

日本における再生可能エネルギー政策と電力自由化に関する経済学的研究：福島のエネ ルギー・経済の再生に向けて

大平, 佳男 / OHIRA, Yoshio

(開始ページ / Start Page)

1

(終了ページ / End Page)

119

(発行年 / Year)

2015-03-24

(学位授与番号 / Degree Number)

32675甲第346号

(学位授与年月日 / Date of Granted)

2015-03-24

(学位名 / Degree Name)

博士(経済学)

(学位授与機関 / Degree Grantor)

法政大学 (Hosei University)

(URL)

<https://doi.org/10.15002/00011881>

法政大学審査学位論文

日本における再生可能エネルギー政策と電力自由化
に関する経済学的研究
——福島のエネルギー・経済の再生に向けて——

大平 佳男

目次

序章

第1章 再生可能エネルギー政策及び電気事業を通じた福島県の再生に向けた問題提起

第1節 福島県の再生可能エネルギー政策と再生可能エネルギー事業の現状

第2節 福島県での再生可能エネルギー普及に向けた3つの取組み

第3節 バイオマス発電の現状——具体的な事例として

まとめ

第2章 日本のエネルギー政策と経済学的位置づけ

第1節 再生可能エネルギー政策の経緯と動向

第2節 日本の再生可能エネルギー政策

第3節 日本の電気事業の経緯と動向

第4節 経済学における再生可能エネルギー・電気事業の位置づけと本研究の位置づけ

第3章 電力自由化の下での非再生可能エネルギーと再生可能エネルギーの生産活動の変化——RPS制度とFIT制度の比較

第1節 電力自由化と再生可能エネルギー促進制度

第2節 モデル分析

第3節 制度間比較

まとめ

第4章 部分独占を伴う電力市場での再生可能エネルギー政策と価格差別に関する理論分析

第1節 日本の電力政策

第2節 電力自由化のもとでのRPS法施行のモデル分析

第3節 部分独占における再生可能エネルギーに対する価格差別

まとめ

第5章 日本における RPS 法と太陽光 FIT 法に関する比較分析

第1節 RPS 制度

第2節 RPS 制度と太陽光 FIT 制度

第3節 分析結果と政策的含意

まとめ

終章

第1節 福島の再生に向けた再生可能エネルギー政策

第2節 福島を事例とした再生可能エネルギーの普及に向けた課題

第3節 福島の復興に向けて

参考文献

あとがき

序章

2011年3月11日に起きた東日本大震災は、多くの人にとって様々な形で大きな転換点を迎えるきっかけとなった。自然災害に対する無力さ、災害に対する認識など、絶望感や焦燥感といったネガティブな記憶だけでなく、人との絆、希望、激励といったポジティブな記憶が複雑に混在している。そのような中で、福島県で起きた東京電力福島第一原子力発電所の事故は、より深い影を落としている。これまで原発は地域振興に貢献してきたものとして認識されていたが、原発事故によって原発周辺地域は長期間、人間の住めないところへと変貌することとなった。復興に立ち向かう際、「被災した場所」を再生するために、「その場所」にいる必要がある。「その場所」でどのような街を作り、どう復興したのかを伝えていかなければならない。原発事故はそれができない。原発事故が収束し、全ての地域で帰村できるころには、世代が変わっているかもしれない。世代が変わることで、記憶や地域に対する思い入れは大きく変化をしてしまう。福島県の復興は、物質的な復興とともに、こういった精神的な復興も求められる。

電力を生み出す原発の事故から転換を図るため、福島県では再生可能エネルギー(再エネ)に対する希望が大きい。福島県の復興計画だけでなく、市町村の復興計画でも再エネが明記されている。しかし、これまで再エネを含めた電気事業は国と電気事業者によって進められてきた背景があり、福島県や市町村が電気事業に関与するケースは限定的であった。そのような中で、2012年7月からは固定価格買取制度が始まり、また、電力自由化について議論が進められている。こういった一連の再エネや電気事業に関する制度改革の中で、福島県の復興に再エネがどう貢献できるのかを考えていかなければならない。本論文は、このような観点から、再エネを電気事業の中でどう普及させていくのかを政策的に検討し、福島県の復興につながる再エネのあり方を検討している。また、筆者は、東日本大震災以前から再エネと電気事業に関する研究を行っており、もともとの問題意識は、電力自由化の進展に伴い、安価な石炭火力発電を用いた新規参入が増え、環境汚染が悪化するという危惧のもと、枯渇性資源や人間の取扱いが困難な資源に依存した火力発電や原子力発電からの代替を図るため、電気事業の中で再エネの普及をいかに行えばよいか、という点にあった。これは引き続き課題と言える。福島県をモデルに再エネの普及を図り、持続可能な社会を形成するため、再エネの普及について言及する。

「原発の代替としての再エネ」を福島県について考えた場合、2つの意味を有することになる。1つ目が電力としての代替、2つ目が経済的・財政的な依存からの脱却とその代替である。前者は、電力そのものを再エネで代替させることである。福島県で消費される電力は基本的に東北電力で作られており、東北電力の原発で作られる電力のうち、福島県で消費される分を代替することが最初の目標と言える。最終的に全国規模で代替することが望ましい。後者は、原発誘致・立地によって財政的に様々な形で恩恵を得ており、地方財政

や地域経済に大きく貢献していたことが挙げられる。その原発が停止することで、その恩恵もなくなる。そうなった場合、原発立地地域は衰退する恐れが出てくる。その衰退を招かないため、原発を誘致する、原発を稼働するといった行動が起きてくると言える。よって、こういった財政的な恩恵を再エネで代替することができれば、原発に依存せずに済む。再エネの電力を生み出す規模や地域経済にもたらす影響はまだまだ小さい。しかし、それをより大きくしていくことが、持続可能な社会を形成し、将来世代に対し、負の財産を残さないことにつながっていく。

以上のような問題意識から本論文を執筆している。原発事故を契機に再エネの普及は広く求められているが、特に福島県は東日本大震災からの復興の重要施策に置いている。福島県における再エネの普及に向け、第 1 章では福島県の再エネ政策について研究を行う。再エネは経済性に乏しく、再エネ政策によって保護し、その普及を助けていかなければならない。そこで、再エネ政策に関する理論研究を行い、再エネの普及に効果的な政策はどのようなものかを示す。これにより福島県で求められている再エネの普及に必要な政策のあり方も示すことができる。日本では 2012 年 7 月に再エネ政策が RPS 制度から FIT 制度に変わったが、RPS 制度の反省が十分に行われないうま FIT 制度に変わった。RPS 制度の失敗は固定枠の少なさにあり、固定枠の増量といった是正を図る必要があったが、制度そのものを変えることとなった。そこで、これまで日本で導入された再エネ政策を念頭に、再エネの普及に効果的な制度は何なのかを調べるため、理論モデルを用いて分析を行う。

本論文は 5 章構成となっており、第 1 章は問題提起として、福島県の再エネ政策を取り上げ、再エネの普及とエネルギーの地産地消に向けた課題と政策的含意を示しつつ、再エネの普及の必要性を示している。第 2 章では本論文にわたって扱う再エネ政策と電力自由化に関する制度の説明を行い、併せて本研究に関連する先行研究について概観している。第 3 章以降は経済モデルを用い、再エネの普及政策と電気事業の関係を分析したものである。再エネ政策は、歴史が浅い中、世界各国で様々な再エネ政策が展開されており、政策が先行して実施され、その国や地域の実情に応じて制度設計は多かれ少なかれ異なって調整されている。そこで、基本的な枠組みとなる経済モデルを設けて理論分析を行うことで、ベースとなる政策の効果を抽出することができる。これによりどのように再エネを増やすのかという目的に応じて政策を選択することができる。例えば再エネを急速に増やすのか計画的に増やすのか、太陽光発電を増やすのか風力発電を増やすのか、目的に応じて政策を選択することで、効率的な再エネ政策を展開することができる。このような理由から、経済モデルを用いた理論分析を行う。第 3 章は、電力自由化が行われ、市場の先導者の一般電気事業者と追従者の PPS の市場において、固定枠(RPS)制度と固定価格買取(FIT)制度が導入された場合の電力市場の変化を分析したものである。第 3 章の分析や日本の再エネ政策の制度設計を考慮し、第 4 章と第 5 章では RPS 制度の分析を中心に展開する。第 4 章は地域独占の電力市場のもとで再エネ政策が導入された場合、電気料金や再エネ価格がどのようになるのかを分析したものである。第 5 章は、電力市場において効率的に再エネの

普及に寄与する制度として、RPS 制度と太陽光 FIT 制度に関して分析したものである。この制度設計は 2009 年 11 月から 2012 年 6 月まで日本で実施されていた枠組みである。以上までが経済モデルを用いて再エネと電気事業の関係を分析したものである。そして終章で福島の再生に向けた再エネ政策のあり方を示す。

最後に、本論文の社会的位置づけをまとめる。本論文の課題は、RPS 制度や FIT 制度といった比較的新しい制度が電気事業に及ぼす影響を分析することである。RPS 制度や FIT 制度は、再エネ政策に関するデータの蓄積が十分にあるわけではなく、また制度設計自体も国などによって異なっている。そのような中で、経済合理性に基づく行動から、電力市場がどのように変化するかを分析するため、経済モデルを用いて分析を行うこととした。本論文で用いる経済モデルは現実的な電力市場を反映しつつ、より一般化できるように単純化されたものとなっている。これは再エネ政策の制度変更に応じて調整し、様々な状況に対応するためである。とりわけ第 3 章の分析は、最初に発表した時点で日本では FIT 制度が導入されておらず、ドイツなどのこれまでの事例を参考にしていた。RPS 制度と FIT 制度のどちらが制度上、再エネの普及に効果的かといった議論は 2000 年代以降、今日も行われており、本研究もその一端である。FIT 制度は再エネを増加させるインセンティブを有する点で RPS 制度よりも優れているという報告が多いが、再エネ増加に伴う負担の増加や既存の非再エネとの代替性の観点から、RPS 制度は FIT 制度と遜色なくその役割を果たすことができるという研究も少なくない。また RPS 制度は計画的な再エネの普及、競争原理に基づく効率的な再エネ利用、負担抑制といったメリットを有し、このメリットは FIT 制度にはない。

経済性の乏しい再エネは、再エネ政策の影響を大きく受けて、再エネ事業が行われる。つまり再エネの普及は再エネ政策に依存する。そのため、第 3 章から第 5 章のような経済モデルを用いた政策研究を行うことで、効率的な再エネの普及につながる制度設計を行う際に貢献することができる。再エネ政策はどの政策を導入したとしても、詳細な制度設計によってその普及や経済への影響が大きく異なってくる。基礎となるモデルを設けることで、制度設計をどのように修正すれば再エネがどのように普及するのか、地域経済の活性化に貢献できるのかなどを判断することができる。以上のことから、本研究が日本における再エネの普及と福島県の復興に貢献し、福島県が「再エネの先駆けの地」となる一助になることを願う。

第 1 章 再生可能エネルギー政策及び電気事業を通じた福島県の再生に向けた問題提起*

日本のエネルギー政策は、これまで大きく 3 つの転換点があった。1 つ目が戦後、1951 年に 9 電力会社が発足し、地域独占を基礎とする 9 電力体制の成立である¹。全国を 9 つの地域に区分し、それぞれの地域で独占的に電気事業を担う電力会社が設立した。敗戦からの復興を目指し、傾斜生産方式によって石炭や鉄鋼などの基幹産業に力が入れられ、その石炭を用いた火力発電による電気事業が高度経済成長を支えた。ただし、その背景に公害による健康被害があったことも忘れてはならない。2 つ目が 1970 年代に生じた石油危機による電気事業の変革である。この時期、石油の公示価格の高騰、原油生産量の減少が生じており、日本では 1974 年には電気事業法に基づく電力使用制限が実施されている。同時期、日本各地で原子力発電所(原発)が運転を開始している。例えば 1971 年に東京電力福島第一原発 1 号機、1975 年に九州電力玄海原発 1 号機、1976 年に中部電力浜岡原発 1 号機などがあり、1970 年代に運転を開始した原発は 19 基に上る。また、効率的な石炭利用や再エネの技術開発に関するサンシャイン計画、エネルギーの効率的な利用や省エネ技術に関するムーンライト計画がそれぞれ計画された。そして 3 つ目が 2011 年に起きた東日本大震災及び福島第一原発事故である。原発事故以降、原発の危険性を再認識することとなり、さらに、それまで議論がとまっていた電力自由化、発送電分離の議論が再燃し、併せて一般電気事業者(東京電力や東北電力といった規制のもとで地域独占を行ってきた電気事業者)の総括原価方式による収益構造への批判、原発の代替としての再エネの普及・拡大、エネルギーの地産地消などが、日本中で議論されることとなった。このような中、東日本大震災及び原発事故の最大の被災地である福島県は、再エネを復興に向けた重要施策の一つに掲げている。東日本大震災の地震、津波による甚大な被害、原発事故による放射能汚染という長期間に及ぶ原子力災害、そして根拠のない差別や固定化されつつある風評被害など、これまで人類が直面したことのない複合災害が、震災から 3 年以上が経っても未だ続いている。このような中、福島県では 2012 年 12 月に発表された「ふくしま新生プラン」に基

* 本章は、『公益事業研究』第 65 巻第 2 号に掲載された拙著(2013)「地域再生に向けた福島県の再生可能エネルギー政策に関する考察」をもとにしている。

¹ 戦前には小規模な電気事業者が数多く存在していた。この段階では小規模な水力発電が中心であり、あまり規模の経済が働いていなかったと言える。やがて大規模水力発電の開発や長距離送電の実現などに集約されていき、1932 年に五大電力会社(東京電灯、東邦電力、大同電力、宇治川電気、日本電力)が電力連盟を結成し、日本の電気事業の中心を担うこととなった。その後、1939 年に電気庁が設置され、日本発送電が設立することとなり、さらに 1941 年に配電統制令が公布・施行されたことで、五大電力会社をはじめ、全ての電気事業者が解散し、国の管理下に置かれた 9 つの配電会社と日本発送電による電気事業体制となった。詳しくは橋川(2004)を参照されたい。

なお、電力事業は発電、送電、配電(小売り)に分類できる。発電は電力を生産することであり、送電とは発電された電気を変電所へ送るまでを指し、配電は変電所から電力消費者へ送ることを指す。ただし、送電と配電は特別な事情がなければ同一に扱われることが多く、本論文でも特に断りがない限り、送電と配電を送電で統一する。

づいて復興が進められている²。福島県は「原子力に依存しない社会」を目指すという基本理念を掲げ、その一環として再エネの導入拡大、研究拠点、関連産業の集積・育成などを進めている。これまで原発立地によって県外から利益を得ていた構図が、原発事故によって転換せざるを得ない事態に直面し、その転換は地方財政や雇用、地域経済など様々な分野に及ぶ。そのことから、再エネに対する期待も大きい。

以上のことから、本章は本論文における再エネの普及に向けた問題提起に位置づけ、再エネの普及が求められている福島県の再エネに関する取組みを取り上げる。福島県の再エネ事業の多くは2012年7月から実施されている固定価格買取制度(FIT法)をベースとしたものとなっており、再エネ政策の影響が大きい。次章以降では再エネ政策の研究を行うが、まず本章では現在の福島県のエネルギー政策における課題を提示し、その改善を図るとともに、福島県の雇用創出や地域経済の活性化に寄与する分析を行う。そしてそのベースになる課題が再エネの普及である。再エネの普及なくして福島県のこれらの復興に向けた取組みは十分に機能しない。以下では、福島県の災害復興における福島県の再エネ政策を概観し、再エネ事業の現状と課題を取り上げる。それらの再エネ事業は福島県にとって有益なものばかりではない。福島県にとって有益な再エネ事業を展開すべく、3つの政策的含意を示す。そして最後に原子力災害と再エネ活用の課題として、除染を考慮に入れた木質バイオマス発電について取り上げる。

第1節 福島県の再生可能エネルギー政策と再生可能エネルギー事業の現状

1 福島県の再エネ政策

政府や福島県は災害復興の柱の一つに再エネを挙げている。2011年6月の東日本大震災復興構想会議「復興への提言～悲慘の中の希望～」で「福島県に再生可能エネルギーに関わる開かれた研究拠点を設けるとともに、再生可能エネルギー関連産業の集積を支援することで、福島を再生可能エネルギーの先駆けの地とすべき」という方針を示した。これにより国の方針として、福島県が再エネの拠点となることが示されることとなった。これを受けて福島県では、2011年8月に発表された「福島県復興ビジョン」において「再生可能エネルギーの飛躍的推進による新たな社会づくり」を示し、再エネ関連の産業集積を図り、雇用創出につなげること、エネルギーの地産地消による持続可能な地域モデルの構築を進めることとしている。福島県としても再エネを復興の柱に置くことを示したと言える。そして福島県復興ビジョンから再エネに対して具体的な方針を示したものが、2012年3月に発表された「福島県再生可能エネルギー推進ビジョン(改訂版)」(以下、再エネビジョン)である。再エネビジョンが発表されるまでは再エネ関連の産業集積に重きが置かれていたが、再エネビジョンの中で具体的に再エネの導入推進が示され、再エネの産業集積(以下、関連

² 「ふくしま新生プラン」は福島県のあらゆる政策を網羅し、県の施策を示す最上位計画である。

産業政策)と導入推進(以下、導入推進政策)が大きな2本柱に掲げられることとなった。2012年7月には「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」(再エネの固定価格買取制度、以下、FIT法)が施行され、このFIT法に基づく再エネ事業が急増する中、2013年2月に発表された「再生可能エネルギー先駆けの地アクションプラン(以下、アクションプラン)」では、再エネビジョンで掲げた目標から導入見込み量や行動計画を明らかにし、関係者と共有することで飛躍的な推進を図るとしている。アクションプランでは3つの政策として「地域主導」「産業集積」「復興を牽引」を掲げ、「地域主導」と「産業集積」は導入推進政策と関連産業政策の2本柱に該当するものであり、3つ目の「復興を牽引」は政策的な支援を国に求めるというものである。これら一連の方針展開に関して考察を加えると、最初に政府が技術開発や産業集積に重きを置いた点は、これまで西日本で盛んであった再エネ産業を東日本でも行い、再エネ産業の活性化を日本全体で図るものと言える。また、福島県は再エネのポテンシャルが多いことを踏まえ、再エネ導入を示しているが、再エネ事業による雇用創出や経済活性化は限定的であり、さらなる改善を要すると言える。

具体的に3つの政策を概観すると、「地域主導」は再エネの普及・拡大を図る政策であり、地域主導型の再エネ事業の展開である。福島県では県内各地で再エネ事業に取り組む地域協議会が発足し、県民が主体となって再エネ事業が発展する下地が形成されている。「産業集積」は、再エネに関連する産業の集積を図るもので、福島県沖で行われている浮体式洋上風力発電の実証研究や、産学官による関連産業集積推進協議会及び研究会などを通じ、福島県が再エネ産業の拠点になり、県内企業の活性化や技術の高度化を図るとしている。「復興を牽引」では、全国一律の農地転用規制に対し、被災農地については規制緩和を求めることや、県内での再エネの事業化を支援するためにFIT法における固定買取価格の引下げ延期や補助金制度の特例措置を国に求めるものである。

2 福島県における再エネ事業の課題とメリットのある再エネ事業

原発事故以降、FIT法の施行もあり、再エネが一種のブームとなり、福島県には県外の大企業(以下、大手企業)が多く進出し、メガソーラーなどを事業化するケースが増えている。福島県の再エネ事業計画を概観すると、本店を東京都に置く企業となっているケースが多い。この場合、再エネ事業による売電利益の多くは大手企業に入り、その利益による福島県にとってのメリットは限定的となる³。太陽光発電協会JPEA復興センターが行っている「再生可能エネルギー発電設備等導入促進支援対策事業」2011年度、2012年度、2012年度2次の採択の内訳を見ると、福島県内で計画されている再エネ事業のうち138件が採択されており、そのうち76事業が福島県内に本社のある事業者、31事業が福島県内に支店・営業所などがある事業者、18事業が福島県に本社も支店・営業所もない事業者、13事業が

³ 再エネ事業はバイオマス発電を除いて継続的な雇用創出効果が弱く、再エネ事業による利益も所得や税金などで地域に還元されなければ、単なる土地貸しになってしまう。

不明となっている⁴。再エネの普及のみに着目すれば再エネの導入が進んで望ましいと言えるが、現在求められていることは災害復興であり、福島県の中で雇用が生まれ、利益が地域に入り、地域経済の活性化につなげることである⁵。後述するバイオマス発電を除き、再エネ事業の多くは生産段階(発電)で労働力をほとんど必要とせず、建設とメンテナンスで一時的な雇用が生まれるだけである。しかも FIT 法の買取価格・買取期間及び事業計画によって、再エネによる事業利益もあらかじめ予想されていることから、事業の途中から生産活動が活発になって新たな雇用が創出されるということもない。さらに再エネ事業が行える土地は有限である。再エネの適地から先に利用されていくため、事業が発達するほど適地が少なくなり、再エネ事業による利益水準や利益獲得機会自体が少なくなる⁶。事業リスクを含めてノウハウのある企業は FIT 法の開始とともに再エネ事業を行うことができるが、ノウハウのない企業は一からノウハウを蓄積する必要があり、再エネ事業に取り掛かるまでに時間を要する。福島県では環境省・地域主導型再エネ事業化検討業務に採択され、再エネ事業に対して支援する組織として 2013 年 2 月に「ふくしま再生可能エネルギー事業ネットワーク」を設立し、ノウハウの蓄積や再エネ事業のネットワーク化を図っている。また、ノウハウとともに事業資金の確保も課題である。県内の金融機関による再エネ事業に対する融資制度が組まれるなど、再エネ事業を普及・拡大していく基礎が形成されつつある⁷。こうした取組みを通じ、県内の再エネ資源を活用した再エネ事業による売電利益が県内に還元されることになる。

第 2 節 福島県での再生可能エネルギー普及に向けた 3 つの取組み

⁴ FIT法の導入により固定買取価格が補助金と同じ位置づけと見なされ、多くの補助金が削減されている。そのような中でこの補助金事業は被災地向けの太陽光発電などの導入に対する事業となっている。なお、不明の 13 事業者は、企業名が全国に複数存在し、福島県に関連があるのか特定できなかったものである。

⁵ 例えば大藤(2012)では期待される雇用規模として、風力発電では約 1,300 人、太陽光発電で約 1,000 人と概算をしているが、あくまでも県内の工場や事業所で発生したものとしている。これは事業収入をもとに雇用者数を算出しているためであり、その事業収入自体が福島県内の事業者に入らなければ、福島県の雇用に寄与したとは言えない。

⁶ これは D. リカードの差額地代論につながる議論と言える。再エネに適している土地は、例えば太陽光発電であれば日射量の多い土地であり、風力発電であれば風況のよい海岸沿いや風の吹き抜ける山などであり、偏在性があり有限である。本来、そういった価値を踏まえて地価に反映されるが、地価に反映される前に FIT 法が導入され、土地が獲得されている。よって再エネ事業のノウハウを有している事業者などがいち早く再エネ適地を安価に獲得し、高い固定買取価格で事業を開始する構図となっている。長期的に地価に反映されることも考えられるが、FIT 法は最初の 3 年間でプレミアム期間に定めているため、地価に反映される前に再エネの適地が確保されていることも想定される。

⁷ 2012 年 9 月に東邦銀行で「東邦・再生可能エネルギー発電事業ローン」が始まり、FIT 法の買取期間に応じた 3 億円以内の融資制度がある。2013 年 5 月には福島銀行で「再生可能エネルギー発電事業支援融資」の取扱いを開始している。再エネ事業に対する地域金融機関の果たす役割は大きく、寺林・安藤(2013:27)では、これまでの再エネ事業は大規模なものが多く、大手金融機関によるプロジェクト・ファイナンスで行われていたが、FIT 法開始以降主流になりつつある再エネ事業の規模から、地域金融機関が得意な分野であるコーポレート・ファイナンスによる再エネ事業の可能性について言及している。

ここでは福島県での再エネの普及に向け、段階的なエネルギーの地産地消、産業集積と政策間連携、自家消費への優遇政策の 3 つの取組みについて取り上げる。再エネビジョンではエネルギーの地産地消を謳っているが、プロセスや手段について言及していない。そこで、「地域主導」の再エネ政策から、エネルギーの地産地消に向けた段階的な取組み(段階的なエネルギーの地産地消)を検討し、それを補足する位置づけとして政策間連携や自家消費の取組みを示す。

1 福島県でのエネルギーの地産地消

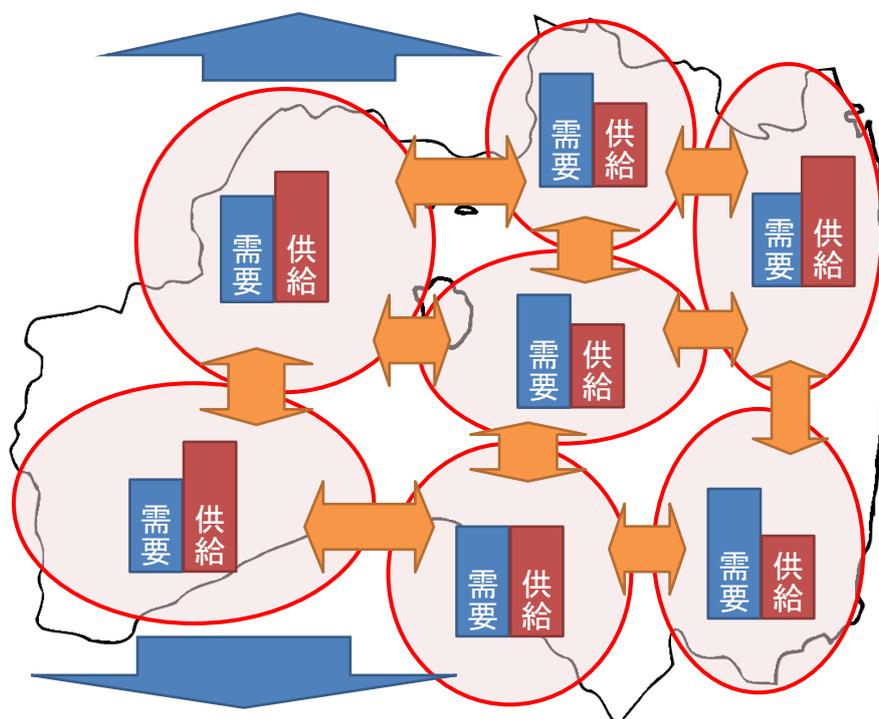
まず福島県にメリットのある再エネ事業によるエネルギーの地産地消について取り上げる。メリットのある再エネ事業として、県内で生産された電力を県内で使用し、県外からの買電を抑制するケース(県外に利益が出ていかず、県内で電力と資金が循環するケース)と、県内で生産された電力を県外に売電するケースが挙げられる。前者は、電力自由化を念頭に入れており、電力の需給取引が県内で行われ、県内で電力と資金が循環することで、県内に電気事業に係る雇用が創出されるとともに、実際に電力取引を伴う形でのエネルギーの地産地消が実現する。現状として、再エネによるエネルギーの地産地消は技術的に短期間で行うことが困難であり、制度的にも全ての電力消費者が電気事業者を選択できない。そのため、実際に県内で作られた電力が県内で使われるという保証がない⁸。これについては電力自由化の議論が進められており、エネルギーの地産地消を検討する上でも、PPS の参入も重要な役割を果たす。後者については後述する。

ここから段階的なエネルギーの地産地消について論じる。福島県は面積が広く、県全体の広い範囲でエネルギーの地産地消を行う方が適していると言えるが、福島県は気候、文化、産業などの違いから 7 地域に分けられ、再エネ資源のポテンシャルにも偏在性がある。それを念頭に地域性を考慮したエネルギーの地産地消を検討する。以下では再エネ事業を電力消費者への売電を伴う PPS に位置づけ、図 1-1 を用いて 3 段階に分けて議論を展開する。第 1 段階は各地域内でエネルギーの需給の特性を把握することである。図 1-1 の 7 つの円がそれぞれの地域を指している。これらの地域を見ると、いわき地域は製造品出荷額が東北で第 1 位のいわき市があり、他にも福島市のある県北地域、郡山市のある県中地域はそれぞれ行政都市、商業都市で人口も多いことから、電力需要が電力供給を上回ると言える。一方、南会津地域は中山間地域で、古くから大規模水力発電が開発されていたことから、バイオマス発電や水力発電のポテンシャルが高いが、人口が少ないことから、電力需要が電力供給を下回る⁹。このような地域の特性を踏まえ、第 2 段階では地域間で電力の

⁸ エネルギーの地産地消の議論に際し、実際に電力が県内だけで需給調整されることは、安定供給や経済性、需要変化に応じた電力供給の側面からも困難である。よってここでは、エネルギーの地産地消に向けて、発電される電力量が消費される電力量を上回ることを、一義的な目標とする。なお、発電される電力生産量が消費される電力消費量を下回る場合、エネルギーの地産地消が達成していないことになる。

⁹ 千葉大学倉阪研究室と NPO 法人環境エネルギー政策研究所が行っている「永続地帯研究」のデータ(2010 年度)を見ると、再エネ生産量がエネルギー需要を上回る地域は南会津地域のみである。

図 1-1 3 段階のエネルギーの地産地消



融通を行い、互いに補い合うことで、福島県全体でエネルギーの地産地消を図る¹⁰。つまり、電力の超過供給となっている地域から電力の超過需要となっている地域に余った電力を融通することで、県全体でのエネルギーの地産地消につなげる。図 1-1 では地域間をつなげる矢印がそれを示している。さらに各地域に電気事業者が存在する場合、電気事業者間で市場競争が生じ、効率的な電気事業の展開が期待できる¹¹。これは面積の広さと地域性の違いがある福島県の優位性と言える。そして第 3 段階が県外への再エネ供給である。図 1-1 では上下にある県外に向かった矢印で示している。県内の電力消費量は限られており、それだけでは電力市場の成長も限られ、安定供給にも不安が生じる¹²。そこで県外への再エネ供給も視野に入れ、関連産業政策によって優位性が見出せる再エネ設備の設置工事を県内事業者が行い、電力需要が豊富な県外へ供給することで、県外から利益を得る機会となり、福島県にとってメリットのある再エネ事業となる。同時に多種多様な電源が数多く設置されることで、副次的に電力の安定供給につながる。

¹⁰ 段階的なエネルギーの地産地消の第 1 段階は、第 2 段階を行うための議論と言える。エネルギーの地産地消は、本来大規模に広域で行われることで、安定供給や効率的な電力供給が実現する。このことから、福島県はエネルギーの地産地消を目標と掲げているが、福島県に限らず、周辺各県、将来的には日本全国の規模でエネルギーの地産地消を目指していくことが重要である。

¹¹ 電気事業者間の市場競争は電気事業の枠組みに依存するため、再エネだけでなく電気事業の制度改革の進展についても注視する必要がある。

¹² 県内のエネルギー消費量の減少は、再エネビジョンのエネルギーの地産地消でも用いられているが、これは高齢化社会などによる自然な人口減少や節電の定着などを考慮したものと言える。

第3段階の県外への再エネの供給についてはすでに先進事例がある。東京都環境局では、都内の業務ビルなどにおけるグリーン電力の需要の開拓を図ったり、風力発電等の生グリーン電力を都内に送電したりといった取組みが行われている¹³。割高な再エネを、託送料金を負担してでも利用することは、本来合理的な判断とは言えないが、再エネの環境付加価値や電気として実際に利用できる点、そして、排出量取引や炭素税の導入によってそれらの負担増加を回避することができる。そしてそれらが強化されることによって非再エネ資源を用いた電力での負担の上昇は免れず、長期的な視点に立てば相対的に再エネが安くなり、合理的に再エネへの需要が拡大することになる。排出量取引はすでに東京都で実施されており、炭素税も地球温暖化の改善に向けて重要な環境政策である。これらの環境政策の実施によって環境に配慮した社会が実現するとともに、再エネの普及にも寄与することになる。

2 産業集積と政策間連携

「産業集積」では、再エネの関連産業(部品製造、メンテナンス・修理、製造・販売)や研究開発拠点を県内に誘致することで、県内の雇用創出・人材育成がなされ、産業集積による原材料の調達や生産過程での効率化を図り、再エネ産業の拠点化になることが期待されている。また再エネに関連する人材が集中することによって情報交換が活発となり、協働の場になるとともに、知名度の向上に伴い一大ブランドとなることも期待される¹⁴。現在、太陽光発電に関しては近畿・中国地方を中心に生産拠点多く集中しているが、風力発電やバイオマス発電は海外メーカーに依存しているところが大きい¹⁵。風力発電やバイオマス発電は東北地方などでもポテンシャルが大きく、福島県がそういった再エネ設備の生産拠点となる余地があると言える。企業誘致のために行われている津波・原子力災害被災地域雇用創出企業立地補助金や福島県企業立地資金貸付制度に関して、再エネ産業の活性化を図るため、再エネ関連に対しては雇用要件の緩和や融資利率の優遇などの措置を行うことが挙げられる¹⁶。また、県内企業の他分野からの参入を促すためにも、再エネ関連産業推進研究会において、再エネ技術の新たな開発だけでなく、既存技術を再エネへ応用していくことも意味がある。

