1,970MW、地熱発電は10MW、中小水力発電の導入量は450MWとなっている[35]。

世界的に再生可能エネルギーが拡大することで、再生可能エネルギーの技術開発及びコスト削減が急速に進んでいる。日本政府は、国内での事業用太陽光発電の発電原価を2025~2027年までに7円/kWhまで低減させるという価格目標を設定している。住宅用太陽光発電では、11円/kWhまで低減させるとしている。また、風力発電は2030年までに8~9円/kWhまで低減させるという価格目標を示している[36]。世界では2018年時点で、風力発電は火力発電の発電原価と同等レベルの7.4円/kWh、太陽光発電は9.1円/kWhまでコストが下がっており、基幹電源の一つとなっている。日本でも再生可能エネルギーによる発電原価が既存の電力のコスト（電力料金）と同等かそれより安価になる点である「グリッドパリティ」に近づいていくことが予想されている。現時点では

日本の再生可能エネルギーは、発電原価は原子力発電や石炭/ガス火力発電よりも高いために、FIT 制度による補助が与えられて導入が進められているが、将来的には石炭/ガス火力発電と同等レベルまでコストが低減していく可能性が高い。

再生可能エネルギーの発電原価が下がることで、発電事業としてだけでなく、住宅や事業所等での自家消費用途での導入も急速に進むとみられている。日本では、2009 年の余剰価格買取制度の開始以降、家庭での太陽光発電の設置が進んでおり、2030 年までに住宅用太陽光発電の導入量は、約 800 万件、約 40,000MW まで増加すると予測されている[37]。日本では太陽光発電だけでなく、住宅用の定置型燃料電池（エネファーム）の設置が他国よりも進んでおり、電力と熱を生み出す主体となっている。定置型燃料電池は小さなサイズから適用できるコージェネレーション（CHP）設備である。日本政府は、家庭用定置型燃料電池は 2030 年に 530 万台まで普及させることを目標としている[38]。

さらに日本政府は、年間約 40 万戸の戸建て新築住宅のうち、2020 年には半数以上を ZEH（ネット・ゼロ・エネルギーハウス）とし、30 年に全戸の平均をゼロエネルギーとする目標を掲げている[39]。ZEH は、住宅の高断熱化と高効率設備により省エネルギーを進め、太陽光発電等によりエネルギーを創ることで、1 年間で消費する住宅のエネルギー量が正味（ネット）で概ねゼロ以下となる住宅である。同様に住宅以外においても、建築物については、2020 年までに新築公共建築物等で、2030 年までに新築建築物の平均で ZEB（ネット・ゼロ・エネルギー・ビル）を実現することを目指すとする目標が掲げられている[40]。

ZEH/ZEB 等の建物に設置された太陽光発電等の自家発電エネルギーの設置により、住宅やビルはエネルギーの生産と消費を同時に行う生産消費者（プロシューマー）としてエネルギー市場に参加することとなる。数 kW レベルの超小規模分散型の発電所が全国くまなく出来上がる形になる。これまで電力会社から購入するしかなかった電力を、消費者が自ら生み出すことが一般的になっていくとみられる。さらに生み出した電力は、外部へ販売することで自己の収益となる。プロシューマーの拡大によって、エネルギーに関して新しい経済の流れが生まれることになる。

一方で、急速な再生可能エネルギーの拡大は、新しいエネルギーの流れに対応しきれない既存インフラによって制約を受けるようになっている。建設期間が短く FIT の価格が高値で設定されていた太陽光発電の導入が全国で急速に進んだことで、再生可能エネルギーの導入計画が電力系統の受け入れ可能量を上回る地域が出てきた。北海道、東北、九州等の地域では、再生可能エネルギー導入のための自然条件が良い地域であるにも関わらず、電力系統の制限のために早くもこれ以上の再生可能エネルギー開発が困難となりつつある。これ以上の再生可能エネルギーの導入のためには、電力系統側で再生可能エネルギー発電事業者に出力抑制を求めざるを得ない状況となっている。今後の再生可能エネルギー事業は、無制限無保証の出力抑制が前提とされるようになる。ただし、



無制限無保証の出力抑制は、再生可能エネルギー発電事業者にとっては大きなリスクとなる。さらに事業性の予測が難しくなるため、ファイナンスがつきにくくなり、事業そのものの実現が難しくなる可能性が増加する。

このような状況の中でエネルギーシステム改革が行われ、2016年に電力小売全面自由化が実施され、2020年には発送電分離の実施が行われる予定である。電力小売全面自由化によって、電力販売において多様な料金設計や付加的なサービスが現れるようになっている。発送電分離が行われることによって、再生可能エネルギー発電事業者も、一般電力会社と区別されない公平な競争環境の中で電力システムを利用することができるようになる。

## 2. 2 「スマートコミュニティ」の概念

### 2.2.1 日本における「スマートコミュニティ」の概念の位置づけ

本研究では、地域において再生可能エネルギーの導入を拡大していくための方策として、「スマートコミュニティ」という概念を中心に考える。「スマートコミュニティ」は、最新技術を活用しながら、再生可能エネルギーや分散型エネルギーを一定の地域で効率的に導入を進めるという概念である。「スマートコミュニティ」と「スマートシティ」という言葉はほぼ同義の意味で用いられることが多いが、日本においては政府の文書等で「スマートコミュニティ」という言葉を用いているため、本研究では、「スマートコミュニティ」という言葉を用いることとする。なお、海外の文献では、「Smart City」という言葉が一般的である。「スマートコミュニティ」はエネルギーだけでなく、交通や通信等も含んだ広い概念であるが、主にエネルギーの「スマート化」が中心に据えられている。本研究では、特に分散型の再生可能エネルギーを地域に導入していくための方策という観点から「スマートコミュニティ」の特徴を捉えている。

まず、日本政府が「スマートコミュニティ」をどのように捉えているかを整理する。2014年4月策定の第四次「エネルギー基本計画」では、「スマートコミュニティ」について以下のように位置付けている[41]。なお以下、特に本研究に関連する部分は筆者が太字とした。

「様々な需要家が参加する一定規模のコミュニティの中で、再生可能エネルギーやコージェネレーション等の分散型エネルギーを用いつつ、IT や蓄電池等の技術を活用したエネルギーマネジメントシステムを通じて、分散型エネルギーシステムにおけるエネルギー需給を総合的に管理し、エネルギーの利活用を最適化するとともに、高齢者の見守りなど他の生活支援サービスも取り込んだ新たな社会システムを構築したものをスマートコミュニティという。スマートコミュニティの導入が進めば、**ディマンドリスポンス等によりエネルギー供給の効率化が図られる**。また、**需要に応じて多様なエネルギー源を組み合わせて供給することによって**、コミュニティ内全体では、平常時には、大幅な省エネルギーを実現するとともに、非常時には、エネルギーの供給を確保することが可能となり、生活インフラを支え、企業等の事業継続性も強化する効果が期待される。」

国が想定している「スマートコミュニティ」のイメージは、図 2-1 のようなものである。

## スマートコミュニティのイメージ

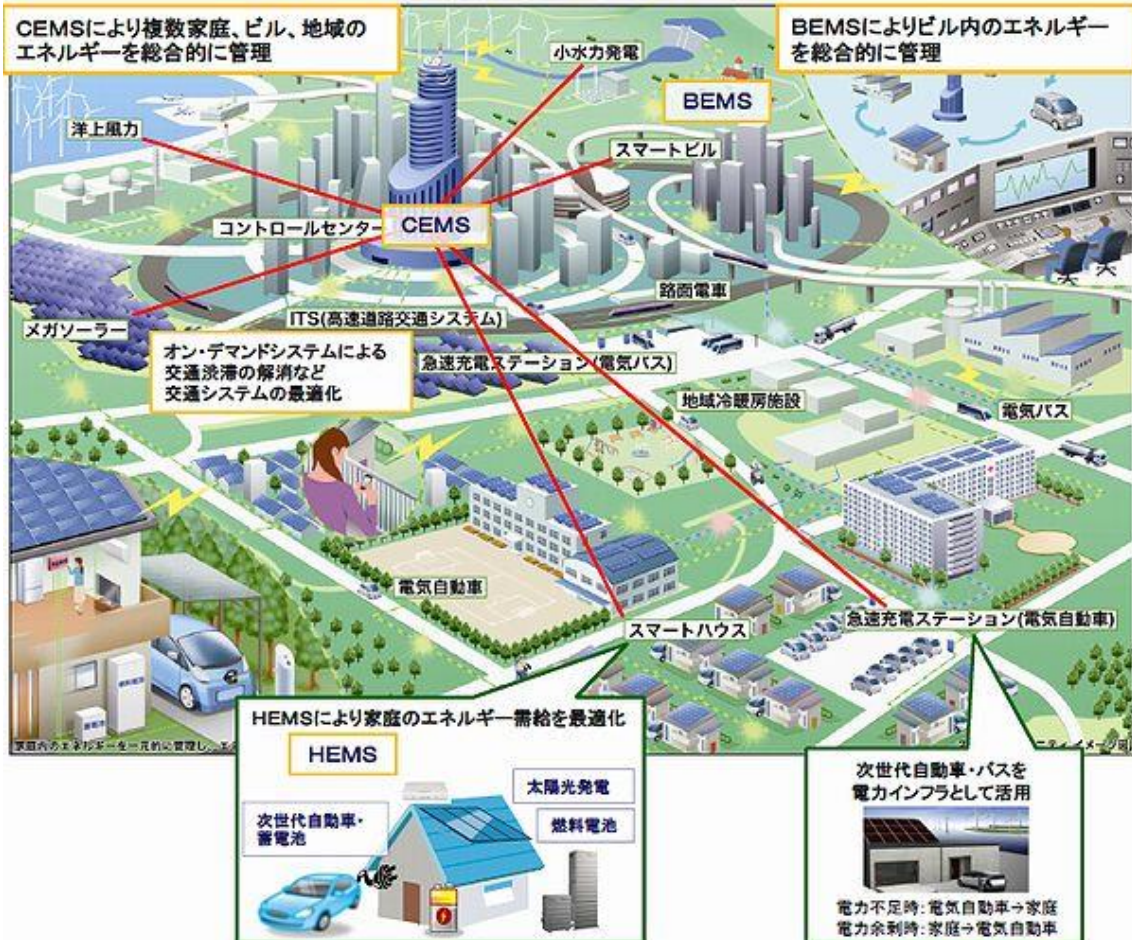


図 2-1 日本国政府の示す「スマートコミュニティ」のイメージ

(出典：経済産業省 HP[42])

また、同「エネルギー基本計画」の中では、「スマートコミュニティ」は以下のように、インフラ輸出戦略の一要素として位置づけられている。「スマートコミュニティ」における再生可能エネルギー・省エネ技術とインフラ整備はパッケージとして輸出でき、日本の輸出産業の一つになると考えられている。

「我が国の産業は、エネルギーを効率的に活用するための技術やノウハウを蓄積しているにも関わらず、それらを総合化して国際展開することが少なかった。今後は、こうした技術やノウハウを統合化して、高効率石炭・LNG 火力発電、再生可能エネルギー・省エネルギー技術、原子力、スマートコミュニティ等のインフラという形で、その国際展開を推進していくことが重要である。そのため、国際標準の積極的な獲得や相手国における制度構築支援、官民ミッションの派遣や海外実証事業による現地企業とのパートナーリング等を積極的に進めていく。特に、スマートコミュニティなどの地域的な総合エネルギー事業は、再生可能エネルギーの大量導入により系統不安

定化が課題となっている先進国や資源国、エネルギー需給体制が未成熟な新興国・途上国において、エネルギー需給構造の安定化に貢献をしていくことが期待されることから、事業規模の大小に関わらず、国際市場への進出を促進する。」

また、経済産業省が主導している「スマートコミュニティ」関連の装置やサービスを展開している企業等の連携組織であるスマートコミュニティ・アライアンスでは、以下のように「スマートコミュニティ」を捉えている[43]。

「スマートコミュニティとは、再生可能エネルギーやコージェネレーション等の分散型エネルギーを用いつつ、ITや蓄電池等の技術を活用したエネルギーマネジメントシステムを通じて、エネルギー需給を総合的に管理し、エネルギーの利活用を最適化するとともに、高齢者の見守りなど他の生活支援サービスも取り込んだ総合的な社会システムを構築したものを指す。社会的課題に対する包括的なアプローチとしてのスマートコミュニティは、先進的な環境・エネルギー技術の統合によって実現される。

日本で取り組まれているスマートコミュニティは、スマートグリッドを包括する概念である。スマートグリッドが電力システムを対象としたICTによるスマート化を目指すのに対して、スマートコミュニティは、電力システムのみならず、熱供給、上下水道、交通、通信など、幅広い公共インフラを対象とし、ある定義されたエリアの社会システムをスマート化する取り組みである。」

スマートコミュニティ・アライアンスでは、「スマートコミュニティ」の意義として、①大幅なCO<sub>2</sub>の削減、省エネルギーを可能にする、②再生可能エネルギーの大量導入を可能にする、③エネルギーの安定供給を可能にする、④エネルギーコストを最適化する、⑤地域住民の生活水準を向上させる、⑥利便性の高い交通・水道システムなどを提供する、⑦災害に強い安全な社会を構築する一を掲げている。

## 2.2.2 日本における「スマートコミュニティ」

### (1) 「スマートコミュニティ」の事例

日本では、国全体の温暖化対策政策やインフラ輸出戦略を目標とした「スマートコミュニティ」重視の政策に基づき、表 2-1 に示すように各省庁が主導する多くのプロジェクトが行われてきた。

表 2-1 日本において官庁が主導した主な「スマートコミュニティ」関連プロジェクト

プロジェクト名	監督官庁	概要
次世代エネルギー・社会システム実証	経済産業省	地域エネルギーマネジメントシステム（CEMS）を導入して、地域単位でエネルギーを最適管理するシステムを開発し、国内外でビジネスを創出
次世代エネルギー技術実証事業	経済産業省	未利用エネルギー等地域の個性ある技術やアイデアを生かしたスマートコミュニティ技術の実証
次世代エネルギーパーク	経済産業省	地域特性を活かした再生可能エネルギー設備の設置・使用
EV・PHV タウン	経済産業省	EV、PHEV の初期需要創出と充電インフラの整備
環境モデル都市	内閣府	温室効果ガス削減に向けて高い目標にチャレンジ
環境未来都市	内閣府	環境、経済、社会（高齢化対策）の 3 つの面で価値を向上
ITS 実証実験モデル事業	内閣府	ITS を活用し環境に優しい交通社会を実現
チャレンジ 25 地域づくり事業	環境省	温室効果ガス削減に向けて効果的な取り組みを推進
低炭素地域づくり面的対策推進事業	環境省	環境負荷の小さい街づくりに必要な対策を面的に実施
サステイナブル都市再開発促進モデル事業	環境省	再生可能エネルギー、温暖化対策等環境対策に取り組む都市再開発事業者に支援
環境負荷軽減型地域 ICT システム基盤確立事業	総務省	地域特性に合わせた ICT システムによる環境負荷軽減を検証
分散型エネルギーインフラプロジェクト	総務省	自治体が主導し、地域熱供給インフラの整備に関するマスタープランを策定
バーチャルパワープラント構築実証事業	経済産業省	企業等が行う VPP の実証事業を支援

(出典：「次世代社会創造プロジェクト総覧[44]」を参考に作成)

特に日本における「スマートコミュニティ」関連技術については、経済産業省が主導して、国内4地域（横浜市、豊田市、けいはんな学研都市、北九州市）において、2011年から2014年にかけて大規模な社会実証である「次世代エネルギー・社会システム実証」が行われた。表2-2に示すように、「スマートコミュニティ」に関連する技術を持つ多くの企業が参加し、自治体、企業、研究機関が産官学連携で、市民・消費者を巻き込んだ実証を行っており、「スマートコミュニティ」に関する技術の共通基盤の整備が図られた。

表 2-2 経済産業省「次世代エネルギー・社会システム実証」の概要

実証地域	主要事業者	CEMS	HEMS	BEMS/FEMS	EV
横浜市	アクセンチュア、東芝、日産自動車、パナソニック、明電舎、東京電力、東京ガス	<ul style="list-style-type: none"> <li>・家庭部門 3,500世帯、ビル部門10拠点、EV、充電スタンド等を対象としたDR実証</li> <li>・OpenADR2.0b対応・短周期需給調整機能</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・蓄エネとHEMSによる家庭内エネルギー利用の最適制御</li> <li>・「見える化機能」「DR」「ADR」などによる省エネ行動促進</li> <li>・エネルギーの住戸間融通、居住者の行動変化促進</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・PTR方式、CCP方式によるDR</li> <li>・コジェネと蓄電池を組合せ、適切なエネルギー運用</li> <li>・定置用大型リチウムイオン蓄電池システムを開発。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・充放電対応EVシステム開発</li> <li>・EVを活用したデマンドレスポンス</li> <li>・エコ充電スタンド+EVシェア</li> </ul>
愛知県豊田市	トヨタ自動車、デンソー、中部電力、東邦ガス、シャープ、トヨタホーム、富士通、東芝、KDDI、サークルKサンクス、三菱重工業、豊田自動織機、ドリームインキュベータ	地域全体で電力の低炭素化およびピーク抑制を実現するための仕組みの構築	<ul style="list-style-type: none"> <li>①省エネ、創エネ、蓄エネ機器・設備の導入</li> <li>②HEMS/家電コントローラ/FCコントローラによる最適マネジメント</li> </ul>	工業団地における地域熱・電力共有システムの構築による地域での①熱の共有化②電力の共有化	<ul style="list-style-type: none"> <li>①統合交通情報プラットフォーム「TDMS」</li> <li>②ワンマイルモビリティ「OMMS」</li> <li>③FCバス</li> <li>④スマート充電</li> </ul>
京都府（けいはんな学研都市）	関西文化学術研究都市推進機構、同志社山手サスティナブルアーバンシティ協議会、京田辺市、木津川市、	地域内の家庭・ビル・EVの電力・ガスの利用状況や、PV等の発電状況などのエネルギー需給を地域全体で把握。最適な	家庭内の機器別の消費電力を計測し、HEMSを活用したエネルギーマネジメントと蓄電池制御。	熱源機器の最適制御によるCO <sub>2</sub> 排出量の削減とテナントやホテル宿泊客に対するDR。	EVの位置、蓄電池残量、走行データ等を収集し、CEMSと連携して充電電力による抑制・促進効果を検証。

実証地域	主要事業者	CEMS	HEMS	BEMS/FEMS	EV
	精華町、関西電力、大阪ガス	エネルギー使用計画を立案、各 EMS へ展開し、DR や同時同量への対応を検証。			
北九州市	新日本製鉄、日本 IBM、富士電機システムズ	需要家 EMS、スマートメーターと連携による地域エネルギー全体最適化・デマンドレスポンス制度設計、解析・再エネ大量導入時の需要家 PCS を活用したにおける配電電圧制御	CEMS と統一インターフェースで情報連携し、デマンドレスポンス対応	CEMS と統一インターフェースで情報連携し、デマンドレスポンス対応	CEMS と統一インターフェースで情報連携し、デマンドレスポンス対応

(出典：次世代エネルギー・社会システム協議会（第 18 回）資料[45]を参考に作成)

官庁主導のプロジェクトのみでなく、事業者主導のプロジェクトも開始されている[46]。千葉県柏市の「柏の葉スマートシティプロジェクト」は、分散型電源、蓄電池、スマートグリッド、次世代交通システム、植物工場など、最先端の技術を使ったまちづくりを実現させるプロジェクトである。AEMS（エリアエネルギー管理システム）で、まち全体のエネルギーの融通を行うスマートグリッドを構築する。三井不動産が中心となり、地域にキャンパスを構える東京大学、千葉大学や産学連携による実験的な試みが多い。従来型の街づくりをした場合と比べて、2030年のCO<sub>2</sub>排出量6割削減を目指す。神奈川県藤沢市の「Fujisawa サステイナブル・スマートタウン」は、パナソニックの工場跡地に19haの「スマートタウン」を開発。1,000戸の住宅、商業施設、福祉施設など総合的なまちづくりを行う。太陽光発電、燃料電池、蓄電池等の省エネ機器、HEMSを備えた「スマートハウス」が中心であり、EVや電動バイクのカーシェアリングサービスも街区内で実施する。ITを活用した「コミュニティ」をつくる仕組みも考えられている。CO<sub>2</sub>を70%削減、再生可能エネルギー率30%など、環境に配慮した街区づくりを行う。9社が連携して、プロジェクトを推進している。

## (2) バーチャルパワープラント (VPP)

「バーチャルパワープラント」(VPP: Virtual Power Plant)とは、分散設置されたエネルギーリソース(発電設備、蓄電設備、需要設備)をICTを活用してアグリゲ

ーションし、あたかも一つの発電所のように制御する技術である。エネルギーの融通の仕組みという意味で「スマートコミュニティ」に包含される一概念であるが、VPPはエネルギーのうち電力のみを対象としている概念である。また、「スマートコミュニティ」は特定のエネルギーエリアでのエネルギー循環という位置づけが強い。

VPPでは、図 2-2 に示すように、需要家側エネルギーリソース、電力系統に直接接続されている発電設備、蓄電設備の所有者もしくは第三者が、そのエネルギーリソースを制御（需要家側エネルギーリソースからの逆潮流も含む）することで、発電所と同等の機能を提供する。現在のところ、エネルギーリソースの制御はデマンドレスポンス（DR : Demand Response）によって行われている。DR は、需要制御のパターンによって、需要を減らす（抑制する）「下げ DR」と、需要を増やす（創出する）「上げ DR」の 2 つに区分される。需要家側エネルギーリソースや分散型エネルギーリソースを統合制御し、VPP や DR のエネルギーサービスを提供する事業者のことを、アグリゲーター（リソースコーディネーター、アグリゲーションコーディネーター）という。

現在日本の VPP はまだ実証段階であり、DR による需要量の制御が主眼とされており、プロシューマーからの余剰電力の調達までは進んでいない。ただし、欧州を中心とした海外ではすでに商用化が開始されている。さらに、実証段階ではあるが、価格シグナルによって電力供給量を調整する VPP の事例も出てきている[47]。

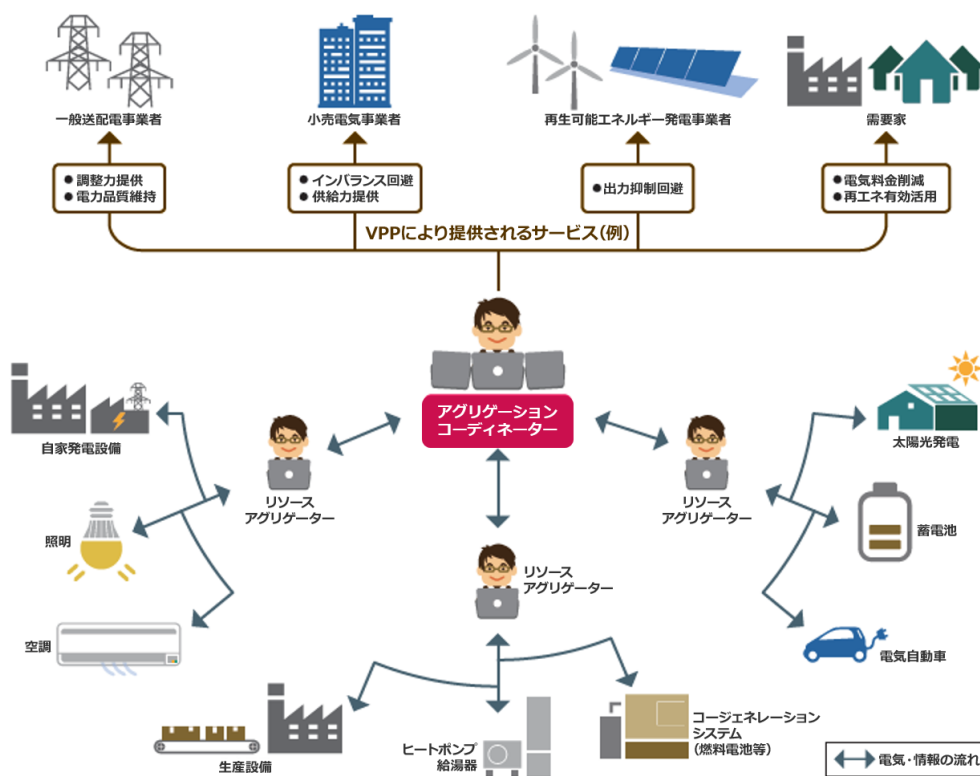


図 2-2 VPP の仕組み（出典：経済産業省[48]）

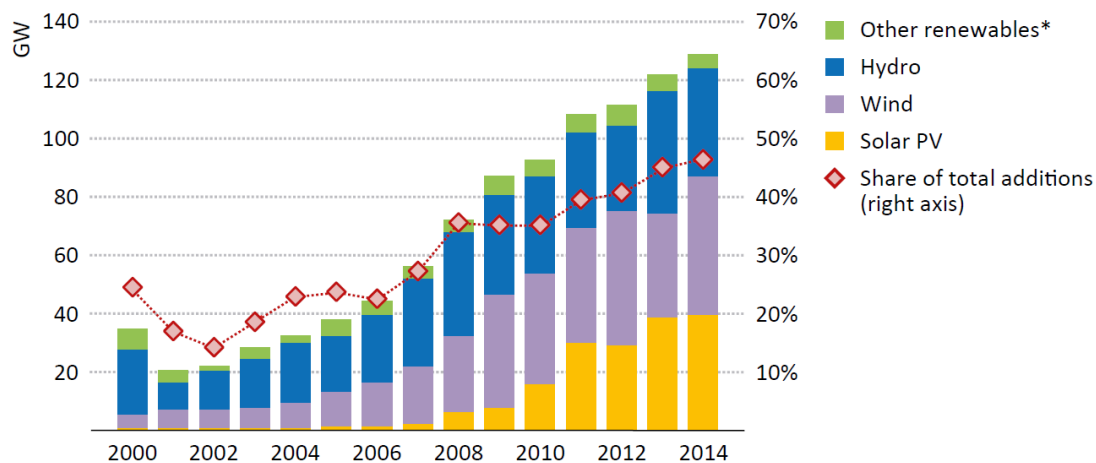


### 2.2.3 世界におけるスマートコミュニティの位置づけ

日本のみでなく、世界的に情報通信技術や再生可能エネルギー技術を適用して都市を「スマートコミュニティ」化する取り組みが始まっている。日本における「スマートコミュニティ」のスキームは、これから立ち上がる世界の「スマートコミュニティ」においても適用することが可能である。

「世界スマートシティ総覧 2012」[1]によると、世界 35 ヶ国において約 400 のプロジェクトが計画されている。新興国では中国を筆頭に 237 プロジェクト、先進国については米国を中心に 163 プロジェクトが計画されている。新興国では、人口増加に伴う都市への人口集中に対応するため、環境負荷を低減した形で新しい都市を作ることが目的となっている。先進国では、地球温暖化問題に対応するための低炭素社会での移行を目的とする。また、先進国にとっては、新興国が都市開発を行うマスタープランの段階から入り込んで、各種の技術を盛り込んだ「スマートコミュニティ」をパッケージ輸出することも意図されている。「スマートコミュニティ」関連の技術の市場は、2030 年には年間市場規模は 230 兆円に達し、2030 年までの累計市場規模は約 4,000 兆円に達すると推計されている。再生可能エネルギーの大量導入とそれに伴う蓄電池の導入や電力送電設備に対して大きな投資が行われていくと推計されている。中国では政府が主導して「スマートコミュニティ」の構築が進められており、街づくりと合わせて風力発電や太陽光発電等の再生可能エネルギーの大量導入や電気自動車の積極的導入が進められている。欧州では、各都市の自治体が再生可能エネルギーを核とした「スマートコミュニティ」の構築に取り組んでいる。米国では国政府が主導でスマートグリッド、グリーンビルディング、再生可能エネルギー、次世代自動車等の関連プロジェクトに資金が投入されている。

図 2-3 に示すように、世界の再生可能エネルギー発電の導入量は毎年加速的に増加しており、2014 年には 128GW の再生可能エネルギー発電が新たに増加した。この数は、世界で新たに増加した発電設備のうちの 45%を占めている[49]。再生可能エネルギーの導入が拡大していけば、後述のようなエネルギー需給バランスに関連する課題が日本と同様に出てくると考えられる。再生可能エネルギーの導入を前提として、再生可能エネルギーを最大限導入することに伴う課題を解決することが、「スマートコミュニティ」の概念の大きな目的になる。



\* Includes geothermal, marine, bioenergy and concentrating solar power.

図 2-3 世界の再生可能エネルギーの年間増加量と、エネルギー全体の年間増加量に占める再エネの割合

(出典：「Energy and Climate Change-World Energy Outlook Special Report[49]」)

「スマートコミュニティ」の概念によるエネルギー政策や地域設計は、世界各地で行われるようになってきている。特に再生可能エネルギーの大量導入が政策的に推進されている先進地域である欧州では、「スマートコミュニティ」の構築についても先進地域となっている。アジア太平洋地域においても、アジア太平洋経済協力（APEC）が主導して「スマートコミュニティ」の構築を提唱するなど、これからの地域設計に反映させようとしている[50]。

「次世代社会創造プロジェクト総覧」[44]の分類によると、世界においてスマートグリッドに関連した地域開発は 188、再生可能エネルギー導入に関連した地域開発は 165、熱供給に関連した地域開発は 44、水素供給に関する地域開発は 12 が計画されている。先進国では既存のエネルギーインフラを活用しながらエネルギー利用の高効率化や二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出削減を目的としたプロジェクトが主となる。技術やサービスの実証が多数進められている。一方で、新興国では、電力インフラの普及や、リサイクルシステム等の新しい社会基盤に CO<sub>2</sub> 排出削減や再生可能エネルギー導入を合わせて行うことが主な目的とされている。

## 2. 3 本研究における「スマートコミュニティ」に関連するキーワードの整理

2.2.1 で示したように、「スマートコミュニティ」の概念は環境エネルギー分野のみならず、交通や通信等も含んだ広い概念である。本研究では、「スマートコミュニティ」の機能のうち、特に再生可能エネルギーの大量導入において発生する課題を解決するためのインフラに注目し、「スマートコミュニティ」の概念を再定義する。

本研究で焦点を当てているエネルギーインフラは3章で分析する「エネルギー情報通信インフラ」と「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」の2種類である。これらのインフラの整理と、インフラがもたらす価値についての検証については、3章及び4章において詳述するが、ここでは本研究の中での「スマートコミュニティ」「エネルギーインフラ」「プロシューマー」「ダイナミックプライシング」「水素」の定義についての簡単な整理を行う。各定義の詳細については、3章において分析を行う。

### (1) 「スマートコミュニティ」の定義

本研究では、2.2で整理した既存の定義を踏まえた上で、「スマートコミュニティ」の概念の特徴を次のように捉え、その価値を検証することとする。まず、言葉の定義としては、最新のテクノロジーが、その時点の開発段階に合わせて導入されるという意味で「スマート」という言葉が使われる。また、地域単位での技術の組み合わせという意味で「コミュニティ」という言葉が使われる。社会システムとしては、地域をまとまりとした技術の組み合わせの集合体が想定されている。単独事業ではなく、複数事業の組み合わせとして考えられる。目的としては、複数の技術・事業の組み合わせにより、地域全体の資源・エネルギー利用の最適化がある。また、「コミュニティ」をバウンダリーとした、資源・エネルギー利用の最適化とCO<sub>2</sub>削減が目的とされる。

「スマートコミュニティ」における「コミュニティ」の範囲には、様々な階層が想定される。2.2.1で引用した「スマートコミュニティ」の定義のいずれも、「コミュニティ」の範囲を特に特定しているわけではなく、柔軟な考えが適用できるようになっている。

本研究では、「スマートコミュニティ」に関連するエネルギーインフラが整備されてエネルギーが循環している範囲を「コミュニティ」と考えた。この場合には、必ずしも地方自治体のような行政単位というわけではなく、エネルギーインフラの中でのエネルギー循環が完結している範囲であると考えることができる。「コミュニティ」を単純に「自治体」のような範囲で一義的に区切ると、エネルギーを「つなげる」という「スマートコミュニティ」の重要な意義が薄れると考えられる。「コミュニティ」の考え方の例としては、例えば電力会社が電力システムを一つのユニットとして「コミュニティ」の範囲を定義づけることもできる。バーチャルパワープラント（VPP）がエネルギーの循環の役割を担い、「コミュニティ」の役割を担うこともあり得る。もしくは、自治体やデベロッパーが中心となって、地域にエネルギー循環の仕組みを作ることもあり得る。電

力自由化の中で、この「コミュニティ」の中でのエネルギー循環が円滑に進むような仕組みが出来上がっていくと考えられる。

「スマートコミュニティ」では、一定の範囲の「コミュニティ」で、再生可能エネルギー、省エネルギー技術の導入によってエネルギーの利用が最適化される。国、自治体、企業等によって、技術導入に対する一定の方向性が定められて再生可能エネルギーの導入の促進が行われる。再生可能エネルギーの事業主体は、家庭、企業、公共施設等、様々なものが考えられる。それぞれの設備の導入は個別（ばらばら）に行われるため、これまで大手電力会社が計画的に行ってきたエネルギー開発とはまったく異なったものとなる。ただし、再生可能エネルギー設備の導入についての意思決定が個別に行われると、その分不確実性が拡大していく。このため、国や自治体等が中心となって、エネルギー利用の方向性を一定程度示す必要がある。地域単位でのエネルギーの融通についても、個別プレーヤー間の調整だけでなく、何らかの方向性を示す必要がある。このために「スマートコミュニティ」の概念が有効となる。国や自治体等によるエネルギーインフラの整備は、再生可能エネルギーの導入によるエネルギー需給の不確実性を緩和するとともに、再生可能エネルギー導入者に対して余剰エネルギーを価値化する追加的価値を与えることができる。

なお、2.2.1 で整理した日本政府等が示す「スマートコミュニティ」の概念では、電力及び熱によるエネルギー融通が主体であり、「水素」によるエネルギー融通の要素は含まれていない。これは、水素によるエネルギー貯蔵・輸送技術が未だ技術開発段階にあることが理由である。ただし、後述のように日本政府は水素による「エネルギー貯蔵・輸送技術」の技術開発に力を入れており、将来的に水素はエネルギー融通の重要な要素となることが想定されることから、本研究では水素によるエネルギー融通も「スマートコミュニティ」の要素に含まれると考えた。

## (2) エネルギーインフラ

「スマートコミュニティ」の概念のうち、大前提となっているのが、情報通信技術 (ICT) とエネルギーマネジメントを融合させる「エネルギー情報通信インフラ」である。本研究では、これに加えて、本研究では、余剰エネルギーを水素へエネルギー変換して様々な用途として広域に供給するための「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」も「スマートコミュニティ」の中で重要な役割を担うエネルギーインフラとして考えている。

本研究で用いている「エネルギー情報通信インフラ」は、エネルギーの効率化を行うことを目的とした情報通信技術 (ICT) という意味で用いている。一般的には、「スマートグリッド」の用語が用いられるが、本研究では「スマートグリッド」を含む広義の情報通信インフラという意味で定義する。詳細は 3.2.3 で述べる。「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」という用語は、一般的にエネルギーを水素へ変換し、水素を用いるためのインフラという意味で用いられる用語であり、日本政府が水素関連の技術開発や政策を記

述する際に用いる用語である。本研究でも、広義の水素関連インフラという意味で定義する。詳細は 3.4.2 で述べる。

本研究では、「スマートコミュニティ」の概念の本質は、エネルギーの「価値をつなげる」ための次世代の「エネルギーインフラ」の整備にあると考えている。従来型の「エネルギーインフラ」は、電力であれば従来型の送配電網であり、ガスであればガスパイプラインということになる。従来型のエネルギーインフラは、大資本の電力会社やガス会社が、自社の商品（電力、ガス）を需要者に供給するために、自己資本によって計画的に整備するものであった。一方で、本研究で対象とする「価値をつなげる技術」である「エネルギー情報通信インフラ」や「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」は、小規模分散型のエネルギーの価値を結び付けるためのエネルギーインフラであり、多数のステークホルダーが利用するエネルギーの「公道」の位置づけになる。エネルギーシステム改革で生まれるステークホルダーとしては、発電事業者、電力卸事業者、電力取引市場、電力小売事業者、バーチャルパワープラント（VPP）のアグリゲーター、プロシューマー等である。これら新しいエネルギーインフラが地域の「公道」として存在することができれば、導入される再生可能エネルギーの最新技術が随時アップデートされて、技術発展段階に応じてその時点での全体最適につながるものが可能となる。

なお、日本政府が考えるエネルギーインフラの中には、「地域熱供給インフラ」も重要な位置づけがなされている。ただし、本研究では、「電力」の観点からの「余剰エネルギー」の価値化についての検証を行い、余剰の熱エネルギーの利用の評価については、検証の対象外とする。

### (3) プロシューマー

「プロシューマー（Prosumer：生産消費者）」とは、生産（プロデュース）と消費（コンシューム）を同時に行う消費者のことである[5]。もともとはサービスや製造の観点から社会の遷移を分析する中で定義づけられた言葉であるが、近年では太陽光発電設備の普及で、これまでは電力会社しか生産することができなかったエネルギーを誰でも生み出すことができるようになり、住宅や事業所でエネルギーの生産と消費を同時に行うプロシューマーがエネルギー分野で現れるようになってきている。

先進国で特にプロシューマーの増加を促しているのが、太陽光発電の普及である。太陽光発電は、建物の屋根や空き地に据え付ければ簡単に発電を行うことができる。また、地域によって日射量に差があるものの、基本的にはどの場所であっても発電を行うことができ、メンテナンスがほとんど必要ない状態で 20 年以上発電を継続することができる。世界各国で FIT 制度等のインセンティブによって普及が進んできた。太陽光パネル価格の急速な下落により、発電原価が既存の電力料金よりも安価になる「グリッドパリティ」に近づいている国もある。建物で導入される小型の太陽光発電の用途は、主に自家消費である。日本の FIT であれば、自家消費で余った電力を売電できる仕組みと

なっている。現在の一般的なプロシューマーが導入している再生可能エネルギーは太陽光発電であるが、風力が安定している地域であれば、小型風力発電の導入もあり得る。また、水素を燃料とした熱電併給システムである定置型燃料電池もプロシューマーが導入しうる発電システムである。

先進国のみでなく、途上国や新興国においても、今後エネルギープロシューマーが増加すると予測されている[4]。途上国/新興国の無電化地域においては、送電網を敷設するために大きなコストがかかる。また、人口密度が低い地域に対する送配電網の整備は、そもそもコストに見合わない可能性がある。この場合、送配電網が届かない地域において、太陽光発電、小水力発電、風力発電、地熱発電、バイオマス発電等の再生可能エネルギーを導入して、地域単位でのエネルギー自給自足を行うことがより簡便な手法である。再生可能エネルギーの技術開発とコスト低下がこれを現実化させる可能性が高い。本研究で検証するエネルギーインフラの整備によって生まれる事業オプションと余剰エネルギーの価値化のモデルは、先進国のみならず、途上国/新興国によりいっそう当てはまると考えられる。

プロシューマーに関連した技術や、プロシューマーがもたらす電力需給バランスの不確実性については、3.2において詳述する。

#### (4) ダイナミックプライシング

ダイナミックプライシングとは、電力の需給状況に応じて、電力価格を変化させる経済手法である。一般的には、電力需要者に対する電力料金を変化させることで、価格シグナルによって需要のコントロールを行うデマンドサイドマネジメント（もしくはデマンドレスポンスともいう）のために用いられる手法である。価格シグナルによる市場原理によって、電力需給バランスを調整することができる。これまでは電力需要者の電力料金を時間単位で調整することは難しかったが、スマートメーターの普及及びスマートグリッド関連技術の進歩により、適用可能となる電力料金の仕組みである。つまり、ダイナミックプライシング適用の前提として、「エネルギー情報通信インフラ」が整備されていることが必要となる。「スマートコミュニティ」は、「エネルギー情報通信インフラ」、または「スマートグリッド」を包括した概念である。このため、「スマートコミュニティ」の中では、ダイナミックプライシングの導入も可能になる。

発電事業者からの電力は、すでに市場での電力取引が行われている。米国や欧州では、1990年代以降の電力自由化によって活発に電力が取引されている。一方、日本における卸電力取引市場での取引が電力需要に占める割合は3%程度であり、活発であるとはいえない。なお、プロシューマーによる小規模分散型電源からの電力を取引する市場は海外でもまだ実現していない。

ダイナミックプライシングをプロシューマーの売買電に適用することの社会的便益は次のようなものが考えられる。第一に、プロシューマーの売買電行動を価格シグナル

でコントロールできる。第二に、小規模分散型電源増加による系統の不安定性の緩和ができる。第三に、蓄電設備の導入インセンティブを付与できる。第四に、VPP等がプロシューマーの太陽光発電をうまく活用すれば、ミドル電源/ピーク電源となっている火力発電の化石燃料の削減につなげられる可能性がある。

これまでの電力料金は、大規模発電事業者による石炭・ガス・石油火力発電、原子力発電、大規模水力発電による安定した電源からの電力供給が前提であった。今後は再生可能エネルギーの増加を前提とした電力システムに変えていく必要がある。本研究では、プロシューマーの買電/売電、及び再生可能エネルギー発電事業者の売電について、将来的にダイナミックプライシングが適用されると想定した。その上で、プロシューマー/再生可能エネルギー発電事業者の行動がどのように変化するかを、4.2及び4.3で検証した。

なお、「ダイナミックプライシング」という言葉は、一般的には電力需要者側への価格調整に対して用いられる言葉であり、売電側に対して用いられている用語ではない。ただし、本研究では、売電に対しても価格の変化を行うケースを考えているため、プロシューマー及び再生可能エネルギー発電事業者からの売電価格の変化についても「ダイナミックプライシング」という言葉を用いることとする。

ダイナミックプライシングの仕組みについては、3.3で詳述する。

## (5) 水素

変動電源の再生可能エネルギーを大量導入していく際に必要となる技術がエネルギーの貯蔵技術である。現在確立されているエネルギー貯蔵技術としては、定置型蓄電池が導入フェーズに入っている。また、将来的なエネルギー貯蔵技術としては、水の電気分解を行い、エネルギーを変換してエネルギー貯蔵を行う水素製造技術がある。定置型蓄電池と比較しての水素によるエネルギー貯蔵の利点としては、大規模化、長期保存、長距離輸送が可能な点があり、次世代のエネルギー貯蔵技術として期待されている。また、水素をエネルギーキャリアとし、需要のある場所へエネルギーを輸送することで、燃料電池自動車の燃料などの発電以外への用途拡大が可能となる。

日本政府は、水素を用いたエネルギー利用技術について、「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」と名付けて、技術開発や導入支援を行っている。本研究では、再生可能エネルギー発電事業者が売電に加えて水素製造の事業オプションを持つための必要条件として、エネルギー貯蔵・輸送インフラの存在を前提とした。エネルギー貯蔵・輸送インフラに関連する技術については、3.4.2にて詳述する。

4.3では、再生可能エネルギー発電事業者の持つ不確実性を解決する技術として、電力の水素への変換による事業オプションの追加的価値を検証した。これは、大規模再生可能エネルギーの場合には、「蓄電池」によるエネルギー貯蔵よりも、水素によるエネルギー貯蔵の方が、大規模なエネルギー貯蔵に適しているという考え方による。

なお、4. 2 では、プロシューマーが蓄電設備（「定置型蓄電池」を想定）を導入したケース、4. 3 では再生可能エネルギー発電事業者が水素製造設備を導入したケースを想定して事業オプションの構造を分析した。ただし、これが逆になり、プロシューマーが水素製造設備を、再生可能エネルギー発電事業者が蓄電設備を導入するケースもあり得る。その場合にも、事業オプションの価値構造は、双方のモデルが適用できることになる。



### 3. 再生可能エネルギー拡大による不確実性と余剰エネルギーを価値化するエネルギーインフラ

本章では、プロシューマーと再生可能エネルギー発電事業者の増加によるエネルギー需給バランスの不確実性と、そこから生まれる余剰エネルギーを価値化するエネルギーインフラについての整理を行う。本研究で想定している再生可能エネルギーは、主に変動電源である太陽光発電及び風力発電である。再生可能エネルギーはその他に、水力発電、バイオマス発電、地熱発電、または将来的には潮力・波力発電等があるが、これらは発電量が基本的に一定であり出力や周波数が常時変動する電源ではないため、本研究における再生可能エネルギー特有の需給バランスの課題の対象外として考える。

#### 3. 1 再生可能エネルギーに対してエネルギーインフラが提供する事業オプション

##### 3.1.1 再生可能エネルギーの意思決定とエネルギーインフラの意義

再生可能エネルギーの特徴は、主に小規模分散型で導入されるエネルギーであることと、導入の意思決定が電源開発計画のような計画に基づいて行われるのではなく、個別の主体によって任意のタイミングで行われることがある。意思決定が個別に行われることは、計画的な開発と比べて電力系統におけるエネルギーの需給ギャップを拡大させる可能性を高める。以上のような特徴があるため、エネルギー供給範囲（電力系統）の中でエネルギー供給の全体最適化を行うことは、従来の大規模集中的供給システムと比べて難しくなる。需給バランスが一致しなければ、エネルギーの余剰が生まれることになる。一方で、ある事業から生まれる余剰エネルギーが、他のエネルギー需要者にとっての価値を生み出すことができれば、両方の事業の価値を高めることが可能になる。

これをつなげていくために今後の整備が期待されているエネルギーインフラが「エネルギー情報通信インフラ」や「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」といったエネルギーインフラである。送配電網や都市ガスパイプラインといった従来のエネルギーインフラに加えて、これらの新しいエネルギーインフラが地域の「公道」として存在することができれば、導入される再生可能エネルギーの最新技術が随時アップデートされて、技術発展段階に応じてその時点での全体最適につながるものが可能となる。本研究におけるエネルギーインフラは、再生可能エネルギーの「価値をつなげる」ことを目的としたインフラと考える。

既存のエネルギーインフラは、一般電力会社やガス会社が大規模集約型のエネルギー源からエネルギー需要者に対して自社インフラを通じて自社商品のエネルギーを供給することが前提とされていた。一方で、エネルギーシステム改革後には、エネルギーインフラが多数のステークホルダーに開放されることになる。

### 3.1.2 「スマートコミュニティ」における事業オプションの提供者

4章で検証する事業オプションは、再生可能エネルギー導入者（プロシューマー/再生可能エネルギー発電事業者）が保有することができる。一方で、再生可能エネルギー導入者が事業オプションを持つためには、エネルギーインフラの整備が必要である。エネルギーインフラ整備による事業オプションの提供者は、エネルギーインフラの整備主体であるインフラ保有企業、または国・自治体等ということになる。

想定されるエネルギーインフラの整備主体を表 3-1 に示す。エネルギー情報通信インフラ」の整備主体としては、電力の送配電を担う送配電会社がまず考えられる。すでに送配電網が確立している日本においては、「エネルギー情報通信インフラ」の整備は既存の送配電網に ICT システムをアドオンする形が基本になると考えられる。日本では、2020 年に発送電分離が行われ、送配電会社が一般電力会社から独立して機能することになる。または、サービス需要者を特定した上でのインフラ整備であれば、地域エネルギー供給会社や VPP のアグリゲーター等が整備する方法も考えられる。

「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」の整備主体は、ガス会社、ガソリンスタンド等のこれまで化石燃料を扱ってきた企業が、既存のサプライチェーンを転用して水素を流通させる方法が考えられる。新規事業者がゼロベースで水素供給網を作り上げるよりも、既存インフラに水素供給機能に転用する方が容易だからである。ただし、将来的には新たに水素供給会社が立ち上がり、インフラ整備を行う可能性もあり得る。

日本の場合には、既存のインフラを活用して新しいエネルギーインフラを整備することが適切であると考えられるが、途上国/新興国のような場所で新たにエネルギーインフラを整備する必要がある地域においては、ゼロベースでこれらのエネルギーインフラを整備することになる。

表 3-1 想定されるエネルギーインフラの整備主体

種類	想定される整備主体例	方向性
エネルギー情報通信インフラ	送配電会社 地域エネルギー供給会社 VPP のアグリゲーター	既存の送配電網に ICT システムをアドオン
エネルギー貯蔵・輸送インフラ	ガス会社 ガソリンスタンド 水素供給会社	既存の化石燃料のサプライチェーンを転用

事業オプションを提供するためには、設備のハードインフラ整備と合わせて、エネルギーの流通の円滑化やインセンティブを付与する社会制度構築の両面が組み合わされる必要がある。国は、発送電分離やダイナミックプライシングといった、エネルギーシステム全体の設計を行う。国や自治体は、「スマートコミュニティ」を形成するた

めのマスタープランづくりを行い、その下で実施される事業に対してインセンティブを与えることや、事業環境の整備などを行う。当面の事業環境の中では事業採算性を確保できないものの公益性が高いエネルギーインフラについては、国や自治体の補助金等でインフラ整備を促進することが考えられる。例えば、電気自動車の急速充電器や、燃料電池自動車の水素ステーション等は、国の補助金を受けて民間企業による整備が進められている。ハード面のインフラのみでなく、社会制度や事業環境の整備状況も、事業に対して事業オプションを与える要素であり、車の両輪であると言える。このため、本章では、ハードのインフラと合わせて事業オプションを提供するための社会制度についても整理を行う。

インフラによる事業オプション提供の構造は、図 3-1 のようになる。民間企業、国、自治体等がハードのインフラを整備する。また、国・自治体が制度や事業環境の整備を行い、社会制度の構築を行う。インフラの存在により、再生可能エネルギー導入者は、余剰エネルギーを価値化する事業オプションを持つようになる。これにより、再生可能エネルギーの課題であるエネルギー需給バランスの不確実性が生み出す余剰エネルギーが価値されるようになる。

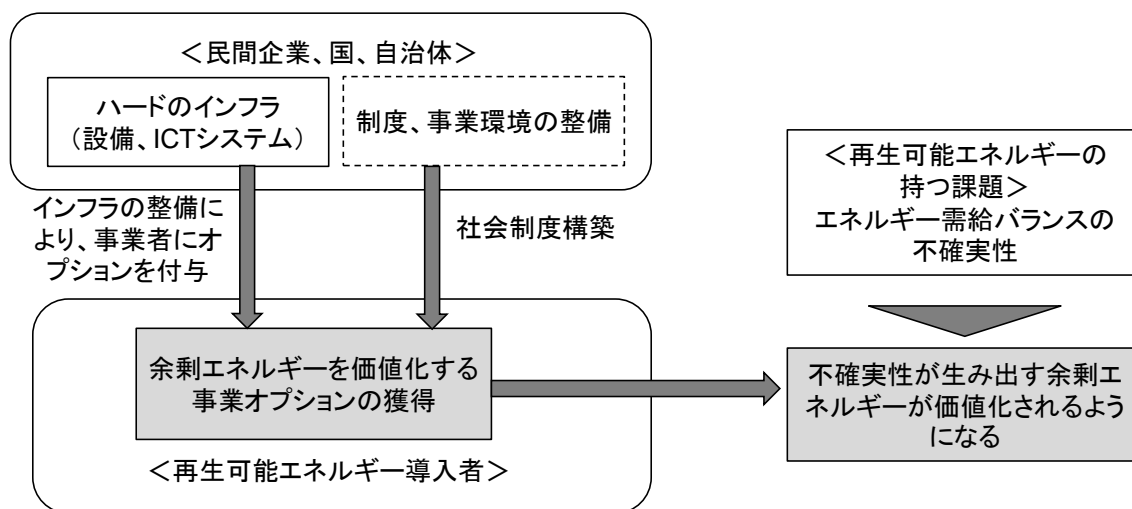


図 3-1 エネルギーインフラによる事業オプション提供の構造

### 3. 2 エネルギーの「生産消費者（プロシューマー）」による小型分散型エネルギーの導入と自家消費電力による余剰エネルギーの不確実性

太陽光発電設備の普及で、これまでは電力会社しか生産することができなかったエネルギーを誰でも生み出すことができるようになり、住宅や事業所でエネルギーの生産と消費を同時に行うプロシューマーがエネルギー分野で現れるようになってきている。今後、太陽光発電の発電原価が既存の電力料金よりも安価になる「グリッドパリティ」を達成することができれば、新築住宅を中心に自家消費用に太陽光発電設備を導入することが一般的になるとみられている。

プロシューマーの生み出す電力は、短期間で供給（発電量）及び需要（電力消費量）が常に変動する。この変動が電力系統全体の需給バランスや周波数変動に大きな影響を与えることになる。このため、現在の送電網システムでは、プロシューマーの発電量と自家消費量の成り行きで生み出される余剰エネルギー（発電量－自家消費量）の逆潮流は、系統全体を不安定化させる価値が低い電力（系統が受け入れたくない電力）として位置づけられる。

一方で、エネルギー情報通信インフラの整備によって、プロシューマーが売電するタイミングを選べる仕組みを作り、価格シグナルを用いて、需要が不足する需要ピーク時等の電力系統が電力を必要としているタイミングでプロシューマー側が電力供給できるようにすれば、供給される電力の価値が高まることになる。電力系統の総体としては、電力が足りない時にプロシューマーから電力を調達し、電力が余っている時にはプロシューマーからの電力供給を抑えることで、電力系統全体の需給の変動の不確実性を緩和させることができる[13]。

電力の ICT 化技術であるスマートグリッドやスマートメーターといったハードのエネルギーインフラと、電力需要の市場での変動に合わせてプロシューマーに価格シグナルを送ることができるダイナミックプライシングという制度面のインフラが整備されれば、プロシューマーの電力の需給バランス調整が可能になる[16]。これらのインフラが整備されれば、プロシューマーは、蓄電設備を導入して有利な価格で余剰電力売電のタイミングを選べる事業オプションを保有することになる。この事業オプションを持つことにより、住宅や事業所等のプロシューマーは、太陽光発電等の「創エネ技術」を導入することの価値を高めることができる。

#### 3.2.1 プロシューマーの出現によって生み出される不確実性

住宅や事業所等で導入される太陽光発電を代表とする自家発電設備は、エネルギーを自家消費するためにエネルギー生産を行う「エネルギープロシューマー」となる。プロシューマーは自分が生み出したエネルギーをまず自己消費し、残った部分を外部へ売電する。

ここで問題になるのが、外部へ供給される電力の不確実性である。特に太陽光発電は、

発電量が自然条件である日射量に左右されるため、供給側の不確実性が大きい。余剰電力の量は、太陽光発電量と建物の電力消費量の差で決まる。プロシューマーの余剰電力の考え方は、 $S_t^{(E)}$ を  $t$  時点で外部へ供給される電力（余剰電力）、 $Q_t$ を  $t$  時点の太陽光発電量、 $D_t$ を  $t$  時点の建物の電力消費量とすると、(数式 3-1) のようになる。

$$S_t^{(E)} = Q_t - D_t \quad (\text{数式 3-1})$$

$F^{(PV)}$ を太陽光発電設備の容量 (kW)、 $E_t$ を日射量 (kWh/m<sup>2</sup>/h) (時間によって変動する)、 $k$ を総合設計係数とすると、 $Q_t$ は (数式 3-2) で計算できる[51]。

$$Q_t = F^{(PV)} E_t k \quad (\text{数式 3-2})$$

$F_i$ を建物内の電気機器  $i$  の電力消費容量 (kW)、 $C_{i,t}$ を時間  $t$  において稼働している電気機器  $i$  の電力消費量 (時間によって変動する) (kWh/h)、 $\varepsilon$  を電気機器の数をとすると、 $D_t$ は (数式 3-3) で示すことができる。

$$D_t = \sum_1^{\varepsilon} F_i C_{i,t} \quad (\text{数式 3-3})$$

$Q_t$ は自然条件である日射量によって秒単位で変動する。自然条件によって決まるため、変動そのものを制御することは難しい。 $D_t$ も建物の設備の稼働状況によって変動する。双方が時間によって細かく変動するため、 $S_t^{(E)}$ も不確実性が増幅する可能性が高まる。図 3-2 に太陽光発電の発電量と住宅の電力消費量の変動の例を示す。

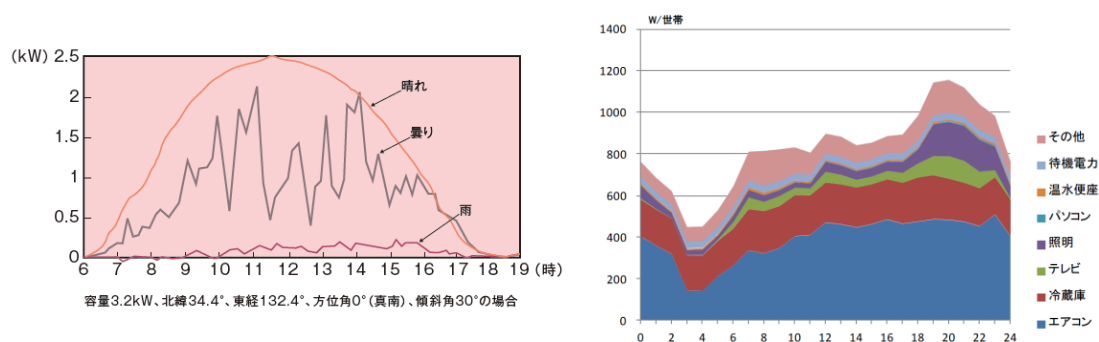


図 3-2 太陽光発電の発電量の変動の例 (左) と住宅の 1 世帯あたりの時間帯別電力需要の例 (右)

(出典：電気事業者連合会[52] (左)、経済産業省[53] (右))

日本国内の住宅用太陽光発電の導入量は 9,460MW (2017 年時点) と事業用太陽光発

電の導入量と比較して大きくないため、余剰電力は全量、FIT 制度の下での買い取りが保障されている。一方、プロシューマーが増加するほど、電力系統全体の電力需給バランスの不確実性が大きくなるという課題が出てくる。これまでの電力システムは、需要側の変動の予測を行い、火力発電で出力側を需要に合わせていけば問題は発生しなかった。しかし今後、さらにプロシューマーが増加すれば、電力系統は需要の変動だけでなく、プロシューマーの余剰電力の不確実性の増大に対処する必要性に直面することになる。

### 3.2.2 プロシューマーが導入するエネルギー創出技術

プロシューマーが導入するエネルギー創出技術（創エネ技術）は、太陽光発電だけでなく、現状では以下のようなものがある。本研究では電力を中心に扱っているが、電力だけでなく「熱」もプロシューマーが創出できるエネルギーである。

#### (1) 発電設備

##### ① 太陽光発電

太陽光発電は、家庭や建物のどこでも設置が可能であり、燃料を必要としないため、限界費用がほぼゼロの電力である。設置する設備の容量は住宅等の大きさに合わせて任意に変更できる。今後は ZEH/ZEB の多くに導入されていくことになる想定される。ただし、上記で示したように、発電量は日射量の変動という自然条件に大きく依拠する。特に日射がない夜間は発電を行うことができない。本研究では基本的に、太陽光発電をプロシューマーが導入する発電設備の中心として考えている。

現状の太陽光発電技術では、太陽光発電の設置場所は屋根や土地の平置きに限られている。ただし、近年では壁面太陽光発電や塗布型太陽光発電についての技術開発が進められている。これらの新技術は実用化当初は発電原価が高い発電方式になるとみられるが、プロシューマーはコストを勘案しながら建物における発電量を増加させる選択肢を持つことになる。これにより、建物における太陽光発電設備容量が屋根や平地に限られるという制約を、将来的には突破できるようになると予想される。

##### ② 小規模風力発電

風が強い地域では、小型の風力発電を建物に設置し、発電を行うことができる。住宅等の建物に設置される小型風力発電は、数 kW/基程度の大きさである。事業性を持つためには風力が年間を通じて一定以上の強さであることが必要であるため、導入可能な地域は太陽光発電と比べてさらに自然条件に制約を受ける。太陽光発電と同様に、発電量は風力の変動という自然条件に依拠する。ただし、風が吹いていれば、時間帯に関わらず発電を行うことができるという利点がある。

##### ③ 定置型燃料電池

水素を燃料として、電力と熱を生み出すマイクロコージェネレーション設備である。現在はガスパイプラインから送られた都市ガスを水素に改質して燃料電池の燃料としているが、水素を直接燃料として使う技術も開発されている。熱は主に温水としてタンクに貯蔵され、給湯や風呂等で利用される。家庭用の燃料電池は、主に熱の需要に合わせて稼働されるため、電力は熱の需要に付随して発電される形になる。温水の貯蔵タンクが満杯になると、発電も止まることになる。これは、熱は余っても外部へ供給することができないため、余分な熱を生み出すことはエネルギー効率を悪化させるからである。

仮に地域熱供給インフラに熱を供給することができれば、熱の需要に制限されることなく、発電を任意に行うことができるようになる。

再生可能エネルギーによる電力を水電気分解で水素に変換してタンクに貯蔵しておき、電力が必要になった時に定置型燃料電池で発電と熱の創出を行うシステムであれば、定置型燃料電池を定置型蓄電池と同様にエネルギー需給バランスの調整に用いることができるようになる[54]。

## (2) 蓄電設備

本研究では、「蓄電設備」と「蓄電池」という用語を区別して使用している。本研究で用いている「蓄電設備」は、「蓄電池」（一般的には定置型蓄電池）のみならず、「蓄電」の用途を持つ様々な設備を想定している。プロシューマーが導入可能な「蓄電設備」には、主に次のようなものが開発されている。

### ① 定置型蓄電池

充電と放電を繰り返し行うことができる「二次電池」を一般的に「蓄電池」と言う。家庭用の定置用蓄電池として用いられるのは、リチウムイオン電池である。リチウムイオン電池以外にも、鉛、ニッケル水素、NAS（ナトリウム硫黄）、レドックスフロー、熔融塩等の種類の電池が存在している。系統安定用には、特に大容量化が可能な NAS 電池やレドックスフロー電池が適しており、技術開発が進められている。

住宅等で主に用いられるリチウムイオン電池は現状ではコストが高いため一般家庭に対する普及はあまり進んでいないが、太陽光発電設備と同様に急速なコスト削減競争が起きており数年以内に普及期に入ると考えられている。

### ② 電気自動車 (EV)、プラグインハイブリッド自動車 (PHV)、燃料電池自動車 (FCV)

従来のガソリン車から次世代自動車である EV、PHV、FCV が普及すれば、自動車が住宅における蓄電池の役割を持つようになる。

電気自動車 (EV)、プラグインハイブリッド自動車 (PHV) は、蓄電池 (リチウムイオン電池) に電力を蓄電し、モーターで駆動する自動車である。EV には、25kW 程度の蓄電池が搭載されている。ほとんどの自家用車は 1 日のうち大半の時間が自宅で駐車されているとされるため、住宅の車庫に駐車中の電気自動車は蓄電池として利用が可能である。自動車の蓄電池を、住宅において充電・放電して使用するという双方向のやり取りを Vehicle to Home (V2H) という。定置型蓄電池と同様に、ダイナミックプライシングの下での電力利用の最適化に用いることができる[55]。

燃料電池自動車 (FCV) は、水素を燃料として燃料電池で電力を作りながら走る自動車である。住宅の余剰の電力を水素に変換して貯蔵し、電力が必要になった時に FCV で発電するシステムができれば、V2H で EV と同様に蓄電池の役割を持たせることが



できる。現在発売されている燃料電池自動車が発電することができる発電量は 60kWh であり、発電機としても家庭用としては大きな容量を持つことが可能である。

### ③ 水素製造設備と定置型燃料電池の組み合わせ

水素製造設備と定置型燃料電池の組み合わせると、一体の蓄電設備とみなすことができる。余剰電力がある時間帯は、余剰電力を用いて水電解を行い、水素タンクにエネルギーを貯蔵する。電力が足りない時間帯に、水素タンクに貯蔵した水素を定置型燃料電池に供給し、発電と熱創出を行う。水素は定置型蓄電池と比較してエネルギーの長期、大量保存に適しているため、一定量以上のエネルギーを貯蔵する際には有望なエネルギー貯蔵方法となる。一方で、定置型蓄電池と比較してのデメリットは、水素製造における電力から水素へのエネルギー変換と、水素から電力への発電の 2 回のタイミングで、それぞれエネルギーロスが起きるため、エネルギー利用効率が低くなることである。エネルギー利用効率を上げるには、電力のみでなく熱についても有効利用する必要がある。

## (3) 熱創出設備

本研究では電力を対象として検証を行うため、熱利用を検証対象とはしていないが、熱創出設備もプロシューマーが導入できる技術である。

### ① ヒートポンプ給湯器

電力でヒートポンプを稼働させ、大気中の熱をくみ上げて高効率にお湯を沸かす給湯器である。作られた温水は温水タンクに貯蔵され、利用される。余剰電力を熱に変換することで、エネルギー貯蔵の役割を持たせることができる。電力系統全体で電力供給が需要を上回った場合に、各家庭のヒートポンプ給湯器を稼働して余った電力を熱に変換することができれば、マイクロ畜エネルギー施設として、電力系統の安定に寄与することができる[56]。

### ② 地中熱ヒートポンプ

ヒートポンプの熱源として空気熱の代わりに地中熱を利用する。年間を通じて温度が一定な地中熱を利用するため、通常の空気熱ヒートポンプよりも効率よく熱を生み出すことができる。現状ではコストが高いため導入量は多くないが、地中熱というどこにも賦存しているエネルギーを利用することができるメリットがある。

### ③ 太陽熱利用システム

太陽光を集熱器で蓄え、温水や温風を給湯や暖房に利用する。日本ではあまり普及していないが、海外では高い割合で家庭に入れられている地域もある。エネルギー効率は太陽光発電よりも高いが、家庭では熱需要が限られているため、温水の貯蔵タンクが満

杯になるとそれ以上は使えなくなる。ただし、仮に地域熱供給インフラに熱を供給することができれば、熱の需要に制限されることなく、太陽光のエネルギーを熱に変換し有効利用することができる。欧州では、太陽熱利用の熱を地域熱供給インフラで融通することが検討されている。

#### (4) スマートグリッド（エネルギー情報通信インフラ）の必要性

電力の特徴としては、供給量と需要量が常に一致してないといけないという「同時同量」の原則がある。需給バランスが常に一定していなければ、周波数が一定とならず、最悪の場合には停電となる。現状では、電力会社が需要予測に応じて細かい稼働を行うことができる火力発電を活用して発電量を調整している。さらには、太陽光発電は逆潮流によって、電圧に支障をきたす可能性がある。また、再生可能エネルギーが普及すれば、電力需要が低い日の日中などに、電力系統全体の需要量を供給量が上回る可能性が出てくる。今後プロシューマーが増加し、超小規模分散エネルギーが増加すれば、現在のシステムでは電力系統における需給バランスの制御は困難になっていく。

現在の電力系統では、太陽光発電の導入可能量は、かつて受け入れ限界とされていた 10,000MW[57]を既に超えており、これ以上のプロシューマーの増加に対応するためには、スマートグリッドの導入が必要となるとされている。

### 3.2.3 エネルギー情報通信インフラの関連技術

プロシューマーを結び付けるエネルギーインフラは、エネルギーに関する情報通信インフラ（「エネルギー情報通信インフラ」）である。エネルギー情報通信インフラは、「スマートコミュニティ」の中心となる技術に位置づけられることが多い。3.2.2 に挙げたプロシューマーが導入する創エネ設備を電力系統と結び付け、さらにエネルギー利用の最適化を行うために必須な技術である。

再生可能エネルギーの拡大と情報通信インフラの融合が着目されるようになった背景には、コンピュータの情報処理の能力の向上により膨大な計算が瞬時にできるようになったという技術的な側面と、再生可能エネルギーの急速な拡大に既存のエネルギーインフラが対応できなくなってきたという社会的な側面が並行して進んできたということがある。また、大手 ICT ベンダー等の関連企業が ICT インフラの新たな市場として、エネルギー分野に着目してきたというビジネス的な側面もある。

エネルギー情報通信インフラのコア技術を以下に示す。エネルギー情報通信インフラの重要な特徴は、電子データのやり取りによって、エネルギー利用の最適化を図るための「つなげる技術」であるところにある。エネルギー情報通信インフラの技術開発は急速に進められており、なおかつここ数年でも「ビッグデータ」や「IoT」等の新たなコンセプトがその中に融合されるようになっている。技術開発の進展がとても早い分野であり、発展途上の技術分野でもあるため、数年後にはまた新たな技術コンセプトが現れている可能性が高い。

#### (1) スマートグリッド

スマートグリッドは、送電ネットワークや配電ネットワークなどの電力系統を最適に運営する技術の総称である。横山[57][58]は、スマートグリッドの構成要素として、①送電ネットワーク・配電ネットワークでの監視・制御システム、②分散型電源の管理、③スマートメーター、④スマートストレージ、⑤デマンドレスポンスを挙げている。

スマートグリッドの技術により、電力系統全体の監視だけでなく、スマートメーターを通して、個別の分散型電源の発電量や電力を消費している電気機器等の電力需要量の把握が可能となる。後述の HEMS（Home Energy Management System）や BEMS（Building Energy Management System）を通じて、電気機器等の自動制御も可能になる。また、電力料金を時間帯ごとに変化させる料金体系であるダイナミックプライシングの導入が可能になる。

#### (2) エネルギーマネジメントシステム（EMS）

EMS は、電力使用量の可視化、節電（CO<sub>2</sub>削減）の為の機器制御、太陽光発電設備等の再生可能エネルギーや蓄電器の制御等を行うシステムを指す。建物等のエネルギー

マネジメントシステム（EMS）であり、家庭用であれば HEMS（Home Energy Management System）、商業用ビル向けであれば BEMS（Building Energy Management System）、工場向けであれば FEMS（Factory Energy Management System）、地域全体であれば CEMS（Community Energy Management System）と呼ばれる。

EMS は、建物等のエネルギーを一元管理し、個別機器を自動で制御できるようになる技術である。例えば電力料金が高い時間帯に、機器を自動で節電運転し省エネを行うことができる。電力料金が安い時間帯にヒートポンプ給湯器や洗濯機を自動運転して、ピークシフトを行うことができる。太陽光発電と蓄電池を制御して、蓄電と放電のタイミングを選択することも可能になる。

### （3）スマートメーター

スマートメーターは、電力をデジタルで計測し、メーター内に通信機能を持たせた次世代電力計を指す。情報通信機能を持つため、リアルタイムで電力に関する情報のやり取りを行うことができる。従来の電力量計では細かな計量ができなため、柔軟な料金メニューが実現できなかったが、スマートメーターによって柔軟な料金メニューの実現とそれによる電力需給の調節が可能となる。スマートメーターの存在によって電力会社とプロシューマーがデータのやり取りを行うことができ、この存在によってはじめてダイナミックプライシングの適用が可能になる。

欧米では電力メーターのスマートメーターへの交換が進んでおり、日本でもエネルギーシステム改革を受けて、2020 年代にはすべての電力計がスマートメーターに取り換えられる予定となっている。これによってダイナミックプライシングを適用できる土壌が日本でもできあがることになる。

### （4）Internet of things（IoT）

IoT は、コンピュータなどの情報・通信機器だけでなく、世の中に存在する様々な物体（モノ）に通信機能を持たせ、インターネットへの接続や相互の通信により、自動認識や自動制御、遠隔計測などを行う技術の総称である。

個別の機器がインターネットでつながることにより、それぞれの機器の効率やエネルギー消費量を監視することができるようになる。さらに後述のビッグデータで分析を行った上で、電力需要予測等で電力系統全体の制御に反映させることができる[59]。

### （5）ビッグデータ

ビッグデータとは、社会の効率性を高める手段として大規模なデータを有効活用することである。大規模データの集合の傾向を分析することで、新たな付加価値を提供することができるようになる。

長谷川[60]は、「スマートコミュニティ」におけるビッグデータの活用事例として、次のようなものを挙げている。①気象条件、需要家の活動状態等を示すデータを消費電力量のデータと合わせて扱うことにより消費電力量の背景にある事象を把握することができる。②短周期の日射量の変化の予測により導き出されるコミュニティ内の住宅の太陽光発電出力の予測値と数分毎程度に収集して需要家の消費電力を組み合わせることにより、リアルタイムでの電力系統の需給制御を行う。③需要家の電力消費だけでなくガス消費量、水道使用量等を合わせて分析することでコミュニティにおけるエネルギー最適制御プランを実施する。

電力需給バランスの状況をビッグデータで予測することにより、短期間で電力価格の市場価値を把握することができ、ダイナミックプライシングにおける電力価格を定めることができるようになる。