さらに政策間の連携も必要である。例えば地域主導の再エネ事業において、産業集積で効率的に生産された再エネ設備を活用したりメンテナンス利用したりすることが挙げられ

¹³ 生グリーン電力とは、実際に再エネで作られた電力のことである。例えば青森県六ヶ所村の風力発電で作られた電力を、託送料金を負担して、東京都の新丸の内ビルディングに供給するといった取組みが見られる。

¹⁴ 福島県は原発事故に伴い“FUKUSHIMA”として世界的に有名になった。環境負荷が相対的に少なく、原発と同じエネルギーを生み出す再エネを活用することで、原発事故による負のイメージから転換を図ることが期待されている。

¹⁵ 太陽光発電については奥本(2011:2-3)を参照されたい。

¹⁶ なお、ふくしま産業復興投資促進特区においては再エネのほか、6業種について産業集積区域の設定を行い、それらの投資促進を図っている。

る¹⁷。これにより再エネ設備やメンテナンスなどへの需要が確保でき、産業集積に関連する事業として安定した投資に結びつく¹⁸。再エネ事業にとっても、故障への対応やメンテナンス体制が整備されることで、故障に対する保証を充実化させ、仮に故障しても復旧するまでの時間を短くすることができ、安心して再エネ事業ができる環境を整備することができる¹⁹。メンテナンスについては、専門的な技術が必要なものもあり、再エネの普及に伴って故障の修理やオーバーホールなどへの需要も増える。これにより輪番による定期修理(定修)といったメンテナンスを専門とする事業も再エネの普及に伴って生まれる。「産業集積」は再エネの普及を念頭に入れることで、新たに様々な事業が創出される可能性が生まれることから、「地域主導」との連携が求められる。

現状として、再エネの普及・拡大を目的とする地域主導の再エネ政策と異なり、産業集積は雇用創出、産業活性化に重点が置かれ、政策を進める福島県の担当部署も異なっている²⁰。再エネビジョンでは担当部署に関係なく再エネ政策が盛り込まれているが、実行する際には担当部署が異なって対応しているため、一貫した再エネ政策が展開されているとは言い難い²¹。さらに再エネ事業の手続きは複雑であり、数少ない補助金も分散的に行われ、FIT法があるとはいえ事業リスクがあり、依然として再エネ事業のハードルは高くなっている。特に再エネ事業を行う際に課題となる農地転用などは農政関連部局の持つ影響力も大きい。上記した政策間の連携も含め、一貫した政策を実施するため、縦割り行政となっているエネルギー関連の担当部署を集約化し、ひとつの担当部署に集約する必要がある。

¹⁷ 生産段階での効率化だけでなく部品取引や製品輸送などのコスト抑制のメリットが挙げられる。

¹⁸ ただし、「関税及び貿易に関する一般協定」第3条により、地域内の生産物を優先的に利用する場合、WTOの内国民待遇義務原則への対応が必要である。カナダ・オンタリオ州のFIT制度では買取条件として一定割合以上の原材料調達、組立等が同州内でなされた発電設備を使用することを義務づけていた(ローカル・コンテンツ要求)。これに対して日本やEUがWTOに紛争手続きを行い、WTOもGATT違反という判断をしている。よって福島県でも産業集積で生産された再エネ設備の優先利用はできない。

¹⁹ FIT法では売電分が収入になるため、故障で発電しなければ、それだけ売電機会を失う。再エネ設備の修理体制については日本海事検定協会(2012)で言及されている。またFIT法でもメンテナンス体制の確保が設備認定の際に求められている。再生可能エネルギー発電設備認定申請書(10kW未満の太陽光発電設備を除く)では「調達期間にわたり点検及び保守を行うことを可能とする体制が国内に備わっていること及び当該設備に関し修理が必要な場合に、当該修理が必要となる事由が生じてから三月以内に修理の実施が可能である体制が備わっていることを示す書類を添付すること」としている。

²⁰ 地域主導は企画調整部エネルギー課、産業集積は商工労働部産業創出課が担い、さらに水力発電やバイオマス発電は土木部や農林水産部が担っている。

²¹ 2013年5月24日の福島民友によると、福島県は原発事故の避難区域においてバイオマス発電の燃料作物の生産で農地の荒廃を防止すると発表した一方で、農地の減少を想定し、休耕地での太陽光発電事業の計画を、同じ日に別々に発表している。縦割り行政の背景には、例えばエネルギー課は再エネの普及・拡大、産業創出課は産業集積、雇用創出に重きが置かれ、後者は再エネの普及が第一の目的とは限らないことが原因に挙げられる。さらに農林水産部はバイオマス発電について取り組んでいるものの、農地保護が最優先課題である一方、林業についても森林除染の方針が国の方で示されず、森林の荒廃が懸念され、農林水産部の中でも一貫した取組みが難しい状況になっている。そのためにも、復興に向けた重点施策の中でも優先事項を設けるとともに、再エネは様々な分野に関連することから、1つの部署に集約することが望ましいと言える。優先事項を設けることで、農地保全を最優先とするのであれば、それを念頭にソーラーシェアリングのような再エネ事業を展開することができる。

3 自家消費への優遇政策

FIT法の導入に伴い、多くの補助金制度がなくなり、さらにプレミアム期間後の固定買取価格の低下が懸念されている。FIT法では次第に固定買取価格を低下させ、最終的に普通の電力としての買取価格と同水準にすること(グリッド・パリティ)で、FIT法に依存せずに普通の電力として買い取られるようにシフトさせていく仕組みになっている²²。福島県では「復興を牽引」の政策において、特例措置を国に求めるとしている。本節では具体的な取組みとして、FIT法における自家消費への優遇政策の必要性を取り上げる。ここでの自家消費とは事業所や工場内での消費の一部に充て、電気事業者からの購入を抑制することを想定する。FIT法では、10kW未満の太陽光発電を除き、全量買取となっている。全量買取では発電した電力を全て売電するため、売電収入が多く、事業性を高めることができる。一方で自家消費に対しては優遇措置がほとんどないため、採算が合わず、自家消費したくとも全量買取を選択する事態となっている。また、系統容量に制約があり、FIT法のもとでは再エネ事業ができない事例も見られる。これに対して自家消費であれば、発電した電力を自家消費するため、逆流は生じず(余剰電力が発生しないため)、再エネの電力が系統に入らないことから、送電容量の負担低減につながる。ただし、自家消費導入に伴って追加的なコストが発生することも念頭に入れる必要がある。自家消費によって直接電力を消費していることから、エネルギーの地産地消にも寄与することになり、大手企業による地域にメリットのない再エネ事業の抑制にもつながる。さらにFIT法の枠組みとは別に自家消費に対する優遇措置がなされれば、FIT法における電気料金の上乗せの抑制にもなる。自家消費の具体的な方法として、再エネの利用量に応じたグリーン電力証書の活用が挙げられる。自家消費した量に応じてグリーン電力証書を発行し、その売却から利益を得るというものである。グリーン電力証書はFIT法導入前から行われ、市場で取引されている実績もある。環境の付加価値などを考慮に入れ、FIT法の固定買取価格の代替に見合う程度のグリーン電力証書の価格保証を行うことで、自家消費の可能性を見出せると言える²³。さらに環境政策と併用することで、その付加価値も高まる。以上の観点から、これまでの全量買取が中心のFIT法から、自家消費といった選択の幅を広げる取組みが必要である。

²² なお、FIT法では環境価値が再エネ賦課金として電気料金に含まれており、普通の電力よりもその分だけ付加価値がある。FIT法においては、再エネの持つ環境価値は再エネ賦課金として電気料金に内部化され、電力消費者に帰属する。よって、グリッド・パリティは普通の電力としての売電価格に環境価値(例えばグリーン電力証書取引分)を合わせた価格水準になる。さらに普通の電力としての売電価格やグリーン電力証書が高くなることで、より早くグリッド・パリティとなる水準を迎えることになる。現段階でFIT法とグリーン電力証書は併用できず、FIT法の導入に伴い、グリーン電力証書の設備認定の件数は減少している。グリーンエネルギー認証センターによると、2010年度には498件であったが、2011年度には228件、2012年度(2012年12月末)は38件まで減少している。

²³ グリーン電力証書の最終買取保証に関しては、政府が最終的な価格保証を担い、温室効果ガス削減に割り当てるなどの方策が想定できる。

第3節 バイオマス発電の現状——具体的な事例として

最後に原子力災害からの復興に向けた取組みとして、福島県におけるバイオマス発電の事例を取り上げる。バイオマス発電は再エネの中で唯一燃料が必要な電源である。燃料確保に際し、木質バイオマス発電であれば林業や製材業など、畜産バイオマスであれば酪農など、他の産業との関わりが大きく、福島県の復興に掲げる雇用創出・経済活性化に最も寄与すると言える。「復興を牽引」の政策では木質バイオマス発電の促進を挙げており、農林水産部林業振興課では「福島県木質バイオマス安定供給指針」を示している。これによると、すでに稼働している白河ウッドパワー大信発電所やグリーン発電会津河東発電所以外に、塙町、南相馬市、飯舘村などで発電施設の配備計画を示している。しかし、鮫川村の放射性物質の減容化施設を兼ねた仮設焼却炉が2013年8月に人為的ミスで爆発事故を起こし、それを受けて翌9月に塙町で進められていた木質バイオマス発電事業計画が凍結され、県内で計画されていた他のバイオマス発電計画も凍結せざるをえない事態に発展している。さらに木質バイオマス発電を検討する上で、放射性物質の除染への対応も求められる。福島県は原発事故の影響により、復興を行うためにまず放射線量を下げる除染が必要となっている。「福島県復興計画(第2次)」では木質バイオマス発電を活用した除染について言及されているが、中間貯蔵施設が決まらず、除染で発生した放射性物質の管理が行えず、木質バイオマス発電事業を進めることができない。環境省の調査によると一般廃棄物焼却炉ではあるものの、バグフィルタによる放射性セシウム濃度に対する除去効率が99.9%以上で、排気筒から放出される排ガス放射性セシウム濃度も空気中の濃度限界値を十分に下回っているとしている。性能的に漏えいはないと言われているが、放射能への不安やNIMBY問題から木質バイオマス発電施設の建設が反対されるケースもある。木質バイオマス発電に限らず、放射能汚染に対しては正確な情報を提示し安全性を示しても、必ずしも地域住民の安心にはつながらない。安全と安心をつなげる政策が、福島県では求められている。

また、バイオマス発電の事業性自体についても課題がある。これまでバイオマス発電は、農林水産省のバイオマスタウンなど、補助金を背景に進められてきた。総務省は2011年2月に「バイオマスの利活用に関する政策評価」を行い、バイオマス事業に対してどのような効果をあげたのか政策評価している。これによると「期待される効果が発現したものは皆無」とされており、複数の省庁で類似の事業を実施している非効率的なケースがあることも指摘している。具体的に見ると、市町村合併などでバイオマスタウン構想の取組み自体が頓挫していたり、計画通り原材料が調達できず、エネルギー生産ができなかったりしている。また、類似する事業に対する補助金として、環境省、農水省、経産省によるバイオマス輸送燃料事業などがあり、さらに農水省の部局間でも食品リサイクル対応や農業用機械のバイオディーゼル燃料の研究・生産への補助金などがあつた。これらは再エネ事業に限った補助金ではないものの、補助金に依存し、バイオマス関連の事業性の確立に至つ

ていない。一方で、これらの事業は FIT 法が実施される以前のものであり、FIT 法の導入によって固定買取価格と買取期間が保証されているため、補助金に依存しない形で事業性を見出す必要がある。とはいえ、バイオマス発電単独の事業だけでは事業リスクが大きい。上記したようにバイオマス発電は燃料調達から他の産業とのかかわりが不可欠である。畜産バイオマス発電を例に挙げると、酪農などで排出されるし尿などとともに、発酵を促すために食品残渣を加えている。ここから周辺のホテル・旅館などと連携して食品残渣を受け入れることで、ホテル・旅館にとっても食品リサイクル法に基づく処理の負担を軽減できるなどの可能性も出てくるし、バイオマス発電の排熱利用によって重油などの節約にもなる²⁴。このように畜産バイオマス発電を中心に酪農や観光業などの連携が可能となる。このように単独の再エネ事業ではなく、再エネを媒介して、地域が一体となってそれぞれの事業の中でメリットが得られ、事業のリスク分散にも寄与する事業展開が求められる。これはスマート・シティの概念につながるものであり、再エネがそのツールとして役割を果たすことになる。実際に福島県でもこういった様々な産業が連携して事業に取り組む傾向が見られる。畜産バイオマス発電では適正なエサの管理によって放射性物質の対応は不要である。一方、木質バイオマス発電については除染を考慮し、再エネ事業だけでなく、地域住民との合意形成、除染作業の健康管理など、さらに検討を要する課題が残されている。

まとめ

本論文では、東日本大震災及び原発事故からの復興に向けた福島県のエネルギー政策や福島県で行われている再エネ事業に対して課題を示し、それらの課題解決に向けた取組みを示した。また具体的な事例として、バイオマス発電を取り上げ、バイオマス発電は様々な産業に関連している一方、事業採算性や補助金の課題があり、福島県ではさらに放射性物質の除染も課題となっている。福島県で再エネ事業を行う場合、他の都道府県よりも困難となる事態に直面する。一方で原発事故からの復興は世界的に注目されている。災害復興に貢献し、福島県の地域性を活用した福島県民にとってメリットのある再エネ事業による復興のモデルを確立することが必要である。そのためには再エネの普及が必要不可欠であり、エネルギーの地産地消を考慮し、自立したエネルギー需給体制の構築が望まれる。そしてこのモデルが他の地域でも応用可能な形にするため、一般化を目指すことが求められる。このような背景の中で、いかに再エネを普及させていくのかが課題であり、その普及に最も影響を及ぼすのが再エネ政策である。実際に、福島県は全国的にも再エネの普及が進んでいるが、FIT 法に基づくものがほとんどであり、再エネ政策が大きく影響している。次章以降では、その再エネ政策について、これまでに導入されてきた再エネ政策を含めて、再エネの普及に寄与する政策について分析を行う。

²⁴ 食品リサイクル法のうち、畜産バイオマス発電での利用については再生利用(メタン)に該当する。

第2章 日本のエネルギー政策と経済学的位置づけ*

前章では福島県の再エネ事業の動向から、再エネの普及の必要性についての問題提起を行った。本章では、再エネ政策及び電力自由化に関するこれまでの動向を論じる。再エネ事業は電気事業の中で行われており、その電気事業自体が変革期にある。原発事故以降、再エネの普及とともに電力自由化が大きく注目を浴びている。そのような背景から、日本では再エネ政策及び電気事業においてどのような制度が導入され、現在どのような状況にあり、今後どのようなようになるのかを概観する。次章以降では電力自由化が進展する中で、再エネの普及に向けた政策について分析しており、本論文に関連する制度や政策動向、研究動向を概観することが本章の目的となる。

第1節 再生可能エネルギー政策の経緯と動向

1 再生可能エネルギーの定義

再エネは、自然エネルギーや新エネルギーなどの呼ばれ方をされ、厳密には異なる位置づけにあるものの、一般的には自然環境から得られた資源を利用して得られるエネルギーと解釈されている傾向にある²⁵。また、再エネと非再エネ(いわゆる枯渇性資源由来のエネルギー、以下、非再エネ)の違いも踏まえ、大島(2010: 101)では再エネについて以下の6つの特徴を挙げている²⁶。

1. 枯渇しない、

* 本章は、『大原社会問題研究所雑誌』No.583に掲載された拙著(2007)「日本の電力市場に関するサーベイ」及び『環境経済・政策研究』第4巻第1号の環境論壇に掲載された拙著(2011)「FIT制度の制度設計とRPS制度の再検討に関する一考察」で論じた問題提起を含めて、再構成したものである。

²⁵ 自然エネルギーは自然由来の資源から得られるエネルギーを指すものである。新エネルギーと再エネについては明確な使い分けがなされている。新エネルギーは再エネの中に位置づけられ、技術的には実用段階にあるものの、経済性や普及の側面からは支援が必要なものを「新エネルギー」と位置づけている(経済産業省(2012: 188))。これに、実用段階にあり競争力のある水力発電及び地熱発電を加えたものを「再生可能エネルギー」としている。また、戒能(2010)では、「再生可能エネルギー・未活用エネルギー」を「化石燃料や核燃料の消費を伴わないエネルギー源の供給・利用形態」と位置づけ、太陽光・風力・バイオマスなどの自然エネルギー、地熱エネルギー、中小規模水力発電、未活用エネルギーとしている。「新エネルギー」は「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法(新エネ法)」で定義されたもので「石油代替エネルギーを製造、発生、利用すること等のうち、経済性の面での制約から普及が進展しておらず、かつ、石油代替エネルギーの促進に特に寄与するもの」としている。新エネ法は2008年に改正されており、再エネの中に新エネルギーを位置づけ、1000kW以下の中小水力及びバイナリー方式の地熱発電が新エネルギーに分類されている。このほか、エネルギー供給構造高度化法では太陽光、風力、水力、地熱、太陽熱、大気中の熱その他の自然界に存する熱(空気熱、地中熱、雪氷熱等)、バイオマスとなっている。

²⁶ 枯渇性資源ではなく非再エネとする理由として、再エネ資源と非再エネ資源の間にはバックストップ資源の関係があり、非再エネ資源が消費され枯渇していくことで希少性が生じ、価格が高騰してくる。これにより相対的に割高であった再エネ資源の価格が、非再エネ資源よりも割安になることになる。この段階で非再エネ資源は選択されることはなくなり、非再エネ資源も消費されなくなるため、枯渇しないことになる。

2. 地域性がある、
3. 鉱物資源の燃料を必要とせず、燃料費がゼロであるかほとんど必要としない、
4. エネルギー資源の採取にあたっての環境負荷が小さい、
5. 利用の際に廃棄物をほとんど発生させず、環境負荷が小さい、
6. 設備が基本的に小規模、分散型である、

なお 6 番目について、火力発電や原発は大規模利用を通じて効率化が図られるため対象とならないとしている。以上のことから、これらの特徴は主に火力発電や原発といった非再エネと対峙するものとなる²⁷。本論文でもこの特徴を有するものを再エネと捉え、具体的に太陽光発電、風力発電、バイオマス発電、中小水力発電、地熱発電を対象とし、断りがない限り、電気エネルギーを想定する²⁸。電気エネルギーのほかに熱エネルギーがあるが、電気エネルギーを想定した理由は、電気利用の方が熱利用に比べて汎用性や利便性が高いためである。ただし、熱利用に対し熱エネルギーで供給できるのであれば、わざわざ電気エネルギーに変換することは非効率的である。

2 再エネ普及政策——RPS 制度

再エネの普及を図る政策として、固定枠制度(RPS(Renewable Portfolio Standards)制度)と固定価格買取制度(FIT (Feed-in Tariff)制度)の 2 つの大きく政策が挙げられる²⁹。まず RPS 制度は、固定枠制度、クォータ制度、Renewable Electricity Standard、Renewable Obligation などと呼ばれ、再エネの固定枠を先に定め、その固定枠の分だけ再エネの利用を義務づけ、そこから価格が決まるものであり、数量規制の位置づけになる。RPS 制度は、日本では 2012 年 6 月まで導入されており、アメリカ(テキサス、アリゾナ、ネバダといった一部の州)やイギリス、オーストラリア、スウェーデン、ポーランドなどで導入されている

²⁷ これまで原発は発電時に二酸化炭素を排出しないという点から、環境にやさしい、あるいは非化石エネルギー源として再エネと同じように扱われてきた側面があった。これに関する議論は、例えば内閣府原子力委員会新大綱策定会議(第 3 回)(2011 年 1 月)(資料第 4 号新大綱策定会議メンバーからの提出資料)における浅岡美恵氏の指摘が挙げられる。さらにウラン燃料はウラン鉱山から採掘され、核燃料工場で加工され、原発で使用されるが、電気事業連合会(2010)によるとウラン燃料の確認可採埋蔵量は 100 年としており、使い続けることで枯渇することを意味しており、非再エネ資源に位置づけることができる。なお、高速増殖炉は消費した量よりもそこから生み出される燃料の量が多く(燃料の増殖)、枯渇しないと考えられているが、世界的にも実用段階に至っていないことから、本論文では対象としない。

²⁸ これらは RPS 制度及び FIT 制度で対象の電源である。本論文はこれらの制度を分析対象とするため、それに基づき、対象電源も特定化する。

²⁹ 再エネの普及政策については、この他にも補助金や減税、技術開発などがあるが、詳細については大島(2010: 114)でまとめられている。さらに、大島(2010)では、固定枠制、競争入札制、固定価格制の大きく 3 つの支援政策の事例を取り上げている。固定枠制と競争入札制はいずれも再エネの利用量を先に決めるが、価格については市場で決まるのか競争入札で決まるのかの違いがある。日本の固定枠制度では、3 つの利用方法が定められているものの、どのように調達するかは電気事業者が個別に行っており、東北電力や北陸電力などでは競争入札だけではなく抽選という形式を取ったところもある。競争入札であれば市場メカニズムほどではないものの競争原理が反映される。しかし抽選となった場合、確率で全てが決まるため、事業を行うか否かの大きなリスクとなり、再エネ普及を阻害する要因となり、合理的な競争原理も機能しづらい。本論文では、再エネの調達プロセスではなく、電気事業者の再エネ利用そのものに注目するため、固定枠制と競争入札制については区別することなく、固定枠制として議論を展開していく。

る³⁰。RPS 制度では再エネの固定枠が再エネの普及量に大きく影響を及ぼすため、この固定枠が多ければ再エネの普及に大きく寄与するが、固定枠が少なれば十分な普及は見込めない。RPS 制度の導入に伴って固定枠を定め、再エネの技術やコストを踏まえて固定枠を年々増加させていくことで、計画的な再エネの普及が可能となる。そのため、電気事業者は定められた量の再エネを利用しなければならないが、逆に定められた量の再エネを利用してしまえば、それ以上の再エネを利用する必要がないため、再エネをさらに利用しようとするインセンティブを失う。これが RPS 制度の有するデメリットである。

RPS 制度では、再エネの固定枠が定められていることからその固定枠の中で再エネ間の競争が生じる。これが RPS 制度の最大のメリットと言える。再エネの取引が市場価格あるいは競争入札で決められる場合、再エネの間でも相対的に割安な電源から選択されていき、競争原理に基づいた効率的な価格が決定される。これにより過剰な負担増加(例えば電気料金の上昇)を抑制することができる。一方で割高な電源(例えば太陽光発電)などは選択されづらいという課題がある³¹。また、RPS 制度はグリーン電力証書(グリーン証書、Tradable Green Certificate などとも呼ばれる)取引の併用が可能である³²。Espey(2001 : 557,565)では、RPS 制度単独では再エネの拡大につながらず、RPS 制度は制度設計に大きく依存すると指摘しつつ、再エネの事業者や開発者の間でより高い競争関係があり、グリーン電力証書などのオプションを活用でき、政府支出も小さいというメリットについて言及している。政府支出が小さい点について、RPS 制度は固定枠を定め、電気事業者の電力生産量に応じて再エネの利用量を定めることになり、再エネ資源の地域間格差の是正は制度の中で調整することが可能である³³。よって固定枠を定めるだけで、地域間格差の是正などの追加的な政府支出は基本的に発生しない。さらに政府支出が小さい点については Berry and Jaccard(2001 : 265)でも言及しており、RPS 制度では政府ではなく市場によって選ばれ、電力消費者が再エネの追加的なコストを負担することから、追加的な政府支出を考慮する必要がないためである。

RPS 制度に関する事例は、大島(2010)にてアメリカ・テキサス州の風力発電とイギリスの競争入札制度について論じられている。アメリカでは州レベルで再エネ政策が進められ

³⁰ 詳しくは Langniss and Wiser(2003)や Mozumder and Marathe(2004)を参照にされたい。例えば Langniss and Wiser(2003 : 528)では、アメリカの多くの州で RPS 制度が導入されているものの、十分な成果が得られていないと指摘しており、その中でテキサス州は特に風力発電が増加しており、その要因として、強力な政策サポートを実施したこと、柔軟な政策としたこと、長期購入義務、グリーン電力証書(Renewable Energy Credits)の取引などを挙げている。大島(2010 : 151)では長期購入義務(長期契約)を事業の安定性という観点から評価している。

³¹ これに対する対策としては RPS 制度と FIT 制度の併用であるが、これについては後述もしくは大平(2011)を参照。

³² 日本では RPS 制度が実施されている段階で RPS クレジットとグリーン電力証書の 2 種類があった。RPS クレジットは以下で説明する RPS 法の利用目標量に充当できるものである。この利用目標量以上の再エネは電気事業者にとって利用する義務がなく、再エネへの需要がなくなり、より安価な電力としての取引のみ行われることになる。そこで反映されない再エネの環境価値分を取引するための施策として、グリーン電力証書がある。

³³ 日本の RPS 制度では、RPS クレジットが地域間格差の是正の機能を果たしていると言える。

表 2-1 テキサス州の導入目標及び設備容量(単位 : 1,000kW)

目標年	2007	2008	2009	2010	2011	2013	2015	2025
導入目標量	2,280	-	3,272	-	4,264	5,256	5,880	10,000
設備容量	5,385	8,380	10,354	10,948	-	-	-	-
うち風力発電	4,490	6,963	9,378	9,951	-	-	-	-

出典) Public Utility Regulatory Act(2005 : 164)、Renewable Energy Consumption and Electricity Preliminary Statistics 2008, 2009, 2010

ており、半数以上の州で RPS 制度が導入されている³⁴。その中でテキサス州は成功している事例と言われている³⁵。その特徴について大島(2010 : 139)では、テキサス州の導入目標量が発電設備の新規設備容量と同じ水準であったこと、再エネクレジットの取引プログラムを導入したりその利用を電力小売業者に義務づけたりしたこと、公益事業委員会が RPS 制度を設計し、公益事業委員会は設備からの発電量を最大化するための合理的な実績基準を設定したことなどを挙げている。表 2-1 は RPS 制度の特徴である固定枠についてまとめたものである。テキサス州ではすでに 2025 年の導入目標量を超えているものの、そのほとんどが風力発電となっており、風力発電以外の普及を図るため、2025 年までに 50 万 kW の導入目標を定めている。RPS 制度の場合、固定枠を定めるだけでは、採算が取れやすい電源やその地域の自然環境に有利な電源が選択され、高いコストの電源や技術が未発達な電源は選択されず、再エネの多様性を図ることは難しい。テキサス州では風力発電以外についてプレミアムを付ける形で、他の再エネの普及を図る取組みが行われている。一方で、日本やイギリス、イタリアでは、RPS 制度をベースにしつつ、FIT 制度も組み合わせるといった取組みもある。RPS 制度は FIT 制度のように電源ごとに異なる固定買取価格を設定して差別化を図ることができない。RPS 制度においても電源別に固定枠を設定した場合、電源間の競争が機能せず、RPS 制度を導入するメリットが失われる³⁶。

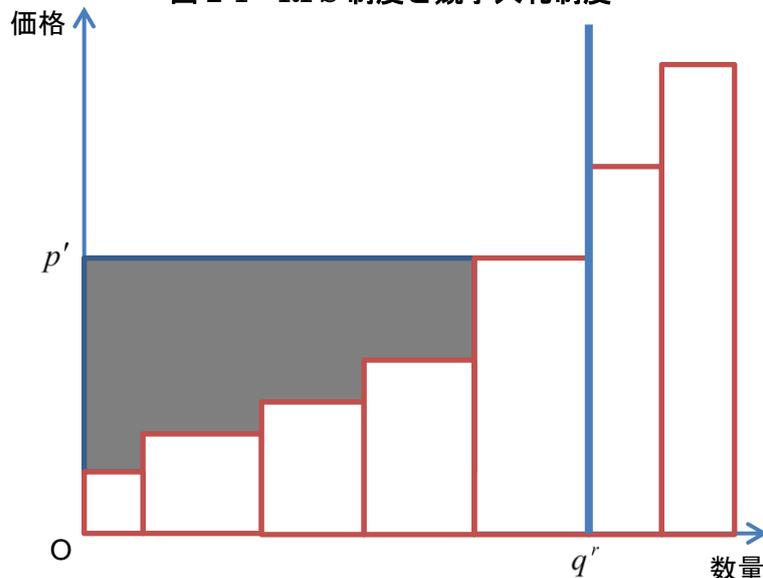
次にイギリスの再エネの競争入札制度に関して取り上げる。競争入札制度は RPS 制度の一つに分類できるが、競争入札により再エネの買取価格が決定されるため、入札の枠組みの中でコスト低下インセンティブが機能する。RPS 制度の場合、再エネの買取価格が市場で決定されることで、より低いコスト(限界費用)で生産している再エネ事業者にとってはその差額分だけ利益を得ることができ、さらにコスト低下のインセンティブになる。一方、競争入札制度の場合、入札された金額で取引がなされるため、RPS 制度のときのような差額の利益を得ることができない。この点について大島(2010 : 161)では、余剰分析を踏まえ

³⁴ アメリカでも FIT 制度を導入している州もあり、フロリダ、バーモント、カリフォルニア、オレゴン、ウィスコンシン、テネシーである。詳しくは西川(2011 : 90)でまとめられている。

³⁵ もともとアメリカでは FIT 制度に近い公共事業規制政策法(PURPA)が導入されていたが、電力自由化の流れとともに 1980 年代半ばに廃止された。

³⁶ ただし、再エネの電源ごとに競争力の有無で固定枠を分けることは効率的ではないが、公平な競争が可能と言える。

図 2-1 RPS 制度と競争入札制度



大島(2010 : 161)より加筆修正

て論じている。図 2-1 で説明を加えると、固定枠が q^r で定められ、再エネ事業者は固定枠を求めてそれぞれで入札を行うことになる。入札の低い順に並べることで図 2-1 のように描けるが、RPS 制度のときは q^r から価格 p' が決まり、その価格差(図 2-1 のグレー部分)が生産者余剰となる。しかし、入札によって価格 p' ではなくそれぞれの入札で価格が決められているため、競争入札制度ではこのグレーの部分なくなる³⁷。一方、大島(2010 : 162)では問題点として、落札できるかどうかの不確実性による投資リスクの高さ、無理な投資計画が立ちがちになる点、入札手続きの煩雑さを挙げている。ここで、2 番目の無理な投資計画が立ちがちになる点については入札に伴って価格競争に直面するためとしているが、再エネの場合でも規模の経済が働くため、一定の事業規模が求められる。本来、規模の経済が働くときに競争原理を活用すると破滅的競争に陥ってしまう。再エネの場合、火力発電や原発に比べて規模の経済は小さいが、再エネも初期投資の大きい事業であるため、価格競争と事業規模、あるいは綿密な事業計画が求められる。イギリスの再エネの競争入札制度は 2002 年に Renewable Obligation(RO)が導入されるまで行われ、大島(2010 : 182)の評価では、買取価格の低減効果があったものの、導入目標が達成できず、再エネの賦存量からしても不十分としている。つまり、イギリスの競争入札制度では固定枠を達成することができておらず、制度設計に誤りがあったと言える。その後、イギリスでは RO を中心に再エネ政策が進められているが、RO の枠組みを修正することで対応しており、ドイツと同じく試行錯誤を繰り返している。その中でも最も大きい修正として、2010 年 4 月から一部

³⁷ 電気事業における競争入札については北欧のノルドプールの事例もある。これは電力自由化で議論となるが、ここでは電力の供給側も需要側も入札が行われている。詳しくは南部・西村(2002)や西村(2004)を参照されたい。

の再エネに対して FIT 制度を導入している点が挙げられる。日本でも 2009 年に一部の太陽光発電を対象に FIT 制度を導入しているが、RPS 制度を導入する上で、商業ベースに乗らなかつたり他の再エネとの競争が困難であったりする電源については、別途保護政策を取る必要があり、FIT 制度の併用が適していると言える。