#### (6) 個人間の電力取引技術

「スマートグリッド」からさらに進み、個人間の電力取引を行うための技術開発も開始されている。阿部[61][62]は、ブロックチェーン技術を活用し個別消費者間で電力取引ができる「デジタルグリッド」の技術を提唱している。デジタルグリッドは、既存の電力系統を「セル」に細分化して、アドレスを持つ電力変換器や貯蔵や発電などの電力関連機器を順次設置していき、それらを複数同時に動作させることで電力をセル間で自在に制御し、インターネットにおける情報のように電力を扱う電力インフラの技術である。プロシューマーが生み出した電力を個別に識別できるようになり、電力があたかも商品のように個別消費者間で売買できるようになる。現段階では、開発段階にある技術であるが、電力融通を予約・確定・実施するプロセスが可能となり、新しい電力融通の形態が構築できる可能性があるとされている[63]。

### 3.2.4 エネルギー情報通信インフラによってプロシューマーが得る選択肢

エネルギー情報通信インフラの整備によるダイナミックプライシングの導入により、プロシューマーには以下のように行動の選択肢が生まれる。さらに踏み込んだプロシューマーの行動と価値構造については、4. 2で詳述する。

#### ① 設備の導入に関する選択肢

電力需要者は、創エネ設備を導入することによって電力の生産と消費を同時に行うことができるプロシューマーになる。プロシューマーは、どのような創エネ設備を、いつ導入するかを決める選択肢を持つ。技術の発展段階、設備導入コスト、政府の補助の有無などで導入タイミングを決める。現状で、家庭で導入できる主な電力の創エネ設備は、太陽光発電、小型風力発電、定置型燃料電池（エネファーム）がある。

太陽光発電は、家庭、事業所、工場、遊休地など、どのような場所にも設置ができる利点があり、プロシューマーが導入する創エネ設備の中心的なものである。すでに技術的に確立しているが、発電原価（発電コスト）が買電価格と同一になる「グリッドパリティ」となれば、自家消費目的での設備導入が市場原理の下で進む。導入者にとっての経済的便益は、購入電力コスト削減利益と余剰電力の売電利益の両方がある。しかし、現状の日本では、まだ設備導入コストが高いために発電原価が高く、グリッドパリティとはなっていないため購入電力コスト削減利益のみの事業では赤字となる。このためプロシューマーは、FIT制度で余剰電力を市場価格よりも高値で売電して投資回収を行うことができる制度設計となっている。太陽光発電は設置場所さえあれば、設置場所の大きな改修を伴わずに建物や土地に後付けで設置できる技術であるため、導入者がコスト的に見合うと考えるタイミングでいつでも導入することができる。小型風力発電も太陽光と同様に、FITでの高値での売電が保障されている。ただし、多くの地域では現状の設備価格では事業性を持つことが難しいため、導入はあまり進んでいない。

定置型燃料電池は、他国に比べて日本では導入率が高い創エネ技術である。現在の定置型燃料電池は、都市ガスを燃料としている。このため、導入可能な地域は都市ガスのパイプラインの整備状況に制約される。発電した電力については、太陽光発電のように電力系統に高値で売電する制度設計がなされていない。導入者にとっての経済的便益は発電した購入電力コスト削減利益と、温水を加温するための燃料コスト削減利益である。発電は、温水の製造に付随して行われるため、経済的な便益は、設備導入者の温水の需要量がどの程度大きいかにより制約される。現状では設備コストの価格が非常に高いため、購入電力コスト削減利益と燃料コスト削減利益だけでは設備投資を回収できないため、市場原理の下での普及は難しい。このため、日本政府は補助金を出して一定期間での投資回収を行うことができるようにしている。導入者は、温水製造に要している燃料コスト削減利益、購入電力コスト削減利益、補助金との見合いと

を勘案して導入を検討する。定置型燃料電池は、現状では都市ガスを水素に改質して燃料として使っている。ただし、将来的には燃料として市場で流通する水素や、自家発電で電気分解した水素を燃料として用いることができる純水素型の定置型燃料電池が普及する可能性がある。ただし、純水素型の定置型燃料電池はまだ開発段階にある。

プロシューマーは、創エネ設備と合わせて蓄電設備を導入することで、創出した電力について任意のタイミングで消費と蓄電を行うことができるようになる。プロシューマーは、どのような規模の蓄電設備を、いつのタイミングで導入するかを決める選択肢を持つ。導入する蓄電設備の規模は、自家消費電力にどの程度余裕を持たせるかによって決まる。例えば、1日3kWhを消費する建物で、災害時に3日分の電力を賄うようにしたい場合には、9kWh以上の蓄電池を導入する。導入タイミングは、電力料金と蓄電設備の導入コスト等を勘案し、蓄電した電力で自家消費分の電力を賄うことによる経済的便益を勘案して選ばれる。

$y$ を買電価格、 $K$ を太陽光発電の発電原価とした場合、 $y > K$ であれば、買電量を減らして太陽光発電の電力をなるべく多く自家消費することで便益が大きくなる。つまり、グリッドパリティよりも発電原価が安ければ、蓄電設備を入れて太陽光発電の電力を自家消費することの経済性が出る。 $I_0$ を蓄電池の設備投資コスト（円）、 $Q_t$ を $t$ 時点の自家消費量（kWh/h）、 $\tau$ を設備稼働期間（h）とした場合、(数式 3-4)のように事業期間中の便益が設備導入コストを上回れば、蓄電設備を導入して太陽光発電の電力によって買電量を減らすことの経済的な便益が出る。

$$E \left[ \int_0^{\tau} e^{-rt} ((y - K) Q_t) dt \right] - I_0 \geq 0$$

(数式 3-4)

太陽光発電の発電原価が買電価格よりも十分に安くなければ、蓄電設備を導入する経済的な便益は出ない。現状では蓄電設備の価格はまだ高いために、導入するメリットは、停電時の非常用電力の確保が主となっている。このため、日本では家庭や事業所での導入はほとんど進んでいないのが実情である。

一方で、ダイナミックプライシングが適用されるようになった場合、プロシューマーは任意のタイミングで売買電を行うことで電力取引に参加することができるようになる。これにより4.2で示すように、蓄電設備を導入することによる経済的な便益を得ることができる。蓄電設備の導入によって得られる経済的便益が蓄電設備の投資額を上回る場合、プロシューマーは蓄電設備の導入を行うことが可能となる。

なお、本研究では、プロシューマーの創エネ設備については、現在プロシューマーに普及している主流な創エネ設備である太陽光発電を前提として検証を進める。

## ② 売買電のタイミングの選択

蓄電設備を導入することによって、プロシューマーはダイナミックプライシングの下によって変動する売買電価格に合わせて、売買電のタイミングを選ぶという選択肢を持つ。売電価格が高い時には、太陽光発電で発電した電力を売電する。買電価格が安い時には、安い電力を電力会社から購入して使用し、太陽光発電からの電力は蓄電しておく。売電を行うことによって利益が出ない場合には、太陽光発電からの電力は自家消費し売電を行わない。このペイオフの詳細については、4. 2で詳述する。

ただしプロシューマーは実際には、株取引のように時間単位で価格を監視して人力で売買電を行うことは非常に困難ということには、留意が必要である。ほとんどのプロシューマーはそこまでの時間的余裕は保有してしない。ただし、エネルギー情報通信インフラが整備されれば、自動でこの取引を行うことが可能となる。例えば、売買電の閾値を HEMS 側で設定し、ある一定の価格を基準としたアルゴリズムで売買電を行う等、取引を自動化することができるようになれば、このような取引は可能となる。ICT で取引が自動化されることになれば取引コストはほとんどかからないと考えられる。この場合には、プロシューマーは売買電のアルゴリズムを設定する作業のみで済むことになる。

### ③ 電力消費行動の変化

ダイナミックプライシングの下で太陽光発電設備と蓄電設備を導入し、売買電のタイミングを選べるようになり、さらに自動取引を行うことができるようになった場合、プロシューマーは電力の消費行動を変えて便益を最大化するようになると考えられる。まず、プロシューマーは電力消費のピークシフトを行うようになると考えられる。売買電価格が高い時間帯には、なるべく電力消費を抑えて多くの量を売電するインセンティブが生まれる。逆に売買電価格が安い時には、買電した電力を使って電気機器を稼働するインセンティブができる。例えば、買電価格が安い時間帯に洗濯機やヒートポンプ給湯器を使用し、または電気自動車を充電する等が考えられる。HEMS や IoT により、自動で機器の稼働時間帯や稼働状況の調整（エアコンの温度設定等）を行うことが可能となる。

プロシューマーは、売買電のタイミングを選ぶことで、発電した電力がより高い価値を持つようになるため、「商品」としての電力の自家消費をなるべく減らそうと考えるようになる。蓄電設備を導入した上で、全般的な省エネ行動、節電の取り組み、省エネ機器導入に対するインセンティブが高まる。逆にダイナミックプライシングが適用されておらず売買電の価格が一定であった場合、蓄電設備導入の経済的な便益が存在しないため、蓄電設備を入れるインセンティブは少ない。



### 3. 3 エネルギー情報通信インフラによって適用可能となるダイナミックプライシング

ここではエネルギー情報通信インフラの存在によって可能となるダイナミックプライシングの仕組みを整理する。

現在の日本の制度ではダイナミックプライシングはまだ実証研究段階にある。ダイナミックプライシングのうち、需要側をコントロールするデマンドサイドマネジメントは、スマートメーター等のエネルギー情報通信インフラの整備に伴い各国で実用化が進められている[64]。電力自由化が進められる日本でも今後適用される可能性は十分に想定される。ただし、ダイナミックプライシングをプロシューマーの売電にも適用することは、海外でもまだ実現されていない。

本研究では、将来的な技術と制度の成熟により、ダイナミックプライシングをデマンドレスポンスによる需要側（買電側）の調整機能だけでなく、プロシューマーからの電力供給側（売電側）の調整機能にも適用されるケースを検討する。これまでは多くの国では、FIT または FIT の類似制度で再生可能エネルギーの売電に対するインセンティブが与えられてきた。ただし、再生可能エネルギーが普及し、発電原価が低下するに従って、海外では、FIT 制度によるインセンティブ付与を終了し、FIP (Feed-in-Premium) のように市場原理を加味した制度に転換する国が出始めている。本研究では、将来的に FIT によるインセンティブが無くなり、プロシューマーを含めた電力供給側に対しても市場原理が適用されるケースを想定している。

本研究では、「ダイナミックプライシング」という言葉を、売電のみを目的とする再生可能エネルギー発電事業者が発電した電力を電力市場において市場価格で売電するケースに対しても用いている。実際には電力市場での売買電には「ダイナミックプライシング」という言葉は用いられていないが、ダイナミックプライシングによる売電と仕組み自体は類似しているためである。

#### 3.3.1 ダイナミックプライシングによる電力価格の変化

ダイナミックプライシングは、プロシューマーが太陽光発電の売買電タイミングの選択肢を持つために必要な制度側の社会インフラになる。本研究で考えるダイナミックプライシングは、「デマンドレスポンス」を目的とした需要側の買電価格のみでなく、プロシューマーからの売電価格についても変動させることで、再生可能エネルギーの価値を高めることを目的とする。

これまで電力自由化が進んでこなかった日本では、電力会社が「総括原価方式」によって電力価格が固定され、費用回収保証の下での中長期最適化を行ってきた[65]。この方式は、発電事業者を含む市場でのステークホルダーが大規模電力事業者に限られていることが前提であった。今後、再生可能エネルギーを中心とする分散型電源が

普及する市場環境の下では、総括原価方式を前提とした仕組みの継続が難しくなり、売買電価格に市場原理の導入が必要になると考えられる。

従来のように電力価格が売電においても買電においても固定されている場合には、本来は潜在的に時間ごとに希少性が変わる再生可能エネルギーの価値が適正に評価されない。太陽光発電や風力発電の電力は、出力や周波数が常時変動するという意味で、本来は電力系統が受け入れたくないエネルギーとして位置づけられてきた。再生可能エネルギー電力に高値がつけられる根拠としては、再生可能エネルギー電力がCO<sub>2</sub>を排出する火力発電の稼働を抑制するという観点があるためである。一方、適切なタイミングで再生可能エネルギー電力が電力系統に流れることができれば、電力系統が受け入れたいエネルギーとなり、再生可能エネルギー電力の価値が高まることになる。このように、ダイナミックプライシングの価格シグナルによって、再生可能エネルギーの電力の供給タイミングが変わるようになれば、再生可能エネルギーの本来の価値が高まることになる。

現状では、ダイナミックプライシングは、電力需要ピーク時にピークシフトを行う「デマンドレスポンス」を促すための手段としてとして考えられている。デマンドレスポンスはピーク時に電力価格を上げることで、電力需要者に対して電力需要を減らすインセンティブを与えるものである。デマンドレスポンスは、その効果の確実性・予測性可能性が高まると、電力系統の計画・運用における需要側資源とみなすことができる。再生可能エネルギーという変動電源の大量導入により、電力系統の需給バランス調整や運転予備力に対するニーズが高まる。需給バランスの調整においては、供給側で調整電源を増設するだけでなく、ダイナミックプライシングにより、その一部を需要側資源で代替できれば、より効率的で安定的な電力供給が可能になる

[66][67]。

スマートメーターの導入等により、電力需要者はダイナミックプライシングを導入できるようになる。ダイナミックプライシングの方式としては、Real time pricing (RTP)、Critical-peak pricing (CPP)、Time-of-use (TOU) がある。TOUは、ピーク時に高い電力料金を設定し、オフピーク時に安い電力料金に設定し、ピークの需要を抑えるものである。ただし、実際の電力卸売価格には連動しないため、「ダイナミック」には変動しない。RTPは、電力卸売価格に連動し、時間単位で電力料金を変動させるものであり、純粋なダイナミックプライシングである。電力料金は、1日前や1時間前などに決定される。CPPは、最も需給バランスがひっ迫した時間帯に電力価格を上げて需要を抑えるものである。例えば、需要のピーク時の数時間のみ非常に高い電力料金に設定し、他の時間帯は割安にする。この価格シグナルにより、電力消費量をピーク時以外に移動するインセンティブを電力需要者に与える[68]。

表 3-2 需要側に対するダイナミックプライシングの方式

<p><b>TIME-OF-USE (TOU) RATES</b></p>	<p>一日のうちの需要のピーク時間帯に、料金が倍程度に上がる。 これまで最も共通した仕組みであり、理解しやすく、予測可能性が高く、電力料金への影響が小さい。ただし、需要者の行動への影響度は最も少ない。</p>	
<p><b>CRITICAL PEAK PRICING (CPP)</b></p>	<p>一定期間、一日のうちの電力料金が 5 倍程度に上がる。 電力供給者は、前日にピーク時の電力が上がることを示す。 TOU よりも消費者の行動への影響度が大きい。</p>	
<p><b>REAL-TIME PRICING (RTP)</b></p>	<p>料金が時間単位の市場価格に合わせて上限する。 不確実性を減らすため、時間単位の料金は前日等に示される。 最も正確に市場価格を反映し、消費者の行動への影響度が大きい。ただし、複雑で変動が激しい。一般的には大規模需要者へ適用される。</p>	

(図の出典：「Smart Power [11]」)

プロシューマーが発電する電力の売電の電力取引については、国内外ではまだ実用化には至っていないが、文献[16][18]等では、小規模分散型電源から生み出される電力自由取引の価格設定の方法についての研究が行われている。スマートグリッドの技術を用いれば、プロシューマーも電力取引市場に参入し、市場動向に応じて売買電を行うことができるようになる。ダイナミックプライシングはデマンドレスポンスによる需要側の調整機能だけでなく、今後増加するプロシューマーからの電力供給側の調整機能も担う方法が検討されている。文献[13][69]では、分散型電源が電力取引市場に

参入した場合に、ダイナミックプライシングによる価格シグナルで電力系統に流れる電力をコントロールする方法が検討されている。

買電価格に対するダイナミックプライシングの適用に関する検証は、デマンドレスポンスに関する研究や実証が多数行われている[68][70]。日本のスマートコミュニティ実証である「次世代エネルギー・社会システム実証」においても、横浜市、北九州市、豊田市、けいはんなエコシティで大規模な実証が行われた。一方で、プロシューマーの売電側の価格に対してダイナミックプライシングを適用することの実用化は進んでおらず、研究でも需要側のデマンドレスポンスに対する研究ほど進んでいるとは言えない。太陽光発電をはじめとした創エネ設備が家庭に大量に導入されるようになりプロシューマーが増加した状況が、世界的に見てもここ十数年程度の歴史しか無いことがその背景にあると考えられる。さらに、太陽光発電は売電のタイミングを選ぶことができるわけではないため、売電側にダイナミックプライシングを導入することの検証はあまり意味がなかった。しかし、定置型蓄電池の低価格化により蓄電池が普及するようになれば、プロシューマーが売買電のタイミングを選ぶことができるようになり、売電価格にダイナミックプライシングを導入することに対する意味が出てくる。

電力系統としては、電力が足りない時間帯にプロシューマーから電力を調達し、電力が余っている時にはプロシューマーからの電力供給を抑えることで、電力系統全体の需給の不確実性を緩和させることができる。電力系統全体では、電力需要ピーク時にピーク対応の発電に用いられる火力発電（ガス火力または石油火力）を減らすことができ、CO<sub>2</sub>排出量を減らすことができる。

電力価格は、これまでは日本では総括原価方式によって来たため、電力価格は時間や季節での市場価値が反映されてこなかった。しかし、エネルギーシステム改革における電力小売自由化や発送電分離により、日本でも卸電力取引が活発化し、電力価格が市場価値を反映するようにシステムが変わっていく方向性にある。米国や欧州では、1990年代以降の電力自由化によって活発に電力取引が行われており、オプション取引を含めた電力デリバティブの仕組みが発達している[71]。エネルギー情報通信インフラの整備とダイナミックプライシングが実現すれば、プロシューマーも電力取引市場に参入することが可能になる。

### 3.3.2 電力価格決定要因と価格変動（供給側）

電力料金の価格決定において、需要は表 3-3 のような要因によって予測される<sup>73)</sup>。エネルギー情報通信インフラの整備によって、ビッグデータを活用することで、より精緻に電力の需給バランスの予測ができるようになると考えられる。また、中長期的に見た場合には、ベース電源である原子力発電の縮小や、自然条件に応じた変動電源となる太陽光発電や風力発電の増加は、電力価格の変動幅を大きくする（3.3.3 で詳述）。また、将来的なプロシューマーの増加は、電力価格変動幅を増加させる可能性が高い。

表 3-3 需要推定の要素となるパラメータ（例）

季節変動	冷房、暖房需要、季節生産等の季節周期に依存
週間変動	産業・事業活動、家庭生活等（曜日依存）
日間変動	産業・事業活動、家庭生活等（時間依存）
気象要因	天候（気温・温度依存）
社会要因	社会事象（交通スト等）
経済要因	経済成長

供給側は、需要の変動に合わせて、発電単価の低いものから順番に発電機が稼働される。需要が大きくなれば、発電単価が高い発電機が稼働されるので、電力料金が高くなる（参考：図 3-3）。これまでは、原子力発電、石炭火力発電、大規模水力発電がベース電源として利用され、ガス火力発電、石油火力発電がミドル電源及びピーク電源として用いられてきた。

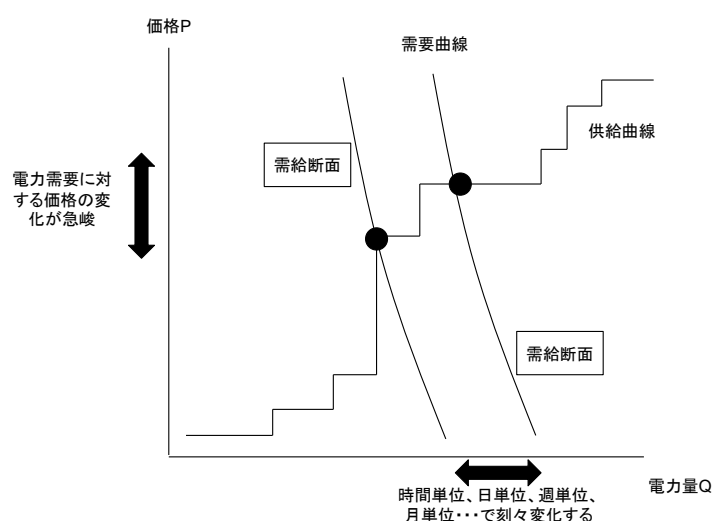


図 3-3 電力価格設定の仕組み

(出典：「電力デリバティブ[72]」を参考に作成)

例えば、アメリカの電力価格（卸価格）は、図 3-4 のように変動している。日本においては電力取引の量が著しく少ないため、電力の価値がほとんど可視化されていないが、実際には価値は季節や時間で大きく変動している。ダイナミックプライシングにより、この価値の変化が明示的なものになる。

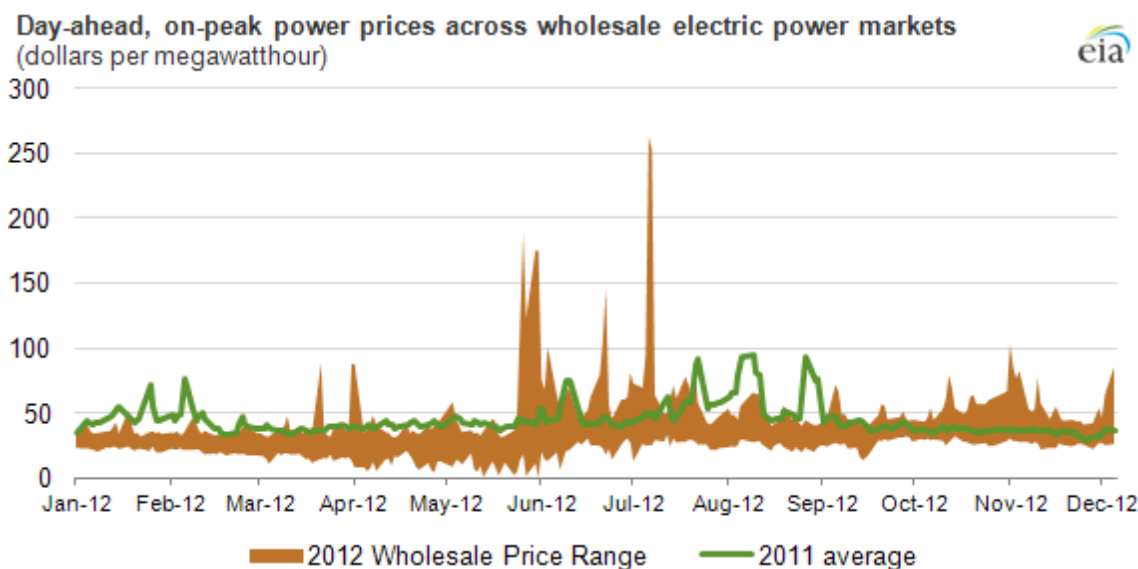


図 3-4 アメリカにおける年及び時間での電力価格の変動の例  
 (出典：U.S Energy Information Administration[73])

日本では卸電力取引市場での電力の取引は 2005 年から始まっているものの取引されているのは電力の流通量の 3%程度（2016 年）と非常に少ない。しかし電力小売り自由化の開始により、取引量は増加するとみられている。

ダイナミックプライシングの導入により、プロシューマーが生み出す電力という市場取引ができなかった分野に市場原理が生まれる。FIT により余剰電力について固定価格での売電が保証されている制度下では、プロシューマーがダイナミックプライシングを利用するメリットはほとんどない。ただし、日本の FIT 制度では、高値での買取期間が 10 年となっているため、11 年目以降は、市場価格に基づいた価格で買取が行われる予定である。固定価格買取の期間が終わった太陽光発電に適用する等で、ダイナミックプライシングを適用する仕組みが考えられる。

### 3.3.3 変動電源の拡大による電力市場価格への影響

図 3-3 における電力価格設定の仕組みは、従来型のベース電源である水力発電・原子力発電・石炭火力発電、調整電源であるガス火力発電・石油火力発電等を想定したものである。一方で、変動電源である風力発電や太陽光発電が電力系統内で増加していった場合の電力価格の変動について、海外では研究が進められている。既往研究によると、変動電源の再生可能エネルギー（風力発電、太陽光発電）の増加により電力系統における電力量の変動が大きくなるほど、電力市場での取引価格の変動が大きくなる[74][75][76]。その仕組みは、図 3-5 のようなものである。

変動電源の再生可能エネルギーの導入量が増加すると、図 3-5 の上部の正規分布図のように、電力系統内での電力供給量の分散が大きくなる。「分散小」の正規分布は再生可能エネルギー導入量が少ない場合の分布、「分散大」は再生可能エネルギー導入量が多い場合の分布である。図中の供給曲線で見ると、再生可能エネルギー導入量の増加によって、供給曲線は再生可能エネルギー導入量が少ない場合の最小出力供給曲線  $S_{Low}^L$ 、最大出力供給曲線  $S_{High}^L$  の幅から、再生可能エネルギー導入量が多い場合の最小出力供給曲線  $S_{Low}^H$ 、最大出力供給曲線  $S_{High}^H$  の範囲に変化する。なお、需要曲線  $D_t$  は、電力需要の特性から価格弾力性が低い、すなわち急峻な曲線となっているため、価格の変化は供給量の変化の影響をより受けやすい。 $S_{Low}^L$  の点の価格は  $P_{Low}^L$ 、 $S_{High}^L$  の価格は  $P_{High}^L$ 、 $S_{Low}^H$  の点の価格は  $P_{Low}^H$ 、 $S_{High}^H$  の点の価格は  $P_{High}^H$  となる。つまり、最高価格は再生可能エネルギー導入量が少ない場合の  $P_{Low}^L$  から  $P_{Low}^H$  に上がり、最低価格は  $P_{High}^L$  から  $P_{High}^H$  に下がることになる。

このように、再生可能エネルギー導入量が増加していくことによって、電力価格変動幅は  $P_{Low}^L \sim P_{High}^L$  の幅から、 $P_{Low}^H \sim P_{High}^H$  の変動幅に増加することになる。再生可能エネルギー導入量が増加することによって電力価格変動幅が増加することの電力系統への影響については、5.1.1 の考察で参照する。

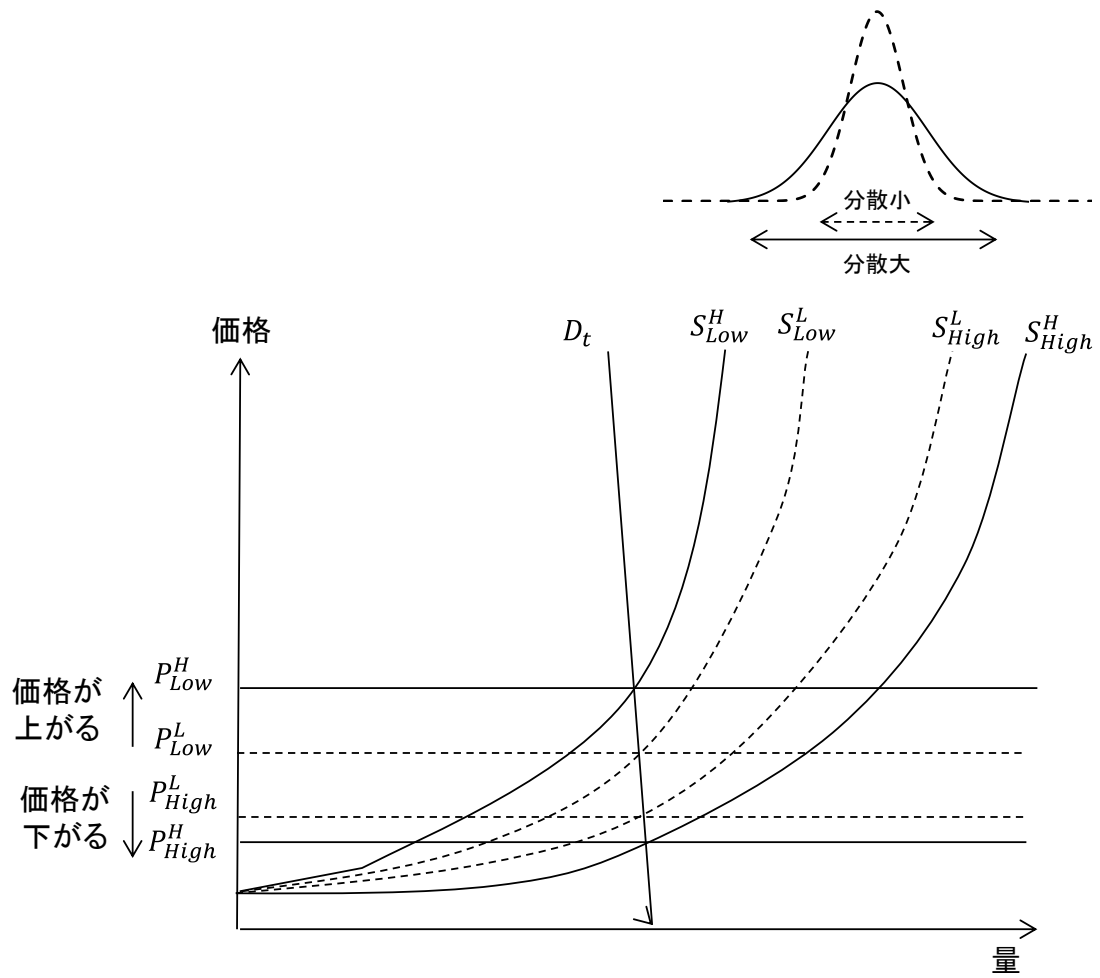


図 3-5 変動電源が増加することによる電力価格の変動の考え方  
 (出典：「Reducing the market impact of large shares of intermittent energy in Denmark[74]」を参考に作成)



### 3.3.4 ダイナミックプライシングによる電力需給バランスの調整

ダイナミックプライシングによって成し遂げられる需給調整機能の概念を本節で示す。詳細は4.2で検証する。プロシューマーが蓄電設備を導入して売買電のタイミングを選ぶことができるようになれば、プロシューマーに対しても価格シグナルにより調整機能を働かすことができる。一方で、蓄電設備がない状態であれば、プロシューマーは売買電のタイミングを選ぶことができないため、発電量の成り行きで売電することになり、価格調整機能は働かない。

#### ① 電力供給が需要量を上回る場合

ダイナミックプライシングによる受給調整機能が存在しない場合、太陽光発電や風力発電という変動電源である再生可能エネルギーによる電力供給量が電力系統全体の需要量を上回る場合には、再生可能エネルギー電力の出力抑制（発電した電力を電力系統に流さない状態）を行う必要が出てくる。一方、ダイナミックプライシングが適用されている場合には、出力抑制を行う代わりに、プロシューマーからの売電価格を下げることによって、プロシューマーが売電を行うインセンティブを低下させる。同時に買電価格を下げて電力需要を増加させる。需要者側の需要増の対応としては、電気機器の優先的稼働、蓄電池や電気自動車の充電、電気給湯機による蓄エネ等の方法がある。

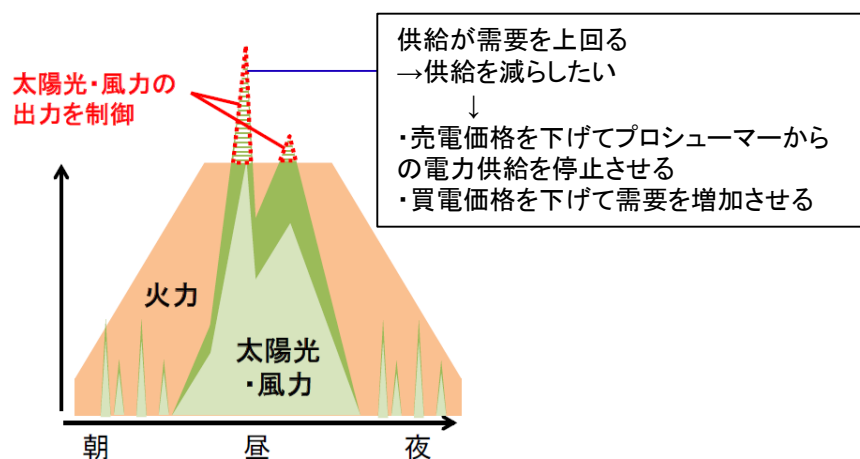


図 3-6 電力供給が需要量を上回る場合の調整の必要性

(図の出典：「総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会[77]」)

#### ② 電力需要が供給量を上回る場合

ダイナミックプライシングによる受給調整機能が存在しない場合、電力需要が大きくなり、電力供給可能量を上回る場合には、電力需要のピークカットを行う必要がある。一方ダイナミックプライシングが適用されている場合には、プロシューマーから

の売電価格を上げることによって、プロシューマーが売電を行うインセンティブを向上させる。同時に買電価格を上げることで、省エネ行動やピークシフトに対してインセンティブを与えることによって、電力需要を減少させる

日本においては東日本大震災後、ベース電源となってきた原子力発電の稼働が停止した際に、ピーク時の計画停電が行われたケースがある。現状では、電力需要が増加したピーク時には、主に発電単価が高い調整電源である石油/ガス火力発電によって賄われる。ダイナミックプライシングの価格調整機能によって、電力のニーズが高い時にプロシューマーからの電力供給を増加させることができれば、石油火力発電というCO<sub>2</sub>排出係数が高い電力の供給を抑えることにつなげる事が可能となる。

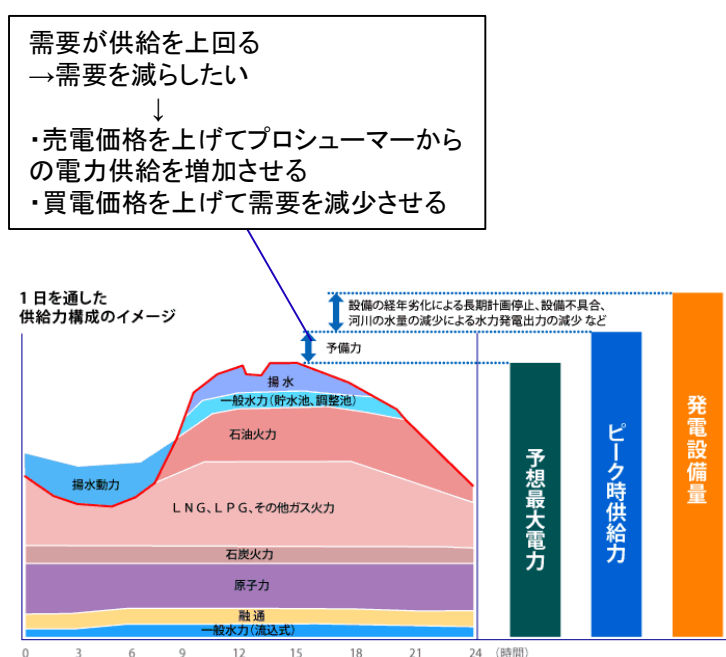


図 3-7 電力需要が供給量を上回る場合の調整の必要性

(図の出典：「総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会[77]」)

仮に価格シグナルが有効に働き、電力市場全体が任意のタイミングでプロシューマーから電力を調達することができれば、電力系統における発電容量が、プロシューマーの持つ電源と蓄電設備の分だけ増加することになる。「設備容量市場」の概念にプロシューマーの電源を含めることができるようになる。これまでは、ピーク需要への対応の時のために平常時に必要とされる必要以上の発電所を作らなくてはいけなかったが、ダイナミックプライシングの導入により再生可能エネルギーの電源でピーク需要へ対応できるようになる。

### 3.3.5 ダイナミックプライシングの下での再生可能エネルギーへのインセンティブ

現在の日本では、再生可能エネルギーへのインセンティブは FIT によって付与されている。しかし、FIT は高値固定価格で売電することに事業者にとっての利点があるため、売電価格が変動するダイナミックプライシングとは親和性が低い。変動する電力価格と親和性が高い再生可能エネルギーへのインセンティブとしては、Feed in Premium (FIP) がある[78]。FIP は図 3-8 のように、変動する電力の市場価格に「プレミアム」を上乗せする制度である。ドイツ、イタリア、スペイン等の欧州の複数の国では、FIT に代替する制度として導入されている。FIT の制度の下では、再生可能エネルギーにインセンティブを与えたまま電力価格に市場原理を導入することは難しいが、FIP であれば市場原理と再生可能エネルギーへのインセンティブを両立できる。欧州においても、FIP は大規模再生可能エネルギーに導入されているだけで、プロシューマーの売電に導入されているわけではない。プロシューマーの売電に導入されるためには、エネルギー情報通信インフラの整備が前提となる。

電力市場においては、再生可能エネルギーだけでなく、石炭/ガス/石油火力発電、原子力発電、大規模水力発電という安価な電力が取引されている。再生可能エネルギーはこれらの電源よりもまだ発電コストが高値であるため、単純な市場原理の下では駆逐されてしまう。このため、再生可能エネルギーに対してプレミアムを付与することで、再生可能エネルギー発電にインセンティブを与えることができる。並行して、再生可能エネルギー発電事業者に対して、市場原理に即した事業開発や売電行動を取るインセンティブも与えることができる。

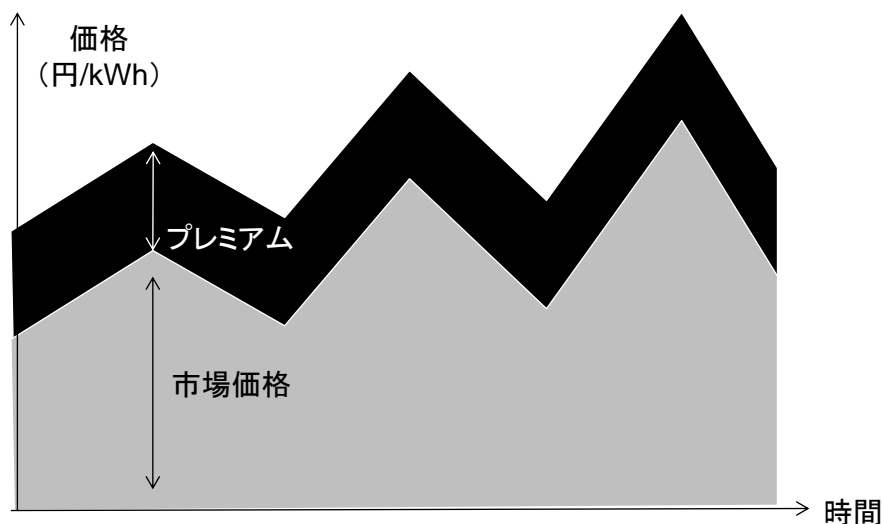


図 3-8 Feed in Premium (FIP) の仕組み

### 3.3.6 エネルギー情報通信インフラと更新コスト

エネルギー情報通信インフラの整備の利点は、新たな大規模送配電網の整備と比べて環境負荷や更新コストが小さいということがある。これにより、システムを随時アップデートして、創エネ、蓄エネ、省エネ技術の進展や、社会制度の進展に柔軟に対応することができる。

再生可能エネルギーの大量導入を行うには、再生可能エネルギーのポテンシャルが高い地域から電力需要地の都市部に電力を送るための送配電網を増強する方法がある。ただし、送配電網の増強は大規模な設備投資を伴うために埋没費用となる。また、大きな投資のみでなく、土地利用権取得や許認可等の取引コストを伴う。送配電網整備の投資回収は送配電網利用料金によって行われるため、電力が多く消費されないと事業採算性を得られない。結果として、省エネに価値が置かれなくなってしまう。

一方で、エネルギー情報通信インフラは、送配電網整備のように多大な社会コストを伴わないで随時システムをアップデートできるという利点がある。再生可能エネルギー設備、蓄電設備や電気機器等の技術の発展に合わせて、随時システムをアップデートしていけばよい。また、ダイナミックプライシングや再生可能エネルギー設備に対するインセンティブ等の制度変更があれば、大元の電力系統や電力取引市場等の社会システムを変更してアップデートしていくことができる。

### 3. 4 大規模再生可能エネルギーの大量導入と電力系統の受け入れの不確実性

売電事業として実施される大規模太陽光発電（メガソーラー）や風力発電（ウインドファーム）は、電力需要が小さい地域で導入される場合には、供給が需要を上回ることや、周波数変動に対応できなくなるなど、電力系統の需給バランスに与える影響が大きい。日本では地域によっては電力系統が受け入れ可能な供給量が再生可能エネルギー導入の実質の限界点になり、再生可能エネルギーのポテンシャルを活かすことができなくなっている。日本の政策では、送配電事業者（現在は一般電力会社）が再生可能エネルギー発電事業者に無制限無保証で出力抑制を指示することができる仕組みになっている。この電力系統の受け入れの不確実性は、これから新たに立ち上がる再生可能エネルギー事業の大きなリスクになる。

再生可能エネルギー発電事業者側が電力系統の受け入れの不確実性に対応するためには、エネルギーを貯蔵する技術の導入が必要となる。現在確立されているエネルギー貯蔵技術としては、定置型蓄電池が導入フェーズに入っている。加えて、将来的なエネルギー貯蔵技術としては、水を電気分解しエネルギーを水素として貯蔵する水素製造技術がある。定置型蓄電池と比較しての水素製造の利点としては、大規模化、長期保存、長距離輸送が可能な点である。また、水素をエネルギーキャリアとすることで、燃料電池自動車や定置型燃料電池の燃料等の多様な用途での利用が可能となる。水素でのエネルギー貯蔵・輸送技術についてはまだ発展段階にあるものの、大規模再生可能エネルギー発電事業の余剰エネルギーの活用方法として中長期的な技術開発が進められている。

再生可能エネルギーの余剰電力を大規模に貯蔵・輸送できるようになれば、再生可能エネルギー発電事業者は電力系統による電力受け入れの不確実性を緩和させ、余剰エネルギーを価値化させる事業オプションを持つようになる。

#### 3.4.1 大規模再生可能エネルギーの大量導入によって生み出される不確実性

##### (1) 大規模再生可能エネルギーが大量導入による電力系統の出力抑制

電力は需要と供給が常に一致していることが必要なエネルギーである。これまでの電源開発では需要の増加に合わせて供給側の発電施設整備が実施され、需給調整はガス火力/石油火力発電によって時間単位で需要に合致させることが行われてきた。しかし、変動電源である大規模太陽光発電や風力発電の導入が増加すると、供給が電力系統の受け入れ可能量を超える時間帯が出てくる。

現在の日本の制度では、再生可能エネルギーの電力供給が電力系統の受け入れ可能量を超える場合には、送配電事業者が再生可能エネルギー発電事業者への出力抑制を求めることによって、発電した電力を電力系統への受け入れを行わないようにしている。出力抑制の時期や期間は電力系統の需給バランスの変動次第であるため、あらかじめ予測することは難しい。さらに事業開始時に、事業期間中（日本の FIT では 20

年間)の長期間にわたって、どの程度出力抑制が行われることになるかを予測することは難しい。地域によっては20年間の間には、社会状況や電力系統内での再生可能エネルギーの導入状況によって出力抑制の状況が大きく変わる可能性も出てくるからである。例えば北海道電力では、新たな再生可能エネルギー施設に対して無制限無保障の出力抑制を求めている。現在よりもさらに太陽光発電や風力発電が導入されていった場合の出力抑制割合について、太陽光発電は最大47.6%、風力発電は34.8%の出力抑制割合になると試算している[79]。

出力抑制は再生可能エネルギー事業の唯一の収益源である売電収入を直接的に減損させることになり、事業全体への影響は重大なものとなる。事業計画の予測がむずかしい場合には、金融機関からのファイナンスがつきにくくなり、事業化ができない案件が増加する。また、出力抑制割合を保守的に見積もって事業計画を立てれば事業採算性を確保することがより難しくなる。すなわち、出力抑制の不確実性は、再生可能エネルギーの拡大の大きな障害となる。

出力抑制が行われ、余剰電力が発生する際のイメージは、図3-9のようになる。ここで、 $D_t$ を $t$ 時点における電力系統内の総電力需要、 $Q_{i,t}$ を $t$ 時点において稼働している発電設備 $i$ の発電量、 $\varepsilon$ を再生可能エネルギー発電施設の数、 $S_t$ を $t$ 時点における余剰電力とすると、(数式3-5)の時に出力抑制が行われる。

$$S_t = \sum_1^{\varepsilon} Q_{i,t} - D_t > 0$$

(数式 3-5)

火力発電であれば発電所の稼働を抑制することで供給超過に対応することができるが、太陽光発電や風力発電は稼働そのものを抑制することができないため、パワーコンディショナー(Power Conditioning System : PCS)から電力系統へ流れる電力を停止することで出力抑制を行うことになる。

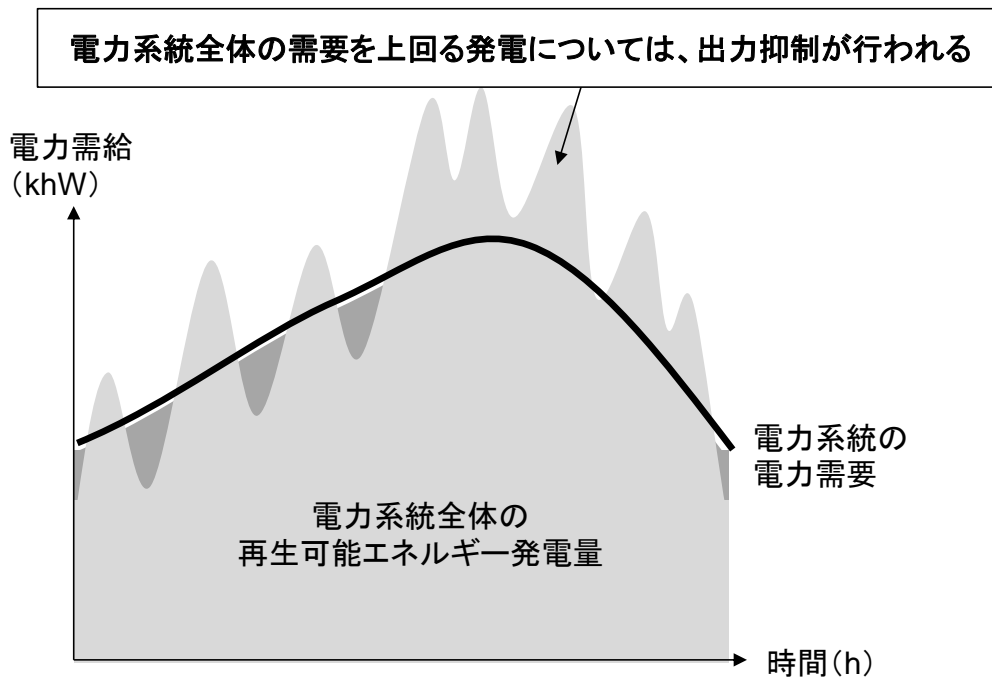


図 3-9 余剰電力の発生イメージ

## (2) 再生可能エネルギーの事業価値に対する出力抑制の影響

出力抑制が適用されれば、再生可能エネルギー導入者の収益を直接的に押し下げることになる。すなわち、出力抑制割合が高まるほど事業期間中の収益が減少することになる。

$V$ を再生可能エネルギー事業の事業価値、 $y$ を電力価格（固定の売電価格）（円/kWh）、 $Q_t$ を $t$ 時点の発電量（kWh/h）、 $L_t$ を $t$ 時点の出力抑制量（kWh/h）、 $O_t^{(RE)}$ を再生可能エネルギー設備の $t$ 時点の運転コスト、 $I^{(RE)}$ を再生可能エネルギー設備の設備導入コスト、 $\tau$ を事業期間（h）、 $r$ を割引率（%）とすると、再生可能エネルギー事業の事業価値は（数式 3-6）のようになる。

$$V = E \left[ \int_0^{\tau} e^{-rt} (Q_t - L_t) y - O_t^{(RE)} dt \right] - I^{(RE)}$$

（数式 3-6）

事業期間中の発電量に対する出力抑制割合（%）、すなわち事業期間中の出力抑制量  $E[\int_0^{\tau} L_t dt]$ （kWh）が増加すれば売電量が減っていくため、事業価値が減少していく。出力抑制割合に比例して事業価値が減少するため、図 3-10 のように右肩下がりのグラフになる。

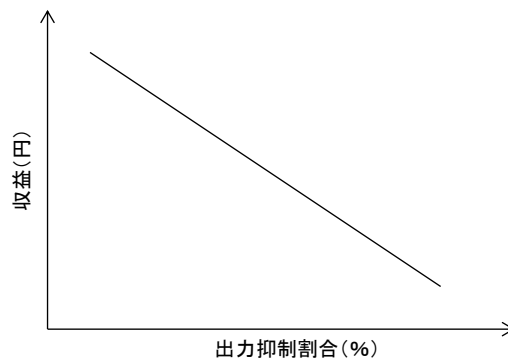


図 3-10 再生可能エネルギー発電事業における出力抑制割合と収益の関係

### (3) 大規模再生可能エネルギーへのダイナミックプライシング（市場価格）の適用

出力抑制は、物理的な方法で需給バランスを取る方法であり、現状の日本の制度では再生可能エネルギーの需給バランスの調整においてこの手法が用いられている。一方で、市場原理に基づいた経済的な手法で需給バランスを取る方法も、需給バランスを取る上で有効な手法である。電力自由化が進んでいる欧米各国では電力市場が整備され、時間ごとに変動する市場価格での電力の売買が行われている。再生可能エネルギーについては、3.3.5 で言及した FIP によるインセンティブ付与が行われている国も複数ある。

出力抑制の代わりに、大規模再生可能エネルギーに対して変動する市場価格が適用された場合には、電力供給が電力需要を上回りそうな時間帯では、電力価格が安値にすることで、電力供給が抑えられる。逆に電力供給が足りない時間帯では、電力価格を高値とすることで、電力供給を促される。この仕組みは、3.3 で示したダイナミックプライシングの仕組みと同様である。図 3-11 のように、供給が需要を上回って発生した「余剰エネルギー」を価値化することができれば、電力系統を制約とせず再生可能エネルギーを導入することができるようになる。

従来は電力系統の中での電力供給量の調整は、火力発電（ガス、石油火力）によって行われてきた。変動電源の再生可能エネルギーである風力発電や太陽光発電は、出力が自然環境の変動に左右されるため、電力供給量を調整することが不可能であり、市場価格の変動への対応が困難であるとされてきた。このため、このメカニズムが成り立つためには、電力を貯蔵する技術が必要である。この技術の一つが、「蓄電設備」であり、もう一つが後述の「水素」によるエネルギー貯蔵である。「蓄電設備」は発生した電力を同じ場所、別のタイミングで使用する技術である。水素によるエネルギー貯蔵は、別の場所、別のタイミングでエネルギーを使用できるようになる技術である。



余剰エネルギーを水素にエネルギー変換する技術を用いれば、大規模に余剰エネルギーの価値化を行うことができる。小規模分散型発電の余剰電力から生まれる需給バランスの変動は前述のエネルギー情報通信インフラによって調整を行い、大規模太陽光発電や大規模風力発電の供給側の余剰電力については水素によるエネルギー貯蔵で電力供給量の調整を行う方法が考えられる。本研究では、プロシューマーのように小規模の再生可能エネルギーの細かい電力供給変動は蓄電設備が、大規模再生可能エネルギー発電事業者による大きい電力供給変動は水素製造設備によるエネルギー変換が、電力系統全体の需給バランスの課題解決に資するものと想定している。

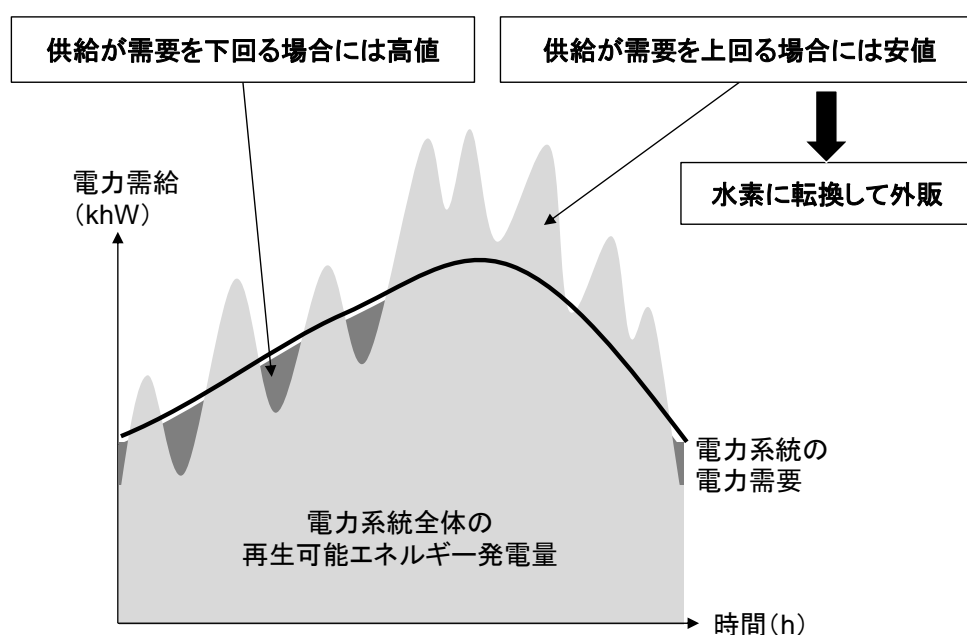


図 3-11 余剰電力と電力価格のイメージ

#### (4) 再生可能エネルギーの利用量を増大させる水素によるエネルギー貯蔵・輸送

「エネルギー貯蔵・輸送技術」という言葉は、日本では主にエネルギーキャリアとしての「水素」によるエネルギー貯蔵・輸送技術を指す。

水素は自然状態では存在していないが、水を電気分解することで製造することができるため、資源としては豊富に存在している。利用するためには、水素を製造するための技術とエネルギーが存在すればよい。

再生可能エネルギーのエネルギーキャリアとして利用される水素は、次のような特徴がある。第一に、水素は再生可能エネルギーを水素製造装置で水素に変換して貯蔵することができる。電気分解にかかったエネルギーが水素という形態に変換されて水素タンク等で貯蔵できる。第二に、利用時には、水素は酸素と反応して水に還元され

るので、地球温暖化の原因となる CO<sub>2</sub> を排出しない。第三に、利用形態が多様である。定置型燃料電池の燃料として使えば、電力と熱を同時に生み出すことができる。天然ガスの代わりにガスタービンの燃料として用いれば、大規模な発電に用いることもできる。また、ガソリン代替の燃料として燃料電池自動車に用いれば、交通部門の CO<sub>2</sub> を減らすことができる。さらに、水素と CO<sub>2</sub> を化合することで、メタンを生成することができる。第四に、大規模にエネルギーを貯蔵する場合、定置型蓄電池と比べて可搬性、長期貯蔵、大規模化でメリットがある。定置型蓄電池は大規模化すると輸送は困難であるが、水素は気体であるため、自動車や船等で大量に輸送することができる。加えて、定置型蓄電池は未使用時に自然放電でエネルギーが失われるが、水素は長期での保存が可能である。また、定置型蓄電池は保存容量が大きくなるほど比例して総コストが高くなるが、水素での貯蔵の場合には水素タンクの容量が大きくなるだけであり、大規模化してもコストの増加は定置型蓄電池ほど大きくない。

図 3-12 は、エネルギーキャリアとしての水素の利用フローの例である。現在流通している水素は、製油所における石油精製プロセス、コークス炉などの製鉄プロセス、エチレン製造などの石油化学プロセス、ソーダ工場における食塩水の電解プロセスなどから副次的に発生する「副生水素」が主なものになる。日本で当面供給される水素に関しては、副生水素の利用が前提として考えられている。将来的には、技術革新により、再生可能エネルギーを用いた電気分解による水素製造を安価に行うことが可能になると期待されている。副生水素や再生可能エネルギー由来水素は、水素のエネルギー貯蔵・輸送インフラを通じて、需要者に送られることとなる。ここで想定するエネルギー貯蔵・輸送インフラとは、後述のように水素の供給者と需要者を結び付ける「サプライチェーン」に関わるインフラである。需要側においては、定置型燃料電池、燃料電池自動車、水素発電などの燃料として使用することができる。定置型燃料電池では、電気と同時に熱を供給することができるため、熱を含めて総合的にエネルギーを有効活用できる。また、水素をそのまま燃料として使う方法以外に、ボイラー等の排気ガスの CO<sub>2</sub> と化合させ、現在都市ガスの主要な原料となっているメタンを生成することができる。メタンは都市ガスと同様に既存の都市ガスの供給インフラを通じて都市ガスと同様に利用することも可能である。逆に、下水汚泥等の有機性廃棄物から発生するメタンを改質して水素として取り出すことも可能である。

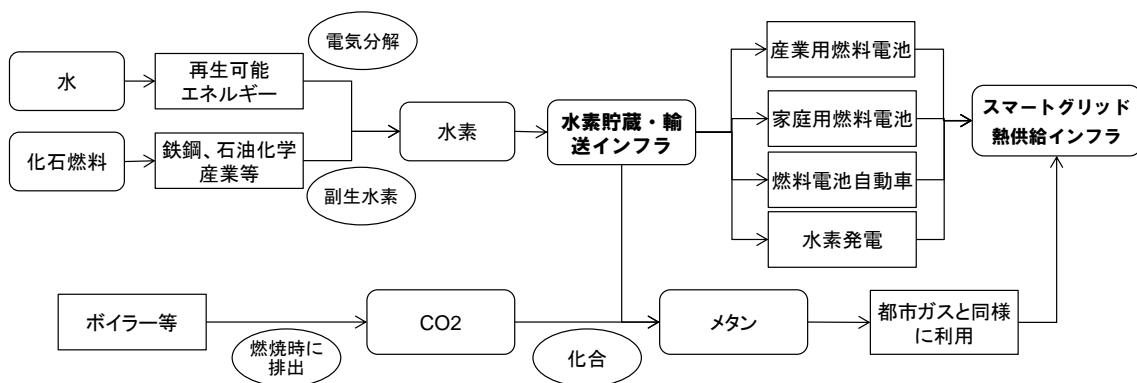


図 3-12 水素の利用フロー例

水素はエネルギーの入口（発生源）と出口（利用方法）が多様なエネルギーキャリアであり、エネルギー貯蔵・輸送インフラが整備されることで、水素を媒介として再生可能エネルギー、副産物、廃棄物、余熱の利用価値が広がる。エネルギーキャリアとしての水素は、電力系統の需給バランスの調整のみでなく、離島部のように需要が小さいが再生可能エネルギーのポテンシャルが多い地域において、再生可能エネルギーによる発電を行う意義ができる。供給地と需要地から離れていて送配電網を整備するコストが見合わない地域においても、発電した電力を水素に変換して需要地に送ることができるようになる。

### 3.4.2 水素によるエネルギー輸送・貯蔵インフラの関連技術

水素による「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」は、水素のサプライチェーン全体を指す。サプライチェーンの存在により、再生可能エネルギー導入者は、余剰電力を水素に変換して外部へ供給する事業オプションを持つようになる。水素のサプライチェーンの多くはまだ確立しておらず、水素によるエネルギー貯蔵・輸送インフラに関連する技術は、まだほとんどが研究開発や実証段階にある。このため、エネルギー貯蔵・輸送インフラの整備は、まず技術を実用化する段階から始まり、技術が実用化した後に実際のインフラの整備が行われることとなる。

Gahleitner[80]は、世界での再生可能エネルギー由来水素に関する主な技術開発・実証の成果を整理している。10MW 以上の規模で再生可能エネルギーから水素を製造する技術は、世界的にもまだ実証段階に到っていないとされる。日本の水素関連産業では、トヨタ自動車株式会社や本田技研工業株式会社が世界に先駆けて燃料電池自動車を販売したことや、定置型燃料電池の普及率が他国と比して高いことから、需要側技術では技術開発で世界を一定程度リードしていることになる。これを背景に、日本政府は水素によるエネルギー貯蔵・輸送インフラの技術開発やインフラ整備に大きな予算をつけている。

日本政府の「水素・燃料電池ロードマップ改訂版[38]」（2016年）では、再生可能エネルギー由来水素が普及するスケジュールのターゲットを 2040 年頃に想定している。同ロードマップでは、フェーズ 1（現在～）で定置型燃料電池や燃料電池自動車の利用を広げるとしている。流通する水素は、副生水素が想定されている。フェーズ 2（2020 年代後半に実現）では、水素需要を拡大しつつ、水素源を未利用エネルギーに広げ、従来の電力・熱に水素を加えた二次エネルギー構造を確立するとしている。フェーズ 3（2040 年頃に実現）では、水素製造に CCS（Carbon dioxide Capture and Storage：二酸化炭素回収・貯留）を組み合わせ、または再生可能エネルギー由来水素を活用し、トータルでの CO<sub>2</sub> フリー水素供給システムを確立する、としている。

技術の種類としては、水素製造技術、水素貯蔵・輸送技術、水素供給技術、水素利用技術がある。以下では、「NEDO 水素エネルギー白書[81]」を参考に、技術の要点と技術の発展段階を整理する。

#### (1) 再生可能エネルギーによる水電気分解からの水素製造技術

再生可能エネルギー由来製造は、再生可能エネルギー電力を用いて水を電気分解することで製造される。実用技術として、アルカリ水電解法と固体高分子形（PEM 形）水電解法がある。水電解による水素製造は電力を使用するため、電力料金が水素コストに直結する。現在は、再生可能エネルギーのコストが高いために再生可能エネルギー由来水素の製造コストが高く、再生可能エネルギー由来水素の技術は事業としての導入が見合わない状況となっている。製造コスト低減のためには、電気分解の高効率

化と、設備の低コスト化が必要となっている。また、再生可能エネルギーは出力変動が大きい電力を使うことになるため、膜・電極の耐久性向上とともに、補機の定常運転を確保するための技術開発が必要となっている。

なお、再生可能エネルギー由来の水素製造技術としては、バイオマスの熱分解による水素製造や、光触媒による水分解（人工光合成）が研究されているが、本研究では水の電気分解にフォーカスしている。

## （2）水素貯蔵・輸送技術

水素は体積当たりのエネルギー密度が低いため、これを高密度に維持しつつ、輸送・貯蔵する技術の開発が重要となっている。輸送分野ではすでに高圧ガス輸送、液化水素輸送が実用化されており、新規の技術として有機ハイドライド輸送の実証が行われている。また、水素パイプラインによる輸送も可能である。

高圧ガス輸送、液化水素輸送は技術的に確立されているものの、低コスト化や高効率化に向けた技術開発が必要となっている。有機ハイドライド輸送は高効率に水素を輸送できるがまだ実証段階であり、脱水素装置の小型化や熱源の確保、規制の整備が必要となっている。水素パイプラインは、技術的に確立しているものの、水素を供給地から需要地まで運ぶパイプラインを整備することは大きなインフラ投資が必要となる。

実際のエネルギー貯蔵・輸送インフラは、上記の技術の発展段階や設備導入コストを鑑みながら、地域ごとにコストが最適となるように技術が選択される。水素はガスと同様の気体であるため、供給地から需要地へ送るサプライチェーンの構造は、ガスと同様の構造になっていくと想定される。

## （3）水素供給技術

現状での主な水素供給インフラは、燃料電池自動車に供給するための水素ステーションである。水素ステーションの代表的な方式としては、水素を水素ステーション外で製造して水素トレーラー等で水素ステーションまで輸送してくるオフサイト型と、都市ガスやLPGなどを原料として水素ステーションに設置した水素製造装置で製造して供給するオンサイト型がある。水素ステーションの技術は確立しており、日本では燃料電池自動車の販売を受けて、整備が進められている。

水素ステーションの課題としては、まず設備導入コストが高いことがある。一般的なガソリンスタンドの4～5倍の整備コストがかかることとされている。次に、燃料電池自動車が普及していない現状では、水素ステーションの設備導入コストと維持コストをまかなうための需要が存在していないことがある。一方で水素ステーションが整備されないと燃料電池自動車の普及は行われれないという「鶏と卵」の関係にあるため、日

本政府は水素ステーションの整備と燃料電池自動車購入の双方に補助金を拠出して、水素ステーションというインフラの整備を促進することを試みている。

#### (4) 水素利用技術

現在実用化や研究開発が行われている水素利用技術としては、次のようなものがある。「定置型燃料電池」には、「家庭用」と「業務用・産業用」の燃料電池があり、家庭用燃料電池の技術開発や導入が先行して進んでいる。

##### ① 家庭用燃料電池

家庭用燃料電池システムは、都市ガスやLPG、軽油等を燃料として用いて、改質装置により水素を発生させ、燃料電池スタックにて水素と酸素が反応することで発電を行うものである。日本では「エネファーム」の名称で普及が進められている。家庭用燃料電池システムでは、燃料電池ユニットでの発電の際に発生する熱を回収し、温水として貯湯槽に蓄え、家庭に電力及び温水の供給を行うコージェネレーション方式が採用されている。日本では補助金によって普及が促進されており、世界的にみて高い普及台数の25万台（2018年時点）が導入されている。

家庭用燃料電池のコスト低減は毎年進んでいるが、まだ補助金無しに普及するほどのコストメリットが無いのが現状であり、さらなるコスト低減に向けての技術開発が行われている。現在の家庭用燃料電池システムは、ガスを改質して水素を生成させて発電する改質型が大部分であるが、直接水素を燃料とする純水素型燃料電池システムとすることで改質部分が不要となり、大幅なコスト低減が可能となると考えられている。今後、燃料電池自動車用の水素ステーションの整備に伴い、市街地にも水素供給システムが整備され、純水素型燃料電池の利用が広がる可能性がある。

##### ② 業務用・産業用燃料電池

業務用・産業用の燃料電池であり、家庭用燃料電池と同様に、都市ガス等を燃料として用い、改質装置により水素を発生させ、燃料電池にて水素と酸素が反応することで発電を行う。業務用では数kWから1MW、産業用では数MW～数百MWの大規模な発電容量となる。家庭用燃料電池と同様に、純水素型の業務用・産業用燃料電池も開発されている。

普及に向けての課題は、家庭用燃料電池と同様に、現状では設備導入コストが高いため、コスト面でメリットが小さいことである。発電効率の向上と設備導入コストの低減化が必要となっている。

### ③ 燃料電池自動車

燃料電池自動車は、水素を燃料として搭載し、取り入れた空気中の酸素と搭載している水素により、燃料電池により発電を行い、それを原動力として走行する車である。モーターで走行するため、電気自動車的一种とも考えることができる。充填1回あたりの走行距離は電気自動車よりも長く、500kmを超える。トヨタ自動車や本田技研工業が2014年から相次いで燃料電池自動車を一般販売したことから、一気に実用化フェーズになった。災害時には動く電源車としての機能も期待されている。

普及に向けての課題は、コストの低減である。一般車と比較して高めの価格帯で設定されていることから、まだ購入層は限定的である。ただし、燃料電池の部材は、量産化されることによって低減していくことが予想される。また、燃料電池自動車が量産化されることで、並行して家庭用、業務用・産業用の定置型燃料電池の部品コストも低減していく可能性がある。コストと合わせて課題となるのが、水素を充填するためのインフラである水素ステーションの数が限られていることである。日本では前述のように、この双方の課題に対して補助金を拠出して、燃料電池自動車の普及とインフラの整備を同時に促進することを試みている。

### ④ 水素発電

天然ガス火力発電において水素を混焼させることで、発電時のCO<sub>2</sub>排出量を削減する。また、水素のみで発電する専焼発電についても開発が進められている。従来のガスタービンと同様に大規模化が可能である。水素発電の導入により恒常的かつ大規模な水素需要が生じることになる。

ガスタービンの技術自体は確立しているが、水素は発熱量が低い、燃焼速度が遅い、火炎温度が低いなどの燃焼特性を持つため、ガスタービンの各種構造の最適化が必要となる。専焼による水素発電の要素技術は完了しているが、実用化に向けて実証研究が必要な段階となっている。

### 3.4.3 水素に関連する制度・事業環境

水素によるエネルギー貯蔵・輸送インフラに関連する技術は多くがまだ技術開発段階にある。また、すでに確立した技術であっても、導入費用が高いためコスト競争力がなく、市場原理の下では普及しにくいことが課題となっている。このため、このインフラを実現するためには、政府による技術開発や導入の支援が必要となっている。また、水素が BtoC で流通することはこれまであまり考えられてこなかったため、水素の流通や貯蔵等において現状と合致しない従来の規制が存在する。水素が円滑に流通するためには、実態と即しなくなった規制の緩和が必要となる。自治体レベルでも、都市設計の中で水素スタンドや水素パイプライン等のインフラの整備を盛り込むことで、インフラ整備を円滑に進める施策を取ることができる。この段階では、政府による支援や規制緩和が、エネルギー貯蔵・輸送インフラの存在を支える制度・事業環境の整備となる。

再生可能エネルギー由来水素が流通するにあたっての課題は、再生可能エネルギー電力による水素製造コストが高く、安価な副生水素や化石燃料と同一の燃料市場の下では流通しないことである。再生可能エネルギー由来水素を化石燃料の代替燃料として普及させるためには、エネルギー原単位あたりの価格が化石燃料と同等になる必要がある。これは、再生可能エネルギー電力が従来型の火力発電や原子力発電の発電コストと比較して高いため、市場原理の下では導入が行われてこなかったことと同様の構造である。再生可能エネルギー電力については、現状では FIT 制度により、再生可能エネルギーの売電価格にプレミアムをつけて供給者が事業採算性を確保しやすくさせ、一方でコスト差額分をサーチャージとして電力需要者が広く分担することで、普及が進んでいる。再生可能エネルギー由来水素についても同様に、プレミアムをつけて販売することで流通を促す仕組みが考えられる。その場合には、コストの差額分を誰が分担するかが課題となる。例えば、自動車のガソリン代替燃料の使用を促すという観点から、ガソリンに対する税金にコスト差額分を上乗せして、ガソリン使用者が分担する方法等があり得る。

政府がこれらの制度・事業環境の整備を行うこと理由としては、まず地球温暖化対策としての位置づけがある。再生可能エネルギー由来水素は CO<sub>2</sub> を排出しない燃料である。また、需要側においても家庭、業務・産業、自動車、発電の多様な用途に用いることができるため、化石燃料の使用を減らすポテンシャルが存在している。化石燃料の輸入を減らすことで、国全体の化石燃料輸入コストを減少させることができる。また、日本においては、環境エネルギー産業の振興の意味合いがある。技術開発を他国に先んじて進めることで国際標準を作ることができれば、国際競争を有利に進めることができるようになる。これらの観点から、政府が主導して水素によるエネルギー貯蔵・輸送インフラの整備のための制度・事業環境の整備を行うことには合理性があると考えられる。



### 3.4.4 出力抑制によって電力系統の電力需給バランスの調整が行われるケースにおいてエネルギー貯蔵・輸送インフラが再生可能エネルギー発電事業者に与える選択肢

エネルギー貯蔵・輸送インフラの整備により、再生可能エネルギー発電事業者は、再生可能エネルギー由来水素をサプライチェーンを通じて外部へ販売して利益を得ることができるようになる。以下では、電力価格にダイナミックプライシングによる市場原理が導入されておらず、電力供給が需要を上回った場合に「出力抑制」が行われる場合の行動を分析する。一方、再生可能エネルギー発電事業者の発電する電力の売電にダイナミックプライシングが導入された場合の、再生可能エネルギー発電事業者の行動と価値構造は本節の基本パターンを拡張したものであり、4. 3で詳述する。

#### ① 製造設備の導入タイミングに関する選択肢

再生可能エネルギー発電事業者は、水素製造設備を導入することで、発電した電力を用いて水素を製造することができるようになる。再生可能エネルギー発電事業者は、どのような規模の水素製造設備を、いつ導入するのかを定めることができる。これは、技術の発展段階、設備導入コスト、運転コスト、水素販売価格、政府の補助の有無等で導入タイミングが決まってくる。

出力抑制への対応を導入の目的とする場合、出力抑制の割合が増加するようであれば、水素製造設備を導入し、出力抑制が行われた場合に売電の代わりに電力で水素製造を行うことができるようにする。事業開始時に出力抑制の割合が定まっていなければ、出力抑制の割合が高くなってから水素製造設備を導入するという選択肢を持つ。

$y$ を電力価格（固定の売電価格）（円/kWh）、 $Q_t$ を $t$ 時点の発電量を（kWh/h）、 $L_t$ を $t$ 時点の出力抑制量（kWh/h）、 $O_t^{(RE)}$ を再生可能エネルギー設備の $t$ 時点の運転コスト（円/h）、 $I^{(RE)}$ を再生可能エネルギー設備の設備導入コスト（円）、 $\eta^{(EC)}$ を電力量あたりの水素変換効率（Nm<sup>3</sup>/kWh）、 $H$ を水素販売価格（円/Nm<sup>3</sup>）、 $I^{(EC)}$ を水素製造設備の設備投資コスト（円）、 $O_t^{(EC)}$ を水素製造設備の $t$ 時点の運転コスト（円/h）、 $\tau$ を事業期間中の設備稼働期間（h）、 $r$ を割引率（%）とした場合、(数式 3-7)であれば、水素製造設備を導入して、出力抑制された電力を水素に変換して外部へ販売することで利益が出るようになる。電力系統の中での供給が電力系統の需要（受け入れ可能量）を上回るようになり、事業期間中の出力抑制量 $E[\int_0^\tau L_t dt]$ が大きくなる場合には、設備導入による便益は大きくなる。また、技術開発によって設備投資コスト $I^{(EC)}$ が下がった場合や、電力量あたりの水素変換効率 $\eta^{(EC)}$ が向上した場合にも便益が大きくなる。

$$E \left[ \int_0^\tau e^{-rt} ((Q_t - L_t)y - O_t^{(RE)} + L_t \eta^{(EC)} H - O_t^{(EC)}) dt \right] - I^{(RE)} - I^{(EC)} > 0$$

(数式 3-7)

現状の水素製造設備の設備投資コストや運転コストの相場は、Saur ら[19]が示している事例があるものの、大規模な水素製造設備は実際にはまだ技術開発途上でありコストは実際には定まっているわけではない。今後、水素需要の拡大と再生可能エネルギー由来水素の技術へのニーズが高まるに従って、大規模化、高効率化、低コスト化が進められると考えられる。

## ② 電力を売電するか、水素に変換して外部へ販売するかを選択肢

太陽光発電や風力発電に水素製造設備を導入した場合、再生可能エネルギー発電事業者は、発電した電力を電力のまま売電するか、水素に変換して販売するかを選択することができる。

$y \geq \eta^{(EC)}H$ であれば、発電した電力は、水素に変換して売るよりも電力のまま売った方がよいので、売電収益を基本とする事業となる。反対に、 $y < \eta^{(EC)}H$ であれば、売電は行わず、すべての電力を水素に変換して水素を外販して収益を得る事業となる。

現状では、再生可能エネルギー電力は FIT によって高値で売れる一方で、水素の価格は安い市場価格となっている。例えば、日本においては風力発電は 20 円/kWh

(2019 年度) で売電できるのに対し、水素の市場価格は 30 円/Nm<sup>3</sup>程度である[82]。また、現状の技術では電力量当たりの水素変換効率 $\eta^{(EC)}$ は 0.2 (Nm<sup>3</sup>/kWh) 程度であることを考えると、 $\eta^{(EC)}H = 30 \times 0.2 = 6$  (円/kWh 相当) であり、 $y > \eta^{(EC)}H$ であるため、発電分は水素へ変換せず電力のまま売電した方がよいことになる。この場合には、水素製造設備の導入は進んでいかない。

一方で、ダイナミックプライシングが適用されれば電力価格が変動するため、時間あたりで売電と水素へのエネルギー変換のタイミングを選ぶ行動を取るようになる。これについては、4. 3 で詳述する。

## ③ 水素を外部へ販売するか、その場で利用するかを選択肢

出力抑制によって余剰となる電力で水素を製造して外部へ販売する②のケース以外に、水素製造設備と同時に定置型燃料電池及び水素貯蔵設備を導入することで、余剰電力をオンサイトで水素に変換して貯蔵し、同じ場所に設置した定置型燃料電池で電力系統が空いている時間帯に売電するという方法がある。これは、水素製造設備と定置型燃料電池の組み合わせを「蓄電設備」として利用する用途である。水素を流通させるサプライチェーンが存在しない場合には、水素が外販できないため、水素を蓄電設備の用途として利用することになる。一方で、電力系統全体において常に電力供給が過剰となっている場合には、蓄電しても電力の用途が無いため、水素として外販することが最適になる。例えば、離島部、電力系統が未整備な地域、電力需要に比較し

て大幅に再生可能エネルギー発電のポテンシャルが高い地域等では、水素を外販するケースのみが選択される。

水素の外販と蓄電設備用途での利用の両方を選択することが可能な場合には、再生可能エネルギー発電事業者は事業期間中の両者のコストと収益を比較して、外販用途で利用するか蓄電設備用途で利用するかを選択することになる。蓄電用途として水素を利用する場合には、②のケースに加えて、定置型燃料電池の設備投資コストと運転コストが追加されることになる。

$\eta^{(FC)}$ を定置型燃料電池の発電効率 (kWh/Nm<sup>3</sup>)、 $I^{(FC)}$ を定置型燃料電池の設備投資コスト (円)、 $O_t^{(FC)}$ を定置型燃料電池の  $t$  時点の運転コスト (円/h) とし、その他の表記の定義を (数式 3-7) と同様とした場合、(数式 3-8) であれば、水素を外販することを選択し、逆であれば蓄電用途として、水素を同じ場所で燃料電池の燃料として利用することを選択する。

$$\begin{aligned}
 & E \left[ \int_0^{\tau} e^{-rt} ((Q_t - L_t)y - O_t^{(RE)} + L_t \eta^{(EC)} H - O_t^{(EC)}) dt \right] - I^{(RE)} - I^{(EC)} \\
 & \geq E \left[ \int_0^{\tau} e^{-rt} ((Q_t - L_t)y - O_t^{(RE)} + L_t \eta^{(EC)} \eta^{(FC)} y - (O_t^{(EC)} + O_t^{(FC)})) dt \right] \\
 & \quad - I^{(RE)} - (I^{(EC)} + I^{(FC)})
 \end{aligned}
 \tag{数式 3-8}$$

「水素製造設備と定置型燃料電池の組み合わせ」を一体とした蓄電設備と考えた場合、 $(I^{(EC)} + I^{(FC)})$ を蓄電設備の設備投資コスト、 $(O_t^{(EC)} + O_t^{(FC)})$ を蓄電設備の運転コストと同義に捉えることができる。ただし、この場合には、 $\eta^{(EC)}$ における電力から水素への変換ロス、及び $\eta^{(FC)}$ における水素から電力への発電ロスの分だけ売電量が減ることになる。発電事業の売電価格がFITによって固定されているのではなく、市場価格によって変動する場合には、3. 3で示したようなダイナミックプライシングによる事業の価値構造が適用されることになる。

Kroniger ら[27]は、電力市場における電力価格の不確実性の下で、風力発電の余剰電力を水素に変換した後に、蓄電設備用途で「水素製造装置と燃料電池の組み合わせ」を用いるケースと、水素のまま外販するケースについての経済性比較を行っており、水素のまま外販ケースの方が有利であると結論付けている。本研究では、エネルギー貯蔵・輸送インフラの価値が与える事業オプションの価値を検証するものであるため、余剰電力を用いて製造した水素を外販するケースに焦点を当てて、4. 3において価値構造を分析する。

### 3. 5 インフラとしての社会制度

再生可能エネルギー導入者がこれまでの各節で検証した事業の選択肢を持つためには、ハードのインフラのみでなく、エネルギーの流通の円滑化やインセンティブを付与する社会制度構築の両面が組み合わされる必要がある。本節では、「スマートコミュニティ」と再生可能エネルギーの普及に関わる社会制度について整理する。4章において再生可能エネルギー導入者がエネルギーインフラの存在によって持つことができる事業オプションの価値構造を検証した後、5章において、本節で整理した社会制度と照らし合わせて、再生可能エネルギー導入者が事業オプションを得るために必要な社会制度の条件について検証する。

スマートコミュニティに関わる環境技術をプロダクト・ライフサイクルに照らし合わせると、多くの環境技術は導入期、もしくはその前段階の開発期にある。この状態では、単純な市場原理の下では普及しにくい。理由としては、この時期の技術はコストが高くなりがちのため、単純なコスト比較では導入は行われにくいためである。この段階では、地球温暖化防止対策やエネルギー自給率向上という政策目的の下で、国の関与が行われる必要がある。

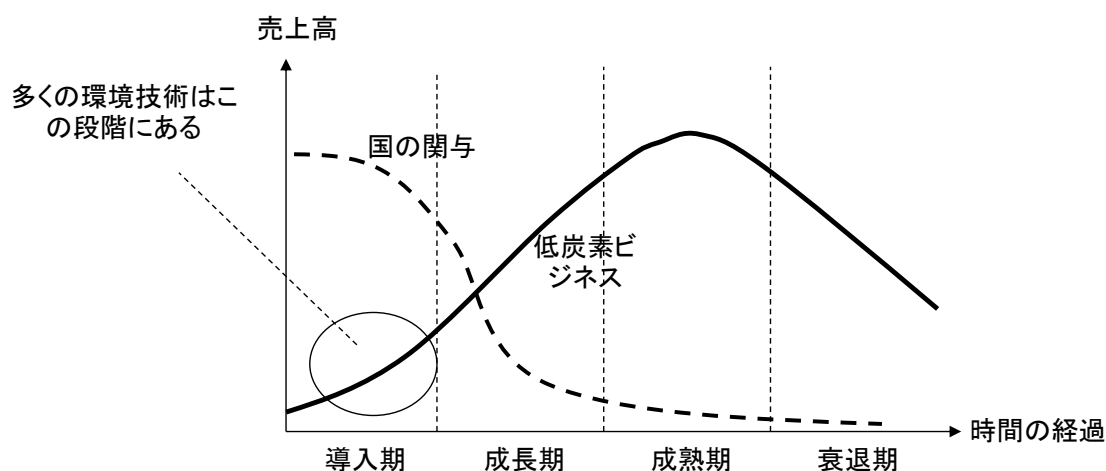


図 3-13 環境技術のプロダクト・ライフサイクルと国の関与の関係

Del Rio[83]は、環境技術の導入を促す社会制度として、政策的手法、技術的手段に分けて、以下の分類を挙げている。

- 環境政策に関わる手法
  - 規制的手法（パフォーマンス規制等）
  - 市場原理的手法（環境税、排出権取引、補助金、デポジット制度等）

- その他（環境マネジメントシステム、エコラベル、製造者責任、協定制度、情報公開、環境調達等）
- 技術政策に関わる手法
  - 技術開発及び実証に対する支援
  - 新技術に関するトレーニング
  - 技術支援プログラム
  - パイロットプラントや実証プラントの導入による社会システムの中での技術の改善
  - 技術予測に関する研究
  - 環境技術に関する表彰
  - 規制の適用の延期[84]
  - 最新技術の情報共有を行うための関係者間ネットワークの構築
  - 環境技術の導入の投資に対する補助金
- その他の手法
  - 環境技術に関する長期ビジョンの策定
  - 中小企業等に対する啓蒙

また、環境技術の導入においては、個別の技術革新のみでなく、社会技術システムのイノベーションが必要となる。Geels[85]は、交通・通信・住宅・食料の分野では、技術に加えて規制や、利用システム、市場や文化的仕組み、インフラやメンテナンスシステムについての総合的なイノベーションが必要であるとしている。

これらの先行研究を踏まえた上で、ここでは、特に「スマートコミュニティ」のインフラに関わる社会制度について整理する。

### 3.5.1 インセンティブ

事業へのインセンティブ付与は再生可能エネルギー導入者の事業オプションを生み出す土台の一つである。ほとんどの再生可能エネルギー技術はまだ開発段階にあるか、もしくはコストが十分に下がっていないため、既存技術に対して価格競争力が無い。このような中で、価値の流通を促すためには、補助や制度設計でコスト面でのインセンティブを与える必要がある。

FIT 制度は、再生可能エネルギー事業へインセンティブを与え、再生可能エネルギーの価値を流通させる制度設計の事例である。FIT では、通常より高い再生可能エネルギーのコストを、電力料金にサーチャージとして上乗せすることによって広く電力需要者に負担させている。再生可能エネルギー事業にインセンティブを与えることで、まずは導入量を増やし、技術開発を促進すると共に規模の経済でコスト削減を促

すことが可能になる。同様に水素販売においても、当面の市場原理では成り立たない場合には、インセンティブやコスト負担の仕組みを制度的に作ることで、技術の開発及び導入を促進することができるとみられる。

温室効果ガス排出権取引も、価値の流通を促す手法の一つである。再生可能エネルギーや省エネルギーの価値が生み出す CO<sub>2</sub> 削減の価値を数値化し、市場メカニズムによって流通を促す。ただし、排出権自体に価値が流通するためには、さらに価値を高めるための仕組みが必要である。欧州ではキャップアンドトレードの仕組みによって、定められた値を超えた CO<sub>2</sub> 排出事業者が排出権を買う必要性を作り、この価値を適正にしようと試みた。

### 3.5.2 制度設計

再生可能エネルギー導入者からのエネルギーについては、余剰エネルギーが流通がされやすいような規制の緩和または調整が必要となる。日本におけるエネルギーシステム改革は、エネルギー流通を促進するための制度的な整備である。電力においては、電力小売の全面自由化によって、電力料金やサービスを電力会社（小売事業者）が任意に設定できるようになり、消費者も発電の種類やサービス・価格で電力会社を選択できるようになった。将来的には、ダイナミックプライシングも、電力会社のサービス・価格の一環として準備される土台ができたことになる。

発送電分離も、電力会社の多様なサービスが生まれるための必要条件である。発送電分離が行われていない電力制度であれば、電力会社が送配電網の整備を再生可能エネルギー導入者のために整備するメリットが存在せず、結果としてインフラの整備は行われない。電力の「公道」である送電部門が一部の電力会社しか使えない状態であれば、新たな発電事業は生まれなため、さらに「公道」を利用しやすくする仕組みが必要である。ドイツでは発送電分離に加え、託送料金を国が規制して安く抑えることにより小規模の発電事業者でも競争力のある価格で電力を提供できるようになり、地域単位のエネルギー供給会社（シュタットベルケ）が多数設立されるようになっている[86]。

電力だけでなく熱や水素の供給についても、2016年の熱供給事業の自由化、2017年のガス小売全面自由化、2022年の都市ガスの導管部門の分社化等により、これまで流通が阻害されていた要因が撤廃され、流通が促進されるようになる。電力、熱、ガス（水素を含む）の流通が促進される社会的な仕組みができれば、新たなプレイヤーの参入を呼び込むことができ、多様なサービスが生まれ、さらにサービスを提供するための技術開発が促進されるようになる。

### 3.5.3 技術開発

技術が成立していない段階では、インフラを整備するための技術開発（R&D）への補助も、社会制度面でのインフラになる。政府は地球温暖化防止に関連する技術開発の方向性を示して支援を行うことで、企業による技術開発への投資と、各所での技術の導入を促す。

Steinmueller[87]は、政府による技術政策を4つのテーマと12の政策要素に分類して検証している。

- 供給サイドの政策
  - 一律の補助：開発テーマを区別することなく、開発費用に対する補助金や免税などで、開発費用に対して一律に補助を行う。
  - テーマに基づいた資金拠出：開発テーマを決めて公募を行い、政府の意図に沿った技術開発に対して資金を拠出する。
  - シグナリング戦略：技術導入者が導入決定を行いやすくなるように、政府が供給サイドに対して情報提供の支援を行う。実証プロジェクトによって、成果に関する情報を広く公開することなどがこれにあたる。
  - 保護政策：国内の技術が成熟するように、輸入などで保護政策を取る。
  - 資金的政策：ベンチャーキャピタルなどで、直接的な投資を行う。
- 供給側への補完的政策
  - 労働者の供給：研究開発者や技術者の教育・トレーニングを行う。
  - 技術獲得政策：知的財産を政府が保持する。
- 需要サイドの政策
  - 技術導入に対する補助金：技術導入者に対して、導入補助金を交付することで、導入コストを抑える。導入が望ましいというシグナリング効果もある。
  - 情報流通のための政策：技術の潜在的な価値について、政府が技術導入者に対して情報提供を行う。
- 組織に関する政策
  - 公立研究所に対する新しいミッション提供：公立の大学や研究機関が新しい技術開発テーマに取り組むように方向づける。
  - 補完的な組織：技術が組織の中に留まらずに、情報流通が行われるため、研究機関や専門家の間を結び付ける補完的な組織を設立する。
  - 準公共財としての技術の位置づけ：技術開発を行うためにステークホルダーを結び付ける協会等を設立する。

地球温暖化防止に関連する技術については、適切な政府の支援無しには技術開発は進みにくい。この理由としてはまず、化石燃料が温室効果ガスの排出による適切な社

会コストを反映していないために化石燃料が安価なままであり、その代替技術がコスト高になってしまうからである。また、民間企業による地球温暖化関連技術の技術開発への投資は、政府が普及側で支援を行っていかない限り、適切なリターンを生み出さないと民間企業からは考えられてしまうことが通常であったためである[88]。

政府による環境技術の技術開発に対する直接的な関与の方法としては、まず、国立の研究機関や大学における基礎研究の実施、研究者やエンジニアの教育、研究のための最新設備導入等がある。また、国立の研究機関・大学と企業との産学連携を促すことで、研究機関・大学を技術開発のインフラとして機能させる。また政府は、企業の技術開発に対して補助金を交付することで、国が必要とする技術開発を促す。日本においては、特に国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）等がエネルギー・環境分野における企業の技術開発の補助等の役割を中心的に担ってきているが、各省庁も技術開発の補助金の交付を行っている。

#### 3.5.4 マスタープラン

インフラ整備は国や自治体のマスタープラン等の一定の計画の下で整備される。まず、公共事業であれば、国または自治体の政策プロセスに沿って整備が行われる[89]。また、民間主体のインフラの整備であっても、国または自治体がインフラ整備の方向性を示すことで、中長期の民間投資の方向性を指し示し、民間事業者が事業を行うにあたっての市場環境が整うことになる。技術導入ビジョンを示した上で、国や自治体がマスタープランの下で行われる事業に対しての導入補助金等のインセンティブを与えることで、民間事業者の投資を促すことができる。

日本における再生可能エネルギー関連のマスタープランについては、表 3-4 のように、国が自治体にマスタープラン作成を促している事例が多くある。国は、主に地球温暖化対策と地域振興のツールの一つとして大きな方針を定め、マスタープラン作成の関連予算を自治体に割り当てて、プラン策定を支援する。自治体は、国の枠組みを意識しながら個別のマスタープランの策定を行う。マスタープランの下で、民間企業や家庭がその実現に参加する。国が自治体のマスタープラン策定の支援を行うものだけでなく、自治体が独自の予算でプラン策定することも多い。



表 3-4 日本における環境関連のマスタープランの事例

構想	概要
地域新エネルギービジョン・省エネルギービジョン	経済産業省が主導。地域における新エネルギー・省エネルギーの導入・普及を図るため、地方自治体によるビジョンの策定。
エコタウンプラン	経済産業省が主導。自治体主導での、資源循環に関するリサイクル産業集積の基本構想「エコタウンプラン」の策定。エコタウンプランの下で整備されるリサイクル施設に対しては、補助金を供与して施設整備を促進。
バイオマスタウン構想	農林水産省が主導。自治体主導での、地域に賦存するバイオマスの利用方法についての枠組み作りの構想。構想の下で整備されるバイオマス利活用施設に対しては、補助金を供与して施設整備を促進。
EV・PHV タウンマスタープラン	経済産業省が主導。自治体主導での、電気自動車（EV）及びプラグインハイブリッド自動車（PHV）の普及を促すためのマスタープラン。特に EV 導入初期は充電インフラの整備が課題となっていたことから、自治体主導で充電インフラ整備計画を立てるという施策。
環境未来都市構想	内閣府が主導。限られた数の特定の自治体を「環境未来都市」として選定し、自治体が策定した「スマートコミュニティ」計画に対して、人や資金のリソースを投入するというもの。ただし、政権交代の影響で政策的優先度が低下し、実際には施策として進んでいない。
環境モデル都市構想	内閣府が主導。自治体主導での、低炭素社会に関するまちづくりの先進的な構想を、国が「環境モデル都市」として選定。
バイオマス産業都市	農林水産省が主導。自治体主導での、地域に賦存するバイオマスの利用方法についての枠組み作りの構想。バイオマスタウン構想の後継的な施策。構想の下で整備されるバイオマス利活用施設に対しては、補助金を供与して施設整備を促進。
分散型エネルギーインフラプロジェクト・マスタープラン	総務省が主導。自治体が主導し、地域熱供給インフラの整備に関するマスタープランを策定。インフラ整備計画や事業性評価を自治体が検討。

マスタープランでは、インフラ整備に関する目標、インフラ整備のプロセス、再生可能エネルギー資源量調査、事業採算性検証、スケジュール、関係者の役割分担、関係者の合意形成方法などが検討される。ただし、これらのマスタープランには強制力

があるわけではないため、プラン通り進むわけではない。さらに後継の詳細計画を策定した上で実行に進むことがある。

マスタープランがインフラの整備に反映された事例としては、例えば EV・PHV タウン構想において EV の充電インフラの設置プランが策定され、それに基づいて自治体や国が EV 充電設備の補助を行って民間企業が整備を行ったケースがある。「スマートコミュニティ」に関連しては、環境モデル都市や環境未来都市が「スマートコミュニティ」のマスタープランとして位置づけられていた。ただし、2012 年の民主党政権から自民党政権への政権交代等の影響で国から自治体へ割り当てられる予算が大幅に縮小されたため、マスタープラン策定当初よりも影響力は大幅に小さいものとなっている。地域熱エネルギー供給インフラに関しては、「分散型エネルギーインフラプロジェクト」において、国が自治体にマスタープラン策定に対する補助を行った。

民間企業にとってのマスタープランの意味合いとしては、まずマスタープランの下で事業を行うことによって、補助金等の支援を得ることができる。また、自社の事業に公的な意味合いを持たせることによって、関係者の合意形成を行いやすくなる。マスタープランの存在によって、インフラ整備における取引コストを低減することができる。インフラ整備は、開発時に地域の環境の改変を伴うために、地域住民やステークホルダーとの調整が必要となる。また大規模開発になるほど、権利関係の調整や許認可への対応が複雑になる。これらの取引コストは、民間企業にとっては開発費用や開発期間を膨らませることにつながる。自治体は、民間企業が負担しているこれらの取引コストを一部負担することで、インフラ整備に寄与することができる。さらに、マスタープランの中で検証されたデータに基づいて事業開始の判断を行うことや、公的な支援を受けることで事業リスクを減少させることができる。

#### 4. エネルギーインフラの整備が再生可能エネルギー事業に付与する事業オプションの構造

本章では、再生可能エネルギーの不確実性に対応し、エネルギーインフラが再生可能エネルギー導入者（プロシューマー/再生可能エネルギー発電事業者）に対して与える事業オプションの構造について検証した。電力需給バランスの不確実性を緩和する仕組みとして、まずエネルギー情報通信インフラを活用して電力価格に市場原理を適用する「ダイナミックプライシング」の導入を想定した。ダイナミックプライシングの下で2種類のエネルギーインフラが、再生可能エネルギー導入者に対して、余剰エネルギーを価値化するための追加設備投資を行使価格とする事業オプションを与える構造を示し、その価値の評価モデルを構築した。これに基づいて、事業オプションの価値について、それぞれケーススタディを行い、不確実性の要素を変数とする感度分析を実施した。

##### 4. 1 不確実性を加味した事業価値を検証するためのリアルオプション分析の応用

本章では、3. 2 及び 3. 4 において示した再生可能エネルギーの不確実性によって発生する需給バランスを調整する方法として、ダイナミックプライシングによる価格調整機能の適用を想定する。ダイナミックプライシングによる市場原理の下では、電力系統全体の需給ギャップが大きいほど電力価格差が大きくなり、よりドラスティックに供給者と需要者の行動の変化が促されることになる。ダイナミックプライシングによる価格変動が大きいほど、再生可能エネルギー導入者にとっては、事業の不確実性が大きくなる。この不確実性に対応する手段として、再生可能エネルギー導入者が、蓄電設備や水素製造設備を導入することで新たな事業オプションが生まれ、不確実性が大きくなるほどこの事業オプションを持つことの追加的価値が大きくなっていくことを示す。

本章では、不確実性を加味して事業評価を行う手法として、リアルオプション分析の手法が参考となると考えた。ダイナミックプライシングの下で再生可能エネルギー導入者が取り得る行動をリアルオプション分析の手法を用いて分析することで、その価値構造を明らかにした。また、不確実性が変化した時に、再生可能エネルギー導入者が持っている事業オプションの価値の変化構造を分析する評価モデルを構築した。リアルオプション分析は、将来が不確実な事業を行う際に、事業開始時点でプロジェクトに関する意思決定をすべて行うのではなく、将来的に事業変更できるなどの事業オプションに対する価値をプロジェクトの評価に組み込む手法である。将来有利な状況になればオプションを行使し、不利な状況になればオプションを放棄するというオプション価値をプロジェクト評価に加えることができる。事業の不確実性（ボラティリティ）が高まるほど、選択に柔軟性を持たせるというオプションを保有している価値は高まることになる。

本節ではまず、リアルオプション分析の手法に関する既往文献[90][91][92][93]、[94][95][96]を参考にしながら、不確実性のある事業の評価方法についての概要を整理し、次節以降の分析の参考とする。

#### 4.1.1 割引キャッシュフローモデルとリアルオプション分析

事業評価で一般的に用いられる手法としては、割引キャッシュフロー（DCF：Discount Cash Flow）モデルがある。割引キャッシュフローモデルでは、将来に得られる収益を確定的なものとして捉え、割引率によってリスクを割り引き、事業の正味現在価値（NPV：Net Present Value）を算定する。NPVは、以下の式で算定される。

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+k)^t} - \sum_{t=1}^N \frac{I_t}{(1+k)^t}$$

（数式 4-1）

ここで、

NPV：正味現在価値（Net Present Value）

$C_t$ ： $t$ 時点のフリーキャッシュフロー（FCF）

$k$ ：資本コスト（リスク調整後割引率）

$I_t$ ： $t$ 時点の投資費用

とする。

DCC法では、特定の起こりそうなシナリオの下で投資案のキャッシュフローを予測してNPVを計算し、NPVがプラスであれば投資に値すると判断する。時間価値を考慮に入れた上で、投資によるリターンが投資額を上回り、投資の採算が取れていると判断するためである。この際には、 $C_t$ 、 $k$ 、 $I_t$ はあらかじめ推定しておく必要がある。資本コストの算定には、市場リスクに合わせて調整した加重平均資本コスト

（WACC：Weighted Average Cost of Capital）や資本資産価格モデル（CAPM：Capital Asset Pricing Model）等が用いられる。現在から遠い将来になるほど不確実性の程度が高くなるため、リスク調整後割引率によって、キャッシュフローの現在価値を割り引いていく。将来の不確実性が高い事業については、リスクを織り込んでリスク調整後割引率を大きくし、現在価値を減じることとなる。

ここで問題となるのは、将来の各期のキャッシュフローと資本コストの両方の推計値を確定的に取り扱うことである。キャッシュフローの推計については、投資前に意思決定に必要な情報が入手でき、その情報に基づく特定のシナリオ以外の状況は起きないということが前提となる。その上で、投資を行うか行わないかの択一的な戦略とみなし、プロジェクトが進行していく過程で不確実性のある側面がわかった時点で投資の方向性を変更するという意思決定の柔軟性を考慮しない。すべての決定は最初に

下され、いったん決定された後は、変更を加えたり時間の経過とともに発展させたりすることはできない。

一方で、リアルオプション分析では、高い不確実性と、新情報が得られた場合には複数の戦略的選択肢やオプションの中から最善のものを選ぶ意思決定上の柔軟性を考慮に入れて、複数の意思決定の経路を決定する。意思決定者は、市場環境の変化に対応する柔軟性を持つことができる。例えば、意思決定者は市場環境の変化に合わせて、拡張オプション、縮小オプション、撤退オプション、延期オプション、切り替えオプション等を持つことができるようになる。

再生可能エネルギーには、3章で示したような不確実性が存在する。リアルオプション分析の手法を応用することで、これらの不確実性の構造を加味した上で、再生可能エネルギー導入者の事業オプションの価値を分析できる。再生可能エネルギー導入者にとって、不確実性がどのように変化した場合にどのタイミングで事業オプションを行使すべきかについての価値構造を明らかにすることができる。

#### 4.1.2 コールオプションとプットオプション

原資産の価格変動についての予測が当たった場合の利益は享受しながら、予測が外れた場合の損失は定額に抑えるために工夫されたデリバティブがリアルオプション分析における「オプション」である。「オプション」は、原資産を「買う権利」または「売る権利」のことを言い、原資産を「買う権利」はコールオプション、「売る権利」はプットオプションと呼ばれる。コールオプションは、「買う権利」の保有者が前もって定めた日（＝権利消滅日）あるいは満期までに定まった価格（＝権利行使価格）で原資産を購入できる権利である。一方、プットオプションは、コールオプションとは逆に「売り権利」を保有者が前もって定めた日までに定まった価格で原資産を販売できる権利を指す。オプションは権利であり、これを行使するかしないかは、権利保有者の意思による。

オプションは満期までの間のいつ原資産の「買い」または「売り」の権利行使ができるかによってヨーロッパン・オプションとアメリカン・オプションに分かれる。ヨーロッパン・オプションは満期日にのみ原資産の「買い」または「売り」の権利行使ができるオプションであり、アメリカン・オプションは満期までの途中で権利行使ができるオプションである。

コールオプションとプットオプションの形状は次のようになる。

##### (1) コールオプション

コールオプションの形状は、図 4-1 のようになる。もし行使価格  $X$  が原資産  $S$  の価値を上回るならこのオプションは期限が切れるまで無価値のまま実行されずに終わり、逆に原資産  $S$  が行使価格  $X$  を上回るならオプションの行使が行われる。すなわち、 $S$  が  $X$  を上回るなら投資を実行し、下回るなら実行しないということになり、(数式 4-2) の式で表される。

$$C = \begin{cases} S - X, & \text{if } S > X \\ 0, & \text{if } S \leq X \end{cases} \quad (\text{数式 4-2})$$

すなわち、(数式 4-3) となる。

$$C = \max(S - X, 0) \quad (\text{数式 4-3})$$

リアルオプション分析では、原資産  $S$  は事業価値であり、行使価格  $X$  はオプションを行使するための追加投資費用にあたる。

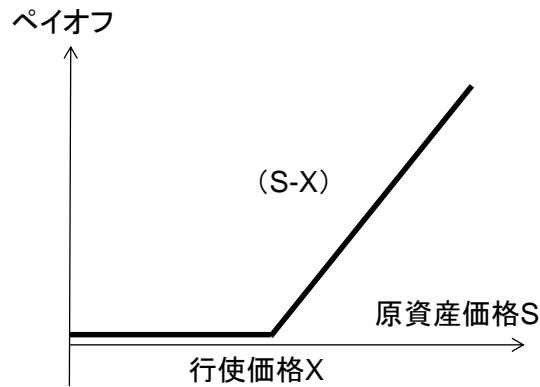


図 4-1 コールオプションの形状

## (2) プットオプション

プットオプションの形状は、図 4-2 のようになる。もし行使価格  $X$  が原資産  $S$  の価値を下回るならこのオプションは期限が切れるまで無価値のまま実行されずに終わり、逆に行使価格  $X$  が原資産  $S$  を上回るならオプションの行使が行われる。すなわち、 $X$  が  $S$  を上回るなら投資を実行し、下回るなら実行しないということになり、(数式 4-4) の式で表される。

$$P = \begin{cases} 0, & \text{if } S > X \\ X - S, & \text{if } S \leq X \end{cases}$$

(数式 4-4)

すなわち、(数式 4-5) となる。

$$P = \max(X - S, 0)$$

(数式 4-5)

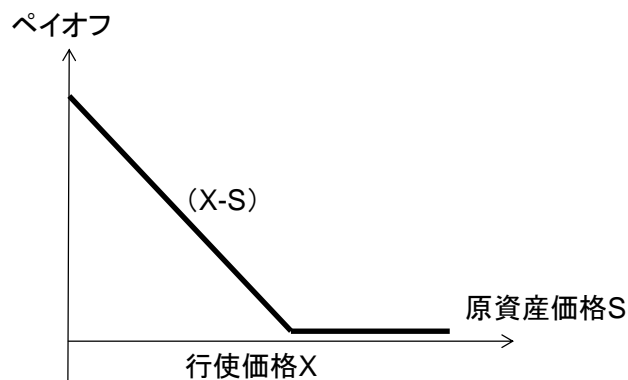


図 4-2 プットオプションの形状

### 4.1.3 リアルオプションの計算方法

本項では、リアルオプションの計算方法を整理した。リアルオプション分析は、金融オプションの分析手法を実物資産投資の分析に適用したものである。分析に用いられる手法で広く用いられるのは、解析型解法と二項格子モデルである。4. 2、4. 3のケーススタディにおいては、主にモンテカルロ DFC 法を拡張したアプローチで分析を行い、最終的に二項格子モデルの適用を試行した。

リアルオプションの評価方法においては、事業期間中にいつでもオプションを行使できるアメリカン・オプションと、事業終了時にオプションを行使できるヨーロピアン・オプションがある。前者では主に二項格子モデルが用いられ、後者ではブラック＝ショールズ・モデルなどの解析解を用いることができる。4. 2、4. 3における事業オプションは、事業期間中にいつでも行使できるアメリカン・オプションを想定している。

#### (1) 解析型解法（ブラック＝ショールズモデル）

解析型解法で最も用いられるのがブラック＝ショールズ式[97]である。

ブラック＝ショールズ式における、コールオプション価値の算定式は（数式 4-6）のようになる。

$$\left\{ \begin{array}{l} C = S_0 N(d_1) - X e^{-rT} N(d_2) \\ d_1 = \frac{\ln(S_0/X) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right) T}{\sigma \sqrt{T}} \\ d_2 = \frac{\ln(S_0/X) + \left(r - \frac{\sigma^2}{2}\right) T}{\sigma \sqrt{T}} = d_1 - \sigma \sqrt{T} \end{array} \right.$$

（数式 4-6）

プットオプション価値の算定式は、（数式 4-7）のようになる。

$$P = -S_0 N(-d_1) + X e^{-rT} N(-d_2)$$

（数式 4-7）

ここで、定義は以下の通りである。

$C$ ＝コールオプションの現在価値

$P$ ＝プットオプションの現在価値

$S_0$ ＝原資産の現在価値

$X$ ＝オプションの権利行使価格

$r$ ＝リスクフリーレート（安全利子率）

$T$ ＝満期までの期日（行使期間）



$\sigma$  = 原資産のボラティリティ

$N(d_1)$ 、 $N(d_2)$  = 平均ゼロ、標準偏差 1 の標準正規分布の累積確率分布関数

ブラック＝ショールズ式を用いれば、原資産の現在価値、原資産のボラティリティ、オプションの権利行使価格、オプション満期までの期間の 4 つがわかれば、オプションの価値が算定できることになる。一方で、ブラック＝ショールズ式では、権利の行使がオプションの権利の最終日しか行われないうヨーロピアン・オプションで適用できるものの、事業期間中にいつでも権利行使を行うことができるアメリカン・オプションには適用できないという特徴がある。

## (2) 二項格子モデル

二項格子モデルは Cox[98] によって構築されたオプション分析モデルである。二項格子モデルは、ブラック＝ショールズ式では計算できないアメリカン・オプションの価値を計算する際に用いられる。

二項格子モデルによる分析では、2 つのステップによって計算が行われる。まず、原資産のボラティリティと期間を勘案し、原資産の変動の予測を行う。次に、リスク中立確率で加重平均した価値と、オプションを行使した場合のペイオフとを比較し、行使価格を支払ってオプションを行使するかを決める。

二項格子分析に必要な入力値は以下になる。

$S_0$  : 原資産の現在価値

X : オプション実行費用の現在価値 (行使価格)

$\sigma$  : % で表した原資産フリーキャッシュフロー収益率の自然対数ボラティリティ

rf : リスクフリーレートまたは無リスク資産の収益率

T : 満期までの期日 (行使期間)

$\Delta t$  : 二項分布の 1 ステップの長さ

b : % で表した配当の継続的キャッシュフロー (配当があるモデルの場合)

これを基に、(数式 4-8) のように上昇率と下落率の因数 ( $u$  と  $d$ ) とリスク中立確率を計算する。上昇率はキャッシュフローのボラティリティに期間 ( $\delta_t$ ) の平方根をかけたものの指数関数である。リスク中立確率は、リスクフリーレートと配当の差に期間をかけた指数関数から下落率を引いた値と、上昇率と下落率の差の間の比率である。

$$\left\{ \begin{array}{l} u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \\ d = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} = \frac{1}{u} \\ p = \frac{e^{(rf-b)(\Delta t)} - d}{u - d} \end{array} \right. \quad (\text{数式 4-8})$$

### ① 原資産格子の展開

最初に、原資産の二項格子を計算する。リアルオプション分析では、原資産価格は、事業投資によってもたらされる期待キャッシュフローの現在価値である。時間ゼロにおける原資産の現在価値 ( $S_0$ ) から始めて、それに上昇率 ( $u$ ) と下落率 ( $d$ ) をかけて、下図のような二項格子を作成する。

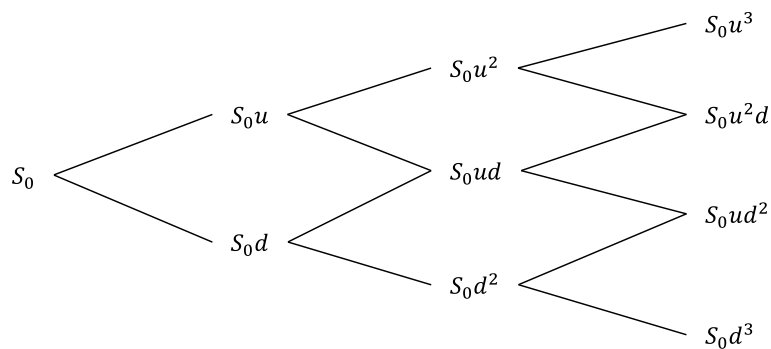


図 4-3 原資産格子の展開

### ② オプション評価の格子

次に、拡張オプションを想定して、オプション評価方法について説明する。

まず、原資産格子を基に、最終年度  $T$  のペイオフ  $V_{T,k}$  を計算する。

$$V_{T,k} = \max[E_{T,k} \times w - X, E_{T,k}]$$

$E_{T,k}$  = 最終年度の期待事業価値

$w$  = 拡張オプションの拡張係数

$X$  = 拡張オプションの追加投資額 (オプションの行使価格)

$V_{t,k}$ 、 $E_{t,k}$  は、リスク中立下での各ノードの事業価値で、 $t$  は 1 年目～期日までの年数、 $k$  は二項格子のシナリオ数を示す。例えば、 $V_{6,1}$  は二項格子ツリー上の 6 年目、1 番上のペイオフを示す。

次に、リスク中立確率を用いて、以下の式で期待ペイオフを一つずつさかのぼっていく。

$$V_{t,k} = \max[(V_{t+1,k}p + V_{t+1,k+1}(1-p)) \exp(-rf\Delta t), E_{t,k}w - X]$$

最終的に $V_{1,1}$ の値が、リアルオプションの価値になる。

### (3) モンテカルロ DCF 法

4. 2 及び 4. 3 では、ダイナミックプライシングにおける電力価格の不確実性下で、再生可能エネルギー導入者が余剰電力の価値を最大化する行動を分析するため、リアルオプションの構造を加味したモンテカルロ DCF 法[99]を用いた分析を行った。

モンテカルロ・シミュレーションは、乱数を生成し、仮定した確率に基づいて求めたい値を計算し評価する手法である。満期までの原資産をモンテカルロ・シミュレーションで算定し、行使価格を上回るタイミングでオプションを行使することとして、オプションの価値を算定する。モンテカルロ DCF 法によるリアルオプション分析では、コンピュータプログラムを用いたモンテカルロ・シミュレーションによって DCF を複数回生成させて、以下の流れでオプション価値を評価する[96]。

- ① 事業の不確実性の評価
- ② DCF をモンテカルロ・シミュレーションによって計算
- ③ オプションの評価
- ④ リアルオプションの計算
- ⑤ 感応度分析

モンテカルロ DCF 法では、多くの確率変数に関わる複雑な問題に拡張できる。時間の変化とともに変化するリターン、リスク構造、複数の不確実性要因とそれらの関連性をモデル化することが容易である。

モンテカルロ DCF 法を基に、条件を設定して原資産、満期、およびボラティリティを設定すれば、電力価格の変動状況を観察して蓄電設備の導入時期を選択する「延期オプション」の価値について、リアルオプション分析を行うことができる。4.2.6 と 4.3.6 では、この手法についても試行している。

## 4. 2 エネルギー情報通信インフラによって価値化されるプロシューマーの余剰エネルギー

本節では、エネルギー情報通信インフラによって価値化されるプロシューマーの余剰エネルギーに関する事業オプションの価値構造について分析を行う。

### 4.2.1 インフラにより提供される事業オプション

プロシューマーの生み出す余剰エネルギーの価値を高めるためのエネルギーインフラとしては 3.2.3 に示したように、ICT を活用して電力系統全体の電力需給バランスを調整するスマートグリッドの整備や、リアルタイムで電力利用量を監視するスマートメーターがある[100]。これらの新しいエネルギー情報通信インフラは、既存で整備されているエネルギーインフラである送配電網に追加されることで整備される。本節では、エネルギー情報通信インフラの整備によって実現可能となるダイナミックプライシングの存在が、プロシューマーに与える事業オプションについての分析を行う。

住宅等のプロシューマーが発電する太陽光発電による電力は、温室効果ガスの排出を伴わない一方で、出力が常時変動し電力系統全体の需給バランスや周波数変動に影響を与えることになる。プロシューマーが引き起こす電力需給バランスの課題を解決させる方法として、電力価格を時間ごとに変化させるダイナミックプライシングの適用がある。ダイナミックプライシングを需要側のみならず、プロシューマーからの電力供給(売電)にも適用すれば、電力供給量も価格シグナルによってコントロールして安定化させ、系統全体の需給の平準化につなげることが可能になる[101]。電力系統にとっては、電力需要が多い時間にプロシューマーから電力を調達し、電力需要が少ない時間にプロシューマーからの電力供給を抑えることで、需給変動を緩和させることができる。価格による電力需給の調整機能は、小規模な発電施設を ICT 技術によって連動させることで電力網の需給バランスを最適化するバーチャルパワープラント (VPP) でも有用な仕組みとなる[102]。

ダイナミックプライシングの下で、プロシューマーが太陽光発電の電力の売電や自家消費のタイミングを選ぶためには、蓄電設備が必要となる。プロシューマーは蓄電設備を導入することで、有利な価格で余剰電力について売電/蓄電/自家消費を行うタイミングを選べる事業オプションを保有することになる。本節では、この事業オプションに着目し、短期と長期の 2 つの観点からの事業オプションの価値構造を分析した。まず、短期の事業オプションは、ダイナミックプライシングの下でプロシューマーが余剰電力を売電/蓄電/自家消費のタイミング(以下、「売電タイミング」とする)を時間あたりで繰り返し選択する事業オプションである。これを以下、「売電タイミングオプション」とする。長期の事業オプションは、蓄電設備を導入することで、事業期間を通した「売電タイミングオプション」の追加的価値の正味現在価値 (NPV) を得られる事業オプションである。これを以下、「蓄電設備導入オプション」とする。

ダイナミックプライシングという不確実性の下で、余剰電力の価値を最大化する行動を分析するため、不確実性を加味した事業評価を行うリアルオプション分析の手法を参考とした。ケーススタディにおいて、電力価格の変動幅と蓄電設備の容量についての感度分析を行い、「蓄電設備導入オプション」の価値の変化についての検証を行った。

#### 4.2.2 ダイナミックプライシングの下での電力価格の不確実性

ダイナミックプライシングの下で、プロシューマーの余剰電力を中心とする再生可能エネルギーの増加によって生まれる不確実性は、電力価格（売買電価格）の変動である。ダイナミックプライシングの存在により、電力系統は価格シグナルを用いて、プロシューマーから供給される電力の需給調整を行うことができるようになる。ダイナミックプライシングの下では、電力価格は、表 3-3 や図 3-3 に示すような需要の変動と、供給側の発電能力によって、リアルタイムで決まる。これは、その時点の電力の価値を表していることになる。

土方<sup>73)</sup>によると、電力価格の変動は、幾何ブラウン運動と仮定した変動について繰り返しシミュレーションを行った場合、中長期の電力価格の分布は対数正規分布の形状に収束するとされている。

幾何ブラウン運動の式は（数式 4-9）のように定義される。

$$dP = \mu P dt + \sigma P dW$$

（数式 4-9）

ここで、 $P$ は電力価格、 $\mu$ は長期の電力価格の上昇率（ドラフト項）、 $\sigma$ は現在の  $P$  に対する割合であらわしたボラティリティ、 $dW \sim N(0, \sqrt{dt})$ は正規乱数である。

電力価格の初期値 $P_0$ を 12 円/kWh、 $\mu$ を 0、 $\sigma$ を 30、60、83%に変化させた 1 年後の電力価格をモンテカルロ・シミュレーションによって 1 万回出現させた出現率を図 4-4 に示す。

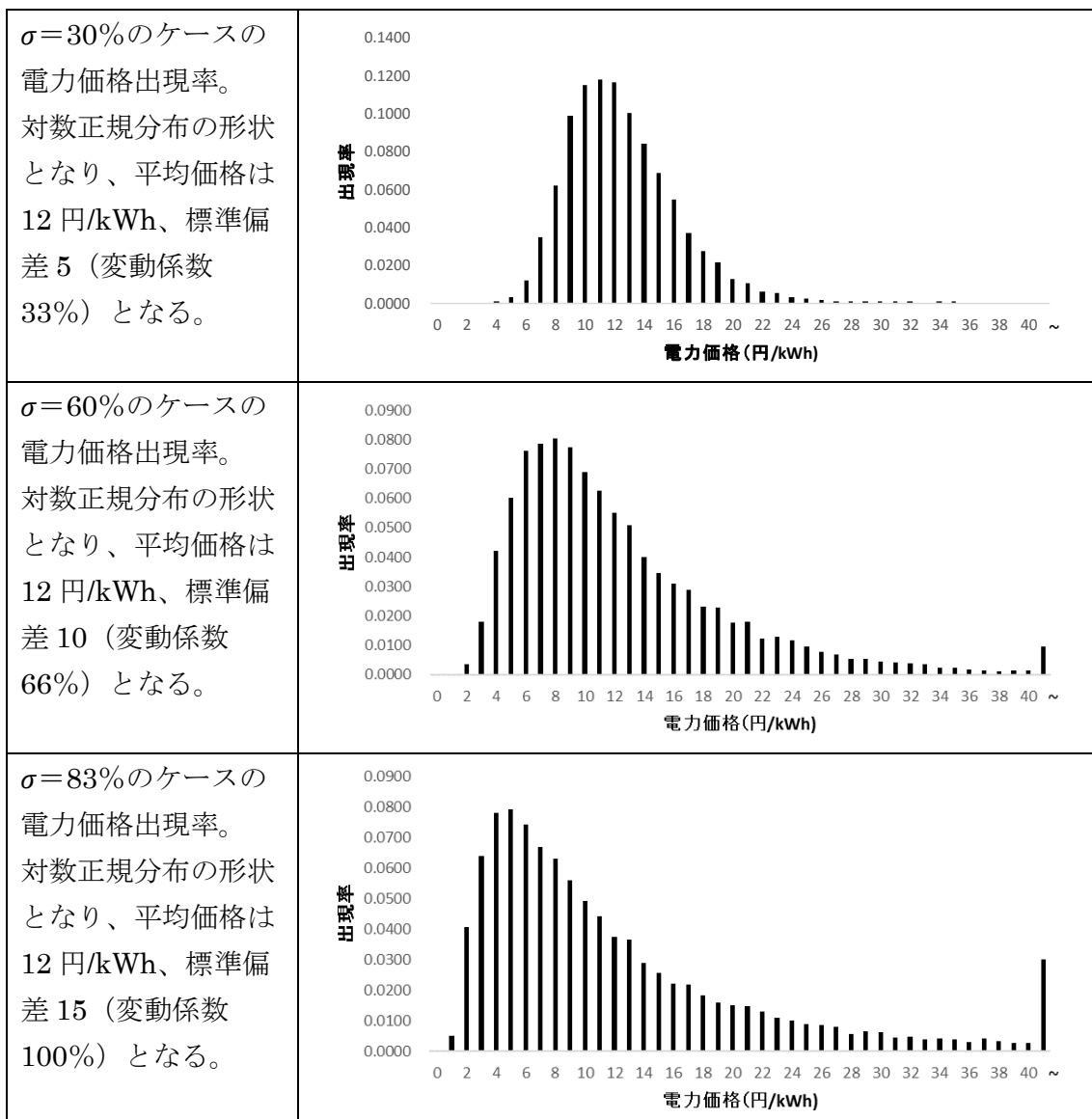


図 4-4 幾何ブラウン運動の $\sigma$ を 30、60、83%に変化させた電力価格の出現率の例

図 4-4 における電力価格の出現率の変化については、対数正規分布において平均価格を一定とし、標準偏差（変動係数）を変化させることで模倣することができる。すなわち、標準偏差（変動係数）を大きくすれば電力価格変動幅が大きくなり、小さくすれば電力価格変動幅が小さくなる。本章では、電力価格の変動幅を、対数正規分布の変動係数（標準偏差）で表すこととす。図 4-5 は、電力価格（プロシューマーから見ての売電価格）の平均価格（ $M$ ）を 12 円/kWh に固定したまま、電力価格の幅を表す標準偏差を変化させた場合のグラフである。平均価格を 12 円/kWh とし、標準偏差 4（変動係数 33%）、標準偏差 8（変動係数 67%）、標準偏差 12（変動係数 100%）と変化させて電力価格の出現率を示している。同じ平均価格でも標準偏差が大きいほど、売電価格の差は大きくなる。

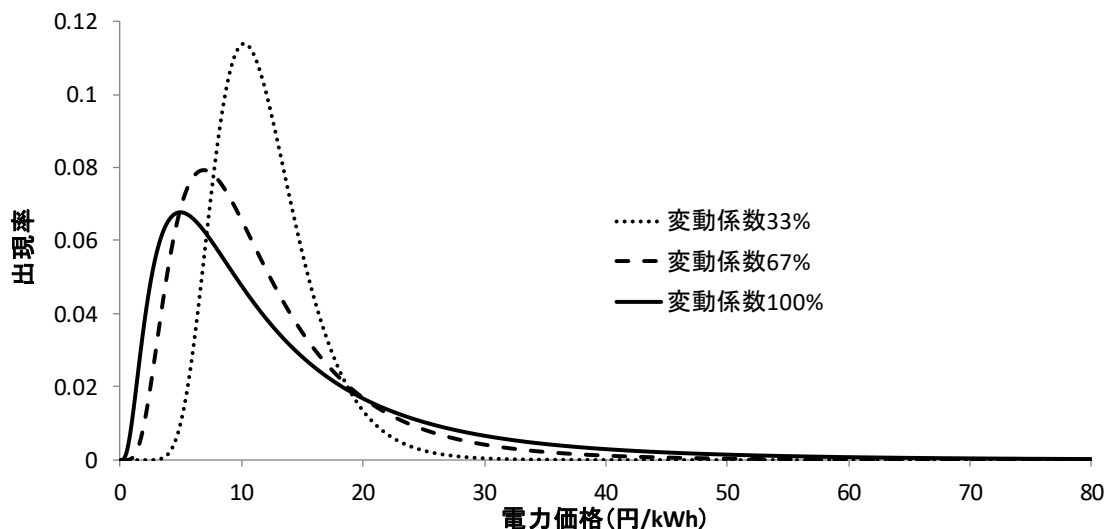


図 4-5 平均価格 12 円/kWh、標準偏差 4 (変動係数 33%)、標準偏差 8 (変動係数 67%)、標準偏差 12 (変動係数 100%) の時の電力価格の分布

変動電源である再生可能エネルギーの大量導入は、電力価格の不確実性を高める。3.3.3 に示したように、再生可能エネルギーが増加すると、電力価格変動幅が増加する。需要の変動と再生可能エネルギー電力の供給の関係の簡略的概念を表 4-1 に示す。太陽光発電と風力発電は自然条件により、偶発的なタイミングで電力系統の受け入れ可能量を上回る発電が行われる可能性がある。例えば、夏の日中に太陽光発電の出力が高く、さらに強風が吹いて風力発電の出力も同時に高まることありうる。このような場合には、電力価格は著しく安価になる可能性がある。一方で、需要のピーク時に日射量も風力も弱く、太陽光発電も風力発電もほとんど発電しない場合には、供給側は予備電源の石油火力発電のように高い発電源で賄われるため、電力価格が上昇することになる。原子力発電が稼働していれば、発電原価が安価な原子力発電の電力がベース電源となるため、ピーク時の電力価格の上昇はより抑えることができるが、政策的な原子力発電の稼働停止や稼働抑制が行われれば、ピーク時に高い発電源（石油火力発電、ガス火力発電）を稼働させるタイミングが早まっていく。このように、電源構成の変化も、ダイナミックプライシングにおける価格変動の変化の要因になる。

一方で、需要側だけを考えると、ダイナミックプライシングによって裁定が働くことで、需要がより均等化されるため、長期的には電力の価値の変動は緩やかになる傾向になる。本来は電力の価値が上がるピーク時には電力需要者は電力消費のタイミングをずらすピークシフトや節電を行い全体の需要量が調整されるため、電力価格の上昇幅は小さくなる。一方で、電力の価値が低いオフピークや夜間時には、電気自動車の充電やヒートポンプ給湯器の稼働など、電力から生まれるエネルギーの貯蔵を行う

機器稼働するため、オフピーク時の電力価格の下げ幅は小さくなる。ただし、電力市場に流れ込む再生可能エネルギー電力は、自然条件に左右されることと、市場にはプロシューマー以外の買電のみの電力需要者が多数参加していることから、価格変動が無くなることはないと考えられる。

表 4-1 需要の変動と再生可能エネルギー変動電力の供給の関係の簡略的概念

需要	再エネ供給	電力価格
↑	↑	→
↑	↓	↑
↓	↑	↓
↓	↓	→



#### 4.2.3 事業オプションの価値構造の分析

##### (1) 価値構造分析のフロー

本項 4.2.3 及び 4.2.4、4.2.5 において、プロシューマーが持つ事業オプションの価値構造の分析を行った。本項においては、「エネルギー情報通信インフラ」と「ダイナミックプライシング」によってプロシューマーが得ることができる事業オプションである「売電タイミングオプション」と「蓄電設備導入オプション」の価値構造について分析を行った。これをもとに価値を算定する評価モデルを構築した。4.2.4 及び 4.2.5 において、モデルケースについて評価モデルを用いたケーススタディを実施し、事業オプションの価値の変化についての分析を実施した。不確実性の要素を変数として、感度分析を実施して、価値がどのように変化するかを分析した。感度分析においては、電力価格の変動と余剰電力量を乱数としたモンテカルロ・シミュレーションを用いて事業オプションの価値算定を実施した。電力価格の変動は、「電力価格変動幅」に基づいて変移するモデルとした。価値構造分析における評価モデル、感度分析、モンテカルロ・シミュレーションの位置づけを図 4-6 に示す。

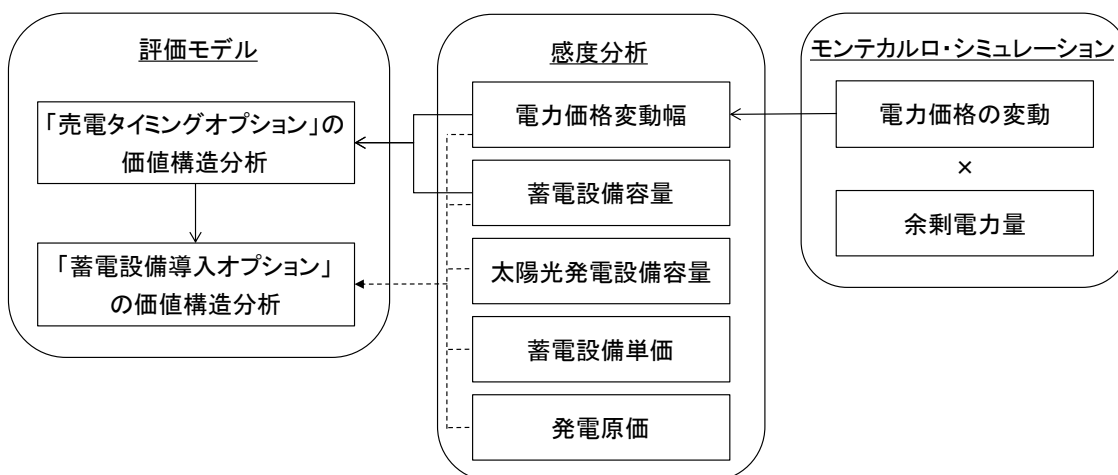


図 4-6 価値構造分析の位置づけ

##### (2) 追加的価値の考え方について

太陽光発電設備を持つプロシューマーが、「売電タイミングオプション」を持つ条件として、「売電」と「買電」の両方に対するダイナミックプライシングの存在を前提とした。プロシューマーは、太陽光発電の発電分から自家消費電力を差し引いた「余剰電力」を電力市場に時価で売電できるものとした。発電直後に自家消費された電力は「余剰電力」としては扱わず、評価の対象外とした。

図 4-7 に、本モデルで対象とする余剰電力の位置づけについて示す。太陽光発電設備を導入しているプロシューマーは自ら発電を行うことができる。発電した電力はまず自家消費を行うことによって、購入電力料金を削減できる。自家消費で消費しきれなかつ

た電力が「余剰電力」となり、時価での売電による収益を得ることができる。本項では、蓄電設備を導入しないケースでの通常の売電収益を $V_{d,q}^{(PV)}$ とした。プロシューマーはさらに蓄電設備を導入することで、後述する「売電タイミングオプション」「蓄電設備導入オプション」による追加的価値を得ることができる。ここでは、追加的価値を $V_{d,q}^{(Option)}$ とした。通常の売電収益 $V_{d,q}^{(PV)}$ と追加的価値 $V_{d,q}^{(Option)}$ を合わせた「売電タイミングオプション」による純収益を $V_{d,q}^{(Timing)}$ とした。オプションを行使するための追加コストである蓄電設備導入コストを $I_q$ とした。

なお、太陽光発電設備コストは、kWhあたりの「発電原価」として勘案した。「発電原価」は、太陽光発電設備コストを回収するために必要な kWh あたりのコストであり、売電の採算分岐点である。発電原価は、以下のように、建設費、設備利用率、運転年数等で計算される[103]。

$$\text{発電原価（発電コスト） [円/kWh]} = (\text{建設費 [円]} + \text{運転維持費 [円]} + \text{廃棄処理費 [円]}) \div \text{運転年数内総発電量 [kWh]}$$

(数式 4-10)

なお、蓄電設備は基本的にメンテナンスフリーであるため、運転コストはかからないものと考えた。

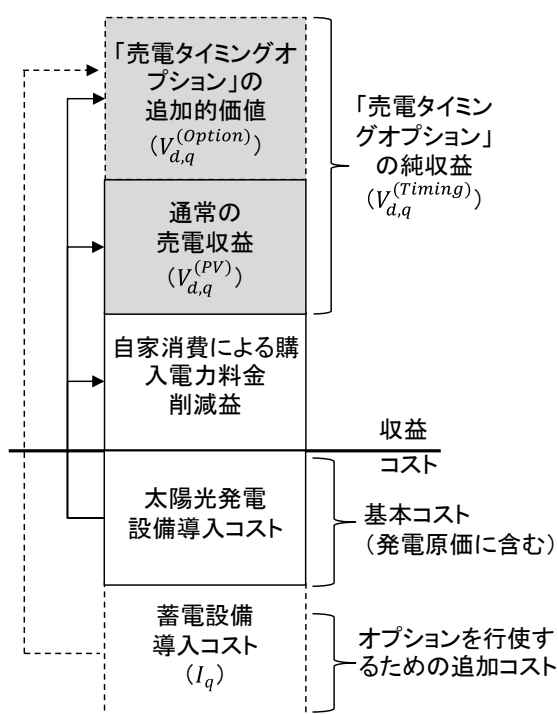


図 4-7 本節で検証する「追加的価値」の位置づけ

### (3) 「売電タイミングオプション」の価値構造

ここでは、蓄電設備の導入によって保有できる「売電タイミングオプション」の追加的価値 $V_{d,q}^{(Option)}$ を、蓄電設備導入を導入していない場合 $V_{d,q}^{(PV)}$ と導入している場合 $V_{d,q}^{(Timing)}$ の価値構造を比較することで分析する。

以下では、 $t$ を時間（時）（なお、1年は8,760時間）とした。 $y_t$ を $t$ 時点の電力価格（円/kWh）とした。 $K$ を発電原価（円/kWh）とした。 $C$ を託送料金（円/kWh）とした。 $Q_t$ を $t$ 時点の発電量（kWh/h）とした。 $D_t$ を $t$ 時点の消費電力量（kWh/h）とした。 $q$ を蓄電設備容量（kWh）とした。 $S_t$ を $t$ 時点の累積蓄電量（kWh）とした。 $\beta$ を蓄電設備のエネルギー効率（%）とした。

電力価格変動による価値の変化を単一の軸で分析するため、買電価格は売電価格と連動して変動すると考えた。ここでいう「電力価格」は、プロシューマーから電力市場への「売電価格」の価格としている。「買電価格」は、売電価格に託送料金を加えた価格（ $= y_t + C$ ）であると仮定して分析した。

#### ① 蓄電設備を導入していない場合（成り行きモデル）

蓄電設備を導入していない場合には、プロシューマーは「売電タイミングオプション」を持っていない。プロシューマーは、売電のタイミングを選ぶことはできず、発電量と消費電力量の「成り行き」で、余剰電力が発生した場合に売電することになる。この場合、売電価格が変動してもプロシューマーは売電のタイミングを選ばないため、図 4-8 のように、売電価格が発電原価よりも安く kWh あたりのペイオフがマイナスのタイミングであっても売電せざるを得ない。発電原価と電力料金の差を加味した kWh あたりのペイオフを $P_t^{(PV)}$ （円/kWh）とすると、これを表す式は、(数式 4-11) のようになる。

$$P_t^{(PV)} = y_t - K \quad (\text{数式 4-11})$$

時間当たりの余剰電力量（kWh/時）と kWh あたりペイオフ（円/kWh）を掛け合わせた時間あたり余剰電力収益を $R_t^{(PV)}$ （円/時）とした場合、これを表す式は(数式 4-12) のようになる。

$$R_t^{(PV)} = (Q_t - D_t)(y_t - K) \quad (\text{数式 4-12})$$

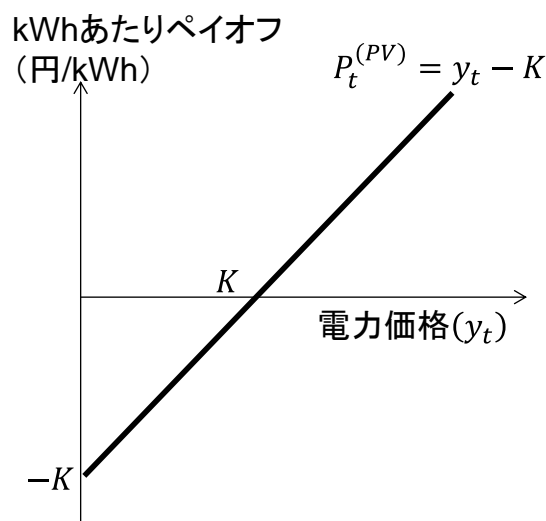


図 4-8 「成り行きモデル」での余剰電力の価値構造

② 蓄電設備を導入する場合（売電タイミングモデル）

プロシューマーが蓄電設備を導入し、売電タイミングを選べる場合、プロシューマーは「余剰電力」および「蓄電電力」に対して図 4-9 の Act1~Act3 のいずれかの行動を取る。プロシューマーの行動を規定する要素を、「余剰電力」、「蓄電電力」、「売買電価格」の 3 つの要素に分解すると、プロシューマーの行動は、図 4-9 のような流れによって決定される。ここで「余剰電力」の意味は、太陽光発電の発電量と消費電力量のバランスを示し、発電量が消費電力量よりも大きければ、余剰電力が発生しているとみなす。「蓄電電力」の意味は、蓄電設備に蓄えている累積蓄電量と蓄電設備容量の関係を示す。累積蓄電量が蓄電設備容量を下回って余裕がある間は、余剰電力を蓄電できる。蓄電された電力が存在している間は、蓄電電力を売電するか自家消費に用いるかの選択肢を持つ。累積蓄電量が蓄電設備容量を超えた場合には、超過分の電力については、成り行きで売電されることになる。「売買電価格」の意味は、売買電価格と発電原価の関係を示す。売電価格が発電原価を上回る場合には、売電を行うことで「売電価格－発電原価」分の収益を得ることができる。一方、買電価格が発電原価を上回る場合には、買電を行わず蓄電した太陽光電力を使うことによって、「買電価格－発電原価」分の購入電力料金の削減益を得ることができる。次に、Act1~Act3 の考え方を説明する。

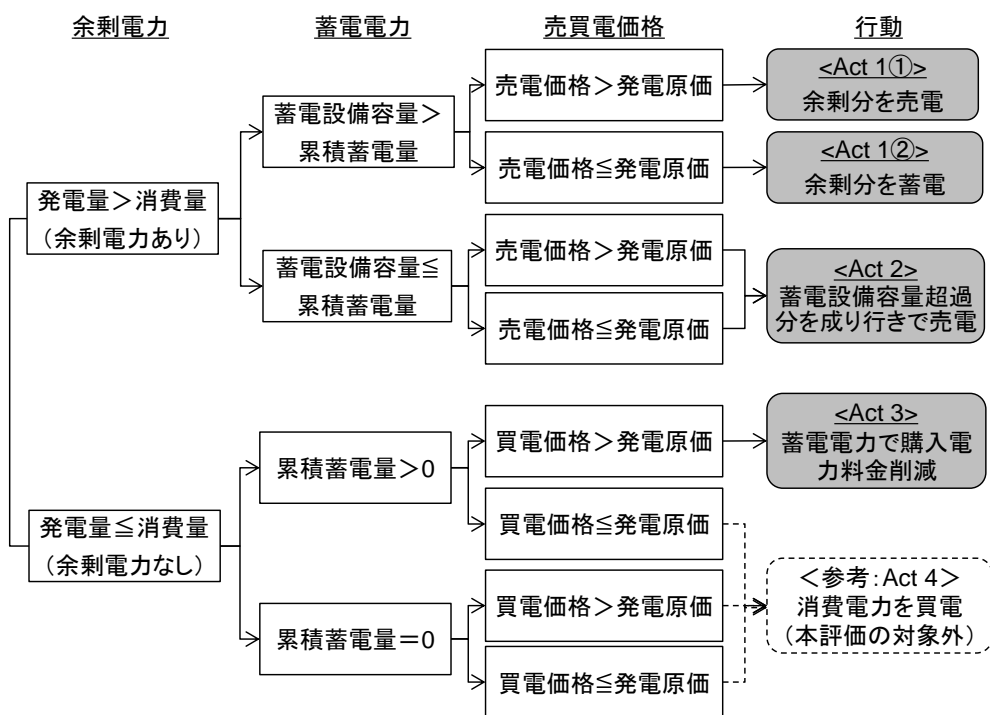


図 4-9 売電タイミングモデルの行動の流れ

#### Act1：余剰電力を売電/蓄電

余剰電力と蓄電設備容量の余裕の両方が存在する場合には、売電価格が発電原価を上回るか下回るかで、売電するか蓄電するかを決定する。

##### ①余剰電力を売電

売電価格が発電原価を上回る場合には、余剰電力と蓄電電力を売電し、売電利益を得る。

##### ②余剰電力を蓄電

売電価格が発電原価を下回る場合には、売電しても利益が出ないため、蓄電設備容量に余裕がある間は余剰電力を蓄電し、利益が出る別のタイミングでの売電か自家消費を図る。

#### Act2：蓄電設備容量超過分を成り行きで売電

余剰電力が存在し、かつ Act1②で蓄電された累積の蓄電量が蓄電設備容量を上回った場合には、蓄電できない超過分を成り行きの価格で売電する。

#### Act3：蓄電電力で購入電力料金削減

余剰電力が存在せず、かつ Act1②で蓄電された蓄電電力が存在し、さらに買電価格が発電原価を上回る場合には、割安な蓄電電力を自家消費し購入電力料金を削減する。逆に買電価格が発電原価を下回る場合には、購入電力を使用した方がメリットがあるため、蓄電電力を使用しない。

(参考) Act4 : 消費電力を買電 (本評価の対象外)

余剰電力が存在せず、かつ蓄電電力も存在しない場合には、消費電力を成り行きで買電する。また、蓄電電力はあるが買電価格が発電原価を下回る場合にも、蓄電電力使用のメリットがないため、消費電力分を買電する。太陽光発電の電力を使用していないため、ここではペイオフとしては考えず、評価の対象外とした。

Act1~Act3 の余剰電力のペイオフの構造は、図 4-10 のようになる。発電原価と電力価格の差を加味した kWh あたりのペイオフを  $P_t^{(Timing)}$  (円/kWh) とすると、これを示す式は (数式 4-13) のようになる。

$$P_t^{(Timing)} = \begin{cases} \text{Act1 : } y_t - K & , \text{if } y_t > K \\ 0 & , \text{if } y_t \leq K \\ \text{Act2 : } y_t - K & \\ \text{Act3 : } (y_t + C) - K & , \text{if } y_t + C > K \\ 0 & , \text{if } y_t + C \leq K \end{cases}$$

(数式 4-13)

なお、前述①「成り行きモデル」の場合には、ここでの Act2 の行動のみ取る。蓄電設備の容量分だけ、新たに Act1 の売電/蓄電、および Act3 の購入電力料金削減の選択肢が生まれる形となる。

Act1~Act3 の行動における時間当たりの余剰電力量 (kWh/時) と kWh あたりペイオフ (円/kWh) を掛け合わせた時間あたり余剰電力収益を  $R_t^{(Timing)}$  (円/時) とすると、これを表す式は、(数式 4-14) のようになる。

$$R_t^{(Timing)} = \begin{cases} \text{Act1 : } (Q_t - D_t + \beta S_{t-1})(y_t - K) & , \text{if } y_t > K \\ 0 & , \text{if } y_t \leq K \\ \text{Act2 : } (S_t - q)(y_t - K) & \\ \text{Act3 : } D_t(y_t + C - K) & , \text{if } y_t + C > K \\ 0 & , \text{if } y_t + C \leq K \end{cases}$$

(数式 4-14)

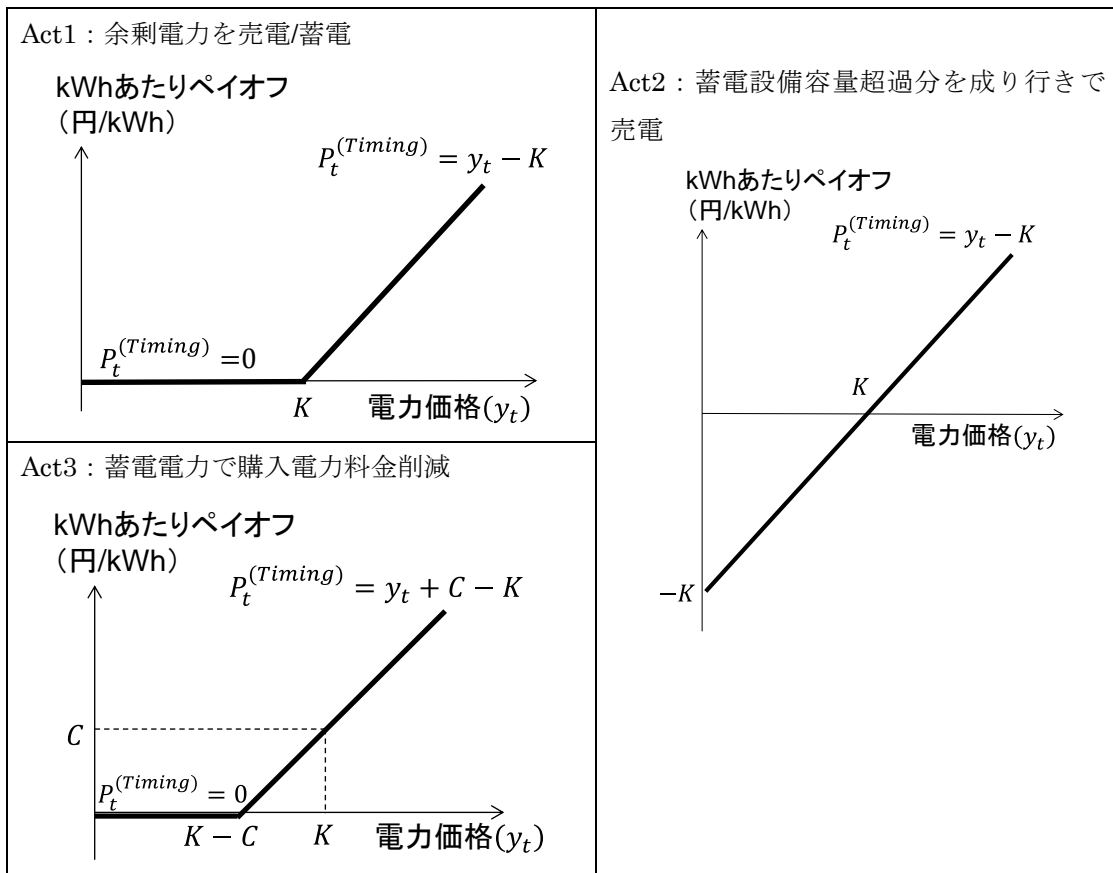


図 4-10 「売電タイミングモデル」での余剰電力の価値構造

③ 「売電タイミングオプション」の追加的価値

時間あたりの「売電タイミングオプション」の追加的価値は、蓄電設備を導入しない「成り行きモデル」の余剰電力収益 $R_t^{(PV)}$ と、蓄電設備を導入した「売電タイミングモデル」の余剰電力収益 $R_t^{(Timing)}$ の差分である。 $R_t^{(Option)}$ を「売電タイミングオプション」の追加的価値とすると、これを表す式は(数式 4-15)のようになる。

$$R_t^{(Option)} = R_t^{(Timing)} - R_t^{(PV)} \quad \text{(数式 4-15)}$$

(4) 「蓄電設備導入オプション」の価値

蓄電設備の導入によって得られる「売電タイミングオプション」の繰り返しによる事業期間中の追加的価値 $R_t^{(Option)}$ の NPV を、「蓄電設備導入オプション」の価値とする。