3 再エネ普及政策——FIT 制度

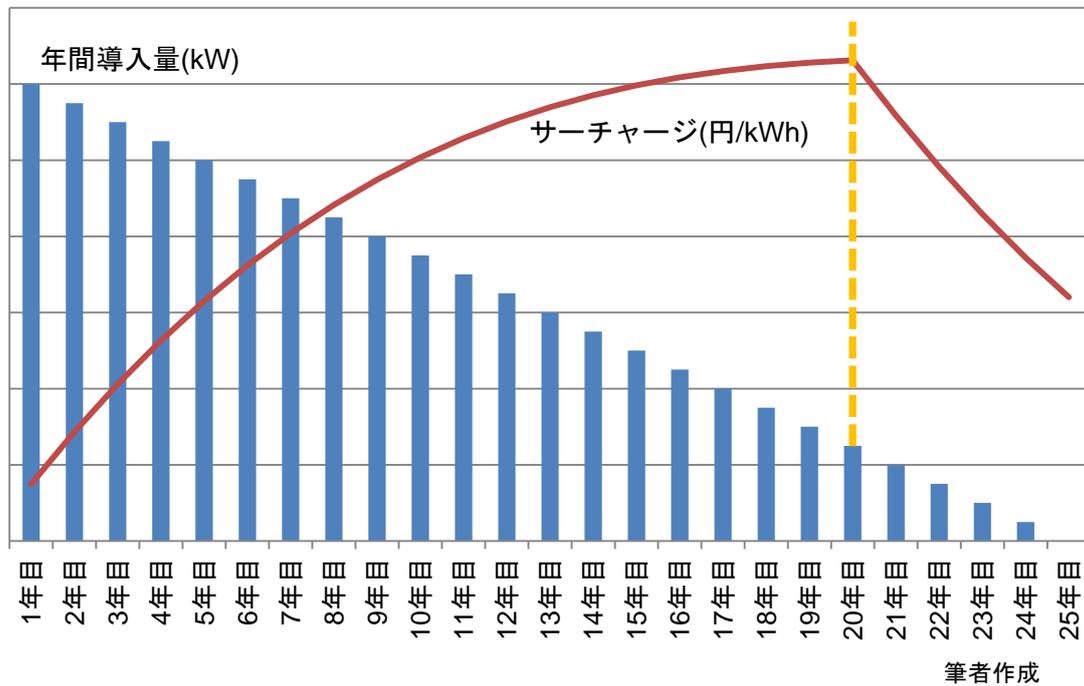
FIT 制度は、RPS 制度とは逆に、先に再エネの固定買取価格を決め、そこから再エネの数量が決定されるというものである。FIT 制度では電気事業者に対して、再エネを固定買取価格で買い取らせることを義務づけるものであり、価格規制の位置づけにある。一方で、固定買取価格が決まってから数量が決まるため、再エネがどれだけ普及するのかわからない³⁸。固定買取価格が再エネのコストよりも高ければ再エネは普及するし、逆に低ければ損失が発生するため普及しない。ただし問題となる点として、固定買取価格が過度に高ければ、それだけ再エネの普及に寄与するが、再エネの買取にかかるコストが電力消費者に転嫁されるため、電気料金を通じて電力消費者の過度な負担の増加をもたらすことになる。また、再エネを計画的に普及させることも FIT 制度のもとでは困難である。なぜなら再エネのコスト(限界費用)を的確に把握することは困難であり、それに基づいて固定買取価格が設定されるわけではないためである。一方、再エネの買取でかかったコストが電気料金にサーチャージとして上乗せされる場合、そのサーチャージは買取期間の間、継続して再エネが買い取られていることから、電気料金が上昇し続けることになる。ここで、サーチャージと再エネ導入量、固定買取価格、電力消費量の関係を、

$$\text{サーチャージ} = \frac{\text{再エネ導入量} \times \text{固定買取価格}}{\text{電力消費量}}$$

で導出されるものとして、買取期間が 20 年の再エネを例に、図 2-2 を用いて説明する。固定買取価格は毎年少しずつ低下し、それに応じて年間の再エネ導入量も一定量ずつ減少していくものとする。ただし、便宜上、電力消費量は一定とする。このようなときにサーチャージがどのように変化していくかを見ていく。FIT 制度実施 1 年目に導入された再エネの負担分は 1 年目の導入量と固定買取価格の積で表され、これを 1 年目の電力消費量で割ることでサーチャージが算出される。2 年目については、2 年目の再エネ導入量と 2 年目の固定買取価格の積(2 年目の負担分)に、1 年目の負担分を足したもの(買取期間が 20 年のため)を、2 年目の電力消費量で割ることで 2 年目のサーチャージが算出される。このようにして 20 年分の負担が上乗せされ、サーチャージは 20 年目にピークを迎える。21 年目になると FIT 制度の 1 年目の買取期間の期限を迎え、この 1 年目の負担分がサーチャージに含まれなくなり、サーチャージも低下する。以上のことから、FIT 制度が実施された場合、買

³⁸ 伊勢(2011 : 71)でも、FIT 制度の先進事例となっているドイツであっても、政府の思惑通りの導入量に落ち着きそうもないと指摘している。

図2-2 年間導入量とサーチャージの関係



取期間が終わるまでサーチャージは低下することがなく、さらに再エネが普及し続ければサーチャージは上昇し続けることになる³⁹。一度 FIT 制度を導入した後、買取期間が来るまで負担を減らすことは不可能であり、いかにサーチャージの上昇を抑制するかという手段しか取り得る政策は残されていない。竹濱(2010b : 4)によると、ドイツの EEG(再エネ法、*Erneuerbare-Energien-Gesetz*)買取費用の負担増加が懸念されており、太陽光発電では過大な収益を上げていることや太陽光パネルの価格の下落を受けて、太陽光発電の買取価格を追加的に引き下げる臨時通減率を導入したと論じている。また、太陽光発電の電力を自家消費する場合(つまり余剰買取の導入)、割増の奨励金(*tariff*)が与えられる政策についても取り上げている。発電された再エネを全て買い取る全量買取は、発電した分を全て買い取ってもらえるため、その分だけ収入も多くなる。一方、発電された再エネのうち、自家消費をし、余った分を売電する余剰買取は、売電する量自体が減るため、そこから得られる収入も少なくなる。ただし、余剰買取の場合は節電意識が働きやすいメリットがある。さらに FIT 制度の議論を行う。大島(2010 : 198)では FIT 制度の採用にあたって留意すべき点として、1. 固定買取価格の高さ、2. 適格技術の選定、3. 再エネ技術間で買取価格に差を設けるかどうか、設けるならどの程度のものにするか、4. 費用負担のあり方、5. 国

³⁹ サーチャージを低下させる方策として、電力消費量を増加させる、FIT 制度のすでに実施されている固定買取価格自体を切り下げる、の2つが挙げられる。前者は非再エネの増加を意味するものであり、再エネの普及と逆行するものである。後者の固定買取価格の切り下げは制度そのものの信頼を崩壊させることを意味する。

際政策協調を挙げている。ここでは1と4について取り上げる⁴⁰。まず、1について、上述したように高い固定買取価格が設定されれば再エネは普及し、低い固定買取価格であれば普及に寄与しない。FIT制度の場合、事前に固定買取価格が設定されているため、再エネへの投資判断がRPS制度に比べて容易となり、安定した投資に結びつきやすいメリットがある。例えば竹濱(2010a:12)では、ドイツのFIT制度の経験を踏まえ、固定買取価格と逓減率を3年程度先まで予告しておく必要があると指摘している。逓減率とは固定買取価格の引き下げ割合を指す。再エネは技術革新とともにコスト低下が生じ、固定買取価格もそれに応じて低下させている。そうしないと後発に再エネを導入した方が高い利益が得られるため、再エネの普及につながらない。固定買取価格の水準は投資判断の重要な要素であり、逓減率が急落する場合、投資の安定性が欠如してしまう。一方、朝野(2011:66)では、ドイツやスペインなどEU諸国の事例を踏まえ、固定買取価格が高過ぎる水準でFIT制度を始めたため、負担が急増し、大幅な制度変更に追い込まれている国が多いと指摘している。次に4の費用負担のあり方について、大島(2010:198)では、固定買取価格をどのような原則と仕組みで誰が負担するのか、またそれによる歪みをどう解消するかを指摘している。さらにFIT制度は再エネの買い手(つまり電気事業者)に対しては何らインセンティブを与えず、単なる追加的費用の負担に過ぎないと論じている。また、Espey(2001:559)では、競争的な電力市場における再エネの価格規制は競争市場に対し、歪みが生じることを指摘している。例えば、ドイツでは地方で生じた歪みから電気料金の引き上げを容認したものの、再エネへのプレミアム支払い(premium payments)が相対的に高い事業者(主に北部の風力発電事業者)は他の事業者よりも少ない利益しか得られず、さらに、より安く電力供給する事業者に切り替えられるといった事態が生じている。これらの点について著者の考えを論じると、電気事業者は再エネの購入を義務づけられるが、再エネの出力が不安定であったり絶対量が少なかったりとデメリットが大きいものの、小規模分散型電源が少なからず確保できる。中でも小水力発電や地熱発電、バイオマス発電は出力が安定した電源であり、原発に代わるベース電源となりうることから、小規模分散型でも事業性が見出せる以上、重要な電源になる⁴¹。一方で、FIT制度における電気事業者のデメリットは、再エネの購入義務によって不確実な量の電力を利用しなければならない点であり、その分だけ自ら

⁴⁰ 2、3、5について簡単に触れる。2の適格技術の選定について、本論文では再エネの電源を限定しているものの、再エネ技術の多様性は重要である。それは新たな電源確保という観点とともに、技術立国としての日本の世界的な位置づけにも大きく貢献するためである。3の買取価格の価格差について、電源ごとに現状のコスト水準を踏まえて固定買取価格を設定するものであるが、日本のFIT制度は実際にそのように設定されている。5の国際的政策協調について、日本では海外との系統連系が行われていないため、検討から外している。高橋洋(2011:218)では韓国やロシアなどとの国際連系について言及しており、ピーク・オフピークの負荷平準化に寄与できると言えるが、日本国内ですら系統連系が脆弱である点、韓国でも電力不足が懸念されている点、接続ポイントが韓国とロシアだけであり、エネルギー・セキュリティの観点からリスクが大きい点、エネルギーの小規模分散化やエネルギーの地産地消と逆行する点などから、デメリットがメリットを上回ると言える。

⁴¹ 日本のPPSも再エネを重要な電源に位置づけており、資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」第2回ヒアリング資料によると、ベース電源やピーク電源で再エネを活用している。

生産する電力生産量を減らさなければならないことが挙げられる。不安定な再エネの調整も必要であるが、FIT 制度のように計画的に再エネの普及が判断できない制度は、電気事業者にとって長期的な需給予測を計画する上で、支障をきたす恐れが出てくる。

FIT 制度はドイツやスペインが先進事例となっているが、これについて経済産業省の基本問題委員会にて資料が提示されている⁴²。ドイツでは風力発電やバイオマス発電が大きく普及し、太陽光発電は 2004 年に固定買取価格を引き上げ(45.7 ユーロセント/kWh から 57.4 ユーロセント/kWh)、そこから普及が目立っている。総発電量に占める再エネの割合も上昇傾向にある。一方、スペインは全体的に風力発電の普及が目立ち、太陽光発電の普及は 2008 年ごろから伸びている。これは 2007 年に大規模太陽光発電の固定買取価格を 2 倍に引き上げた(22.98 ユーロセント/kWh から 41.75 ユーロセント/kWh)ことが要因に挙げられる。ドイツは FIT 制度の継続維持の方針である一方、スペインは 2011 年に保守政党に政権交代し、新規の再エネに対する経済インセンティブの付与の一時凍結を決定している。スペインは欧州財政危機の渦中にあり、電力需要の低下も重なり、電力システム自体の改革が求められている⁴³。また、図 2-3 は FIT 制度の負担額である賦課金総額の推移を示している。いずれも基本的に上昇している。特にドイツでは 2010 年と 2013 年に急激に上昇し、スペインは 2009 年に急激に上昇している。スペインは FIT 制度による新規買取を一時凍結することを 2012 年 1 月に決定している。さらに朝野(2012 : 79)は、設置済み太陽光発電への固定買取価格の切り下げについて言及しており、既設分の固定買取価格の切り下げが行われれば、当初の投資計画が成立しなくなると指摘している。FIT 制度の最大のメリットは固定買取価格を基礎とした安定した投資であり、FIT 制度そのものの信頼性を損なう事態となる。

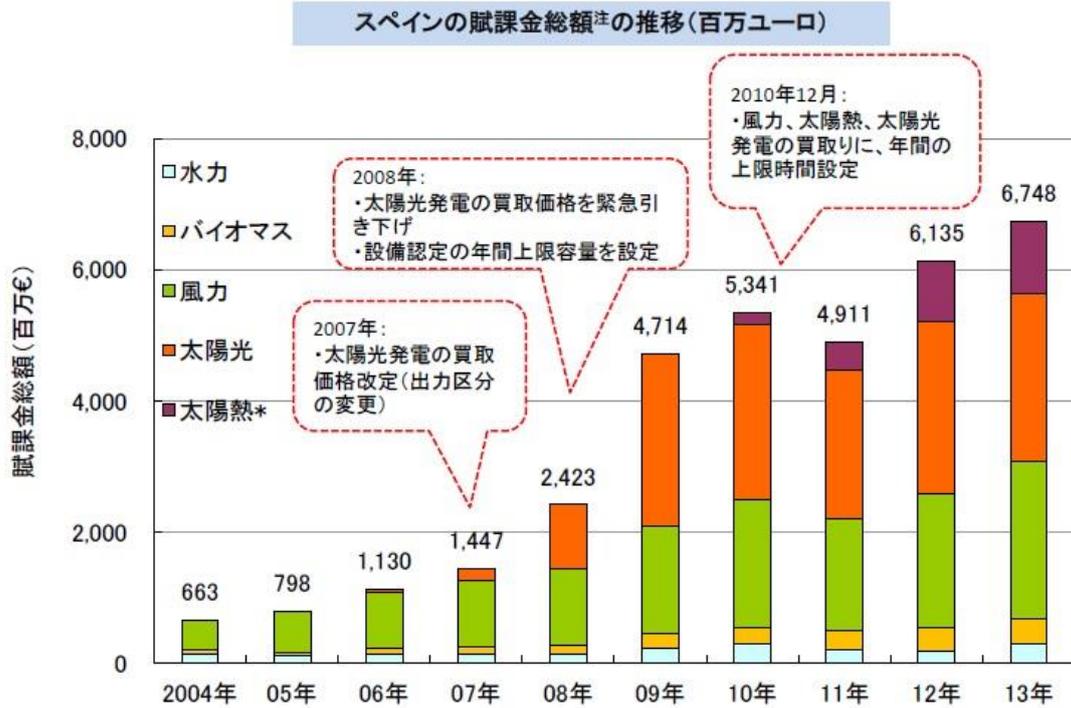
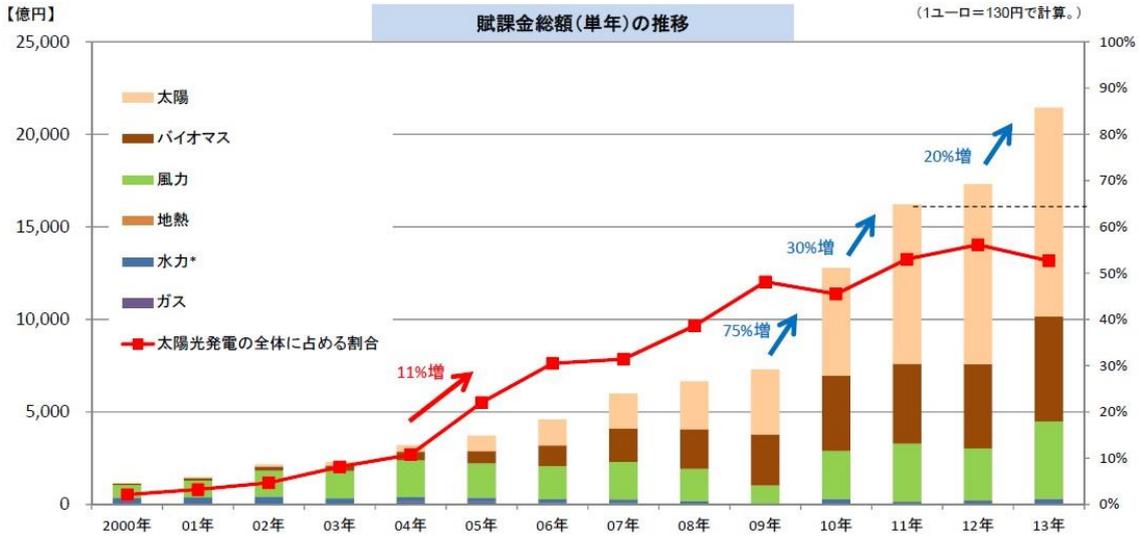
図 2-4 はドイツの家庭向け電気料金の推移を示したものである⁴⁴。電気料金自体、上昇傾向にあり、2000 年と 2011 年とで 1.76 倍ほど上昇している。また、内訳の中で、上昇傾向にあるのは、発電・送電・配電費用、EEG(ドイツにおける FIT 制度の再エネの負担分)、付加価値税であり、2010 年から EEG が急激に上昇している。電気料金に占める EEG の割合を見ると、2008 年に 5%を超えたものの 2009 年までは緩やかな上昇であったが、2010 年には 8.8%、2011 年には 13.9%と急激な上昇が生じている。これについて、図 2-5 を用いてドイツの再エネ政策と照らし合わせると、1991 年に再エネの買取制度(電力供給法)が導入され、2000 年にドイツの FIT 制度(再エネ法)が導入され、それ以降、風力発電及びバ

⁴² 経済産業省基本問題委員会(第 13 回)平成 24 年 2 月 22 日資料 3-2 を参照。また、ドイツやスペイン以外の国の動向として、白井(2005 : 94)の中で、「スウェーデンやデンマークは財政負担の増加により FIT 制度から RPS 制度に転換している」とあり、デンマークは FIT 制度を維持し、スウェーデンは RPS 制度を採用している。大平竜也(2005 : 7)によると、スウェーデンについては 2003 年から RPS 制度を導入している一方で、2008 年までは最低保証価格を設定している。最低保証価格は程度の差があるものの、FIT 制度の固定買取価格と同じ機能を果たす。

⁴³ FIT 制度で電力需要が下がれば、サーチャージによる負担は大きくなる。これは FIT 制度によって買収した再エネの負担総額を電力消費量で割ってサーチャージを算出していることから、再エネの負担総額が変わらず、電力消費量そのものが下がれば、サーチャージは大きくなる。

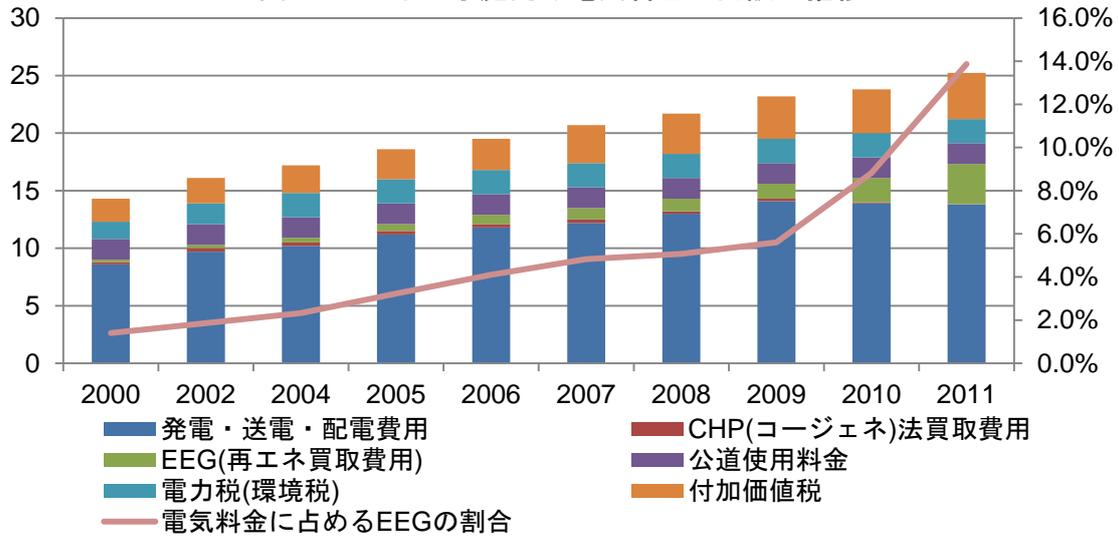
⁴⁴ Renewable Energy Sources in Figures 2013 では電気料金の内訳の数値は総額しか示されておらず、2012 年の電気料金は 2011 年から上昇し、25.8cents/kWh となっている(2011 年は 25.2 cents/kWh)。EEG は文章中に説明がなされており、2011 年の 3.5 cents/kWh から微減し、3.31 cents/kWh となっている。

図 2-3 ドイツ(上段)及びスペイン(下段)の賦課金総額の推移



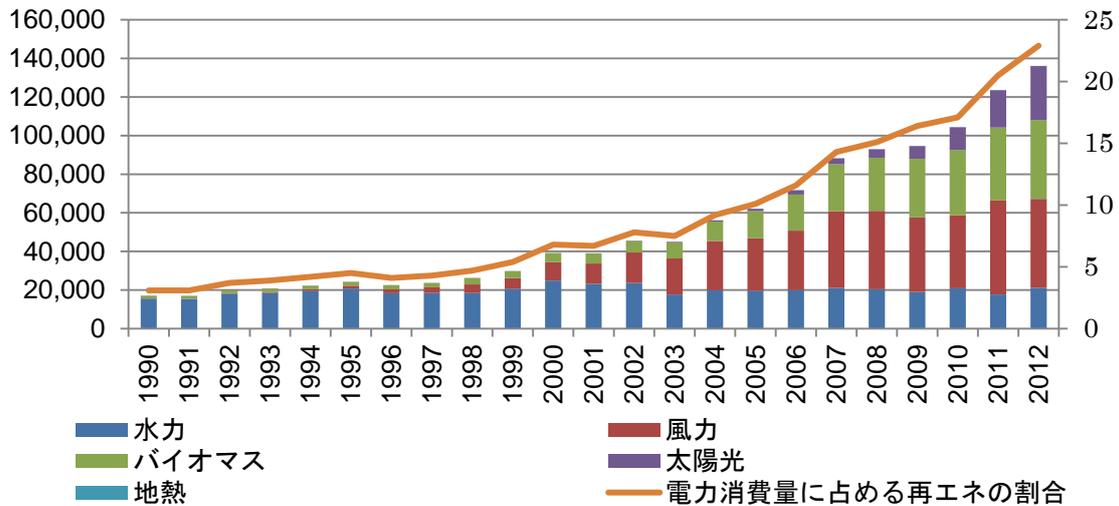
出典) ドイツは自民党資源・エネルギー戦略調査会(2014年2月28日)資源エネルギー庁「日本とドイツにおける固定価格買取制度の賦課金について」、スペインは経産省総合資源エネルギー調査会新エネルギー小委員会第2回(2014年8月8日)資料1

図2-4 ドイツ家庭向け電気料金の内訳の推移



Renewable Energy Sources in Figures 2011,2012より著者作成
 *2005、2007年の電力税についてはRenewable Energy Sources in Figures 2012のデータを踏襲

図2-5 ドイツの再エネ電源別発電量の推移



Development of renewable energy sources in Germany 2013より著者作成

バイオマス発電が普及し始める⁴⁵。太陽光発電は、2004年に再エネ法が全面改訂され、買取

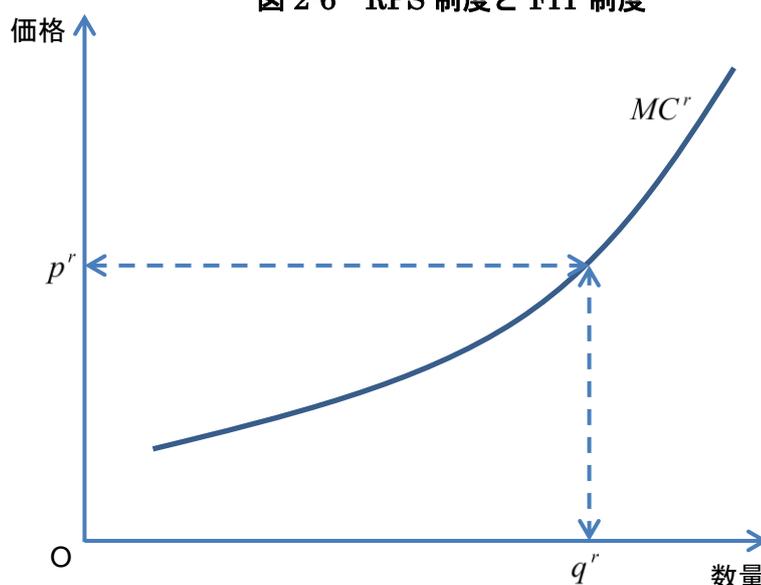
⁴⁵ 電力供給法では、電気事業者に対して、その供給管内の再エネの買取義務を課すものであり、FIT制度の基礎となっている。ここで大きな特徴は再エネの固定買取価格が電気料金の平均額に対し、一定の比率(65~90%)で課されている点である(2000年以降のドイツや2012年7月から実施されている日本のFIT制度は、買取価格が固定された、つまり与件として与えられた固定買取価格である)。この場合、電気料金に応じて変動することになる。ドイツでは電力自由化によって電気料金が低下し、それにより電気料金の一定の割合で設定された買取価格では再エネ事業者の採算が取れなくなってきたため、固定された買取価格で取引を行うようになった背景がある(電力供給法から再エネ法への転換)。つまり電力自由化のもとで一

補償額が優遇されるようになったことで増加している⁴⁶。さらに 2009 年に再エネ法の改正が行われ、2011 年以降に稼働する太陽光発電の買取補償額を引き下げるとしつつ、スペイン・ショックによってドイツに再エネ事業者が流入し、駆け込み需要が発生し、太陽光発電の導入が大幅に増え、負担の増加がもたらされた⁴⁷。このような背景から近年、EEG の割合が上昇していると言える。

4 RPS 制度と FIT 制度の論争

本論文では、代表的な再エネの普及政策として RPS 制度と FIT 制度を取り上げているが、どちらの政策がより再エネの普及政策として効果的かの議論が以前から行われている。図 2-6 のように、再エネに関する右上がりの限界費用 MC^r が与えられているとする。このとき、RPS 制度に基づいて再エネの固定枠が q^r に設定されたとき、 MC^r より価格が p^r に定まる。一方、FIT 制度では、固定買取価格 p^r が設定されたとき、 MC^r より数量は q^r に定まる。よって、大島(2010 : 123)でも指摘されているが、RPS 制度であろうと FIT 制度であろうと、再エネの限界費用が同一であれば、再エネの普及の効果は同じになる。

図 2-6 RPS 制度と FIT 制度



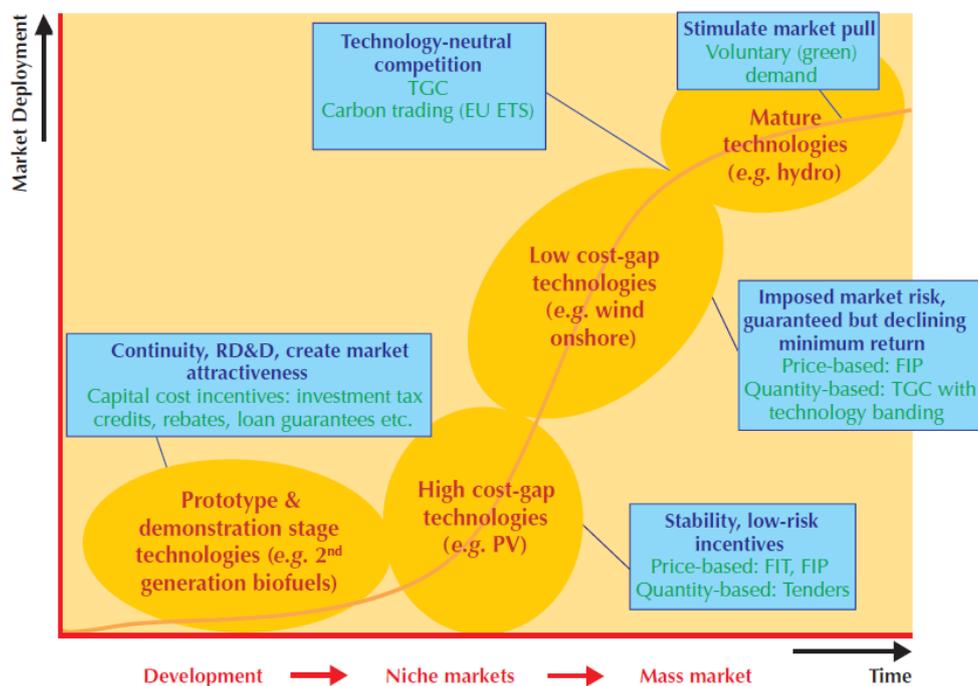
Menanteau et al. (2003 : 802)Fig.1,2 及び大島(2010 : 124)より加筆修正

定の比率で買い取る FIT 制度を導入すると、再エネ事業は失敗することがドイツでは生じたことになる。しかし、固定された買取価格での取引では、競争原理が全く機能しなくなり、固定された買取価格の決定は技術や政治などの知見から決定されることになる。一方、一定の割合で買い取る FIT 制度は、競争原理が機能しづらい FIT 制度において、少なからず競争原理を反映することができる。大平(2008)はこの枠組みで分析している。

⁴⁶ ドイツではこの改正で、総電力供給に占める再エネの割合を、2010 年までに 12.5%、2020 年までに 20% とする目標を掲げたが、2006 年頃には達成している。また、2005 年には太陽光発電の導入量で、それまで世界第一位に日本が位置していたが、ドイツに抜かれている。

⁴⁷ これらについては、経済産業省編(2011 : 57)や経済産業省基本問題委員会(第 13 回)平成 24 年 2 月 22 日資料 3-2 を参照されたい。

図 2-7 再エネの普及と政策の組み合わせ



出典) IEA (2008 : 179) DeployingRenewables2008

RPS 制度も FIT 制度も再エネの普及に寄与する制度であるが、RPS 制度であれば固定枠が小さいと十分な普及に寄与せず、FIT 制度であれば再エネの限界費用が不明確な状況で固定買取価格が設定されることで過剰な負担を課したり普及に寄与しなかったりと、いずれの制度にもデメリットがある。この 2 つの制度に関する議論について様々な議論が交わされている。まず、IEA(2008 : 178)では、図 2-7 のように、一般的な原則としながらも、太陽光発電のような競争力のない成熟していない高コスト技術は技術開発の支援が必要であり、FIT 制度(あるいは FIP: Feed-in Premium)や入札を活用し、低リスクとなるようなインセンティブを持たせ、陸上風力発電やバイオマス発電といったコストギャップが少ない技術は FIP 制度やグリーン電力証書が適しているとしている⁴⁸。矢島(2012:112)によると、IEA は 2007 年まで FIT 制度に対して批判的であったものの、よく設定された FIT 制度は技術ごとに特化した支援スキームが効果的かつ効率的であり、一方で RPS 制度は目標(固定枠)、ペナルティ、達成期間の設定などで難しい問題があり、また効果的でも効率的でもなく、さらに系統アクセスや許認可システムなど阻害となっている要因の排除が必要であるとの見解を示していると論じている。同様に欧州委員会は公式には中立的な立場を取って

⁴⁸ FIP 制度とは、電力価格に上乗せするサーチャージの上限を設けるというものであり、このサーチャージの上限を巡って競争原理が働く。IEA(2008 : 93)によると、FIT 制度と FIP 制度の違いは、FIP 制度では電力市場で生産者の間に競争が導入されている点にあるとしている。電力市場が競争市場となっている場合、高コストの再エネの利用は負担の増加で電気料金の上昇などがもたらされ、競争市場において再エネの普及の阻害となることから、FIT 制度と FIP 制度とに分類していると言える。

いるものの、EU 加盟国の経験から FIT 制度の方がより効果的に普及し、低いコストでの目標達成しているが、その背景には EU が 2020 年までに最終エネルギー消費の 20%を再エネとする拘束力のある目標を掲げていることが指摘できると論じている⁴⁹。これについて大島(2010 : 245)において、2007 年、欧州首脳会議で再エネ導入目標 20%を法的拘束力のあるものに合意されたものの、その段階でも 2 つの制度は見解が分かれていたと推察しており、グリーン電力証書の仕組みを創設する考えを示しつつ、同時に FIT 制度が最良であったことを認めたと指摘している。

一方、FIT 制度に対して批判的な議論もある。矢島(2012 : 112)では、ベルギーの事業者団体の EURELECTRIC やドイツの Rheinisch-Westfälisches 研究所の研究、ドイツ独占委員会の見解をもとに議論を展開している。例えば、EURELECTRIC は持続不可能なレベルのコストを消費者に負担させる危険があり、FIT 制度は生産を支援するが技術進歩を支援しないと、FIT 制度よりもグリーン電力証書取引の方が効率的としている。また、Rheinisch-Westfälisches 研究所の Fronddel et al. (2009 : 7)ではドイツの経験を踏まえ、再エネでは市場インセンティブの利用に失敗したと評価しており、それとは反対に雇用創出やエネルギー・セキュリティなどのプラスの面を考慮せずに、高いコストを課していると指摘している。さらに矢島(2012 : 112)では、太陽光発電への高い固定買取価格は太陽光産業の発展に貢献したが、競争的地位には危機的状況にあり、パネルの半分以上が中国などの設備費用の安い外国のもので、高い固定買取価格による雇用創出効果は中国などアジアにもたらされていると指摘している。実際に世界最大であった太陽パネルメーカーの Q セルズ(ドイツ)は 2012 年 4 月に破たんしている。ドイツ国内の太陽パネルメーカーの保護が不十分だったとも言えるが、一方で、カナダ・オンタリオ州の FIT 制度では、太陽光発電設備のうち一定割合以上が同州内で生産されたものを使用する事業者を対象とする内容が盛り込まれていたため、日本と EU は WTO 協定の差別的扱いに該当するとして通商紛争を起し、WTO も GATT(関税及び貿易に関する一般協定)第 3 条(内国民待遇義務)等に違反するという判断をしている。これにより日本も EU も国内メーカーの使用を優先する枠組みを自国内で設定することは想定していないことが窺える。そして矢島(2012 : 114)において 2009 年にドイツ独占委員会が「買取価格が実際のコストとかけ離れており、またコストの高い電源ほど買取価格が高いという非効率が生み出されている。また、固定価格買取による費用負担については、競争力に配慮して、電力多消費産業は大幅な軽減措置を受けており、公平性の問題もある」と批判していることを取り上げている。FIT 制度による非効率について、Sijm(2002 : 13)では、FIT 制度は規制当局が固定化してしまい、再エネのコストに関