電力価格の変動について、電力価格 $y_t$ は対数正規分布すると仮定し、対数正規分布の平均価格を一定とした上で変動係数(標準偏差)が大きくなるほど、価格変動幅が大きくなると仮定した。

$y_t$ の対数正規分布の変動係数を $d$ (%)、蓄電設備の容量を $q$ (kWh)とし、「蓄電設備導入オプション」の追加的価値を $V_{d,q}^{(option)}$ とした。 $I_q$ を蓄電設備容量 $q$ の設備導入コ

スト（円）、 $r$ を割引率（%）、 $\tau$ を事業期間（時間）とした場合、 $V_{d,q}^{(option)}$ の価値は（数式 4-16）のようになる。

$$V_{d,q}^{(option)} = E \left[ \int_0^{\tau} e^{-r(\frac{t}{8760})} R_t^{(option)} dt \right] - I_q \quad (\text{数式 4-16})$$

プロシューマーは、電力価格の動向を加味した上で、①蓄電設備を導入する時期、②導入する蓄電設備の容量、を決定する選択肢を持つ。プロシューマーは $I_q$ を支払って、事業期間を通して $R_t^{(option)}$ の繰り返しの追加的価値を得ることが可能となる。 $V_{d,q}^{(option)} > 0$ となる場合に、蓄電設備を導入して $V_{d,q}^{(option)}$ の価値を得る。 $V_{d,q}^{(option)} \leq 0$ となる場合には、蓄電設備は導入されない。これは、「売電タイミングオプション」による $I_q$ 控除前の追加的価値の事業期間中の期待値 $E \left[ \int_0^{\tau} e^{-r(\frac{t}{8760})} R_t^{(option)} dt \right]$ を原資産とし、行使価格を $I_q$ とするコールオプションの構造となる。

4.2.4では、ケーススタディを行い、「蓄電設備導入オプション」の価値の変化について検証した。電力価格の変動と蓄電設備容量で感度分析を実施し、「蓄電設備導入オプション」を行使する条件についての分析を行った。

感度分析の方法としては、まず（数式 4-12）（数式 4-14）における $R_t^{(PV)}$ および $R_t^{(Timing)}$ に関して、電力価格 $y_t$ 及び余剰電力量（ $Q_t - D_t$ ）を乱数としたモンテカルロ・シミュレーションを実施し、時間ごとに $R_t^{(option)}$ を計算し、最終的にNPVである $V_{d,q}^{(option)}$ を計算した。これを基に、 $d$ 及び $q$ を感度分析の変数として、 $V_{d,q}^{(option)}$ の変化を検証した。



#### 4.2.4 ケーススタディ

4.2.3にて示したモデルに基づいてケーススタディを行った。「売電タイミングオプション」についてのシミュレーションを実施し、これをもとに、「蓄電設備導入オプション」の価値構造についての検証を行った。

##### (1) 想定する事業の概要

ケーススタディで想定した事業の前提条件は、表 4-2 の通りである。既に太陽光発電を導入しているプロシューマーが、太陽光発電で発電した電力のうち余剰電力の売電を行う。電力価格にはダイナミックプライシングが適用され、電力価格が時間単位で変動すると想定する。プロシューマーは蓄電設備を導入することで、変動する電力価格に合わせて、「売電タイミング」を選べるようになる。

シミュレーションを行うにあたって想定した数値は表 4-2 の通りであるが、各数値は将来の技術開発動向等を考慮した仮定の設定としている。蓄電設備の寿命を 15 年間と設定し、蓄電設備の導入後、15 年間は「売電タイミングオプション」の収益を得られるものとして、導入後 15 年間の NPV を試算した。

表 4-2 ケーススタディの前提条件

項目	数値	想定
t 時点の電力価格 ( $y_t$ )	対数正規分布による乱数	ダイナミックプライシングにより、平均価格 $M=12$ 円/kWh、変動係数 $d$ で対数正規分布すると想定した。 $d$ を 0~100% で変化させて、感度分析を行った。なお、平均価格 12 円/kWh は、日本卸電力取引所における 2012 年度から 2017 年度の 6 年間のスポット取引の平均価格と同等水準と想定し設定した。
発電原価 ( $K$ )	11 円/kWh	資源エネルギー庁資料[36]より、住宅用太陽光発電の発電コストが 2027 年までに 11 円/kWh に低減するとの見通しを参考に設定した。
買電価格 ( $K+C$ )	売電価格 + 託送料金	売電価格と同じ挙動で変化すると想定した。
託送料金 ( $C$ )	8 円/kWh	現状の低圧電力の託送料金を参考にして設定した。
事業期間 ( $\tau$ )	15 年間	蓄電設備の寿命を事業期間と設定した。技術開発で現状より長い寿命となると仮定した。
蓄電設備導入コスト ( $I_q$ )	kWh あたり単価 40 千円、設置費用 100 千円	現状の最安モデルの市場価格からさらにコストダウンし、40,000 円/kWh で容量 $q$ (kWh) に比例すると仮定した。設置費用は 100,000 円とした。 $I_q=100,000+40,000q$ とした。
割引率 ( $r$ )	3%	コスト等検証委員会報告書[104]を基に設定した。
太陽光発電の容量 ( $C^{(PV)}$ )	5kW	戸建て住宅に導入できる太陽光発電の規模とした。
t 時点の太陽光発電電量 ( $Q_t$ )	東京都の家屋を想定	NEDO 日射量データベースシステム閲覧システム[105]より、東京都、傾斜角 30 度、南側の屋根を想定した時間あたり日射量を参照し、上記 5kW の太陽光発電での時間あたり発電量を試算した。

項目	数値	想定
蓄電設備容量 ( $q$ )	感度分析の対象	感度分析の対象とした
消費電力量 ( $D_t$ )	対数正規分布による乱数	一般家庭の平均消費電力量 300kWh/月を参考に、平均 0.41kWh/h の対数正規分布で $t$ 時あたりの乱数を発生させた。現実の電力消費量と大きく変わらない範囲で、ある程度変動が大きくなる値を仮で設定するため、標準偏差を 0.4 と設定した。
蓄電設備のエネルギー効率 ( $\beta$ )	95%	リチウムイオン電池の標準的なエネルギー効率をもとに設定した。

## (2) シミュレーションの実施

前述の(数式 4-12)(数式 4-14)を用いてモンテカルロ・シミュレーションを行い、 $V_{d,q}^{(Option)}$ の算定を行った。 $V_{d,q}^{(Option)}$ の変動係数  $d$  (%) および蓄電設備容量  $q$  (kWh) を変化させて、感度分析を行った。

各  $q, d$  に対するペイオフ計算の試行回数は、(時間あたりペイオフ計算 : 8,760 回/年) × (事業期間中のキャッシュフロー : 15 年間) × (NPV の繰り返し計算 : 10 回) = 1,314,000 回とした。 $V_{d,q}^{(Option)}$ は NPV の繰り返し計算の平均値を採用した。表 4-3 ではこれを各  $q, d$  の  $15 \times 16 = 240$  のマトリクスに対して行っているため、1,314,000 回 × 195 マトリクス = 256,230,000 回分について、時間あたりペイオフの計算を行った。

なお、変動係数  $d$  が 100%、蓄電設備容量  $q$  が 5kWh のケースで、NPV の繰り返し計算回数 1,000 回のシミュレーションを行った  $V_{d,q}^{(Option)}$  の例は、図 4-11 のようになる。この事例のように、 $V_{d,q}^{(Option)}$  のモンテカルロ・シミュレーションの結果は、正規分布に近い形状になる。

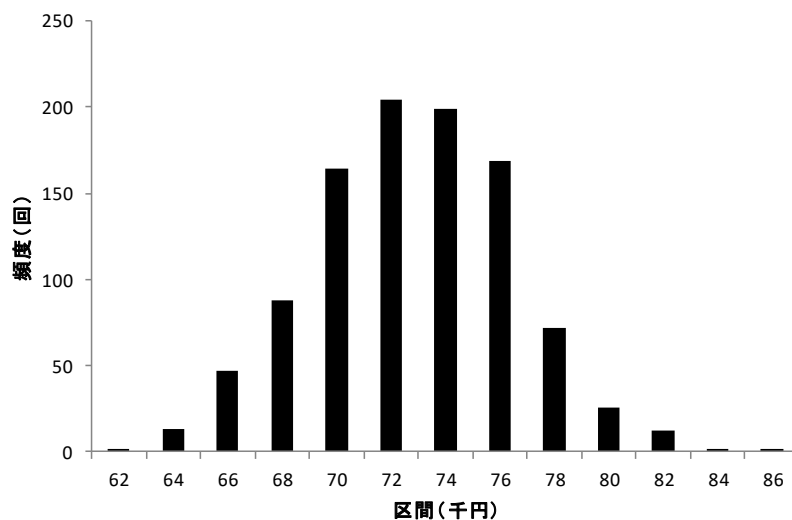


図 4-11 変動係数 100%、蓄電設備容量 5kWh のケースにおける、 $V_{d,q}^{(Option)}$  の繰り返し計算回数 1,000 回のシミュレーション結果の例

売電価格の変動係数  $d$  と、蓄電設備の容量  $q$  の両方を変化させて感度分析した場合の  $V_{d,q}^{(Option)}$  の分析結果のまとめは表 4-3 のようになった。横軸は変動係数の変化を、縦軸は蓄電設備容量の変化を表す。網掛けは収益がプラスとなる数値である。電力価格の変動幅が大きい（変動係数が大きい）ほど、価値は大きくなることが示された。一方、蓄電設備容量に対しては、一定規模までは容量の大きさに応じて価値は大きくなるものの、一定以上に大きくなると価値が逡減する。

表 4-3 変動係数と蓄電設備容量を変化させた  $V_{d,q}^{(Option)}$  の感度分析結果のまとめ  
(単位：千円)

		変動係数												
		0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%
蓄電設備 容量 (kW)	1	-140	-131	-115	-104	-94	-85	-76	-67	-59	-51	-44	-37	-30
	2	-180	-166	-141	-121	-103	-85	-69	-53	-38	-23	-10	4	17
	3	-220	-203	-170	-142	-116	-91	-67	-44	-23	-2	18	36	54
	4	-260	-242	-203	-169	-136	-106	-77	-49	-22	3	28	50	75
	5	-300	-282	-240	-202	-168	-133	-101	-69	-38	-9	19	45	70
	6	-340	-321	-278	-237	-199	-162	-126	-92	-57	-25	5	36	66
	7	-380	-361	-317	-274	-233	-193	-155	-118	-81	-47	-12	20	52
	8	-420	-401	-356	-312	-270	-228	-188	-148	-108	-73	-37	1	34
	9	-460	-441	-395	-350	-306	-264	-222	-181	-141	-101	-63	-28	7
	10	-500	-481	-435	-389	-345	-300	-258	-217	-175	-133	-93	-54	-21
	11	-540	-521	-474	-429	-384	-338	-294	-252	-209	-169	-129	-88	-49
	12	-580	-561	-515	-468	-422	-378	-333	-287	-245	-204	-161	-120	-81
	13	-620	-601	-555	-507	-461	-417	-372	-327	-283	-238	-199	-156	-116
	14	-660	-641	-594	-548	-501	-456	-411	-365	-320	-278	-235	-191	-150
	15	-700	-681	-634	-587	-542	-495	-448	-405	-360	-318	-270	-231	-188

次に、表 4-3 の結果について、電力価格の変動幅と、蓄電設備容量のそれぞれに分解して感度分析結果についての解釈を行う。

表 4-3 について、蓄電設備容量それぞれ 1、5、10、15kWh のケースに対して、売電価格の対数正規分布の変動係数を 0%（標準偏差 0）～変動係数 100%（標準偏差 12）で変化させた場合の  $V_{d,q}^{(Option)}$  の感度分析の結果は、図 4-12 のようになった。いずれのケースでも変動係数が大きく電力価格の変動幅が大きいほど、価値が大きくなる。これは、変動幅が大きいほど、「余剰電力を高く売って安く使う」プロシューマーの行動の選択によって  $R_t^{(Timing)}$  の価値が大きくなることによる。この比較では、4～5kWh 近辺の蓄電設備が損益分岐点となる変動係数が最も小さく採算を得やすいと同時に、変動係数が大きい場合の価値も最大となる結果となった。

なお、ケーススタディでは太陽光発電の容量を 5kW と設定しているが、太陽光発電の容量が大きくなれば余剰電力量が増加するため、容量の大きい蓄電設備を導入することによる採算を得やすくなる。これについては、4.2.5 の感度分析で検証する。

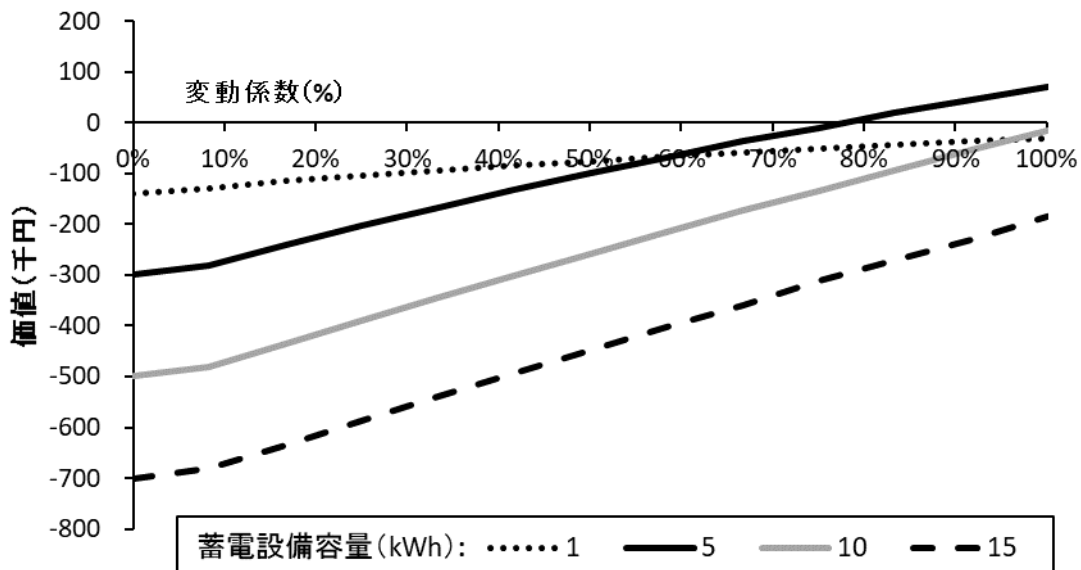


図 4-12 蓄電設備容量 1、5、10、15kWh において変動係数を変化させた  $V_{d,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

次に、電力価格の変動係数を 100% に固定し、蓄電設備容量を 0~15kWh に変化させた場合の  $V_{d,q}^{(Option)}$  の感度分析結果と蓄電設備導入コストの関係を、図 4-13 に示す。

ここでは価値について分解するために、設備導入コスト控除前の売電タイミング選択による追加的価値  $(E [\int_0^\tau e^{-r(\frac{t}{8760})} R_t^{(Option)} dt])$  を  $V_{d,q}^{(BDO)}$  とする。

$$V_{d,q}^{(BDO)} = E \left[ \int_0^\tau e^{-r(\frac{t}{8760})} R_t^{(Option)} dt \right] \quad (\text{数式 4-17})$$

蓄電設備容量が大きいほど、売電タイミング選択の余裕度が大きくなるため、設備導入コスト控除前の売電タイミング選択による追加的価値 ( $V_{d,q}^{(BDO)}$ ) を高めることができる。一方で、一定の蓄電設備の容量を超えた場合には、追加的価値の増加率が逓減し、蓄電設備導入コスト  $I_q$  の増加量が追加的価値の増加量を上回るため、 $V_{d,q}^{(Option)}$  の価値が逓減する。

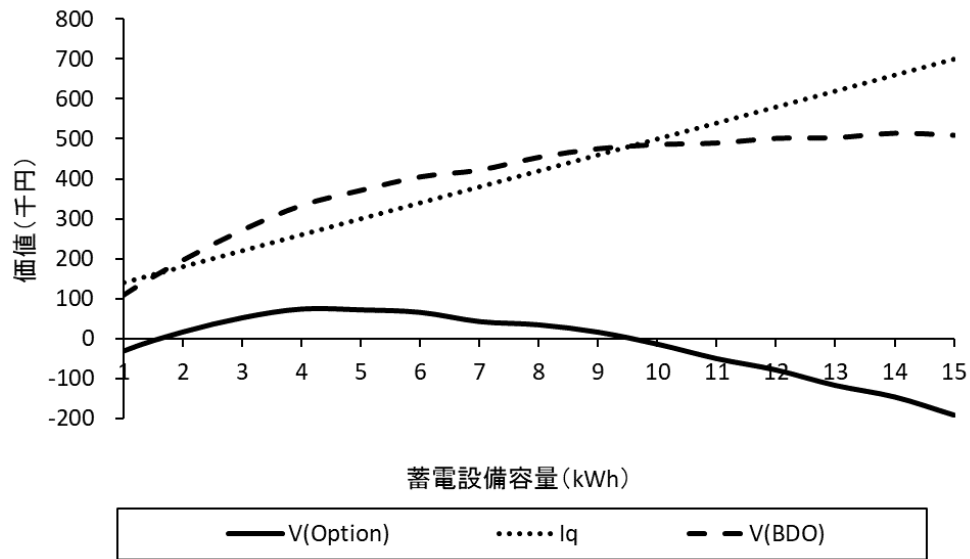


図 4-13 電力価格の変動係数 100%において蓄電設備容量を 1~15kWh に変化させた

$V_{d,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

(注：図中において、 $V_{d,q}^{(Option)}$  は V(Option)、 $V_{d,q}^{(BDO)}$  は V(BDO)と記載している)

また、(数式 4-18) のように、 $R_t^{(Option)}$  の NPV である  $V_{d,q}^{(Option)}$  において、 $R_t^{(Timing)}$  の NPV を  $V_{d,q}^{(Timing)}$ 、及び  $R_t^{(PV)}$  の NPV を  $V_{d,q}^{(PV)}$  とし、価値を分解する。この場合に、蓄電設備容量 5kW で変動係数を 0~100%に変化させた場合の、それぞれの関係を図 4-14 に示す。

$$V_t^{(Option)} = V_t^{(Timing)} - V_t^{(PV)}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{d,q}^{(Timing)} = E \left[ \int_0^\tau e^{-r(\frac{t}{8760})} R_t^{(Timing)} dt \right] - I_q \\ V_{d,q}^{(PV)} = E \left[ \int_0^\tau e^{-r(\frac{t}{8760})} R_t^{(PV)} dt \right] \end{array} \right.$$

(数式 4-18)

$V_t^{(PV)}$  は変動係数が変化しても、価値は横ばいである。これは、変動係数が変化しても、事業期間中を通してみると、収益は平均電力価格×総発電量の近辺に収束するためである。一方、 $V_t^{(Timing)}$  は変動係数が大きくなるほど、価値が大きくなる。このケースでは、変動係数 60%近辺を超えると蓄電設備導入コスト  $I_q$  を回収でき、価値がプラスになる。

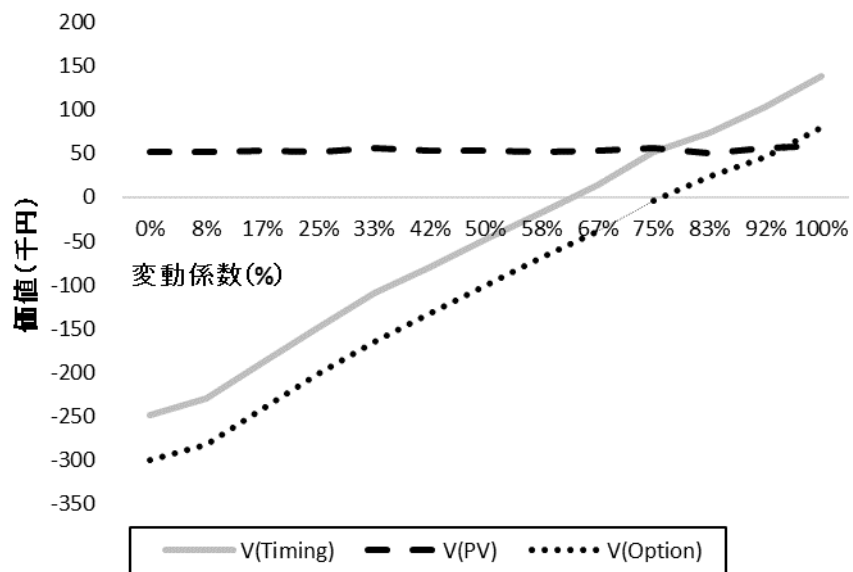


図 4-14 蓄電設備容量 5kW で変動係数を 0~100%に変化させた場合の $V_{d,q}^{(Option)}$ 、 $V_{d,q}^{(Timing)}$ 、 $V_{d,q}^{(PV)}$ の関係  
 (注：図中において、 $V_{d,q}^{(Option)}$ は V(Option)、 $V_{d,q}^{(Timing)}$ は V(Timing)、 $V_{d,q}^{(PV)}$ は V(PV)と記載している)

### (3) 小括

本項 4.2.4 では、買電だけでなく売電にもダイナミックプライシングが適用されることを前提とし、太陽光発電を既に導入しているプロシューマーが蓄電設備を導入することで得られる事業オプションについて分析した。プロシューマーは蓄電設備の導入によって「売電タイミングオプション」を持ち、蓄電設備の容量に応じて「余剰電力」に対して3つの行動パターンを取る。事業期間を通して「売電タイミングオプション」の追加的価値を得ることができる「蓄電設備導入オプション」については、「売電タイミングオプション」による蓄電設備導入コスト控除前の追加的価値を原資産、蓄電設備導入コストを行使価格とするコールオプションの構造となる。プロシューマーは、電力価格の変動幅のトレンドを見て、 $V_{d,q}^{(Option)}$ がプラスとなるタイミングで、適切な蓄電設備容量で $I_q$ の行使価格を支払って「蓄電設備導入オプション」を行使する。表 4-3 において、所与の変動係数の場合に価値がプラスとなる蓄電設備容量を選んで事業オプションを行使することになる。

ダイナミックプライシングの価格変動は不確実性を伴うため、この不確実性を加味し、プロシューマーにとっての事業オプションの価値をあらかじめ検証しておくことに意義があると考えられる。プロシューマーにとっては、電力価格の変動は外部環境でありコントロールできないが、蓄電設備を導入するタイミングと蓄電設備の容量については、選択することができる。4.2.4 では、どのような価格変動幅の場合にどの容量の蓄電設備を入れることが適切であるか、について分析できることをケーススタディの数値を用いて示した。4.2.4 のシミュレーションの結果をもとに、原資産、満期、およびボラティリティを設定すれば、電力価格の変動状況を観察して蓄電設備の導入時期を選択する延期オプションの価値について、二項格子モデルによるリアルオプション分析を行うことができる。これについては、4.2.6 で検証する。

なお、ケーススタディの前提条件については、将来のコストダウン動向等を加味しており、現状の市場価格を反映しているわけではない。条件によって、価値構造は変わらないものの、試算結果は変わることには留意する必要がある。

本モデルの今後の研究課題としては、価値算定モデルの精緻化が必要である。まず本モデルでは、電力消費量について一般家庭の標準的電力消費量を平均として対数正規分布すると仮定したモンテカルロ・シミュレーションによって試算している。現状で導入が議論されているダイナミックプライシングの趣旨は、主にピークカットを中心としたデマンドサイドマネジメントを目的としているが、本モデルでは需要側でのプロシューマーの行動の変化は加味できていない。買電価格の変動に応じてプロシューマーが電力消費のタイミングを変えれば、さらに事業オプションの価値が高くなることが想定される。蓄電設備からの売電については、現状では時間ごとの最適な価値行動を想定しているものの、実際には例えば累積蓄電量に余裕がありかつ次の時間に電力価格が高くなることが予想される場合に、さらに売電価格が高くなるまで売電しないで蓄電しておく等

の連続的な価値の最大化を追求する行動もあり得る。ただし、今回のモデルでは次の時間の価格予測ができないことと仮定し、時間ごとの最適な価値行動を想定した。また、電力価格の変動については、平均価格を一定とした対数正規分布の変動係数の変化によって表現しているが、実際の電力市場における電力価格の変動は単純な対数正規分布よりも複雑な挙動となる[72]。今後は実際の電力価格の挙動の複雑性を加味したモデルにしていく必要がある。



#### 4.2.5 価値を決定する要素の検証

本項では、プロシューマーが太陽光設備と蓄電設備を導入する「蓄電設備導入オプション」の価値を決定する要素を分解して検証する。

4.2.4 では、プロシューマーが既設の太陽光発電に対して蓄電設備を導入するタイミングを検証し、蓄電設備導入オプションの追加的価値 $V_{d,q}^{(Option)}$ を検証した。一方、プロシューマーは、蓄電設備と同様に新たに導入する太陽光発電設備の規模や導入タイミングを選択することができる。太陽光発電設備の規模及び導入タイミングを選択できるケースの価値評価は4.2.3における、「蓄電設備導入オプション」を採用したプロシューマーの純収益 $V_{d,q}^{(Timing)}$ の価値を検証することで評価できる。

本項では、4.2.3 で分析した「蓄電設備導入オプション」の価値構造を基に、4.2.4 のケーススタディで検証した電力価格変動幅（変動係数： $d$ ）と蓄電設備規模 $q$ 以外の要素についても感度分析を実施し、プロシューマーの意思決定に与える影響の度合いを検証する。また、それぞれの要素に関して、「スマートコミュニティ」の中での扱いについて検証する。

##### (1) $V_{d,q}^{(Timing)}$ の価値を表す式

まず、4.2.3 において検証した $V_{d,q}^{(Timing)}$ の価値構造について、改めて整理する。

$y_t$ の対数正規分布の変動係数を $d$ （%）、蓄電設備の容量を $q$ （kWh）とし、「蓄電設備導入オプション」の純収益 $V_{d,q}^{(Timing)}$ を表す式は（数式 4-18）より、下式のようになる。 $I_q$ を蓄電設備容量 $q$ の設備導入コスト（円）、 $r$ を割引率（%）、 $\tau$ を事業期間（時間）とした。

$$V_{d,q}^{(Timing)} = E \left[ \int_0^{\tau} e^{-r \left( \frac{t}{8760} \right)} R_t^{(Timing)} dt \right] - I_q$$

蓄電設備を導入した場合の「売電タイミングオプション」による余剰電力収益 $R_t^{(Timing)}$ は（数式 4-14）より、下式のようになる。ここで、 $t$ を時間（時）（なお、1年は8,760時間）とした。 $y_t$ を $t$ 時点の電力価格（円/kWh）とした。 $K$ を発電原価（円/kWh）とした。 $C$ を託送料金（円/kWh）とした。 $Q_t$ を $t$ 時点の発電量（kWh/h）とした。 $D_t$ を $t$ 時点の消費電力量（kWh/h）とした。 $q$ を蓄電設備容量（kWh）とした。 $S_t$ を $t$ 時点の累積蓄電量（kWh）とした。 $\beta$ を蓄電設備のエネルギー効率（%）とした。また、 $y_t$ は平均価格 $M$ （円）、変動係数 $d$ （%）で対数正規分布すると仮定した。

$$R_t^{(Timing)} = \begin{cases} \text{Act1} : (Q_t - D_t + \beta S_{t-1})(y_t - K) & , \text{if } y_t > K \\ 0 & , \text{if } y_t \leq K \\ \text{Act2} : (S_t - q)(y_t - K) \\ \text{Act3} : D_t(y_t + C - K) & , \text{if } y_t + C > K \\ 0 & , \text{if } y_t + C \leq K \end{cases}$$

$Q_t$ は、(数式 3-2) より、下式のようにになる。

$$Q_t = F^{(PV)} E_t k$$

ここで、 $F^{(PV)}$ は太陽光発電の設備容量 (kW)、 $E_t$ は  $t$  時点の日射量 (kWh/m<sup>2</sup>/h)、 $k$ は総合設計係数 (係数) である。

$D_t$ は、(数式 3-3) より、下式のようにになる。

$$D_t = \sum_1^{\varepsilon} F_i C_{i,t}$$

ここで、 $F_i$ は建物内の電気機器  $i$ の電力消費容量 (kW)、 $C_{i,t}$ は時間  $t$ において稼動している電気機器  $i$ の電力消費量 (kWh/h)、 $\varepsilon$ は電気機器の数である。

また、蓄電設備導入コスト ( $I_q$ ) と、蓄電設備容量 ( $q$ )、蓄電設備単価 ( $p$ ) の関係を (数式 4-19) に示す。ここで、 $p$ を kWh あたりの蓄電設備の単価 (円/kWh)、 $b$ を設置費用 (円) (設置時の人件費等) とする。

$$I_q = qp + b$$

(数式 4-19)

発電原価  $K$ は、(数式 4-10) より、以下のようにになる。

$$K \text{ (円/kWh)} = (\text{建設費 (円)} + \text{運転維持費 (円)} + \text{廃棄処理費 (円)}) \div \text{運転年数内総発電量 (kWh)}$$

## (2) $V_{d,q}^{(Timing)}$ を決定する要素

(1) を基に考えると、 $V_{d,q}^{(Timing)}$  を決定する要素としては、次のようなものがある。

$d$ : 電力価格の変動幅を示す変動係数 (%) である。4.2.3 を参照のこと。「スマートコミュニティ」における再生可能エネルギーの量によって変化する。変化の考え方については、後述 5.2.2 を参照のこと。

※なお、本ケーススタディの条件において、電力価格  $y_t$  の平均価格  $M$  (円) は、12 円/kWh としている。 $M$  が高くなれば、全体的な採算性が向上し、低くなれば採算性は低下する。ただし、価値の変化の構造自体は変化しないため、ここでは  $M$  を一定とする。

$q$ : 蓄電設備容量 (kWh) である。蓄電設備導入コスト ( $I_q$ ) との関係について、(数式 4-19) を参照のこと。導入規模及び導入タイミングについてプロシューマーが選択できる要素である。

$F^{(PV)}$  : 太陽光発電設備容量 (kW) である。導入規模及び導入タイミングについてプロシューマーが選択できる要素である。発電量 $Q_t$ との関係については(数式 3-2)を参照のこと。

$p$  : kWh あたりの蓄電設備単価 (円/kWh) である。蓄電設備導入コスト ( $I_q$ ) との関係について、(数式 4-19)を参照のこと。技術革新や市場環境という外部環境によって変化するため、プロシューマーは導入タイミングを選択することによって対応を行う。

$K$  : 発電原価 (円/kWh) である。太陽光発電設備の技術革新や市場環境という外部環境によって変化するため、プロシューマーは採用する発電技術の種類とコストを勘案した導入タイミングの選択によって対応を行う。

$F^{(PV)}$ の太陽光発電設備の容量については、プロシューマーが選択できる要素である。太陽光発電が設置できる敷地を上限として、プロシューマーが設備容量を自由に決められる。 $q$ の蓄電設備容量も、プロシューマーが選択できる要素である。 $d$ の電力価格変動幅は、「スマートコミュニティ」内の電力需給バランスによって決定される要素であり、プロシューマーにとっては外部環境となる。 $K$ の発電原価は、技術革新やコスト低減の度合い等の市場動向によって決まるものであり、プロシューマーにとっては、外部環境となる。ただし、どのような技術を選択するかについては、プロシューマーが選択できる。例えば、屋根だけでなく壁にも太陽光発電を設置するため、導入コストは高い最新技術である塗布型太陽光発電を導入するという選択肢がある。 $p$ のkWhあたりの蓄電設備単価については、蓄電設備に関する技術開発動向によって決定されるため、プロシューマーにとっては外部環境となる。ただし、プロシューマーはどの程度の蓄電設備単価になった場合に蓄電設備を導入するかについては選択することができる。プロシューマーはこれらの要素の条件を勘案した上で、太陽光発電設備及び蓄電設備導入タイミングを選択することになる。

ダイナミックプライシングが適用された「スマートコミュニティ」において特に固有の要素は、電力価格変動幅を示す変動係数  $d$  となる。このため、「スマートコミュニティ」内における事業を評価するにあたっては、変動係数  $d$  が最も重要な検証対象となる。

本項では、上記の要素からそれぞれ2つを取り出し、2軸での感度分析を実施し、それぞれの要素のインパクトを検証した。検証対象の考え方を表 4-4 に示す。

表 4-4 2軸の要素の感度分析の検証対象の考え方

	$d$	$q$	$F^{(PV)}$	$p$	$K$
$d$	—	蓄電設備容量と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、蓄電設備容量の採算分岐点が変わるため、次項①において検証対象とした。	太陽光発電設備容量と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、太陽光発電設備と蓄電設備を同時に導入する場合の採算分岐点が変わるため、次項③において検証対象とした。	蓄電設備単価と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、採算分岐点となる蓄電設備単価が変わるため、次項④において検証の対象とした。	発電原価と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、採算分岐点となる発電原価が変わるため、次項⑤において検証の対象とした。
$q$	蓄電設備容量と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、蓄電設備容量の採算分岐点が変わるため、次項①において検証対象とした。	—	太陽光発電設備容量と蓄電設備容量との関係性である。太陽光発電設備容量に合わせて適切な蓄電設備容量が変わるため、次項②において検証対象とした。	蓄電設備容量と蓄電設備単価の関係性である。次項②の分析により、太陽光発電設備容量に合わせて蓄電設備容量が決まるため、蓄電設備単価の変化が蓄電設備容量の意思決定を左右するわけではないとみられることから、検証対象外とした。	蓄電設備容量と発電原価の関係性である。次項②の分析により、太陽光発電設備容量に合わせて蓄電設備容量が決まるため、発電原価の変化が蓄電設備容量の意思決定を左右するわけではないとみられることから、検証対象外とした。
$F^{(PV)}$	太陽光発電設備容量と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、太陽光発電設備と蓄電設備を同時に導入する場合の採算分岐点が変わるため、次項③において検証対象とした。	太陽光発電設備容量と蓄電設備容量との関係性である。太陽光発電設備容量に合わせて適切な蓄電設備容量が変わるため、次項②において検証対象とした。	—	太陽光発電設備容量と蓄電設備単価の関係性である。次項②の分析により、太陽光発電設備容量に合わせて蓄電設備容量が決まり、太陽光発電設備容量と蓄電設備単価との相関が低いとみられることから、検証対象外とした。	太陽光発電設備容量と発電原価の関係性である。発電原価の変化によって、導入できる太陽光発電設備容量の採算分岐点が変わることから、次項⑥において検証対象とした。
$p$	蓄電設備単価と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、採算分岐点となる蓄電設備単価が変わるため、次項④において検証の対象とした。	蓄電設備容量と蓄電設備単価の関係性である。次項②の分析により、太陽光発電設備容量に合わせて蓄電設備容量が決まるため、蓄電設備単価の変化が蓄電設備容量の意思決定を左右するわけではないとみられることから、検証対象外とした。	太陽光発電設備容量と蓄電設備単価の関係性である。次項②の分析により、太陽光発電設備容量に合わせて蓄電設備容量が決まり、太陽光発電設備容量と蓄電設備単価との相関が低いとみられることから、検証対象外とした。	—	発電原価と蓄電設備単価の関係性である。発電原価の変化によって、蓄電設備のターゲット価格が変わることから、次項⑦において検証対象とした。
$K$	発電原価と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、採算分岐点となる発電原価が変わるため、次項⑤において検証の対象とした。	蓄電設備容量と発電原価の関係性である。次項②の分析により、太陽光発電設備容量に合わせて蓄電設備容量が決まるため、発電原価の変化が蓄電設備容量の意思決定を左右するわけではないとみられることから、検証対象外とした。	太陽光発電設備容量と発電原価の関係性である。発電原価の変化によって、導入できる太陽光発電設備容量の採算分岐点が変わることから、次項⑥において検証対象とした。	発電原価と蓄電設備単価の関係性である。発電原価の変化によって、蓄電設備のターゲット価格が変わることから、次項⑦において検証対象とした。	—

それぞれの項における感度分析の前提条件について、表 4-5 に整理する。感度分析した要素以外の前提条件については、表 4-2 に基づいた。

表 4-5 感度分析の前提条件

項目	数値	想定
t 時点の電力価格 ( $y_t$ )	変動係数 $d$ による感度分析の対象	ダイナミックプライシングにより、平均価格 $M=12$ 円/kWh、変動係数 $d$ で対数正規分布すると想定した。①②③④⑤において、 $d$ を 0~100% で変化させて、感度分析を行った。⑥⑦においては、変動係数 100% と設定した。
蓄電設備容量 ( $q$ )	感度分析の対象	①②③⑥において、1~15kWh に変化させて、感度分析を行った。④⑤⑦においては、5kWh と設定した。
蓄電設備導入コスト ( $I_q$ )	$q$ と $p$ による感度分析の対象	$I_q = qp + b$ において、 $q$ と $p$ を変化させて感度分析を実施した。 $q$ については、上記の通りである。設置費用 $b$ は 100 千円 /kWh とした。 $p$ については、④⑦において、10 千円~150 千円/kWh に変化させて、感度分析を行った。①②③⑤⑥においては、40 千円/kWh と設定した。
太陽光発電の容量 ( $F^{(PV)}$ )	感度分析の対象	②③⑥において、1~15kW に変化させて、感度分析を行った。①④⑤⑦においては、5kW と設定した。
発電原価 ( $K$ )	感度分析の対象	⑤⑥⑦において、5~20 円/kWh に変化させて、感度分析を行った。①②③④においては、11 円/kWh と設定した。
買電価格 ( $K+C$ )	売電価格 + 託送料金	売電価格と同じ挙動で変化すると想定した。
託送料金 ( $C$ )	8 円/kWh	現状の低圧電力の託送料金を参考にして設定した。
事業期間 ( $\tau$ )	15 年間	蓄電設備の寿命を事業期間と設定した。技術開発で現状より長い寿命となると仮定した。
割引率 ( $r$ )	3%	コスト等検証委員会報告書[104]を基に設定した。
t 時点の太陽光発電量 ( $Q_t$ )	東京都の家屋を想定	NEDO 日射量データベースシステム閲覧システム[105]より、東京都、傾斜角 30 度、南側の屋根を想定した時間あたり日射量を参照し、上記 5kW の太陽光発電での時間あたり発電量を試算した。
消費電力量 ( $D_t$ )	対数正規分布による乱数	一般家庭の平均消費電力量 300kWh/月を参考に、平均 0.41kWh/h の対数正規分布で t 時あたりの乱数を発生させた。現実の電力消費量と大きく変わらない範囲で、ある程度変動が大きくなる値を仮で設定するため、標準偏差を 0.4 と設定した。
蓄電設備のエネルギー効率 ( $\beta$ )	95%	リチウムイオン電池の標準的なエネルギー効率をもとに設定した。

### (3) 2つの要素のマトリクス感度分析

#### ① 蓄電設備容量 $q$ と変動係数 $d$ の感度分析結果

$q$  の蓄電設備容量については、プロシューマーが選択できる要素である。プロシューマーは、価値が最大になる蓄電設備容量を選択することになる。

変動係数と蓄電設備容量を変化させた  $V_{d,q}^{(Option)}$  の感度分析結果については、表 4-3 に示した通りである。同様に、変動係数と蓄電設備容量を変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果を表 4-6 と図 4-15 に示す。

表 4-6 において、横軸は変動係数の変化を、縦軸は蓄電設備容量の変化を表す。網掛けは収益がプラスとなる数値である。変動係数が大きい、すなわち電力価格の変動幅が大きいほど、価値は大きくなることが示された。一方、蓄電設備容量に対しては、一定規模までは容量の大きさに応じて価値は大きくなるものの、一定以上に大きくなると価値が逓減する。蓄電設備の最適な容量は、変動係数が小さい場合には太陽光発電設備 (5kW) よりも小さい 3 ~ 4kWh、変動係数が大きい場合には太陽光発電設備と同規模の 4~5kWh 前後となる。

また、蓄電設備容量それぞれ 1、5、10、15kWh のケースに対して、売電価格の対数正規分布の変動係数を 0% (標準偏差 0) ~ 変動係数 100% (標準偏差 12) で変化させた場合の  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析の結果は、図 4-15 のようになった。挙動は  $V_{d,q}^{(Option)}$  と同様である。

プロシューマーは、蓄電設備の導入タイミングについて、電力価格変動幅の状況を勘案して選択することになる。蓄電設備の容量は、プロシューマーが任意に選択することができるが、本シミュレーションの結果の様に、最適点となる太陽光発電設備の容量と同程度の設備規模を選択することになる。

表 4-6 蓄電設備容量を 1~15kWh、変動係数を 0~100% に変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

		変動係数												
		0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%
蓄電設備 容量 (kW)	1	-88	-78	-63	-51	-42	-31	-25	-16	-7	1	8	14	21
	2	-128	-114	-90	-68	-50	-33	-15	0	15	32	44	56	73
	3	-168	-151	-118	-89	-63	-38	-14	7	30	52	65	88	107
	4	-208	-190	-151	-116	-84	-54	-25	2	32	57	80	105	126
	5	-248	-229	-188	-151	-116	-80	-47	-15	16	42	72	96	124
	6	-288	-269	-226	-185	-147	-110	-74	-37	-5	29	59	93	120
	7	-328	-309	-264	-222	-180	-141	-103	-63	-27	6	40	75	109
	8	-368	-349	-304	-260	-217	-174	-135	-94	-56	-16	16	52	78
	9	-408	-389	-343	-298	-254	-212	-169	-129	-90	-52	-10	23	61
	10	-448	-429	-382	-337	-293	-250	-207	-163	-120	-80	-41	-2	36
	11	-488	-468	-422	-376	-330	-288	-243	-199	-156	-114	-70	-37	3
	12	-528	-509	-463	-416	-370	-324	-279	-236	-194	-151	-110	-73	-33
	13	-568	-548	-502	-456	-411	-361	-318	-276	-228	-183	-146	-103	-66
	14	-608	-589	-542	-496	-449	-403	-357	-314	-267	-226	-182	-141	-99
	15	-648	-629	-582	-535	-488	-441	-397	-350	-308	-261	-217	-177	-131

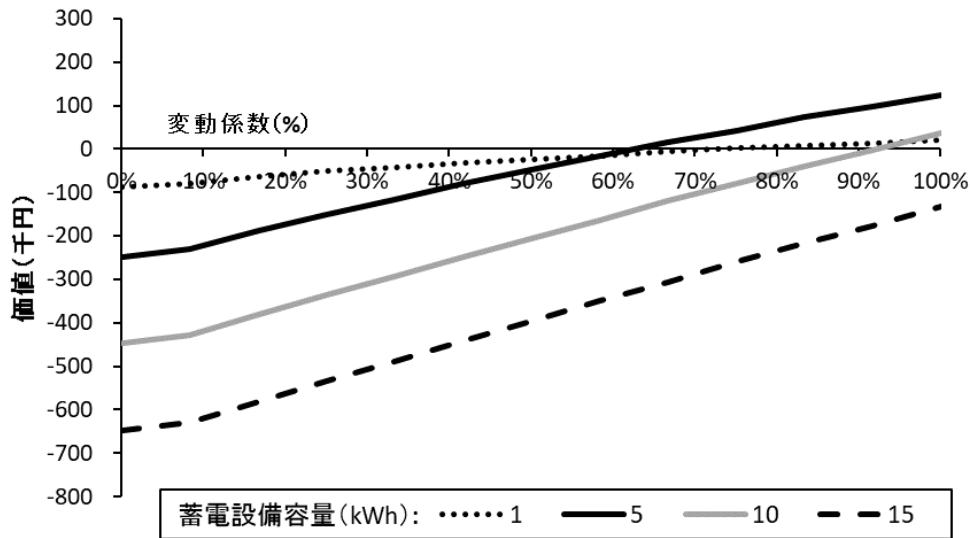


図 4-15 蓄電設備容量 1、5、10、15kWh において、変動係数を 0～100%に変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

② 太陽光発電設備容量  $F^{(PV)}$  と蓄電設備容量  $q$  の感度分析結果

前項 4.2.4 では、プロシューマーがすでに導入している太陽光発電設備容量を 5kW として、蓄電設備を追加で導入することを仮定してケーススタディを実施した。ただし、プロシューマーは、建物の面積が許す限り太陽光発電設備の容量についても選択することができる。建物の持つ電力需要が一定であった場合には、太陽光発電設備の容量が大きければ、売電できる電力量も増加することになる。現在の技術では、プロシューマーが導入できる太陽光発電は屋根置き太陽光または土地置き太陽光発電に限られている。ただし、壁面太陽光発電や塗布型太陽光発電についての技術開発が進められており、建物における太陽光発電設備容量が屋根に限られるという制限を、将来的には突破できるようになると予想される。

太陽光発電設備の容量が大きければ、それに伴って最適な蓄電設備の容量が変わってくる。太陽光発電設備容量と蓄電設備容量をそれぞれ変化させた場合の  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果を表 4-7 及び図 4-16 に示す。表 4-7 において、横軸は太陽光発電設備容量の変化を、縦軸は蓄電設備容量の変化を示す。この分析結果から、太陽光発電設備容量を変えていった場合には、太陽光発電設備容量と同程度の蓄電設備を導入することで、価値が最適になることがわかる。ただし、同じ蓄電設備容量、例えば 5kWh の太陽光発電設備の時の価値の最大値が 5kWh の蓄電設備容量の時点になるというわけではなく、その蓄電設備容量の近辺を頂点として、緩やかに価値が変化する形状になる。

表 4-7 太陽光発電設備容量を 1~15kWh、蓄電設備容量を 1~15kWh に変化させた

$V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

蓄電設備容量 (kW)	太陽光発電設備容量 (kW)														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	-79	-26	-2	20	43	59	79	95	103	125	142	151	164	196	210
2	-111	-19	41	80	100	130	152	177	199	209	224	245	272	282	289
3	-150	-35	52	118	152	180	207	239	261	287	309	340	358	370	385
4	-189	-62	44	119	191	240	275	302	335	348	381	393	408	443	460
5	-229	-97	24	115	194	263	321	355	392	411	445	469	494	519	531
6	-270	-137	-4	114	196	264	335	390	448	473	507	527	574	577	608
7	-310	-176	-30	85	191	276	347	419	478	516	563	604	623	641	650
8	-350	-214	-62	71	188	286	348	427	498	572	593	655	681	702	721
9	-389	-253	-106	41	161	270	357	432	502	567	661	685	725	770	815
10	-430	-292	-138	5	142	242	352	436	523	588	646	722	764	803	855
11	-470	-334	-181	-23	105	234	337	436	526	590	664	737	809	855	907
12	-510	-373	-219	-59	72	207	327	428	529	615	665	727	822	886	926
13	-550	-413	-256	-99	54	186	300	417	509	609	684	737	821	890	952
14	-590	-451	-293	-137	13	156	277	397	495	611	688	762	812	895	959
15	-630	-494	-334	-179	-15	135	253	382	494	600	685	751	847	890	969

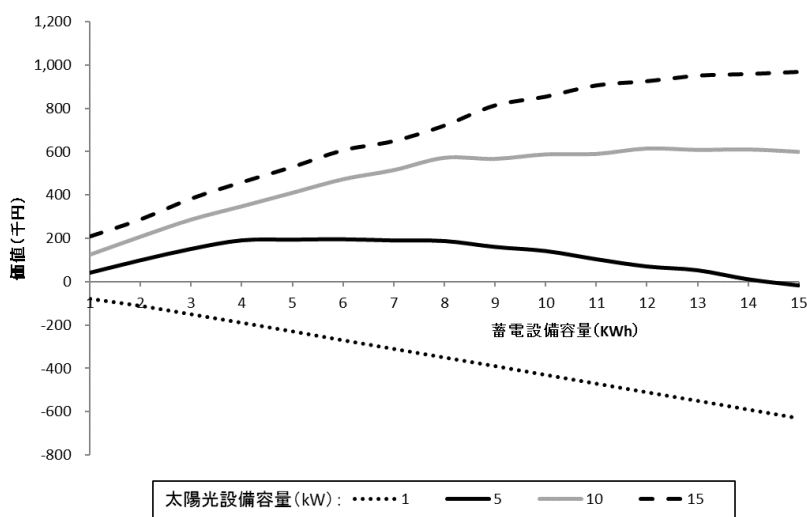


図 4-16 電力価格の変動係数 100%において太陽光発電設備容量を 1、5、10、15kW とした場合において蓄電設備容量を 1~15kWh に変化させた $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

③ 太陽光発電設備容量 $F^{(PV)}$ /蓄電設備容量  $q$  と変動係数  $d$  の感度分析結果

②の結果を受けて太陽光発電設備容量に対して最適となる同規模の蓄電設備容量が導入されると想定し、太陽光発電設備容量 $F^{(PV)}$ 及び同規模の蓄電設備容量  $q$  において、変動係数を変化させた $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果を表 4-8 及び図 4-17 に示す。表 4-8 において、横軸は太陽光発電設備容量/蓄電設備容量 (同規模) の変化を、縦軸は変動係数の変化を示す。

太陽光発電設備容量及び蓄電設備容量が大きくなるほど、採算分岐点となる変動係数は小さくなる。逆に、変動係数が小さい場合には、一定規模以上の太陽光発電設備容量及び蓄電設備容量を導入しない限り、価値がプラスにならない。太陽光発電設備容量及び蓄電設備容量が大きくなるほど、変動係数が小さい場合の価値のマイナス幅が大きいが、逆に変動係数が大きくなった場合の価値のプラス幅も大きくなる。規模



が大きいほど、蓄電設備の初期投資額が大きいためリスクが大きい、売電量が増加することによるリターンも大きくなる。ただし、表 4-7 に示したように蓄電設備容量を小さくしていけば蓄電設備の初期投資額が抑えられるため、リターンが小さくなっていく代わりに、価値がマイナスとなるリスクも小さくなる。プロシューマーは電力価格の変動幅を見ながらリスクとリターンを勘案して、太陽光発電設備と蓄電設備の容量を決定することになる。

表 4-8 太陽光発電設備容量と蓄電設備容量を 1~15kW、1~15kWh に同時に変化させ、変動係数を 0~100% に変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

		変動係数												
		0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%
太陽光発電設備+蓄電設備容量 (kW(kWh))	1	-135	-131	-124	-118	-114	-110	-106	-102	-98	-96	-93	-90	-87
	2	-165	-157	-141	-128	-116	-105	-96	-86	-75	-67	-58	-48	-42
	3	-193	-181	-157	-136	-118	-98	-82	-65	-49	-36	-25	0	12
	4	-221	-206	-173	-144	-118	-88	-63	-39	-23	4	24	52	73
	5	-248	-229	-187	-151	-114	-81	-47	-18	15	36	79	105	119
	6	-275	-253	-204	-156	-111	-73	-29	8	48	77	116	136	178
	7	-302	-277	-217	-165	-109	-61	-10	41	72	128	175	207	261
	8	-328	-299	-232	-168	-112	-45	-7	59	120	158	217	266	305
	9	-355	-322	-247	-177	-106	-40	18	86	137	197	273	296	370
	10	-381	-346	-262	-180	-107	-37	42	118	182	250	298	343	420
	11	-408	-368	-279	-186	-95	-17	64	143	223	265	356	406	453
	12	-435	-392	-289	-195	-102	-18	83	173	247	314	414	486	557
	13	-461	-415	-307	-198	-93	1	89	172	271	380	458	574	619
	14	-488	-436	-320	-203	-95	10	119	206	318	406	508	568	648
	15	-514	-462	-334	-209	-96	30	126	247	348	451	576	653	763

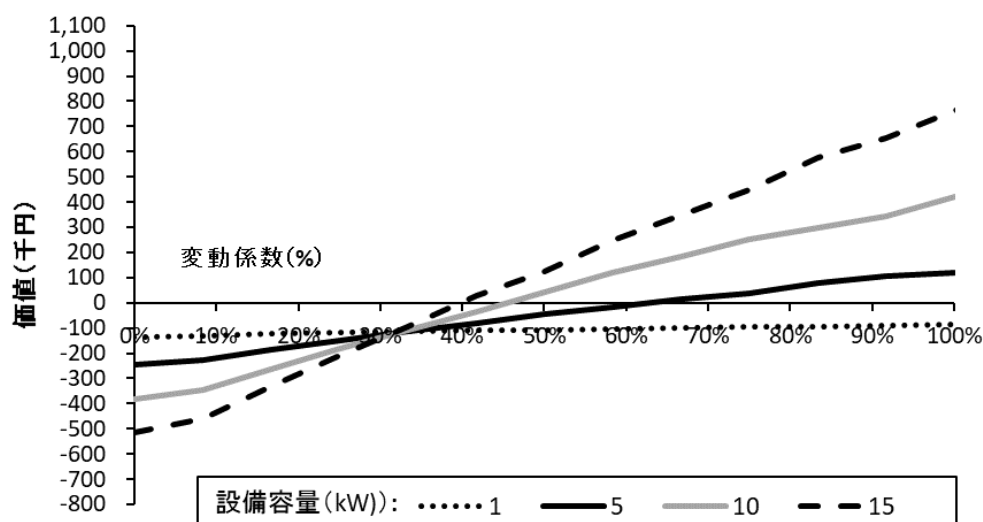


図 4-17 太陽光発電設備容量と蓄電設備容量を 1、5、10、15kW (kWh) に同時に変化させ、変動係数を 0~100% に変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

④ kWhあたりの蓄電設備単価  $p$  と変動係数  $d$  の感度分析結果

kWhあたりの蓄電設備単価  $p$  は、技術革新によって変化するものであり、プロシューマーが選択できない変数である。変動係数と蓄電設備単価の関係を検証することで、蓄電設備単価の価格ターゲットを検証できる。

kWhあたり蓄電設備単価容量と変動係数を変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果を表4-9、図4-18及び図4-19に示す。表4-9において、横軸は変動係数の変化を、縦軸は蓄電設備単価の変化を示す。図4-18及び図4-19に示すように、変動係数が大きいほど、採算分岐点となる蓄電設備単価は高くなる。すなわち高い蓄電設備単価の条件下でも採算を得やすくなる。現在の市場の蓄電設備単価の最安値の水準50千円/kWhで採算ラインに乗るためには、変動係数が80%以上である必要がある。蓄電設備単価が70千円/kWh以上であった場合には、変動係数が100%であったとしても採算を得ることができない。プロシューマーは、電力価格変動幅が一定以上に大きくなること、または蓄電設備単価が十分に低くなるタイミングを待って蓄電設備導入を行うことになる。

表4-9 kWhあたり蓄電設備単価を10~150千円/kWhに変化させ、変動係数を0~100%に変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

		変動係数												
		0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%
蓄電設備 単価 (千円 /kWh)	10	-98	-79	-39	-1	35	69	99	134	165	195	224	252	278
	20	-148	-129	-88	-52	-15	21	50	87	119	144	179	195	238
	30	-198	-179	-138	-101	-64	-32	3	33	64	96	123	145	179
	40	-248	-229	-188	-152	-114	-83	-49	-18	12	46	70	100	126
	50	-298	-279	-238	-199	-165	-129	-99	-69	-37	-9	16	56	72
	60	-348	-329	-288	-251	-214	-180	-149	-116	-87	-61	-28	13	38
	70	-398	-379	-338	-300	-264	-231	-196	-164	-139	-97	-81	-56	-23
	80	-448	-429	-388	-353	-313	-282	-248	-218	-191	-158	-130	-113	-77
	90	-498	-480	-438	-402	-363	-331	-297	-264	-238	-210	-187	-150	-117
	100	-548	-529	-488	-449	-412	-384	-347	-318	-284	-259	-227	-192	-180
	110	-598	-579	-539	-499	-465	-430	-400	-368	-336	-311	-273	-244	-229
	120	-648	-629	-588	-553	-515	-484	-448	-418	-389	-364	-329	-299	-271
	130	-698	-679	-638	-602	-567	-530	-497	-472	-435	-410	-374	-354	-322
	140	-748	-729	-688	-649	-616	-582	-548	-518	-485	-458	-423	-402	-368
150	-798	-779	-739	-698	-666	-626	-601	-567	-536	-505	-477	-456	-426	

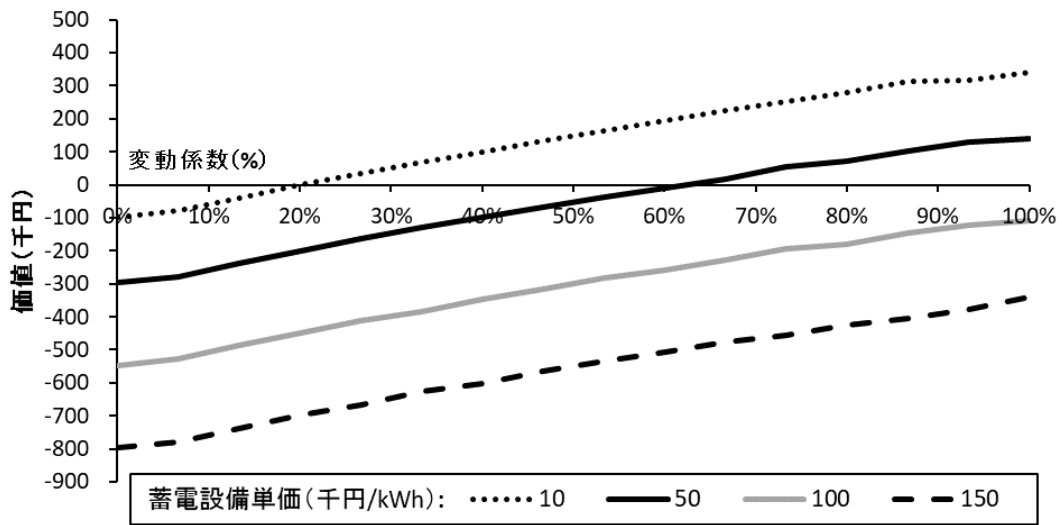


図 4-18 kWh あたり蓄電設備単価) を 10、50、100、150 千円/kWh に変化させ、変動係数を 0~100% に変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

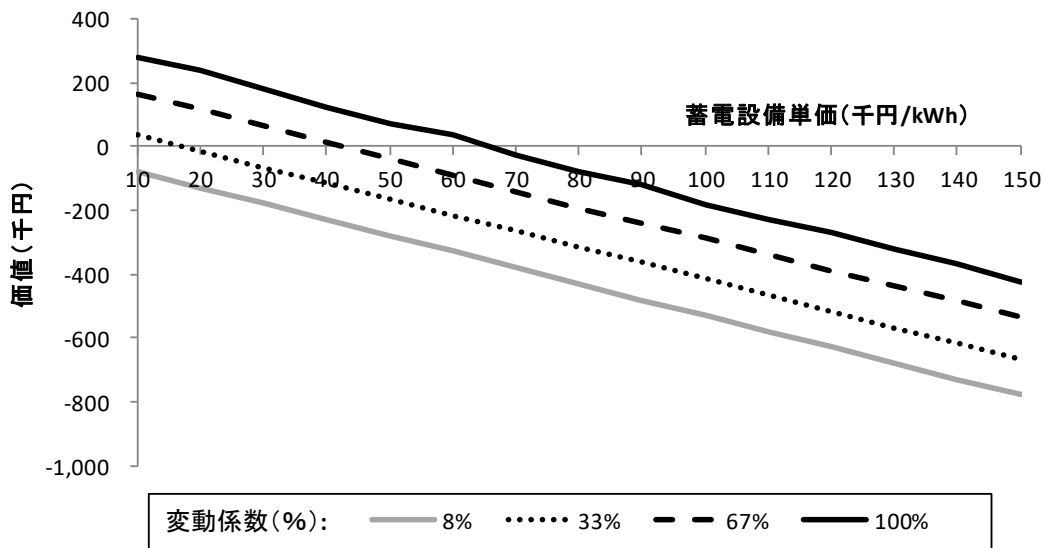


図 4-19 変動係数を 8、33、67、100% に変化させ、kWh あたり蓄電設備単価を 10~150 千円/kWh に変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

⑤ 発電原価  $K$  と変動係数  $d$  の感度分析結果

太陽光発電の発電原価  $K$  は、太陽光発電設備の単価、発電効率、運転年数（耐用年数）といった技術革新によって決定されるため、プロシューマーが選択できない変数である。ただし、どのような技術の太陽光発電をいつのタイミングで導入するかについては、プロシューマーが選択できる。

通常の屋根置き型や土地置き型の太陽光発電であれば、発電原価は技術革新によりリニアに発電原価は低減する。一方で将来的には、通常の屋根置き型太陽光発電に加え、建物の全体の太陽光発電量を増加させ、発電容量の制約を緩和させる塗布型太陽光発電や壁面太陽光発電等の最新技術が今後市場に投入されることが見込まれる。これらの最新技術は、市場投入当初は通常の太陽光発電よりもコスト高になると想定される。この場合に、変動係数と発電原価の関係を検証することで、どのような条件下で最新技術が導入できるかについて検証できる。

発電原価と変動係数を変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果を表 4-10 と図 4-20 に示す。表 4-10 において、横軸は変動係数の変化を、縦軸は発電原価の変化を示す。表 4-10 と図 4-20 に示すように、変動係数が大きいほど、採算分岐点となる発電原価は高くなる、すなわち発電原価が高い条件下でも採算を得やすくなる。4.2.4 で想定した、将来の住宅向け太陽光発電の発電原価 11 円/kWh で採算が合うためには、変動係数が 67% 以上である必要がある。変動係数が 100% の場合の採算分岐点は、発電原価が 14 円/kWh 以上の場合である。塗布型太陽光発電や壁面太陽光発電等の当面は高コストとなるとみられる最新技術の導入を促されるためには、変動係数が大きい必要がある。

表 4-10 発電原価を 5~20 円/kWh に変化させ、変動係数を 0~100% に変化させた

$V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

		変動係数												
		0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%
発電原価 (円/kWh)	5	66	66	66	66	70	77	90	107	131	149	174	199	225
	6	14	14	14	16	24	39	63	85	114	137	166	190	212
	7	-38	-38	-38	-33	-17	10	38	68	100	128	157	182	207
	8	-91	-91	-88	-73	-46	-15	18	51	84	111	141	169	194
	9	-143	-143	-132	-104	-69	-35	-2	32	64	93	125	150	174
	10	-195	-193	-166	-128	-90	-58	-22	12	38	70	95	131	152
	11	-248	-229	-188	-149	-115	-79	-51	-16	17	46	77	95	123
	12	-270	-239	-207	-173	-141	-111	-77	-46	-16	17	41	65	96
	13	-204	-236	-231	-205	-177	-147	-112	-82	-58	-22	7	38	64
	14	-262	-266	-266	-246	-214	-187	-157	-119	-90	-61	-30	-1	35
	15	-319	-319	-314	-293	-264	-232	-196	-166	-134	-98	-71	-40	-14
	16	-377	-377	-370	-347	-316	-281	-248	-213	-179	-147	-111	-80	-58
	17	-434	-434	-429	-405	-371	-330	-296	-260	-229	-190	-159	-127	-99
	18	-492	-492	-489	-467	-430	-394	-354	-315	-278	-241	-205	-178	-144
	19	-550	-552	-552	-534	-499	-457	-409	-372	-330	-294	-267	-230	-206
	20	-645	-637	-627	-605	-567	-521	-479	-433	-391	-355	-316	-281	-263

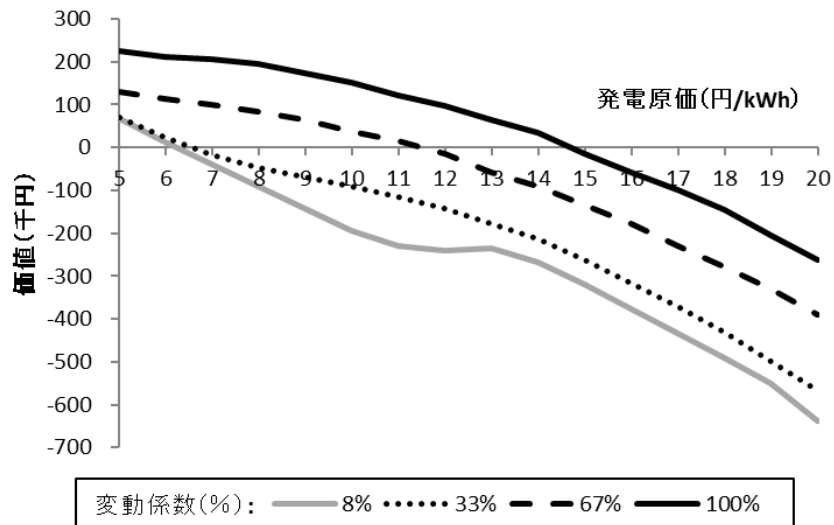


図 4-20 変動係数 8、33、66、100%において発電原価を 5~20 円/kWh に変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

⑥ 発電原価  $K$  と太陽光発電設備容量  $F^{(PV)}$  / 蓄電設備容量  $q$  の感度分析結果

発電原価  $K$  はプロシューマーが選択できない変数であるものの、どのような技術の太陽光発電設備をいつのタイミングで導入するかについては、プロシューマーが選択できる。また、太陽光発電設備容量  $F^{(PV)}$  及び蓄電設備容量  $q$  については、プロシューマーが選択できる要素である。発電原価と太陽光発電設備容量/蓄電設備容量の関係を分析することで、⑤に述べたように、塗布型太陽光発電や壁面太陽光発電等の発電容量の制約が緩和されるものの発電原価が高い技術が導入された場合の価値の向上について検証できる。

②より、蓄電設備容量は太陽光発電設備容量と同等の規模が最適になると考えられる。変動係数 100%において、太陽光発電設備容量と蓄電設備容量を 1~15kW

(kWh) に同時に変化させ、発電原価 (円/kWh) を 5~20 円/kWh に変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果を表 4-11 及び図 4-21 に示す。表 4-11 において、横軸は太陽光発電設備容量/蓄電設備容量の変化を、縦軸は発電原価の変化を示す。

太陽光発電設備と蓄電設備容量を変化させても、事業採算性がプラスとなる発電原価は 14~15 円/kWh とほぼ変わらない。ただし、発電原価が低ければ太陽光発電設備容量を大きくすることの便益はより大きくなる。発電原価は太陽光発電設備を導入する時点で判明しているため、発電原価が 15 円/kWh 以下であれば、設備規模を建物の制約の上限まで大型にすることにより、便益をより大きくすることができる。一方、発電原価が 17 円/kWh 以上の場合には、変動係数が 100%の場合であっても技術の導入は進まないことになる。

表 4-11 変動係数 100%において、太陽光発電設備容量と蓄電設備容量を 1~15kW (kWh) に同時に変化させ、発電原価を 5~20 円/kWh に変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

		太陽光発電/設備蓄電設備容量(kW)														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
発電原価 (円/kWh)	5	-86	-24	53	136	220	310	397	484	574	674	757	849	939	1,023	1,126
	6	-86	-22	54	136	212	299	383	474	561	655	727	830	903	1,006	1,096
	7	-84	-24	49	126	208	289	368	462	542	617	710	792	885	958	1,056
	8	-84	-25	44	115	192	269	348	417	505	588	670	741	828	901	983
	9	-85	-29	36	102	172	249	321	392	467	542	619	696	757	844	918
	10	-85	-35	24	90	149	218	282	352	414	494	564	605	690	767	835
	11	-86	-42	13	65	119	181	240	305	363	426	491	539	602	661	743
	12	-88	-49	-3	43	95	143	197	246	302	348	404	468	497	562	626
	13	-90	-55	-19	22	58	100	150	185	225	272	322	358	396	446	477
	14	-92	-65	-34	-6	29	56	89	125	150	186	208	249	274	317	339
	15	-94	-72	-54	-34	-13	3	26	44	75	89	102	150	142	149	206
	16	-96	-83	-73	-63	-55	-49	-43	-26	-25	-21	-10	8	-2	27	23
	17	-99	-94	-90	-95	-95	-102	-115	-100	-120	-112	-132	-137	-144	-147	-144
	18	-101	-104	-115	-129	-141	-166	-183	-193	-211	-233	-260	-275	-295	-287	-321
	19	-105	-116	-138	-166	-196	-233	-252	-304	-326	-361	-400	-425	-443	-484	-519
20	-107	-129	-162	-202	-251	-289	-335	-379	-435	-483	-532	-577	-618	-685	-729	

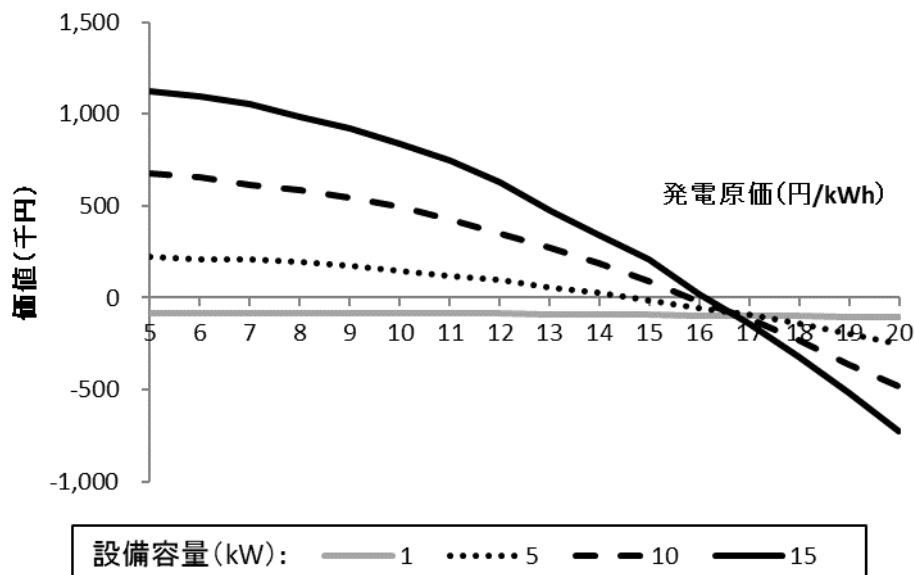


図 4-21 変動係数 100%において、太陽光発電設備容量と蓄電設備容量の大きさを 1kW、5kW、10kW、15kW (kWh) に同時に変え、発電原価を 5~20 円/kWh に変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果

⑦ 発電原価  $K$  と蓄電設備単価  $p$  の感度分析結果

発電原価  $K$  と kWh あたりの蓄電設備単価  $p$  は、ともに技術革新によって変化するものであり、プロシューマーが選択できない要素である。ただし、いずれもどのような技術をいつのタイミングで導入するかについては、プロシューマーが選択できる。発電原価と蓄電設備単価の関係性を検証することで、蓄電設備を同時に導入する条件

を検証することができる。これによって、蓄電設備のターゲット価格を検証することができる。

変動係数 100%において、発電原価（円/kWh）を 5～20 円/kWh に変化させ、蓄電設備単価を 10～150 千円/kWh に変化させた $V_{d,q}^{(Timing)}$ の感度分析結果を表 4-12 と図 4-22 に示す。表 4-12 において、横軸は蓄電設備単価の変化を、縦軸は発電原価の変化を示す。発電原価が低くなるほど、また蓄電設備単価が低くなるほど、 $V_{d,q}^{(Timing)}$ の価値は高まる。発電原価を 4.2.4 のケーススタディで前提として設定した 11 円/kWh とした場合、採算分岐点となる蓄電設備単価は 60 千円/kWh 以下となる。蓄電設備単価が 80 千円/kWh 以上である場合には、発電原価が 5 円/kWh であっても $V_{d,q}^{(Timing)}$ の価値はプラスにはならない。プロシューマーは太陽光発電設備を導入する時点で発電原価がわかっているため、蓄電設備単価と電力価格変動幅を見極めて、「蓄電設備導入オプション」の行使タイミングを見極めることになる。

表 4-12 変動係数 100%において、発電原価を 5～20 円/kWh に変化させ、蓄電設備単価を 10～150 千円/kWh に変化させた $V_{d,q}^{(Timing)}$ の感度分析結果

		蓄電設備単価(千円/kWh)														
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
発電原価 (円/kWh)	5	370	319	277	224	166	118	71	21	-32	-81	-130	-174	-223	-277	-330
	6	361	315	267	209	164	111	70	14	-31	-86	-140	-192	-236	-284	-323
	7	352	300	260	206	161	111	57	11	-50	-93	-146	-189	-240	-289	-330
	8	345	289	232	206	140	90	36	-1	-59	-108	-151	-209	-259	-318	-351
	9	324	263	220	170	120	74	30	-24	-75	-119	-174	-239	-275	-330	-383
	10	299	242	200	157	104	52	-9	-45	-105	-140	-201	-246	-295	-347	-401
	11	274	223	170	129	74	16	-35	-69	-132	-174	-233	-266	-331	-382	-433
	12	255	199	148	104	45	4	-51	-109	-154	-207	-248	-296	-357	-396	-454
	13	213	160	116	60	12	-44	-87	-124	-187	-233	-298	-332	-382	-432	-495
	14	178	130	91	35	-35	-75	-121	-167	-231	-274	-322	-377	-432	-478	-521
	15	136	100	49	-12	-69	-116	-164	-205	-266	-305	-371	-403	-456	-507	-565
	16	104	57	1	-58	-100	-163	-208	-257	-293	-355	-405	-458	-492	-565	-601
	17	52	-0	-59	-106	-151	-189	-242	-300	-347	-404	-452	-495	-545	-600	-646
	18	12	-48	-89	-148	-196	-246	-294	-344	-406	-456	-504	-531	-603	-653	-694
	19	-37	-101	-151	-196	-230	-302	-341	-386	-444	-480	-542	-602	-659	-690	-743
	20	-78	-143	-195	-258	-297	-346	-415	-441	-491	-565	-606	-649	-691	-755	-808

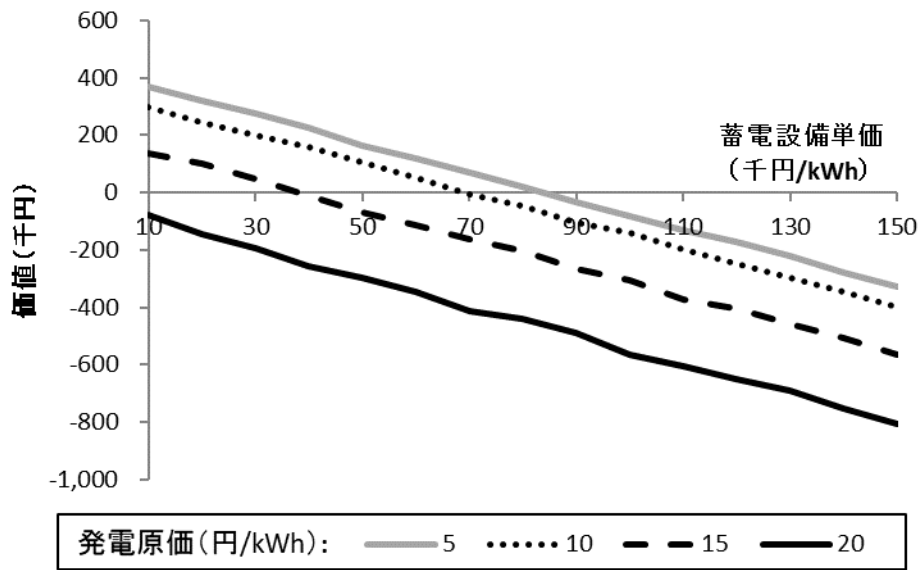


図 4-22 変動係数 100%において、発電原価 5、10、15、20 円/kWh において蓄電設備単価を 10~150 千円/kWh に変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果



#### (4) 小括

本項 4.2.5 では、ダイナミックプライシングの下において、「蓄電設備導入オプション」を持つプロシューマーが得る純収益 $V_{d,q}^{(Timing)}$ を決定する要素を分解し、その影響度合いを検証した。

ダイナミックプライシングの下では、電力価格変動幅（変動係数）がプロシューマーの価値の変化に影響を与える。このため、変動係数  $d$  と蓄電設備容量  $q$ 、太陽光発電設備容量 $F^{(PV)}$ 、蓄電設備単価  $p$ 、発電原価  $K$  との関係について検証し、それらの要素が価値の変化に与える影響度合いについて検証した。いずれの変数を変えた場合でも、電力価格変動幅が一定以上に大きくなければ、十分な採算を得ることができない。

蓄電設備容量  $q$ 、太陽光発電設備容量 $F^{(PV)}$ は、プロシューマーが自ら選択できる要素である。蓄電設備容量  $q$  については、太陽光発電設備容量ごとに最適な大きさが選択できる。太陽光発電容量と蓄電設備を同時に大きくしていけば $V_{d,q}^{(Timing)}$ の価値の変化は大きくなっていくが、電力価格変動幅が小さい場合には、価値のマイナス幅が大きくなるリスクを持つ。プロシューマーは電力価格の変動幅を見ながらリスクとリターンを勘案して、太陽光発電設備と蓄電設備の容量を決定することになる。

一方、蓄電設備単価  $p$  と発電原価  $K$  については、技術開発動向によって決定され、プロシューマーは設備の導入タイミングで対応できる要素である。これらは、技術開発の進展によって、時間を追うごとにリニアに下落していく方向性にある。プロシューマーはこれらが十分に低くなるタイミングを待って太陽光発電設備及び蓄電設備導入を行うことになる。一方で、電力価格変動幅が大きい場合には、相対的に高コストな設備でも採算ラインに乗ることができるため、最新設備を導入しやすくなる。例えば、コスト高だが建物の発電量を増加させる塗布型太陽光発電や壁面太陽光発電の導入を視野に入れることができる。

蓄電設備単価  $p$  の検証結果によると、変動係数が 100%であった場合に採算ラインに乗る蓄電設備単価は 60 千円/kWh 以下である。現在の海外メーカーの最安値モデルが 50 千円/kWh 程度であることを考えると、現実性のある価格帯であると考えられる。ただし、日本国政府が 2020 年のターゲット価格としている 90 千円/kWh[106]では採算ラインに乗らないことになり、国内メーカーの蓄電設備は技術開発による更なるコストダウンが必要となる。

太陽光発電設備や蓄電設備は、条件を勘案しながら、段階的に拡大することが可能である。ダイナミックプライシングの存在により、プロシューマーは電力価格変動幅を観察しながら、太陽光発電設備や蓄電設備の技術開発動向を勘案し、太陽光発電設備や蓄電設備を順次導入していくことができるようになる。

「蓄電設備導入オプション」の価値に影響を与える要素を図 4-23 に整理する。電力価格の変動幅を示す変動係数  $d$  は、エネルギー情報通信インフラの存在によりダイナ

ミックプライシングが適用された「スマートコミュニティ」に固有の要素であり、その他のすべての要素の採算分岐点に影響を与える。 $d$  は、「スマートコミュニティ」内における再生可能エネルギーの導入量によって変化するため、プロシューマーが選択できない要素である。太陽光発電設備容量 $F^{(PV)}$ と蓄電設備容量  $q$  は、プロシューマーが自ら規模や種類を選択できる要素である。プロシューマーは、 $d$ の傾向を見て、採算分岐点を勘案しながら太陽光発電設備や蓄電設備を導入することになる。kWh あたりの蓄電設備単価  $p$  は、蓄電設備容量  $q$  と合わせて、蓄電設備導入コスト $I_q$ を決定する要素である。 $q$ は、プロシューマーが決定できない外部環境による要素であるが、将来的なコスト動向を鑑みて、導入タイミングの選択によって対応することができる。発電原価  $K$  は、最新技術の太陽光発電設備を導入する際に勘案する要素である。発電原価  $K$  は通常は太陽光発電設備のコストダウンによってリニアに低減する外部環境となる。ただし、プロシューマーは、太陽光発電設備容量 $F^{(PV)}$ を増加させるために、発電原価  $K$ が高い塗布型太陽光発電や壁面太陽光発電を選択することができる。この意味で、発電原価  $K$  はプロシューマーが種類を選択できる要素でもある。本項での分析では、 $d$ を一方の変数として、太陽光発電設備及び蓄電設備を導入できる条件を整理した。

変動係数  $d$ は、プロシューマーが決定できない外部環境である。ただし、プロシューマーは変動係数  $d$  が十分に大きくなったタイミングにおいて、適正な蓄電設備容量で「蓄電設備導入オプション」を行使することにより、または新たに太陽光発電設備を拡大することにより、事業価値を向上させることできる。不確実性のある変動係数  $d$  に対するプロシューマーの対応としては、事業価値を採算分岐点に乗るまで「蓄電設備導入オプション」の行使タイミングを延期する「延期オプション」のリアルオプションによるリスクへの対応方法がある。

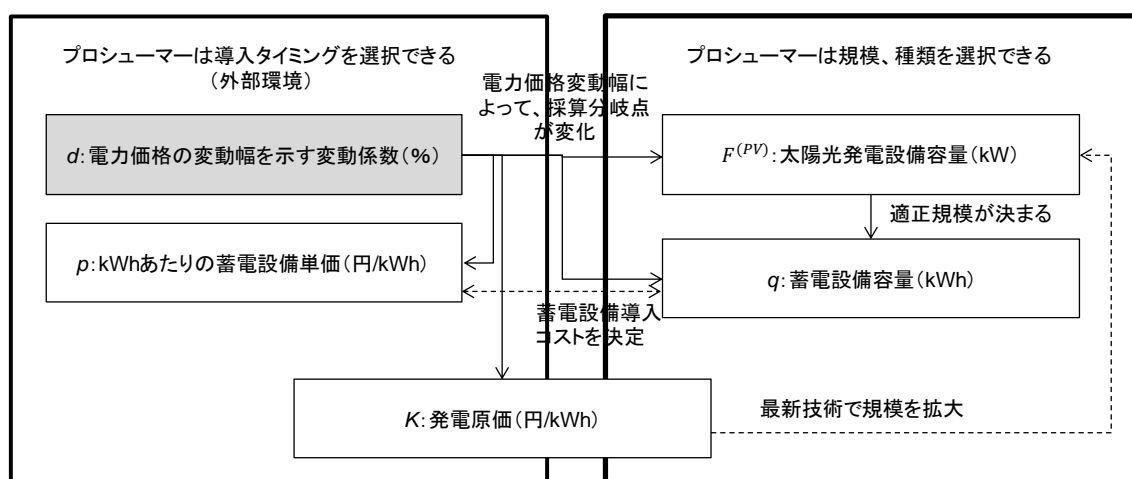


図 4-23 「蓄電設備導入オプション」の価値に関する要素の整理 (事業オプションの行使タイミングに関わる変数を灰色で示している)

#### 4.2.6 二項格子モデルによる「延期オプション」のリアルオプション価値の検証

4.2.5 (4) に示したように、プロシューマーは、外部環境である電力価格変動幅の変化に対しては、蓄電設備または太陽光発電設備の導入タイミングを選択することで、リスクへの対応を行う。電力価格変動幅の変化に伴う「蓄電設備導入オプション」の価値変化の傾向を把握することで、条件を置いて原資産、満期、およびボラティリティを設定すれば、電力価格の変動状況を観察して蓄電設備の導入時期を選択する「延期オプション」の価値について、リアルオプション分析を行うことができる。4.2.4 のケーススタディの結果を基に、二項格子モデルを用いた「延期オプション」の検証方法についての考察を行った。

3.3.3 に示したように、電力系統内で変動電源の再生可能エネルギーの導入量が増加すると、電力価格変動幅が大きくなる。ここでは、中期的に電力系統内での再生可能エネルギー導入率が増加し、それに伴い電力価格変動幅が変化するケースを想定した。

まず、二項格子分布モデルを実施するには、以下の値を設定する必要がある。

$S_0$  : 原資産の現在価値

$X$  : オプション実行費用の現在価値 (行使価格)

$\sigma$  : %で表した原資産フリーキャッシュフロー収益率の自然対数ボラティリティ

$rf$  : リスクフリーレートまたは無リスク資産の収益率

$T$  : 満期までの期日 (行使期間)

ここでは、既設の太陽光発電に対して「蓄電設備導入オプション」を行使するものとして、「蓄電設備導入オプション」の純収益価値 $V_{d,q}^{(Timing)}$ について検証する。設備導入コスト控除前の売電タイミング選択による純収益 ( $E \left[ \int_0^T e^{-r \left( \frac{t}{8760} \right)} R_t^{(Timing)} dt \right]$ ) を $V_{d,q}^{(BDT)}$ とする。原資産 ( $S_0$ ) は、 $V_{d,q}^{(BDT)}$ 、行使価格 ( $X$ ) は $I_q$ と考えることができる。原資産 ( $S_0$ )、ボラティリティ ( $\sigma$ )、行使期間の数値の設定は次のように考える。行使期間は太陽光発電設備の寿命の前半である10年間と設定する。原資産 $S_0$ を変動係数50%、蓄電設備容量5kWhである初期投資控除前の純収益 $V_{50\%,5kWh}^{(BDT)}$ とし、行使期間の10年後までに、表4-13のように変動係数0% ( $V_{0\%,5kWh}^{(BDT)}$ ) ~変動係数100% ( $V_{100\%,5kWh}^{(BDT)}$ ) 付近までの幅で価値が変化する可能性があるとして設定した。 $S_0$ を253千円、ボラティリティを5.5%に設定した場合、原資産の格子展開は図4-24のようになり、この範囲に近い形での価値の広がりになる。リアルオプション分析において設定した数値のまとめは表4-14の通りである。

プロシューマーは、太陽光発電施設導入後10年間の間の任意の時点で、行使価格 $X$ を支払って「蓄電設備導入オプション」を行使することで、蓄電設備の寿命である15年間にわたり、「売電タイミングオプション」の追加的価値を得ることができる。これにより、行使時点の売電価格の変動係数 $d$ の $V_{d,5kWh}^{(Timing)} = V_{d,5kWh}^{(BDT)} - I_{5kWh}$ の収益を得られることと想定した。

表 4-13 蓄電設備容量 5kW で、変動係数を 0~100% に変化させた場合の  $V_{d,q}^{(Timing)}$  と

	$V_{d,q}^{(BDT)}$												
変動係数	0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%
$V_{d,q}^{(Timing)}$	-248	-229	-188	-150	-115	-81	-47	-20	21	49	68	104	128
$V_{d,q}^{(BDT)}$	52	71	112	150	185	219	253	280	321	349	368	404	428

表 4-14 二項格子モデルにおいて設定した数値

$S_0$ : 原資産の現在価値	$V_{42\%,5kWh}^{(BDT)} = 253$ (千円)
X : オプション実行費用の現在価値 (行使価格)	$I_{5kWh} = 300$ (千円)
$\sigma$ : % で表した原資産フリーキャッシュフロー収益率の自然対数ボラティリティ	5.5%
rf : リスクフリーレートまたは無リスク資産の収益率	3%
T : 満期までの期日 (行使期間)	10 年

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
253	267	282	298	315	333	352	372	393	415	439
	239	253	267	282	298	315	333	352	372	393
		227	239	253	267	282	298	315	333	352
			215	227	239	253	267	282	298	315
				203	215	227	239	253	267	282
					192	203	215	227	239	253
						182	192	203	215	227
							172	182	192	203
								163	172	182
									154	163
										146

図 4-24 原資産の格子展開 (単位 : 千円)

表 4-14 の入力値を基に、二項格子モデルで必要な値を計算すると、表 4-15 のようになる。

表 4-15 二項格子分析における計算値

S	253
X	300
rf	0.03
$\sigma$	0.055
T	10
$\Delta t$	1
u	1.0565
d	0.9465
p	0.7630
qu	0.7404
qd	0.2300

電力価格変動幅（変動係数）が大きくなることで、 $V_{d,5kWh}^{(BDT)}$  の価値が大きくなり、 $V_{d,5kWh}^{(BDT)} - I_{5kWh} > 0$  となる場合には、行使価格  $I_{5kWh}$  を支払って「蓄電設備導入オプション」を行使する。逆に電力価格変動幅は大きくならず、 $V_{d,5kWh}^{(BDT)} - I_{5kWh} \leq 0$  となる場合には、「蓄電設備導入オプション」を行使しない。この場合のリアルオプション評価の格子展開は、図 4-25 のようになる。

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
35	41	48	56	65	75	86	98	110	124	139	
	19	24	29	35	42	50	59	69	81	93	
		8	10	13	17	21	27	34	42	52	
			2	3	3	5	6	8	11	15	
				0	0	0	0	0	0	0	
					0	0	0	0	0	0	
						0	0	0	0	0	
							0	0	0	0	
								0	0	0	
									0	0	
										0	
											0

図 4-25 リアルオプション評価の格子展開

プロシューマーが電力価格の変動状況を見て「蓄電設備導入オプション」の行使タイミングを選ぶリアルオプションの価値を  $V_{d,q}^{(RO)}$  とする。二項格子モデルの分析の結果、このリアルオプションの価値は図 4-25 の 0 年時点の格子の価値となる。このケーススタディの前提条件では、

$$V_{d,5kWh}^{(RO)} = 35 \text{ 千円}$$

となった。

一方で、このケースでの現状の 0 年目である  $V_{50\%,5kWh}^{(BDT)}$  で「蓄電設備導入オプション」を行使したとすると、この時の価値は以下ようになる。

$$V_{50\%,5kWh}^{(BDT)} - I_{5kWh} = 253 \text{ 千円} - 300 \text{ 千円} = -47 \text{ 千円}$$

このため、電力価格の変動状況を観察して蓄電設備の導入時期を選択する「延期オプション」によってもたらされた付加価値 ( $V_{d,q}^{(Defer)}$  とする) は以下ようになる。

$$V_{d,5kWh}^{(Defer)} = V_{d,5kWh}^{(RO)} - (V_{50\%,5kWh}^{(BDT)} - I_{5kWh}) = 35 \text{ 千円} - (-47 \text{ 千円}) = 82 \text{ 千円}$$

#### 4. 3 エネルギー貯蔵・輸送インフラによって価値化される再生可能エネルギー発電事業者の余剰エネルギー

本節では、大規模再生可能エネルギーの余剰エネルギーを価値化するインフラである水素のエネルギー貯蔵・輸送インフラが、再生可能エネルギー発電事業者に提供する事業オプションの構造について分析を行う。

##### 4.3.1 インフラにより提供される事業オプション

水素は、定置型蓄電池と比較して、貯蔵期間、可搬性、重さ・体積あたりのエネルギー密度、用途の多様性などで利点があり、中長期的に低炭素社会で有用なエネルギー源として期待されている。特に再生可能エネルギー導入ポテンシャルが高いものの電力系統での電力需要が少ない離島部・地方部などで、適用の利点大きい。一方で、余剰電力を水素として利用するためには、水素製造設備単体に加えて、水素を貯蔵・輸送するためのインフラの整備が必要となる。3.4.2 に整理したように、余剰エネルギーによる水素製造地から需要地に水素を運ぶには、輸送インフラ（水素パイプラインなど）、貯蔵インフラ（水素貯蔵集積地など）、供給インフラ（水素スタンドなど）のエネルギーインフラの存在が前提となる[81]。このインフラの提供者は主に民間企業であると考えられるが、当面は事業性が成り立ちにくいいため、国が技術開発や設備補助金でインフラ整備を支援することが想定される。

このインフラの存在により、再生可能エネルギー発電事業者は水素製造設備を導入することによって余剰電力から水素を製造し、水素を外販することで余剰電力を価値化できる。また、ダイナミックプライシングが適用されることで、再生可能エネルギー発電事業者は、電力価格が安く売電のメリットが無い時に、電力を水素に変換して外部へ販売することができる。図 4-26 のように、ダイナミックプライシングの下では、電力供給が電力需要を上回りそうな時間帯では電力価格が安値になり、電力供給が抑えられる。逆に電力供給が足りない時間帯では電力価格は高値になり、発電事業者からの電力供給が促される。再生可能エネルギー発電事業者は、電力系統全体で余剰電力が発生し電力価格が安い時間帯に、電力を水素へ変換して外販することで、収益下落リスクをコントロールできるようになる。

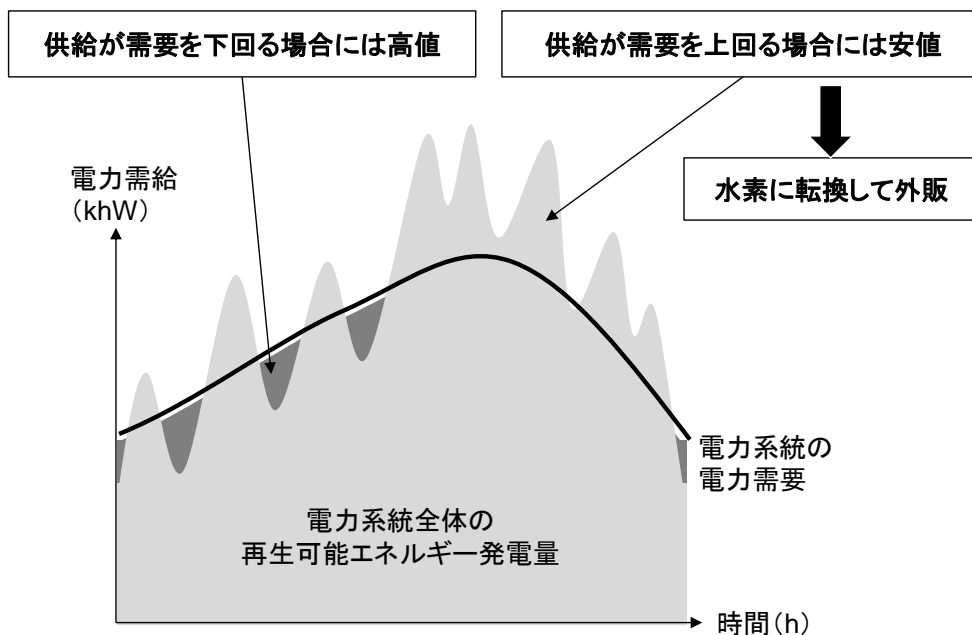


図 4-26 余剰電力の水素への変換のイメージ

製造された水素は、オンサイトにおける燃料電池発電等で水素を燃料利用しない限り、エネルギー貯蔵・輸送インフラを用いて外部に供給する必要がある。Kroniger ら [27] は、余剰電力を利用して水素を製造する場合には、オンサイトでの燃料電池発電よりも、水素を燃料として外部へ販売の方が経済性が高いことを検証している。本研究でも、余剰電力で製造した水素は、外部へ販売することを想定している。再生可能エネルギー発電事業者がこの事業オプションを保有する前提条件としては、エネルギー貯蔵・輸送インフラが存在することが必要となる。

本 4. 3 節では、売電を専業とする再生可能エネルギー事業者における売電について、4. 2 と同様のダイナミックプライシング（時間ごとの市場価格）が適用されると想定する。電力系統全体の電力供給が需要に対して過剰となっている場合には電力価格が低下し、価格シグナルによって再生可能エネルギーの供給量が調整されるものと想定する。

太陽光発電や風力発電といった変動電源の再生可能エネルギー発電事業者は、通常であれば、価格変動によって供給量を調整することはできない。これに対して、蓄電設備や水素製造設備によるエネルギー貯蔵を行えば供給量を調整することができる。この点は、4. 2 のプロシューマーにおける蓄電設備の導入と同様の仕組みである。蓄電設備の場合には、電力価格が安い場合に蓄電し、電力価格が高くなる別のタイミングで売電することで、電力の価値を高めることができる。水素製造設備の場合には、水素を外販する選択肢が生まれる。なお、3.4.1 で述べたように、大規模再生可能エネルギーからの余剰電力の供給量の調整方法は、出力抑制による物理的な調整

と、電力価格の変動による市場原理での受給調整の方法がある。本節では、ダイナミックプライシングによって電力系統全体での需給バランスを取る方法を想定して分析を行う。

ダイナミックプライシングの下で、再生可能エネルギー発電事業者が電力の売電と水素変換のタイミングを選ぶためには、水素製造設備が必要となる。再生可能エネルギー発電事業者は水素製造設備を導入することで、有利な価格で売電または水素製造のどちらかを行うタイミングを選べる事業オプションを保有することになる。本節では、この事業オプションに着目し、短期と長期の2つの観点から、価値構造を分析した。まず、短期の事業オプションは、ダイナミックプライシングの下で再生可能エネルギー発電事業者が売電または水素製造のタイミング（以下、「売電/水素選択タイミング」とする）を時間あたりで繰り返し選択する事業オプションである。これを以下、「売電/水素選択オプション」とする。長期の事業オプションは、蓄電設備を導入することで、事業期間を通じた「売電/水素選択オプション」の追加的価値の正味現在価値（NPV）を得られる事業オプションである。これを以下、「水素製造設備導入オプション」とする。

ダイナミックプライシングという不確実性の下で、電力の価値を最大化する行動を分析するため、不確実性を加味した事業評価を行うリアルオプション分析の手法を参考とした。ケーススタディにおいて、電力価格の変動幅、水素販売価格、水素製造設備の規模/単価、発電原価についての感度分析を行い、「水素製造設備導入オプション」の価値の変化についての検証を行った。

なお、本節では、再生可能エネルギー発電事業者が導入している再生可能エネルギーの種類については、風力発電を想定している。ただし、同じく変動電源である太陽光発電の場合でも同様の価値構造となる。



#### 4.3.2 不確実性の構造

##### (1) 電力価格の不確実性

再生可能エネルギーの増加とダイナミックプライシングの存在によって生まれる不確実性は、ダイナミックプライシングの下での電力価格の変動である。電力価格の不確実性の構造は、4.2.2と同様である。本項においても、電力価格が対数正規分布に近い形状となると想定し、変動幅の変化を対数正規分布の変動係数（標準偏差）の差で表すこととする。

##### (2) 発電量の不確実性

再生可能エネルギー発電事業者は、前節 4.2のプロシューマーのケースとは違い、電力の自家消費は行わない。発電した電力はすべて売電することで収益を得る。プロシューマーにおける余剰電力の不確実性が発電量と自家消費量の両方に起因するものであるのに対して、再生可能エネルギー発電事業者の場合には発電量の不確実性のみを考慮する。

風力発電や太陽光発電は供給が自然によって左右される変動電源である。時間単位で供給量が変わるという不確実性がある。ダイナミックプライシングの下で市場価格による売電が行われるようになった場合でも、これらの変動電源は基本的に供給量を変化させることはできない。ただし、再生可能エネルギー発電事業者は、蓄電設備や水素製造設備を導入することによって供給量を調整できるようになる。

##### (3) 水素販売価格の不確実性

売電価格の変動以外に、水素販売価格についても変動の不確実性がある。水素の外販においては、水素販売価格の変化についても考慮する必要がある。

燃料としての水素販売価格は、まだ市場が確立していないため、市場価格は定まっていない。現状では、日本において販売されている燃料電池自動車向けに、1,100円/kg（≒100円/Nm<sup>3</sup>）という末端価格で販売されているが、これは水素の製造原価や需要を加味したものではなく、「ハイブリッド車と同等の燃料代」[38]を目指した市場創出期における戦略的価格という意味合いが強い。将来的に燃料としての水素の需要が大きくなり、水素市場が確立された場合には、ガソリン価格または原油価格の変動に連動して変動する可能性があるとして想定される。日本ではガソリン小売価格の変動は、2000年代に入ってから期間で見ただけの場合には、90円台/L～180円台/Lと約2倍の価格差があり、ボラティリティが大きい。このため、水素販売価格の不確実性についても、事業オプションの価値評価の要素として加味する必要がある。

### 4.3.3 事業オプションの価値構造の分析

#### (1) 価値構造分析のフロー

本項 4.3.3 及び 4.3.4、4.3.5 において、再生可能エネルギー発電事業者が持つ水素製造設備導入の事業オプションの価値構造の分析を行う。本項では、「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」と「ダイナミックプライシング」によって再生可能エネルギー発電事業者が得ることができる事業オプションである「売電/水素選択オプション」と「水素製造設備導入オプション」の価値構造について分析を行った。これをもとに価値を算定する評価モデルを構築した。4.3.4 及び 4.3.5 において、モデルケースについて評価モデルを用いたケーススタディを実施し、事業オプションの価値についての分析を実施した。不確実性の要素を変数として、感度分析を実施して、価値がどのように変化するかを分析した。感度分析においては、電力価格の変動と発電電力量を乱数としたモンテカルロ・シミュレーションを用いて算定を実施した。電力価格の変動は、「電力価格変動幅」に基づいて変移するモデルとした。価値構造分析における評価モデル、感度分析、モンテカルロ・シミュレーションの位置づけを図 4-27 に示す。

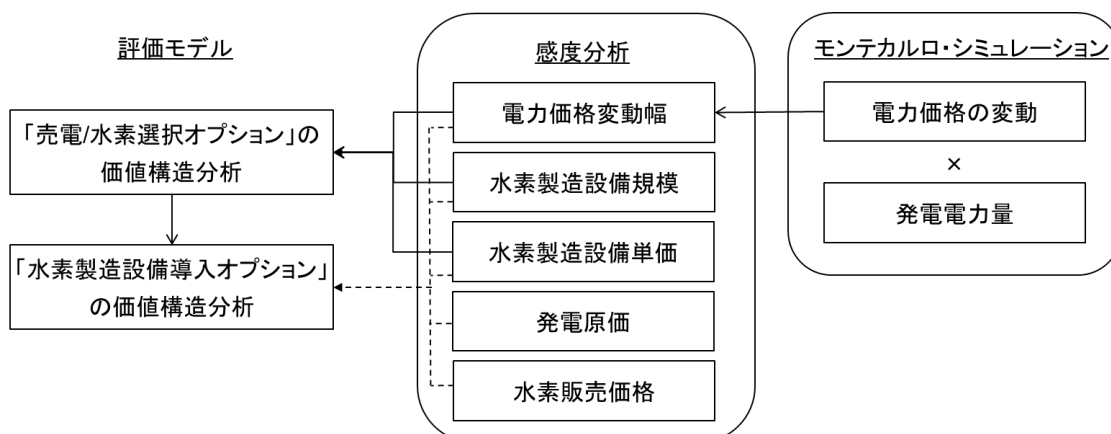


図 4-27 価値構造分析の位置づけ

#### (2) 追加的価値の考え方について

再生可能エネルギー発電事業者（ここでは風力発電事業者）が、「売電/水素選択オプション」を持つ条件として、発電した電力をダイナミックプライシング（市場価格）で売電することを前提とした。図 4-28 に、ここで対象とする電力の価値の位置づけについて示す。再生可能エネルギー発電事業者は、発電した電力は全量売電して売電収益を得る。本項では、水素製造設備を導入しないケースでの通常の売電収益を  $V_{d,H,q}^{(Wi)}$  とした。再生可能エネルギー発電事業者はさらに水素製造設備を導入することで、発電した電力を水素に変換して外販することができるようになり、後述する「売電/水素選択オプション」「水素製造設備導入オプション」による追加的価値を得ることができる。本研究で

は、この「追加的価値」について検証した。ここでは、追加的価値を $V_{d,H,q}^{(Option)}$ とした。通常の売電収益 $V_{d,H,q}^{(Wi)}$ と追加的価値 $V_{d,H,q}^{(Option)}$ を合わせた「水素製造設備導入オプション」による純収益を $V_{d,H,q}^{(Hy)}$ とした。オプションを行使するための追加コストである水素製造設備導入コストを $I_q$ とした。

なお、風力発電設備コストは、kWhあたりの「発電原価」として勘案した。発電原価は、(数式 4-10)の太陽光発電の発電原価と同様に、建設費、設備利用率、運転コスト、運転年数等で計算される。

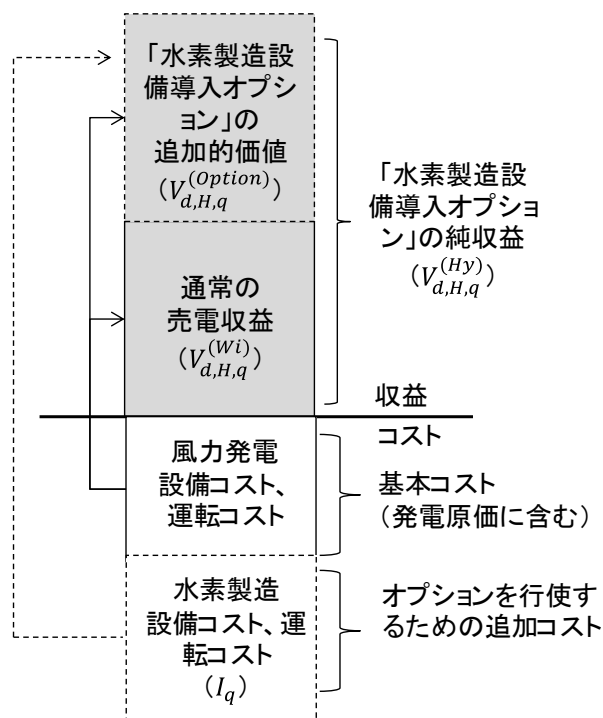


図 4-28 本項で検証する「追加的価値」の位置づけ

### (3) 「売電/水素選択オプション」の価値構造

本項では、水素製造設備の導入によって保有できる「売電/水素選択オプション」の価値を、水素製造設備の有無の価値構造を比較することで分析した。

以下では、 $t$ を時間(時)(なお、1年は8,760時間)とした。 $y_t$ を $t$ 時点の電力価格(円/kWh)とした。 $K$ を発電原価(円/kWh)とした。 $Q_t$ を $t$ 時点の発電量(kWh/h)とした。 $H^{(kWh)}$ をkWhあたり水素販売価格(円/kWh)とした。

#### ① 水素製造設備を導入していない場合(成り行きモデル)

水素製造設備を導入していない場合には、再生可能エネルギー発電事業者は「売電/水素選択オプション」を持っていない。再生可能エネルギー発電事業者は、売電のタイミ

ングを選ぶことはできず、発電量の「成り行き」で、発電した電力を売電することになる。この場合、再生可能エネルギー発電事業者は、売電価格が変動しても売電のタイミングを選べないため、図 4-29 のように、売電価格が発電原価よりも安く kWh あたりのペイオフがマイナスのタイミングであっても売電せざるを得ない。風力発電の発電原価と電力料金の差を加味した kWh あたりのペイオフを  $P_t^{(Wi)}$  (円/kWh) とすると、これを表す式は、(数式 4-20) のようになる。

$$P_t^{(Wi)} = y_t - K \quad (\text{数式 4-20})$$

時間当たりの発電量  $Q_t$  (kWh/時) と kWh あたりペイオフ  $P_t^{(Wi)}$  (円/kWh) を掛け合わせた時間あたり収益を  $R_t^{(PV)}$  (円/時) とした場合、これを表す式は (数式 4-21) のようになる。

$$R_t^{(Wi)} = Q_t(y_t - K) \quad (\text{数式 4-21})$$

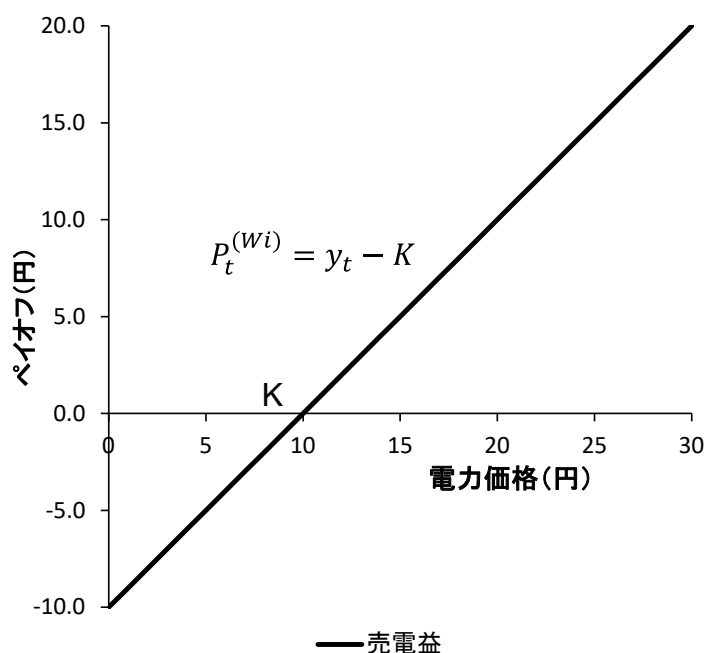


図 4-29 「成り行きモデル」での電力の価値構造

② 水素製造設備を導入する場合 (売電/水素選択タイミングモデル)

再生可能エネルギー発電事業者が水素製造設備を導入し、売電に加えて、電力の水素への変換を選べる場合、再生可能エネルギー発電事業者は売電価格に応じて図 4-30 の太線の行動を取る。売電価格が水素販売価格よりも高ければ、発電した電力はそのまま

売電する。水素販売価格が売電価格よりも高ければ、売電はせずに水素へ変換して販売することを選ぶ。なお、発電した電力は売電もしくは水素製造のどちらか一方の利用方法となるため、各時間の売電収益と水素の外販収益はトレードオフになる。

水素販売を行う際のペイオフを $P_t^{(Hy)}$  (円/kWh) とすると、(数式 4-22) のようになる。kWh あたり水素販売価格 ( $H^{(kWh)}$ ) (円/kWh) は、一定と考えることができる。

$$P_t^{(Hy)} = H^{(kWh)} - K \quad (\text{数式 4-22})$$

なお、市場での水素販売価格は Nm<sup>3</sup> あたりの価格 (円/Nm<sup>3</sup>) で設定される。 $H$ を市場への Nm<sup>3</sup> あたり水素販売価格 (円/Nm<sup>3</sup>)、 $\eta^{(EC)}$ を水素製造設備による電力から水素への変換効率 (Nm<sup>3</sup>/kWh)、とした場合、kWh あたり水素販売価格 $H^{(kWh)}$  (円/kWh) は、(数式 4-23) のように設定される。

$$H^{(kWh)} = \eta^{(EC)} H \quad (\text{数式 4-23})$$

水素製造設備を導入した場合に、再生可能エネルギー発電事業者は電力価格に応じて、売電か水素変換かを選ぶオプションを得ることができる。これを示す式は、(数式 4-24) のようになる。

$$P_t^{(Hy)} = \begin{cases} y_t - K & , \text{ if } y_t > H^{(kWh)} \\ H^{(kWh)} - K & , \text{ if } y_t \leq H^{(kWh)} \end{cases} \quad (\text{数式 4-24})$$

時間当たりの発電量 $Q_t$  (kWh/時) と kWh あたりペイオフ $P_t^{(Hy)}$  (円/kWh) を掛け合わせた時間あたり余剰電力収益を $R_t^{(Hy)}$  (円/時) とした場合、これを表す式は(数式 4-25) のようになる。

$$R_t^{(Hy)} = \begin{cases} Q_t(y_t - K) & , \text{ if } y_t > H^{(kWh)} \\ Q_t(H^{(kWh)} - K) & , \text{ if } y_t \leq H^{(kWh)} \end{cases} \quad (\text{数式 4-25})$$

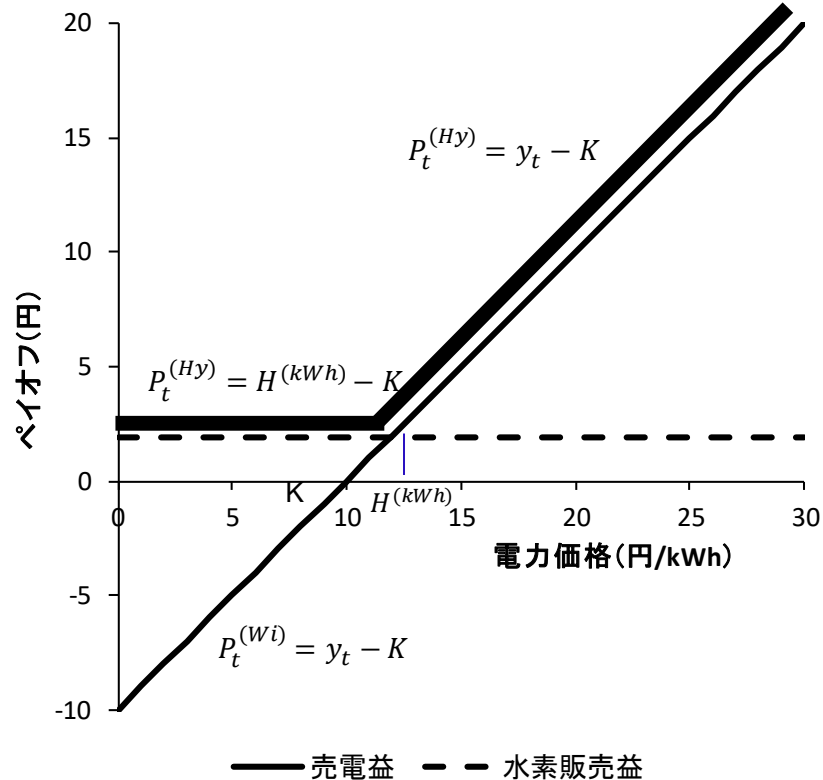


図 4-30 売電/水素選択タイミングモデルでの電力の価値構造

③ 「売電/水素選択オプション」の追加的価値

時間あたりの「売電/水素選択オプション」の追加的価値は、水素製造設備を導入しない「成り行きモデル」の余剰電力収益 $R_t^{(Wi)}$ と、水素製造設備を導入した「売電/水素選択タイミングモデル」の余剰電力収益 $R_t^{(Hy)}$ の差分である。 $R_t^{(Option)}$ を「売電/水素選択オプション」の追加的価値とすると、これを表す式は(数式 4-26)のようになる。

$$R_t^{(Option)} = R_t^{(Hy)} - R_t^{(Wi)} \quad (\text{数式 4-26})$$

(4) 「水素製造設備導入オプション」の価値

水素製造設備の導入によって得られる「売電/水素選択オプション」の繰り返しによる事業期間中の追加的価値 $R_t^{(Option)}$ のNPVを、「水素製造設備導入オプション」の追加的価値 $V_{d,H,q}^{(option)}$ とする。

4.2.3と同様に、電力価格の変動について、電力価格 $y_t$ は対数正規分布すると仮定し、対数正規分布の平均価格を一定とした上で変動係数(標準偏差)が大きくなるほど、価

格変動幅が大きくなると仮定した。

$y_t$  の対数正規分布の変動係数を  $d$  (%)、 $\text{Nm}^3$  あたりの水素販売価格を  $H$  (円/  $\text{Nm}^3$ ) 水素設備の時間あたり製造可能量を  $q$  (kWh/h) とした場合の「水素製造設備導入オプション」の追加的価値を  $V_{d,H,q}^{(option)}$  とした。 $I_q$  を水素製造設備導入コスト (円)、 $O_t^{(EC)}$  を  $t$  時点の水素製造設備の運転コスト、 $r$  を割引率 (%)、 $\tau$  を事業期間 (時間) とした場合、 $V_{d,H,q}^{(option)}$  の価値は (数式 4-27) のようになる。

$$V_{d,H,q}^{(option)} = E \left[ \int_0^{\tau} e^{-r(\frac{t}{8760})} (R_t^{(option)} - O_t^{(EC)}) dt \right] - I_q \quad (\text{数式 4-27})$$

再生可能エネルギー発電事業者は、電力価格の変動と水素販売価格の動向を加味した上で、①水素製造設備を導入する時期、②導入する水素製造設備の時間あたり製造能力、を決定する選択肢を持つ。プロシューマーは  $I_q$  を支払って、事業期間を通して  $R_t^{(option)}$  の繰り返しの追加的価値を得ることが可能となる。

$V_{d,H,q}^{(option)} > 0$  となる場合に、水素製造設備を導入して  $V_{d,H,q}^{(option)}$  の価値を得る。 $V_{d,H,q}^{(option)} \leq 0$  となる場合には、水素製造設備は導入されない。これは、「売電/水素選択オプション」による  $I_q$  控除前の追加的価値の事業期間中の期待値

$E \left[ \int_0^{\tau} e^{-r(\frac{t}{8760})} (R_t^{(option)} - O_t^{(EC)}) dt \right]$  を原資産とし、行使価格を  $I_q$  とするコールオプションの構造となる。

ここでの水素製造設備が、4. 2 で想定した「蓄電設備」(定置型蓄電池を想定) と異なる点は次のようなものがある。第一に、「水素製造設備を導入する時期」について中長期の不確実性には、売電価格の変動幅に加えて、水素販売価格の変動が関わってくることである。第二に、エネルギーの保存容量が設備容量に制約される定置型蓄電池とは違い、水素では時間当たりの水素製造量は水素製造設備の規模に制約されるものの、水素タンクに貯蔵されることで大量に長期保存することができる。このため、「蓄電設備」で想定したように、「累積蓄電量」が「蓄電設備容量」を超過するようなことは想定しなくてもよい。

次項では、ケーススタディを行い、「水素製造設備導入オプション」の価値の変化について検証した。電力価格の変動、水素販売価格の変動、蓄電設備容量で感度分析を実施し、「水素製造設備導入オプション」を行使する条件についての分析を行った。

感度分析の方法としては、まず (数式 4-21) (数式 4-25) の  $R_t^{(Wi)}$  および  $R_t^{(Hy)}$  に関して、電力価格  $y_t$  及び発電量  $Q_t$  を乱数としたモンテカルロ・シミュレーションを実施し、時間ごとに  $R_t^{(option)}$  を計算し、最終的に NPV である  $V_{d,H,q}^{(option)}$  を計算した。これを基に、 $d$ 、 $H$  及び  $q$  を感度分析の変数として、 $V_{d,H,q}^{(option)}$  の変化を検証した。

#### 4.3.4 ケーススタディ

4.3.3 で示したモデルに基づいてケーススタディを行った。「売電/水素選択オプション」についてのシミュレーションを実施し、これを基に、「水素製造設備導入オプション」の価値構造についての検証を行った。

##### (1) 想定する事業の概要

ケーススタディで想定した事業の前提条件は、表 4-16 の通りである。再生可能エネルギー発電事業者が、発電した電力の売電を行う。電力価格にはダイナミックプライシングが適用され、電力価格が時間単位で変動すると想定する。再生可能エネルギー発電事業者は水素製造設備を導入することで、変動する電力価格に合わせて、「売電/水素選択タイミング」を選べるようになる。

シミュレーションで想定した表 4-16 において、各数値は将来の技術開発動向等を考慮した仮定の設定としている。水素製造設備の耐用年数を 15 年間と設定し、水素製造設備の導入後 7 年目に設備の更新を行った上で、15 年間は「売電/水素選択オプション」の収益を得られるものとして NPV を計算した。

表 4-16 ケーススタディの前提条件

項目	数値	想定
t 時点の電力価格 ( $y_t$ )	対数正規分布による乱数	ダイナミックプライシングにより、平均価格 $M=12$ 円/kWh、変動係数 $d$ で対数正規分布すると想定した。 $d$ を 0~100% で変化させて、感度分析を行った。なお、平均価格 12 円/kWh は、日本卸電力取引所における 2012 年度から 2017 年度の 6 年間のスポット取引の平均価格と同等水準と想定し設定した。
発電原価 ( $K$ )	8 円/kWh	資源エネルギー庁資料[36]より、住宅用太陽光発電の発電コストが 2030 年までに 8~9 円/kWh に低減するとの見通しを参考に設定した。
風力発電の規模	50MW (50,000kW)	大型風力 5MW/基×10 基の発電出力と設定した
風力発電の発電量	モンテカルロ・シミュレーション	風速についてワイブル分布に基づくモンテカルロ・シミュレーションを実施した。平均風速は 7m/s と設定し、ワイブル分布の形状係数：2、尺度係数：8 とした。これを 5MW の風車のパワーカーブに当てはめて、年間の発電量をシミュレートした。



項目	数値	想定
水素製造設備の時間あたり製造能力 ( $q$ )	10MW～100MW で感度分析を実施	水素製造設備の時間あたり製造能力について、10MW～100MWで感度分析を実施し、最適な製造能力の規模について検証した。
水素製造設備設備導入コスト ( $I_q$ )	50 百万円/MW+7 年目に初期投資 の 25%で機器更 新	文献[19]では、106MW の容量の水素製造装置で USD50.1million としている。これを参考に、kW あたりの設備導入コストを 50 百万円/MW と仮定した。また、7 年目に 25%の更新コストで設備の更新を行うと仮定し、導入コストに含めた。 $I_q=50 q+(50q \times 0.25)/(1+r)^7$
水素製造設備の 運転コスト ( $O_t^{(EC)}$ )	初期投資額×2%/ 年	文献[19]を参考にし、年間の運転コストを初期投資額の 2%とした
電力から水素へ の変換効率 ( $\eta^{(EC)}$ )	0.238Nm <sup>3</sup> /kWh	EU が 2030 年までには固体高分子型で目指している効率である 4.2kWh/Nm <sup>3</sup> (= 0.238Nm <sup>3</sup> /kWh) [107] と設定した。
Nm <sup>3</sup> あたり水素 販売価格 ( $H$ )	10～100 円/Nm <sup>3</sup> で感度分析	水素販売価格は現状ではまだ定まっていない。採算性に大きく影響を与えるため、感度分析を実施した。ここでの「水素販売価格」は、再生可能エネルギー発電事業者から市場への販売価格（卸値）である。水素販売価格見合いの電力価格 $H^{(kWh)}$ (円/kWh) は、 $H^{(kWh)}$ (円/kWh) = $H$ (円/Nm <sup>3</sup> ) × 0.238 (Nm <sup>3</sup> /kWh) となる。
事業期間 ( $\tau$ )	15 年間	水素製造設備の耐用年数を 15 年と仮定した。7 年目に設備を更新するものとした。
割引率 ( $r$ )	3%	コスト等検証委員会報告書[104]を基に設定した。

## (2) シミュレーションの実施

前述の(数式 4-21)(数式 4-25)を用いてモンテカルロ・シミュレーションを行い、 $V_{d,H,q}^{(option)}$ の算定を行った。 $V_{d,H,q}^{(option)}$ の変動係数  $d$  (%)、水素販売価格  $H$  (円/Nm<sup>3</sup>)、水素製造設備の時間あたり製造能力  $q$  (kW) を変化させて、感度分析を行った。

各  $q$ 、 $H$ 、 $d$  に対するペイオフ計算の試行回数は、(時間あたりペイオフ計算：8,760 回/年) × (事業期間中のキャッシュフロー：15 年間) × (NPV の繰り返し計算：10 回) = 1,314,000 回とした。 $V_{d,H,q}^{(option)}$ は NPV の繰り返し計算の平均値を採用した。表 4-17 ではこれを各  $q$ 、 $H$  の 15×16=240 のマトリクスに対して行っているため、1,314,000 回

×195 マトリクス=256,230,000 回分について、時間あたりペイオフの計算を行った。

なお、変動係数 100%、水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup>、水素製造設備の時間あたり製造能力 50MW のケースで、試行回数 1,000 回のシミュレーションを行った結果の例は図 4-31 のようになる。この事例のように、 $V_{d,H,q}^{(option)}$  に対するモンテカルロ・シミュレーションの結果は、正規分布に近い形状になる。

なお、4. 2 における  $V_{d,q}^{(option)}$  の価値との桁の差は、4. 2 では 5kW の太陽光発電を想定しているのに対して、本節 4. 3 では 50MW (50,000kW) の風力発電を想定しているという、発電設備の規模の差であることに留意の必要がある。

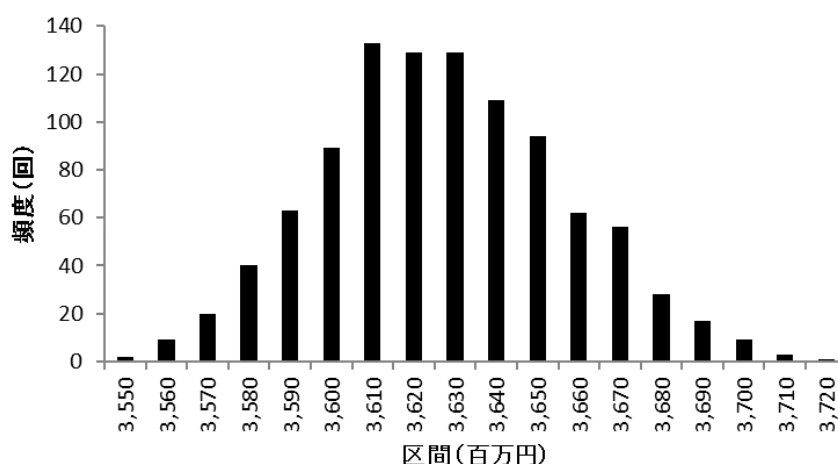


図 4-31 変動係数 100%、水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup>、水素製造設備規模 50MW のケースにおける、試行回数 1,000 回のシミュレーション結果の例

水素製造設備の時間あたり製造能力  $q$  を 50MW とし、売電価格の変動係数  $d$  と水素販売価格  $H$  の両方を変化させて感度分析した場合の  $V_{d,H,q}^{(option)}$  の分析結果のまとめは表 4-17 のようになった。横軸は変動係数の変化を、縦軸は水素販売価格の変化を表す。網掛けは収益がプラスとなる数値である。電力価格の変動幅が大きい(変動係数が大きい)ほど、価値は大きくなることが示された。また、水素販売価格の変化は、採算性に大きな変化を与えることがわかる。

表 4-17 水素製造設備の時間あたり製造能力 50MW で変動係数と水素販売価格を変化させた  $V_{d,H,q}^{(option)}$  の感度分析結果のまとめ (単位: 百万円)

		変動係数												
		0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%
水素販売 価格 (円/Nm <sup>3</sup> )	10	-2,884	-2,884	-2,884	-2,884	-2,884	-2,884	-2,884	-2,882	-2,878	-2,869	-2,856	-2,837	-2,814
	20	-2,884	-2,884	-2,884	-2,884	-2,881	-2,866	-2,827	-2,762	-2,673	-2,568	-2,454	-2,328	-2,202
	30	-2,884	-2,884	-2,883	-2,860	-2,765	-2,600	-2,380	-2,131	-1,869	-1,603	-1,338	-1,088	-847
	40	-2,884	-2,883	-2,773	-2,466	-2,055	-1,617	-1,180	-740	-318	85	454	810	1,150
	50	-2,884	-2,285	-1,619	-963	-338	275	842	1,378	1,884	2,377	2,802	3,241	3,625
	60	1,019	1,027	1,297	1,801	2,369	2,940	3,524	4,097	4,619	5,123	5,600	6,062	6,470
	70	5,090	5,092	5,131	5,334	5,717	6,179	6,691	7,232	7,739	8,211	8,697	9,151	9,564
	80	9,146	9,140	9,146	9,189	9,437	9,772	10,187	10,640	11,105	11,554	12,001	12,458	12,856
	90	13,212	13,199	13,192	13,243	13,332	13,558	13,852	14,234	14,690	15,112	15,502	15,904	16,317
	100	17,305	17,245	17,278	17,267	17,313	17,505	17,707	18,066	18,320	18,749	19,153	19,513	19,907
	110	21,310	21,289	21,357	21,324	21,383	21,438	21,621	21,876	22,186	22,543	22,873	23,158	23,604
	120	25,413	25,404	25,432	25,352	25,413	25,514	25,618	25,733	26,006	26,356	26,636	26,969	27,294
	130	29,497	29,507	29,486	29,483	29,475	29,491	29,640	29,715	29,984	30,260	30,480	30,811	31,120
	140	33,581	33,521	33,562	33,510	33,557	33,597	33,649	33,733	33,841	34,105	34,348	34,634	34,937
	150	37,604	37,617	37,653	37,570	37,602	37,584	37,650	37,768	37,883	38,105	38,326	38,518	38,796

次に、表 4-17 の結果について、電力価格の変動幅と、水素販売価格のそれぞれに分解して感度分析結果についての解釈を行う。

表 4-17 について、水素販売価格  $H$  が 10 円、40 円、70 円、100 円/Nm<sup>3</sup> のケースについて、売電価格の対数正規分布の変動係数  $d$  を 0% (標準偏差 0) ~ 変動係数 100% (標準偏差 12) で変化させた場合の  $V_{d,H,q}^{(option)}$  の感度分析の結果のグラフは、図 4-32 のようになった。変動係数が大きく電力価格の変動幅が大きいくほど、価値が大きくなる。これは、変動幅が大きいくほど、電力価格が高くなった時の売電利益を享受する一方、電力価格が下がった場合にも損をしないように水素変換を選ぶという事業者の行動の選択によって  $R_t^{(Hy)}$  の価値が大きくなることによる。また、水素販売価格が大きいくほど  $V_{d,H,q}^{(option)}$  は大きくなる。表 4-17 のケースでは、水素販売価格が 30 円/Nm<sup>3</sup> 以下では価値がプラスにならず、40 円/Nm<sup>3</sup> 以上となった場合に、利益が出る可能性がある。

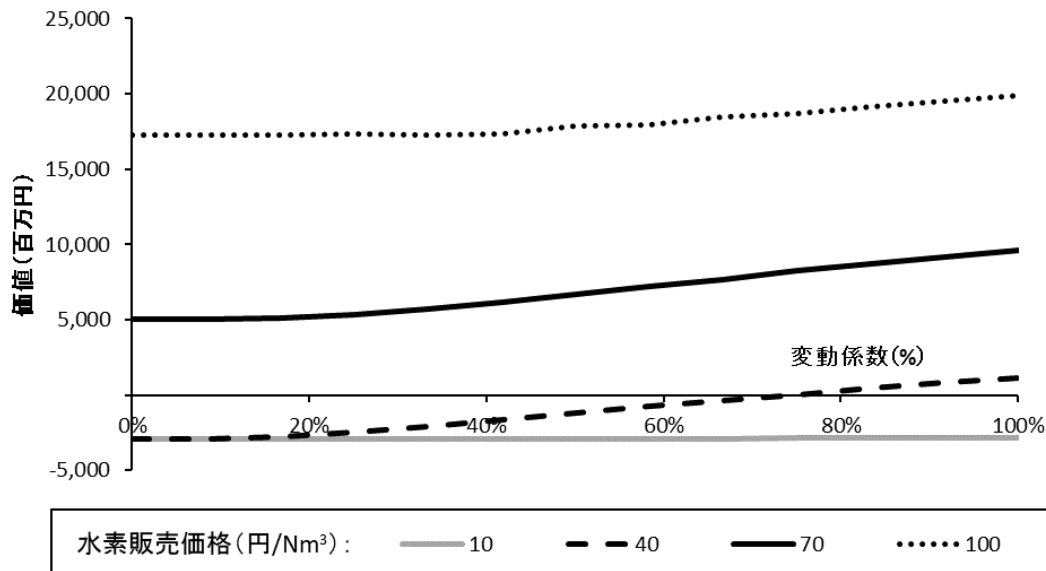


図 4-32 水素製造能力 50MW で、水素販売価格 10 円、40 円、70 円、100 円/Nm<sup>3</sup> において変動係数を 0~100% に変化させた  $V_{d,H,q}^{(option)}$  の感度分析結果

次に電力価格の変動係数  $d$  を 100% に固定し、水素販売価格  $H$  を 0~100 円に変化させた場合の  $V_{d,H,q}^{(option)}$  の感度分析結果を図 4-33 に示す。売電分の価値と水素販売分の価値について詳しく検証するため、(数式 4-28) のように、 $V_{d,H,q}^{(option)}$  を  $V_{d,H,q}^{(Wi)}$ 、 $V_{d,H,q}^{(Hy)}$ 、 $V_{d,H,q}^{(OH)}$  に分解する。ここで、 $V_{d,H,q}^{(Wi)}$  は「売電のみ」の NPV、 $V_{d,H,q}^{(Hy)}$  は「売電/水素選択オプション」の NPV である。また、売電を行わずに全量を水素に変換するケースの NPV を、(数式 4-29) に示す  $V_{d,H,q}^{(OH)}$  とする。

$$V_{d,H,q}^{(option)} = E \left[ \int_0^{\tau} e^{-r(\frac{t}{8760})} (R_t^{(Option)} - O_t^{(EC)}) dt \right] - I_q = V_{d,H,q}^{(Hy)} - V_{d,H,q}^{(Wi)}$$

$$\begin{cases} V_{d,H,q}^{(Wi)} = E \left[ \int_0^{\tau} e^{-r(\frac{t}{8760})} R_t^{(Wi)} dt \right] \\ V_{d,H,q}^{(Hy)} = E \left[ \int_0^{\tau} e^{-r(\frac{t}{8760})} (R_t^{(Hy)} - O_t^{(EC)}) dt \right] - I_q \end{cases}$$

(数式 4-28)

$$V_{d,H,q}^{(OH)} = E \left[ \int_0^{\tau} e^{-r(\frac{t}{8760})} (Q_t(H^{(kWh)} - K) - O_t^{(EC)}) dt \right] - I_q$$

(数式 4-29)

$V_{d,H,q}^{(Wi)}$  は、水素への変換が行われないので、水素販売価格が高くなっても価値は変わらない。これは、変動係数が変化しても、事業期間中を通してみると、収益は平均電力価格×総発電量の近辺に収束するためである。一方で、 $V_{d,q}^{(Hy)}$  は水素販売価格が高くなるほど上昇するので、 $V_{d,H,q}^{(Hy)} - V_{d,H,q}^{(Wi)}$  である  $V_{d,H,q}^{(option)}$  は変動係数が大きくなるほど増加し、水素販売価格が 40 円/ Nm<sup>3</sup> 程度を上回った時点で、損益分岐点を超える。一方、発電分をすべて水素に変換して外販するケースである  $V_{d,H,q}^{(OH)}$  の損益分岐点は、水素販売価格が 50 円/ Nm<sup>3</sup> 程度となる点である。水素販売価格が 150 円/ Nm<sup>3</sup> となっても、「売電/水素選択オプション」の純収益の NPV である  $V_{d,H,q}^{(Hy)}$  は、全量水素変換ケースの  $V_{d,H,q}^{(OH)}$  を上回っており、売電と水素を組み合わせた事業モデルの方が、全量を水素へ変換して外販する事業モデルよりも価値が大きくなることわかる。

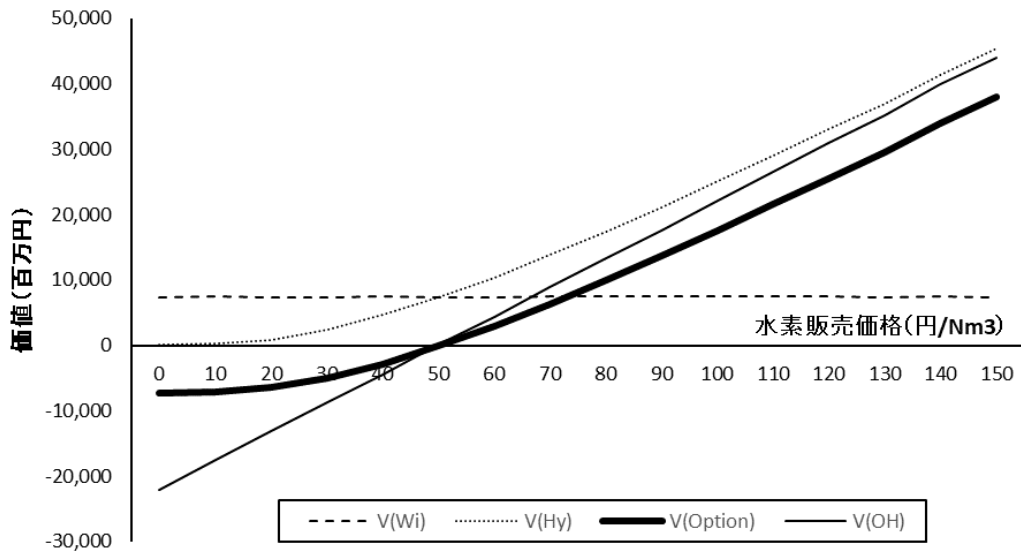


図 4-33 水素製造能力 50MW で、電力価格の変動係数を 100% に固定し、水素販売価格を 0~100 円に変化させた場合の  $V_{d,H,q}^{(option)}$  の感度分析結果  
 (注：図中では、 $V_{d,H,q}^{(Wi)}$  は  $V(Wi)$ 、 $V_{d,H,q}^{(Hy)}$  は  $V(Hy)$ 、 $V_{d,H,q}^{(option)}$  は  $V(Option)$ 、 $V_{d,H,q}^{(OH)}$  は  $V(OH)$  と記載している)

水素販売価格  $H$  を 50 円として、変動係数  $d$  を 0~100% に変化させた場合の、 $V_{d,H,q}^{(option)}$ 、 $V_{d,H,q}^{(Wi)}$ 、 $V_{d,H,q}^{(Hy)}$  の関係を図 4-34 に示す。 $V_{d,H,q}^{(Wi)}$  は、変動係数が変化しても価値は横ばいである。これは、図 4-33 の分析と同様、変動係数が変化しても、事業期間中を通してみると、収益は平均価格×発電量の近辺に収束するためである。一方、 $V_{d,H,q}^{(Hy)}$  は、変動係数が大きくなるほど、価値が大きくなる。 $V_{d,H,q}^{(Hy)} - V_{d,H,q}^{(Wi)}$  である  $V_{d,H,q}^{(option)}$  は、変動係数が 42% を超える近辺で、損益分岐点を超える。

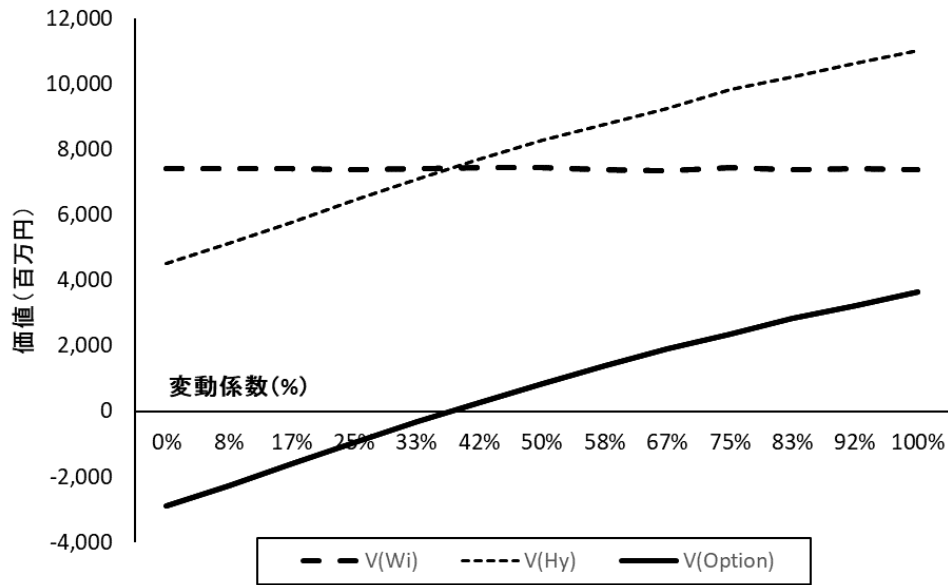


図 4-34 水素製造能力 50MW、水素販売価格 50 円で変動係数を 0~100%に変化させた場合の  $V_{d,H,q}^{(option)}$ 、 $V_{d,H,q}^{(Wi)}$ 、 $V_{d,H,q}^{(Hy)}$  の関係

(注：図中では、 $V_{d,H,q}^{(Wi)}$  は  $V(Wi)$ 、 $V_{d,H,q}^{(Hy)}$  は  $V(Hy)$ 、 $V_{d,H,q}^{(option)}$  は  $V(Option)$  と記載している)

次に、電力価格の変動係数  $d$  を 100%、水素販売価格  $H$  を 50 円/Nm<sup>3</sup> に固定し、水素製造設備の時間あたり製造能力  $q$  を 10MW~100MW に変化させた場合の  $V_{d,q}^{(Option)}$  の感度分析結果と水素製造設備導入コストの関係を図 4-35 に示す。

追加的価値と水素製造設備導入コストを分解するために、(数式 4-27) における「初期投資控除前」の売電タイミング選択による追加的価値 ( $E \left[ \int_0^{\tau} e^{-r \frac{t}{8760}} (R_t^{(Option)} - O_t^{(EC)}) dt \right]$ ) を  $V_{d,H,q}^{(BDO)}$  とする。

$$V_{d,H,q}^{(BDO)} = E \left[ \int_0^{\tau} e^{-r \frac{t}{8760}} (R_t^{(Option)} - O_t^{(EC)}) dt \right] \quad (\text{数式 4-30})$$

風力発電と同規模の 50MW までは、水素製造設備の時間あたり製造能力が増えるほど、売電/水素選択タイミングの余裕度が大きくなるため、追加的価値  $V_{d,H,q}^{(BDO)}$  を高めることができる。ただし、実際に 50MW の上限まで発電する時間は少ないため、30MW 以上になると設備規模を大きくすることによる価値の増加量が、水素製造設備の設備投資額 ( $I_q$ ) の増加量を下回るようになる。また、 $V_{d,H,q}^{(BDO)}$  は 50MW を超えると増加せずに運転コスト  $O_t^{(EC)}$  の増加分だけ微減となり、水素設備導入額  $I_q$  も増加するため、 $V_{d,H,q}^{(option)}$  は逡減していく。このため、導入する水素製造設備の時間あたり製造能力  $q$  は、風力発電の規模と同規模よりも小さい 30MW~40MW (風力発電規模の 60~80%) の規模が最適になることが示された。

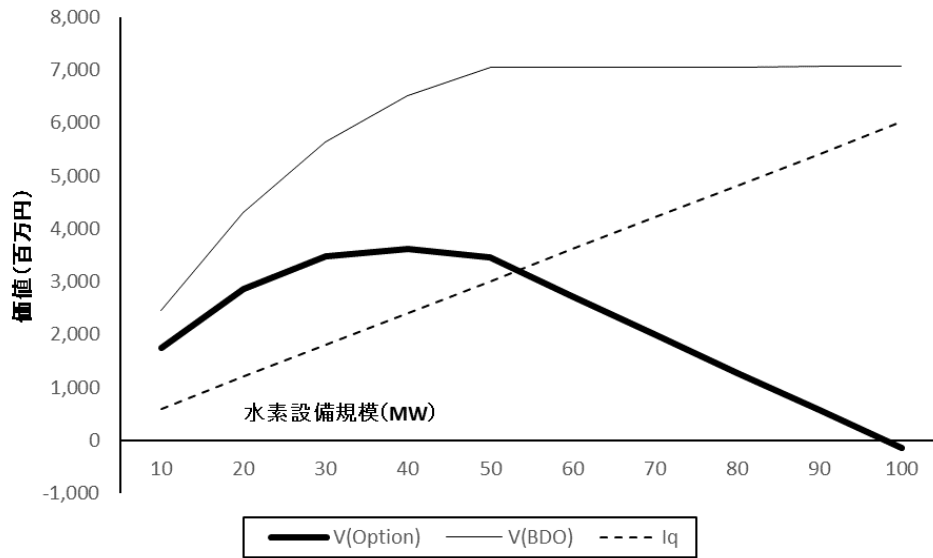


図 4-35 電力価格の変動係数 100%、水素販売価格 50 円/ Nm<sup>3</sup>において水素製造設備の時間あたり製造能力を変化させた  $V_{d,H,q}^{(option)}$  の感度分析結果  
 (注：図中において、 $V_{d,H,q}^{(option)}$  は V(Option)、 $V_{d,H,q}^{(BD)}$  は V(BDO)と記載している)