⁴⁹ 欧州委員会における政策論争については、大島(2010 : 236)が詳しい。大島(2010)によると、2000 年前後において、競争力強化の観点から RPS 制度の採用を志向する欧州委員会と、FIT 制度を支持するドイツや再エネ団体、環境保護団体との間で政策論争が起り、EU での再エネ政策の共通化は見送られた。なお、再生可能電力指令(European Parliament and the Council of the European Union (2001))で EU 加盟国に対し、導入目標を策定し、2010 年の目標として国内総発電量に占める再エネの割合を 5.7%~78.1%(合計での割合 22.0%)とした。また、大島(2010 : 241)において、電力自由化との兼ね合いとして、再エネの 2 つの政策のどちらかで統一されている方が、競争条件が等しくなるため望ましいと指摘している。

する最新の情報について、規制当局は往々にして妥当性を欠くとし、さらに非効率的で、競争的な価格づけに歪みをもたらす、ヨーロッパの電力自由化において矛盾をもたらすと
いった評価している。さらに 2013 年 3 月には Q セルズのあとに世界最大となっていたサン
テックが破たんしている。積極的な設備投資で低価格競争を図ったが、供給過剰やアメ
リカの反ダンピング関税などで赤字経営に陥った。

第 2 節 日本の再生可能エネルギー政策

これまで RPS 制度と FIT 制度について言及してきたが、以下では日本における再エネ政
策としての動向を論じていく。日本ではもともと RPS 制度が 2003 年から導入されてきた
が、太陽光発電のみ FIT 制度とする太陽光発電の余剰電力買取制度(以下、太陽光 FIT 制度)
が 2009 年から導入され、RPS 制度と太陽光 FIT 制度が併用されている状況となった⁵⁰。そ
の後、2012 年 7 月から FIT 制度が導入された。以下では、日本の RPS 制度、太陽光 FIT
制度、FIT 制度についてそれぞれ論じていく。

1 日本の RPS 制度

日本では再エネ政策として 2003 年 4 月から「電気事業者による新エネルギー等の利用に
関する特別措置法」(以下、RPS 法)が実施されることとなった。RPS 法は、電気事業者(一
般電気事業者、特定電気事業者、特定規模電気事業者)に対して、自らの販売電力量の一定
割合(基準利用目標率)の再エネ量(利用目標量)の利用を義務づけたものである。利用目標量
は、RPS 制度における固定枠に該当する。RPS 法では経済産業大臣が総合資源エネルギー
調査会、環境大臣、農林水産大臣、国土交通大臣の意見を聴いて、利用目標量が決定され
るプロセスになっている。対象となる再エネは、風力発電、太陽光発電、地熱発電(熱水を
著しく減少させないもの)、水力発電(1,000kW 以下のもので水路式の発電及びダム式の従属
発電)、バイオマス発電(廃棄物発電及び燃料電池による発電のうちのバイオマス成分を含
む)となっている⁵¹。基準利用量の算出は、

基準利用量 = 電気事業者の電気供給量(前年度) × 基準利用目標率(当該年度)

$$\text{利用目標率} = \frac{\text{全国の基準利用量(当該年度)}}{\text{全国の電気供給量(前年度)}}$$

⁵⁰ RPS 制度が導入されるまでの動向については、遠州編(2010)第 3 章や飯田(2011)第 3 章を参照されたい。

⁵¹ バイオマス発電の中に廃棄物発電を含めるか否かについては、慎重な議論が必要である。廃棄物発電は
発電に必要な熱を得るために一定程度の廃棄物の排出が必要となり、廃棄物問題における排出抑制やリユ
ース・リサイクルと相反することになる。日本において廃棄物発電はサーマル・リサイクルに位置づける
ことができ、サーマル・リサイクルは資源循環の優先順位としては低くなっている。日本の FIT 制度にお
いても廃棄物発電が対象となっているが、一定の条件が必要となっている。この議論については、大島
(2006 : 6)でもなされている。

となっている⁵²。これらの式をさらに書き換えると、

$$\text{基準利用量} = \text{全国の基準利用量(当該年度)} \times \frac{\text{各電気事業者の電気供給量(前年度)}}{\text{全国の電気供給量(前年度)}}$$

となり、全国の基準利用量と電気事業者の電気供給量の全国シェアの積から、当該電気事業者の基準利用量を算出することができる。表 2-2 は RPS 法で 2003、2007、2009 年にそれぞれ告示された再エネ等電気の利用目標量と発電電力量、さらに利用目標量を発電電力量で割ることで算出される利用目標率(RE 比率)を示したものである。つまり RE 比率は、電気事業者によって発電される電力のうち、再エネの占める割合を示したものである。利用目標量は経年ごとに増加させることになっており、ここから計画的な普及が図られることになる。また、RE 比率と電気事業者の電気供給量の積から、自らの再エネの基準利用量を算出することができる。

電気事業者は、義務づけられた分の再エネを利用するための履行手段として、①自ら発電する、②他から再エネ等電気を購入する、③他から再エネ等電気相当量を購入する、の 3 つがある⁵³。③の再エネ等電気相当量は、再エネ事業に適した自然条件の地域間格差を是正

表 2-2 RPS 法における再エネ利用目標量

年度	利用目標量(億 kWh/年)			発電電力量(億 kWh/年)			RE 比率 (%)
	2003	2007	2009	一般電気事業者	その他電気事業者	合計	
2002	-	-	-	7,854	1,505	9,359	
2003	73.2	-	-	7,590	1,612	9,202	0.80
2004	76.6	-	-	7,912	1,556	9,468	0.81
2005	80	-	-	8,092	1,599	9,691	0.83
2006	83.4	-	-	8,211	1,518	9,729	0.86
2007	86.7	86.7	86.7	8,478	1,569	10,047	0.86
2008	92.7	92.7	92.7	8,122	1,457	9,579	0.97
2009	103.3	103.3	103.8	7,830	1,424	9,254	1.12
2010	122	122	124.3	8,220	963	9,183	1.35
2011	-	131.5	128.2	-	-	-	-
2012	-	141	142.1	-	-	-	-
2013	-	150.5	157.3	-	-	-	-
2014	-	160	173.3	-	-	-	-

RPS 管理システム、日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット編(2012 : 200) より作成

⁵² 販売電力量と電気供給量の用語が併用されているが、RPS 管理システム内でも両方の用語が用いられている。本論文では、送電ロスや発電所内での自家消費などは考慮せず、電力生産量、電力供給量、販売電力量などは特に区別しない限り、同一のものを指す。

⁵³ RPS 法では再エネではなく、新エネルギーと表記している。ここでは便宜的に再エネを用いる。

するために活用され、②と異なり、直接再エネの取引をしなくとも電子口座を活用して取引を行うことで、その分を基準利用量に充てることができるというものである。電気事業者にとっては、それぞれに義務づけられた基準利用量の再エネを利用してしまえば、それ以上の再エネを利用するインセンティブがなくなる。これが日本の RPS 法に限らず、上述したように RPS 制度の最大のデメリットと言える。そのため、RPS 法で設定された利用目標量が多ければ再エネが普及し、逆に利用目標量が少なければ普及しないことになる。日本の再エネが RPS 法のもとで十分に普及しなかった理由は、後者であったことが要因に挙げられる⁵⁴。電気事業者にとっては基準利用量以上の再エネを利用するインセンティブがないため、再エネを売りたいという再エネ事業者がいたとしても、電気事業者は追加的に購入する必要がない。電気事業者は RPS 法の基準利用量を達成するために、入札や抽選などを行ってその量の分を確保するが、それらに漏れた再エネについては RPS 法の対象とはならず、「環境価値の含まれていない電力」、つまり普通の電気として取引されることとなる⁵⁵。2010 年度の「再生可能エネルギー電気相当量(RPS 相当量)と電気」を併せた取引価格(加重平均価格)は、風力発電が 10.0 円/kWh、水力発電が 9.0 円/kWh、バイオマス発電が 9.4 円/kWh となっており、一方、電力取引を伴わない「RPS 相当量のみ」の取引価格が 5.2 円/kWh、そして「電気のみ」の取引価格は電力会社が 3.5～5.2 円/kWh、特定電気事業者及び特定規模電気事業者が 3.0～12.0 円/kWh となっている⁵⁶。電気のみ取引の場合は環境付加価値の取引が可能であり、グリーン電力証書が活用することができる。一方、2010 年の発電コストは、風力発電が 9.9～17.3 円/kWh、小水力発電が 19.1～22.0 円/kWh、バイオマス発電(木質専焼)が 17.4～32.2 円/kWh となっている⁵⁷。「RPS 相当量と電気」と発電コストを比較すると、風力発電のみかろうじて採算がある状況になっているものの、ほとんど採算が合わない状況である。利用目標量がさらに多く、価格が高くなれば採算が合うようになるため、この点からも利用目標量の少なさが再エネの普及を阻害していると言える。

RPS 法には、バンキングやボロウイングといった枠組みが盛り込まれている。バンキングとは、電気事業者がある年度の基準利用量を超過して再エネを利用した場合、その超過分を翌年度の基準利用量に充てることのできるというものである。ボロウイングとは、ある年度の基準利用量が未達成分であった場合、その未達成分を翌年度に繰り越し、翌年度に充当すればよいというものである。ここで問題になるのが再エネの特徴である、発電に

⁵⁴ 例えば和田(2008 : 24)でも言及されている。

⁵⁵ RPS 法の対象とならなかった再エネについて、日本ではグリーン電力証書が重要な役割を果たしてきた。グリーン電力証書は再エネの環境付加価値を取引するものであり、企業の CSR などでも用いられてきた背景がある。FIT 制度では固定買取価格に環境付加価値分が含まれているため、環境付加価値の取引ができない。しかし、再エネが持つ環境付加価値は今後重要な役割を果たすと言える。

⁵⁶ データは資源エネルギー庁 RPS 管理システム「RPS 法下における新エネルギー等電気等に係る取引価格調査結果について」(平成 23 年 7 月 25 日)を参照。なお、後述する日本の FIT 制度における 2012 年度の固定買取価格は、風力発電が 23.1～57.75 円/kWh、水力発電が 25.2～35.7 円/kWh、バイオマス発電が 13.65～40.95 円/kWh である。

⁵⁷ データは国家戦略室コスト等検証委員会第 8 回会議(平成 23 年 12 月 19 日)「発電コストシート(まとめシート版)」を参照。なお、経済産業省編(2010 : 123)では、風力発電の発電コストは 10～14 円/kWh、水力発電が 8～13 円/kWh となっている。小水力発電については大きく乖離している。

際し、自然条件に左右し、基本的に蓄えておくことができないという点である⁵⁸。例えば、ある年に再エネを多く導入して余りをバンキングした場合、制度上、翌年はその分だけ再エネの利用をしなくてもよくなる。しかし、利用しなくてもよいとなっても、再エネは自然任せで発電をするため、再エネ設備がある以上、発電事業は行われることになる。あるいは停止という選択を取った場合でも、一度設置された再エネ事業は設備利用率を上げて収入を確保しなければならず、事業性に問題が発生する。また、RPS法ではバンキングに上限がないため、最初に多くの再エネを導入し、基準利用量の少ないうちに多く再エネを導入し、バンキングを活用して、将来分に充てることも可能となる。よってバンキングは、長期的には安定して機能するものの、短期的には大きな誤差が発生すると言える。ポロウイングについて、例えば、ある年に雨の日が多く太陽光発電があまり活用できなかったり、風の吹く日が少ないために風力発電がほとんど動かなかったりして、全体的に再エネの生産量が少なく、基準利用量を満たせなかったとする。その分を翌年に利用しなければならず、一時的に再エネを増やす必要が出てくる。そうするとバンキングと同じことがそれ以降、生じることとなる。もともと自然条件に左右される再エネの取引を、上限なしに年をまたがって認めることは、年間で不均衡が発生することになる。バンキングにしてもポロウイングにしても、年を超えて繰り越した分は、当該電気事業者の基準利用量に次年度以降、上乘せし続けていくことが提言として挙げられる。そうすると、電気事業者にとってはより一層の再エネ導入インセンティブを失うことになるが、再エネ購入義務を課したり利用目標量を拡大したりするなど対応が可能となる。

日本ではFIT制度導入に伴い、RPS制度は利用目標量がゼロに設定され、実質的に形骸化し、2012年7月1日を持って廃止となっている。

2 日本の太陽光発電の余剰電力買取制度

これまで日本においてRPS制度の対象となっていた住宅用といった小規模な太陽光発電(住宅用10kW未満あるいは非住宅用等)について、2009年11月からFIT制度の対象とすることとなった⁵⁹。これは太陽光発電が他の再エネに比べてコストが高く、RPS制度のもとでは普及しづらい性質があった。一方で日本の太陽光発電に関する技術も高く、太陽光発電は重要な産業としても位置づけられる。さらに太陽光発電は導入から設置までの期間が短く、FIT制度の対象となることで、短期的に普及・拡大が期待できる。日本ではFIT制度に統一されるまでRPS制度と太陽光FIT制度が併用されていたが、イギリスやイタリアなどでもこのような2つの制度が併用されている。コストなどの問題から普及が困難で

⁵⁸ 揚水式水力発電を使えば一時的に蓄電できるが、年度を超えて蓄電するものではない。揚水式水力発電は、基本的に夜間の電気料金の安い時間帯、原発から余剰電力が発生している時間帯の電力を用いて、低い位置にある水を高い位置に引き上げ、昼間の電力需要のピークのときに発電するというものである。

⁵⁹ 非住宅用は工場や事業所、学校などの公共建築物や公的施設が挙げられ、発電事業目的は対象外である。関西電力の事例(関西電力ホームページ「買取制度の対象とならない場合」)を見ると、設備容量が500kW以上の場合、500kW未満(50kW以上)でも関西電力との電気受給契約における契約電力を上回る場合、夜間や特定の時期・季節のみに電力を消費する電気受給契約のところに設置された場合などを挙げている。

あるものの、上述したような社会的な要因によって普及が求められる電源については、FIT制度のような保護政策の活用が有効的と言える。

日本では2009年8月に「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」が施行され、「太陽光発電の新たな買取制度」あるいは「太陽光発電の余剰電力買取制度」(以下、太陽光FIT法)が同年11月から実施された。太陽光FIT法では、一部の太陽光発電(特定太陽光発電)に対してFIT制度を適用するというものであり、特定太陽光発電で生産された電力を自家消費して、それでも余った電力(余剰電力)を、電気事業者に対して一定期間、固定買取価格で買い取らせることを義務づけた制度である。電気事業者は特定太陽光発電の買取にかかったコストを、電気料金に太陽光発電促進賦課金(以下、太陽光サーチャージ)として上乗せして徴収する。太陽光サーチャージは電力消費者に広く公平に負担させるとしている。一方、電気事業者は送電にかかる調整などがあるものの、基本的には太陽光サーチャージから徴収した分を、特定太陽光発電の設置者に支払う行う主体となっている⁶⁰。余剰買取にすることで、節電意識を働かせることが可能となり、さらに発電した電力を全て売電する全量買取と異なり、太陽光サーチャージの上昇を抑制することができるといった効果もある⁶¹。ただし、全量買取に比べて、得られる利益が小さいことから、投資回収に時間がかかるデメリットがある。

表2-3及び表2-4は、太陽光FIT法における固定買取価格と買取期間をまとめたもので

表 2-3 太陽光 FIT 法における固定買取価格と買取期間(2009 年 11 月～2012 年 6 月)

	住宅用 (円/kWh)	非住宅用 (円/kWh)	ダブル発電(円/kWh)		買取期間 (年間)
			住宅用	非住宅用	
2009 年度	48	24	39	20	10
2010 年度	48	24	39	20	10
2011 年度	42	40	34	32	10

経済産業省・買取制度小委員会資料及び東北電力「太陽光余剰電力購入単価表」より筆者作成

※ダブル発電とは、太陽光発電に加えて自家用発電設備等を併設しているもの

表 2-4 太陽光 FIT 法における固定買取価格と買取期間(2012 年 7 月～)

	買取価格(円/kWh)			買取期間(年間)	
	10kW 以上 (税込み)	10kW 未満	10kW 未満 (ダブル発電)	10kW 以上 (税込み)	10kW 未満 (ダブル発電を含む)
2012 年度	42	42	34	20	10
2013 年度	37.8	38	31	20	10

資源エネルギー庁・固定価格買取制度ホームページより筆者作成

⁶⁰ 負担と支払いの違いについては、汚染者負担(支払い)原則(PPP: Polluter Pays Principle)が参考になる。

⁶¹ 電力消費量を抑制することで売電する量が増えるため、節電意識が働きやすくなる。

表 2-5 一般電気事業者別太陽光サーチャージ(円/kWh)

	北海道 電力	東北 電力	東京 電力	中部 電力	北陸 電力	関西 電力	中国 電力	四国 電力	九州 電力	沖縄 電力
2011 年度	0.01	0.03	0.03	0.06	0.01	0.03	0.06	0.06	0.07	0.06
2012 年度	0.03	0.04	0.06	0.11	0.04	0.05	0.11	0.13	0.15	0.11
2013 年度	0.02	0.04	0.05	0.07	0.01	0.05	0.06	0.08	0.09	0.07
2014 年度	0.02	0.04	0.05	0.08	0.01	0.05	0.06	0.09	0.09	0.07
(9 月まで)	0.04	0.05	0.05	0.03	0.04	0.03	0.05	0.05	0.04	0.03

資源エネルギー庁・固定価格買取制度ホームページ及び各一般電気事業者ホームページより筆者作成
 ※制度移行期(2014 年 9 月まで)は従来の太陽光 FIT 制度が前年分の買取費用を翌年度回収するルールとな
 っている。また、2014 年度の上段は 4 月、下段は 5 月～9 月のサーチャージを示している。

ある。2012 年 7 月からは、後述する FIT 法が実施されており、基本的に固定買取価格や買
 取期間に変更はないものの、買取対象の枠組みが異なっている。固定買取価格は再エネの
 コスト低減に応じて低下させていくことになっている。

一方、表 2-5 は一般電気事業者の電気料金に上乗せされる太陽光サーチャージである。
 2011 年度から 2012 年度になって、全ての一般電力会社で太陽光サーチャージが上昇して
 いる。ここで、2013 年度の太陽光サーチャージは 2012 年 1 月分から同年 6 月分までの余
 剰買取分となっており、2012 年度の太陽光サーチャージに比べて低い水準となっている。
 これは後述する FIT 法で定める再エネ全てを含んだ電気料金への上乗せ分(サーチャージ)
 に太陽光サーチャージが含まれるようになるためである。つまり制度の移行期間にあるた
 めの措置となっている。

3 日本の固定価格買取制度

日本では 2011 年 8 月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別
 措置法」(再エネの固定価格買取制度、FIT 法)が成立し、電気事業者に対して、太陽光発電、
 風力発電、水力発電(3 万 kW 未満)、地熱発電、バイオマス発電(動植物に由来する有機物で
 あってエネルギー源として利用することができるもの)から作られた電力を全て買い取る
 (全量買取)ことを義務づけた制度である。全量買取となったことで、発電して作られた電力
 が全て固定された価格で買い取られるため、そこから得られる収入も確保され、再エネの
 事業リスクの軽減につながっている。また、再エネ事業に対して融資を行う金融機関も増
 えている。

再エネの普及や技術開発などに伴うコスト低下を考慮し、固定買取価格は年々引き下げ
 ていくことになっている。表 2-6 は 2012 年度と 2013 年度の固定買取価格と買取期間を示
 したものである。実際に引き下げられたのは太陽光発電のみであるが、これには 2 つの理
 由が挙げられる。1 つ目は固定買取価格が高めに設定され、予想以上に急激に普及したこと

表 2-6 FIT 法における固定買取価格と買取期間

		買取価格(円)(税抜)			買取期間 (年間)
		2012 年度	2013 年度	2014 年度	
太陽光	10kW 以上	42	38	32	20
	10kW 未満	42	37.8	37	10
	10kW 未満(ダブル発電)	34	31	30	10
風力	20kW 以上	22	22	22	20
	20kW 未満	55	55	55	20
	洋上風力	-	-	36	20
水力	1,000kW 以上 30,000kW 未満	24	24	24	20
	200kW 以上 1,000kW 未満	29	29	29	20
	200kW 未満	34	34	34	20
既設水力	1,000kW 以上 30,000kW 未満	-	-	14	20
	200kW 以上 1,000kW 未満	-	-	21	20
	200kW 未満	-	-	25	20
地熱	15,000kW 以上	26	26	26	15
	15,000kW 未満	40	40	40	15
バイオマス	メタン発酵ガス化発電	39	39	39	20
	未利用木材燃焼発電	32	32	32	20
	一般木材等燃焼発電	24	24	24	20
	廃棄物(木質以外)燃焼発電	17	17	17	20
	リサイクル木材燃焼発電	13	13	13	20

資源エネルギー庁・固定価格買取制度ホームページより筆者作成

から見直しがなされたため、もう 1 つは電源ごとに事業計画を立てて実際に事業開始が始まるまでの期間が大きく異なっており、その期間の短い太陽光発電が先に導入が進んだためと言える。まず前者について、表 2-7、表 2-8 から説明を行う。表 2-7、表 2-8 は FIT 法が施行されてから認定された再エネ電源別の件数と出力を示したものであり、表 2-7 より、再エネ電源の中でも太陽光発電が最も導入されていることがわかる。さらに経済産業省は 2012 年度末までに 250 万 kW の導入を見込んでいたが、表 2-8 より 2012 年 10 月の時点で達成しており、翌月には太陽光発電だけで達成している。予想を上回って再エネの導入が進んでいると言えるが、FIT 制度自体、計画的に再エネの普及を図ることが困難であり、負担の上昇も急速に進むことが懸念される。また、2013 年 3 月までに急増しているが、2013 年 4 月になると固定買取価格が引下げられることから駆け込み需要が生じたと言える。後者について、例えば住宅用の太陽光発電であれば、3 か月程度で売電を開始することができるが、風力発電や地熱発電は規模によって環境アセスメントの対象になっていたり、バイ

表 2-7 FIT 法における 2012 年度再エネ電源別認定件数(件)

発電設備区分	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光発電									
10kW 未満	32659	69258	100826	133554	166020	193873	218834	283332	306082
10kW 以上	1027	3379	7696	13304	21219	30583	49152	101058	131727
うちメガソーラー	81	155	218	340	524	742	1,024	1755	2709
風力発電									
20kW 未満	0	0	0	0	0	1	2	6	6
20kW 以上	6	14	20	24	26	34	41	43	67
水力発電									
200kW 未満	3	7	12	13	14	20	21	25	36
200kW 以上	0	1	2	2	3	4	8	9	15
1千kW 未満	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1千kW 以上	0	0	0	0	0	0	1	5	9
30千kW 未満	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地熱発電									
15千kW 未満	0	0	0	0	1	1	3	5	6
15千kW 以上	0	0	0	0	0	0	0	0	0
バイオマス発電									
メタン発酵ガス	0	0	1	1	8	8	8	11	17
未利用木質	0	1	1	1	1	1	1	2	5
一般木質・農作物残さ	0	0	0	0	1	2	2	3	3
建設廃材	0	0	0	0	0	0	0	0	0
一般廃棄物・木質以外	0	0	0	0	4	7	10	11	18
局別合計	33695	72660	108558	146899	187297	224534	268083	384510	437991

資源エネルギー庁「再エネ設備認定状況（件数、出力）」より作成

表 2-8 FIT 法における 2012 年度再エネ電源別認定出力(kW)

発電設備区分	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光発電									
10kW 未満	143933	305770	443811	585998	727127	846688	958076	1246000	1341514
10kW 以上	300705	724569	1035646	1626858	2535156	3857041	5749232	11012154	18680682
うちメガソーラー	243102	565121	733393	1008439	1423763	2175923	3179615	6436915	12486619
風力発電									
20kW 未満	0	0	0	0	0	1	1	5	5
20kW 以上	122000	262010	291710	336460	343450	455930	570050	622050	798230
水力発電									
200kW 未満	214	369	572	575	578	1,052	1059	1309	2428
200kW 以上 1 千 kW 未満	0	519	979	979	1,319	1,579	3320	3600	7599
1 千 kW 以上 30 千 kW 未満	0	0	0	0	0	0	1268	23028	60573
地熱発電									
15 千 kW 未満	0	0	0	0	48	48	1896	3991	4040
15 千 kW 以上	0	0	0	0	0	0	0	0	0
バイオマス発電									
メタン発酵ガス	0	0	25	25	725	725	725	1125	2372
未利用木質	0	5700	5700	5700	5700	5700	5700	22230	37280
一般木質・農作物残さ	0	0	0	0	18000	23800	23800	53300	35565
建設廃材	0	0	0	0	0	0	0	0	0
一般廃棄物・木質以外	0	0	0	0	15950	41980	54060	70760	118860
局別合計	566853	1298938	1778444	2556595	3648054	5234544	7369186	13059552	21089147

資源エネルギー庁「再エネ設備認定状況（件数、出力）」より作成

表 2-9 FIT 法における 2014 年の認定件数・導入件数(件)及び認定出力・導入出力(kW)

発電設備区分	認定件数(11月)	導入件数(9月)	認定出力(11月)	導入出力(9月)
太陽光発電				
10kW 未満	756,721	605,377	3,340,761	2,636,374
10kW 以上	725,049	198,959	66,884,156	10,321,941
うちメガソーラー	8,698	1,693	36,617,320	3,217,990
風力発電				
20kW 未満	37	6	266	6
20kW 以上	147	17	1,433,885	131,695
水力発電				
200kW 未満	134	50	12,011	3,164
200kW 以上 1千kW 未満	50	14	29,126	7,177
1千kW 以上 30千kW 未満	42	3	297,277	20,200
地熱発電				
15千kW 未満	31	6	14,725	306
15千kW 以上	0	0	0	0
バイオマス発電				
メタン発酵ガス	75	35	18,181	7,229
未利用木質	43	4	586,761	13,700
一般木質・農作物残さ	27	4	593,560	15,075
建設廃材	4	1	11,377	317
一般廃棄物・木質以外	51	21	266,880	55,664
局別合計	1,482,411	804,497	73,489,964	13,212,846

資源エネルギー庁「再エネ設備認定状況（件数、出力）」より作成

オマス発電のように燃料調達を始めとした事業計画を立てたり、あるいは地熱発電のように地元住民との合意形成が求められたりしており、事業開始に至るまで様々なプロセスを踏む必要がある⁶²。逆に事業開始に至るまでに時間のかかる電源のうち、FIT法の認定を受けている電源については、もともと事業計画が立ち上がっていたところにFIT法が実施されるようになったと言える。そして表 2-9 は 2014 年 11 月の認定件数及び認定出力と同年 9

⁶² 表 2-7 を見ると、風力発電、水力発電、バイオマス発電は太陽光発電ほどではないものの、徐々に増加していることがわかる。水力発電は太陽光発電ほどではないものの、計画を立てて事業開始までの期間が短い。この背景には水力発電自体が確立した技術であり、流量と有効落差がわかれば、

$$\text{発電出力} = 9.8 \times \text{流量} \times \text{有効落差} \times \text{効率}$$

から発電出力を算出することができる。また、環境アセスメントが必要な再エネは、風力発電が 10,000kW 以上(第一種事業)、7,500~10,000kW(第二種事業)、水力発電が 30,000kW 以上(第一種事業)、22,500~30,000 kW(第二種事業)、地熱発電が 10,000 kW 以上(第一種事業)、7,500~10,000 kW(第二種事業)である。

月の導入件数及び導入出力を示した表である。認定件数を見ると、太陽光発電が圧倒的に多く、認定件数の 99.9% $(=(756,721+725,049)/1,482,411)$ を占めている。同様に認定出力を見ると、10kW 以上の太陽光発電が多く、その半分以上をメガソーラーが占めている。太陽光発電は事業計画の立案が容易であり、実施しやすい電源と言える。一方、認定を受けた設備のうち実際の稼働(導入)状況を見てみると、時期的な違いはあるものの、10kW 未満の太陽光発電が高い割合になっている。一方で 10kW 以上の太陽光発電では認定を受けつつ実際に稼働していない割合が高く、太陽光発電設備のコスト低下を狙った空押さえなどが問題となっている。太陽光発電以外を見ると、特にバイオマス発電が多くなっている。技術的には汽力発電であり、燃料調達の確保と採算性の判断がなされることで、事業計画を進めることができる。さらにバイオマス発電は、安定して調達できる電源であり、環境に配慮した有望な電源として PPS に売電しているケースも少なくない。

日本では再エネに適した地域が偏在しており、例えば風力発電は北海道、東北、九州が適しており、地熱発電は火山フロント上が適している。一方で、電力消費量は東京電力管内、関西電力管内といった大都市圏に集中している。このように再エネの需要と供給は必ずしも一致しておらず、何もしなければ、再エネの費用負担に関する地域間格差が発生する。東北で作られた再エネは東北電力に売電されることが多く、例えば再エネの買取でかかった負担分を東北電力だけの電気料金に上乗せしていると、再エネの導入量の少なく、電力消費量が相対的に多い東京電力に比べて、東北電力管内でのサーチャージは非常に大きくなる。FIT 法では、サーチャージを通じて、電力を使う全ての消費者に負担させることとしており、全国一律の単価とすることとしている。そのための調整機関として、費用負担調整機関が設けられており、現在、一般社団法人低炭素投資促進機構が担っている。

固定買取価格の決定は経済産業省の調達価格等算定委員会の意見を聴いて、毎年見直されることとなっている。FIT 制度は固定買取価格をもとにした投資の促進がメリットに挙げられ、融資を行う金融機関も固定買取価格を重要な投資判断のひとつにしている⁶³。また、再エネ事業はわずかな利益の中から長期に渡って返済することから、事業計画も慎重に検討されるため、その計画立案にも時間がかかるが多い。そのため、固定買取価格の見直しが毎年なされることで、再エネ事業の計画見直しに迫られる恐れがあり、安定した投資に結びつかない可能性もある。FIT 制度では再エネの計画的に普及させていくことが困難であることから、ここで計画的な再エネの普及を図る政策として、再エネ導入量に関する下限規制の設定を検討する。日本の FIT 法では計画的な再エネの普及が保証されていないが、数量の下限規制をすることで一定の再エネ導入を保証することができる。言わば FIT 制度

⁶³ FIT 制度の場合、買取期間が終わるとそのときの固定買取価格での再エネ事業も終了し、さらに再エネ設備のコスト次第で新たな再エネ事業をしようにも固定買取価格が低く、再び事業を行うかどうかの判断は難しい。そうなった場合、再エネの普及・拡大は続かず、安定した電源確保にもつながらない。また、再エネに融資を行う金融機関にとっては、事業の拡大や継続性が融資の判断材料となるため、先細りとなる制度では、短期的な判断でしか融資が行われない恐れがある。

の下で RPS 制度を併用する位置づけになる⁶⁴。固定買取価格が適切に設定されることで、下限規制と同じ、あるいはそれを上回る再エネを適切に導入することができるため、下限規制の影響はない。下限規制が影響するのは固定買取価格が低く、再エネの導入が困難となった場合である。通常、FIT 制度では固定買取価格を引き上げることで再エネの導入量を拡大させることが可能であるが、固定買取価格の引き上げた場合、それまで導入してきた再エネの固定買取価格よりも引き上げた固定買取価格の方が高ければ、それまで導入してきた再エネとの間で公平性に問題が生じ、それまで導入してきた再エネに対しても、新たに引き上げられた固定買取価格の水準まで引き上げる必要があり、結果として一層の負担の上昇につながる⁶⁵。そこで固定買取価格の引き上げをせずに再エネの導入を保証するため、下限規制を設けることが考えられる。下限規制では、電気事業者に対して不足分を追加的に利用させるものであり、不足分のみ負担増加で済み、しかもその分は競争原理に基づいて効率的に調達される。日本の FIT 法における固定買取価格は事業収益性が考慮され、固定買取価格が高く設定されているものの、再エネのコストに応じて経年ごとに低下していくことになっている。再エネの導入に対し、FIT 法では数値目標が定められていないことから、十分に再エネが普及しないうちに固定買取価格を下げてしまえば、再エネの導入が進まなくなる恐れがある⁶⁶。FIT 制度では、最終的に再エネのコストがグリッド・パリティの水準になることが目安となり、通常の電力として売電した方が固定買取価格で売電するよりも高く取引されれば、固定買取価格に依存することなく市場で取引されるようになる。しかし、十分再エネのコストが下がらずに固定買取価格が低くなってしまえば、その段階で再エネは選択されなくなる。よって再エネの導入に対して固定買取価格による取引を行いつつ、数量の下限規制をかけることで、最終的にグリッド・パリティとなる点を、価格、数量の両面から判断することが可能となる。現在、政府としては再エネの導入目標を示しているわけではない⁶⁷。本論文では原発に代わる電源として再エネを活用することを目標と

⁶⁴ RPS 制度の場合、固定枠以上の再エネを利用するインセンティブがないが、FIT 制度では固定買取価格で再エネを買取る義務がある。FIT 制度のもとで下限規制が定められることで、FIT 制度のメリットを活かしつつ、RPS 制度のデメリットを補うことができる。また、FIT 制度の場合、過度な導入を抑制するため、上限規制を設定する議論もある。上限規制は固定買取価格の引き下げで対応可能である。ここでは計画的な普及のための提言として下限規制を論じている。

⁶⁵ さらにこういう事態が想定されるとき、固定買取価格が高くなるまで再エネの導入を見合わせるということが想定される。なぜなら買取期間を考慮すると、高い固定買取価格で売電する期間が長い方が有利なためである。

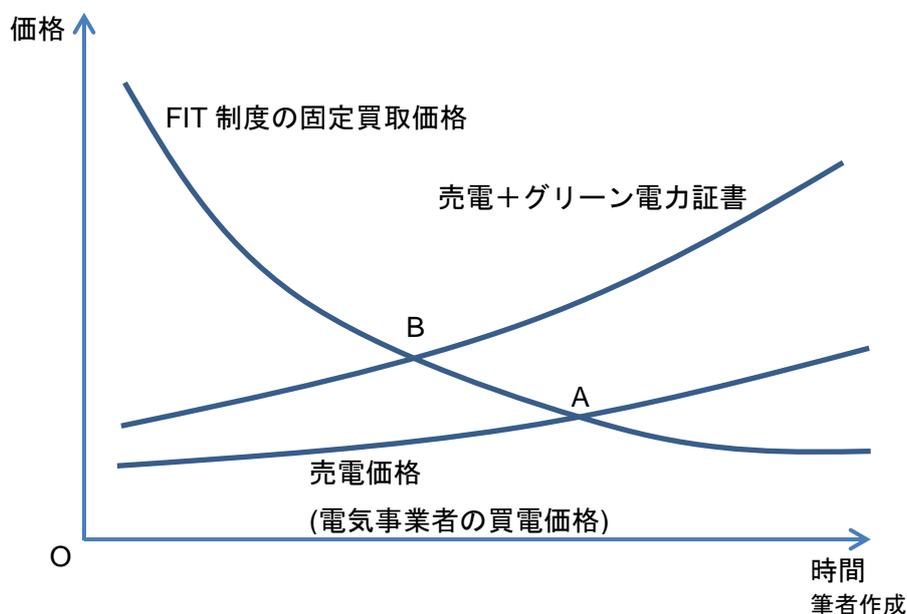
⁶⁶ 規模の経済が働き、コスト低下が図られているケースでは FIT 制度などの保護政策は必要であるが、ある程度普及し、市場競争に委ねた場合、コストは上昇に転じる。例えば再エネの適地が少なくなり、土地の確保が困難になるケースである。再エネに適した土地が減り、これまで再エネに適さない土地や再エネよりも生産性が高い土地などしかないという事態になれば、再エネのコスト上昇は必至である。この点については、リカードの差額地代論につながる議論と言える。

⁶⁷ 2012 年夏に、国家戦略室のエネルギー・環境会議の「エネルギー・環境に関する選択肢」において、電源構成比に関する 3 つの選択肢(原発ゼロ・再エネ 35%、原発 15%・再エネ 30%、原発 20~25%・再エネ 25~30%)が示された。2012 年 9 月、「革新的エネルギー・環境戦略」において「原発に依存しない社会の一日も早い実現」「グリーンエネルギー革命の実現」「エネルギーの安定供給」を掲げ、「電力システム改革」を断行するとしたが、2012 年 12 月に政権交代が行われ、議論の中心は電力自由化に移行することとなる。原発事故以降、2013 年 11 月段階で新たな「エネルギー基本計画」が策定されておらず、再エネ

考えている。よって、原発事故の起きる前まで原発が担っていた電力供給を再エネが担うと単純に見積もれば、日本の電力供給の3割以上を賄う必要が出てくる。短期的な視点ではこの目標を達成することは困難であるが、長期的な視点から固定買取価格を設定し、数量の下限規制によって再エネの数値目標を掲げ、計画的に再エネを普及させていくことが、安定した電力供給体制の構築につながる。

さらに再エネの有する環境価値についても言及する。FIT法では固定買取価格の中に再エネの有する環境価値(例えば火力発電と代替することによる二酸化炭素削減効果)が含まれているとし、FIT法の対象の再エネについてはこれまであったグリーン電力証書を利用できないことになっている。現状としては固定買取価格が高く、FIT法を活用した方が有利であるが、長期的な展望では必ずしもFIT法が有利とは限らない。図2-8を用いて説明すると、固定買取価格は引き下げられていくことになっており(右下がりの曲線)、一方で電気料金(あるいは電力価格)は電力自由化に伴う低下が期待できるものの、非再エネ資源の価格高騰や炭素税の導入・引き上げなどによって上昇が生じることも生じる⁶⁸。それに伴い、電気事業者は自社で生産するよりも他から調達する方が安価にできるのであれば、電力の調達を行うことになり、電気料金の上昇とともに売電価格(電気事業者の買電価格)も上昇すると言える(下側の右上がりの曲線)。図の交点Aは固定買取価格と電力としての売電価格が交差する点であり、グリッド・パリティの状態である。交点Aよりも右側に来れば売電価格が固

図 2-8 固定買取価格と売電価格・再エネの環境価値の位置



の将来性を見通しは不透明である。

⁶⁸ 以下では、電気料金と電力価格を区別して扱う。前者は一般電気事業者が設定する価格を想定し、規制を含む価格、後者はPPSが設定する価格を想定している。ただし、電気料金及び電力価格を総称する場合は電気料金を用いる。

定買取価格を上回るため、再エネに係わらず電力として取引されるようになる。さらに売電する再エネを FIT 法の対象としなければ、グリーン電力証書取引が可能となる。グリーン電力証書は、炭素税や排出量取引などの環境政策の導入・拡大に伴い、その取引市場が形成・活性化され、グリーン電力証書への需要が高まれば価格も上昇する。そのグリーン電力証書と売電価格を併せることで、グリッド・パリティとなるタイミングを早めることができる(図の交点 A から交点 B に変わる)。グリーン電力証書への需要が高まれば高まるほど、その効果は大きくなる。これにより日本でも FIT 法に依存することなく、再エネを普及させることが可能となるが、上述したように、固定買取価格や売電価格、グリーン電力証書はいずれも価格を指標として再エネを普及させる政策であり、どの程度再エネが普及するかわからない。いずれにしても再エネの数量下限規制を設定し、再エネの確保を図る必要がある。

第 3 節 日本の電気事業の経緯と動向

ここでは日本の電力自由化について論じる。再エネを検討する上で、同じ電力を扱い、市場で取引を行うことを念頭に置けば、電気事業の動向についても把握しておく必要があり、電力自由化の進展の中で、再エネがどうかかわり、どう普及させていくかは重大な関心事である。後述する分析においても、日本の電力自由化を踏まえ、再エネを用いた電気事業者の参入を想定して分析を行っている⁶⁹。

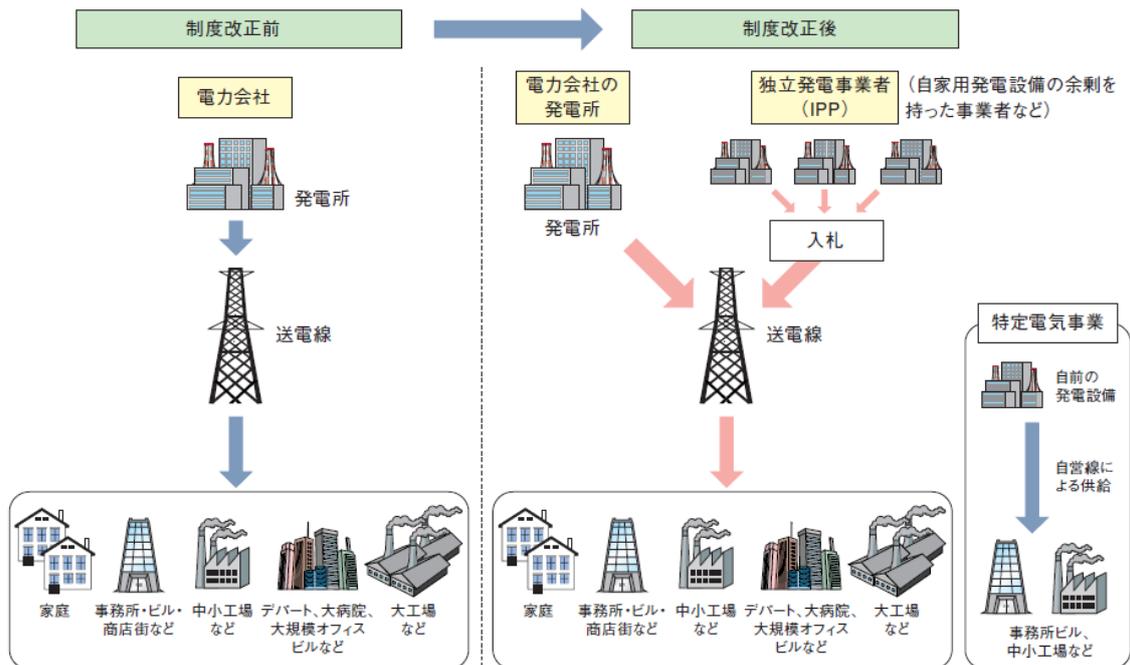
これまで電力産業は費用逓減産業の代表例として扱われ、国営や民営でも規制のもとで地域独占者として電気事業を担ってきた。日本では上述したように、後者の民営事業として、全国 10 電力体制で電気事業が行われてきた。電気事業やガス、電気通信、鉄道など、公益事業における規制緩和は 1970 年代に欧米で活発に行われるようになり、日本でも 1980 年代初頭に行われるようになった。例えばこの時期、電電公社、専売公社、国鉄が民営化されることとなった。電気事業については、9 電力会社(沖縄電力を含めて 10 電力会社)はもともと民営化されていたものの、規制の下で電気事業を行ってきた背景があり、コージェネレーションといった技術開発の進展や内外価格差による電気料金の割高感などの要因から、電気事業でも規制緩和、つまり電力自由化が求められるようになった。そのような背景から、1995 年に電気事業法の改正が行われ、それ以降、少しずつ規制緩和がなされるようになってきた。以下では詳しく電気事業法の改正の動向について論じていく。

⁶⁹ 本論文では日本の電力自由化を対象とし、再エネとの関係について言及している。海外の電力自由化の動向については、海外電力調査会(2012)、アメリカやヨーロッパといった海外の電力自由化に関する研究については矢島(2003)、矢島(2012)第 1 章をそれぞれ参考されたい。また日本の電力自由化そのものに関する議論については高橋(2011)が挙げられるが、当時の状況を踏まえると西村(2004)第 2 章や経済産業省編(2007)第 3 部第 7 章、経済産業省編(2009)第 3 部第 7 章も参照されたい。

1 1995年電気事業法改正(図2-9)

1995年に最初の電気事業法の改正(第一次電気事業制度改革)が行われ、ここでは卸供給事業者(IPP: Independent Power Producer, 独立電気事業者)の参入、料金規制などの見直し、特定電気事業者の創設が行われた。それまで一般電気事業者が自社の送電網を利用して電力供給を行っていたが、それ以外の主体も電気事業を行うことができるようになった。IPPは入札を通じて一般電気事業者に対して電力の卸供給を行う主体であり、卸電気事業者以外で一般電気事業者と10年以上で1,000kWを超える供給契約、もしくは5年以上で10万kWを超える供給契約を交わしている事業者である⁷⁰。また、みなし卸電気事業者も2010年4月からはIPPに位置づけられている⁷¹。料金規制の見直しはヤードスティック査定(経営効率化を考慮した料金査定)の導入や選択約款の導入、燃料費調達制度の導入などである。特定電気事業者は、特定の区域の中で自前の電源及び自営線を用いて電気事業を行う主体であり、東日本旅客鉄道(複合発電設備)、六本木エネルギーサービス(LNGガスタービン)、住友共同電力(水力発電)、JFEスチール(火力発電)がある⁷²。特定電気事業者はRPS法の対

図2-9 1995年の電気事業制度改革



出典)経済産業省編(2007: 297)

⁷⁰ 卸電気事業者は200万kWを超える設備を有し、一般電気事業者に電気を供給する事業者であり、電源開発(J-POWER)と日本原子力発電がある。

⁷¹ 代表的な事業者として、自治体の企業局等(北海道企業局、埼玉県企業局、神奈川県企業局、東京都交通局、山梨県企業局、長野県企業局、金沢市企業局)、東星興業、東北水力地熱、東北自然エネルギー開発、相馬共同火力発電、常磐共同火力発電、東京発電、住友共同電力、瀬戸内共同火力などがある。

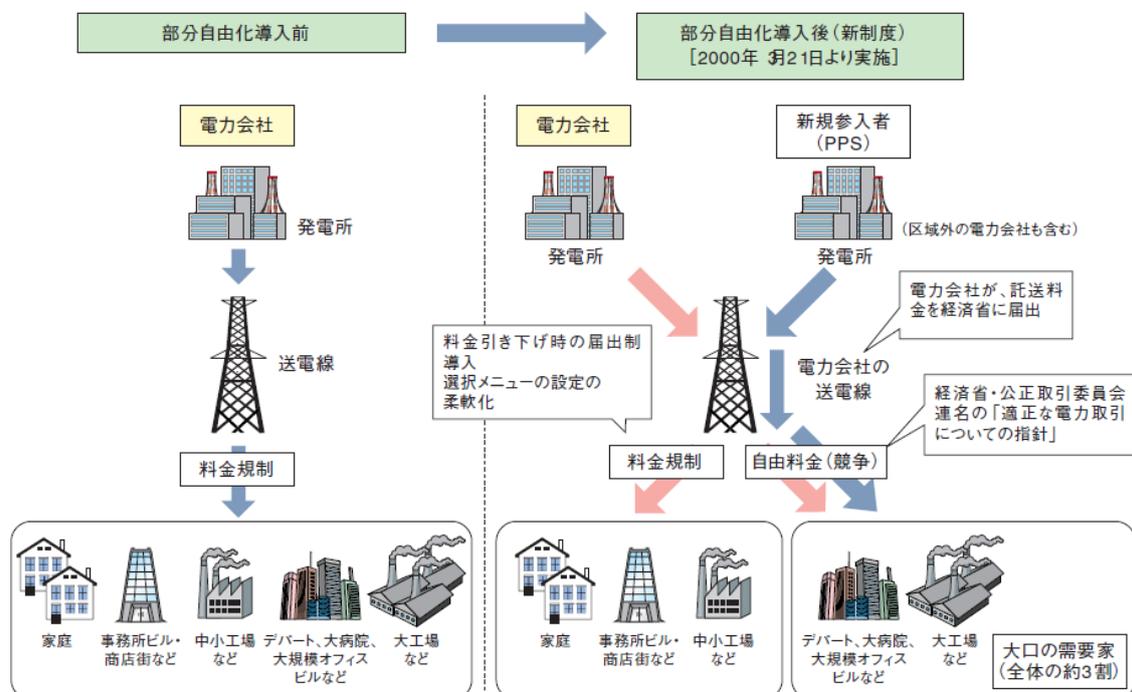
⁷² これまでに尼崎エネルギーサービス、諏訪エネルギーサービスも特定電気事業者として参入していたが、2013年3月段階で特定電気事業を行っていない。

象となっており、一般電気事業者や後述する PPS と同様に再エネの利用が義務づけられていた。なお、小規模な地域の送電系統への再エネの導入の円滑化を図るため、一般電気事業者の送電系統の利用を可能とするように整備されている。

2 1999 年電気事業法改正(図 2-10)

1999 年の電気事業法の改正(第二次電気事業制度改革)では、小売の部分自由化が解禁され、特定規模電気事業者(PPS: Power Producer and Supplier)の参入が可能となったこと、料金規制の見直しなどが行われた⁷³。さらに PPS の新規参入が可能となったことに伴い、送電系統の利用に関する託送ルールが整備され、一般電気事業者が運用する送電系統の利用について、公正かつ公平なルールを整備することとなった。まず電力小売の自由化について、1999 年の改正によって PPS の新規参入が可能となって以降、順次、自由化の範囲を拡大している。PPS は自ら発電設備を有したり他から電力を調達したりすることで電力を確保し、自ら電力消費者を獲得して電力供給を行う主体である⁷⁴。さらに自由化した部門については自由に電力価格を設定することができるようになった。電力自由化の範囲について、1999 年 3 月からは特定高圧産業用(大規模工場)及び特別高圧業務用(デパート、オフィスビル)が対象で(販売電力量の約 26%)、2004 年 4 月からは高圧 B(中規模工場)、高圧業

図 2-10 1999 年の電気事業制度改革



出典)経済産業省編(2007 : 298)

⁷³ PPS は経産省において 2012 年 4 月より「新電力」という呼称を使用しているが、ここではエネルギー＝電力を指しており、新エネルギーとの誤用を避けるため、本論文では「PPS」を使用する。

⁷⁴ 改正当初の PPS の数は 10 者程度であったが、2013 年 11 月段階で 111 者まで増加している。

務用(500kW以上)(スーパー、中小ビル)が加わり(販売電力量の約40%)、2005年4月からは高圧A(小規模工場)が加わっている(販売電力量の約63%)。これらの特別高圧や高圧の電力消費者は自由に電気事業者を選択できるようになった。ただし、低圧(コンビニ、事業所等)や電灯(家庭)については2013年11月段階で自由化されていない。料金規制の見直しは、電気料金の引き下げに関しては認可制から届出制に移行した⁷⁵。なお、卸供給事業の料金規制は認可制から届け出制としている。

3 2003年電気事業法改正

2003年の電気事業法の改正(第三次電気事業制度改革)では、上述した小売自由化の範囲の拡大、送電系統の利用に関するルール策定・監視等を行う有限責任中間法人電力系統利用協議会の創設と送電系統における情報遮断・差別的取扱いの禁止等を電気事業法で担保すること、卸電力取引市場である日本卸電力取引所の整備である。卸電力取引所は全国的な電力の有効利用を目的に、余剰電力を取引できる市場を開設し、PPSなどの利用参加により、電力調達のリスク管理を行う場となることが期待された⁷⁶。また、この改正のときに、原発推進のために発電と送電の一体的な整備・運用が必要であること、規制部門の電力消費者(家庭等)に対して「責任ある供給主体」として確実に電力供給する一般電気事業者の存続が必要であることから、電気事業の発送配一貫体制を維持するとし、発送電分離は採用しないとした。さらに原発等の長期固定電源の安定稼働を確保するために、系統運用において優先的にこれらの発電を担保するルールの整備、併せて送電容量をこれらの電源のために確保することを可能とするルールの整備が行われることとなった。一方で、PPSが自ら送電系統を敷設して電力供給することが認められるようになったこと、送電系統の利用に際し、区域をまたぐごとに課金(振替供給料金)する方式(パンケーキ問題)の解消、電源開発の民営化などが行われた。

4 2008年電気事業法改正

原発事故前に行われた最後の電気事業法の改正は2008年となっている(第四次電気事業制度改革)。このときの改正では、卸電力取引所の取引活性化に向けた改革、グリーン電力卸取引の導入、インバランス料金の見直し、今後の電力自由化の範囲に関する議論が行われた。これまで卸電力取引所での取引量が少なかったことから、流動性向上と競争活性化が小売市場の活性化を図ることとし、その方法として時間前市場の創設や取引量の増加目標を掲げるなど6項目にわたる取組みが行われた⁷⁷。グリーン電力卸取引は、FIT法対象の

⁷⁵ 引き上げについては従来通り認可制が取られており、第一次電気事業制度改革で論じたヤードスティック査定が実施される。また、原発事故以降、電気料金の引き上げ申請を行った一般電気事業者は、2013年11月段階で、東京電力、関西電力、九州電力、東北電力、四国電力、北海道電力、中部電力となっており、総合資源エネルギー調査会総合部会の電気料金審査専門委員会で審査されている。

⁷⁶ 東日本大震災以前は、卸電力取引所での取引量自体がかなり少なく、期待されるほどの成果は挙げられていなかった。

⁷⁷ 詳しくは総合資源エネルギー調査会電気事業分科会「今後の望ましい電気事業制度の在り方について」

再エネの取引や、地球温暖化対策推進法や京都メカニズムクレジットの対象となる電力の取引に活用できるものとなっている⁷⁸。インバランス料金の見直しについて、PPSが一般電気事業者の送電システムを利用する場合、基本料金に相当する託送料金と、安定供給を図るために設定されたインバランス料金を負担する必要がある。送電システムに接続する場合、周波数の変動を一定の範囲内(例えば周波数 50Hz±0.2Hz)に抑えないといけなかったり、30分同時同量制を保たなければなかったりとその条件は厳しい。インバランス料金は変動範囲を超えて余剰や不足が発生したときに課せられるものである。小規模な電源ほど安定した電力供給が困難であり、PPSにとって負担となっていた。第四次電気事業制度改革ではPPSのインバランス料金の負担軽減がなされることとなった。

電力自由化の範囲拡大に関して、2008年1月の総合エネルギー調査会電気事業分科会第31回において、全面自由化をしないわけではないが現時点では見送るという結論をしており、これはPPSのシェアなどから電力需要者の選択に十分対応できるとは言えないことから現状維持とするとしていた⁷⁹。そして2008年3月の総合エネルギー調査会電気事業分科会の「今後の望ましい電気事業制度の在り方について」において、規制の残された低圧や電灯について小売部門の自由化の範囲を拡大せず、5年後を目途に範囲拡大の是非について改めて検討するとした⁸⁰。電力自由化の範囲拡大を見送った理由としてPPSのシェアの低さを挙げているが、PPSの新規参入が進展しなかった原因に対する議論、そして今後拡大させていく方策に関する議論はあまりなされておらず、その議論が再燃するのは原発事故後になってからである。なお、2007年3月に報告された「コストベネフィット分析検討会報告書」において電力自由化の範囲拡大に関する費用便益分析が行われており、費用便益分析の結果では、現行の競争状況で完全自由化するケースのみマイナスとなっているものの、競争促進策(例えば一般電気事業者に対する価格規制)を講じれば、完全自由化をしてもしなくてもプラスとなるという結論が出ている⁸¹。図2-11はPPSの参入数の推移を表したものである。1999年の第二次電気事業制度改革によって、2000年4月からPPSの新規参入が可能となっており、同年9月には10者の参入があり、2009年初頭まで30者弱の参入となっていた。競争環境の整備(電力自由化の範囲は拡大せず)、インバランス料金の見直し、安定供給の確保、環境適合についてまとめられた2008年3月の電気事業分科会基本答申を受けて、PPSの参入が増加傾向になった。また、原発事故によってこれまでの地域独占や

を参照されたい。

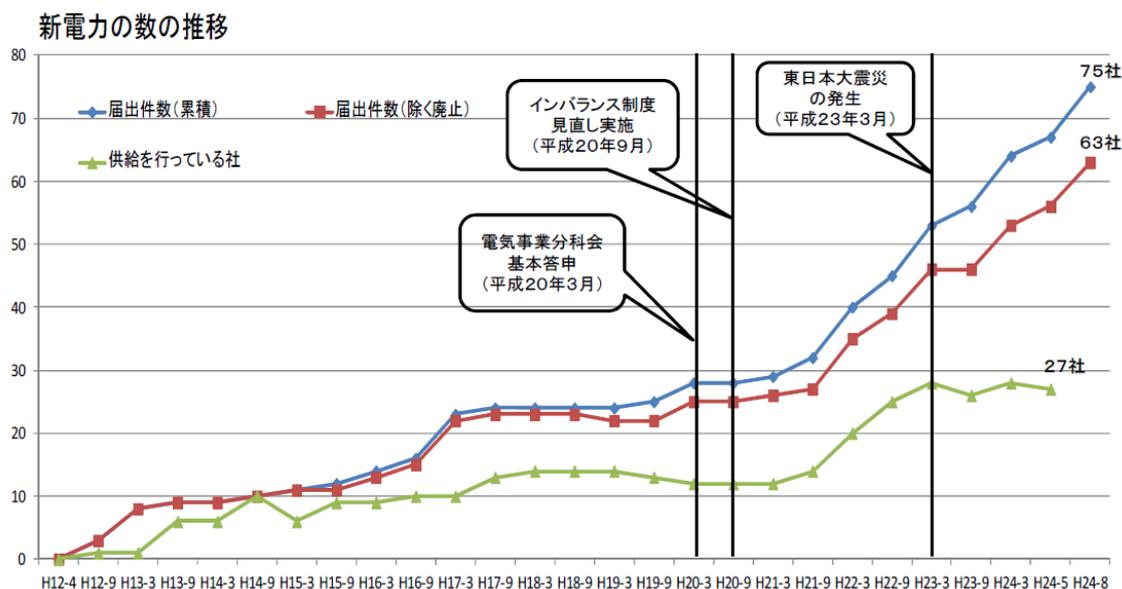
⁷⁸ 詳しくは日本卸電力取引所「分散型・グリーン売電市場の創設～ご案内～」を参照されたい。

⁷⁹ 上述したように電力需要全体の63%の量が電力自由化の範囲となっている一方で、2009年の発電電力量における一般電気事業者、卸電気事業者等、特定電気事業者、PPSのシェアを見ると、一般電気事業者が84.6%、卸電気事業者等が14.6%であり、電力自由化に伴う新規参入者である特定電気事業者及びPPSはそれぞれ0.2%、0.6%と、これらを合わせても1%に満たない水準となっている。

⁸⁰ 自由化の拡大範囲の議論に際し、①実質的に営業活動を行っているPPSの数、②PPSのシェア、③一般電気事業者による他エリアへの供給、④PPSや他エリアの一般電気事業者からの情報提供・営業活動などの競争的事業活動、⑤自家発・他エネルギーとの競合、に係る指標から評価を行った結果、自由化の範囲拡大を見送っている。

⁸¹ 電力自由化の費用便益分析に関する議論は、総合資源エネルギー調査会電気事業分科会制度改革ワーキンググループ第1、2回でなされている。

図 2-11 PPS の参入数の推移



出典) 経済産業省「電力小売市場の自由化について」2012年8月

総括原価方式、垂直統合の電気事業などが広く一般的に注目されるようになり、その転換が求められるようになった。そういった事態を含め、2011年以降も PPS の参入は増加傾向にある。ただし、実際に電力の供給を行っている PPS は 30 者を下回っており、特に増加傾向にないことから、PPS の届出を行うだけでなく、実際に電力供給が行われることが求められる。

5 発送電分離に関する議論

原発事故以降、電力自由化とともに世論を巻き込んだ議論となった発送電分離についても簡単に言及する⁸²。電力自由化は電力市場へ自由に電気事業者が参入できるとともに、電力消費者が電気事業者を自由に選択できることを指す。一方、発送電分離は、これまで垂直統合されていた発電部門、送電部門、配電(小売)部門を切り離すというものであり、経済産業省総合資源エネルギー調査会総合部会の電力システム改革専門委員会で今後の発送電分離について検討されている。送電系統については、これまで 10 の一般電気事業者及び電源開発が大部分を保有している状態であり、電力自由化の際に PPS が送電系統の利用についてルール作りがなされるなど、電力自由化の議論において重要な位置づけにある。発送電分離がなされても、送電部門は独占(国営・公営もしくは規制下で民営)として存続させる位置づけとなっており、これは電力自由化が進んでいる海外でも見られる傾向である⁸³。

⁸² 電力自由化そのものに関する研究分野として、電気事業体制、送電系統などが挙げられる。例えば、電気事業体制については上記の先行研究や Green(2006)などが挙げられ、送電系統については Asano and Tsukamoto(1997)、Joskow and Tirole(2000)、長山(2012)などが挙げられる。

⁸³ 例えばフランス電力公社やイギリスのナショナル・グリッド社が挙げられ、もともと国営企業であった

送電部門は規模の経済があり、競争による効率化が見込めるものではなく、公平に透明性のある利用がなされ、安定した電力供給がなされるために用いられるものである⁸⁴。例えば発電所から電力の需要先まで送電を行う場合、送電容量が十分あるのに送電系統が 2 つあることは不要な投資につながる。

発送電分離が行われることで新規参入が図られ、市場競争の促進につながる。さらに再エネを用いて新規参入がなされれば、火力発電や原発などの大規模集約型電源の依存度を低めることになる。逆に厳格な送電系統への接続契約が求められ、割高なインバランス料金が課せられた場合、安定供給が難しい再エネの導入は困難になる。発送電分離をせずとも電力自由化は可能であるが、発送電分離をしないことによる弊害が大きく、新規参入が進まないという問題だけでなく、再エネの接続拒否や、一般電気事業者間や 50Hz-60Hz 間の地域間連携線の脆弱性といった問題も改善されない恐れがある⁸⁵。一般電気事業者は発送電分離に対して消極的な姿勢を取っている⁸⁶。発送電分離については電力システム改革専門委員会第 11 回で議論され、主に機能分離と法的分離について議論され、法的分離が有力される内容となっている。発送電分離はすでにヨーロッパで経験した事案であり、安定供給が損なわれることもなく、新規参入も活発に行われおり、解決できる問題であると言える⁸⁷。

6 電力自由化と環境・再生可能エネルギー

上述したように、電力自由化に伴い、新規参入をして電気事業を行うことは可能である。再エネについても、FIT 法のもとで電気事業者に買い取ってもらっただけでなく、電気事業者として電力市場に参入して自ら電力供給をするという選択も可能になる。再エネを用いて PPS として新規参入しているケースはすでに存在しており、例えば日本風力開発ややまがたグリーンパワー、出光グリーンパワーなどがある。なお、再エネを用いて PPS として参

ものが、分割民営化されて発電部門が切り離され、送電部門を担っている。

⁸⁴ 植草(2000)第 2 章において、経済学的な観点から送電部門の自然独占に関する説明がなされている。

⁸⁵ ドイツなどでは再エネの優先接続が行われている。一方、日本では送電系統の脆弱性から、FIT 法の例外規定を利用し、FIT 法が実施される前から接続拒否をすると主張しているケースも出ている。詳しくは北海道新聞(2011 年 8 月 13 日)を参照。

また、一般電気事業者間や 50Hz-60Hz 間の地域間連携線の脆弱性は、送電系統の容量不足が挙げられる。本州にある一般電気事業者間(東北電力・東京電力と中部電力・北陸電力・関西電力・中国電力の間)は 50Hz-60Hz 間を除いて比較的融通しやすくなっているが、北海道と本州というように海で隔たれると容易ではなくなる。本州と北海道を結ぶ北本連携線の容量は 60 万 kW であり、これ以上の送電はできない。また、50Hz-60Hz 間の地域間連携線は新信濃周波数変換所、佐久間周波数変換所、東清水周波数変換所の 3 つであり、総容量は 100 万 kW である。本州にある 50Hz の地域は東北電力と東京電力の 2 つの供給管内だけであり、ここで電力不足となっても、他の地域から融通できる容量は 160 万 kW しかない。160 万 kW は東北電力及び東京電力の発電設備容量(8220 万 kW)の約 2%に過ぎない。

⁸⁶ 消極的な姿勢を取る理由として、新規参入によって安定供給が損なわれ、停電が生じる恐れがある点、併せて再エネが接続することで送電系統が不安定になる点、送電系統の所有権がそれを敷設した一般電気事業者の財産と見なせる点、発送電分離後、新規参入した電気事業者の生産量が増え、一般電気事業者の生産量が減少する恐れがある点などが挙げられる。一方、電気事業連合会は、2013 年 2 月に「電力システム改革の報告書取りまとめにあたって」を電力システム改革専門委員会第 12 回で提出し、安定供給を行ってきた実績を踏まえ、現時点での発送電分離は厳しいという見解を示しているが、原発再稼働による需給ひっ迫や財務状況の悪化を根拠としており、技術的・法的な具体的な問題は示されていない。

⁸⁷ 詳しくは植田・梶山編(2011)第 8 章を参照されたい。

入した場合、その PPS の発電設備と見なされ、FIT 法の対象とはならない。FIT 法の対象とするためには、発電部門を子会社など別の組織にさせ、そこから再エネ事業者と PPS とで FIT 法に基づく契約を結ぶ必要がある。これにより再エネ事業者は FIT 法に基づいて再エネ事業が行うことができ、また PPS は再エネから電力を確保することができ、再エネの買取にかかるコストも費用負担調整機関を通じて調整され、電力価格に転嫁できる。そのため、送電システムに関する負担は発生するものの、基本的に PPS は再エネの電源設置に関する負担は発生しない。さらに PPS として電気事業を担うことで売電収入が得られる。よって PPS 及び再エネ事業者は、売電収入と再エネの固定買取価格による収入が見込め、それらの収入が PPS で発生する送電系統のコストと再エネ事業での再エネのコストを上回るなら、電力自由化のもとで再エネの導入が期待できる。