### (3) 小括

本項 4.3.3 では、再生可能エネルギー発電事業者による売電に対してダイナミックプライシング（市場価格）が適用されることを前提とし、風力発電を導入している再生可能エネルギー発電事業者が水素製造設備を導入することで得られる事業オプションを分析した。再生可能エネルギー発電事業者は水素製造設備の導入によって「売電/水素選択オプション」を持ち、電力価格の変化に応じて、売電を行うか水素へ変換して外販するかの 2 つの行動パターンを選択できるようになる。事業期間を通して「売電/水素選択オプション」の追加的価値の NPV を得ることができる「水素製造設備導入オプション」については、「売電/水素選択タイミングオプション」による水素製造設備導入コスト控除前の追加的価値を原資産、水素製造設備導入コストを行使価格とするコールオプションの構造となる。再生可能エネルギー発電事業者は、電力価格の変動幅と水素販売価格のトレンドを見て、 $V_{d,H,q}^{(option)}$  がプラスとなるタイミングで、水素製造設備導入コストを支払って「蓄電設備導入オプション」を行使する。表 4-17 において、所与の変動係数と水素販売価格の場合に価値がプラスとなる際に事業オプションを行使することになる。その際には、水素製造設備の時間あたり製造能力は、風力発電の設備規模とやや小さい規模である時に価値が最大となる。本モデルは、風力発電と同様に、変動電源である太陽光発電に対しても適用できる。

前節 4. 2 で検証したプロシューマーの余剰電力の事業オプションでは、電力価格の変動の不確実性だけを考慮すればよかったが、本項における電力の水素への変換では、水素販売価格も考慮して価値を検証する必要がある。本項では、どのような価格変動幅、水素販売価格の場合に、水素製造設備を導入することが適切であるか、について分析できることをケーススタディの数値を用いて示した。

大規模風力発電や大規模太陽光発電等の大規模変動電源からの電力と電力系統の受け入れ可能量という需給ギャップから生まれる余剰エネルギーは、現在の制度では出力抑制によって調整されることになっている。これは、再生可能エネルギーの価格が FIT によって固定されているため、価格調整ができないことが理由となる。FIT 期間終了後の電源で、再生可能エネルギーにも市場価格が適用されれば、電力シグナルによって、電力系統の需給バランスを調整することが可能となる。その際に、風力発電や太陽光発電は自ら供給量を調整できないため、蓄電設備や水素への変換という形でエネルギーを貯蔵するシステムが必要となる。余剰エネルギーを水素へ変換して利用するためには、エネルギー貯蔵・輸送インフラの整備が必要となる。

なお、水素製造設備の価格や水素販売価格については、まだ導入期であり定まっていないため、ケーススタディでの設定では現在の市場動向を反映しているわけではない。次項では、価値を決定する要素をさらに分解して、これらの要素の変化による価値の変化を検証する。



#### 4.3.5 価値を決定する要素の検証

ここでは、大規模再生可能エネルギー発電事業者が水素製造設備を導入しての「水素製造設備導入オプション」の価値を決定する要素を分解して検証する。

本項 4.3.5 では、「水素製造設備導入オプション」を採用した再生可能エネルギー発電事業者の「追加的価値 $V_{d,H,q}^{(Option)}$ 」の詳細を検証する。前項 4.3.4 では、大規模再生可能エネルギー発電事業者が既設の風力発電に対して水素製造設備を導入する水素製造設備導入オプションの追加的価値 $V_{d,H,q}^{(Option)}$ を検証した。なお、4.2.5 においてプロシューマーが太陽光設備と蓄電設備を導入する条件を検証した際には、「蓄電設備導入オプション」を採用したプロシューマーの「純収益 $V_{d,q}^{(Timing)}$ 」を検証することで、蓄電設備と同様に太陽光発電設備の規模や導入タイミングを選択することの価値を検証した。これは、プロシューマーが建物に壁面太陽光発電や塗布型太陽光発電等の最新技術の太陽光発電を追加で導入し、太陽光発電容量自体を増やすことができるようになると想定したためである。一方、事業用大規模風力発電（または大規模太陽光発電）は事業開始当初より、事業採算性が最大となるように地形や社会的制約の上限で導入される可能性が高いと想定できるため、風力発電設備自体を増加させることによる価値の評価は対象外としてよいと考えた。このため本項では、水素製造設備を導入したことによる純収益 $V_{d,H,q}^{(Hy)}$ と既設の風力発電の価値 $V_{d,H,q}^{(Wi)}$ を比較した「追加的価値 $V_{d,H,q}^{(Option)}$ 」について検証することとした。

本項では、4.3.3 で分析した「水槽製造設備導入オプション」の価値構造を基に、4.3.4 のケーススタディで検証した要素以外の要素について感度分析し、再生可能エネルギー発電事業者の意思決定に与える影響の度合いを検証する。また、それぞれの要素に関して、「スマートコミュニティ」の中での扱いについて検証する。

##### (1) $V_{d,H,q}^{(Option)}$ の価値を表す式

まず、4.3.4 において検証した $V_{d,H,q}^{(Option)}$ の価値構造について改めて整理する。

$y_t$ の対数正規分布の変動係数を  $d$  (%)、Nm<sup>3</sup> あたりの水素販売価格を  $H$  (円/ Nm<sup>3</sup>) 水素設備の時間あたり製造可能量を  $q$  (kW) とした場合の「水素製造設備導入オプション」の追加的価値 $V_{d,H,q}^{(Option)}$ を表す式は、(数式 4-27) より、下式のようになる。 $R_t^{(Option)}$ を時間あたりの「売電/水素選択オプション」の追加的価値、 $I_q$ を水素製造設備規模  $q$  の設備導入コスト (円)、 $O_t^{(EC)}$ を  $t$  時点の水素製造設備の運転コスト、 $r$ を割引率 (%)、 $\tau$ を事業期間 (時間) とした。

$$V_{d,H,q}^{(Option)} = E \left[ \int_0^{\tau} e^{-r(\frac{t}{8760})} (R_t^{(Option)} - O_t^{(EC)}) dt \right] - I_q$$

時間あたりの「売電/水素選択オプション」の追加的価値 $R_t^{(Option)}$ は、水素製造設備を

導入しない「成り行きモデル」の余剰電力収益 $R_t^{(Wi)}$ と、水素製造設備を導入した「売電/水素選択タイミングモデル」の余剰電力収益 $R_t^{(Hy)}$ の差分である。(数式 4-26) より、下式のようになる。

$$R_t^{(Option)} = R_t^{(Hy)} - R_t^{(Wi)}$$

$R_t^{(Wi)}$ は、(数式 4-21) より、下式のようになる。ここで、 $t$ は時間(時)(なお、1年は8,760時間)とした。 $y_t$ は $t$ 時点の電力価格(円/kWh)とした。 $K$ は発電原価(円/kWh)とした。 $Q_t$ は $t$ 時点の発電量(kWh/h)とした。 $q$ は水素製造設備規模(kW)とした。また、 $y_t$ は平均価格 $M$ (円)、変動係数 $d$ (%)で対数正規分布すると仮定した。

$$R_t^{(Wi)} = Q_t(y_t - K)$$

$R_t^{(Hy)}$ は、(数式 4-25) より、下式のようになる。 $H^{(kWh)}$ はkWhあたり水素販売価格(円/kWh)とした。

$$R_t^{(Hy)} = \begin{cases} Q_t(y_t - K) & , \text{if } y_t > H^{(kWh)} \\ Q_t(H^{(kWh)} - K) & , \text{if } y_t \leq H^{(kWh)} \end{cases}$$

なお、市場での水素販売価格は $\text{Nm}^3$ あたりの価格(円/ $\text{Nm}^3$ )で設定される。 $H$ を市場への $\text{Nm}^3$ あたり水素販売価格(円/ $\text{Nm}^3$ )、 $\eta^{(EC)}$ を水素製造設備による電力から水素への変換効率( $\text{Nm}^3/\text{kWh}$ )、とした場合、kWhあたり水素販売価格 $H^{(kWh)}$ (円/kWh)は、(数式 4-23) より下式のように設定される。

$$H^{(kWh)} = \eta^{(EC)}H$$

また、水素製造設備導入コスト( $I_q$ )と、水素製造設備規模( $q$ )、水素製造設備単価( $p$ )の関係を(数式 4-31)に示す。ここで、 $p$ をkWあたりの水素製造設備の単価(円/kW)とする。7年目に初期投資コストの25%の更新コストで設備の更新を行うと仮定し、設備投資コストに含めた。

$$I_q = pq + 0.25pq(1+r)^7$$

(数式 4-31)

風力発電の発電原価 $K$ は、太陽光発電における(数式 4-10)と同様、以下のようになる。

$$K \text{ (円/kWh)} = (\text{建設費 (円)} + \text{運転維持費 (円)} + \text{廃棄処理費 (円)}) \div \text{運転年数内総発電量 (kWh)}$$

## (2) $V_{d,H,q}^{(Option)}$ を決定する要素

(1) を基に考えると、 $V_{d,H,q}^{(Option)}$  を決定する要素としては、以下のようなものがある。

$d$ : 電力価格の変動幅を示す変動係数 (%) である。4.3.3 を参照のこと。「スマートコミュニティ」における再生可能エネルギーの量によって変化する。変化の考え方については、後述 5.2.3 を参照のこと。

なお、本ケーススタディの条件において、電力価格  $y_t$  の平均価格  $M$  (円) は、12 円/kWh としている。 $M$  が高くなれば、全体的な採算性が向上し、低くなれば採算性は低下する。ただし、価値の変化の構造自体は変化しないため、ここでは  $M$  を一定とする。

$q$ : 水素製造設備の規模 (kW/h) である。ここでは電力から水素への変換効率  $\eta^{(EC)}$  を一定として、Nm<sup>3</sup>/h の製造能力を kW (または MW) で換算する。4.3.3 を参照のこと。蓄電設備導入コスト ( $I_q$ ) との関係について、(数式 4-31) を参照のこと。導入規模及び導入タイミングについて、再生可能エネルギー発電事業者が選択できる要素である。

$p$ : kW あたりの水素製造設備単価 (円/kW) である。蓄電設備導入コスト ( $I_q$ ) との関係について、(数式 4-31) を参照のこと。技術革新や市場環境という外部環境によって変化するため、再生可能エネルギー発電事業者は導入タイミングを選択することによって対応を行う。

$K$ : 発電原価 (円/kWh)。太陽光発電設備の技術革新や市場環境という外部環境によって変化するため、再生可能エネルギー発電事業者は採用する技術の種類とコストの選択によって対応を行う。

$H$ : Nm<sup>3</sup> あたり水素販売価格 (円/Nm<sup>3</sup>) である。(数式 4-23) を参照のこと。水素関連の市場動向や制度という外部環境によって変化し、再生可能エネルギー発電事業者は選択できない。再生可能エネルギー発電事業者は、水素製造設備の導入タイミングの選択によって対応を行う。

$d$  の電力価格変動幅は、再生可能エネルギー発電事業者にとっては、自己で選択できず、「スマートコミュニティ」内の電力需給バランスによって決定される外部環境である。 $q$  の水素製造設備については、再生可能エネルギー発電事業者が選択できるものである。 $p$  の kW あたりの水素製造設備単価については、水素製造設備に関する技術開発動向によって決定されるため、再生可能エネルギー発電事業者にとっては、外部環境となる。ただし、再生可能エネルギー発電事業者は、どの程度の水素製造設備単価になった場合に水素製造設備を導入するかについては選択できる。 $K$  の発電原価は、技術革新やコスト低減の度合い等の市場動向によって決まるものであり、再生可能エネルギー発電事業者にとっては、外部環境となる。ただし、風力発電設備がす

に導入されている場合には、発電原価はすでに定まっており、所与の要素となる。 $H$ の水素販売価格は、水素関連の市場動向や制度によって変化するものであり、再生可能エネルギー発電事業者にとっては外部環境となる。再生可能エネルギー発電事業者は、これらの要素を勘案した上で、水素製造設備導入タイミングを選択することになる。

ダイナミックプライシングが適用された「スマートコミュニティ」において、固有の変数は電力価格変動幅を示す変動係数  $d$  となる。また、水素販売価格  $H$  については、「スマートコミュニティ」内で制度的に設定することは可能である。

本項では、上記の要素からそれぞれ2つを取り出し、2軸での感度分析を実施し、それぞれの要素のインパクトを検証した。検証対象の考え方を表 4-18 に示す。

表 4-18 2軸の要素の感度分析の検証対象の考え方

	$d$	$q$	$p$	$K$	$H$
$d$	—	水素製造設備規模と変動係数との関係性である。電力価格の変動幅によって、水素製造設備規模の採算分岐点が変わるため、次項①において検証対象とした。	水素製造設備単価と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、採算分岐点となる水素製造設備単価が変わるため、次項②において検証対象とした。	発電原価と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、採算分岐点となる発電原価が変わる可能性があるため、次項③において検証対象とした。	水素販売価格と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、採算分岐点となる水素販売価格が変わるため、次項④において検証対象とした。
$q$	水素製造設備規模と変動係数との関係性である。電力価格の変動幅によって、水素製造設備規模の採算分岐点が変わるため、次項①において検証対象とした。	—	水素製造設備規模と水素製造設備単価との関係性である。次項①と⑤の分析により、最適な水素製造設備は、変動係数と水素販売価格に合わせて決まることから、検証対象外とした。	水素製造設備規模と発電原価との関係性である。次項③の分析により、発電原価は $V_{d,H,q}^{(option)}$ の値に影響を与えないことから、検証対象外とした。	水素製造設備規模と水素販売価格との関係性である。水素販売価格の変化によって最適な水素製造設備規模が変わることから、次項⑤において検証対象とした。
$p$	水素製造設備価格と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、採算分岐点となる水素製造設備単価が変わるため、次項②において検証対象とした。	水素製造設備規模と水素製造設備単価との関係性である。次項①と⑤の分析により、最適な水素製造設備は、変動係数と水素販売価格に合わせて決まることから、検証対象外とした。	—	水素製造設備単価と発電原価との関係性である。次項③の分析により、発電原価は $V_{d,H,q}^{(option)}$ の値に影響を与えないことから、検証対象外とした。	水素製造設備単価と水素販売価格との関係性である。水素販売価格の変化によって、水素製造設備単価の採算分岐点が変わるため、次項⑥において検証対象とした。
$K$	発電原価と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、採算分岐点となる発電原価が変わる可能性があるため、次項③において検証対象とした。	水素製造設備規模と発電原価との関係性である。次項③の分析により、発電原価は $V_{d,H,q}^{(option)}$ の値に影響を与えないことから、検証対象外とした。	水素製造設備単価と発電原価との関係性である。次項③の分析により、発電原価は $V_{d,H,q}^{(option)}$ の値に影響を与えないことから、検証対象外とした。	—	発電原価と水素販売価格との関係性である。次項③の分析により、発電原価は $V_{d,H,q}^{(option)}$ の値に影響を与えないことから、検証対象外とした。
$H$	水素販売価格と変動係数との関係性である。電力価格変動幅によって、採算分岐点となる水素販売価格が変わるため、次項④において検証対象とした。	水素製造設備規模と水素販売価格との関係性である。水素販売価格の変化によって最適な水素製造設備規模が変わることから、次項⑤において検証対象とした。	水素製造設備単価と水素販売価格との関係性である。水素販売価格の変化によって、水素製造設備単価の採算分岐点が変わるため、次項⑥において検証対象とした。	発電原価と水素販売価格との関係性である。次項③の分析により、発電原価は $V_{d,H,q}^{(option)}$ の値に影響を与えないことから、検証対象外とした。	—

それぞれの項における感度分析の前提条件について、表 4-19 に整理する。感度分析した要素以外の前提条件については、表 4-16 に基づいた。

表 4-19 感度分析の前提条件

項目	数値	想定
t 時点の電力価格 ( $y_t$ )	変動係数 $d$ による感度分析の対象	ダイナミックプライシングにより、平均価格 $M=12$ 円/kWh、変動係数= $d$ (%) で対数正規分布すると想定した。①②③④において、 $d$ を 0~100% で変化させて、感度分析を行った。⑤⑥においては、変動係数 100% と設定した。
水素製造設備の時間あたり製造能力 ( $q$ )	感度分析の対象	①⑤において、10MW~100MW に変化させて、感度分析を行った。②③④⑥については、図 4-35 で示した、水素販売価格 50 円/Nm <sup>3</sup> 、変動係数 100% の時に最適な規模となる 40MW と設定した。
水素製造設備設備導入コスト ( $I_q$ )	$q$ と $p$ による感度分析の対象	$I_q = pq + 0.25pq(1+r)^7$ において、 $q$ と $p$ を変化させて感度分析を実施した。 $q$ については、上記の通りである。 $p$ については、②⑥において、10~150 千円/kW に変化させて、感度分析を行った。①③④⑤については、50 千円/kW に設定した。
発電原価 ( $K$ )	感度分析の対象	③において、5~20 円 /kWh に変化させて感度分析を行った。①②④⑤⑥においては、8 円/kWh と設定した。
Nm <sup>3</sup> あたり水素販売価格 ( $H$ )	感度分析の対象	④⑤⑥において、10~150 円/Nm <sup>3</sup> に変化させて、感度分析を行った。①②③においては、50 円/Nm <sup>3</sup> と設定した。
風力発電の規模	50MW (50,000kW)	大型風力 5MW/基 × 10 基の発電出力と設定した
風力発電の発電量	モンテカルロ・シミュレーション	風速についてワイブル分布に基づくモンテカルロ・シミュレーションを実施した。平均風速は 7m/s と設定し、ワイブル分布の形状係数：2、尺度係数：8 とした。これを 5MW の風車のパワーカーブに当てはめて、年間の発電量をシミュレートした。
水素製造設備の運転コスト ( $O_t$ )	初期投資額 × 2% / 年	文献[19]を参考にし、年間の運転コストを初期投資額の 2% とした
電力から水素への変換効率 ( $\eta$ )	0.238Nm <sup>3</sup> /kWh	EU が 2030 年までに目指している効率である 4.2kWh/Nm <sup>3</sup> (= 0.238Nm <sup>3</sup> /kWh) と設定した。
事業期間 ( $\tau$ )	15 年間	水素製造設備の耐用年数を 15 年と仮定した。7 年目に設備を更新するものとした。
割引率 ( $r$ )	3%	コスト等検証委員会報告書[104]を基に設定した。

### (3) 2つの要素のマトリクス感度分析

#### ① 水素製造設備規模 $q$ と変動係数 $d$ の感度分析結果

$q$  の水素製造設備規模については、再生可能エネルギー発電事業者が選択できる要素である。再生可能エネルギー発電事業者は、価値が最大となる水素製造設備規模を選択することになる。

水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup> で、変動係数と水素製造設備規模を変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果を表 4-20、図 4-36、図 4-37 に示す。表 4-20 において、横軸は変動係数の変化を、縦軸は水素製造設備規模の変化を示す。網掛けは収益がプラスとなる数値である。変動係数が大きい、すなわち電力価格の変動幅大きいほど、価値が大きくなる。前述図 4-35 では、変動係数 100% の場合において、最も  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  価値が高まる水素製造設備規模の最適点は、風力発電の規模と同規模よりも小さい 30MW～40MW（風力発電規模の 60～80%）周辺になることを示した。変動係数が小さくなるほど、最適点はさらに小さくなっていく。変動係数が 58% の場合には 30MW が、変動係数が約 42% の場合には 20MW が最適点となる。この理由としては、変動係数が小さい場合には、「売電/水素選択オプション」の価値が小さくなるため、水素製造設備規模が大きくなると、収益増加分で水素製造設備の導入費用をまかなえないためである。

表 4-20 水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup> で、水素製造設備規模 (MW) を 10MW～100MW、変動係数を 0～100% に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

		変動係数												
		0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%
水素製造 設備規模 (MW)	10	-721	-496	-248	8	241	482	675	891	1,070	1,263	1,430	1,584	1,727
	20	-1,442	-1,048	-601	-168	256	650	1,039	1,374	1,738	2,060	2,345	2,635	2,887
	30	-2,163	-1,651	-1,059	-510	59	585	1,069	1,531	1,985	2,371	2,809	3,163	3,475
	40	-2,884	-2,284	-1,615	-974	-329	286	807	1,399	1,888	2,379	2,823	3,213	3,630
	50	-3,605	-2,952	-2,234	-1,530	-873	-202	441	1,061	1,565	2,091	2,559	3,076	3,402
	60	-4,326	-3,673	-2,947	-2,236	-1,595	-898	-271	311	862	1,371	1,822	2,304	2,741
	70	-5,047	-4,399	-3,670	-2,947	-2,269	-1,637	-1,057	-421	90	659	1,081	1,594	1,989
	80	-5,768	-5,123	-4,379	-3,680	-3,010	-2,344	-1,714	-1,179	-617	-92	397	856	1,316
	90	-6,489	-5,838	-5,109	-4,386	-3,721	-3,112	-2,445	-1,859	-1,303	-804	-317	155	576
	100	-7,210	-6,565	-5,847	-5,130	-4,435	-3,794	-3,122	-2,570	-1,966	-1,507	-1,066	-583	-201

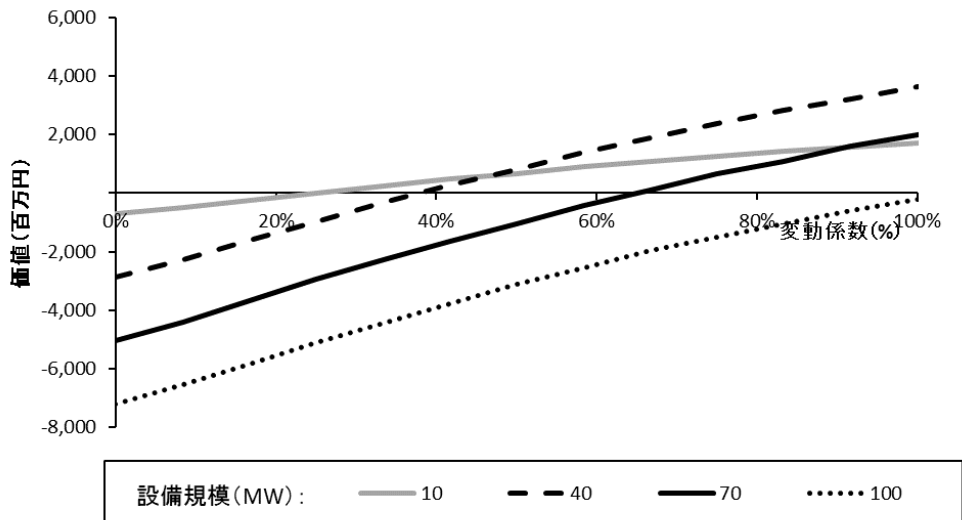


図 4-36 水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup> で、水素製造設備規模 (MW) を 10、40、70、100MW、変動係数を 0~100% に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

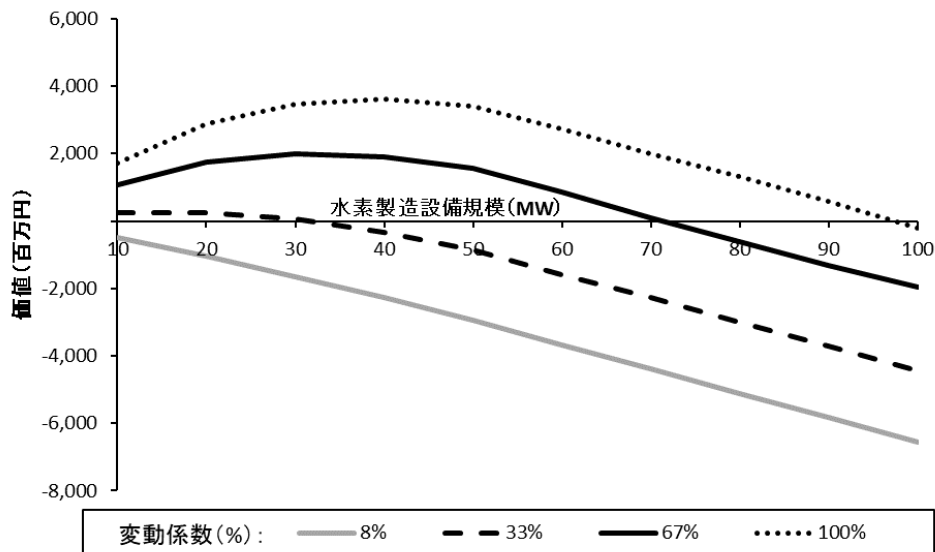


図 4-37 水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup> で、変動係数を 8、33、67、100%、水素製造設備規模 (MW) を 10~100MW に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

一方、水素販売価格 70 円/Nm<sup>3</sup> で、変動係数と水素製造設備規模を変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果を表 4-21 と図 4-38、図 4-39 に示す。表 4-21 において、横軸は変動係数を、縦軸は水素製造設備規模の変化を示す。網掛けは収益がプラスとなる数値である。変動係数 100% の場合に最も価値が高まる水素製造設備の最適点は 40~50MW となり、上記の水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup> のケースと比べて、風力発電設備の規模と同程度の大きさ近辺が最適点となる。水素販売による収益が大きくなるため、水素設備規模が



大きくても投資回収を行うことができるようになるためである。図 4-36 と図 4-38 を比較すると、水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup> のケースと比べて、変動係数の変換によるグラフの形状は変化しないまま全体的な収益が向上している形になるため、変動係数が小さい場合でも価値がプラスになる。

なお、水素販売価格と水素製造設備規模の関係については、後述⑤において検証する。

表 4-21 水素販売価格 70 円/Nm<sup>3</sup> で、水素製造設備規模 (MW) を 10MW～100MW、変動係数を 0～100% に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

水素製造設備規模 (MW)	変動係数													
	0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%	
10	2,289	2,293	2,310	2,387	2,518	2,707	2,894	3,100	3,285	3,472	3,669	3,820	3,964	
20	3,859	3,847	3,882	3,991	4,243	4,590	4,903	5,231	5,583	5,885	6,264	6,530	6,804	
30	4,736	4,737	4,764	4,922	5,267	5,652	6,139	6,605	6,992	7,401	7,820	8,189	8,609	
40	5,038	5,058	5,171	5,316	5,746	6,170	6,749	7,198	7,763	8,222	8,661	9,106	9,467	
50	4,989	5,051	5,083	5,296	5,687	6,231	6,762	7,348	7,861	8,459	8,973	9,454	9,926	
60	4,327	4,342	4,306	4,548	5,010	5,543	6,083	6,611	7,188	7,737	8,277	8,774	9,197	
70	3,579	3,601	3,629	3,866	4,302	4,743	5,337	5,854	6,479	7,103	7,519	7,847	8,423	
80	2,888	2,834	2,875	3,117	3,540	4,093	4,621	5,181	5,771	6,273	6,775	7,302	7,756	
90	2,156	2,173	2,188	2,476	2,769	3,360	3,953	4,459	5,041	5,479	6,043	6,469	7,066	
100	1,441	1,422	1,478	1,716	2,111	2,547	3,230	3,780	4,332	4,769	5,382	5,808	6,292	

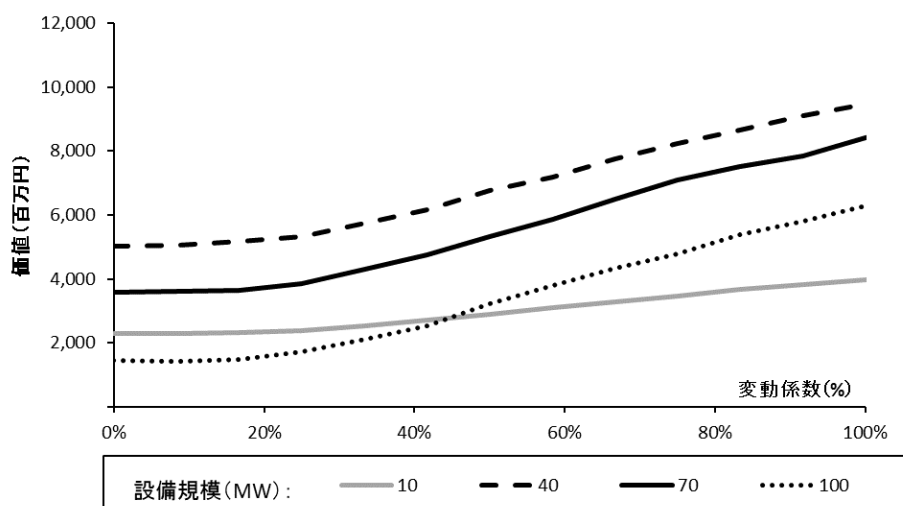


図 4-38 水素販売価格 70 円/Nm<sup>3</sup> で、水素製造設備規模 (MW) を 10、40、70、100MW、変動係数を 0～100% に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

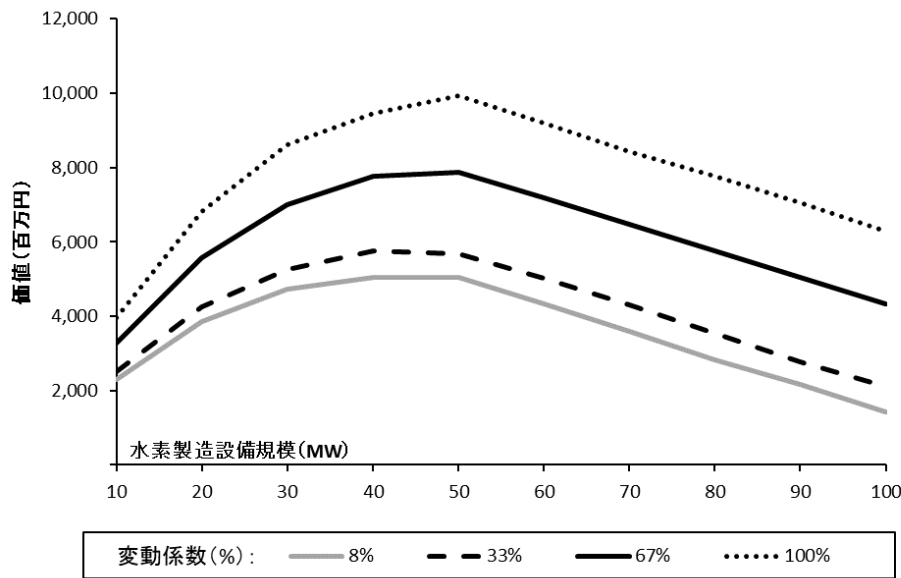


図 4-39 水素販売価格 70 円/Nm<sup>3</sup>で、変動係数を 33、53、73、100%、水素製造設備規模 (MW) を 10~100MW に変化させた $V_{d,H,q}^{(Option)}$ の感度分析結果

② kW あたりの水素製造設備単価  $p$  と変動係数  $d$  の感度分析結果

kW あたりの水素製造設備単価  $p$  は、技術革新によって変化するものであり、再生可能エネルギー発電事業者が選択できない変数である。変動係数と水素製造設備単価の関係を検証することで、水素製造設備の価格ターゲットを検証できる。

水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup>、水素製造設備規模 40MW として、kW あたりの水素製造設備単価と変動係数を変化させた $V_{d,H,q}^{(Option)}$ の感度分析結果を表 4-22 及び図 4-40 に示す。表 4-22 において、横軸は変動係数を、縦軸は kW あたりの設備単価の変化を示す。網掛けは収益がプラスとなる数値である。ここに示すように、変動係数が大きいほど、採算分岐点となる設備単価は高くなる。すなわち高い水素製造設備単価の条件下でも採算を得やすくなる。現在は水素製造設備の市場価格は決まっていない。また、水素販売価格も定まっているわけではない。水素販売価格を 50 円/Nm<sup>3</sup> と仮定し、水素製造設備単価を蓄電設備と同等の 50 千円/kW とした場合には、変動係数は少なくとも 42% 以上である必要がある。変動係数が 100% であっても、水素製造設備単価が 110 千円/kW 以上であると採算に合わないことになる。

ただし、実際には水素製造設備価格の価格ターゲットへのインパクトは、変動係数よりも水素販売価格の方がより大きい。なお、水素製造設備と水素販売価格の感度分析結果については、後述「⑥水素販売価格  $H$  と水素製造設備単価  $p$  の感度分析結果」において示す。

表 4-22 水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup>、水素製造設備規模 40MW で、kW あたりの水素製造設備単価を 10~150 千円/kW、変動係数を 0~100% に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

		変動係数												
		0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%
kWあたりの 設備単価 (千円/kW)	10	-577	29	693	1,340	1,968	2,595	3,149	3,675	4,190	4,679	5,120	5,564	5,837
	20	-1,154	-557	112	764	1,357	1,989	2,579	3,151	3,584	4,070	4,557	4,976	5,343
	30	-1,730	-1,131	-472	188	842	1,415	1,993	2,537	3,108	3,527	3,985	4,418	4,807
	40	-2,307	-1,704	-1,044	-381	265	864	1,430	1,988	2,457	2,932	3,382	3,841	4,193
	50	-2,884	-2,281	-1,613	-954	-325	259	850	1,390	1,898	2,355	2,829	3,238	3,612
	60	-3,461	-2,868	-2,182	-1,542	-900	-289	233	806	1,330	1,824	2,236	2,667	3,031
	70	-4,038	-3,433	-2,780	-2,145	-1,484	-901	-321	231	772	1,215	1,708	2,074	2,460
	80	-4,615	-4,013	-3,360	-2,684	-2,075	-1,487	-898	-363	154	614	1,133	1,549	1,908
	90	-5,191	-4,586	-3,921	-3,293	-2,665	-2,049	-1,496	-932	-438	44	455	931	1,273
	100	-5,768	-5,172	-4,501	-3,845	-3,199	-2,628	-2,020	-1,516	-1,023	-493	-113	377	750
	110	-6,345	-5,747	-5,076	-4,422	-3,804	-3,163	-2,657	-2,090	-1,590	-1,079	-624	-168	210
	120	-6,922	-6,320	-5,655	-4,986	-4,340	-3,764	-3,200	-2,658	-2,136	-1,663	-1,223	-826	-439
	130	-7,499	-6,894	-6,240	-5,604	-4,975	-4,337	-3,772	-3,219	-2,721	-2,223	-1,815	-1,445	-999
	140	-8,075	-7,478	-6,806	-6,157	-5,525	-4,920	-4,366	-3,810	-3,331	-2,828	-2,414	-1,976	-1,536
	150	-8,652	-8,045	-7,379	-6,729	-6,090	-5,518	-4,930	-4,376	-3,869	-3,407	-2,930	-2,559	-2,153

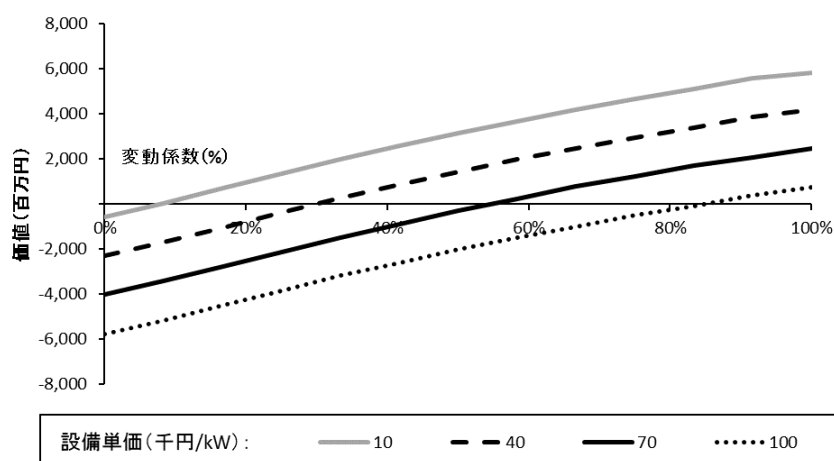


図 4-40 水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup>、水素製造設備規模 40MW で、kW あたりの水素製造設備単価を 10、50、100、150 千円/kW、変動係数を 0~100% に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

### ③ 発電原価 $K$ と変動係数 $d$ の感度分析結果

風力発電の発電原価  $K$  は、風力発電設備の単価、発電効率、運転年数(耐用年数)といった技術革新によって決定されるため、再生可能エネルギー発電事業者が選択できない変数である。ただし、どのような技術の風力発電設備をいつのタイミングで導入するかについては、再生可能エネルギー発電事業者事業者が選択することができる。技術革新によって大型化に伴う発電効率の向上や、設備のコストダウンが図られているため、中長期的に発電原価は低減していくとみられている。

発電原価と変動係数を変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果を表 4-23 と図 4-41 に示す。

表 4-23 において、横軸は変動係数を、縦軸は発電原価の変化を示す。網掛けは収益がプラスとなる数値である。ここに示すように、発電原価が変化しても、同じ変動係数であれば $V_{d,H,q}^{(Option)}$ の値は同じになる。これは、(数式 4-25) に示したように、水素製造設備を導入した再生可能エネルギー発電事業者が売電を選択するか、水素製造を選択するか  
の判断を、変動する電力価格 $y_t$ と kWh あたりの水素販売価格 $H^{(kWh)}$ の比較によって行  
っているため、発電原価の変化が $R_t^{(Hy)}$ における売電と水素製造のタイミング選択に影  
響を与えないためである。(数式 4-28) に示したように、 $V_{d,H,q}^{(option)}$ は、事業期間中の $R_t^{(Hy)}$   
の繰り返しの価値 $V_{d,H,q}^{(Hy)}$ と、 $R_t^{(Wi)}$ の繰り返しの価値 $V_{d,H,q}^{(Wi)}$ との差であるため、結果的に発  
電原価の変化は $V_{d,H,q}^{(option)}$ に影響を与えないことになる。

このことは、再生可能エネルギー発電事業者は、どのような発電原価であっても、  
他の要素が充足すれば水素製造設備導入オプションを行使することを示している。

表 4-23 水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup>、水素製造設備規模 40MW で、発電原価を 5~20  
円 /kWh、変動係数を 0~100%に変化させた $V_{d,H,q}^{(Option)}$ の感度分析結果

	変動係数															
	0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%	108%	117%	125%
5	-2.884	-2.284	-1.621	-981	-329	268	850	1,356	1,888	2,398	2,824	3,243	3,624	3,980	4,285	4,573
6	-2.884	-2.285	-1.614	-966	-318	234	855	1,392	1,907	2,434	2,795	3,260	3,643	3,955	4,261	4,660
7	-2.884	-2.281	-1.609	-958	-365	321	858	1,410	1,900	2,369	2,752	3,232	3,623	4,028	4,253	4,605
8	-2.884	-2.286	-1.634	-957	-364	259	839	1,398	1,891	2,413	2,820	3,196	3,606	3,974	4,300	4,588
9	-2.884	-2.287	-1.614	-970	-331	268	861	1,392	1,903	2,350	2,837	3,246	3,646	4,004	4,302	4,637
10	-2.884	-2.285	-1.627	-964	-321	271	863	1,345	1,872	2,349	2,820	3,153	3,616	4,002	4,312	4,670
11	-2.884	-2.287	-1.620	-967	-328	246	876	1,364	1,955	2,357	2,820	3,251	3,660	3,940	4,355	4,581
12	-2.884	-2.284	-1.623	-968	-334	262	853	1,409	1,885	2,395	2,831	3,208	3,608	3,963	4,347	4,636
13	-2.884	-2.287	-1.612	-948	-343	282	855	1,374	1,911	2,399	2,826	3,195	3,679	4,070	4,340	4,635
14	-2.884	-2.287	-1.632	-951	-313	256	861	1,367	1,928	2,400	2,789	3,300	3,624	4,004	4,282	4,663
15	-2.884	-2.288	-1.618	-974	-320	263	831	1,411	1,923	2,314	2,787	3,218	3,656	3,933	4,332	4,667
16	-2.884	-2.290	-1.618	-971	-329	254	864	1,362	1,868	2,337	2,802	3,253	3,663	3,965	4,323	4,614
17	-2.884	-2.286	-1.616	-959	-296	250	856	1,414	1,916	2,374	2,790	3,206	3,611	3,999	4,383	4,702
18	-2.884	-2.279	-1.609	-973	-321	228	819	1,363	1,916	2,329	2,795	3,240	3,634	3,946	4,337	4,642
19	-2.884	-2.287	-1.622	-960	-365	279	853	1,426	1,895	2,316	2,789	3,229	3,642	4,006	4,314	4,637
20	-2.884	-2.283	-1.608	-970	-340	262	844	1,368	1,864	2,401	2,826	3,254	3,605	3,990	4,311	4,680

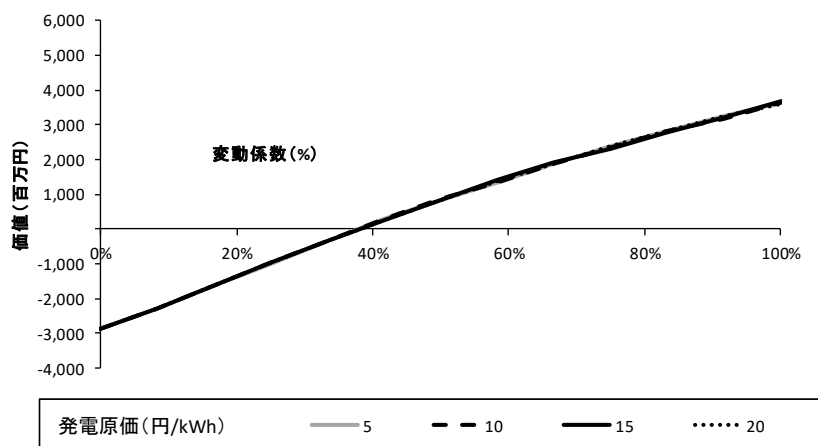


図 4-41 水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup>、水素製造設備規模 40MW で、発電原価を 5、  
10、15、20 円 /kWh、変動係数を 0~100%に変化させた $V_{d,H,q}^{(Option)}$ の感度分析結果  
(注：4 つの線は重なっている)

④ 水素販売価格  $H$  と変動係数  $d$  の感度分析結果

水素販売価格  $H$  は制度や市場動向によって変化するものであり、再生可能エネルギー一発電事業者が選択できない変数である。変動係数と水素販売価格の関係を検証することで、水素販売価格の価格ターゲットを検証することができる。

水素販売価格と変動係数と変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果を表 4-24 及び図 4-42 に示す。表 4-24 において、横軸は変動係数を、縦軸は水素販売価格の変化を示す。網掛けは収益がプラスとなる数値である。変動係数が採算分岐点に寄与するのは、水素販売価格が 40～50 円/Nm<sup>3</sup> のケースである。水素販売価格が 30 円/Nm<sup>3</sup> 以下の場合には、変動係数が 100% であっても、採算が合わないことになる。一方、水素販売価格が 60 円/Nm<sup>3</sup> 以上の場合には、売電価格と比較して水素販売価格が十分に高いため、仮に変動係数が 0% であっても水素販売価格が売電価格を上回ることになり、追加的価値はプラスになる。

このことにより、「水素製造設備導入オプション」において、変動係数の変化は、水素販売価格が 40～50 円/Nm<sup>3</sup> の場合に再生可能エネルギー発電事業者の意思決定に最もインパクトを持つことがわかる。

表 4-24 水素製造設備規模 40MW で、水素販売価格を 10～150 円/Nm<sup>3</sup>、変動係数を 0～100% に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

		変動係数												
		0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%
水素販売 価格 (円/Nm <sup>3</sup> )	10	-2.884	-2.884	-2.884	-2.884	-2.884	-2.884	-2.884	-2.882	-2.878	-2.868	-2.857	-2.838	-2.813
	20	-2.884	-2.884	-2.884	-2.884	-2.882	-2.866	-2.828	-2.764	-2.674	-2.569	-2.454	-2.319	-2.205
	30	-2.884	-2.884	-2.883	-2.861	-2.766	-2.603	-2.374	-2.134	-1.862	-1.601	-1.359	-1.085	-852
	40	-2.884	-2.883	-2.778	-2.465	-2.062	-1.623	-1.183	-746	-334	50	453	805	1,149
	50	-2.884	-2.283	-1.613	-969	-309	279	846	1,413	1,920	2,378	2,864	3,231	3,605
	60	1,018	1,035	1,303	1,785	2,379	2,936	3,544	4,100	4,629	5,144	5,580	6,027	6,498
	70	5,042	5,066	5,131	5,314	5,713	6,192	6,695	7,231	7,695	8,259	8,702	9,184	9,623
	80	9,152	9,118	9,171	9,266	9,496	9,795	10,230	10,588	11,080	11,569	12,033	12,425	12,917
	90	13,365	13,258	13,180	13,282	13,357	13,569	13,865	14,202	14,694	15,157	15,543	15,871	16,267
	100	17,293	17,283	17,234	17,322	17,285	17,344	17,899	17,925	18,465	18,717	19,146	19,512	19,862
	110	21,277	21,266	21,556	21,296	21,312	21,497	21,519	21,752	22,158	22,531	22,915	23,449	23,655
	120	25,375	25,554	25,384	25,407	25,369	25,385	25,766	25,814	26,124	26,395	26,665	26,978	27,378
	130	29,504	29,556	29,467	29,480	29,304	29,564	29,549	29,866	30,112	30,299	30,429	30,753	31,037
	140	33,429	33,480	33,518	33,601	33,491	33,545	33,643	33,702	34,031	34,151	34,271	34,593	35,110
	150	37,277	37,604	37,588	37,610	37,631	37,547	37,471	37,723	37,887	37,895	38,323	38,584	38,651

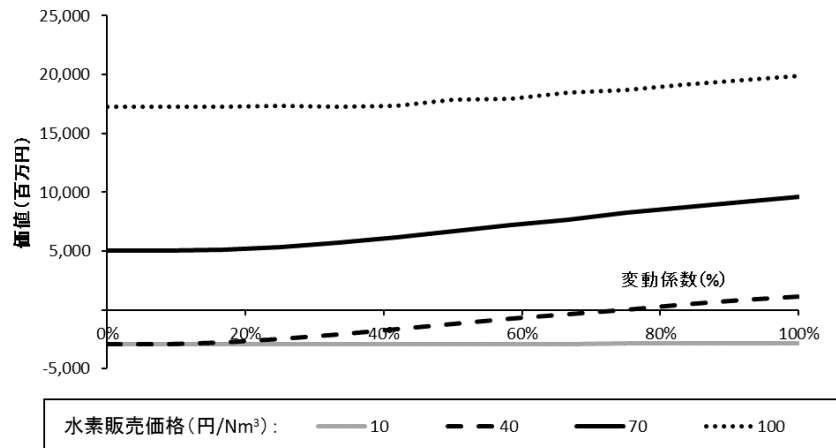


図 4-42 水素製造設備規模 40MW で、水素販売価格を 10、40、70、100 円/Nm<sup>3</sup>、変動係数を 0~100% に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

⑤ 水素販売価格  $H$  と水素製造設備規模  $q$  の感度分析結果

水素販売価格  $H$  は制度設計や市場動向によって変化するものであり、再生可能エネルギー発電事業者が選択できない変数である。一方、 $q$  の水素製造設備規模については、再生可能エネルギー発電事業者が選択できる要素である。再生可能エネルギー発電事業者は、価値が最大となる水素製造設備規模を選択することになる。

変動係数 100% で、水素販売価格と水素製造設備規模を変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果を表 4-25、図 4-43 に示す。表 4-25 において、横軸は水素製造設備規模を、縦軸は水素販売価格の変化を示す。網掛けは収益がプラスとなる数値である。水素販売価格が大きいほど、価値が大きくなる。水素販売価格が 50 円/Nm<sup>3</sup> 以下であれば、最も  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の価値が高まる水素製造設備規模の最適点は、風力発電の規模と同規模よりも小さい規模になる。60 円/Nm<sup>3</sup> を超えると、水素製造設備規模は風力発電の規模と 50MW 周辺となる。この理由としては、水素販売価格が小さい場合には、「売電/水素選択オプション」の価値が小さくなるため、水素製造設備規模が大きくなると、収益増加分で水素製造設備の導入費用をまかなえないためである。

表 4-25 変動係数 100%で、水素製造設備規模を 10~100MW、水素販売価格を 10~150 円/Nm<sup>3</sup> に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

		水素製造設備規模 (MW)									
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
水素販売価格 (円/Nm <sup>3</sup> )	10	-695	-1,395	-2,102	-2,813	-3,528	-4,250	-4,970	-5,694	-6,412	-7,134
	20	-463	-989	-1,568	-2,217	-2,848	-3,581	-4,308	-5,026	-5,747	-6,470
	30	48	-85	-402	-846	-1,400	-2,092	-2,836	-3,550	-4,283	-4,976
	40	793	1,247	1,320	1,128	755	17	-709	-1,419	-2,149	-2,800
	50	1,722	2,883	3,486	3,647	3,445	2,736	2,016	1,330	512	-140
	60	2,806	4,725	5,914	6,442	6,581	5,769	5,117	4,286	3,674	2,918
	70	3,965	6,793	8,550	9,536	9,822	9,240	8,454	7,716	6,943	6,289
	80	5,255	9,009	11,486	12,896	13,477	12,651	12,027	11,316	10,597	9,798
	90	6,522	11,369	14,402	16,291	17,267	16,611	15,792	14,939	14,413	13,429
	100	7,848	13,629	17,635	19,945	21,195	20,367	19,776	18,955	18,273	17,523
	110	9,239	16,143	20,664	23,503	25,176	24,294	23,735	22,856	22,111	21,452
	120	10,660	18,530	23,953	27,409	29,016	28,540	27,686	26,895	26,158	25,474
	130	12,084	21,081	27,135	31,146	33,058	32,596	31,894	31,158	30,154	29,458
	140	13,534	23,626	30,737	34,899	37,341	36,532	35,894	35,275	34,471	33,741
	150	15,056	26,164	33,842	38,788	41,783	40,802	40,153	39,651	38,775	37,974

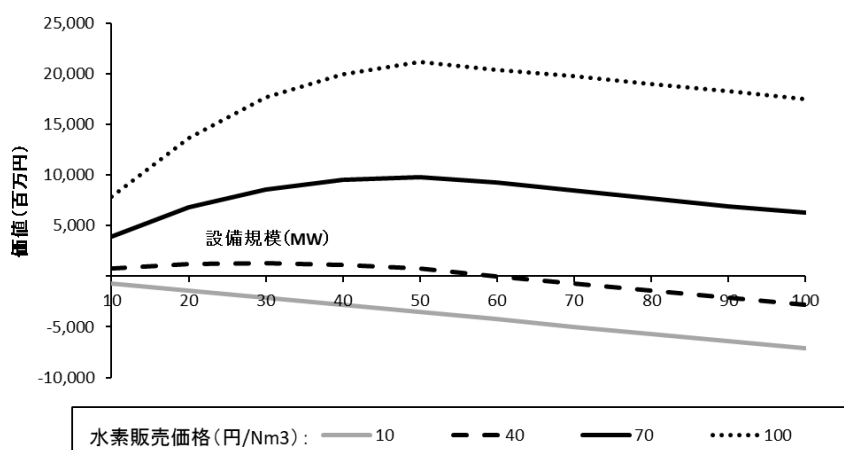


図 4-43 変動係数 100%で、水素販売価格を 10、40、70、100 円/Nm<sup>3</sup>、水素製造設備規模を 10~100MW に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

⑥ 水素販売価格  $H$  と水素製造設備単価  $p$  の感度分析結果

水素販売価格  $H$  は制度や市場動向によって変化するものであり、再生可能エネルギー発電事業者が選択できない変数である。また、kW あたりの水素製造設備単価  $p$  は、技術革新によって変化するものであり、再生可能エネルギー発電事業者が選択できない変数である。

変動係数 100%で、水素販売価格を 10~150 円/Nm<sup>3</sup>、kW あたりの水素製造設備単価を 10~150 千円/kW に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果を表 4-26 及び図 4-44 に示す。表 4-26 において、横軸は kW あたりの水素製造設備単価、縦軸は水素販売価格の変化を示す。網掛けは収益がプラスとなる数値である。水素販売価格が高い、または水素設備単価が低いほど  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の価値は高まる。将来的に実際の水素販売価格が 50 円

/Nm<sup>3</sup>近辺で定まってくると想定した場合、水素製造設備単価は 110 千円/kW 以下となる必要がある。一方、水素販売価格が 60 円/Nm<sup>3</sup> 以上であれば、水素製造設備単価が 150 千円/kW であっても採算ラインに乗ることになる。

表 4-26 水素製造設備規模 40MW、変動係数 100%で、水素販売価格を 10~150 円/Nm<sup>3</sup>、kW あたりの水素製造設備単価を 10~150 千円/kW に変化させた $V_{d,H,q}^{(Option)}$ の感度分析結果

		kWあたりの設備単価(千円/kW)														
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
水素販売 価格 (円/Nm <sup>3</sup> )	10	-508	-1,085	-1,661	-2,236	-2,815	-3,391	-3,968	-4,544	-5,120	-5,697	-6,276	-6,851	-7,428	-8,004	-8,581
	20	100	-477	-1,050	-1,617	-2,197	-2,772	-3,352	-3,930	-4,506	-5,077	-5,671	-6,246	-6,811	-7,382	-7,979
	30	1,472	897	311	-299	-863	-1,447	-2,006	-2,582	-3,167	-3,708	-4,300	-4,876	-5,457	-6,032	-6,609
	40	3,447	2,868	2,307	1,770	1,147	622	-10	-565	-1,155	-1,715	-2,323	-2,884	-3,485	-3,978	-4,610
	50	5,882	5,317	4,790	4,262	3,669	3,055	2,566	1,909	1,240	725	202	-360	-1,046	-1,626	-2,173
	60	8,798	8,209	7,565	7,040	6,448	5,861	5,306	4,716	4,130	3,500	2,949	2,376	1,798	1,276	665
	70	11,921	11,294	10,752	10,212	9,530	9,025	8,410	7,796	7,211	6,714	6,106	5,489	4,908	4,315	3,937
	80	15,275	14,542	13,896	13,367	12,792	12,270	11,745	11,113	10,592	9,909	9,431	8,854	8,312	7,480	7,242
	90	18,745	18,127	17,459	16,886	16,326	15,716	15,090	14,600	14,051	13,507	12,860	12,306	11,760	11,051	10,591
	100	22,201	21,598	21,073	20,395	19,977	19,210	18,763	18,262	17,476	17,005	16,575	15,849	15,319	14,662	14,191
	110	25,809	25,354	24,778	23,991	23,621	22,989	22,466	21,881	21,228	20,788	20,209	19,584	18,813	18,297	17,826
	120	29,463	28,970	28,384	27,958	27,389	26,649	26,140	25,683	24,928	24,457	23,854	23,356	22,673	22,177	21,401
	130	33,529	32,768	32,465	31,672	31,311	30,667	29,893	29,401	28,630	28,201	27,595	27,029	26,471	25,733	25,315
	140	37,444	36,580	36,036	35,750	35,102	34,469	33,740	33,354	32,572	32,059	31,531	31,015	30,502	29,756	29,136
	150	41,193	40,537	40,276	39,510	38,936	38,239	37,697	37,071	36,666	36,062	35,442	34,752	34,369	33,740	33,090

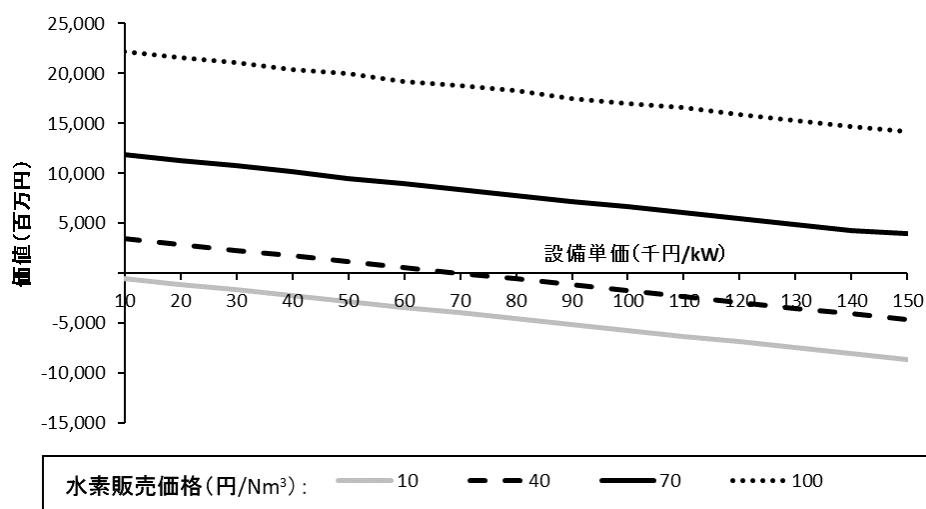


図 4-44 水素製造設備規模 40MW、変動係数 100%で、水素販売価格を 10、40、70、100 円/Nm<sup>3</sup>、kW あたりの水素製造設備単価を 10~150 千円/kW に変化させた $V_{d,H,q}^{(Option)}$ の感度分析結果

変動係数が小さくなれば、採算分岐点となる水素販売価格や設備単価はより条件が厳しくなる。変動係数 33%で、同様の条件で変化させた $V_{d,H,q}^{(Option)}$ の感度分析結果を表 4-27 及び図 4-45 に示す。水素販売価格が 50 円/Nm<sup>3</sup> 近辺で定まってくると想定した場合、設備単価は 40 千円/kW 以下となる必要がある。一方、水素販売価格が 80 円/Nm<sup>3</sup> 以上であれば、設備単価が 150 千円/kW であっても採算ラインに乗ることになる。



表 4-27 水素製造設備規模 40MW、変動係数 33%で、水素販売価格を 10~150 円/Nm<sup>3</sup>、kW あたりの水素製造設備単価を 10~150 千円/kW に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

		kWあたりの設備単価(千円/kW)														
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
水素販売 価格 (円/Nm <sup>3</sup> )	10	-577	-1,154	-1,730	-2,307	-2,884	-3,461	-4,038	-4,615	-5,191	-5,768	-6,345	-6,922	-7,499	-8,075	-8,652
	20	-574	-1,151	-1,727	-2,304	-2,881	-3,459	-4,035	-4,612	-5,189	-5,765	-6,342	-6,919	-7,496	-8,072	-8,649
	30	-453	-1,036	-1,611	-2,185	-2,766	-3,341	-3,921	-4,498	-5,072	-5,651	-6,230	-6,799	-7,378	-7,959	-8,532
	40	254	-327	-912	-1,481	-2,065	-2,644	-3,213	-3,795	-4,362	-4,929	-5,522	-6,101	-6,667	-7,262	-7,832
	50	1,969	1,362	839	268	-328	-899	-1,492	-2,033	-2,633	-3,226	-3,798	-4,386	-4,956	-5,528	-6,115
	60	4,675	4,106	3,492	3,004	2,338	1,754	1,221	664	24	-521	-1,072	-1,692	-2,308	-2,800	-3,405
	70	8,071	7,408	6,897	6,275	5,704	5,143	4,555	3,982	3,396	2,844	2,248	1,617	1,108	526	-61
	80	11,847	11,165	10,605	10,015	9,442	8,894	8,234	7,674	7,091	6,585	5,978	5,450	4,911	4,287	3,643
	90	15,708	15,114	14,438	13,880	13,353	12,822	12,175	11,589	11,008	10,515	9,817	9,318	8,744	8,158	7,540
	100	19,624	19,137	18,507	17,881	17,304	16,699	16,144	15,643	15,040	14,450	13,895	13,274	12,706	12,292	11,513
	110	23,599	23,174	22,487	21,987	21,336	20,738	20,134	19,507	18,993	18,571	17,844	17,292	16,803	16,151	15,551
	120	27,670	27,125	26,614	25,847	25,281	24,867	24,184	23,733	23,048	22,536	21,809	21,394	20,811	20,210	19,716
	130	31,789	31,232	30,648	30,093	29,475	28,938	28,300	27,729	27,171	26,657	26,045	25,492	24,901	24,268	23,699
	140	35,845	35,238	34,474	34,099	33,450	33,085	32,289	31,643	31,231	30,673	29,992	29,615	29,001	28,414	27,727
	150	39,869	39,301	38,741	38,127	37,566	37,113	36,298	35,679	35,427	34,869	34,154	33,235	33,064	32,264	31,952

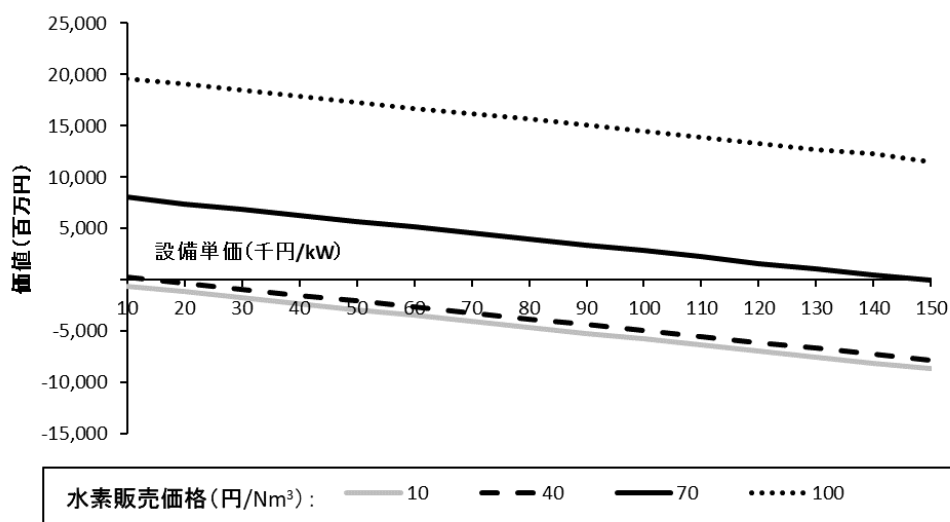


図 4-45 水素製造設備規模 40MW、変動係数 33%で、水素販売価格を 10、40、70、100 円/Nm<sup>3</sup>、kW あたりの水素製造設備単価を 10~150 千円/kW に変化させた  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の感度分析結果

#### (4) 小括

ダイナミックプライシングの下において、再生可能エネルギー発電事業者が得る追加的価値 $V_{d,H,q}^{(Option)}$ を決める要素を分解し、その影響度合いを検証した。「水素製造設備導入オプション」の価値に影響を与える要素を図 4-46 に整理する。

前節の 4.2.5 に示した蓄電設備では、電力価格変動幅（変動係数）が価値の変化に影響を与えた。本項で検証した水素製造設備を導入する場合には、電力価格変動幅による影響に加えて、水素販売価格も価値に影響を与える。本項では、変動係数  $d$  に加えて水素販売価格  $H$  と水素製造設備規模  $q$ 、kW あたりの水素製造設備単価  $p$ 、発電原価  $K$  との関係性について検証し、それらの要素の変化が価値の変化に与える影響度合いについて検証した。

水素製造設備規模  $q$  と変動係数  $d$  の関係では、適切な水素製造設備の規模は水素販売価格によって変化することが示された。水素製造設備単価  $p$  と変動係数  $d$  の関係では、変動係数の変化は、水素製造設備単価の価格ターゲットへのインパクトはあるものの、相対的には水素販売価格の影響よりも影響度合いが小さいことが示唆された。発電原価  $K$  と変動係数  $d$  との関係では、 $K$  の変化は $V_{d,H,q}^{(Option)}$  に影響を与えないことが示された。水素販売価格  $H$  と変動係数  $d$  の関係では、変動係数が採算分岐点に影響を与えるのは、特に水素販売価格が 40～50 円/Nm<sup>3</sup> の間で設定されたケースであることが示された。水素販売価格  $H$  と水素製造設備単価  $p$  との関係では、水素販売価格が高い、または水素設備単価が低いほど $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の価値は高まることが示された。また、変動係数  $d$  が小さくなれば、採算分岐点となる水素販売価格  $H$  や設備単価  $p$  はより条件が厳しくなることが示された。

水素製造設備規模  $q$  は再生可能エネルギー発電事業者が自ら選択できる要素である。再生可能エネルギー発電事業者は、電力価格変動幅と水素販売価格を見極めながらリスクとリターンを勘案して、水素製造設備の規模を決定することになる。発電原価  $K$  の変化は、 $V_{d,H,q}^{(Option)}$  に影響を与えないため、再生可能エネルギー発電事業者の意思決定に影響を与えないことになる。

一方、水素製造設備単価  $p$  については、技術開発動向によって決定され、再生可能エネルギー発電事業者が選択できない要素である。水素製造設備単価  $p$  は技術開発の進展によって、時間を追うごとにリニアに下落していく方向性にある。再生可能エネルギー発電事業者は、水素製造設備単価が十分に低くなるタイミングを待って水素製造設備導入を行うことになる。また、水素販売価格  $H$  についても、市場動向や政策によって決定され、再生可能エネルギー発電事業者が選択できない要素である。水素販売価格については、石油・石炭・天然ガスという化石燃料と違って、まだ市場が形成されていないため、今後政策的に決定することになる。水素販売価格決定の考え方については、5.2.3 に示す。ダイナミックプライシングの存在により、再生可能エネルギー発電事業者は、電力価格変動幅や水素販売価格を観察しながら、水素製造設備の技術開発動向を

勘案し、水素製造設備を導入することになる。

水素製造設備単価  $p$  の検証結果によると、変動係数が 100%、水素販売価格 50 円/Nm<sup>3</sup>であった場合に採算ラインに乗る水素製造設備単価は 110 千円/kW 以下である。また、水素販売価格 40 円/Nm<sup>3</sup>であった場合では 60 千円/kW 以下である。日本政府の「燃料電池・水素技術開発ロードマップ」[108]では、2020~2030 年時点での水素製造設備（固体高分子水電解）の価格ターゲットは 300~600 千円/Nm<sup>3</sup>/h と設定されている。水素変換効率をケーススタディの前提条件の 0.238Nm<sup>3</sup>/kWh で合わせると、kW あたりの水素製造設備単価は約 70~140 千円/kW となるため、今後の技術開発動向と水素販売価格次第では現実味がある価格帯であると考えられる。

変動係数  $d$  及び水素販売価格  $H$  については、再生可能エネルギー発電事業者が決定できない外部環境であるが、再生可能エネルギー発電事業者は変動係数  $d$  が十分大きくなるか、水素販売価格  $H$  が十分に高くなったタイミングにおいて適正な水素製造設備規模で「水素製造設備導入オプション」を行使することにより、事業価値を向上させることができる。このように、不確実性のある変動係数  $d$  または水素販売価格  $H$  に対する再生可能エネルギー発電事業者の対応としては、事業価値を採算分岐点に乗るまで「水素製造設備導入オプション」の行使タイミングを延期する「延期オプション」のリアルオプションによるリスクへの対応方法がある。

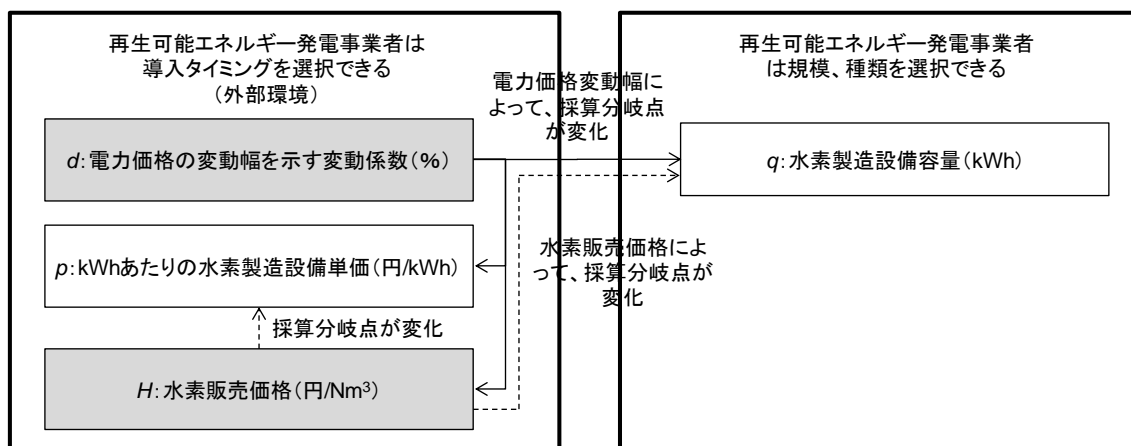


図 4-46 「水素製造設備導入オプション」の価値に関連する要素の整理 (事業オプションの行使タイミングに関わる変数を灰色で示している)

#### 4.3.6 二項格子モデルによる「延期オプション」のリアルオプション価値の検証

4.3.5 (4) に示したように、再生可能エネルギー発電事業者は、外部環境である電力価格変動幅の変化及び水素販売価格の変化に対しては、水素製造設備の導入タイミングを選択することで、リスクへの対応を行う。電力価格変動幅の変化または水素販売価格の変化に伴う「水素製造設備導入オプション」の価値変化の傾向を把握することで、仮定を置いて原資産、満期、およびボラティリティを設定すれば、これらの変動状況を観察して水素製造設備の導入時期を選択する「延期オプション」の価値について、リアルオプション分析を行うことができる。4.3.4 のケーススタディの結果を基に、二項格子モデルを用いた「延期オプション」の検証方法についての考察を行った。

なお、 $S_0$ 、 $X$ 、 $\sigma$ 、 $rf$ 、 $T$  の定義は、前節の 4.2.6 に準じる。

##### (1) 電力価格変動幅の変化と水素製造設備導入オプションの行使タイミング

二項格子モデルの適用が適切であるのは、事業採算性の可否が不確実で事業オプションの行使のタイミングを見極める必要があるケースに対してである。例えば表 4-24 において、水素販売価格が 60 円を超える場合には、変動係数がいくつであってもペイオフがプラスとなるため、変動係数に関わらず、すぐに水素製造設備を導入できる。一方で水素販売価格が 40~50 円/Nm<sup>3</sup> の場合には、変動係数次第で価値がプラスになるかマイナスになるか決まる。この場合には、変動係数が大きくなるのを待って「水素製造設備導入オプション」の行使タイミングを決めるため、「延期オプション」のリアルオプションの価値を二項格子モデルで評価することが可能である。

ここでは、水素販売価格が 40 円/Nm<sup>3</sup> のケースについての試算を行った。

原資産 ( $S_0$ ) は (数式 4-30) における  $V_{d,H,q}^{(BDO)}$ 、行使価格 ( $X$ ) は  $I_q$  と考えることができる。原資産 ( $S_0$ )、ボラティリティ ( $\sigma$ )、行使期間の数値については、ここでは任意に設定する。行使期間は風力発電の耐用年数と水素製造設備の耐用年数を鑑みて 10 年と設定する。原資産  $S_0$  を変動係数 50%、水素販売価格 40 円/Nm<sup>3</sup>、水素製造設備規模 40MW の初期投資控除前の追加的価値  $V_{50\%,40円,40MW}^{(BDO)}$  とし、行使期間の 10 年後までに、表 4-28 のように変動係数 0% ( $V_{0\%,40円,40MW}^{(BDO)}$ ) から変動係数 100% ( $V_{100\%,40円,40MW}^{(BDO)}$ ) の間で変化する可能性があるとして設定した。 $S_0$  を 1,706 百万円、ボラティリティを 9% に設定した場合、原資産の格子展開は図 4-24 のようになり、この範囲に近い形での価値の広がりになる。リアルオプション分析において設定した数値のまとめは表 4-29 の通りである。

再生可能エネルギー発電事業者は、風力発電事業開始後 10 年間の間の任意の時点で、行使価格  $X$  を支払って水素製造設備を導入することで、「売電/水素選択オプション」の追加的価値を得ることができる。これによって、水素製造設備の寿命である 15 年間に渡って、行使時点の売電価格の変動係数の  $V_{d,40円,40MW}^{(Option)} = V_{d,40円,40MW}^{(BDO)} - I_{40MW}$  の収益を得られると想定した。

表 4-28 水素販売価格 40 円/Nm<sup>3</sup>、水素製造設備規模 40MW で、変動係数を 0～

100%に変化させた場合の $V_{d,H,q}^{(Option)}$ と $V_{d,H,q}^{(BDO)}$

変動係数	0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%
$V_{d,H,q}^{(Option)}$	-2,884	-2,883	-2,771	-2,471	-2,069	-1,608	-1,178	-733	-326	108	495	821	1,140
$V_{d,H,q}^{(BDO)}$	0	1	113	413	815	1,277	1,706	2,151	2,558	2,992	3,379	3,705	4,024

表 4-29 二項格子モデルにおいて設定した数値

$S_0$ : 原資産の現在価値	$V_{50\%,40円,40MW}^{(BDO)} = 1,706$ (百万円)
X : オプション実行費用の現在価値 (行使価格)	$I_{40MW} = 2,884$ (百万円)
$\sigma$ : %で表した原資産フリーキャッシュフロー収益率の自然対数ボラティリティ	9%
rf : リスクフリーレート	3%
T : 満期までの期日 (行使期間)	10年

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1,706	1,867	2,042	2,235	2,445	2,676	2,928	3,203	3,505	3,835	4,196
	1,559	1,706	1,867	2,042	2,235	2,445	2,676	2,928	3,203	3,505
		1,425	1,559	1,706	1,867	2,042	2,235	2,445	2,676	2,928
			1,302	1,425	1,559	1,706	1,867	2,042	2,235	2,445
				1,190	1,302	1,425	1,559	1,706	1,867	2,042
					1,088	1,190	1,302	1,425	1,559	1,706
						994	1,088	1,190	1,302	1,425
							909	994	1,088	1,190
								830	909	994
									759	830
										0

図 4-47 原資産の格子展開 (単位 : 千円)

表 4-29 の入力値を基に、二項格子モデルで必要な値を計算すると、表 4-30 のようになる。

表 4-30 二項格子分析における計算値

S	1,706
X	2,884
rf	0.03
$\sigma$	0.090
T	10
$\Delta t$	1
u	1.0942
d	0.9139
p	0.6465
qu	0.6274
qd	0.3431

電力価格の変動が大きく（変動係数が大きく）なることで $V_{d,40 \text{ 円},40\text{MW}}^{(BDO)}$ が大きくなり、 $V_{d,40 \text{ 円},40\text{MW}}^{(BDO)} - I_{40\text{MW}} > 0$ となる場合には、行使価格 $I_{40\text{MW}}$ を支払って事業オプションを行使する。逆に売買電価格の変動は大きくなり、 $V_{d,40 \text{ 円},40\text{MW}}^{(BDO)} - I_{40\text{MW}} \leq 0$ となる場合には、事業オプションを行使しない。この場合のリアルオプション評価の格子展開は、図 4-48 のようになる。

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50	73	105	152	216	305	426	585	789	1,036	1,312
	13	19	30	47	72	111	171	263	404	621
		1	2	3	4	7	11	17	27	43
			0	0	0	0	0	0	0	0
				0	0	0	0	0	0	0
					0	0	0	0	0	0
						0	0	0	0	0
							0	0	0	0
								0	0	0
									0	0
										0

図 4-48 リアルオプション評価の格子展開

再生可能エネルギー発電事業者が電力価格の変動状況を見て「水素製造設備導入オプション」の行使タイミングを選ぶリアルオプションの価値を $V_{d,H,q}^{(RO)}$ とする。二項格子モデルの分析の結果、この事業オプションの価値は図 4-48 の 0 年時点の格子の価値となる。このケーススタディの前提条件では、

$$V_{d,40 \text{ 円},40\text{MW}}^{(RO)} = 50 \text{ 百万円}$$

となった。

一方で、このケースでの現状の 0 年目の原資産 $S_0$ である $V_{40\%,40 \text{ 円},40\text{MW}}^{(BDO)}$ で事業オプションを行使したとすると、この時の価値は以下ようになる。

$$V_{d,40 \text{ 円},40\text{MW}}^{(BDO)} - I_{40\text{MW}} = 1,706 \text{ 百万円} - 2,884 \text{ 百万円} = -1,178 \text{ 百万円}$$

このため、電力価格の変動状況を観察して水素製造設備の導入時期を選択する「延期オプション」によってもたらされた付加価値 ( $V_{d,H,q}^{(Defer)}$ とする) は以下ようになった。

$$\begin{aligned} V_{d,40 \text{ 円},40\text{MW}}^{(Defer)} &= V_{d,40 \text{ 円},40\text{MW}}^{(RO)} - (V_{d,40 \text{ 円},40\text{MW}}^{(BDO)} - I_{40\text{MW}}) = 50 \text{ 百万円} - (-1,178 \text{ 百万円}) \\ &= 1,228 \text{ 百万円} \end{aligned}$$

## (2) 水素販売価格の変化と水素製造設備導入オプションの行使タイミング

4.3.4 の結果で示されたように、「水素製造設備導入オプション」のケースでは 4. 2 で検証したプロシューマーの「蓄電設備導入オプション」のケースと異なり、電力価格変動幅が事業価値に及ぼすインパクトよりも、水素販売価格の水準が及ぼすインパクトの方が大きい。ここでは、水素販売価格が中長期において変化する場合を想定して、水素販売価格が高くなることを待って「水素製造設備導入オプション」を行使するタイミングを選ぶ「延期オプション」のリアルオプションの価値を検証する。

ここでは、電力価格の変動幅（変動係数）を 100%としたケースについての試算を行った。(1)と同様、原資産 ( $S_0$ ) は (数式 4-30) における  $V_{d,H,q}^{(BDO)}$ 、行使価格 (X) は  $I_q$  と考えることができる。原資産 ( $S_0$ )、ボラティリティ ( $\sigma$ )、行使期間の数値については、ここでは任意に設定する。行使期間は風力発電の耐用年数と水素製造設備の耐用年数を鑑みて 10 年間と設定する。原資産  $S_0$  を変動係数 100%、水素販売価格 30 円/Nm<sup>3</sup>、水素製造設備の時間あたり製造能力 40MW の初期投資控除前の追加的価値  $V_{100\%,30\text{円},40\text{MW}}^{(BDO)}$  とし、行使期間の 10 年後までに、表 4-31 のように水素販売価格が 20 円/Nm<sup>3</sup> 前後 ( $V_{100\%,20\text{円},40\text{MW}}^{(BDO)}$ ) から 70 円/Nm<sup>3</sup> 前後 ( $V_{100\%,70\text{円},40\text{MW}}^{(BDO)}$ ) の間で変化する可能性があるとして設定した。 $S_0$  を  $V_{100\%,30\text{円},40\text{MW}}^{(BDO)}$  の 2,042 百万円、ボラティリティを 15% に設定した場合、原資産の格子展開は図 4-49 のようになり、この範囲に近い形での価値の広がりになる。リアルオプション分析において設定した数値のまとめは表 4-32 の通りである。

再生可能エネルギー発電事業者は、風力発電事業開始後 10 年間の間の任意の時点で、行使価格 X を支払って水素製造設備を導入することで、「売電/水素選択オプション」の追加的価値を得ることができる。これによって、水素製造設備の寿命である 15 年間に渡って、行使時点の水素販売価格の  $V_{100\%,H,40\text{MW}}^{(Option)} = V_{100\%,H,40\text{MW}}^{(BDO)} - I_{40\text{MW}}$  の収益を得られると想定した。

表 4-31 変動係数 100%、水素製造設備規模 40MW で、水素販売価格を 20~70 円/Nm<sup>3</sup> に変化させた場合の  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  と  $V_{d,H,q}^{(BDO)}$

水素価格 (円/Nm <sup>3</sup> )	20	30	40	50	60	70
$V_{d,H,q}^{(Option)}$	-2,191	-842	1,160	3,637	6,436	9,524
$V_{d,H,q}^{(BDO)}$	693	2,042	4,044	6,521	9,320	12,409

表 4-32 二項格子モデルにおいて設定した数値

$S_0$ : 原資産の現在価値	$V_{100\%,30円,40MW}^{(BDO)} = 2,042$ (百万円)
$X$ : オプション実行費用の現在価値 (行使価格)	$I_{40MW} = 2,884$ (百万円)
$\sigma$ : %で表した原資産フリーキャッシュフロー収益率の自然対数ボラティリティ	15%
$rf$ : リスクフリーレート	3%
$T$ : 満期までの期日 (行使期間)	10年

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2,042	2,372	2,756	3,202	3,721	4,323	5,023	5,835	6,780	7,877	9,152
	1,758	2,042	2,372	2,756	3,202	3,721	4,323	5,023	5,835	6,780
		1,513	1,758	2,042	2,372	2,756	3,202	3,721	4,323	5,023
			1,302	1,513	1,758	2,042	2,372	2,756	3,202	3,721
				1,121	1,302	1,513	1,758	2,042	2,372	2,756
					965	1,121	1,302	1,513	1,758	2,042
						830	965	1,121	1,302	1,513
							715	830	965	1,121
								615	715	830
									529	615
										456

図 4-49 原資産の格子展開 (単位: 百万円)

表 4-32 の入力値を基に、二項格子モデルで必要な値を計算すると、表 4-33 のようになる。

表 4-33 二項格子分析における計算値

S	2,042
X	2,884
rf	0.03
$\sigma$	0.150
T	10
$\Delta t$	1
u	1.1618
d	0.8607
p	0.5637
qu	0.5470
qd	0.4234

水素販売価格が高くなることで、 $V_{100\%,H,40MW}^{(BDO)}$  が大きくなり、 $V_{100\%,H,40MW}^{(BDO)} - I_{40MW} > 0$  となる場合には、行使価格  $I_{40MW}$  を支払って事業オプションを行使する。逆に売買電価格の変動は大きくなり、 $V_{100\%,H,40MW}^{(BDO)} - I_{40MW} \leq 0$  となる場合には、事業オプションを行使しない。この場合のリアルオプション評価の格子展開は、図 4-50 のようになる。



0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
337	492	706	995	1,376	1,863	2,469	3,199	4,064	5,078	6,268
	162	250	381	572	842	1,211	1,697	2,306	3,036	3,896
		59	98	161	263	423	668	1,028	1,524	2,138
			12	22	41	75	137	250	458	837
				0	0	0	0	0	0	0
					0	0	0	0	0	0
						0	0	0	0	0
							0	0	0	0
								0	0	0
									0	0
										0

図 4-50 リアルオプション評価の格子展開

再生可能エネルギー発電事業者が水素販売価格の状況を見て「水素製造設備導入オプション」の行使タイミングを選ぶリアルオプションの価値を $V_{d,H,q}^{(RO)}$ とする。二項格子モデルの分析の結果、このリアルオプションの価値は図 4-50 の 0 年時点の格子の価値となる。このケーススタディの前提条件では、

$$V_{100\%,H,40MW}^{(RO)} = 337 \text{ 百万円}$$

となった。

一方で、このケースでの現状の 0 年目の原資産 $S_0$ である $V_{100\%,40 \text{ 円},40MW}^{(BDO)}$ で事業オプションを行使したとすると、この時の価値は以下ようになる。

$$V_{100\%,30 \text{ 円},40MW}^{(BDO)} - I_{40MW} = 2,042 \text{ 百万円} - 2,884 \text{ 百万円} = -842 \text{ 百万円}$$

このため、水素販売価格の状況を観察して水素製造設備の導入時期を選択する「延期オプション」によってもたらされた付加価値 ( $V_{d,H,q}^{(Defer)}$ とする) は以下ようになった。

$$\begin{aligned} V_{100\%,H,40MW}^{(Defer)} &= V_{100\%,H,40MW}^{(RO)} - (V_{100\%,30 \text{ 円},40MW}^{(BDO)} - I_{40MW}) \\ &= 337 \text{ 百万円} - (-842 \text{ 百万円}) = 1,179 \text{ 百万円} \end{aligned}$$

## 5. 考察

本章では、4章において検証した「スマートコミュニティ」の下で整備されるエネルギーインフラが再生可能エネルギー導入者（プロシューマー/再生可能エネルギー発電事業者）に与える事業オプションの価値構造分析及びケーススタディの結果から導き出される、リスク構造の変化の検証、「スマートコミュニティ」の類型と施策、「スマートコミュニティ」に関わる制度設計、及びエネルギーインフラによって成し遂げられる「スマートコミュニティ」の意義についての考察を行った。

### 5. 1 エネルギーインフラによって変わる電力システムのリスク構造の変化への示唆

#### 5.1.1 電力システムにおけるリスクの再生可能エネルギー導入者への転嫁

「スマートコミュニティ」のエネルギーインフラとダイナミックプライシングが電力システムに与える価値は、再生可能エネルギー増加による電力システムの不確実性に関するリスクを再生可能エネルギー導入者に経済的手法で転嫁できるというところにある。

再生可能エネルギーが増加することによる電力システムへのリスクは、①需要が供給限界を上回り需要に対する供給が満たないリスク、及び、②供給が需要限界を上回り供給が電力システムの受け入れ可能量を上回るリスク、の2種類がある。既往研究では主に、①の需要が供給を上回るケースについて、デマンドサイドマネジメントにて需要をシフトさせることによってリスクを回避する方法が検討されてきた[14]。一方で②の供給が需要を上回るリスクについては、特に日本では出力抑制による物理的な方法で解決されるという考え方が一般的であった。出力抑制は電力システム運用者の判断によって実施され、再生可能エネルギー事業者にとっては回避不可能なリスクになる。すなわち、電力システム全体の再生可能エネルギー普及率が増加し、電力需給バランスのギャップが増加するほど、出力抑制の可能性が高まり、再生可能エネルギー導入者にとっては予測不可能かつ回避不可能なリスクの増加になる。

ダイナミックプライシングが適用されなかった場合の、電力システム内の再生可能エネルギー導入量増加、電力需給バランスのギャップ、出力抑制の関係は図 5-1 のようなイメージになる。変動電源の再生可能エネルギー導入量が増加すると需給バランスのギャップが増加する。供給が需要を上回る時間帯が多くなった場合には、電力システムは再生可能エネルギー導入者への出力抑制割合を増加させることで、電力システムに供給される電力を減少させる。なお、逆に需要が供給限界を上回った場合には、電力需要者に対する計画停電等で需要を減少させて、供給限界に需要を合わせる。すなわち、電力システムは需給バランスの不確実性というリスクを、出力抑制という物理的手法で再生可能エネルギー導入者に転嫁することで、電力の需給バランスを合致させることになる。

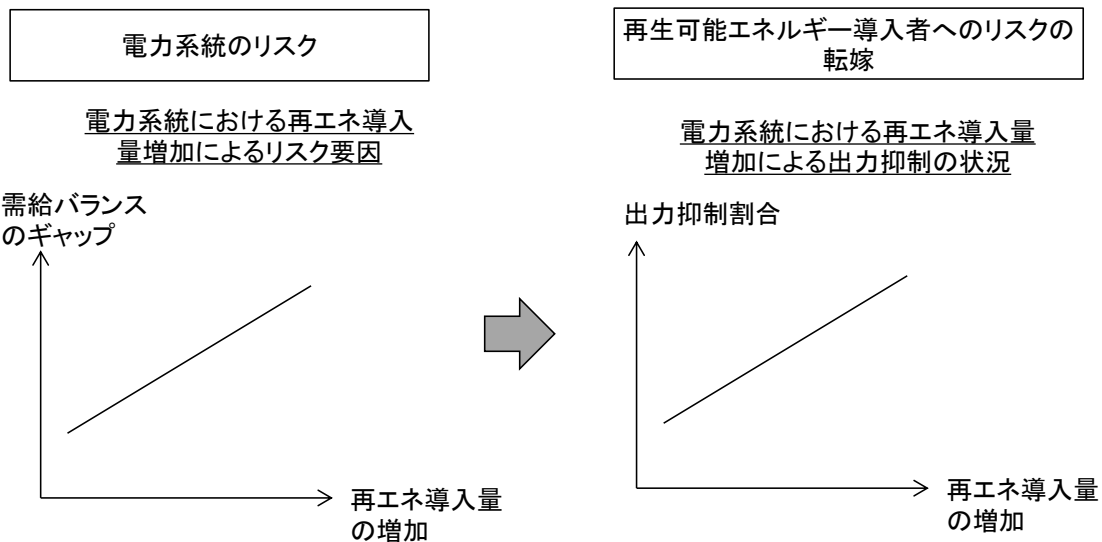


図 5-1 電力系統における再生可能エネルギー導入量増加に対応する出力抑制のイメージ

一方で、出力抑制の代わりに、ダイナミックプライシングが買電と売電の両方に適用された場合には、①と②の両方のリスクが経済的手法により、再生可能エネルギー導入者に分散される形になる。ただし、物理的に回避不可能な出力抑制とは違い、4章で示したように、再生可能エネルギー導入者にとっては、選択可能なリスクとなる。4章の分析結果では、ダイナミックプライシングの電力価格の変動幅が大きくなれば、「蓄電設備導入オプション」や「水素製造設備導入オプション」により、再生可能エネルギー導入者に対して、このリスクへの対応を行うインセンティブを与えることが示された。

ダイナミックプライシングが適用された場合の、電力系統内の再生可能エネルギー導入量増加、電力需給バランスのギャップ、電力価格の変動の関係は図 5-2 のようなイメージになる。3.3.3 に示したように、変動電源の再生可能エネルギー（風力発電、太陽光発電）の増加により電力系統における電力量の変動が大きくなるほど、電力市場での電力価格の変動幅が大きくなる。電力需給バランスのギャップが増加した場合には、電力価格変動幅が大きくなることで、プロシューマーに対しては「売電タイミングオプション」「蓄電設備導入オプション」を、再生可能エネルギー発電事業者に対しては「売電/水素選択オプション」「水素製造設備導入オプション」を行使するインセンティブが与えられることになる。すなわち、電力系統は需給バランスの不確実性というリスクを、電力変動幅の増加という経済的手法で再生可能エネルギー導入者に転嫁することで、電力の需給バランスを合致させることになる。

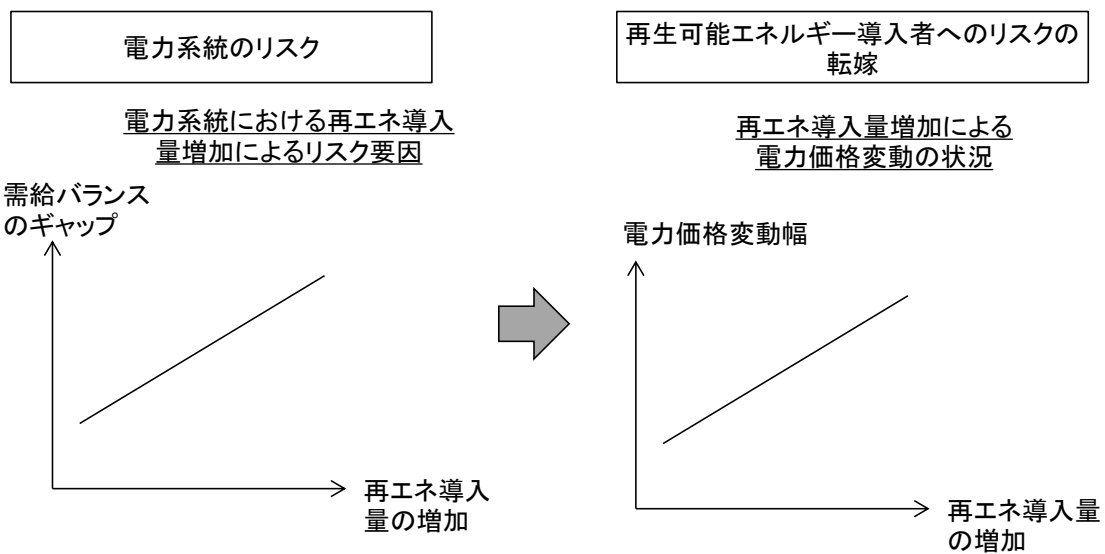


図 5-2 電力系統における再生可能エネルギー導入量増加に対応する電力価格の変動のイメージ

## 5.1.2 再生可能エネルギー導入者におけるリスクへの対応

### (1) 出力抑制による再生可能エネルギー導入者のリスク

電力系統における電力需給ギャップの調整が出力抑制によって行われた場合には、図 5-3 のような流れで、再生可能エネルギー導入量が増加するほど、再生可能エネルギー導入者が回避不可能なリスクが大きくなり、結果的に収益減少のリスクが増加する。

5.1.1 に示したように、まず電力系統内における再生可能エネルギー導入量が増加すると、電力需給バランスのギャップが大きくなる。電力需給バランスのギャップが大きくなれば、出力抑制の割合が大きくなる。これにより、電力系統において再生可能エネルギー導入量が増加すると、出力抑制割合が増加することになる。一方で、出力抑制割合が大きくなれば、再生可能エネルギー導入者にとっては、発電した電力のうち売電できない量が大きくなるため、収益が悪化する。すなわち、電力系統内の再生可能エネルギー導入量が大きくなるに従い、再生可能エネルギー導入者にとっては長期的な収益が悪化するリスクが増加することになる。出力抑制が事業採算性に及ぼす影響は、3.4.1 に示した通りである。図 5-3 左下図における「通常」の実線がこれにあたる。

再生可能エネルギー導入者は、出力抑制割合が一定量に達した場合には、蓄電設備や水素製造設備を導入することで、出力抑制される分の余剰エネルギーを利用することは可能である。蓄電設備を導入した場合には、出力抑制によって売電できなかった電力をタイミングを変えて供給することが可能となり、損失を抑えることができる。また、水素製造設備についても、出力抑制分を水素に変えて販売し、損失を抑えることができるようになる。図 5-3 左下図における「蓄電設備/水素製造設備」の点線がこれにあたる。ただし、ダイナミックプライシングによる事業オプションとは違い、電力の価値によって蓄電や水素製造のタイミングを選択するわけではないため、この場合にも「追加的価値」を得るわけではなく、出力抑制による収益の減少を抑えるだけである。なお、水素製造設備の場合には、水素販売価格によって、「蓄電設備/水素製造設備」の実線の傾きが変わる。出力抑制と余剰電力の水素への変換の構造については、3.4.4 を参照のこと。

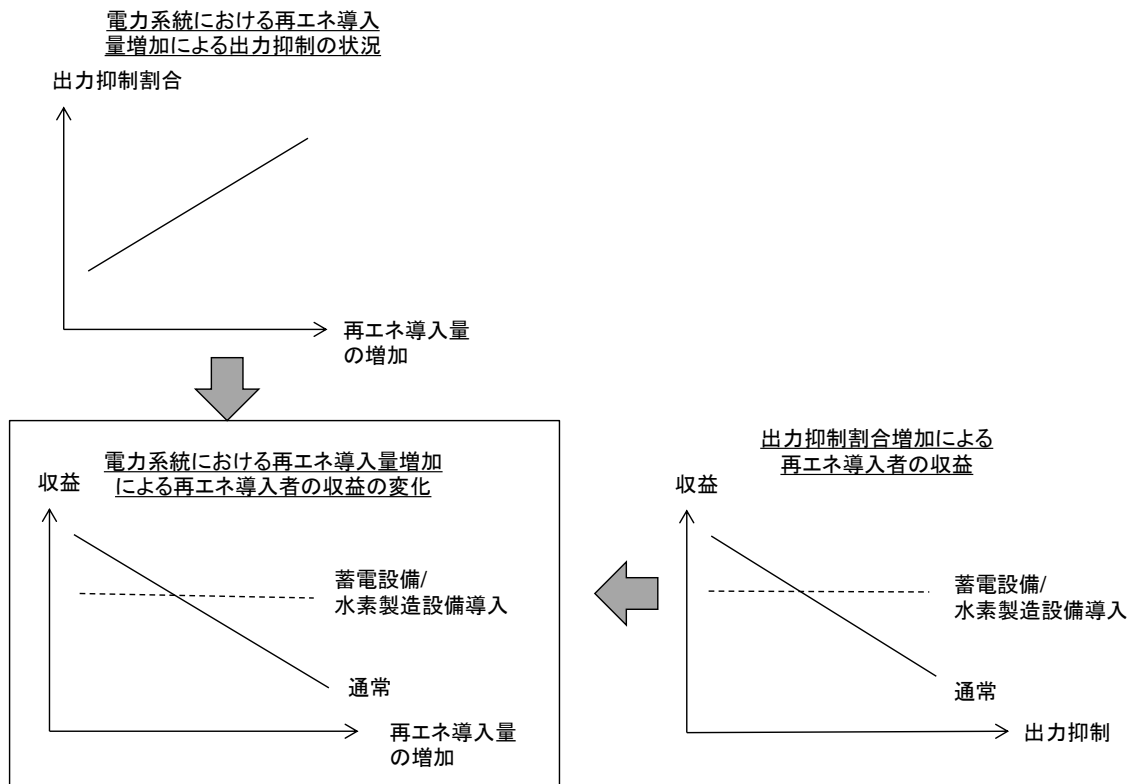


図 5-3 電力系統における再生可能エネルギー導入量増加と出力抑制による再生可能エネルギー導入者の収益の変化の構造

## (2) ダイナミックプライシングによる再生可能エネルギー導入者のリスク

出力抑制に代わり、ダイナミックプライシングによって電力需給ギャップの調整が行われた場合には、図 5-4 のような流れで、再生可能エネルギー導入量が増加するほど、電力価格変動幅の増加に伴い再生可能エネルギー導入者が持つ事業オプションの価値が高まり、最終的に収益向上の機会を得ることになる。

3.3.3 に示したように、電力系統において再生可能エネルギー導入量が増加すると、電力需給バランスのギャップが大きくなり、電力変動幅が大きくなる。一方で、4 章に示したように、「蓄電設備オプション」「水素製造設備導入オプション」を持った再生可能エネルギー導入者は、電力価格の変動幅が大きくなるほど、収益を高めることになる。この事業オプションの存在により、市場原理によるダイナミックプライシングは、再生可能エネルギー導入者にとってマネジメントできるリスクとなる。出力抑制の場合には電力需給バランスの不確実性が大きくなった場合に収益は減少するが、逆にダイナミックプライシングの場合には、事業オプションの追加的価値によって収益が増加する。すなわち、電力系統内の再生可能エネルギー導入量が大きくなるに従い、再生可能エネルギー導入者にとっては長期的な収益を向上させることが可能になる。図 5-4 左下図に

における「蓄電設備/水素製造設備」の点線がこれにあたる。その理由は、電力の価値が、「利用時間」(売買電タイミング) または「利用方法」(水素製造) を変えられることで「追加的価値」を持つことによる。

なお、ダイナミックプライシングにおいて、電力価格の平均を一定として変動幅が増加していくと仮定すると、「蓄電設備オプション」「水素製造設備導入オプション」を行使しない場合の通常ケースの収益は、4章の図 4-14 の  $V_{d,q}^{(PV)}$ 、図 4-34 の  $V_{d,H,q}^{(WI)}$  に示すように、年間を通じての価値は平均価格×時間に収束するため、変動幅が増加しても変化しないこととなる。図 5-4 左下図における「通常」の実線がこれにあたる。電力の需要者側から見た場合でも、変動幅が増加しても年間を通じての電力料金は変化せず、需要者にとってのデメリットもないことになる。

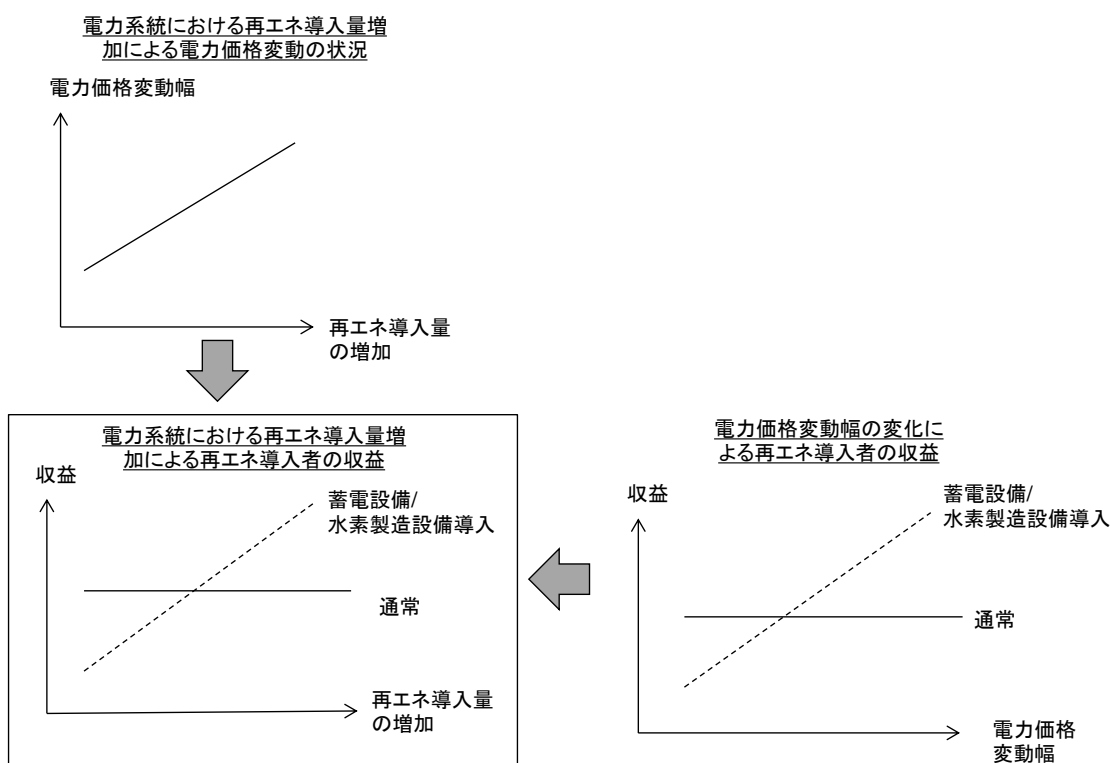


図 5-4 電力系統における再生可能エネルギー導入量増加とダイナミックプライシングによる再生可能エネルギー導入者の収益の変化の構造

出力抑制とダイナミックプライシングの場合を比較すると、再生可能エネルギー導入者による蓄電設備/水素製造設備の導入の価値が、出力抑制の場合では損失の下限を抑えるプットオプションの構造になっているのに対して、ダイナミックプライシングでは収益向上を見込むコールオプションの構造となっている。長期的に電力系統の中での再生可能エネルギーの導入量が増加していくことを考えると、再生可能エネルギー導入者

にとっては、ダイナミックプライシングの場合の方が収益を高められることがわかる。以上のような出力抑制とダイナミックプライシングの双方による、電力系統リスクの再生可能エネルギーへの転嫁方法と再生可能エネルギー導入者の収益への影響をまとめると、表 5-1 のようになる。

表 5-1 電力系統リスクの再エネ導入者への転嫁方法と再生可能エネルギー導入者の収益への影響

電力系統リスクの再エネ導入者への転嫁方法	通常 (蓄電設備/水素製造設備を導入せず)	蓄電設備/ 水素製造設備導入
出力抑制	収益低下	収益変化なし (水素の場合には、水素販売価格によって変動)
ダイナミック プライシング	収益変化なし	収益向上



## 5. 2 電力需給からみる「スマートコミュニティ」の類型と施策

ここでは、「スマートコミュニティ」を、「電力需要」と「大規模再生可能エネルギー供給ポテンシャル」の観点から類型化し、各類型に対する施策について、4章の分析結果を基に検証する。

### 5.2.1 「スマートコミュニティ」の類型

#### (1) 類型

「スマートコミュニティ」を、電力需要と大規模再生可能エネルギー供給ポテンシャルの観点から類型化すると、図 5-5 のようになる。

電力需要と大規模再生可能エネルギー供給ポテンシャルの軸の考え方は、次のようになる。まず、「スマートコミュニティ」における「電力需要」は、人口、産業、交通等の電力の需要密度によって決まる。交通については、将来的にガソリン車・ディーゼル車から電気自動車や燃料電池自動車等の非ガソリン車へ代替する方向性が各国で示されているため、自動車が多い地域はそのまま電力需要増加につながると想定される。都市部では、「コミュニティ」における人口、産業、交通の密度が高いため、需要が大きくなる。一方で、地方部では需要の密度が低いため、需要が小さくなる。

「大規模再生可能エネルギー供給ポテンシャル」は、大規模太陽光発電や大規模風力発電等の導入による変動電源の大規模再生可能エネルギー供給ポテンシャルを示す。供給ポテンシャルは「資源」と「資産」の多さによって決まる。ここでの「資源」は、太陽光の日射量や風力の強さなどの、自然エネルギーの条件を示す。特に風力は、自然条件や地形等によって地域に遍在性がある。「資産」は設備を設置できる土地の広さ等の適地を示す。地方部では、遊休地等の大規模再生可能エネルギー設備が設置可能な土地が存在している場合が多い。また、山林等の土地を安価に使用することが可能である。一方で、都市部では遊休地等の余剰の土地は少なく、また土地利用にかかるコストが大きくなる。また、景観や騒音等の社会的な制約も多くなる。

このような観点から考えると、都市部では供給側、地方部は需要側に制約が存在することになる。次に、それぞれの類型ごとの特徴について検証する。類型 1 は都市型、類型 3 は地方型、類型 2 は都市型と地方型の間、類型 4 はどちらにも当てはまらないものになる。

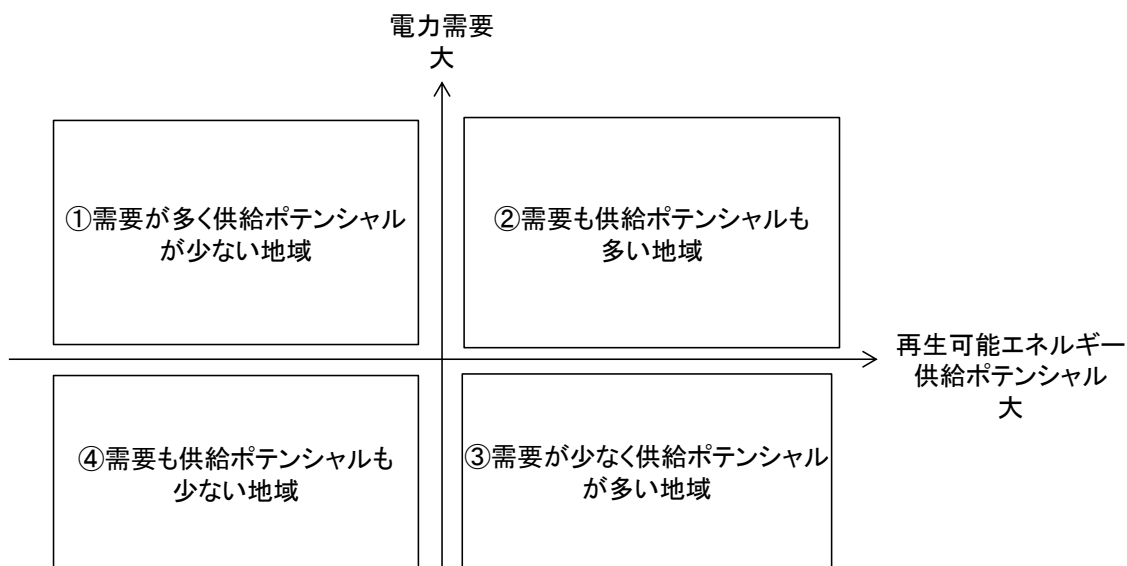


図 5-5 大規模再生可能エネルギー供給ポテンシャルと需要による「スマートコミュニティ」の類型

## (2) 類型ごとの特徴

### ① 類型 1：電力需要が多く供給ポテンシャル少ない地域

地域の電力需要が大幅に再生可能エネルギーの供給ポテンシャルを上回っている地域がこの類型になる。主に大都市がこの類型に当てはまる。この地域では、火力発電や原子力発電で主な需要がまかなわれている。または、他地域から電力を購入している。それでも需要が電力供給量を上回る場合には、計画停電等で需要側を調整することになる。将来的にダイナミックプライシングが導入されれば、デマンドサイドマネジメントで電力需要を調整することが可能となる。

都市部では大規模再生可能エネルギーに適した「資産」は限られている。「資産」の制約をクリアする方法としては、住宅等の建物の太陽光発電のプロシューマーを増加させることが有効である。太陽光発電は場所を選ばず、かつ小規模でも導入することができる。これにより、資源と資産の制約をクリアすることができる。また、太陽光発電は技術革新が起きている分野であり、壁面太陽光発電や塗布型太陽光発電等のコストが低下すれば、どのような建物にも導入することができるようになる。

この類型の地域で再生可能エネルギー導入を増やすには、住宅等の建物のプロシューマーの数を増やすことと、1か所当たりの太陽光発電設備の導入を増やす施策を取ることが適切である。プロシューマーの増加と、電力系統の課題解決を両立させる方法として、エネルギー情報通信インフラの整備とダイナミックプライシングの適用が有効であることについては、3章及び4章で検証した通りである。さらに、電力価格変動幅が一定以上に大きくなることで、太陽光発電設備を自家消費量以上に導入することに対

するメリットが出る。また、変動幅が大きければ、コストの高い最新技術、例えば塗布型太陽光発電設備等も導入しやすくなる。これについては、5.2.2 で検証する。

## ② 類型 2：電力需要も供給ポテンシャルも多い地域

地域の電力需要と再生可能エネルギーの供給ポテンシャルのバランスが取れている地域がこの類型になる。この地域では、再生可能エネルギーの供給超過がクリティカルな課題とならず、かつ十分な資源・資産が存在するため、需要と再生可能エネルギー供給の両方を増やすことができる。化石燃料や原子力発電に変わって再生可能エネルギー導入率を増やすことが可能である。ただし、この場合にもプロシューマーや大規模再生可能エネルギーの増加により、出力変動や周波数変動の課題が発生することから、ダイナミックプライシングによる電力需給バランスの調整が必要となる。プロシューマーには蓄電設備導入、再生可能エネルギー発電事業者には水素製造設備導入を促すことで、電力需給バランスの調整を行いやすくすることができる。

## ③ 類型 3：電力需要が少なく供給ポテンシャルが多い地域

地域の電力需要が小さいが、再生可能エネルギーの供給ポテンシャルが多い地域がこの類型になる。主に地方部や離島地域等がこの類型に当てはまる。この地域では、電力系統内の電力需要が小さいために、一時的に再生可能エネルギー供給量が需要を上回ることや、変動電源の増加により出力変動及び周波数変動が電力系統に大きな影響を及ぼすことが想定される。このような場合には、再生可能エネルギーで発電した電力について出力抑制が行われることで、需給バランスが調整される。

地方部では、遊休地等の大規模再生可能エネルギーに適した安価な「資産」が多く存在する。また、山間部等の風力発電や太陽光発電の適地も多く存在する。一方で、都市部とは違い、需要量が限られること、結果として電力系統の受け入れ余力が少ないことが再生可能エネルギー導入の制約となる。これに対して、余剰エネルギーを水素に転換して他地域にエネルギー供給を行うことができるようになれば、地域の電力需要の制約をクリアして最大限に再生可能エネルギーを導入できるようになる。電力系統の制約を乗り越えて大規模再生可能エネルギーを増加させるために、エネルギー貯蔵・輸送インフラの整備とダイナミックプライシングの適用が望ましいことについては、3章及び4章で検証した通りである。4章で検証した通り、再生可能エネルギー発電事業者が水素製造設備を導入する条件としては、電力価格変動幅が一定以上に大きいこととともに、水素販売価格が一定以上に高値である必要がある。このためには、再生可能エネルギー由来水素の販売価格を一定水準に確保するための社会的な仕組みを作る必要がある。これについては、5.2.3 及び 5.3.2 で検証する。

#### ④ 類型 4：電力需要も供給ポテンシャルも少ない地域

地域の電力需要が少なく、かつ再生可能エネルギーの供給ポテンシャルも少ない地域がこの類型に当てはまる。例えば、遊休地等の再生可能エネルギーに適した場所が存在せず、日射量が少なく、風力も弱いため、大規模再生可能エネルギーの導入が難しい地域等がこれに当てはまる。このような地域では、そもそも再生可能エネルギーを大量導入する必要がない。需要が限られている地域で再生可能エネルギー導入量を増やすためには、住宅等の太陽光発電を自家消費量の分だけ導入し、蓄電設備も自家消費に適した規模で導入することが適切となると考えられる。

このような地域で都市開発が行われ、人口や産業が増加した場合には、電力需要が増加する一方で再生可能エネルギー供給ポテンシャルが変化しないため、類型 1 に移行する。都市開発が行われる場合には、同時にエネルギー情報通信インフラを整備することで、類型 1 のようにプロシューマーの増加につなげることができる。

## 5.2.2 「都市部型スマートコミュニティ」において再生可能エネルギーを増やす施策

ここでは、5.2.1 で示した類型1の都市型の「スマートコミュニティ」において、再生可能エネルギーを増やす施策について検証する。

### (1) 都市部での供給ポテンシャルと利用量の関係

都市部においては、図5-6のように、資源・資産の制約によって再生可能エネルギー供給ポテンシャルが決まり、再生可能エネルギー利用量が制約される。この資源・資産の制約をクリアする方法として、プロシューマーを増加させることによって再生可能エネルギー発電利用量を増やすことができる。「エネルギー情報通信インフラ」の整備とダイナミックプライシングの存在により、プロシューマーが蓄電設備を導入し余剰エネルギーを融通することで、より多くの再生可能エネルギーが導入されるようになる。

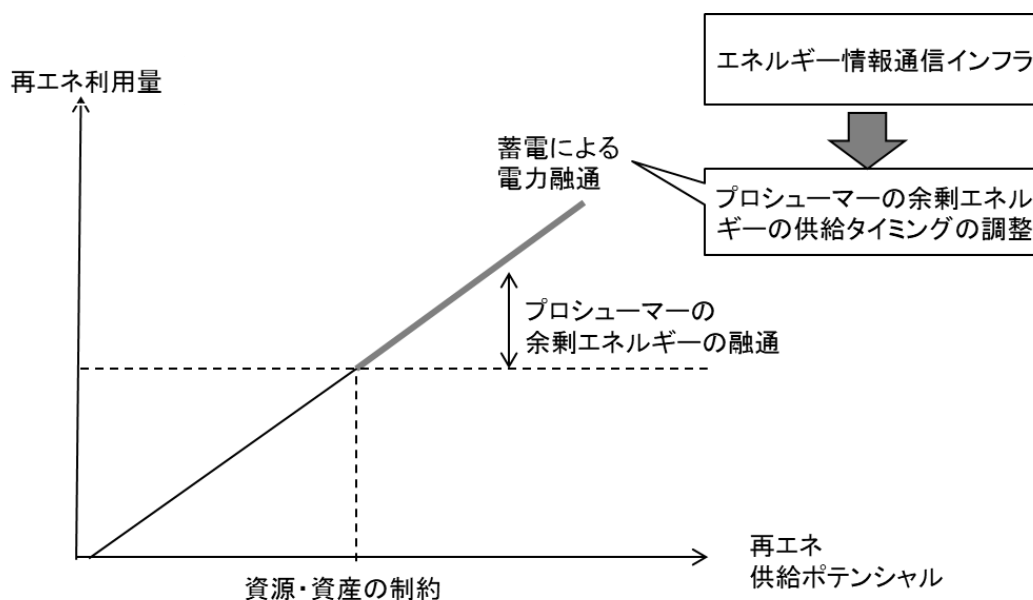


図 5-6 都市部での供給ポテンシャルと利用量の関係

### (2) 電力価格変動の考え方

電力需要が多い「都市型」の「スマートコミュニティ」において、再生可能エネルギー導入量が増加することによる電力価格変動と、電力需要増加の考え方は図5-7の通りである。3.3.3を参考に考える。

「都市型スマートコミュニティ」では、「地方型スマートコミュニティ」と比べて、電力需要が大きい傾向を持つ。電力需要が大きい場合には、需要曲線は全体的に $D_t$ から $D'_t$ のように右側に寄る。この場合、価格は $P_{Low} \sim P_{High}$ から $P'_{Low} \sim P'_{High}$ に移り、価格の変動幅が大きくなる。また3.3.3に示したように、再生可能エネルギー導入量が増加す

るほど、 $S_{Low} \sim S_{High}$ の分散が大きくなるため、電力価格変動幅も大きくなる。この結果、「都市型スマートコミュニティ」では、電力価格の変動幅が大きくなる傾向となる。これにより、4.2.5における電力価格変動幅を示す変動係数  $d$ が増加し、プロシューマーの生み出す価値が高くなる。

一方で、中長期的に蓄電設備を導入するプロシューマーが増加していけば、この変動幅が小さくなる方向に働く。まず、電力系統内の電力のうち、自家消費で賄われる需要が増加することにより、需要曲線は左側に寄る。また、供給曲線 $S_{Low} \sim S_{High}$ は、蓄電設備にいったん蓄えられることにより太陽光発電の変動性が小さくなり、縮小する方向に働くことになる。このように、電力価格変動幅の中長期的な変化については、再生可能エネルギー導入量増加による変動幅増加要因だけでなく、蓄電設備導入量による変動幅縮小要因も加味する必要がある。ただし、実際には再生可能エネルギー導入量の方が蓄電設備容量よりも大きいことが想定されるため、変動幅増加要因の方が縮小要因よりも大きい傾向になると考えられる。

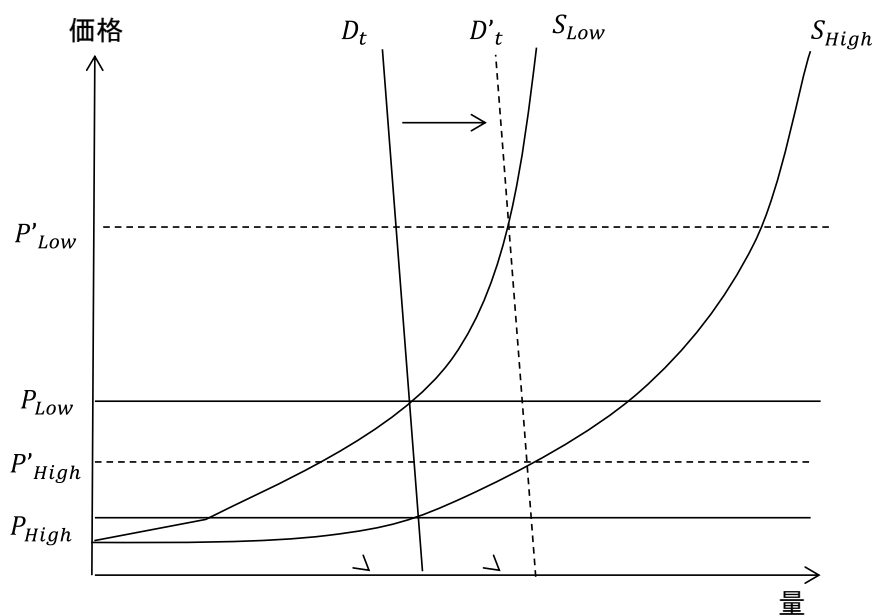


図 5-7 「都市型のスマートコミュニティ」において変動電源が増加したことによる電力価格の変動の考え方

(出典：「Reducing the market impact of large shares of intermittent energy in Denmark[74]」を参考に作成)

### (3) 制度設計における太陽光発電容量と蓄電設備容量の考え方

今後、太陽光発電の設備価格が低下することで発電原価が低下し買電価格と同程度になる「グリッドパリティ」となり、住宅用太陽光発電を自家発電目的と位置付けて制度設計する場合には、売電価格<発電原価<買電価格となる。この場合に適正となるプロシューマの自家消費需要量、太陽光発電容量、蓄電設備容量の関係は、図 5-8 の左図のようになる。発電した電力は自家消費し買電量を減らすことが最もメリットが大きくなり、太陽光発電設備容量を増やすだけの建物面積があったとしても、余剰電力を売電するメリットが出ないため、太陽光発電設備、蓄電設備の導入は自家消費の需要量と同規模の容量にとどめることが最適となる。この場合には、建物の太陽光発電設備導入ポテンシャルを活かせないこととなる。

一方、ダイナミックプライシングの導入と一定以上の電力価格変動幅の条件が整っている場合には、売電タイミングを選択しての売電にメリットが出るため、自家消費需要以上の発電量になったとしても、建物面積の最大限まで太陽光発電設備容量を増やすことになる。この場合には、4.2.5 に示したように、蓄電設備容量を太陽光発電設備容量と同程度の容量にすることが最適になる。

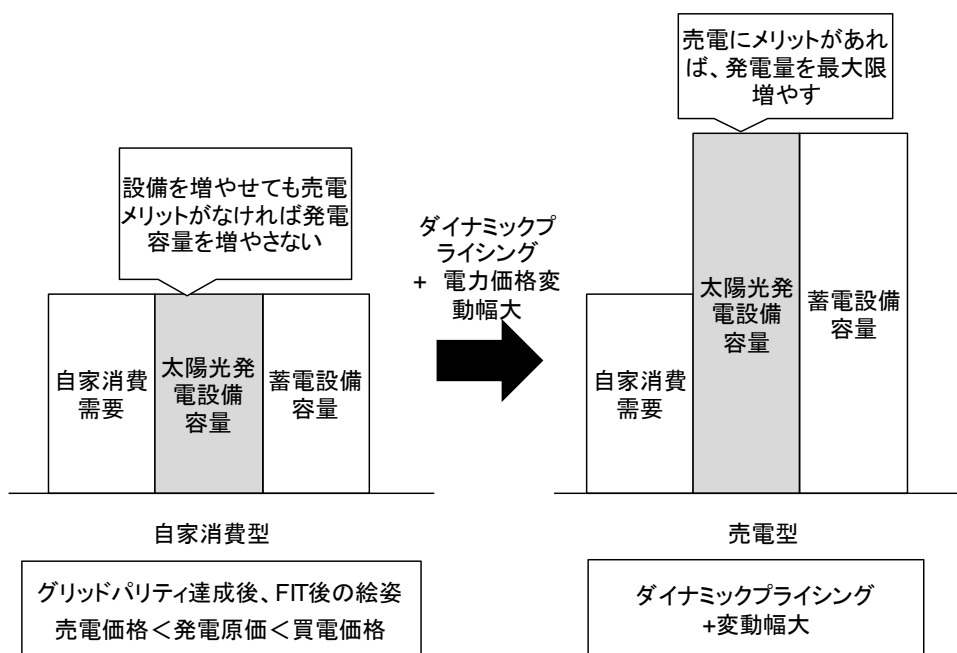


図 5-8 制度設計における太陽光発電容量と蓄電設備容量の考え方

### 5.2.3 「地方型スマートコミュニティ」と再生可能エネルギー導入量を増やす施策

ここでは、5.2.1 で示した類型3の地方型の「スマートコミュニティ」において、再生可能エネルギーを増やす施策について検証する。

#### (1) 地方部での供給ポテンシャルと利用量の関係

地方部においては、図 5-9 のように、再生可能エネルギー供給ポテンシャルが十分に存在するものの、電力系統の電力需要が十分に存在しないという需要の制約によって再生可能エネルギー利用量が制約される。つまり、電力需要を上回る量の再生可能エネルギーは導入できないということになる。この需要の制約をクリアする方法として、余剰エネルギーを水素に変換し、別の地域、特に都市部へ輸送する方法を取ることで、地域全体の再生可能エネルギー利用量を増加させることができる。「エネルギー貯蔵・輸送インフラ」の整備によって、再生可能エネルギー由来水素の流通を促すことで、再生可能エネルギー供給ポテンシャルに合った量の再生可能エネルギーが導入されるようになる。

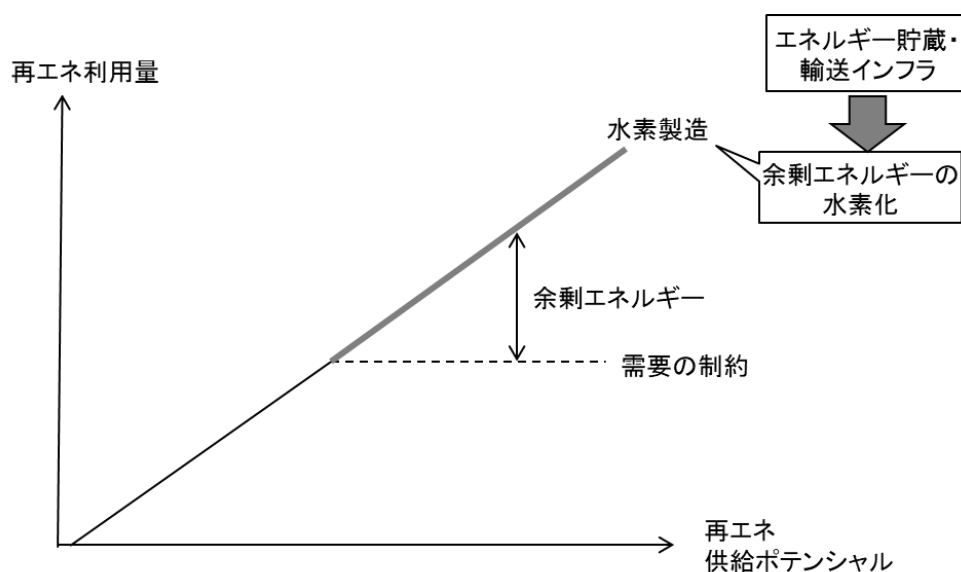


図 5-9 地方部での供給ポテンシャルと利用量の関係

#### (2) 電力価格変動の考え方

電力需要が少ない「地方型」の「スマートコミュニティ」において、再生可能エネルギー導入量が増加することによる電力価格変動と、電力需要増加の考え方は図 5-10 の通りである。

「地方型スマートコミュニティ」では、「都市型スマートコミュニティ」と比べて、電力需要が小さい傾向を持つ。電力需要が小さい場合には、需要曲線が全体的に $D_t$ から



$D'_t$ のように左側に寄る。この場合、この場合、価格は $P_{Low} \sim P_{High}$ から $P'_{Low} \sim P'_{High}$ に移り、価格の変動幅は図 5-7 のケースと比べて相対的に小さくなる。3.3.3 に示したように、再生可能エネルギー導入量が増加するほど $S_{Low} \sim S_{High}$ の分散が大きくなるため電力価格変動幅は大きくなるもので、その幅は「都市型スマートコミュニティ」の場合ほど大きくはならない傾向にある。この結果、「地方型スマートコミュニティ」では、電力価格の変動幅が「都市型スマートコミュニティ」と比べて小さくなる傾向となる。これにより、4.3.5 における電力価格変動幅を示す変動係数  $d$  の増加量は「都市型スマートコミュニティ」と比較して相対的に大きくなる傾向になる。

電力価格変動幅が大きくなる場合には、再生可能エネルギー発電事業者は、4.3.5 において  $d$  が大きくなることによる事業価値の増加を享受しにくくなる。なお、これは 4.2.5 における蓄電設備を導入したプロシューマーも同様である。電力価格変動幅が大きくなる場合、水素製造設備を導入した再生可能エネルギー発電事業者の価値を高めるには、水素販売価格を高くする必要がある。

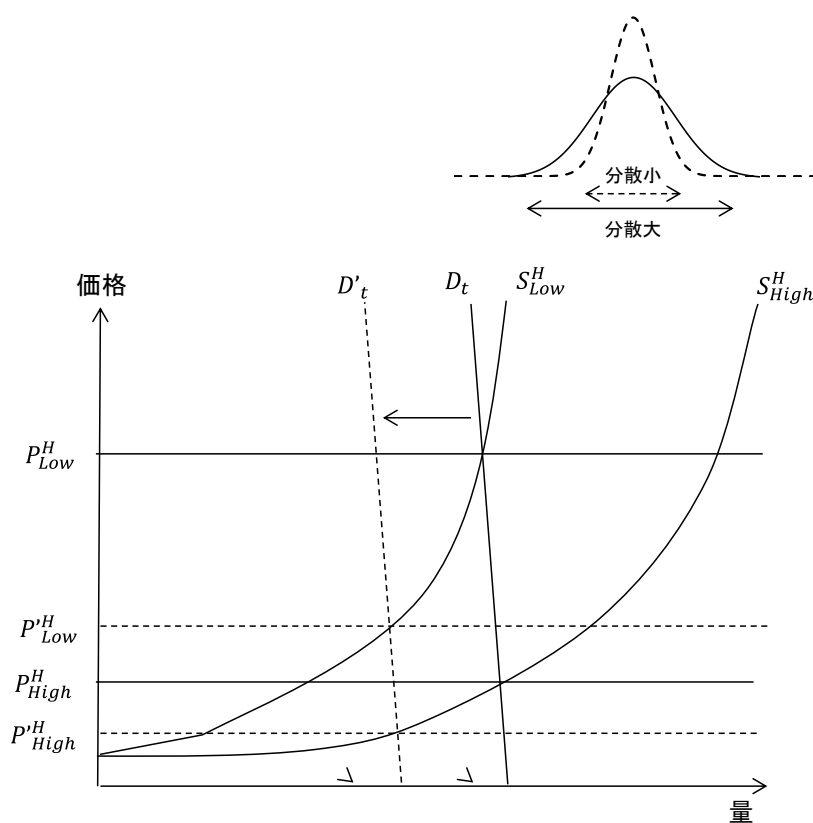


図 5-10 「地方型のスマートコミュニティ」において変動電源が増加したことによる電力価格の変動の考え方

(出典：「Reducing the market impact of large shares of intermittent energy in Denmark<sup>75)</sup>」を参考に作成)

### (3) 制度設計における水素小売価格と再生可能エネルギー由来水素販売価格の考え方

4. 3 で検証を行ったようにダイナミックプライシングの下で余剰電力を水素化する「売電/水素選択オプション」については、電力価格の変動幅の影響よりも、水素販売価格の水準の方が価値の変化に大きな影響を与える。再生可能エネルギー由来水素の流通を促進し、「売電/水素選択オプション」の価値を高めるためには、エネルギー貯蔵・輸送インフラの整備のみならず、再生可能エネルギー由来水素を一定水準以上に維持する必要がある。

水素流通コストは、技術開発により中長期的には下がっていくことが見込まれるが、水素流通コスト低下の還元については、末端の水素小売価格を下げていくという方向性と、供給者からの水素販売価格を上げていくという方向性の 2 つの選択肢があり得る。現在の水素小売価格では、流通コストが価格の約 80% を占めている。エネルギー貯蔵・輸送インフラの技術開発とともに、地方部と都市部の双方でインフラを集中整備することで、流通コストを削減することが可能になる。特に地方部の「スマートコミュニティ」においては、再生可能エネルギーの利用量向上のためには、水素の流通促進のためのエネルギー貯蔵・輸送インフラの整備が重要なファクターになる。

将来的に水素の流通を促すにあたっては、需要者側から見た場合には末端の水素小売価格が下がることが望ましい。一方で、供給者側から見た場合には、製造場所からの水素販売価格が上がることを望ましい。水素の販売価格をどのように設定するかということは、制度的な論点となる。中長期的に流通コストが下がった場合に、水素小売価格を安価にするのではなく小売価格を一定とした場合には、図 5-11 のように、再生可能エネルギー由来水素の販売価格を上げることができる。例えば、水素小売価格あたりの燃料電池自動車の走行距離がガソリン車と同等となるように一定の水準で設定することがこれにあたる。

4.3.6 (2) 「水素販売価格の変化と水素製造設備導入オプションの行使タイミング」のリアルオプション分析では、水素販売価格が中長期的に変動することを想定しているが、その際の水素販売価格の変動は、ここでの議論の概念のように、水素小売価格と流通コストとの関係で考えることができる。

このように、地方型「スマートコミュニティ」においては、水素小売価格を一定水準に維持してもサプライチェーンにおける事業者が便益を得ることができる制度的な仕組みを作るとともに、エネルギー貯蔵・輸送インフラを地域内で整備していく必要がある。これについては、5.3.2 でも考察する。

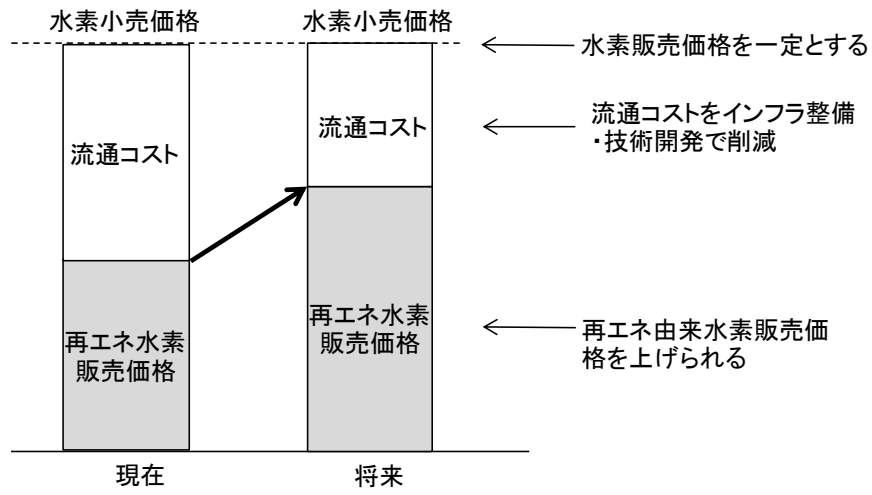


図 5-11 制度設計における水素小売価格と再生可能エネルギー由来水素販売価格の考え方

### 5. 3 事業オプションの分析結果の制度設計への示唆

本節では、4章における価値構造の分析結果を基に、今後の再生可能エネルギー普及に向けた制度設計に関する示唆を考察する。

3.1.2 で示したように、再生可能エネルギー発電事業者やプロシューマーに事業オプションを提供するインフラとしては、設備のハードインフラ整備と合わせて、エネルギーの流通の円滑化やインセンティブを付与する社会制度構築の両面が組み合わされる必要がある。再生可能エネルギー導入者が事業オプションを持つためには、ハードのインフラと制度・事業環境の整備の両方が必要となる。再生可能エネルギーの持つエネルギー需給バランスの不確実性が生み出す余剰エネルギーの価値化の構造分析が、4章の分析のターゲットであった。本節では、この価値構造分析を受け、必要な社会制度に対する示唆を検証する。

必要な制度設計の前提条件としては、第一に、再生可能エネルギー導入者に売買電のタイミングを選択する機会を与える仕組みの存在がある。ハードのインフラとしては、エネルギー情報通信インフラやエネルギー貯蔵・輸送インフラの整備が前提となる。また、社会制度としては、ダイナミックプライシングを実現する余剰電力の売買電市場の整備が必要となる。第二に、再生可能エネルギー導入者の選択肢に対するインセンティブ付与が有効となる。再生可能エネルギー発電事業者導入者は、自身で選択できる要素である発電設備規模 $F^{(PV)}$ 、蓄電設備規模/水素製造設備規模 $q$ は採算性を勘案しながら最適な規模を選ぶことができる。この要素については、4.2.5、4.3.5における分析結果のように最適な規模の選択に関する情報が再生可能エネルギー導入者に与えられていれば、特段の制度的なインセンティブは必要ない。一方で、再生可能エネルギー導入者は、外部環境である電力価格変動幅 $d$ や水素販売価格 $H$ が整わない限り、事業オプションを行使できない。国、自治体、インフラ運営企業等は、再生可能エネルギー導入者に対する事業オプションの提供者であるため、市場環境の整備を行い、再生可能エネルギー導入者が事業オプションを行使できる条件を整備する必要がある。また、技術開発動向によって変化する発電原価 $K$ や、kWあたりの蓄電設備単価/水素製造設備単価 $p$ は、国等による技術開発の支援によって低減を図り、再生可能エネルギー導入者が事業オプションをより行使しやすくなる条件を整備することが有効となる。

### 5.3.1 エネルギー情報通信インフラの分析結果からの「スマートコミュニティ」関連政策への示唆

本項では、プロシューマーの生み出す余剰エネルギーの価値化を行うエネルギー情報インフラの分析結果からの「スマートコミュニティ」関連政策への示唆を示す。3. 5で整理した分類に従って検証する。

#### (1) インセンティブ

##### ① 再生可能エネルギー導入に対するインセンティブ

4.2.4 及び 4.2.5 において示した評価モデルの前提条件では、電力価格 $y_t$ の平均価格 $M$ を12 円/kWh と仮定して、諸条件の変化による価値の変化をケーススタディで検証した。平均価格  $M$  が変化した場合には、価値変化の構造は変わらないものの、全体的な採算分岐点が変わることになる。すなわち、 $M$ が高くなれば同じグラフの傾向のまま全体的な価値が上がり、 $M$ が低くなれば全体的な価値が下がることになる。この結果、 $M$ が高くなれば、採算分岐点となる変動係数、発電原価、蓄電設備価格の条件がより緩和される。

例として、図 5-12 に、 $M=12$  円/kWh の場合と、 $M=15$  円/kWh のそれぞれのケースで、標準偏差 1、4、8、12 円/kWh ( $M=12$  円/kWh における変動係数 8、33、67、100%、 $M=15$  円/kWh における変動係数 7、27、53、80%。ここでは変動幅を合わせるために標準偏差で示す) において発電原価を変化させた $V_{d,q}^{(Timing)}$ の感度分析結果を示す。4.2.4 及び 4.2.5 において示した  $M=12$  円/kWh の場合には、標準偏差 12 円/kWh の場合に採算分岐点となる発電原価は約 14 円/kWh であるが、 $M=15$  円/kWh の場合に採算分岐点となる発電原価は約 18 円/kWh となり、より高い発電原価での採算が得やすくなる。

なお、既設の太陽光発電に蓄電設備を導入すると想定した、 $V_{d,q}^{(Timing)}$ と $V_{d,q}^{(PV)}$ の差を表す「蓄電設備導入オプション」の追加的価値 $V_{d,q}^{(Option)}$ について、 $M=12$  円/kWh の場合と、 $M=15$  円/kWh のそれぞれのケースで、標準偏差 1、4、8、12 円/kWh において発電原価を変化させた場合の感度分析結果を図 5-13 に示す。 $V_{d,q}^{(Option)}$ についても、 $M=12$  円/kWh よりも  $M=15$  円/kWh の場合に採算分岐点となる発電原価は高くなり、より高い発電原価での採算が得やすくなる。

ダイナミックプライシングと組み合わせた再生可能エネルギーへのインセンティブの仕組みとしては、3.3.5 で示した FIT に代わる再生可能エネルギーへのインセンティブ制度である Feed in Premium (FIP) (図 3-8) の制度設計をリンクさせることができる。FIP は、市場価格で変動する売電価格に、再生可能エネルギーのプレミアム価値を上乗せする制度である。ダイナミックプライシングのもとで再生可能エネルギーの売電にインセンティブを与えるために、FIP によるプレミアムを上乗せすることで、再生可能エネルギーに対しては  $M$  を高くすることができる。電力自由化が進んだ国では、再生可能エネルギーを含む電力価格は取引市場における市場原理によって決まってい

る場合もある。ただし、プロシューマーに適用するダイナミックプライシングの価格を単純な市場価格と合わせてしまうと、当面は安価な石炭火力発電や原子力発電に価格を押し下げられることで、売電価格が抑えられてしまう可能性が高い。これについては、FIPで再生可能エネルギーの売電にインセンティブを与える等の手法が必要となる。

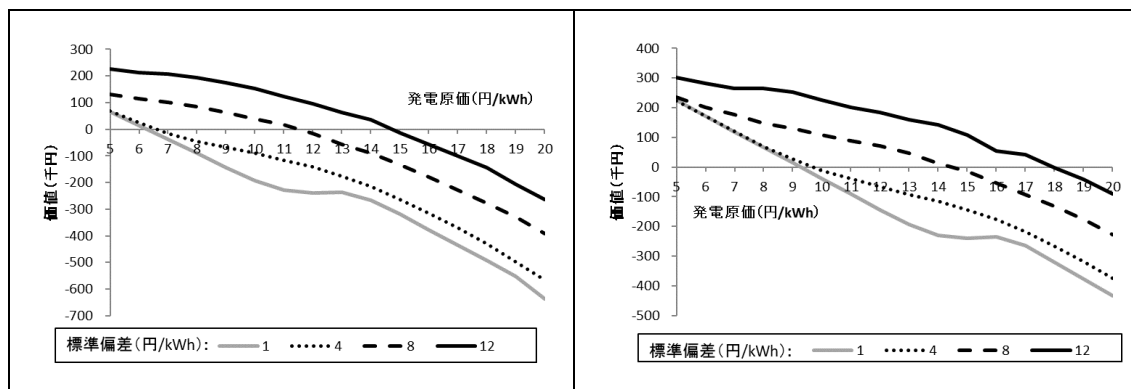


図 5-12 標準偏差 1、4、8、12 円/kWh において発電原価を変化させた  $V_{d,q}^{(Timing)}$  の感度分析結果。電力価格  $y_t$  の平均価格  $M$  について、左は  $M=12$  円/kWh、右は  $M=15$  円/kWh としたグラフ

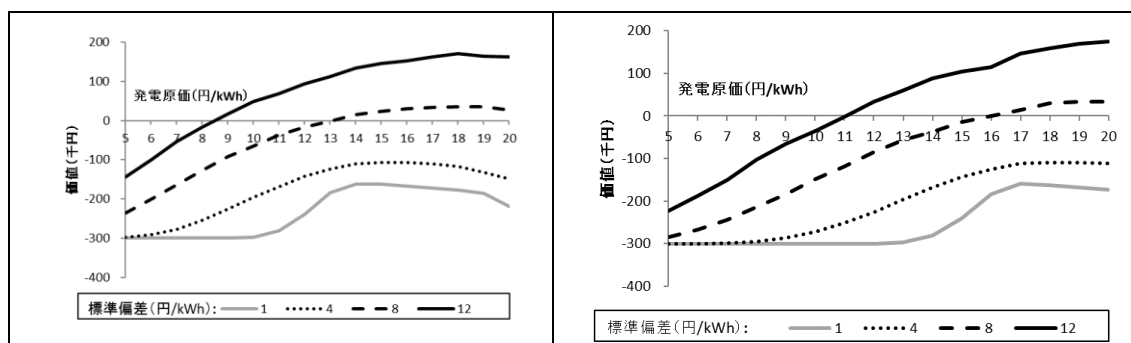


図 5-13 標準偏差 1、4、8、12 円/kWh において発電原価を変化させた発電原価を変化させた  $V_{d,q}^{(Option)}$  の感度分析結果。電力価格  $y_t$  の平均価格  $M$  について、左は  $M=12$  円/kWh、右は  $M=15$  円/kWh としたグラフ

## ② 蓄電設備導入に対するインセンティブ

4.2.5 (4) に示したように、プロシューマーは電力価格の変動幅が十分に大きくなったタイミング、または kWh あたりの蓄電設備単価が十分に下がったタイミングを選択して蓄電設備を導入する。このように将来的に条件が改善する可能性がある場合には、4.2.6 に示したように、プロシューマーは蓄電設備導入タイミングを「待機」することが最適な選択肢となる。一方で、全てのプロシューマーが太陽光発電設備と蓄電設備の導入を待機することになると、結果として再生可能エネルギーの導入が進まず、電力価格変動幅が大きくなることもないという「鶏と卵」のジレンマに陥ってしまう。

このジレンマを解消する手段として、蓄電設備の市場価格と採算分岐点に必要な蓄電設備価格の差を埋めるための、行政による蓄電設備導入補助等が考えられる。プロシューマーの意思決定を前倒しにすることで、先に太陽光発電設備及び蓄電設備の導入量を増加させることができる。補助金額を設定するにあたっては、4.2.5 (3) ④における分析結果を参考とすることができる。

### ③ 経済的価値以外の目的での蓄電設備導入行動の促進

プロシューマーが蓄電設備を導入するにあたっては、経済的な観点からのみでなく防災の観点から導入するケースもあり得る。また、電力消費を完全に太陽光発電の自家発電で賄い、地球温暖化防止に貢献するという環境行動の観点から導入するケースもあり得る。これら経済価値以外の追加的価値が蓄電設備導入時に加味されれば、4.2.5 におけるそれぞれの感度分析結果での導入条件が緩和されることが想定される。政策的にこれら経済価値以外の追加的価値を、啓蒙によってプロシューマーに理解してもらうことによる蓄電設備導入促進が考えられる。また、企業等のプロシューマーに対しては、環境マネジメントシステムの評価項目に再生可能エネルギーの自家発電と蓄電設備導入を含めることで、環境行動を促すという方法が考えられる。

## (2) 制度設計

### ① プロシューマーの余剰電力の売買電市場の整備

これまで述べてきたように、ダイナミックプライシングの導入は、プロシューマーの「蓄電設備導入オプション」が存在する前提条件となる。ただし、現在の日本の制度では、プロシューマーが別の消費者に直接電力を売買することは電気事業法で認められていない。FIT 制度によって、余剰電力を固定価格で電力会社に売電することが認められているのみである。

ダイナミックプライシングをプロシューマーの売電にも適用する場合には、プロシューマーからの電力を取引する電力市場の整備が必要となる。ただし、プロシューマーからの電力は通常の電力取引市場での売買の中に組み込むことは難しい可能性がある。なぜなら、既存の電力取引市場は大規模発電所からの電力の取引が前提とされており、プロシューマーのような超小規模分散型発電の電力を扱う場合には、取引コストが大きくなりすぎるからである。このため、プロシューマーの電力の売買電に関する新しい市場の整備が必要となる。

このための仕組みの一つとして、プロシューマーの売買電の専用の市場を整備するという仕組みが考えられる。また、VPP が一定数の顧客の電力をダイナミックプライシングにより集約して、電力市場に供給するという仕組みも考えられる。

電力系統全体としてみた場合、プロシューマーの持つ蓄電設備に蓄えられている電力

は、価格シグナルによって系統に供給できる電源となる。個別のプロシューマー単体では小さくとも多数のプロシューマーの蓄電設備が集まった場合、電力の供給量（キロワットアワー：kWh）ではなく、将来の供給力（キロワット：kW）を取引する市場である「設備容量市場」としての取り扱いもできるようになる可能性がある[109]。