電力自由化が環境問題や再エネに対してどのような影響を及ぼすのかについて様々な先行研究が挙げられるが、ここでは電力自由化における原発と環境の関係、再エネを活用した新規参入に関する先行研究、先行事例について取り上げる。電気事業における環境問題は、地球温暖化に対して発電時に温室効果ガスを排出しない原発に焦点があてられる傾向にあった⁸⁸。兼平(2002)では、電力自由化は環境問題に対してマイナスに作用するとして、自由な競争による経済発展と環境調和型社会の両立が必要と論じている。また、総括原価方式が取られている電気事業者の場合、燃料費が安く、建設コストの高い原発は PPS の新規参入に伴い電力需要が奪われ、需要増を見越して開発した原発が不要になり、投資した開発コストが回収できなくなるとしている(ストランデッド・コスト(stranded cost))。この点について矢島(2002)においても競争導入による原発への影響について論じられている。既存の原発は償却が進み、電力自由化においても競争的な電源になる一方で、新規の原発は経済的・政治的リスクが軽減されない限り、建設は困難としている。また、高い投資コストの原発と小規模のガス火力発電プラントを比較したときの投資判断として、投資の失敗を回避するため、小規模で資本コストが小さく短期に償却できる電源を選択するとしている。なお、矢島(2012 : 283)では諸外国の原発建設や原発計画について言及している。日本の原発は国策として進められてきたものの基本的に民間の電気事業者が担っている。一方、アメリカやイギリスなど一部の国では民間で行われているものの、海外では基本的に国営で行われている⁸⁹。では、実際に日本の現状を見てみると、原発事故以降、電力自由化の議論が進んでいる一方で、原発が持つリスクが顕在化し、2013年3月現在で稼働している原発は関西電力大飯原子力発電所だけであり、既存の原発の再稼働すら行われていない状況

⁸⁸ これは2010年6月に発表された「エネルギー基本計画」にも表れており、脚注で上述したように原発と再エネが並列して論じられている一方で、「エネルギー基本計画」第2章第1節では具体的な数値目標として、「電源構成に占めるゼロ・エミッション電源(原子力及び再生可能エネルギー由来)の比率を約70% (2020年には約50%以上)とする。(現状34%)」としている。「原子力及び再生可能エネルギー」としているだけでそれぞれの比率は明確にされていないが、「現状の34%」のうち2009年の実績では原発が30.2%であることから、そのほとんどが原発を想定していたことになる。データは一般電気事業者及びその他電気事業者の原発と合計から算出している。

⁸⁹ 矢島(2012 : 287)によると、現在アメリカで建設中の原発は連邦営であり、イギリスでは外国からの投資を民間と位置づけており、建設されている原発はフランスの国営企業 EdF が担っている。

にある。また、2013年3月、東北電力が福島県の南相馬市小高地区・浪江町に建設を計画していた原発は、地元の理解が得られないとして撤回することとなった⁹⁰。これまで原発は温暖化対策として環境によい電源に位置づけられ、国策のもとで原発が推進されてきた背景があるが、原発事故を契機にもはや温暖化対策や環境によいという議論、電力自由化での議論だけでは不十分になっている。

電力自由化に伴い、電力消費者が自由に電気事業者を選択できるようになり、再エネも選択肢になってくるといふ議論にも触れる必要がある⁹¹。すでに電力自由化が行われているアメリカ・カリフォルニア州や EU などでは自由に電気事業者を選択できるようになっている。矢島(1999:124)によると、1999年3月段階でデータが古いものの、電力自由化に移行したカリフォルニア州では、電力消費者約1,000万軒のうち、約1.3%(13万人)が電力の供給事業者を変更し、そのうち約1.0%(9万軒)が小口の電力消費者であり、さらにその約半数の4~5万軒でグリーンパワーが購入されている。ドイツでは欧州電力指令を受けて1998年から電力自由化が図られ、電力消費者が自由に電気事業者を選択できるようになっており、シェーナウ電力会社のように、再エネに焦点をあてて電力供給を行う電気事業者も多い。熊谷(2012:61)の中でドイツのハンブルガー・アーベントブラット紙の行ったアンケートが紹介されている。そこでは、再エネを使用している市民の割合がハンブルクで15.7%、バーデン・ヴェルテンベルクで6.6%、バイエルンで5.8%となっており、また、ハンブルクで「次にエコ電力に変更する」と選択した人の割合は、2011年1月が52.8%であったものが、福島県での原発事故の後では93.3%まで上昇している。日本では低圧や電灯といったところは電力自由化されておらず、自由に電気事業者を選択することができない。一方、上述したようにPPSの参入は増えているものの、市場シェアがあまりにも低く、さらに再エネのみを扱う電気事業者は少ない状況にある。今後、日本でも電力完全自由化がなされた場合、電力消費者の中で再エネのみを選好するケースも想定される。ただし、それらの需要に対して、再エネだけで安定して供給できるかどうか、具体的には1日や1年の電力需要のピーク・オフピークに応じて安定供給できるか、再エネだけで事業性を見出すことができるのかといった課題がある。

第4節 経済学における再生可能エネルギー・電気事業の位置づけと本研究の位置づけ

1 経済学における再生可能エネルギー・電気事業の位置づけ

経済学において再エネが注目されるようになったのは比較的最近であり、とりわけアメリカ・テキサス州のRPS制度やドイツのFIT制度が開始する2000年前後からその研究が

⁹⁰ いずれも今回の原子力災害に伴う警戒区域となった経緯もある。

⁹¹ 著者の問題意識として、電力自由化になることで、石炭火力発電など安価な電源を活用して新規参入し、温室効果ガスや大気汚染物質の排出量が増加することを懸念している。一方で環境意識の高い電力消費者が再エネを選択するケースもある。

行われるようになってきた。基本的に二酸化炭素を出さず環境に配慮した電源で、環境政策を展開する上でその普及が望まれていた。しかし、再エネは割高で、安定供給にも適さないといった経済的、技術的課題から主要な電源とは見なされず、逆に原発は安価で安定供給に適し、放射性廃棄物や原発事故を考慮しなければ、有効な電源として扱われていた。放射性廃棄物や原発事故のリスクが顕在化したことで、再び再エネが注目を浴びることとなったが、火力発電と相対的に比べると依然として割高で、太陽光発電や風力発電は安定供給が難しく、最も小規模分散型であることから電源確保の点で多くの再エネの導入が求められる。そのような中でも再エネの普及は、持続可能な発展(Sustainable Development)を達成するために必要であり、温室効果ガスの削減にも寄与し、再エネ資源の地域偏在性による資源確保リスクの低減と地域経済の活性化につながる。そのため、いかに再エネを普及させるのかを政策的に検討する必要がある、経済学においては環境経済学や経済政策の観点から、環境政策や産業保護によって再エネを普及させ、自立させていくことが求められる。そして自立した電源は競争原理に基づいて火力発電等と市場競争を担い、一方で新たに自然資源を活用した技術を開発し、同様に普及させていくことが望まれる。さらに地域の自然資源を活用するという観点から、地域経済の観点から再エネの活用が研究されている。また、再エネ事業を展開する上で、金融の役割が重要視されていることから、金融論からのアプローチも増えている。

次に電気事業については、発電設備に莫大な費用(固定費用)がかかるため、経済学では費用逓減産業の典型的な事例として挙げられることが多い。費用逓減産業の場合、完全競争と同じような行動を取れば利潤が負となり、電気事業が成り立たない。一方、独占企業として電気事業を行えば利潤を得ることができるが、独占(自然独占)による弊害が生じる。よって、政府による規制のもとで独占による弊害を回避しつつ地域独占として電気事業を担うことになる。ここから日本では総括原価方式や発送電の垂直統合といった制度が考慮されることとなった。そして、上述したようにコージェネ技術や規制緩和により電力自由化が進展する中で、電力自由化に関する研究がなされるようになってきた。電力市場に新規参入した場合、一般電気事業者による部分独占状況に直面することになると言える。つまり、市場の電力需要に対し、市場に影響力を有する一般電気事業者が大部分の電力供給を行い、残りのわずかな電力供給をそれ以外の電気事業者が行う状況である。電力自由化によってこれまでユニバーサル・サービスとして行われていた電気事業も効率化が求められ、一般電気事業者はクリーム・スキミングで参入してきた PPS と対抗する必要がある。そうなればユニバーサル・サービスの義務が一般電気事業者にとって競争の弊害となり、電力市場の競争体制のあり方、安定供給体制のあり方、公平的な料金体系の見直しも経済学の観点から議論されることになる。電力自由化と同時に議論される発送電分離について、これにより発電部門、送電部門、小売り部門に分けられるが、その分離のあり方も議論の対象となっている。そして新規参入してくる PPS 自体も、新規ビジネスへの参入であることから、どのような事業を行い、社会的にどのような影響を与えるのか、市場は拡大する

のかなどが研究課題となってくる。これまで電気事業は産業組織論で扱われることが多かったが、電気通信産業のように市場競争が活性化することでネットワーク経済や情報経済学といった分野で研究されているように、異なったアプローチが形成される可能性もある。最後に再エネと電力自由化について触れると、一般的に再エネはそれ単独では小規模分散型電源であり、再エネは火力発電や原発などの大規模集約型電源と異なり 1 基当たりの初期コストが低く、燃料費もほとんどかからない。大規模集約型電源では自然独占となりやすいが、相対的に小規模分散型電源である再エネは競争原理が機能しやすく、市場競争による効率化が期待できる⁹²。ただし、小規模分散型電源であることから、十分な供給量が確保できるのが課題となる。そのためにも再エネのポテンシャルを十分に活用することが重要である。

2 再生可能エネルギー政策に関する経済学的研究の歴史

本論文は経済モデルを用いて再エネ政策(RPS制度(グリーン電力証書を含む)とFIT制度)による市場への影響について分析している。このような分析に関する先行研究について見てみると、再エネ政策についてはグリーン電力証書に関する分析が多く、さらにRPS制度とFIT制度の比較研究となっている。経済モデルを用いた再エネ政策に関する初期の代表的な先行研究としては、Amundsen and Mortensen(2001)、Jensen and Skytte(2002)、Menanteau et al.(2003)が挙げられる。Amundsen and Mortensen(2001)はデンマークの事例をもとに、グリーン電力証書と排出権取引の両方を扱い、非再エネの発電事業者と再エネの発電事業者からなる完全競争の電力市場において、静学的な均衡モデルを用いて分析している。グリーン電力証書の利用義務量の増加は、必ずしも再エネの普及に決定的な影響を与えるものではなく、また厳しいCO₂排出制約は再エネの発電事業者の利益を下げる圧力に働くとしている。一方で電力の卸価格の上昇はグリーン電力証書と再エネの生産者の利益につながるという結論を得ている。Jensen and Skytte(2002)はEUを事例にグリーン電力証書について、国際貿易のない閉鎖経済のもとで、火力発電を用いる生産者と再エネを用いる生産者の2者(いずれも容量制約なし)が存在し、電力消費者に対して電力消費量に応じてグリーン電力証書の購入義務を課す状況を想定している。グリーン電力証書が導入されることで、電力価格は下落し、グリーン電力証書価格は上昇するものの、消費者価格(電力価格とグリーン電力証書)の変化は確定せず、グリーン電力証書の購入義務が消費に与える影響はあいまいとなっている。これらの研究は電力市場の中でグリーン電力証書を通じて再エネの利用を割り当てる研究となっており、経済モデルを用いた再エネ政策の先駆的研究と言える。大平(2006)(本論文第4章)や大平(2010)(本論文第5章)は、筆者の知る限り、日本のRPS法に着目し、電気事業者の行動を考慮して再エネの価格や生産量の変化を分析した最初の研究である。大平(2006)は電力市場の新規参入に焦点を当てており、既存

⁹² 植田・梶山編(2011)第8章において、再エネは原発などに比べて競争市場との親和性が高いと指摘している。競争原理が機能しづらいFIT制度の中では重要な意味を持つ。

の電気事業者の影響力が残る状況を想定し、非再エネと再エネの価格の違いを分析している点が先行研究との違いになる。また大平(2010)は独占的な電力市場での再エネの利用に着目し、再エネ事業者を卸供給する経済主体として位置づけている点、グリーン電力証書だけでなく直接取引も考慮に入れている点などが先行研究との違いになる。これらの違いは日本の RPS 法の状況を反映したためである。FIT 制度に焦点を当てた研究として、Ropenus and Jensen(2009)が挙げられる。Ropenus and Jensen(2009)では、再エネを生産する分散型の事業者にとって、FIT 制度の有効性は産業構造(垂直統合なのかアンバンドリングなのか)にどのように依存するのかを分析している。FIT 制度の最も高い再エネ供給効果を得るには、独占者が垂直統合よりもアンバンドリングの方かよく、もし独占者が垂直統合で再エネも供給することが望ましいなら、クリーム・スキミング効果の減少によって供給効果はより強くなる。さらに垂直統合の独占者はクリーム・スキミングにより再エネ生産の実現を妨げると指摘している。これらの先行研究では主に再エネ政策による再エネの生産量の変化を分析している。RPS 制度と FIT 制度の比較に関する最初の研究として、Menanteau et al.(2003)が挙げられる。RPS 制度と FIT 制度について、右上がりの再エネの限界費用曲線が描かれたグラフにおいて、RPS 制度が数量規制、FIT 制度が価格規制であることをもとに考察を加えている。技術の異なる再エネに対して同一の RPS 制度の割当量を課した場合、より限界費用の高い再エネ事業者は、相対的に限界費用の低い再エネ事業者から購入し、限界費用の低い再エネ事業者の発電量を増加させる方がよいとしている。また、FIT 制度では風力発電の限界費用の傾きが相対的に緩やかであると仮定し、その場合、生産量はより多くなる⁹³。この研究は同じ限界費用曲線のグラフを用いて RPS 制度と FIT 制度の両方を理論的に分析した代表的な研究に位置づけられる。ただし、電気事業者や再エネ事業者など個々の経済主体の行動を分析しているわけではない。また、大島(2010)はアメリカの固定枠制、イギリスの競争入札制、ドイツの固定価格制を取り上げ、先行研究を踏まえ、理論モデルを用いて分析を行っている。共通したモデルは Menanteau et al.(2003)をベースにしつつ、再エネ市場の拡大を踏まえ考察を加えている。大島(2010)は制度比較という観点ではなく、再エネ政策の先進事例を網羅的に取り上げ、個々の再エネ政策をより深く分析している。よって、大平(2008)(本論文第 3 章)は RPS 制度と FIT 制度について同じ経済モデルを用いて電気事業者と再エネ事業者の分析を行った研究であり、筆者の知る限り、RPS 制度と FIT 制度を同時に扱い、再エネの普及について比較分析を行った最初の研究である。Menanteau et al.(2003)と異なり、電気事業者と再エネ事業者の行動を分析している。さらに大平(2008)の RPS 制度の分析部分について、上記の Amundsen and Mortensen(2001)や Jensen and Skytte(2002)の RPS 制度の分析と異なり、不完全競争市場を想定し、さらにグリーン電力証書ではなく直接取引をモデルのベースに置いている。

⁹³ これについて大島(2010)は、FIT 制度は費用低下インセンティブを持たないという議論に対し、技術開発に伴い再エネ事業者が優れた技術を用いて緩やかな限界費用にシフトさせることで、余剰が増大するとしている。ただし、固定買取価格が固定されている状態を仮定していることから、日本やドイツのように固定買取価格が引き下げられると、必ずしも余剰が増大するとは限らなくなる。

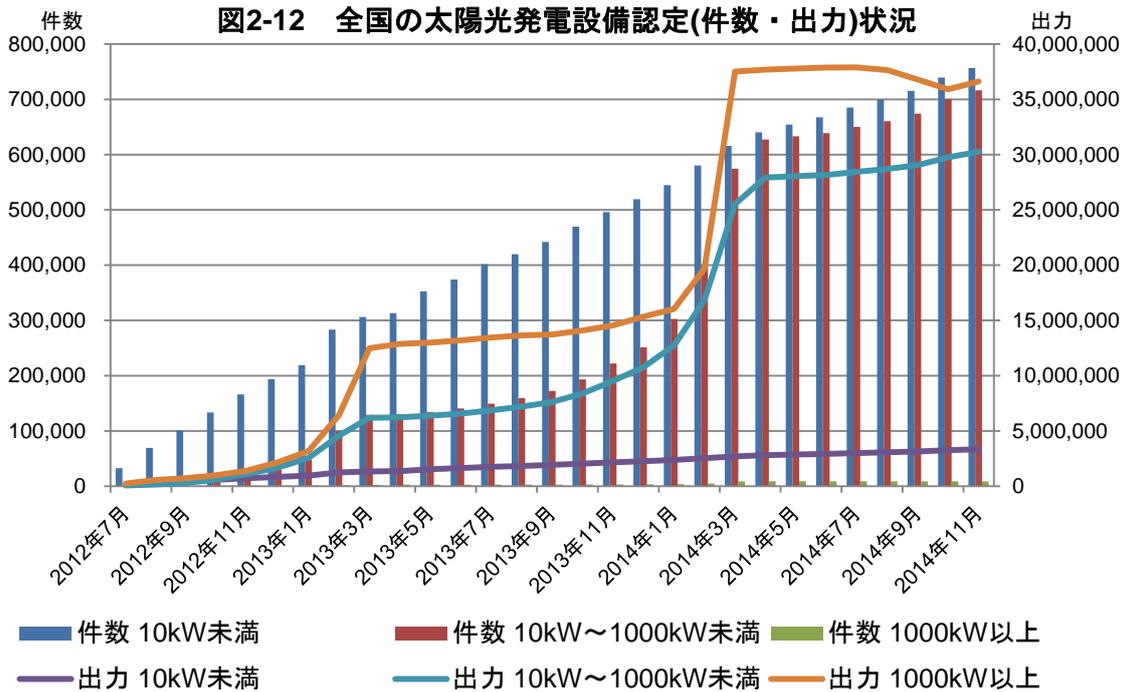
そこからさらに FIT 制度の特徴を反映し、比較分析している。大平(2008)の FIT 制度の分析部分について、Ropenus and Jensen(2009)の FIT 制度の分析と異なり、産業構造の差異は考慮せず、単純に RPS 制度と比較するために独占状況を想定している。大平(2008)以降、Tamas et al(2010)、日引・庫川(2013)、庫川(2013)が比較分析を行っている。庫川(2013)は一般電気事業者と再エネ事業者、消費者から成る市場を想定し、FIT 制度と RPS 制度の再エネ促進効果を分析している⁹⁴。FIT 制度では固定買取価格を引き上げることで再エネの発電量が増加する一方、RPS 制度では導入義務割合を引き上げても必ずしも増加せず、条件によっては減少し、また FIT 制度と RPS 制度の再エネの生産量を比較すると、FIT 制度の方が多くなることを示している⁹⁵。Tamas et al(2010)では非再エネの電気事業者と再エネの電気事業者による電力市場を想定してイギリスのデータをもとに分析を行っている。完全競争の場合、FIT 制度とグリーン電力証書の価格が同じになるが、不完全競争の場合は異なってくる。Tamas et al(2010 : 4046)では社会的厚生と比較まで展開しており、グリーン電力証書の方が FIT 制度よりも社会的厚生が高くなることを示している。また、日引・庫川(2013)は一般電気事業者と再エネ事業者の 2 者が存在し、一般電気事業者は電力小売市場と再エネ市場の両方に価格支配力を発揮できる仮定を置き、経済厚生上、どちらの制度が望ましいか分析をしている。限界外部費用が大きい場合、RPS 制度が望ましく、逆に限界外部費用が小さい場合、FIT 制度が望ましいという結論を得ている。Tamas et al(2010)及び日引・庫川(2013)は社会的厚生を求めている代表的な研究に位置づけられる。

3 本研究の位置づけ

ここでは、以下の分析に向けて、著者の研究の位置づけを示す。2012 年 7 月より FIT 法が実施され、太陽光発電を中心に普及・拡大が進んでいる。しかし、実際の再エネの普及状況を見ると太陽光発電に偏っており、出力で見るとメガソーラーが大きい。図 2-12 は FIT 法の設備認定を受けた全国の太陽光発電の件数と出力を示したものである。設置件数は主に住宅の屋根に設置される 10kW 未満や 10kW~1000kW 未満の太陽光発電が多く、メガソーラーの件数はかなり少ない。しかし出力で見ると、圧倒的にメガソーラーによる出力が多い。さらに年度末には急激に増加している。これは新年度の固定買取価格の引下げに伴う駆け込み需要によるものと言える。10kW 未満の太陽光発電も増加傾向にあるものの、その伸びは他の規模に比べて鈍い。これはメガソーラーが高い固定買取価格と長い買取期間などを背景に収益事業と見なされたことに起因する。単純に考えれば再エネが増加していると言えるが、同時に負担が増加することを意味する。調達価格等算定委員会では再エネの導入コスト等の市場動向を考慮して固定買取価格を決定しているが、市場メカニズムを通じて決定されるわけではなく、競争原理に基づかない形で価格が決定している。

⁹⁴ 庫川(2013)では、再エネ事業者はいずれの制度においても一般電気事業者に再エネを供給する位置づけとなっている。

⁹⁵ 庫川(2013)では費用関数において定数項を含む定式化を行って分析を行っており、平均費用が逡減する局面を考慮している。



資源エネルギー庁「再エネ設備認定状況（件数、出力）」より作成

よって FIT 法は経済的な観点から合理的な政策が展開されているとは言い難い。また、FIT 制度はグリッド・パリティを迎えた段階で形骸化するが、FIT 制度で保証する固定買取価格は再エネの直接かかるコストの部分であり、それ以外の間接的にかかる土地の取得や人件費などはあまり考慮されていない。再エネが増えれば適地が減り、再エネ事業を後発的に行うと一層のコスト増となる。長期的な展望に立つと、再エネが継続的に利用されるとは言えない。日本の FIT 法は買取価格と期間を保証しているに過ぎず、再エネの「量」そのものは保証していない。そのため、再エネによって既存の非再エネ資源を使う電源の代替を図るのであれば、RPS 制度のように数量規制によって計画的に再エネの発電量を確保し続けることが重要である。

以上、RPS 制度では競争原理が機能して再エネの導入がなされること、計画的に再エネを増やしていく必要性があることの 2 点から、本研究では RPS 制度に基づいた制度分析を展開する。ただし、太陽光発電のように日本の技術や産業として優位性を持ち、世界市場に展開していく必要性があることから、FIT 制度による保護が必要と言える。よって、RPS 制度を基本としつつ、成長させていくべき再エネについては FIT 制度で保護するといった政策の併用を最適な状況と位置づける。日本で言えば 2009 年 11 月から 2012 年 6 月まで取られていた状況である。これを本論文の基本スタンスとする。

最後に、経済学における本研究の位置づけは、再エネの普及政策をモデル化し、その上で電力自由化を考慮に入れて分析していることが挙げられる。再エネの普及政策に関して、RPS 制度の再エネの価格や FIT 制度の固定買取価格を引き上げることで、再エネの限界費

用が上がり、生産量の増加をもたらす一方で、サーチャージが上昇し、電気事業者の非再エネの生産量が減少することが推測される。これに対し、本研究では RPS 制度や FIT 制度の細かい制度設計を考慮している。これにより、どのようなときにどの政策変数を変えることで、再エネがどのように増えるのかを判断することができ、再エネの効率的な普及につなげることができる。これまで経済学では非合理的なものとして扱われてきた再エネを、環境付加価値や原発の代替の観点から新しい価値を見出し、さらに再エネを普及させるためには再エネ政策をどのように制度設計すればよいか、どのように政策を変更すればよいかを示している。本論文で扱う再エネ政策は、数量規制である RPS 制度と価格規制である FIT 制度であり、電力市場で再エネの普及を図るためには数量規制が適しているという結論が得られている。これにより再エネが電気事業の中で普及することで、非再エネ資源の消費を抑制することができる。再エネ資源は非再エネ資源のバックストップ資源であり、再エネの普及が進展し、非再エネから再エネ資源に代替されることで、持続可能な社会の形成に貢献する。また、そういった再エネが東日本大震災及び原発事故という災害からの福島県の復興に向けて、どのような役割を果たせるのかを示す数少ない研究と言える。東日本大震災及び原発事故によって地域産業が衰退し、雇用が失われる事態となった。過去には昭和三陸地震の復興に向けて東北振興電力が設立し、蓬萊発電所や信夫発電所といった水力発電の建設が行われており、公共事業として電力産業に焦点があてられていた。東日本大震災及び原発事故でも、再エネを活用して雇用創出、地域経済の活性化を目指そうとしている。しかし、再エネの場合、単なる再エネの普及だけでは地域経済の活性化にはつながらず、地域資源を活用し、県内の様々な主体による様々な再エネ事業の実施が必要である。様々な再エネが普及することで、エネルギーの地産地消につながり、最終的にはエネルギーの自立に貢献できる。このように本論文では、景気対策として公共事業に代わり、地域資源を活用した再エネの普及やエネルギーの地産地消につながる新しい地域経済の活性化策を示す。東日本大震災及び原発事故という人類が経験したことのない災害に対して、環境経済学・エネルギーの経済学の観点で、復興の現場から研究をする立場として、本論文は復興の支援に寄与する研究成果に位置づけられる。

第 3 章 電力自由化の下での非再生可能エネルギーと再生可能エネルギーの生産活動の変化——RPS 制度と FIT 制度の比較*

日本では電気事業法の改正に伴い、電力市場への新規参入が可能となり、電気事業の効率化、電気料金の低下が図られている。しかし、電気料金の低下は電力需要の増加をもたらす、それにより電力生産量が増加することになる。仮に火力発電を用いての電力生産量の増加は、地球温暖化の原因となる温室効果ガスの排出量の増加をもたらすことになる。電気事業法の改正では環境問題に対する対策が盛り込まれておらず、地球温暖化対策が必要となってくる。電力自由化は日本に限らず、世界各国で行われ、さらに国営で電気事業を行っていた国では、電力自由化と同時に民営化も行っている。電力自由化がなされたり民営化がなされたりする以前から電気事業を担ってきた電気事業者は大規模な発電設備を有し、市場に与える影響も大きくなっている。一方、新規参入してきた電気事業者はこういった電気事業者と競争する必要がある、そのためにより安価で発電できる火力発電等を用いて参入してくる傾向にある。日本の場合、とりわけ原発事故以降は、これまでの一般電気事業者に依存していた電気事業に対して、自ら電気事業を担おうと新たに新規参入している PPS が増加している。

一方、環境負荷が相対的に少ない再エネについて、日本では 2003 年 4 月から 2012 年 6 月まで RPS 法が導入された。この法律は電気事業者に対して、一定量の再エネの利用を定めた制度である。一方、2012 年 7 月からは FIT 法が導入された。これは電気事業者に対し再エネから作られた電力を一定の価格で買い取ることを義務づけた制度である。

本論文では、電力自由化がなされた市場において、RPS 制度と FIT 制度とで、どちらが再エネを増やすのか、あるいは非再エネを減らすのかを検討する。日本ではすでに RPS 制度及び FIT 制度の両方の枠組みの法律が導入された経験があり、FIT 制度については EU 諸国の多く実績もある。この比較分析によって、より再エネの普及につながる制度はどちらかという判断ができ、結果次第では、RPS 制度から FIT 制度、FIT 制度から RPS 制度への制度変更、あるいは今後 RPS 制度と FIT 制度とでどちらを導入するかを検討する国や地域において一つの判断材料となる⁹⁶。

* 本章は、『公益事業研究』第 60 巻第 2 号に掲載された拙著(2008)「電力自由化における再生可能エネルギー促進政策の比較分析」をもとに、2012 年 7 月に実施された日本の FIT 法を考慮して修正したものである。

⁹⁶ 白井(2005)によると、実際にスウェーデンやデンマークといった国々が FIT 制度から RPS 制度に転換しており、韓国でも将来的には RPS 制度への移行を念頭に入れていると指摘している。FIT 制度は再エネの普及には向くが、財政的な負担が RPS 制度に比べて大きいため、再エネがある程度普及するまでの措置として FIT 制度を導入するという手段にもなりうる。そのような中で日本では 2012 年 7 月に RPS 制度から FIT 制度に移行しているが、これは原発事故を契機に、再エネを加速的に普及させるために導入された背景がある。

第1節 電力自由化と再エネ促進制度

本節では、分析の対象となる電力自由化と再エネ促進制度として RPS 制度、FIT 制度の説明を行う。世界的に電気事業の規制緩和がなされており、日本では 1995 年以降、電気事業法を改正し、電力自由化に向けた制度の整備がなされている。諸外国においても電力自由化が行われている。電力自由化において、PPS はクリーム・スキミングにより利潤の得られるところから参入してくる。一方、一般電気事業者は PPS の供給先以外で電力を供給することになるが、基本的にはこの電気事業者の市場シェアが大きくなる。このように従来の地域独占から電力自由化へと電力市場が変化しており、電気事業の分析を行う上で、電力自由化を考慮する必要がある。そこで、以下では電気事業を担う経済主体については電力自由化の現状に基づいて寡占市場を想定する。例えば一般電気事業者が非再エネ事業者、PPS が再エネ事業者とし、本章の分析では前者を先導者、後者を追随者とするシュタッケルベルク・モデルを用いて分析を行う⁹⁷。ここでシュタッケルベルク・モデルを用いることで、電力自由化がさらに進展していく日本の電力市場を推測することができる利点がある。先導者である一般電気事業者は追随者である PPS の生産量を見て自らの生産量を決定し、電力価格が決定されることになるが、実際に日本の電力市場においても、送電網の法的分離が整備されない限り PPS の発電能力を一般電気事業者は把握できる位置づけにある⁹⁸。さらに再エネからの発電量は、太陽光発電であれば面積や地域の自然環境、バイオマス発電であれば資源調達量から判断することができ、これらのノウハウは一般電気事業者が最も有している。日本の PPS の動向を見ると、原発事故以降は一般電気事業者への依存が見直され、より一層の電力自由化の規制緩和も検討されていることから PPS の参入も増加しており、さらに再エネへの志向の高まりを反映して、再エネを主体とする PPS も多く見受けられるようになった。

次に再エネの促進制度である RPS 制度と FIT 制度を概観する。RPS 制度では、電気事業者に対して販売電力量の一定割合の再エネの利用を義務づけており、その一定量の再エネ利用は確保できる⁹⁹。しかし電気事業者にとっては、義務づけられた量以上の割高な再エネを利用するインセンティブはない。さらに日本の RPS 法において義務づけられた再エネ利用目標量自体も、海外の RPS 制度導入諸国に比べて低い水準となっていた。再エネ利用目標量は国の政策判断に大きく依存しており、この量が低ければ再エネの導入量は一層低

⁹⁷ 一般電気事業者同士で競争する場合や新規参入者同士のみで競争する場合、あるいは一般電気事業者と新規参入者が対等な場合は、クールノー・モデルを想定する必要がある。また、発送電分離やネットワーク部門の公平性など、電力自由化には様々な課題が残されている。ここでは一般電気事業者と PPS の競争からそれぞれの生産量がどう変化するかに着目していることから、発送電分離といった他の事情は所与とする。

⁹⁸ 発送電分離は 2018 年から 2020 年に予定されており、送電部門は少なくともこれまでの間は一般電気事業者の所有となる。発送電分離が厳密に行われなければ、PPS の生産量を一般電気事業者は把握できる体制にあると言える。

⁹⁹ 日本の RPS 法では、基準利用量＝前年度の電気供給量×当該年度の利用目標率となっており、時間軸が異なる。この分析では時間を考慮せず、再エネ利用量＝電力生産量×再エネ利用目標率とする。

いものになってしまう。アメリカやオーストラリアなどでは再エネの利用に対して RPS 制度が取られているが、ドイツやスペインなどでは FIT 制度が導入されている。FIT 制度は電気事業者に対して、固定された価格で再エネの買取を義務づけている。ただし、ドイツでは 2000 年の再エネ法の導入まで電気料金の一定割合で再エネの買取を義務づけていた。例えばドイツでは最終消費価格(電力小売価格)の 65~90%の価格で再エネを電気事業者は買い取らなければならなかった¹⁰⁰。再エネ法の導入により、固定された価格で再エネの買取を電気事業者に義務づける枠組みとなった。現在、日本で 2012 年 7 月から実施されている FIT 法も同様の枠組みとなっている。再エネ事業者にとっては再エネの買取価格がわかるため、その価格以下のコストで再エネの生産ができるなら利潤を得ることができ、さらに生産効率や技術の向上が図られるというメリットもある。その反面、再エネを買い取って発生した負担の増加は電力消費者に転嫁されることになる。以上のことから RPS 制度と FIT 制度について分析を行うが、RPS 制度が数量規制であるとすれば、FIT 制度は価格規制であると言える¹⁰¹。

第 2 節 モデル分析

1 モデル概要

本論文では、地域独占していた一般電気事業者を非再エネ事業者とし、電力自由化に伴い再エネを用いて新規参入してきた PPS を再エネ事業者とする¹⁰²。以下の分析では PPS と一般電気事業者の 2 者が存在し、一般電気事業者を先導者、PPS を追従者とするシュタッケルベルク競争の状態、同質の電力を生産しているとする¹⁰³。また、RPS 制度と FIT 制度によって再エネの利用が一般電気事業者に義務づけられ、一般電気事業者は PPS から再エネを購入して非再エネとともに供給し、PPS はそのまま再エネを供給しているとする(図 3-1)。また、本論文では生産者部門に着目して分析を行う。消費者部門に関しては逆需要関数を通じた影響(価格の変化)を取り上げるが、再エネ、非再エネはそれぞれ電力として