## ② 電力価格の変動幅の設定

4.2.4 及び 4.2.5 においては、電力価格の変動幅  $d$  が大きいほど、蓄電設備を導入して売電タイミングを選ぶことの価値が大きくなり、プロシューマー「蓄電設備導入オプション」の価値が大きくなることを示した。3.3.3 に示したように、電力市場における電力価格は、再生可能エネルギー導入量が増加するほど電力価格変動幅が大きくなる傾向となる。中期的に電力価格変動幅が大きくなる可能性がある場合には、プロシューマーは電力価格変動幅を見極めて蓄電設備を導入することができるため、4.2.6 で示したような「延期オプション」を持っていることになる。

4.2.5 では、電力価格の変動幅を示す変動係数  $d$  の変化の影響によって、蓄電設備容量  $q$ 、太陽光発電設備容量  $F^{(PV)}$ 、kWh あたりの蓄電設備単価  $p$ 、発電原価  $K$  のそれぞれの採算分岐点を検証し、いずれも一定以上の電力価格変動幅が必要であることが示された。すなわち、ダイナミックプライシングが導入されても、一定上の電力価格変動幅がない限り、プロシューマーは「蓄電設備導入オプション」を行使しないことになる。完全な自由市場における電力価格の変動幅が、このようなプロシューマーの「蓄電設備導入オプション」の価値がプラスになるほど大きくなるには時間がかかる可能性がある。このため、ダイナミックプライシングにおける電力価格の変動は、単純な電力市場の価格ではなく、意図的に変動幅を大きく設定する制度にすることで、プロシューマーの行動の変化を促すという政策的手法が考えられる。具体的にどの程度の電力価格変動幅の設定が必要であるかについては、4.2.5 の検証結果を参考にすることができる。

一方、ダイナミックプライシング導入の際に考慮しなくてはいけないのは、太陽光発電設備を導入していない一般の電力需要者である。電力価格変動幅が大きくなった場合には、極端に高い電力を買わなくてはいけないタイミングも出てくる可能性がある。また、蓄電設備を入れていないプロシューマーも同様に行動の変化ができず、不利益を被る可能性がある。ただし、本研究のモデルのように、平均価格を中心に電力価格が変動していけば、年間を通じた買電支払額は、平均価格×電力需要量の近辺に収まることになる。電力需要者にとっては、そこからさらに安い電力価格の時間帯を選んで洗濯機の使用や電気自動車の充電を行うなどでコスト削減の行動変化を起こすことができ、便益を得ることもできるため、変動が大きいことは必ずしも一般需要者にとっての不利益になる仕組みではないと考えられる。

ダイナミックプライシングを制度的に導入する際には、すべての電力需要にダイナミックプライシングを導入するのではなく、プロシューマーの再生可能エネルギー部



分だけに適用する方法など、全体の電力需給の一部分に導入する方法も考えられる。エネルギー情報通信インフラの発展によって、プロシューマーがサービスを細かく選べるような設計を行うことが可能になると考えられる。

### (3) 技術開発

#### ① エネルギー情報通信インフラの整備や技術開発への公共的支援

ダイナミックプライシングが導入されること的前提条件として、3.2.3 で示したようなエネルギー情報通信インフラの整備や技術開発が必要となる。これらの技術開発の多くは、従来の中央制御型の電力システムでは必要とされなかったため、再生可能エネルギーが増加した近年になってから技術開発が進められるようになった技術である。また、膨大なデータの分析が必要となるため、電子計算機の処理速度の向上が必要となることも技術開発が近年になって技術開発が進められるようになった背景にある。

エネルギー情報通信インフラが存在しなければ技術的にダイナミックプライシングの適用ができない一方で、ニーズが存在しなければ技術開発が進められないという「鶏と卵」のジレンマが存在する。また、大規模なインフラの整備が必要な一方で、整備する側が経済的な利益を得にくいという構造もジレンマとなり、「誰が費用を負担するのか」という課題が存在する。例えば、一般電力会社がスマートグリッドを整備した場合には、自社持つ発電所の売電量が減ってしまうことになる。社会的には調整電源であるガス火力や石油火力発電を抑制することで温室効果ガス削減につながるものの、自社の売電量が減ることは利益減少につながる。一方で、小規模な発電施設を ICT 技術によって連動させることで電力網の需給バランスを最適化する VPP のアグリゲーターにとっては有用な技術であるものの、サービスが大規模化しなければ、大きな技術開発費用を負担できない。

このように社会的な有用性が大きい一方で、事業者が一義的な負担を負うことが難しい場合には、3.5.3 で整理したような公的な支援が必要となる。特に技術が存在していない現時点では、技術開発に対する支援がまず必要となる。現在、日本政府において予算がつけられている「スマートコミュニティ」関連の支援は、主に技術開発に関する支援が主になっている。

#### ② 建物の太陽光発電導入量を増加させる技術の開発・導入促進

現在の建物の太陽光発電の容量は、建物の屋根の大きさに制約される。一方で、塗布型太陽光発電や壁面太陽光発電等の建物の発電容量を屋根の面積に制約しない技術が開発されれば、プロシューマーは太陽光発電設備容量 $F^{(PV)}$ を増加させることができる。

4.2.5 で分析したように、太陽光発電設備容量 $F^{(PV)}$ と蓄電設備容量 $q$ を大きくすることができれば、電力価格変動幅 $d$ は小さくても採算分岐点を充足することになる。ただ

し、建物の敷地や屋根が小さい都市部では、 $F^{(PV)}$ を増やすことが難しいことが課題となる。一方、 $d$ が十分に大きくなった場合には、プロシューマーは、ある程度発電原価  $K$ が高い壁面太陽光発電等の新技術でも導入することができるようになる。これにより、建物における $F^{(PV)}$ の量を増加させることができるようになる。すなわち、 $d$ が大きくなることが、新技術導入のインセンティブとなる。5.2.2に示したように、「都市型スマートコミュニティ」は、再生可能エネルギー導入量が増加するほど  $d$ が大きくなる傾向にある。このため、「都市型スマートコミュニティ」においては、新技術が存在すれば $F^{(PV)}$ を合理的に増加させることが可能となる。ただし、塗布型太陽光発電や壁面太陽光発電等は、まだ開発途上の技術であり実用化されていない。技術が実用化されるまでは国等の公的な技術開発支援が必要となる。

#### (4) マスタープラン

ダイナミックプライシングの導入には、エネルギー情報通信インフラの整備が必要となる。このインフラの整備のために、国や自治体がマスタープランを策定し、整備を進める方法が考えられる。本研究では「スマートコミュニティ」の「コミュニティ」の定義を、インフラが整備されてエネルギーが循環している範囲と考えている。このコミュニティの範囲の一つの考え方として、自治体レベルの範囲を想定することができる。自治体であれば、独自のインフラ整備計画、仕組みの構築やインセンティブの設定ができるという利点がある。

表 2-1 に示したように、日本ではスマートコミュニティの実証が国や自治体が主導して進められてきた。また、近年では VPP に対する注目が高まっており、自治体が主導して VPP の構築を試みる事例が出始めている。電力需給の調整の主体となるステークホルダーとしては、VPP のアグリゲーターが有望であると考えられる。また、自治体は各地域でインフラを整備する主体ともなり得る。自治体が VPP による電力需給バランスの調整とエネルギー情報通信インフラ整備に関するマスタープランを作成し、プロシューマーのエネルギー循環の仕組みを構築する方法が考えられる。マスタープランの中で想定すべきプロシューマーの行動パターンや事業オプションの価値構造には、4.2における分析結果を参考とすることができる。

### 5.3.2 エネルギー貯蔵・輸送インフラの分析結果からの「スマートコミュニティ」関連政策への示唆

本項では、再生可能エネルギー発電事業者の生み出す余剰エネルギーの価値化に関するエネルギー貯蔵・輸送インフラの分析結果からの「スマートコミュニティ」関連政策への示唆を示す。3. 5で整理した分類に従って検証する。

#### (1) インセンティブ

##### ① 水素販売価格へのインセンティブ

4.3.4 及び 4.3.5 のケーススタディに示したように、「水素製造設備導入オプション」の価値は、水素販売価格に左右される。表 4-24 のケースでは、最低でも 40 円/Nm<sup>3</sup>以上の販売価格でなければ、電力価格の変動いかんに関わらず、便益を得ることができない。一方で、表 4-24 に示したように、水素販売価格が大きくなれば大きな便益を得ることができる。

4.3.4 及び 4.3.5 のケーススタディの結果は、再生可能エネルギー由来水素の価格設定を行う際に参考に用いることができる。4.3.5 に示すように、現在市場で流通しているプラント等の副生水素の販売価格である 30 円/Nm<sup>3</sup>では、変動係数  $d$  や kW あたりの水素製造設備単価  $p$  のいかんに関わらず、 $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の価値をプラスにすることはかなり困難になる。このため、再生可能エネルギー由来水素を普及させるためには、再生可能エネルギー由来水素の生産者が便益を得るためのインセンティブを、制度で担保する必要がある。その際には、本ケーススタディの結果を、再生可能エネルギー由来水素の生産者からの水素販売の適正価格の設定の参考にすることができる。

5.2.3 に示したように、末端の水素小売価格を一定水準で維持する仕組みを作った上で、流通コストを削減するためのインフラ整備・技術開発を進めて行けば、水素需要家の需要を毀損することなく、再生可能エネルギー由来水素の販売価格を上げていくことができる。例えば、2018 年時点で、日本では燃料電池用水素の末端価格は 100 円/Nm<sup>3</sup>と設定されているが将来的にもこの末端価格での流通が保証されれば、将来的な流通コスト等の低減により、生産者からの再生可能エネルギー由来水素の販売価格  $p$  を上げることができるようになる。これにより、再生可能エネルギー発電事業者は、再生可能エネルギー由来水素を生産するインセンティブを持つようになる。この場合には、再生可能エネルギー発電事業者は、中期的に水素販売価格の変動を見極めて水素製造設備を導入することができ、4.3.6 (2) で示したような「延期オプション」を持っていることになる。

##### ② 水素製造設備導入に対するインセンティブ

4.3.5 (4) に示したように、再生可能エネルギー発電事業者は、電力価格の変動幅が十分に大きくなったタイミング、水素販売価格が十分に高くなったタイミング、または

kW あたりの水素製造設備単価が十分に下がったタイミングを選択して水素製造設備を導入する。このように将来的に条件が改善する可能性がある場合には、4.3.6 に示したように、再生可能エネルギー発電事業者は水素製造設備導入タイミングを「待機」することが最適な選択肢になる。このジレンマを解消する手段として、水素製造設備の市場価格と採算分岐点に必要な水素製造設備価格の差を埋めるための、行政による水素製造設備補助等が考えられる。再生可能エネルギー発電事業者の意思決定を前倒しにすることで、水素製造設備の導入と再生可能エネルギー由来水素の流通量を増加させることができる。補助金額を設定するにあたっては、4.3.5 (3) ②と⑥における分析結果を参考とすることができる。

## (2) 制度設計

### ① 大規模再生可能エネルギー発電事業における売電市場の整備

4.3.4 のケーススタディの図 4-33 で示したように、ダイナミックプライシングを適用した場合、水素販売価格が一定以上の水準であれば、再生可能エネルギー発電事業者は、全量売電 $V_{d,H,q}^{(W)}$ 、及び全量水素製造 $V_{d,H,q}^{(OH)}$ 、の両事業モデルよりも、売電と水素製造を組み合わせた事業モデル $V_{d,H,q}^{(Hy)}$ の方が、より大きな純利益を得ることができる。また、電力系統の需給バランスからみた場合には、大規模再生可能エネルギーの供給タイミングを価格シグナルによって変えることができれば、変動電源である風力発電や太陽光発電を、変動電源ではなくミドル電源の位置づけで活用できるようになる。

本研究で示した「水素製造設備導入オプション」を、再生可能エネルギー発電事業者が持つためには、再生可能エネルギーの売電におけるダイナミックプライシングの適用が前提となる。欧州では、大規模再生可能エネルギーについては、FIT ではなく市場価格での売電が行われる事例が出てきている。再生可能エネルギーの売電にダイナミックプライシングを導入する際には、3.3.5 で示した FIP のような制度で再生可能エネルギーにインセンティブを与えるなど、再生可能エネルギーが原子力発電や石炭火力発電に駆逐されない価格設定にする売電市場の整備が必要となると考えられる。

### ② 電力価格の変動幅の設定

4.3.4 及び 4.3.5 のケーススタディで示したように、電力価格の変動幅が大きいほど、再生可能エネルギー発電事業者は、「水素製造設備導入オプション」を選ぶ価値 $V_{d,H,q}^{(Option)}$ が大きくなる。電力価格変動幅  $d$  が小さければ、再生可能エネルギー発電事業者にとっては、「水素製造設備導入オプション」を持つことの価値は小さくなってしまい、水素製造設備を導入するインセンティブは無くなってしまふ。逆に、電力価格変動幅  $d$  が大きければ、 $V_{d,H,q}^{(Option)}$  の価値は大きくなる。

表 4-24 のケースでは、例えば水素販売価格  $H$  が 50 円/Nm<sup>3</sup> 近辺の時には、変動係

数  $d$  が 42%以上の電力価格の変動がなければ、再生可能エネルギー発電事業者は便益を得ることができない。このため、需給バランスの調整のために価格シグナルを送るという観点からは、意図的に電力価格の変動を大きくする制度にすることで、「水素製造設備導入オプション」の価値を高めるといった政策的手法が考えられる。ただし、4.3.5の分析結果によると、水素販売価格  $H$  が  $V_{d,H,q}^{(Option)}$  に与えるインパクトの方が、電力価格変動幅  $d$  のインパクトよりも大きい傾向がある。すなわち、再生可能エネルギー由来水素を普及させるためには、水素販売価格  $H$  の調整がより重要と考えられる。

### (3) 技術開発

#### ① エネルギー貯蔵・輸送インフラの整備や技術開発への公的支援

再生可能エネルギー発電事業者が水素製造オプションを持つこと的前提条件として、3.4.2 で示したようなエネルギー貯蔵・輸送インフラの整備や技術開発が必要となる。世界では、再生可能エネルギー電力の水素への変換の研究開発は、特に 2000 年頃から盛んに行われるようになってきている[80]。これまでは燃料としての水素自体の需要が限られていたが、燃料電池自動車の商用化や、定置型燃料電池の普及、および大規模変動電源である太陽光発電や風力発電の普及により、技術の必要性が従来よりも大きくなっている。

エネルギー貯蔵・輸送インフラもエネルギー情報通信インフラと同様に、インフラや流通システムが存在しなければ再生可能エネルギー発電事業者が水素製造設備を導入することが無い一方で、需要が存在しなければ技術開発やインフラ整備が進められないというジレンマが存在している。例えば、燃料電池自動車が普及するためには、一定数の水素スタンドという水素供給インフラが必要であるが、まだ燃料電池自動車の本格普及には至っていないため、数億円の設備導入コストがかかる水素スタンドを一般のガソリンスタンドが導入するのは難しい。エネルギー貯蔵・輸送インフラは、温室効果ガス削減等で社会的な有用性が大きいものの、事業者が一義的な負担を負うリスクが大きいインフラであるため、3.5 で整理したような公共的な支援が必要となる。エネルギー貯蔵・輸送インフラについては技術が確立していない現時点では、技術開発に対する支援が必要となる。また日本では、水素スタンド導入に対する補助金の交付のように、水素供給インフラの整備に国が補助金を拠出することで、水素需要に先行してインフラ整備を行う方針を示している。

エネルギー貯蔵・輸送インフラの整備や技術開発により達成できるのは、水素の流通コストの低減である。5.3.2 に示したように、水素の流通価格の低減により、再生可能エネルギー由来水素の販売価格  $H$  を上げることができる。このため、技術開発の進展により、再生可能エネルギー由来水素の流通を促進することができる。再生可能エネルギー発電事業者は、4.3.6 (2) で示したような「延期オプション」の行使タイミングを

見極めるにあたり、技術開発動向も加味することになる。

#### (4) マスタープラン

再生可能エネルギー発電事業者が「水素製造設備導入オプション」を持つためには、水素を外部へ供給するためのエネルギー貯蔵・輸送インフラの整備が必要となる。エネルギー貯蔵・輸送インフラに関連する技術は、3.4.2 に整理したようなものがある。特に水素パイプラインや水素ステーションのような水素供給インフラの整備は、水素の需要と合致した適切な整備が必要となるため、マスタープランの下で最適な配置を行うことが望ましい。

図 3-12 の例に示したように、水素は定置型燃料電池、燃料電池自動車、水素発電等の様々な用途に用いることができる。地域の再生可能エネルギーによって生み出された水素を地域内の需要で使用することができれば、電力のみならず交通や熱利用におけるエネルギー循環を構築することができる。国や自治体は、インフラの整備に加えて、需要側の創出も含めたマスタープランを策定することが有効であると考えられる。

マスタープランにおいて、水素の供給主体となる再生可能エネルギー発電事業者の行動パターンや事業オプションの価値構造分析には、4.3 における分析結果を参考とすることができる。

## 5. 4 エネルギーインフラの存在による「スマートコミュニティ」の社会的価値への示唆

### 5.4.1 「スマートコミュニティ」におけるエネルギーの循環

2章で示したように、「スマートコミュニティ」の本質は、エネルギーインフラの整備と社会制度の両輪により、一定の範囲内で「エネルギー循環」を成し遂げることにある。

「エネルギー循環」が出来上がることにより、ある場所で生み出されたエネルギーが別の場所で用いられることになり、地域全体のエネルギー利用の効率化が図られる。以下に、再生可能エネルギー導入者が本研究で示した事業オプションを持つことによって成し遂げられる「エネルギー循環」の意味について考察する。

#### (1) 再生可能エネルギー

スマートコミュニティにおけるエネルギーインフラの整備により、電力系統の制約が無くなることで、地域の自然資源を最大限に利用して再生可能エネルギーが導入されるようになる。

まず、大規模発電事業にとっては、電力系統の制限で系統連系ができなかった地域での再生可能エネルギーの導入ができるようになる。例えば、日本では現時点で北海道、九州、東北地方では、再生可能エネルギー導入ポテンシャルが大きいものの再生可能エネルギー供給量が電力系統の受け入れ可能量を上回るため、系統連系ができない地域がある。また、離島部では再生可能エネルギー導入ポテンシャルがあるものの、電力需要が小さいために再生可能エネルギーが導入されない地域もある。このような地域でも、4. 3で示した「水素製造設備導入オプション」により、余剰エネルギーの水素への変換が行われれば、再生可能エネルギー導入を拡大できるようになる。

日本では、プロシューマーからの売電については、現時点では FIT によって系統連系や固定価格の売電が保障されている。しかし、10年間の高値での買取期間終了後のプロシューマーの余剰電力は、市場価格に基づいた価格での売電になる予定である。

5.2.2に示したように、プロシューマーからの電力について自家消費での利用が原則になった場合には、プロシューマーは余剰エネルギーが発生しても便益が出ないため、需要に合わせた太陽光発電容量でのみ導入することが適当となる。本来は太陽光発電導入ポテンシャル（屋根の面積等）が大きかったとしても、小さい容量でしか太陽光発電を導入しないという選択を取るようになる。これに対して、ダイナミックプライシングの下で、4. 2で示した「売電タイミングオプション」を得られたとすると、プロシューマーは売電の便益を得るために、より大きな太陽光発電設備を導入するメリットが出る。現在は屋根置き型太陽光発電がプロシューマーの主要技術であるが、将来的には塗布型太陽光発電等の住宅に導入できる新しい再生可能エネルギーが開発されており、新技術の適用の可能性が広がるようになる。

## (2) 省エネルギー

プロシューマーにおける「売電タイミングオプション」の価値は、省エネルギー行動によりさらに高まる。プロシューマーは、電力価格が高い時間帯では電気機器の使用を抑えることで、買電や自家消費電力を減らし売電を増やす。プロシューマーが電力消費を抑えてより多くの余剰電力の電力を供給することで、電力系統全体の再生可能エネルギーの供給量を増やすことにつながる。一方、電力価格が安い時に洗濯機、食洗器、燃料電池等の電気機器を使用し、電力消費のピークシフトを行う。このように、「売電タイミングオプション」の存在により、プロシューマーによる省エネルギーと再生可能エネルギーの供給がうまく組み合わせることになる。

## (3) 蓄電設備

4. 2 で想定している「蓄電設備」は、定置型蓄電池であるが、将来的に余剰電力の蓄電用途で用いられることが期待されている電気自動車や、「水素製造設備と定置型燃料電池の組み合わせ」等の「蓄電設備」にも同様の事業オプションの価値を持たせることができると考えられる。従来の蓄電設備は「自家消費電力」を蓄電する用途で考えられており、蓄電設備を導入する便益は買電を減らすことによる電力料金の節約だけであった。これに対して、「売電タイミングオプション」をプロシューマーが得ることができれば、電力料金の節約以上の便益を得ることができるようになり、蓄電設備導入のインセンティブが増加することになる。これにより、蓄電設備のニーズが増加し、蓄電設備自体の技術開発が促進されることが期待される。また、電気自動車を蓄電設備で使うというアイデアのように、蓄電池を搭載した製品について、本来の機能に加えた副次的機能の使用方法がより進むと考えられる。

これらの定置型蓄電池以外の「蓄電設備」をプロシューマーが導入する場合の事業性の検証においては、4.2.5 の検証結果が参考となる。

## (4) 水素でのエネルギー循環

4. 3 で示したように、「蓄電設備」以外に、エネルギーを水素に変換して保存することで、長期・大量に保管するとともに、エネルギーの輸送ができるようになる。さらに、別の場所での燃料電池自動車、定置型燃料電池、水素発電の燃料等で用いることができるようになり、保存形態を変えてエネルギーの循環につなげることができる。

定置型燃料電池で用いた場合には、電力だけでなく熱も利用できるようになる。地域熱供給システムが存在すれば、電力とは別に熱エネルギーの地域循環も構築できる。複数の建物で水素を製造し、コミュニティ単位で水素を貯蔵して定置型燃料電池で熱電へ併給を行う方法も考えられている。



#### (5) 電気自動車/燃料電池自動車

これまでは、自動車は化石燃料の消費主体でしかなかった。今後は、ガソリン車/ディーゼル車は電気自動車や燃料電池自動車と入れ替わる。電気自動車や燃料電池自動車は、それ自体が再生可能エネルギーを蓄えたエネルギー貯蔵・輸送の装置になる。電気自動車は自動車単体の機能以外に、4.2で示した「蓄電設備」としての価値も持つようになる。また、燃料電池自動車も、それ自体で発電し電力を供給する設備でもある。自動車そのものがエネルギー貯蔵・輸送の装置となる。これにより、交通もエネルギー循環とシナジーを持つようになる。

イギリスとフランスは、2040年までにガソリン車/ディーゼル車を販売禁止とする方針を示している。これにより、2040年までに、欧州では電気自動車または燃料電池自動車にすべて置き換わることになる。また、中国でも将来的にガソリン車の製造・販売を禁止する方針を示している。電気自動車/燃料電池自動車が一般に普及した時には、自動車も大規模にエネルギー循環の中に位置づける仕組みを構築できるようになり、将来的にはエネルギー情報通信インフラのシステムも電気自動車や燃料電池自動車を所与のものとして考える必要が出てくると考えられる。

#### (6) 「余剰エネルギー」の最適利用

「スマートコミュニティ」のインフラとダイナミックプライシングにより、上記(1)～(5)の仕組みが有効に機能するようになる。これによって、エネルギー需給バランスのギャップが解消されて図5-14のようなエネルギー循環が行われるようになり、「余剰エネルギー」が使い尽くされるようになる。エネルギーが「形」や「時間」を変えて余すことなく使われるようになり、電力が「余る」という状態が無くなるためである。

再生可能エネルギー発電事業者は、通常は電力系統へ売電を行うが、発電した電力の価値が低い時間帯には電力を水素に変換して、外部へ販売する。水素は燃料電池自動車、水素発電、またはプロシューマーの燃料電池の燃料となる。プロシューマーが集まる電力系統では、ダイナミックプライシングの価格の変動に合わせてエネルギーの融通が行われるようになり、再生可能エネルギー設備や蓄電設備の導入が促進され、さらに省エネルギー行動の促進につながる。また、電気自動車の燃料として再生可能エネルギー電力が使用される同時に、電力自動車は蓄電設備としても活用できるようになる。これらによって、再生可能エネルギーの導入が需給バランスの課題を制限とすることなく進められるようになる。結果として、化石燃料の減少に大きく貢献することが期待される。

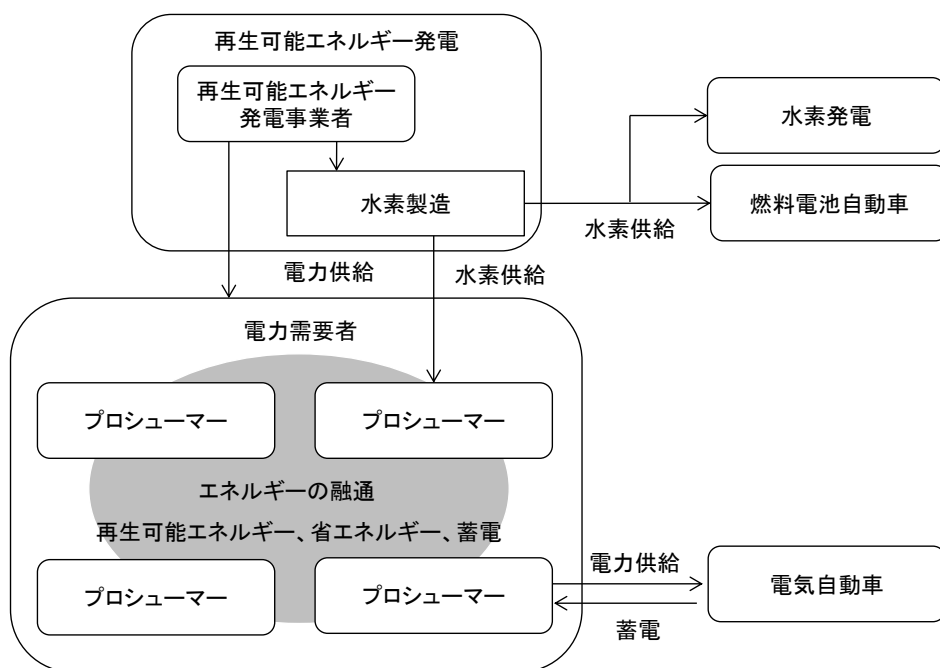


図 5-14 「スマートコミュニティ」におけるエネルギーの循環の概念

## 5.4.2 「スマートコミュニティ」のエネルギーインフラの整備が再生可能エネルギー普及に与える影響

### (1) インフラで増加する価値の集積の考え方

「スマートコミュニティ」におけるインフラの整備が生み出す社会的な「価値」の総体に注目した場合、この「価値」は、(数式 5-1) のように、「スマートコミュニティ」による社会的便益の集積と、「スマートコミュニティ」の整備に必要な社会的費用の差分になる。

$$V^{(SC)} = \sum_1^{\gamma} (Q_i + A_i + F_i + E_i) di - (I^{(SC)} + P^{(SC)})$$

(数式 5-1)

$V^{(SC)}$  : 「スマートコミュニティ」のエネルギーインフラによって生み出される再生可能エネルギー事業の総価値 (円)

< 社会的便益 >

$Q_i$  : 再生可能エネルギー事業  $i$  の本来の事業価値 (円)

$A_i$  : 再生可能エネルギー事業  $i$  におけるインフラの存在によって生まれる事業オプションの追加的価値 (円)

$F_i$  : 再生可能エネルギー事業  $i$  が代替する化石燃料購入費の削減価値 (円)

$E_i$  : 再生可能エネルギー事業  $i$  の CO<sub>2</sub> 削減による環境価値 (円)

$\gamma$  : 再生可能エネルギー導入者の数 (個所)

< 社会的費用 >

$I^{(SC)}$  : 「スマートコミュニティ」全体のインフラ整備に関わる費用 (円)

$P^{(SC)}$  : 「スマートコミュニティ」関連の制度運用やインセンティブ付与等の行政の政策コスト (円)

$\sum_1^{\gamma} (Q_i + A_i + F_i + E_i) di$  は、「スマートコミュニティ」のエネルギーインフラによって生み出される社会的便益である。 $I^{(SC)} + P^{(SC)}$  は、「スマートコミュニティ」のエネルギーインフラや制度運用に関わる社会的費用である。 $Q_i$  は、「スマートコミュニティ」のエネルギーインフラが存在していなくても再生可能エネルギー事業が開始されれば生み出される価値である。 $A_i$  は、 $I^{(SC)}$  の投資によるインフラの存在が無ければ生まれない価値である。4章で検証した追加的価値は、これに当たる。 $A_i$  の追加価値が生まれることによってハードルレートをクリアし、新たに開始される事業が増加する。これによって、 $\gamma$  が増加することになる。また、インフラの存在によって電力系統の需給バランスの課題をクリアすることで、これまで電力系統が制約となって事業ができなかった再生可能エネルギー事業が成立するようになることでも、 $\gamma$  が増加するこ

とになる。一方、5. 3 に示した制度運用やインセンティブ付与等は、 $A_i$ 及びそれに伴う $\gamma$ の増加に寄与するが、行政の政策コスト $P^{(SC)}$ を増加させる。

再生可能エネルギー事業は、(数式 5-2) に示す化石燃料購入費の削減価値 $F_i$ と、 $\text{CO}_2$  (温室効果ガス) 削減の環境価値 $E_i$ を評価に加えることができる。化石燃料の削減は、これまで海外に流れていた化石燃料の購入費の流出を抑え、この資金を地域内で循環させることにつながる。また同時に、パリ協定を受けて各地域で策定されている $\text{CO}_2$ 削減の目標に寄与することができる。さらに $\text{CO}_2$ 排出権取引価格を参考にして環境価値を算出することができる。

$$F_i = G_i P^{(fossil)}$$

$$E_i = G_i C^{(elec)} p^{(credit)}$$

(数式 5-2)

$G_i$  : 再生可能エネルギー事業  $i$  の事業期間中の発電量 (kWh)

$p^{(fossil)}$  : 発電量あたりの化石燃料の価格 (円/kWh)

$C^{(elec)}$  : 電力の $\text{CO}_2$ 排出係数 (t- $\text{CO}_2$ /kWh)

$p^{(credit)}$  :  $\text{CO}_2$ 排出権の価格 (円/t- $\text{CO}_2$ )

「スマートコミュニティ」における社会的便益と社会的費用の推移の考え方を図 5-15 に示す。まず、社会的費用について考えると、初めに「スマートコミュニティ」に関するエネルギーインフラ整備費用 $I^{(SC)}$ が必要となる。また、ダイナミックプライシングの下で条件が整備されて蓄電設備や水素製造設備が自立的に導入されるためには、当面は 5. 3 で示したようなインセンティブや制度運用に関わる政策コスト $P^{(SC)}$ が必要となる。一方、電力価格変動幅の増加、設備価格の低減、または水素販売価格の上昇により、これらが自立的に導入されるための分岐点を越えることができれば、インセンティブ等の社会的費用は減らしていくことができる。

次に、社会的便益について考えると、先にインフラが整備された場合でも、そのインフラを利用した蓄電設備や水素製造設備が普及するには一定の時間がかかると考えられる。インセンティブ等はその速度を上げることに寄与する。再生可能エネルギー導入量が増加していけば電力価格変動幅が増加し、再生可能エネルギー導入者が持つ事業オプションの価値が向上する。これに伴い、蓄電設備や水素製造設備が加速度的に導入されるようになり、再生可能エネルギーの導入者の数も増加することで、社会的便益全体も増加する。これにより、中長期的には社会的便益が当初かかった社会的費用を上回ることになると考えられる。ただし、再生可能エネルギー導入量が一定以上になった後には、その増加率は緩やかになる。

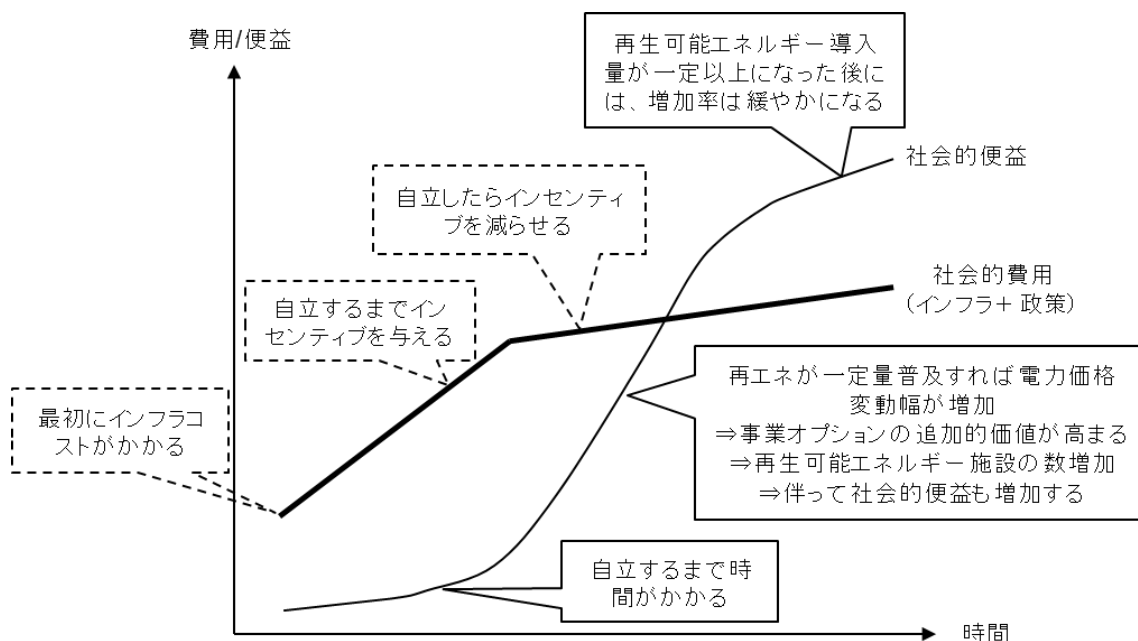


図 5-15 「スマートコミュニティ」における社会的便益と社会的費用の推移の考え方

本研究において特に示唆されるのが、 $A_i$ の価値である。 $Q_i$ 、 $F_i$ 、 $E_i$ については、単体の再生可能エネルギー事業が立ち上がれば生まれる価値であるが、 $A_i$ については、インフラが存在して始めて創出される価値だからである。エネルギーインフラの存在によって、 $A_i$ と $\gamma$ が増加していくことが、「スマートコミュニティ」の価値であると考えることができる。

「スマートコミュニティ」におけるエネルギーインフラの技術開発やエネルギーインフラの整備には、今後も多大なコストと時間が費やされると想定される。その投資回収を、インフラの利用料金による投資回収との比較だけで考えることになると、この社会的な価値の総体を見逃すことになる。エネルギーインフラの価値を評価する際には、上記のような価値の総体を評価するように「スマートコミュニティ」の概念を定義することが望ましい。本研究が示した、エネルギーインフラの存在によって再生可能エネルギー導入者が持つことができる事業オプションの価値構造分析は、その価値の総体を評価する際の参考になる。

## (2) エネルギーインフラの整備コストの負担

前述の「スマートコミュニティ」におけるエネルギーインフラの整備費用 $I^{(SC)}$ の負担は、次のような考え方に基づく。

### ① エネルギー情報通信インフラ

エネルギー情報通信インフラの整備にかかった初期投資は、再生可能エネルギー導入者が支払う託送料金等で投資回収が行われると考えられる。

3章で整理したエネルギー情報通信インフラの整備は、既存の送電網を活用しながら、ICT技術によって電力システムのシステムを追加的に改造することで行われる。このため、送電網を最初から整備することと比較して、土地や地域環境の改変を伴うものではない。ただし、プロシューマー側ではスマートメーターを導入することが必須となる。

スマートグリッドに関連するシステムの開発費については、現状では正確なコストを見積もることは困難である。現状では技術自体が開発段階であるため、今後発生するコストとしては、技術開発にかかるコストが大きいと考えられる。

### ② エネルギー貯蔵・輸送インフラ

エネルギー貯蔵・輸送インフラの整備コストは、末端の水素小売価格への転嫁によって投資回収が行われると考えられる。

4.3.4で感度分析を行った再生可能エネルギー発電事業者の余剰エネルギーから変換した水素の販売価格は、卸価格であり、ここに輸送・貯蔵コストが追加されて末端の小売価格で消費者へ提供される。現在の日本での水素販売価格の小売価格は、100円/Nm<sup>3</sup>程度となっている。この価格は、ガソリン価格と比較しての、燃料としての水素のエネルギー価値を勘案されて設定されている。現状では輸送・貯蔵コストが高いため、水素の卸値は副生水素を基準とした30円/Nm<sup>3</sup>程度であることが求められていることが現状である。一方で5.2.3に示したように、インフラの利用価格、及び輸送・貯蔵コストが低減すれば、再生可能エネルギー由来水素の卸価格の設定を高くすることができ、表4-24の感度分析結果の例でペイオフがプラスとなる40円/Nm<sup>3</sup>以上とすることが可能となる。

#### 5.4.3 途上国/新興国への適用

本研究で分析では、先進国、特に日本を想定して、エネルギーインフラの整備や社会制度についての検証を行ってきた。先進技術を導入して再生可能エネルギーの価値を高め、導入を増やすという意味では、まずは先進国におけるエネルギーインフラが普及する際に、本研究の分析が参考になると考えている。ただし、将来的にはエネルギー関連のインフラが未整備である途上国や新興国においてこそ、適用が重要となる仕組みであると考えられる。

途上国や新興国の電力系統が未整備な地域においては、送配電網を敷設するために大きなコストがかかる。特に人口密度が低い地域に対する送配電網の整備は、コストに見合わない可能性が高い。送配電網が届かない地域においては、再生可能エネルギーを導入して、地域単位でのエネルギー自給自足を行うことがより簡便な手法である。本研究で検証したインフラの整備によって生まれる事業オプションと余剰エネルギーの価値化のモデルは、先進国のみならず、途上国/新興国に対して適当であると考えられる。

再生可能エネルギーに必要な資源である自然環境（太陽光、風力）、土地、資源（バイオマス、地熱）等は、途上国/新興国においては豊富な地域が多い。ただし、需要が限られている地域も多く、電力需給バランスの観点から再生可能エネルギーのポテンシャルを活かしきれないことが想定される。この場合に、本研究で示したエネルギー情報通信インフラやエネルギー貯蔵・輸送インフラを活用することができれば、電力需給ギャップの課題をクリアでき、再生可能エネルギーを基幹電源として用いることができるようになる。

アクセンチュア[110]は、世界におけるスマートグリッド整備の目的について「供給信頼度強化型」「急成長需要充足型」「再生可能エネルギー大量導入型」「ゼロベース都市開発型」の4つに分類している（表 5-2）。この類型は、本研究で述べている「スマートコミュニティ」にも当てはまる。日本や欧州はこのうち、主に「再生可能エネルギー大量導入型」の類型にあたる。すでにエネルギー供給網が完成している地域に再生可能エネルギーを大量導入する際に発生する電力の需給ギャップという課題を、「スマートコミュニティ」に関わる技術と仕組みによって解決することができる。この類型を参考に、5.2.1で示した「スマートコミュニティ」類型である「類型1：電力需要が多く供給ポテンシャル少ない地域」「類型2：電力需要も供給ポテンシャルも多い地域」「類型3：電力需要が少なく供給ポテンシャルが多い地域」「類型4：電力需要も供給ポテンシャルも少ない地域」を当てはめると、大まかにおおまかに次のようになると考えられる。

「供給信頼度強化型」は、すでに電力需要が存在している地域でのスマートグリッドの整備であるため、類型1または類型2に当てはまる。「急成長需要充足型」は、急成長する需要に追いつくためにスマートグリッドの整備が必要であるため、類型1または類型2に当てはまる。「再生可能エネルギー大量導入型」は、すでに電力系統が整備された地域で大規模再生可能エネルギーとプロシューマーの増加を目指すものであるため、

類型 1、類型 2、または類型 3 に当てはまる。「ゼロベース都市開発型」は、需要が無かった地域に電力システムを整備するため、類型 3 または類型 4 に当てはまる。スマートグリッドという技術単体でなく、社会制度や事業環境の整備を含めた「スマートコミュニティ」を構築するにあたっては、本研究の分析が参考になると考えられる。

特に途上国/新興国において新たにインフラが整備される地域は「急成長需要充足型」「ゼロベース都市開発型」にあたり、既存インフラを再整備するという大きな社会コストを伴うことなく、インフラ整備を行うことができる。これらの地域では、化石燃料による発電という旧来型技術を飛び越して、最初から最新技術を導入するという、いわゆる「リープフロッグ型発展」を行うことができる。途上国/新興国に「スマートコミュニティ」の技術を導入する際に重要な要素は、ハードのインフラのみでなく、ダイナミックプライシングのような社会制度が組み合わされることによって技術の価値をより向上させるということである。その価値の考え方については、本章で検証した通りである。

2.2.1 に示したように、日本政府は「スマートコミュニティ」に関連するインフラをパッケージとして輸出しようと考えている。まずは日本国内においてインフラに関連する技術と社会制度を整備し、その仕組みをもとに、途上国に対して社会制度も含めたインフラ輸出をすることが望ましい。

表 5-2 スマートグリッドの 4 つの類型と本研究における類型の考え方

実装モデル	目的	該当地区	機能・能力	5.2.1における類型
供給信頼度強化型	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 老朽化した電力網を更新</li> <li>● 保全コストを抑制しつつ、供給信頼性を向上</li> </ul>	米国（東北部など）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 新たな送電・配電網整備</li> <li>● 停電監視、障害解析</li> <li>● 系統安定化技術など</li> </ul>	類型 1、類型 2
急成長需要充足型	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 急成長する新興国のエネルギー需要を充足</li> <li>● 盗電を含むロスを削減</li> </ul>	インド ブラジル	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 新規電源（クリーンコールなど）</li> <li>● 新たな送電・配電網</li> <li>● 遠隔監視、遠隔操作など</li> </ul>	類型 1、類型 2
再生可能エネルギー大量導入型	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光発電など再生可能エネルギーを積極的に導入</li> <li>● 低炭素型街づくりを視野に</li> </ul>	オランダ ベルギー	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光発電など分散電源</li> <li>● 蓄電技術</li> <li>● プラグインハイブリッドなど</li> </ul>	類型 1、類型 2、類型 3
ゼロベース都市開発型	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 低炭素型の新都市をゼロベースで構築</li> <li>● 社会システム一式の輸出も</li> </ul>	ポルトガル 中国（沿岸部） シンガポール	<ul style="list-style-type: none"> <li>● エネルギーインフラだけでなく、生活、ビジネス、交通なども含む社会システム一式</li> </ul>	類型 3、類型 4

（出典：「実装モデル」「目的」「該当地区」「機能・能力」はアクセンチュア[110]より引用）



## 6. 結論

### 6. 1 本研究の成果

本研究の成果を図 6-1 に示す。本研究では、「スマートコミュニティ」の本質は、再生可能エネルギーの不確実性の課題を解決するためのエネルギーインフラの整備にあると考えた。今後の再生可能エネルギー拡大の課題となる電力需給バランスの不確実性に対応するために特に重要なエネルギーインフラについて、①エネルギー情報通信インフラ、及び②エネルギー貯蔵・輸送インフラ 2 つに着目した。それぞれのエネルギーインフラの特徴を整理した上で、それらのエネルギーインフラが再生可能エネルギー導入者（プロシューマー、再生可能エネルギー発電事業者）に与える事業オプションの価値構造を分析し、価値評価モデルを構築した。ケーススタディで価値評価モデルに基づいて不確実性に対する感度分析を行い、再生可能エネルギー導入者が事業オプションを行使する条件を明らかにした。この分析結果を基に、「スマートコミュニティ」においてその条件が整うための制度・事業環境の設計、及び「スマートコミュニティ」の意義についての考察を行った。

再生可能エネルギーの不確実性の課題を解決するための社会制度として、これらのエネルギーインフラの存在を前提とし、電力価格に経済原理を適用する「ダイナミックプライシング」の適用を提案した。ダイナミックプライシングの下で、再生可能エネルギーの不確実性に対して、それぞれのエネルギーインフラが与える事業オプションの構造について示した。2 つのエネルギーインフラはともに、余剰エネルギーを価値化するための設備投資コストを行使価格とする事業オプションを、再生可能エネルギー導入者に与える。ダイナミックプライシングの下で、再生可能エネルギー導入者は電力価格の変動という外部要因に対応して、自らの行動を選択することができる。事業オプションの価値を決定する要素としては、再生可能エネルギー導入者が規模/種類を選択できる要素と、外部環境に対応し導入タイミングを選択できる要素がある。再生可能エネルギー導入者は、設備の規模/種類については、採算分岐点を勘案しながら適切な規模の設備を導入する。電力価格変動幅や水素販売価格という外部環境の変化に対しては、事業オプションの行使タイミングを延期する「延期オプション」のリアルオプションによって事業リスクへ対応することができる。再生可能エネルギー事業は事業期間が長期間になるため、将来の需給バランスに不確実性に対応して事業判断の柔軟性を持つことが望ましい。本研究で示したエネルギーインフラは、再生可能エネルギーの導入者に、不確実性に対応した事業オプションを提供する。

「スマートコミュニティ」のエネルギーインフラとダイナミックプライシングが電力システムの運用に与える価値は、再生可能エネルギー増加による電力システムの不確実性に関するリスクを再生可能エネルギー導入者に経済的手法で転嫁できるというところにある。物理的な需給バランスの解決方法である出力抑制と違い、ダイナミックプライシングは、再生可能エネルギー導入者にとって行動をマネジメントできるリスクと

なる。出力抑制の場合には電力需給バランスの不確実性が大きくなった場合に収益は減少するが、逆にダイナミックプライシングの場合には、事業オプションの追加的価値によって収益が増加する。すなわち、電力系統内の再生可能エネルギー導入量が大きくなるに従い、再生可能エネルギー導入者にとっては長期的な収益を向上させることが可能になる。

「スマートコミュニティ」は、「大規模再生可能エネルギー供給ポテンシャル」と「電力需要」の観点から類型化すると、「都市型スマートコミュニティ」と「地方型スマートコミュニティ」の2種類に分類することができる。「都市型スマートコミュニティ」ではエネルギー情報通信インフラを活用してプロシューマーを増加させることが、地域で再生可能エネルギーを最大限活用するために有効な施策となる。「都市型スマートコミュニティ」では、電力価格変動幅を一定水準以上に大きくすることで、プロシューマーに最大限の太陽光発電の導入を促すことができる。一方、「地方型スマートコミュニティ」ではエネルギー貯蔵・輸送インフラを活用して大規模再生可能エネルギー発電事業者を増加させることが有効な施策となる。水素販売価格を一定水準以上に保つことで、再生可能エネルギー発電事業者に余剰エネルギーを水素に変換して活用する事業オプションの行使を促すことができる。

再生可能エネルギー導入者が事業オプションを持ち、便益を得るためにはハードのインフラの整備のみでなく、社会制度の設計が必要である。本事業で示した事業オプションが実現するためには、電力市場の整備や、再生可能エネルギーへのインセンティブの付与、技術開発等が行われる必要がある。将来的に、「スマートコミュニティ」に関連したインフラ整備や制度設計が行われる際には、本研究で検証した事業オプションの価値構造の分析と価値に影響を与える要素の感度分析結果を活用できる。

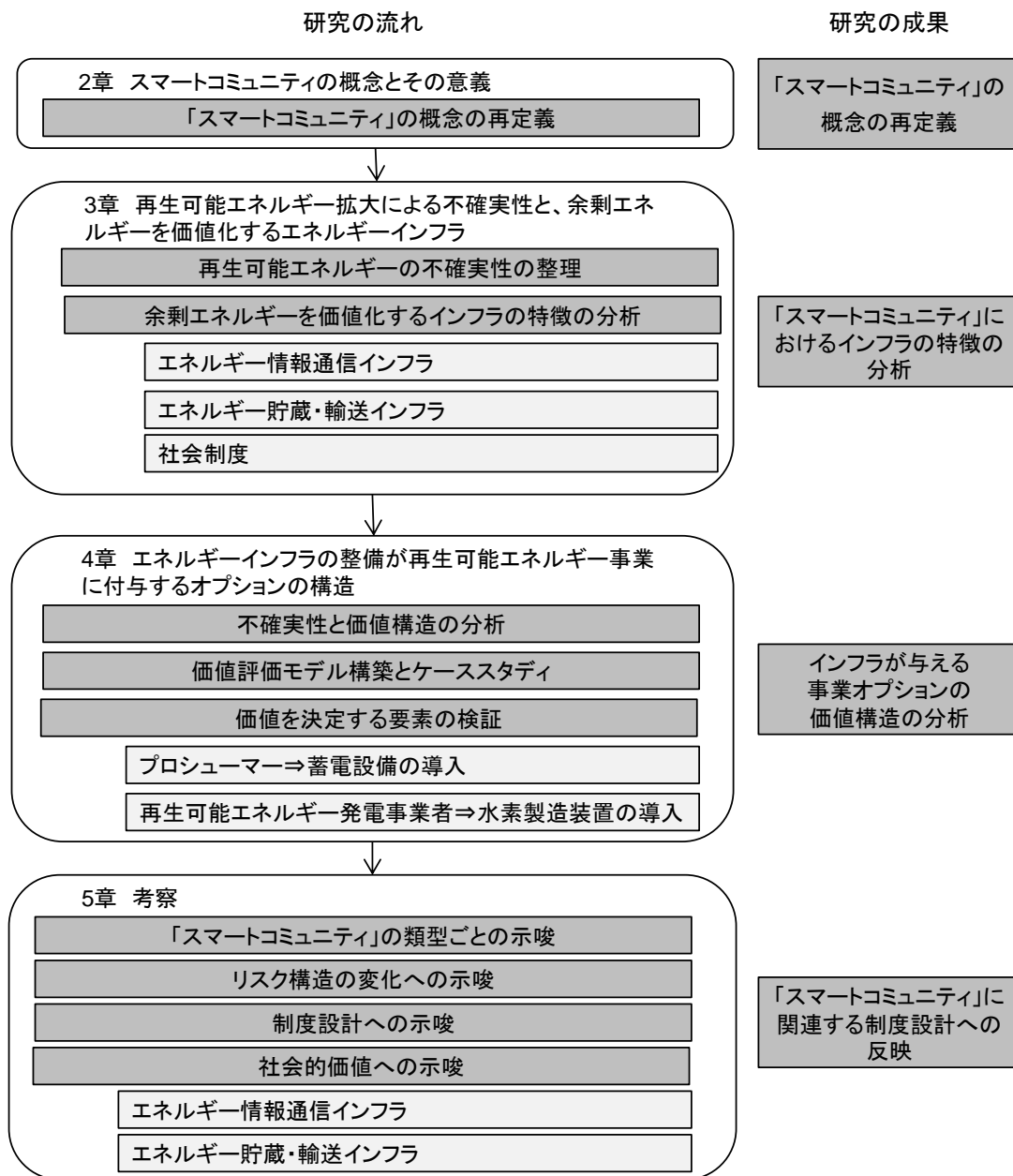


図 6-1 本研究の流れと成果

## 6. 2 今後の展望

今後の研究課題としては、プロシューマーの需要側の行動変化等を反映した価値構造分析モデルのさらなる精緻化が必要となる。また、スマートグリッド、ダイナミックプライシングや水素貯蔵・輸送技術はまだ商用化段階にはないため、今後の技術開発動向やエネルギー関連の制度設計の変更と合わせて、実現性の高い評価モデルにしていく必要がある。

本研究の前提条件となっているエネルギーインフラに関連する技術は、2018年時点では開発途上であるか、または実用化のためには大幅なコスト削減が求められる最先端技術である。日本政府の技術ロードマップ等を勘案すると、これらのインフラが本格的に整備されるのは2020～2030年頃であると想定される。ケーススタディの前提条件については、将来のコストダウン動向等を加味しており、現状の市場動向を反映しているわけではない。条件によって、価値構造は変わらないものの試算結果は変わること留意する必要がある。試算結果は、将来の技術開発動向に依拠するものである。

エネルギーインフラの整備コストは、再生可能エネルギー導入者がいずれかの形でコストを負担することになると考えられる。どのような形でエネルギーインフラ利用のコストを負担するのかについては制度設計に依拠するため、将来のモデルの精緻化においては、制度設計の在り方も見据えながら、エネルギーインフラ利用のコストを価値評価モデルに組み込む必要がある。エネルギーインフラの整備は、単独の民間事業者で行うことは困難であると考えられる。このため、国や自治体等が主導してエネルギーインフラの整備を主導していく必要がある。ここに、地域単位で再生可能エネルギーの拡大とエネルギー需給の最適化を目指す「スマートコミュニティ」の概念の有用性が出てくる。

再生可能エネルギーの拡大が引き起こすエネルギー需給バランスの不確実性の課題は、日本国内のみでなく、今後再生可能エネルギーを拡大しようとする世界各国において表出してくるものである。本研究が、世界における再生可能エネルギー拡大のための課題解決に向けて、エネルギーインフラが再生可能エネルギー導入者にもたらず価値の再確認につながり、関連技術の研究開発及び関連政策の推進に寄与できることを期待したい。

## 参考文献

- [1] テクノアソシエーツ and 日経BPクリーンテック研究所, *世界スマートシティ総覧2012: 重要プロジェクト完全網羅: 類型分析・市場動向徹底調査*. 東京: 日経BP社, 2011.
- [2] J. Rifkin, *The third industrial revolution: how lateral power is transforming energy, the economy, and the world*. Macmillan, 2011.
- [3] J. Rifkin, *The zero marginal cost society*. Griffin, 2014.
- [4] A. Toffler and H. Toffler, *Revolutionary Wealth*. New York: A.A. Knopf, 2006.
- [5] A. Toffler, W. Longul, and H. Forbes, *The third wave*. Bantam, 1981.
- [6] T. L. Friedman, *Hot, flat, and crowded: Why we need a green revolution--and how it can renew America*. Farrar Straus & Giroux, 2008.
- [7] 柏木孝夫, *スマート革命: 自動車・家電・情報通信・住宅・流通にまで波及する500兆円市場*. 東京: 日経BPマーケティング, 2010.
- [8] 柏木孝夫, *スマートコミュニティ: 未来をつくるインフラ革命*. 東京: 時評社, 2012.
- [9] 池田伸太郎 and 大岡龍三, “日本国内におけるスマートシティ・スマートコミュニティ実証事業の最新動向,” *生産研究*, vol. 66, no. 1, pp. 69–77, 2014.
- [10] 藤井享, “スマートシティ・スマートコミュニティ市場におけるサービスイノベーション戦略の一考察 (< 特集> 地域の問題解決を図るプラットフォーム),” *日本情報経営学会誌*, vol. 34, no. 3, pp. 42–50, 2014.
- [11] P. Fox-Penner, *Smart Power: Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities*. Island Press, 2010.
- [12] X. Tan, Y. Wu, and D. H. K. Tsang, “Optimal energy trading with battery energy storage under dynamic pricing,” *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2014 IEEE International Conference on*. IEEE, pp. 722–727, 2014.
- [13] K. Kok, “Dynamic pricing as control mechanism,” *Power Energy Soc. Gen. Meet. 2011 IEEE*, pp. 1–8, 2011.
- [14] Z. Hu, J. Kim, J. Wang, and J. Byrne, “Review of dynamic pricing programs in the US and Europe: Status quo and policy recommendations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 743–751, 2015.
- [15] O. Sezgen, C. A. Goldman, and P. Krishnarao, “Option value of electricity demand response,” *Energy*, vol. 32, no. 2, pp. 108–119, 2007.
- [16] P. Vytelingum, S. D. Ramchurn, T. D. Voice, A. Rogers, and N. R. Jennings, “Trading agents for the smart electricity grid,” in *Proceedings of the 9th*

*International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems: volume 1-Volume 1*, 2010, pp. 897–904.

- [17] C. Rosen and R. Madlener, “Regulatory Options for Local Reserve Energy Markets: Implications for Prosumers, Utilities, and other Stakeholders,” FCN Working Paper, 2014.
- [18] 細川渉 and 西野成昭, “小規模消費者を対象とした分散型電力取引メカニズムの提案,” *電気学会論文誌.C*, vol. 133, no. 9, pp. 1738–1751, 2013.
- [19] G. Saur and T. Ramsden, “Wind electrolysis: hydrogen cost optimization,” National Renewable Energy Laboratory, U.S.A, 2011.
- [20] S. Bennoua, A. Le Duigou, M.-M. Quéméré, and S. Dautremont, “Role of hydrogen in resolving electricity grid issues,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 23, pp. 7231–7245, 2015.
- [21] S. Samsatli, I. Staffell, and N. J. Samsatli, “Optimal design and operation of integrated wind-hydrogen-electricity networks for decarbonising the domestic transport sector in Great Britain,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 1, pp. 447–475, 2016.
- [22] B. Nastasi and G. Lo Basso, “Hydrogen to link heat and electricity in the transition towards future Smart Energy Systems,” *Energy*, vol. Volume 110, no. September 2016, pp. 5–22, 2016.
- [23] Y. Kalinci, A. Hepbasli, and I. Dincer, “Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid renewable energy system with hydrogen production and storage options,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 24, pp. 7652–7664, 2015.
- [24] G. C. Lazaroiu and M. Roscia, “Definition methodology for the smart cities model,” *Energy*, vol. 47, no. 1, pp. 326–332, 2012.
- [25] P. Mancarella, “MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models,” *Energy*, vol. 65, pp. 1–17, 2014.
- [26] S. Feng, J. Zhang, and Y. Gao, “Real options analysis for smart grid: the role of information technology and public policy,” in *Proceedings of the 16th Annual International Conference on Digital Government Research*, 2015, pp. 266–275.
- [27] D. Kroniger and R. Madlener, “Hydrogen storage for wind parks: A real options evaluation for an optimal investment in more flexibility,” *Appl. Energy*, vol. 136, pp. 931–946, 2014.
- [28] S. Maiera, J. W. Polakc, and D. M. Ganne, “Appraising a Portfolio of Interdependent Physical and Digital Urban Infrastructure Investments: A Real Options Approach,” 2015.

- [29] B. Fernandes, J. Cunha, and P. Ferreira, “The use of real options approach in energy sector investments,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4491–4497, 2011.
- [30] E. A. M. Ceseña, J. Mutale, and F. Rivas-Dávalos, “Real options theory applied to electricity generation projects: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 573–581, 2013.
- [31] 高嶋隆太, “リアルオプションの発電事業への適用 (< 特集> リアルオプションとゲーム理論, そしてエージェント問題・リスクと価値と戦略をめぐって-),” *オペレーションズ・リサーチ: 経営の科学*, vol. 53, no. 11, pp. 608–613, 2008.
- [32] 宮口直也 and 大野高裕, “卸電力取引所の創設がもたらす電力供給プレミアムの評価 (< 特集> エネルギー市場の進化とそれを支える金融技術),” *オペレーションズ・リサーチ: 経営の科学*, vol. 53, no. 7, pp. 403–408, 2008.
- [33] 環境省, “第四次環境基本計画,” 2012.
- [34] 経済産業省, “長期エネルギー需給見通し.” [Online]. Available: [http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004\\_2.pdf](http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf). [Accessed: 11-Nov-2018].
- [35] 経済産業省資源エネルギー庁, “固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト.” [Online]. Available: [http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/statistics/index.html](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/statistics/index.html). [Accessed: 18-Nov-2018].
- [36] 経済産業省資源エネルギー庁, “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 第8回資料,” 2018.
- [37] 一般社団法人太陽光発電協会, “JPEA PV OUTLOOK 2030,” 2015.
- [38] 経済産業省, “水素・燃料電池戦略ロードマップ (平成28年3月22日改訂版),” 2016.
- [39] 経済産業省資源エネルギー庁, “ZEHロードマップ検討委員会とりまとめ (平成27年12月),” 2015.
- [40] 経済産業省資源エネルギー庁, “ZEBロードマップ検討委員会とりまとめ (平成27年12月),” 2015.
- [41] 経済産業省, “第四次エネルギー基本計画,” 2014.
- [42] 経済産業省, “スマートグリッド・スマートコミュニティとは.” [Online]. Available: [http://www.meti.go.jp/policy/energy\\_environment/smart\\_community/](http://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/smart_community/). [Accessed: 11-Nov-2018].
- [43] スマートコミュニティ・アライアンス, “スマートコミュニティ・日本企業の取り組み-,” 2015.

- [44] 日経BPクリーンテック研究所, 次世代社会創造プロジェクト総覧. 日経BP, 2013.
- [45] 経済産業省, “次世代エネルギー・社会システム協議会 (第18回) .” [Online]. Available:  
[http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004633/018\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004633/018_haifu.html). [Accessed: 11-Nov-2018].
- [46] 資源エネルギー庁, “スマートコミュニティ事例集.” [Online]. Available:  
<http://www.meti.go.jp/press/2017/06/20170623002/20170623002-1.pdf>. [Accessed: 11-Nov-2018].
- [47] 株式会社三菱総合研究所, “諸外国におけるバーチャルパワープラントの実態調査,” 2017.
- [48] 経済産業省資源エネルギー庁, “バーチャルパワープラント(VPP)・ダイヤモンドリスポンズ(DR)とは.” [Online]. Available:  
[http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/advanced\\_systems/vpp\\_dr/about.html](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/vpp_dr/about.html). [Accessed: 11-Nov-2018].
- [49] M. van der Hoeven, *Energy and Climate Change-World Energy Outlook Special Report*. International Energy Agency, 2015.
- [50] A.-P. E. Cooperation, “Energy Smart Communities Initiative (Low Carbon Model Towns).” [Online]. Available:  
<http://aperc.ieej.or.jp/publications/reports/lcmt.html>. [Accessed: 11-Nov-2018].
- [51] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, “大規模太陽光発電システム導入手引書,” 2011.
- [52] 電気事業者連合会, “原子力・エネルギー図面集.” [Online]. Available:  
<http://www.fepc.or.jp/library/pamphlet/zumenshu/>. [Accessed: 24-Sep-2016].
- [53] 経済産業省資源エネルギー庁, “夏期最大電力使用日の需要構造推計 (東京電力管内) (平成23年5月) .” [Online]. Available:  
<http://www.meti.go.jp/setsuden/20110513taisaku/16.pdf>. [Accessed: 11-Nov-2018].
- [54] 小野田裕之, 中川隆史, 河野龍興, and 中島良, “再生可能エネルギーを用いた自立型水素エネルギー供給システム,” 電気設備学会誌, vol. 36, no. 4, pp. 234–237, 2016.
- [55] M. M. Karbasioun, I. Lambadaris, G. Shaikhet, and E. Kranakis, “Optimal charging strategies for electrical vehicles under real time pricing,” *Smart Grid Commun. (SmartGridComm), 2014 IEEE Int. Conf.*, pp. 746–751, 2014.
- [56] 入江寛, 横山明彦, and 多田泰之, “大容量風力発電導入時における需要家ヒート



- ポンプ給湯器と蓄電池の協調による系統周波数制御,” *電気学会論文誌 B*, vol. 130, no. 3, pp. 338–346, 2010.
- [57] 横山明彦, スマートグリッド. 東京: 日本電気協会新聞部, 2010.
- [58] 横山明彦, スマートグリッドの構成技術と標準化. 東京: 日本規格協会, 2010.
- [59] 岩村一昭, “社会インフラのスマート化と運用管理,” 電子情報通信学会総合大会講演論文集, vol. 44, no. 3, pp. 12–18, 2015.
- [60] 長谷川義朗, 進博正, and 服部雅一, “スマートコミュニティ分野のビッグデータ活用,” *IEEJ Trans. Electron. Inf. Syst.*, vol. 133, no. 3, pp. 509–519, 2013.
- [61] 阿部力也, デジタルグリッド. 東京: エネルギーフォーラム, 2016.
- [62] R. Abe, H. Taoka, and D. McQuilkin, “Digital grid: Communicative electrical grids of the future,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 399–410, 2011.
- [63] 加藤敏春, スマートグリッド 「プラン B」: 電力大改革へのメッセージ. NTT 出版, 2012.
- [64] I. Shandurkova, B. A. Bremdal, R. Bacher, S. Ottesen, and A. Nilsen, “A prosumer oriented energy market,” 2012.
- [65] 穴山悌三, 電力産業の経済学. 東京: NTT出版, 2005.
- [66] 浅野浩志, “デマンドレスポンスによる需給安定化,” *電気学会誌*, vol. 132, no. 10, pp. 688–691, 2012.
- [67] 浅野浩志, “ICT を活用したデマンドレスポンス (< 特集> エネルギーシステムの新展開-ICT による消費情報の収集と利用),” *システム/制御/情報: システム制御情報学会誌*, vol. 55, no. 6, pp. 250–255, 2011.
- [68] A. Faruqui, D. Harris, and R. Hledik, “Unlocking the [euro]53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU’s smart grid investment,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 10, pp. 6222–6231, 2010.
- [69] J. A. W. Greunsvan, E. Veldman, P. H. Nguyen, J. G. Slootweg, and I. G. Kamphuis, “Capacity management within a multi-agent market-based active distribution network,” in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2012, pp. 1–8.
- [70] S. Buryk, D. Mead, S. Mourato, and J. Torriti, “Investigating preferences for dynamic electricity tariffs: The effect of environmental and system benefit disclosure,” *Energy Policy*, vol. 80, pp. 190–195, 2015.
- [71] P. C. Fusaro, *Energy risk management: hedging strategies and instruments for the international energy markets*. McGraw Hill Professional, 1998.
- [72] 土方薫, 電力デリバティブ. 東京: シグマベイスキャピタル, 2004.

- [73] U. S. E. I. Administration, “2012 Brief: Average wholesale electricity prices down compared to last year.” [Online]. Available: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=9510>. [Accessed: 11-Nov-2018].
- [74] H. K. Jacobsen and E. Zvingilaite, “Reducing the market impact of large shares of intermittent energy in Denmark,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 7, pp. 3403–3413, 2010.
- [75] S. Forrest and I. MacGill, “Assessing the impact of wind generation on wholesale prices and generator dispatch in the Australian National Electricity Market,” *Energy Policy*, vol. 59, pp. 120–132, 2013.
- [76] O. D. Rubin and B. A. Babcock, “The impact of expansion of wind power capacity and pricing methods on the efficiency of deregulated electricity markets,” *Energy*, vol. 59, pp. 676–688, 2013.
- [77] 資源エネルギー庁, “総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会 第4回会合資料4.” [Online]. Available: [http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene\\_shinene/shin\\_ene/pdf/010\\_03\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/010_03_00.pdf). [Accessed: 11-Nov-2018].
- [78] L. Kitzing, C. Mitchell, and P. E. Morthorst, “Renewable energy policies in Europe: Converging or diverging?,” *Energy Policy*, vol. 51, pp. 192–201, 2012.
- [79] 北海道電力株式会社, “再生可能エネルギーの接続可能量（2017年度）等算定結果について（平成29年10月17日）.” [Online]. Available: [http://www.hepco.co.jp/energy/recyclable\\_energy/fixedprice\\_purchase/pdf/calculation\\_result.pdf](http://www.hepco.co.jp/energy/recyclable_energy/fixedprice_purchase/pdf/calculation_result.pdf). [Accessed: 11-Nov-2018].
- [80] G. Gahleitner, “Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 5, pp. 2039–2061, 2013.
- [81] 新エネルギー・産業技術総合開発機構, “NEDO水素エネルギー白書,” 日刊工業新聞社, 東京, 2015.
- [82] 松尾雄司, 川上恭章, 江藤諒, 柴田善朗, 末広茂, and 柳澤明, “2050年の低炭素社会に向けた水素エネルギーの位置づけと導入見通し,” *エネルギー経済*, vol. 39, no. 3, pp. 15–24, 2013.
- [83] P. Del Río, J. Carrillo - Hermosilla, and T. Könnölä, “Policy strategies to promote Eco - innovation,” *J. Ind. Ecol.*, vol. 14, no. 4, pp. 541–557, 2010.
- [84] R. Kemp, “Technology and Environmental Policy—Innovation effects of past policies and suggestions for improvement,” *Innov. Environ.*, pp. 35–61, 2000.
- [85] F. W. Geels, *Technological transitions and system innovations: a co-*

- evolutionary and socio-technical analysis*. Edward Elgar Publishing, 2005.
- [86] 田口理穂, なぜドイツではエネルギーシフトが進むのか. 京都: 学芸出版社, 2015.
- [87] W. E. Steinmueller, “Economics of technology policy,” *Handb. Econ. Innov.*, vol. 2, pp. 1181–1218, 2010.
- [88] D. C. Mowery, R. R. Nelson, and B. R. Martin, “Technology policy and global warming: Why new policy models are needed (or why putting new wine in old bottles won’t work),” *Res. Policy*, vol. 39, no. 8, pp. 1011–1023, 2010.
- [89] 国土交通省, “公共事業の構想段階計画策定プロセス.” [Online]. Available: <http://www.mlit.go.jp/tec/kanri/process.html>. [Accessed: 11-Nov-2018].
- [90] A. K. Dixit and R. S. Pindyck, *Investment under uncertainty*. Princeton, N.J: Princeton University Press, 1994.
- [91] M. Amram and N. Kulatilaka, *Real Options: Managing Strategic Investment in an Uncertain World*. Oxford University Press, 1998.
- [92] T. E. Copeland, V. Antikarov, and T. E. Copeland, *Real options: a practitioner’s guide*. Texere New York, 2001.
- [93] J. Mun, *Real options analysis: Tools and techniques for valuing strategic investments and decisions*. John Wiley & Sons, 2002.
- [94] 小林啓孝, デリバティブとリアル・オプション. 中央経済社, 2003.
- [95] 大野薫, モンテカルロ法によるリアル・オプション分析: 事業計画の戦略的評価. 東京: きんざい, 2013.
- [96] 刈屋武昭 and 山本大輔, 入門 リアル・オプション. 東洋経済新報, 2001.
- [97] F. Black and M. Scholes, “The pricing of options and corporate liabilities,” *J. Polit. Econ.*, pp. 637–654, 1973.
- [98] J. C. Cox, S. A. Ross, and M. Rubinstein, “Option pricing: A simplified approach,” *J. financ. econ.*, vol. 7, no. 3, pp. 229–263, 1979.
- [99] J. Mun, *Modeling Risk: Applying Monte Carlo Simulation, Real Options Analysis, Forecasting, and Optimization Techniques*, vol. 580. John Wiley & Sons, 2006.
- [100] C. Clastres, “Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 9, pp. 5399–5408, 2011.
- [101] M. Roozbehani, M. Dahleh, and S. Mitter, “Dynamic pricing and stabilization of supply and demand in modern electric power grids,” in *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*, 2010, pp. 543–548.

- [102] D. Pudjianto, C. Ramsay, and G. Strbac, “Virtual power plant and system integration of distributed energy resources,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 1, no. 1, pp. 10–16, 2007.
- [103] 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, “太陽光発電開発戦略,” 2014.
- [104] エネルギー・環境会議コスト等検証委員会, “コスト等検証委員会報告書 (2011. 12. 19) .” [Online]. Available: <http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111221/hokoku.pdf>. [Accessed: 11-Nov-2018].
- [105] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, “日射に関するデータベース (2016. 4.6更新) .” [Online]. Available: <http://www.nedo.go.jp/library/nissharyou.html>. [Accessed: 11-Nov-2018].
- [106] 経済産業省, “エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会 (第4回) ,” 2016. [Online]. Available: [http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy\\_environment/energy\\_resource/004\\_haifu.html](http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/energy_resource/004_haifu.html). [Accessed: 14-Jan-2019].
- [107] L. Bertuccioli, A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden, and E. Standen, “Development of water electrolysis in the European Union,” *Fuel Cells Hydrog. Jt. Undert.*, 2014.
- [108] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, “水素製造・輸送・供給技術ロードマップ,” 2010. [Online]. Available: <https://www.nedo.go.jp/content/100642945.pdf>. [Accessed: 14-Jan-2019].
- [109] H. A. Aalami, M. P. Moghaddam, and G. R. Yousefi, “Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs,” *Appl. Energy*, vol. 87, no. 1, pp. 243–250, 2010.
- [110] 日経エコロジー編集部, “スマートシティ ビジネスは海外から立ち上がる,” *日経エコロジー*, no. 5月号, pp. 26–29, 2010.

博士論文

スマートコミュニティにおける余剰エネルギーを  
価値化する事業のオプションに関する研究

2019年2月

東京大学大学院新領域創成科学研究科  
環境学研究系 国際協力学専攻

藤平 慶太