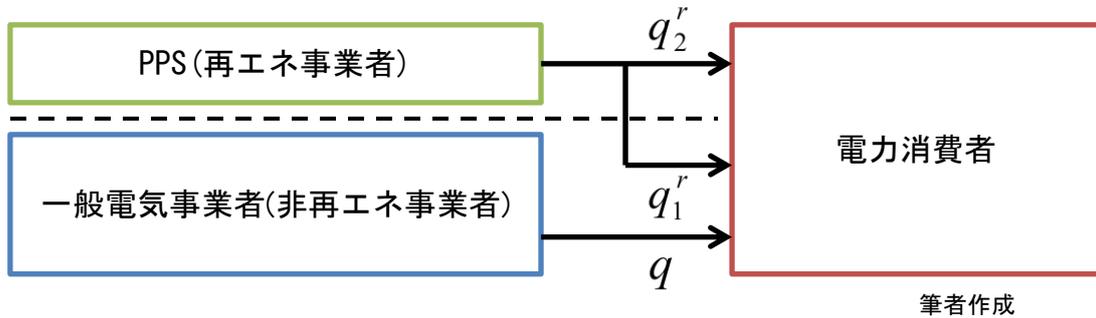
¹⁰⁰ 詳しくは Lauber(2004)を参照。ドイツでは電気料金の一定割合の買取価格を設定していたが、この制度の場合、電気料金の低下などが起因で再エネの買取価格も低下してしまうため、再エネを導入するインセンティブも低下してしまう恐れがある。

¹⁰¹ Menanteau, Finon, Lamy (2003)や Lauber (2004)では RPS 制度よりも FIT 制度の方が再エネの普及に適していると論じている。前者は RPS 制度に比べ、FIT 制度の特徴である固定買取価格が安全な投資に結び付き、それが安定したインセンティブとなり、取引費用もより低くなるということから、再エネの設備容量が増えるとしている。後者は、ヨーロッパにおける再エネ導入の状況を踏まえ、再エネの生産量を増やすだけでなく、再エネ再エネ設備産業の促進につながり、それによって RPS 制度よりも FIT 制度が重視されていると指摘している。その一方で双方の制度の共存がより高い便益をもたらすと論じている。

¹⁰² 一般電気事業者も PPS も、それぞれ非再エネ、再エネの両方を生産していると言えるが、単純化のために一般電気事業者は非再エネのみ、PPS は再エネのみを生産していると仮定する。

¹⁰³ 再エネと非再エネの間には、供給の安定性や環境への付加価値などで製品差別を考慮することもできるが、本論文ではいずれも電力という同質な財として扱い、消費する際もこれらの電力は無差別であるとする。

図 3-1 モデル構造



同じ効用をもたらす同一の財と見なす。以下では、一般電気事業者に対して再エネの利用が義務づけられていない状態を基本モデルとし、そこから RPS 制度及び FIT 制度が適用してそれぞれ分析を行う。そして本節で得られた結論から、基本モデルと RPS 制度、基本モデルと FIT 制度でそれぞれ比較する。

初めにモデルの概要を論じる。特定化した電力市場の逆需要関数を、

$$(1-1) \quad P = a - b \cdot (q + q_1^r + q_2^r)$$

とする。ここで P を電力の市場価格、 a 、 b を正の定数、 q 、 q_1^r 、 q_2^r をそれぞれ一般電気事業者の生産量、一般電気事業者の PPS からの再エネ購入量、PPS の生産量とする¹⁰⁴。また、一般式で表した PPS の費用関数を $C^r(q_1^r, q_2^r)$ 、一般電気事業者の費用関数を $C(q)$ とする(ただし、 $\partial C^r / \partial q_1^r = \partial C^r / \partial q_2^r = C_q^r > 0$ 、 $C_q > 0$ とする)¹⁰⁵。ここで C_q^r 、 C_q はそれ

ぞれ PPS、一般電気事業者の限界費用である。さらに 2 事業者間で取引される再エネ価格を P^r とすると(ただし、 P^r は与件とし、 $P^r \geq P$ という関係が成立すると仮定)、PPS の利潤関数 π^r は、

$$\pi^r = P(\bar{q} + \bar{q}_1^r + q_2^r) \cdot q_2^r + P^r \cdot \bar{q}_1^r - C^r(\bar{q}_1^r, q_2^r) + s \cdot (\bar{q}_1^r + q_2^r)$$

となる。ここで、 q_1^r は RPS 制度によって外生的に決まり、一般電気事業者が PPS から買い取って電力市場に供給しているため、直接 PPS が電力の市場価格に与える影響は q_2^r のみである。よって \bar{q} 、 \bar{q}_1^r は与件となる。以下の分析においても同様に自らの生産量が市場価格に影響を与えない場合は与件としている。また、再エネの生産に対しては、単位当たり s の補助金があるとする¹⁰⁶。以上のことから、PPS の利潤関数を q_2^r で微分することで、PPS

¹⁰⁴ q_1^r は RPS 制度と FIT 制度のときのみ取引されるとし、基本モデルでは含まない。 q_1^r 、 q_2^r は同じ再エネであるが、 q_1^r は一般電気事業者への卸供給、 q_2^r は電力市場への供給となっており供給先が異なっていることから、明示的に区別している。また、全体を通じて変数、係数の右上に付いている r は再エネを表している。

¹⁰⁵ 下付きの添え字は q_1^r 、 q_2^r などの 1、2 を除いて、その変数で微分していることを表している。

¹⁰⁶ 補助金に関しては、再エネ設置に対する補助金(固定費用に影響を与えるケース)、消費者が設置するときの補助金(効用、予算制約に影響を与えるケース)など、いくつか種類があるが、本論文では単純化のため

の反応関数 $h(q)$ が得られる。

一方、一般電気事業者の利潤関数 π は、

$$\pi = P(q + \bar{q}_1^r + h(q)) \cdot (q + \bar{q}_1^r) - C(q) - P^r \cdot \bar{q}_1^r$$

となる。電力の市場価格は、一般電気事業者が先導者として行動するため、自らの生産量 q と PPS の反応関数 $h(q)$ によって決定する。また再エネ購入量 q_1^r は、RPS 制度の場合は RPS 制度によって決められた数量だけ PPS から購入しているため、一般電気事業者にとっても与件となる。以上のことから、それぞれの利潤関数から利潤最大化条件を求めることで、市場均衡を導出することができる。

このモデルは一般電気事業者に対して再エネの利用のみが課せられたものであり、以下で求める基本モデル、RPS 制度、FIT 制度は、このモデルを拡張している¹⁰⁷。さらに非再エネの生産に伴って排出される汚染物質に対して、 $E(q)$ という課徴金が課せられているとする。なお、 $E(q)$ を q で微分して得られた E_q を $E_q > 0$ とすると、 E_q は限界外部費用に相当する。2 事業者の利潤関数と $E(q)$ から、それぞれの利潤関数を設定し、比較分析を行っていく。

2 基本モデル

ここでは基本モデルとして、一般電気事業者には再エネの利用義務がなく、2 事業者間で再エネの取引は行われていないとする。つまり $q_1^r = 0$ としている。それぞれの利潤関数は、

$$(2-1) \quad \begin{aligned} \pi^{rB} &= P(\bar{q} + q_2^r) \cdot q_2^r - C^r(q_2^r) + s \cdot q_2^r \\ \pi^B &= P(q + h^B(q)) \cdot q - C(q) - E(q) \end{aligned}$$

となり、利潤最大化条件を求めると以下のとおりになる。 $\partial \pi^{rB} / \partial q_2^r = 0$ より、

$$(2-2) \quad q_2^r = \frac{a}{2b} - \frac{C_q^r}{2b} + \frac{s}{2b} - \frac{1}{2}q = h^B(q)$$

$\partial \pi^B / \partial q = 0$ より、

$$(2-3) \quad q^B = \frac{a}{2b} + \frac{C_q^r}{2b} - \frac{s}{2b} - \frac{C_q}{b} - \frac{E_q}{b}$$

(2-3)式を(2-2)式に代入することで、

$$(2-4) \quad q_2^{rB} = \frac{a}{4b} - \frac{3C_q^r}{4b} + \frac{3s}{4b} + \frac{C_q}{2b} + \frac{E_q}{2b}$$

が得られる。 q^B 、 q_2^{rB} は基本モデルでのそれぞれの事業者の最適生産量を示している¹⁰⁸。さらに(2-3)式、(2-4)式を(1-1)式に代入することで、基本モデルにおける最適価格

に、生産量に応じて補助金が得られるとする。

¹⁰⁷ 以下で求める基本モデルでは $q_1^r = 0$ 、RPS 制度では $q_1^r \equiv \alpha \cdot q$ 、FIT 制度では $P^r \equiv \beta$ という条件があるとしている。

¹⁰⁸ 以下同様に、生産量の右上に B、R、F が付いている場合は、最適な生産量を示している。

$$(2-5) \quad P^B = \frac{a}{4} + \frac{C_q^r}{4} - \frac{s}{4} + \frac{C_q}{2} + \frac{E_q}{2}$$

が得られる。

3 RPS 制度

次に RPS 制度の分析を行う。RPS 制度に基づき、一般電気事業者には再エネの利用が義務づけられており、その再エネ購入量 q_1^r は一般電気事業者の生産量 q の一定割合 α の量だけ義務づけられるとする(ただし $0 < \alpha < 1$)。 α は RPS 制度の利用目標率に相当する。ここからそれぞれの利潤関数を、

$$(3-1) \quad \begin{aligned} \pi^{rR} &= P(\bar{q} + \alpha \cdot \bar{q} + q_2^r) \cdot q_2^r + P^r \cdot \alpha \cdot \bar{q} - C^r(\alpha \bar{q}, q_2^r) + s \cdot (\alpha \cdot \bar{q} + q_2^r) \\ \pi^R &= P(q + \alpha \cdot q + h^R(q)) \cdot (q + \alpha \cdot q) - C(q) - P^r \cdot \alpha \cdot q - E(q) \end{aligned}$$

とすると、利潤最大化条件は以下のとおりになる¹⁰⁹。 $\partial \pi^{rR} / \partial q_2^r = 0$ より、

$$(3-2) \quad q_2^r = \frac{a}{2b} - \frac{C_q^r}{2b} + \frac{s}{2b} - \frac{1+\alpha}{2} q = h^R(q)$$

$\partial \pi^R / \partial q = 0$ より、

$$(3-3) \quad q^R = \frac{a}{2(1+\alpha) \cdot b} + \frac{C_q^r}{2(1+\alpha) \cdot b} - \frac{s}{2(1+\alpha) \cdot b} - \frac{C_q}{(1+\alpha)^2 \cdot b} - \frac{E_q}{(1+\alpha)^2 \cdot b} - \frac{\alpha \cdot P^r}{(1+\alpha)^2 \cdot b}$$

(3-3)式を(3-2)式に代入すると、

$$(3-4) \quad q_2^{rR} = \frac{a}{4b} - \frac{3C_q^r}{4b} + \frac{3s}{4b} + \frac{C_q}{2(1+\alpha) \cdot b} + \frac{E_q}{2(1+\alpha) \cdot b} + \frac{\alpha \cdot P^r}{2(1+\alpha) \cdot b}$$

が得られる。 q^R 、 q_2^{rR} は RPS 制度でのそれぞれの事業者の最適生産量を示している。以上のことから、(1-1)式に (3-3)式、(3-4)式を代入すると、電力の市場価格は、

$$(3-5) \quad P^R = \frac{a}{4} + \frac{C_q^r}{4} - \frac{s}{4} + \frac{C_q}{2(1+\alpha)} + \frac{E_q}{2(1+\alpha)} + \frac{\alpha \cdot P^r}{2(1+\alpha)}$$

となる。ここで、RPS 制度による再エネ購入量 q_1^r は、 $q_1^r = \alpha q^R$ となることから、

$$(3-6) \quad q_1^r = \alpha q^R = \frac{\alpha(a + C_q^r - s)}{2(1+\alpha) \cdot b} - \frac{\alpha(C_q + E_q + \alpha \cdot P^r)}{(1+\alpha)^2 \cdot b}$$

が得られる。これが最適な RPS 制度による再エネ購入量となる。

ここから再エネ価格 P^r と RPS 制度の α が変化したときの市場の変化について考察を加

¹⁰⁹ 電力の市場価格において、一般電気事業者が PPS から購入した $\alpha \cdot q$ については、実際に市場に供給するのは一般電気事業者であることから、PPS にとって与件となる。

える。 P^r が変化することで、(3-3)式、(3-4)式、(3-5)式からそれぞれ以下の式が得られる。

$$(3-7) \quad \frac{\partial q^R}{\partial P^r} = -\frac{\alpha}{(1+\alpha)^2 b} < 0$$

$$(3-8) \quad \frac{\partial q_2^{rR}}{\partial P^r} = \frac{\alpha}{2(1+\alpha)b} > 0$$

$$(3-9) \quad \frac{\partial P^R}{\partial P^r} = \frac{\alpha}{2(1+\alpha)} > 0$$

(3-7)式は負であることから、再エネ価格が上昇することで一般電気事業者の生産量は減少することになる。(3-8)式は正であることから、再エネ価格が上昇することで PPS(再エネ)の生産量は増加することになる。(3-9)式は正であることから、再エネ価格が上昇することで電力の市場価格は上昇することになる。ここから均衡点の比較をすると、再エネ価格の上昇は一般電気事業者の生産量を減らすとともに再エネの普及に寄与するが、電力の市場価格の上昇も伴うことになる。

次に α が変化することで、(3-3)式、(3-4)式、(3-5)式からそれぞれ以下の式が得られる。

$$(3-10) \quad \frac{\partial q^R}{\partial \alpha} = \frac{4(C_q + E_q) - (3-\alpha)P^r - (1+\alpha)(a-s)}{2(1+\alpha)^3 b}$$

$$(3-11) \quad \frac{\partial q_2^{rR}}{\partial \alpha} = \frac{P^r - C_q - E_q}{2(1+\alpha)^2 b}$$

$$(3-12) \quad \frac{\partial P^R}{\partial \alpha} = \frac{P^r - C_q - E_q}{2(1+\alpha)^2}$$

(3-10)式は符号が確定せず、増減の変化は判断することができない。(3-11)式は

$P^r > C_q + E_q$ ($P^r < C_q + E_q$) の場合に正(負)となり、RPS 制度における再エネの利用割合

が上昇することで PPS(再エネ)の生産量は増加(減少)する¹¹⁰。(3-12)式は $P^r > C_q + E_q$

($P^r < C_q + E_q$) の場合に正(負)となり、RPS 制度における再エネの利用割合が上昇するこ

¹¹⁰ 後述する制度間比較で、 $P^r > C_q + E_q$ ($P^r < C_q + E_q$) の場合、RPS 制度を導入することによって PPS の生産量は減少(増加)することになる。ここでは RPS 制度の利用目標率である α が変化したときの状況を分析している。ここで加えられる考察として、 $P^r < C_q + E_q$ の段階で RPS 制度を導入し、再エネの買取価格が上昇し、 $P^r > C_q + E_q$ となった段階で利用目標率 α を引き上げることで、再エネを増やすことができる。

とで電力の市場価格は上昇(下落)することになる。よって比較分析として、 $P^r > C_q + E_q$ の場合、RPS 制度における再エネの利用割合 α が上昇することで、PPS の生産量が増加し、電力の市場価格が上昇することになる。

4 FIT 制度

最後に FIT 制度の分析を行う。FIT 制度に基づき、PPS は一般電気事業者に売電する分を q_1^r とし、固定された買取価格 β で取引されるとする。その際、FIT 制度の特徴から q_1^r は固定買取価格 β の水準で売電される量が決定され、その β も日本の FIT 法の場合は政府によって決定されることから、ここでは $\bar{q}_1^r = q_1^r(\beta)$ (ただし、 $dq_1^r/\beta > 0$) とする¹¹¹。さらに買取した再エネの負担分は電気料金に上乗せされることから、その上乗せ分(サーチャージ)を λ とする。ここからそれぞれの利潤関数を、

$$(4-1) \quad \begin{aligned} \pi^{rF} &= (1+\lambda)P(\bar{q} + \bar{q}_1^r + q_2^r) \cdot q_2^r + \beta \cdot \bar{q}_1^r - C^r(\bar{q}_1^r, q_2^r) + s \cdot (\bar{q}_1^r + q_2^r) \\ \pi^F &= (1+\lambda)P(q + \bar{q}_1^r + h^F(q)) \cdot (q + \bar{q}_1^r) - C(q) - E(q) - \beta \cdot \bar{q}_1^r \end{aligned}$$

とすると、利潤最大化条件は以下のとおりになる。 $\partial \pi^{rF} / \partial q_2^r = 0$ より、

$$(4-2) \quad q_2^r = \frac{a}{2b} - \frac{C_q^r}{2(1+\lambda)b} + \frac{s}{2(1+\lambda)b} - \frac{q_1^r}{2} - \frac{1}{2}q = h^F(q)$$

$\partial \pi^F / \partial q = 0$ より、

¹¹¹ 与件として扱った FIT 制度の対象となっている q_1^r について考察を加える。(4-1)式を q_1^r で微分し、利潤最大化条件を求めると、 $\partial \pi^{rF} / \partial q_1^r = -(1+\lambda)bq_2^r + \beta - C_q^r + s = 0$ となり、

$$(4-A) \quad q_2^r = \frac{\beta - C_q^r + s}{(1+\lambda)b}$$

が得られる。ここから(4-A)式と(4-4)式より、

$$(4-B) \quad \lambda = \frac{4}{a}\beta + \frac{C_q^r}{a} + \frac{s}{a} - \frac{2C_q}{a} - \frac{2E_q}{a} - 1$$

が得られる。(4-B)式は、サーチャージの構成要素を示しており、再エネの限界費用や補助金水準が高くなればサーチャージも引きあがることを示しており、さらに固定買取価格の上昇がサーチャージの引き上げにつながることを表している。

さらに(4-B)式を β について解くと

$$(4-B)^* \quad \beta^* = \frac{(1+\lambda)a}{4} + \frac{C_q^r}{4} - \frac{s}{4} + \frac{C_q}{2} + \frac{E_q}{2}$$

が得られる。これが最適な固定買取価格の水準であり、最適な FIT 制度による再エネ売電量は $\bar{q}_1^{r*} = q_1^r(\beta^*)$ となる。 $dq_1^r/\beta > 0$ であることから、固定買取価格が引き上げられることで再エネ売電量も増加する。

$$(4-3) \quad q^F = \frac{a}{2b} + \frac{C_q^r}{2(1+\lambda)b} - \frac{s}{2(1+\lambda)b} - \frac{C_q}{(1+\lambda)b} - \frac{E_q}{(1+\lambda)b} - q_1^r$$

また、(4-3)式を(4-2)式に代入すると、

$$(4-4) \quad q_2^{rF} = \frac{a}{4b} - \frac{3C_q^r}{4(1+\lambda)b} + \frac{3s}{4(1+\lambda)b} + \frac{C_q}{2(1+\lambda)b} + \frac{E_q}{2(1+\lambda)b}$$

が得られる。 q^F 、 q_2^{rF} はFIT制度でのそれぞれの事業者の最適生産量を示している。以上のことから、(1-1)式に(4-3)式、(4-4)式を代入すると、電力の市場価格は、

$$(4-5) \quad P^F = \frac{a}{4} + \frac{C_q^r}{4(1+\lambda)} - \frac{s}{4(1+\lambda)} + \frac{C_q}{2(1+\lambda)} + \frac{E_q}{2(1+\lambda)}$$

となる。

ここからFIT制度の λ が変化したときの市場の変化について考察を加える。 λ はサーチャージを示しており、固定買取価格 β が引き上げられることで上昇することになる。 λ が変化することで、(4-3)式、(4-4)式、(4-5)式からそれぞれ以下の式が得られる。

$$(4-6) \quad \frac{\partial q^F}{\partial \lambda} = \frac{-C_q^r + s + 2(C_q + E_q)}{2(1+\lambda)^2 b}$$

$$(4-7) \quad \frac{\partial q_2^{rF}}{\partial \lambda} = \frac{3C_q^r - 3s - 2(C_q + E_q)}{4(1+\lambda)^2 b}$$

$$(4-8) \quad \frac{\partial P^F}{\partial \lambda} = \frac{-C_q^r + s - 2(C_q + E_q)}{4(1+\lambda)^2}$$

(4-6)式は $C_q^r < s$ もしくは $C_q^r < s + 2(C_q + E_q)$ であれば正となり、サーチャージ λ が上昇することで一般電気事業者の生産量は増加することになる。これは、サーチャージが負担となり、後述するPPS(再エネ)の生産量の減少を招くことに起因すると言える。一方、 $C_q^r > s + 2(C_q + E_q)$ であれば負となり、サーチャージ λ が上昇することで一般電気事業者の生産量は減少することになる。(4-7)式は $C_q^r < s$ もしくは $3C_q^r < 3s + 2(C_q + E_q)$ であれば負となり、サーチャージ λ が上昇することでPPS(再エネ)の生産量は減少することになる。一方、 $3C_q^r > 3s + 2(C_q + E_q)$ であれば正となり、サーチャージ λ が上昇することでPPS(再

エネ)の生産量は増加することになる¹¹²。(4-8)式は $C_q^r + 2(C_q + E_q) < s$ であれば正となり、サーチャージ λ が上昇することで電力の市場価格は上昇することになる。この場合、補助金の負担が大きな要因と言える。逆に $C_q^r > s$ もしくは $C_q^r + 2(C_q + E_q) > s$ であれば負となり、サーチャージ λ が上昇することで電力の市場価格は下落することになる。ここから均衡点の変化について考察を整理すると、再エネの限界費用 C_q^r が低いときにサーチャージ λ が上昇することで、一般電気事業者の生産量は増加し、PPS(再エネ)は一般電気事業者と代替関係にあるため PPS の生産量は減少(増加)し、電力の市場価格は上昇することになる。逆に FIT 制度において PPS(再エネ)の生産量が増えるのは再エネの限界費用 C_q^r が高いときである。

第3節 制度間比較

ここでは前節で得られたそれぞれの生産量、価格を比較する。比較には、基本モデルと RPS 制度、基本モデルと FIT 制度で分け、基本モデルから RPS 制度になることで、あるいは基本モデルから FIT 制度になることで、再エネの生産量、非再エネの生産量がどう変化したかを比較する。また、本分析においては、PPS は再エネのみを生産し、一般電気事業者は非再エネのみを生産していることから、一般電気事業者及び PPS の生産量の増減は、非再エネ市場全体及び再エネ市場全体での非再エネ及び再エネの生産量の増減を意味している。

最初に一般電気事業者の生産量について基本モデルと比較する。RPS 制度では、(2-3)式から(3-3)式を差し引くと、 $\alpha \cdot (P^r - C_q - E_q + 2(1+\alpha)(P^B - C_q - E_q)) / (1+\alpha)^2 \cdot b$ が得られる。

$P^r \geq P$ の仮定のもとで $P^B > C_q + E_q$ ($P^r < C_q + E_q$)の場合、得られた値は正(負)となり、基本モデルの方が RPS 制度より生産量が多く(少なく)なる。同様に FIT 制度では、(2-3)式から(4-3)式を差し引くと、 $-\lambda(2(C_q + E_q) - C_q^r + s) / 2(1+\lambda)b + q_1^r$ が得られるが、符号は確定しない。符号が確定する条件は $C_q^r < s$ のときに負となり、このときのみ $q^B < q^F$ とな

¹¹² ここで、 λ が上昇することで PPS(再エネ)の生産量が減少することは政策が機能しないことを意味するため、 $C_q^r < s$ もしくは $3C_q^r < 3s + 2(C_q + E_q)$ の場合の FIT 制度は逆効果になると言える。

り、FIT 制度を導入することで一般電気事業者の生産量は増加することになる。 $C_q^r < s$ は、PPS の限界費用を超える過剰な補助金がなされている状況であり、FIT 制度導入後は固定買取価格が補助金と見なされ、補助金自体が削減される傾向にあるため、あまり現実的でない。一方、PPS の限界費用から補助金を差し引いたものが、一般電気事業者の社会的限界費用(私的限界費用 C_q + 限界外部費用 E_q)を 2 倍したものよりも大きい場合、符号は正で確定し、 $q^B > q^F$ となり、FIT 制度導入により一般電気事業者の生産量は減少することになる。これも PPS の限界費用が非常に大きいことが求められる。

次に PPS の生産量について基本モデルと比較する。RPS 制度では、(2-4)式から(3-4)式を差し引くと、 $\alpha \cdot (C_q + E_q - P^r) / 2(1 + \alpha) \cdot b$ が得られ、再エネ価格が一般電気事業者の社会的限界費用より大きい(小さい)場合、基本モデルの方が RPS 制度より生産量は少なく(多く)なる。つまり、 $P^r > C_q + E_q$ の場合、 $q^{rB} > q^{rR}$ となる。同様に FIT 制度では、(2-4)式から(4-4)式を差し引くと、 $\lambda((C_q + E_q) - 1.5(C_q^r - s)) / 2(1 + \lambda)b$ が得られる。 $C_q^r < s$ の場合、符号が正に確定し、 $q^{rB} > q^{rF}$ であることから、PPS の生産量は FIT 制度導入によって減少する。しかし、これは一般電気事業者のときと同じように再エネの限界費用を超える過剰な補助金がなされている状況である。さらに $C_q^r \geq s$ であって、一般電気事業者の社会的限界費用よりも、補助金分を差し引いた PPS の限界費用の 1.5 倍の方が大きい場合、符号は負となり、FIT 制度の導入によって PPS の生産量は増加する ($q^{rB} < q^{rF}$)。よって、PPS(再エネ)の限界費用が非常に大きい場合に FIT 制度の導入によって PPS(再エネ)の生産量は増加することになる。

電力の市場価格について基本モデルと比較する。RPS 制度の場合、(2-5)式から(3-5)式を差し引くと、 $\alpha \cdot (C_q + E_q - P^r) / 2(1 + \alpha)$ が得られる。 $P^r > C_q + E_q$ ($P^r < C_q + E_q$) であるとき、つまり、再エネ価格 P^r が一般電気事業者の社会的限界費用より大きい(小さい)場合、基本モデルの方が RPS 制度より電力の市場価格は安く(高く)なる。つまり $P^B < P^R$ となる。同様に FIT 制度を比較する。(2-5)式と(4-5)式を差し引くと、 $\lambda(2(C_q + E_q) + C_q^r - s) / 4(1 + \lambda)$ が得られる。 $C_q^r \geq s$ であれば符号が正に確定し、 $P^B > P^F$ となり、FIT 制度の導入によって電気料金が低下することになる¹¹³。一方、

¹¹³ ただし、FIT 制度で電気料金に上乗せされるサーチャージは、この分析による電気料金の低下とは別に課せられているものであることに注意されたい。ここでは電気料金そのものの変化を見ている。

$\lambda(2(C_q + E_q) + C_q^r - s)/4(1 + \lambda)$ が負になる場合は、補助金が再エネの限界費用を超え

($C_q^r < s$)、さらに一般電気事業者の社会的限界費用の 2 倍の水準を超える過剰な補助金が

なされている状況になる($2(C_q + E_q) + C_q^r < s$)。このような場合のみ $P^B < P^F$ となり、FIT

制度の導入によって電気料金は上昇する。PPS の限界費用と一般電気事業者の社会的限界費用の差がなく、過剰な補助金がなされている場合では FIT 制度の導入によって電気料金の上昇が見込まれる。よって、FIT 制度の場合、シュタッケルベルク競争においては電気料金の低下が見込まれると言える。

最後に RPS 制度と FIT 制度の比較を行う。一般電気事業者の生産量を比較すると、(3-3)式から (4-3) 式を差し引くことで、

$$\frac{-\alpha(1+\lambda)a + (\lambda - \alpha)(C_q^r - s)}{2(1+\alpha)(1+\lambda)b} + \frac{-(\lambda - 2\alpha - \alpha^2)(C_q + E_q) - (1+\lambda)\alpha P^r}{(1+\alpha)^2(1+\lambda)b} + q_1^r \text{ が得られる。符}$$

号は確定せず、RPS 制度と FIT 制度で一般電気事業者の生産量の差は判断できない。次に PPS(再エネ)の生産量を比較すると、(3-4)式から (4-4)式を差し引くことで、

$$\frac{\alpha(P^r - (C_q + E_q)) + \lambda((C_q + E_q) - 1.5(C_q^r - s)) + \alpha(\lambda P^r - 1.5(C_q^r - s))}{2(1+\alpha)(1+\lambda)b} \text{ が得られる。分子が}$$

正になる条件は、 $P^r \geq C_q + E_q$ かつ $C_q + E_q \geq 1.5(C_q^r - s)$ かつ $\lambda P^r \geq 1.5(C_q^r - s)$ で、1つ

以上が正の場合である。このうち、 $P^r \geq C_q + E_q$ かつ $C_q^r \leq s$ の場合も分子は正となる。

$P^r \geq C_q + E_q$ は再エネ価格が一般電気事業者の社会的限界費用以上の場合であり、環境負荷が少なく持続可能なエネルギー資源を活用する再エネ価格の方が高く設定されることで条件を満たす。 $C_q^r \leq s$ は再エネの限界費用が補助金以下の場合であり、再エネの限界費用

を上回る補助金が出されている状況である。 $C_q^r > s$ の場合でも $C_q + E_q \geq 1.5(C_q^r - s)$ かつ

$\lambda P^r \geq 1.5(C_q^r - s)$ であれば正となる。このとき FIT 制度よりも RPS 制度の方が PPS(再エ

ネ)の生産量が多いことになる。逆に、 $P^r < C_q + E_q$ かつ $C_q + E_q < 1.5(C_q^r - s)$ かつ

$\lambda P^r < 1.5(C_q^r - s)$ の場合、分子は負となり、FIT 制度の方が PPS(再エネ)の生産量が多いことになる。再エネ価格よりも一般電気事業者の社会的限界費用が大きく、さらに再エネの限界費用が補助金を差し引いてもなお各不等式の左辺($C_q + E_q$ 及び λP^r)より大きい場合にこの条件を満たすことになる。そして電力の市場価格を比較すると、(3-5)式から(4-5)

式を差し引くことで、
$$\frac{2\alpha(P^r - (C_q + E_q)) + \lambda(2(C_q + E_q) + C_q^r - s) + \alpha\lambda(2P^r + C_q^r - s)}{4(1 + \alpha)(1 + \lambda)}$$
 が

得られる。 $P^r \geq C_q + E_q$ かつ $2(C_q + E_q) + C_q^r \geq s$ かつ $2P^r + C_q^r \geq s$ で、1つ以上が正の場合、分子は正となる。この場合、RPS 制度の方が FIT 制度よりも電力の市場価格は大きくなる($P^R > P^F$)。また $P^r \geq C_q + E_q$ で補助金がない場合($s = 0$)も同様に分子は正となる。

逆に $P^r < C_q + E_q$ かつ補助金が非常に高い場合($2(C_q + E_q) + C_q^r < s$ 及び $2P^r + C_q^r < s$)、分子は負となり、FIT 制度の方が RPS 制度よりも電力の市場価格は大きくなる($P^R < P^F$)。

まとめ

本章の結論を整理すると、表 3-1 のようになる。再エネ価格が一般電気事業者の社会的費用よりも大きいとすると($P^r > C_q + E_q$)、基本モデルと RPS 制度との比較から、RPS 制度になることで、電力の市場価格は上昇し、PPS の生産量は増加し、一般電気事業者の生産量は減少する。ただし、RPS 制度の導入によって再エネを増やすことができるが、制度上、再エネの利用量自体が固定され、その数量以上を利用するインセンティブがないため、RPS 制度で定める再エネの利用目標量の水準が重要になってくる。そこで再エネの利用目標量を引き上げるためには、再エネ利用割合の引き上げを行うことになる。RPS 制度自体に再エネの導入インセンティブはないものの、再エネ利用割合を引き上げることで、再エネの増加につなげることができる。同時に再エネ利用割合を計画的に引き上げていくことで、再エネの導入量も計画的に増加することが可能である。また、再エネ価格の引き上げによって再エネの増加が見込める。再エネ価格はここでは外生変数として扱っており、最適な再エネ価格の水準を示すことが課題と言える。

一方、基本モデルと FIT 制度との比較では、FIT 制度が導入されることで、サーチャージによる上乗せ要因以外では、基本的に電力の市場価格そのものは低下すると言える。PPS

表 3-1 結論：制度移行による価格・生産量の変化

	RPS 制度	FIT 制度
一般電気事業者 (非再エネ事業者)	減少	補助金が過剰な場合に増加
		再エネの限界費用が大きい場合に減少
PPS (再エネ事業者)	増加	補助金が過剰な場合に減少
		再エネの限界費用が大きい場合に増加
電力の市場価格	上昇	補助金が再エネの限界費用より小さい場合は低下
		補助金が非常に過剰な場合は上昇

の生産量は補助金が過剰になると減少し、再エネの限界費用が非常に大きい場合は増加する。一方、一般電気事業者の生産量は補助金が過剰になると増加し、PPS(再エネ)の限界費用が非常に大きい場合は減少する。

RPS 制度と FIT 制度の比較については、一定の条件 ($P^r \geq C_q + E_q$ かつ

$C_q + E_q \geq 1.5(C_q^r - s)$ かつ $\lambda P^r \geq 1.5(C_q^r - s)$) を満たす場合、RPS 制度の方が再エネの生産量をより増加する政策となる。逆に再エネ価格が低く、PPS(再エネ)の限界費用が非常に大きく、上記の条件の不等号が逆になる場合、FIT 制度の方が再エネの生産量をより増加する政策となる。よって、RPS 制度と FIT 制度とで再エネ政策導入の選択に際しては、これらの変数の関係から、どちらの制度が再エネをより多く生産できるのか判断することができる。

本論文では再エネの普及を目的に、再エネの生産量に着目しているが、RPS 制度と FIT 制度の比較研究に向けて残された課題として、社会的厚生を用いた比較を行い、また、電力自由化の進展を踏まえて寡占や完全競争といった電気事業者の競争状態を反映した分析を行うことが挙げられる。その際、RPS 制度と FIT 制度は異なる制度であることから、比較の基準を設ける必要がある。例えば日本で生産できる再エネは、土地の面積、森林資源量、風況などの自然制約による上限が想定される。この上限を基準に日本で生産できる再エネ量を求め、それが一つの基準になり得ると言える。

第4章 部分独占を伴う電力市場での再生可能エネルギー政策と価格差別に関する理論分析*

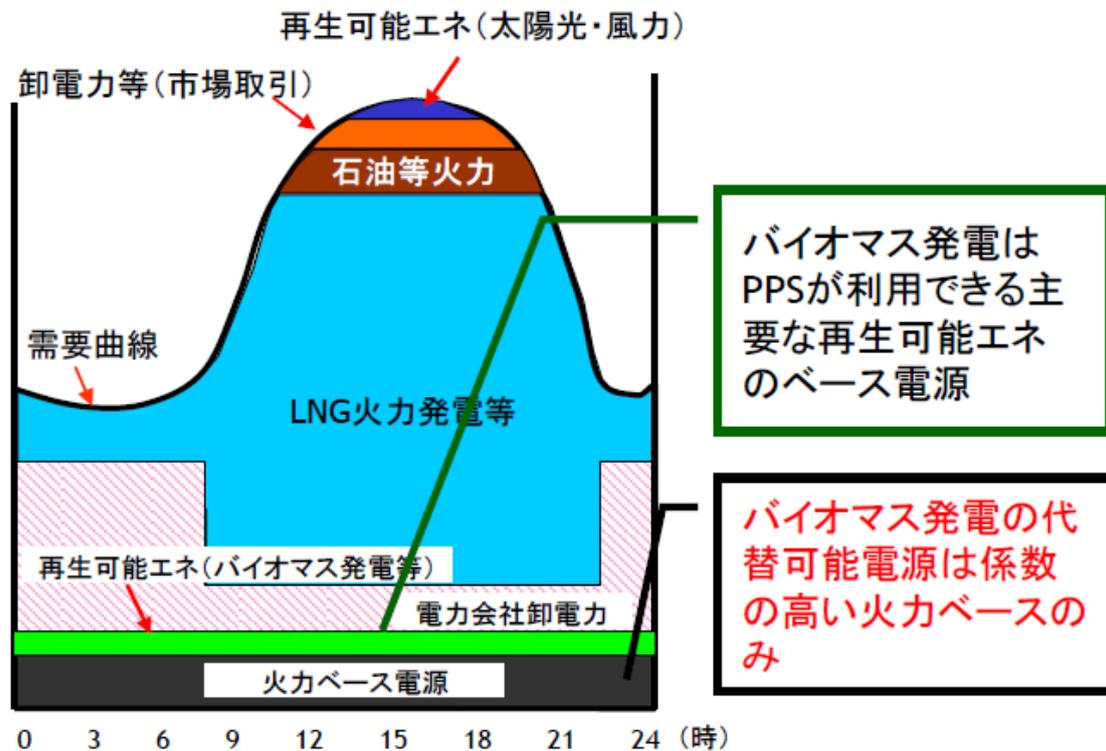
本論文では、福島県の再エネの普及・拡大に向け、再エネ政策について分析を行っている。前章で RPS 制度と FIT 制度の比較を行い、RPS 制度の方が FIT 制度よりも再エネの生産量が多いというケースも想定されるが、第2章で見たように日本の FIT 法では固定買取価格の引上げはほとんど考慮されておらず、再エネの拡大は見込めない。福島県では継続して再エネの増加が求められており、2040年ごろまでに再エネのエネルギーの地産地消を目指している。この目標達成には計画的に再エネを増やしていく必要がある。そこで、本章と次章では計画的に再エネを増やすことのできる RPS 制度に着目する。

日本の電力市場は1995年の電気事業法の改正により、従来の地域独占市場から規制緩和がなされて競争市場へ移行している。電力自由化の進展に伴い、新規参入してくる電気事業者も増えてきた。現状としては従来地域独占で電気事業を担ってきた一般電気事業者が各地域に1者存在し、規制緩和に伴い参入してきた多くの PPS が存在するという部分独占の状態になっている。その結果、電力消費者にとっては電気事業者の選択の幅が増えるが、新規参入してきた PPS は火力発電を利用しているケースが多く、この規制緩和は環境負荷を考慮したものとは言えない。図4-1は1日の電力需要の変化に対する PPS の電源ポートフォリオを示したものである。再エネが多く利用されているものの、多くは LNG 火力発電が利用されている。電力自由化の進展に伴って電気料金の低下が生じれば、今後さらなる電力需要の増加が考えられる。環境への影響を考慮していなければ、必ずしも電力自由化の進展が日本経済にとって望ましいとは思えない状況になってしまう。

電力自由化による環境負荷の増加が懸念される一方で、2003年 RPS 法が実施された。RPS 法では、市場シェアに応じて電気事業者に対して再エネの利用義務を定められ、2003年の再エネの利用目標量は市場全体で73.2億 kWh となっている。電気事業法と RPS 法の法律の関係について、電気事業法は再エネを考慮に入れておらず、また RPS 法は電力自由化を考慮に入れておらず、再エネの利用義務を電気事業者に課するという程度のものである。つまり、2つの法律がそれぞれの法律とつながりを考慮せずに施行されたという状況にある。この状況を踏まえて、本章では電力自由化がなされ、電力市場へ新規参入が生じている状況の下で再エネの利用が義務づけられた場合、どのような問題が生じるかを理論的に分析する。以下では、第1節に電力自由化と RPS 法の流れとそれぞれの問題点を指摘する。電力自由化と RPS 法とでそれぞれに関する先行研究も存在しているが、多くのものは制度の紹介や課題を指摘しているものとなっている。第2節では2つの法律が施行されることでどのような問題が生じるかについて言及する。電気事業者に対して再エネの利用義務を課

* 本章は、『経済政策ジャーナル』第3巻第2号に掲載された拙著(2006)「部分独占を伴う電力市場での RPS 法施行と価格差別を考慮した理論分析」をもとにしている。

図 4-1 PPS の電源ポートフォリオ



出典)再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム・ヒアリング第2回資料4

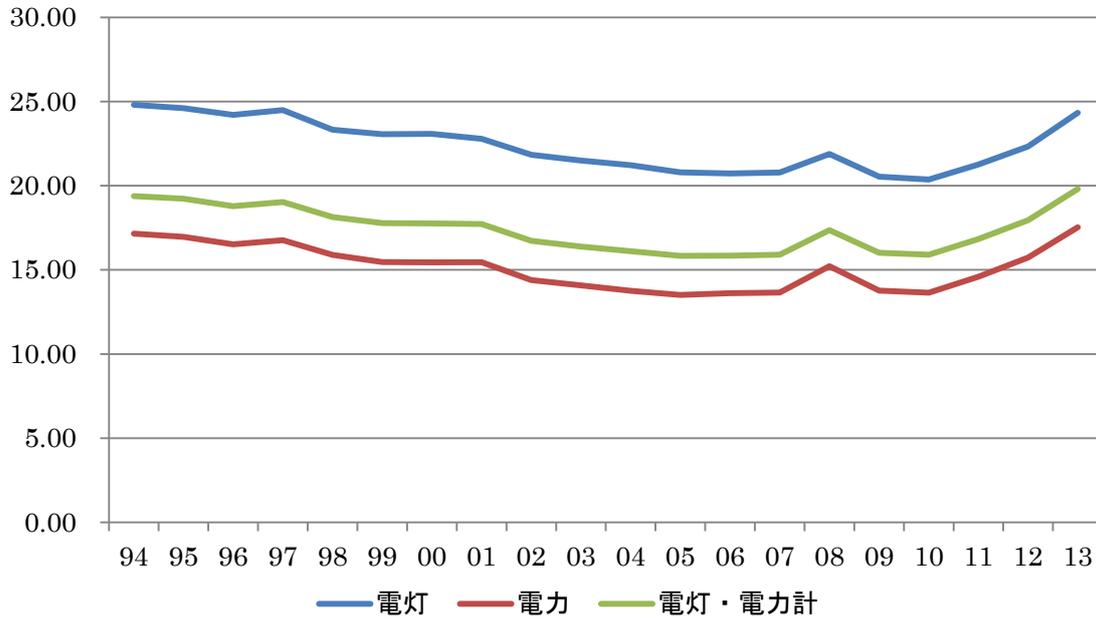
すことで、PPS にとっては RPS 法が参入障壁になりうることを論じる。第3節では自主的取組みとして行われているグリーン電力基金の制度から、電力消費者の再エネへの選好があることを念頭に価格差別の議論を行う。RPS 法は電気事業者に対する法律であり、電力消費者に対してあまり影響を及ぼさないものになっている。電気事業者が割高な再エネを利用し、電力を販売する際に価格差別を行うことで再エネの電力価格がどうなるかを論じる。これにより、2013年11月に電気事業法の改正案が国会で成立し、電力の小売り完全自由化がなされれば、一般電気事業者も PPS も独自に電気料金・電力価格を設定することができる。よって再エネに特化した電気事業者(あるいは電力供給メニュー)が存在すれば、再エネの価値を考慮した電力価格の設定も可能となる。

第1節 日本の電力政策

1 電気事業法

電力産業は規模の経済性が働いており、規制の下で地域独占が認められていたが、内外価格差や効率性の是正などのため、1995年に電気事業法が改正され、その後1999年、2003

図4-2 電気料金の推移



出典)「エネルギー白書2014」 p.183

年に段階的に規制緩和がなされている。1999年の改正で、国際的な価格水準への引き下げを目的に、特別高圧需要家（2万V以上の受電、最大使用電力2,000kW以上）に対して電力の小売りが自由にできるPPSの参入が可能となった。規制緩和開始から1年後には、電力市場に15社(2004年10月段階)のPPSが参入し、2002年度の総販売電力量は162万kWhになっている。図4-2を見ると、電力自由化以降、電気料金は低下傾向にある。2008年に上昇している部分については、世界的な原油価格高騰があったためである。規制緩和がなされたことで電気料金の低下に寄与したと言える一方で、依然として電気料金は高く、さらに原発事故に伴うほとんどの原発の停止により、東日本大震災以降、火力発電に依存した電源構成となり、石炭やLNGの輸入拡大などで貿易赤字に転じ、多くの一般電気事業者で電気料金の値上げが生じている。

電力自由化に関する先行研究は、公益事業で多く見られる規模の経済性を要因とする従来の地域独占から1995年の電気事業法改正で規制緩和がなされたという一連の流れに関連するものが挙げられる。とりわけ電力産業への競争市場の導入に関する議論の多くは、電気事業の制度設計や海外との比較となっている。荒(1998)ではクリーム・スキミングによる新規参入者の利潤獲得が生じることを懸念し、ユニバーサル・サービスを考慮した規制緩和の制限あるいは公的補助システムや基金などの導入を論じている。電気事業の規制緩和に関して理論分析を行った数少ない研究に江副(2003)が挙げられる。これは海外の事例をもとに電力産業の特徴を5つのパターンに分け、寡占モデルを用いて分析を行っている。独占企業と新規参入者が存在する場合、独占企業はアクセス料金を利用して、新規参入を締

め出すインセンティブを持ち合わせている。さらにクールノー競争を想定すると市場を等分することになる。日本の電力自由化で最も近い状況の分析は、クールノー競争を用い、ネットワーク利用の違いで説明しているものである。結論は新規参入者の生産量がゼロになるというものであり、その理由はネットワーク保有が独占企業で、アクセス料金を変えることができることにある。さらに電力自由化が環境に与える影響を分析したものもある。矢島(2000)においては、省エネ手段である DSM (Demand-Side Management) の促進は、競争原理のもとでは販売量と収入の減少をもたらし、また再エネへの投資の促進も阻害されると論じている。さらに再エネの促進のためには環境税や排出権の利用が最善解、単位当たりの固定的な補助金が次善解と説明している。

本論文では環境ファクターへ与える影響を考慮する。電力自由化が行われることによって、市場が地域独占から競争市場に変わり、一般的に経営の効率化やより効率的な発電技術の導入などでコストの削減が考えられる。コストの削減によって電気料金が低下し、電力消費の拡大が見込まれる。発電効率がよくなることで、二酸化炭素の排出量の削減にもつながる。しかし電力消費の拡大は更なる電力生産を誘発させ、発電効率がよくなることなどで削減された二酸化炭素も、電力消費の拡大による電力生産の増加によってさらに二酸化炭素の排出が増加する。つまり、発電効率の向上による二酸化炭素排出量の抑制よりも、電力生産の増加による二酸化炭素排出量の増加の方が大きくなれば、電力市場全体での二酸化炭素の排出量は、増加する結果を招くことになる。

2 RPS 法

RPS 法は 2003 年 4 月より完全施行され、電力事業者に対して、再エネから発電された電力を市場シェアに応じて一定量利用させるように義務づけた法律である。電気事業者は義務を履行するため、①再エネ発電から得られる電力を自ら発電して供給する、②他から購入して供給する、③または他から再エネ等電気相当量を購入しなければならない。再エネの利用目標量は第 2 章の表 2-2 のとおりである。経済産業大臣が 4 年ごとに利用目標量を定めることになっていたが、全電力販売量に占める再エネの利用目標率は、初年度 0.87% (確定値)で最終的に 2010 年度には 1.35%となっている。

第 2 章で見てきたとおり、FIT 法の導入に伴い RPS 法は形骸化するため、法的には廃止となっている。しかし、RPS 制度自体は世界各国で導入されており、理論的にも FIT 制度と同様の効果があり、RPS 制度に問題が出るとすればその制度設計に欠点があることになる。さらに再エネの中に競争原理を活用させて効率化を図るためには RPS 制度が適していると言えることから、以下の分析では RPS 制度に関して展開していく。日本で十分に再エネの普及がなされなかったのは固定枠を過少評価していたという制度設計の欠点であるものの、RPS 制度そのものも再エネを導入するインセンティブを持ち合わせていないことが課題と言える。

先行研究について見てみると、和田(2004)では再エネ全般に関して、飯田(2004)では主に

風力発電に関して論じている。前者は原子力発電拡大政策を止め、その分を再エネに回すべきとしており、後者は RPS 法の問題点を整理したものである。また第 2 章でも取り上げた Langniss and Wiser(2003)はアメリカの RPS 制度の現状を紹介し、特に発展しているテキサス州の事例を取り上げている。この論文は制度設計や再エネの利用拡大についてテキサス州の RPS 制度を肯定的な視点から論じているが、再エネの利用拡大に対して州政府の設定する数値に依存し、再エネ事業者が自ら再エネ事業を開発するインセンティブがないという RPS 制度のデメリットについて言及している。また Berry and Jaccard(2001)は RPS 制度を導入している国のそれぞれの制度の内容を紹介している。この論文では RPS 制度の評価をするにはまだ早く、RPS 制度の導入国の間でも環境改善、長期技術戦略、費用の面で重視するポイントが異なっていると指摘している。しかしここでは風力発電に向いている地域や日照時間が長い地域などといった地理的な条件によって再エネの利用の仕方が異なることや、再エネの利用率の違いがどのような要因に基づくものなのかなどは考慮されていない。このような制度を比較する際、実際にどのぐらいの再エネが利用されており、その国の経済規模や技術、再エネのポテンシャルの程度によってどのぐらいの再エネの導入が可能か考慮する必要がある。Espey(2001)では、EU で電力の国際市場を創出し、さらに再エネの利用拡大を奨励すべきと論じているが、RPS 制度の他にドイツでは FIT 制度を導入しており、この制度の違いによって再エネの導入の格差が生じ、RPS 制度は再エネの普及につながらないと指摘している。さらに再エネの国際取引を行う場合、再エネ証書制度(national certification system for the benefits from renewable energy)を用いるべきとしているが、これは地球温暖化対策で用いられる排出許可証の取引と同様な制度を作る必要が出てくる。

RPS 制度は固定枠をもとに再エネの拡大を図る制度であるが、実際に日本の RPS 法は固定枠である再エネの利用目標量が低い上に、再エネをさらに導入させるインセンティブを持ち合わせていない法律となっている。再エネの利用を電気事業者に対して義務づけたとしても、再エネ利用にかかるコストが自らの発電にかかるコストよりも割高であるため、義務づけられた量までしか再エネを利用しないことになる。さらには再エネの利用目標率が 0.87%から 1.35%と低い水準となっている。一概に比較はできないが、RPS 制度を導入している諸外国の例を取り上げてみると、イギリスが 10%、オーストラリアが 10.5%から 12.5%、アメリカがアメリカ連邦政府の目標値で 7.5%となっている(いずれの国も 2010 年までの目標水準)¹¹⁴。電力消費量の絶対量が多い日本では、多くの再エネを用いてもわずかな割合にしかならないが、世界最大の電力消費国のアメリカですら 7.5%となっており、日本の利用目標量が低いことがうかがい知れる。利用目標量が低いのは再エネの導入が困難だからというわけではない。風力発電の事例として、2003 年に北海道電力・東北電力の再

¹¹⁴ 詳しくは Berry and Jaccard(2001)を参照。アメリカに関してはいくつかの州で実施されており、他の州でも考慮されている。連邦レベルではいくつかの提出された議案に基づき、目標値が決定される。

エネ買取り枠 33 万 kW に対して 204 万 kW の入札応募があった¹¹⁵。この場合、送電システムの容量といった問題があるものの、171 万 kW もの再エネが、一般電気事業者の判断によって選択されないことになる。このことから、RPS 制度の固定枠部分に相当する RPS 法の利用目標量が適正に設定されておらず、電気事業者にとっても利用目標量以上の利用インセンティブがないために、再エネの生産の拡大を阻害させる枠組みとなっている¹¹⁶。

第 2 節 電力自由化のもとでの RPS 法施行のモデル分析

ここでは競争的な電力市場で RPS 法が施行され、再エネの利用義務がどのような影響を及ぼすかを分析する。電気事業法の改正により、従来の地域独占から競争市場へと変化していることになるが、実際には大部分の電力供給を一般電気事業者が担っており、PPS はわずかな電力供給を行っている。電力自由化の範囲が拡大されつつあるが、一般電気事業者の電力供給の市場シェアは引き続き大きいと予想される。ここから大規模である 1 者の一般電気事業者と複数の小規模の PPS で競争関係にあると言える。この市場形態は部分独占を示しており、一般電気事業者は価格先導者として行動し、PPS は価格追従者として行動する¹¹⁷。PPS は一般電気事業者の決定する市場価格よりも低いコストで参入してくる。限界費用で比較すると、PPS の限界費用の方が、一般電気事業者の限界費用より低い状態なら新規参入を行い、PPS は限界費用の方が低い分だけ電力供給を行うことが可能となる。このように部分独占の電力市場では、電力需要に対して PPS は自ら供給できる量を消費者に供給し、残りの需要(残余需要)を一般電気事業者が供給する。しかし PPS は自らの利潤を最大にするよう行動するが、PPS の発電容量には制約が存在している。なぜなら大規模な発電設備を保有するためには固定費用を引き上げることになり、参入に対して大きな障壁となる。固定費用の引き上げは規模の経済を招き¹¹⁸、PPS 同士で資源配分が非効率的

¹¹⁵ 入札については飯田(2005 : 289)で詳しく論じられている。

¹¹⁶ ドイツでは、1991 年に制定された電力供給法で、太陽光・風力発電の電力に対して電力料金の 90%、バイオマス・小水力発電の電力に対して電力料金の 80%で買い取ることを義務づけ、さらに 2000 年に制定された再エネ法では、太陽光発電の電力に対して電力料金の 4 倍の価格で買い取り、他の再エネの電力に対しても一定の価格で 20 年間買い取り保証を義務づけている。その負担は電力料金に上乗せしており、制度開始当初は電気料金の 1%強に相当し、2010 年には 10%弱まで上がっている。

¹¹⁷ 部分独占は独占から規制緩和がなされ競争市場になった際に生じる状況と言える。実際に電力自由化が行われたドイツを見ると、8 電気事業者であったものから、電力自由化(1998 年)ごろに 4 電気事業者(E.ON、RWE、EnBW、Vattenfall)に再編され、これらの電気事業者が発電部門の 8 割を占めていた。その後、再エネ事業者の増加などによって 4 電気事業者の占める割合は 2012 年には 5 割弱となっている。このように独占部門の規制緩和によって新規参入が増えるが、もともとの独占電気事業者の影響力は一定程度残るものと考えられる。よって本論文でも日本の電力市場も、電力自由化が進んでも一定程度の期間は部分独占の状況になると考え、分析を展開する。

¹¹⁸ 固定費用が大規模な発電設備と小規模な発電設備を考えると、大規模な発電設備の方が多くの電力を生産することができ、小規模な発電設備となると生産できる電力量も限られてくる。生産量の増加に従って平均費用は減っていくが、小規模な発電設備は大規模な発電設備に比べて電力生産量も小さく、大規模な発電設備の平均費用が増える生産量よりも少ない生産量で平均費用が増えることになる。つまり、PPS が一般電気事業者と同レベルの発電設備を要するには大規模な発電設備を利用しなければならない。

なものになってしまう¹¹⁹。ゆえに発電規模に差があることから、一般電気事業者の電力生産量より PPS の電力生産量は小さくなる。PPS がこの市場に参入する際、固定費用を低く抑え、発電に関する限界費用が一般電気事業者よりも低い必要がある¹²⁰。

さらに再エネの利用に対して、RPS 法によって電気事業者には再エネの利用が義務づけられるが、一般電気事業者と PPS の持つ再エネに対するノウハウも異なる。オイルショック以降、再エネの利用について検討を進めていた一般電気事業者は、再エネへの技術、経験、情報がある。送電系統への接続についても、不安定な再エネの利用を念頭に入れた設備投資が可能である。逆に PPS にとっては一から再エネ事業を行う必要がある。あるいは再エネ事業者と取引を行い、再エネからの電力を確保する必要がある。さらに送電系統への接続も問題となる。発送電分離が行われていないことから、PPS は一般電気事業者の送電系統に接続する必要がある、接続にかかる費用負担を行い、接続情報が一般電気事業者に入ることになる。

1 部分独占を適用した電力市場のモデル分析

ここから部分独占の電力市場のもとで RPS 法の施行がどのような影響を与えるかを分析する¹²¹。一般電気事業者の電力生産量を q 、PPS の電力生産量を q' 、総費用関数 C 、 C' とし、

$$(1-1) \quad C = k + cq, \quad C' = k' + c'q'$$

とする。初項が固定費用、第 2 項が可変費用である。電力生産における一般電気事業者の限界費用を MC 、PPS の限界費用を MC' とすると、(1-1)式から導出される限界費用は $MC = c$ 、 $MC' = c'$ となる。ここから PPS の新規参入条件を考慮すると、

$$(1-2) \quad c \geq c'$$

となる。電力市場への新規参入は PPS の限界費用が一般電気事業者の限界費用と一致する点まで参入してくる。つまり、PPS は $c > c'$ という状況なら参入を選択し、等しくなる点 $c = c'$ で参入が行われなくなる。ただし、固定費用に差 ($k > k'$) があり、生産規模の差は残されたままになる¹²²。PPS は固定費用を低く抑えている分、生産量に制約が残る。

次に再エネ事業者の行動を論じる。RPS 法の利用目標量(市場全体での再エネの総利用量)

¹¹⁹ 南部・西村(2002)あるいは Joskow and Tirole(2000)ではこの容量の制約を送電系統の容量の制約により生じるとしている。

¹²⁰ この条件は、一般電気事業者に対してピーク時でも電力供給を行う義務があり、そのための発電設備の確保を行っている。つまり、夏場の最も暑くなる午後 2 時ぐらいの電力需要のピーク時に合わせて発電設備を有している。こういったところまで供給能力を確保する意味があるのか、原発事故以降、広く疑問視されるようになった。さらに離島などの需要密度の低い地域への供給義務(ユニバーサル・サービス)が課せられていることも要因に挙げられる。PPS はクリーム・スキミングで利益の獲得できるところに参入するため、こういった供給義務がない分、安価に参入することが可能となる。

¹²¹ 一般電気事業者は規制によって独占的に行動をすることができないとする。

¹²² 実際に電力の部分自由化の段階で、入札で電力供給先を決定する際に一般電気事業者と PPS とで電力の販売価格に差が生じなくなっている。これは PPS の新規参入が促され、一般電気事業者の限界費用とほぼ等しい限界費用を持つ PPS が参入してきていることを示している。電力の生産規模の差は固定費用に基づくものになっており、より固定費用の大きい電源は同じ限界費用でも電力生産量が大きなものとなる。

を q^R とする。RPS 法によって、一般電気事業者と PPS には再エネの利用が義務づけられている¹²³。RPS 法の場合、自らの電力生産量の市場シェアに応じて、各電気事業者の基準利用量(各電気事業者に課される再エネの利用量)が決定されている。ここから一般電気事業者の基準利用量を q^n 、PPS の基準利用量を q^r とすると、再エネの利用目標量 q^R は、

$$(1-3) \quad q^R = q^n + q^r$$

となる。さらにそれぞれの電気事業者の基準利用量は、

$$(1-4) \quad q^n = \alpha q, \quad q^r = \alpha q^t$$

で表され、これは自らの電力生産量の一定割合だけ再エネを利用しなければならないことを表しており、 α は RPS 法で定める利用目標率に等しい¹²⁴。また、一般電気事業者と PPS の再エネ利用に対する追加的費用をそれぞれ R^n 、 R^r とし、これらは再エネの基準利用量に依存するとし、さらに再エネの基準利用量は電気事業者の自らの生産量に依存することから $R^n(q^n(q))$ 、 $R^r(q^r(q^t))$ となる。これは再エネの利用に関する要素需要価格である。簡略化のためにその要素需要関数を、

$$(1-5) \quad R^n(q^n(q)) = a^f - b^f q^n(q), \quad R^r(q^r(q^t)) = a^f - b^f q^r(q^t) \quad a^f > 0, b^f > 0$$

とする。再エネの要素需要価格は再エネの利用量(電力生産量)が大きくなればなるほど小さくなることから、一般電気事業者と PPS とでその要素需要価格に差が生じる。

ここから再エネの利用を含めた分析を行う。それぞれの電気事業者の総費用関数は、

$$(1-6) \quad C = k + cq + R^n(q^n(q)) \cdot q^n(q), \quad C^t = k^t + c^t q^t + R^r(q^r(q^t)) \cdot q^r(q^t)$$

という式で表される。初項が固定費用、第 2 項が可変費用、第 3 項が再エネ利用で課される総費用である。(1-4)式と(1-5)を(1-6)式に代入し、限界費用を求めると、

$$(1-7) \quad MC = c - 2\alpha^2 b^f q + \alpha a^f, \quad MC^t = c^t - 2\alpha^2 b^f q^t + \alpha a^f$$

となる。ここから一般電気事業者と PPS の限界費用を比較する。具体的には、一般電気事業者と PPS の限界費用に差がある状態で、再エネの利用義務がある場合について、2 つのケースを考察する。

ケース 1 RPS 法が参入障壁になる場合

$$(1-8) \quad c - 2\alpha^2 b^f q + \alpha a^f < c^t - 2\alpha^2 b^f q^t + \alpha a^f$$

$$(1-9) \quad \Leftrightarrow c - c^t - 2\alpha^2 b^f (q - q^t) < 0$$

このケースでは再エネの負担(α)が大きい場合に起こりうる。また電力生産における限界費用の差が極端に大きく、PPS の限界費用が大きい場合や、 $c \geq c^t$ の差を $2\alpha^2 b^f (q - q^t)$ が

¹²³ 自ら発電するケースもあるが、再エネ事業者から購入するケースも多い。

¹²⁴ これについては第 2 章第 2 節 1 で論じている。例えば一般電気事業者の基準利用量 q^n は、

$q^n = q q^R / (q + q^t)$ で表すことができ、 $q^R / (q + q^t) = \alpha$ とすると、 $q^n = \alpha q$ が得られる。

$q^R / (q + q^t)$ は全電力生産量に占める再エネ生産量の割合を表しており、これは RPS 法で定める利用目標率となる。また、 $q / (q + q^t)$ は一般電気事業者の市場シェアであり、一般電気事業者の基準利用量は再エネの利用目標量と電気事業における市場シェアの積で表すことができる。

大きく上回っている場合、RPS 法は参入障壁になってしまう。この場合、PPS にとって再エネの負担が大きく、RPS 法によって参入機会が奪われ、市場から撤退しなければならない。電力生産量の少ない PPS にとっては相対的に再エネの限界費用が高くなるため、優遇措置を取る必要がある。あるいは利用目標率を引き下げることで電気事業者間の限界費用の差は是正できるが、それは再エネの普及自体の妨げとなる。

ケース 2 電力自由化と RPS 法が両立する場合

$$(1-10) \quad c - 2\alpha^2 b^f q + \alpha a^f \geq c' - 2\alpha^2 b^f q' + \alpha a^f$$

$$(1-11) \quad \Leftrightarrow c - c' - 2\alpha^2 b^f (q - q') \geq 0$$

このケースでは一般電気事業者の限界費用の方が PPS の限界費用に比べて大きい。つまり $c \geq c'$ の差よりも $2\alpha^2 b^f (q - q')$ の差の方が小さい場合であることから、PPS の限界費用が非常に小さいことが求められる¹²⁵。この場合、PPS は一般電気事業者の限界費用より低ければ、自らの限界費用の差の分だけ新たに参入する余地がある。よってこの状態では PPS の新たなる新規参入を招くことになる。これは(1-2)式の参入条件を満たしており、電力自由化と RPS 法が両立している。この差がなくなり、等しくなる水準まで参入が可能となる。また、PPS の参入条件を満たしていても、再エネの普及のために利用目標率 α の上昇を図ると、限界費用の差はゼロに近づくため、参入機会も減ってくることになる。以上のことから、電力自由化と PPS が両立する場合でも、RPS 法に基づいて再エネの利用を過剰に課すことで、参入障壁になってしまう恐れがある。

以上を整理すると、利用目標率 α が変化した場合について言及する。再エネの普及のために利用目標率を大きくすることで、(1-11)式の $2\alpha^2 b^f (q - q')$ が大きくなり、(1-11)式の左辺はゼロに近づき、PPS の新規参入は困難になってくる。つまり利用目標率の変化が、PPS の新規参入の可否を決定するようになる。利用目標率の上昇は PPS の新規参入を困難にし、ケース 1 の状況になれば参入障壁になるが、これは相対的にコストのかかる再エネの利用量の増加に原因がある。部分独占の下では、一般電気事業者は単一大規模企業、PPS は多数の小規模企業となっている。基準利用量は、電気事業者自らの電力生産の市場シェアに応じて決定されるため、再エネの利用量が相対的に少ない PPS にとって、一般電気事業者より大きいコストで再エネを利用しなければならない。

第 3 節 部分独占における再生可能エネルギーに対する価格差別

ここでは、再エネと非再エネの価格差別の観点から分析を行う。RPS 法は一般電気事業

¹²⁵ $q < q'$ でも条件を満たせるが、PPS が一般電気事業者の生産量を上回るとは考えづらい。

者や PPS に対して一定量の再エネの利用を義務づけている法律であるが、前節で分析したように再エネを利用することによる追加的費用が上乗せされること以外は消費者への影響はない。つまり、電力を供給する際、その電力が再エネであるかどうかは関係なく、通常の電力として扱われる。また、電気料金は一般電気事業者の行動を所与に決定される。しかし、再エネは非再エネと異なり環境付加価値を有し、そこから価格差別を行うことにも意味がある。例えば EU では電力自由化によって電力消費者は自由に電気事業者を選択することが可能であり、環境などに選好を持つ電力消費者などは再エネを用いた電力を優先的に購入する。日本でも再エネに特化した電気事業者も存在しており、RPS 制度が導入されていた時期にはグリーン電力基金の制度もあった¹²⁶。こういった側面からも再エネに対して付加価値を見出す電力消費者が存在することと言える。以下では、一般電気事業者の再エネと非再エネの価格差別について論じ、その次に PPS の再エネの価格と一般電気事業者の非再エネとの価格差別について論じていく。そして最後に一般電気事業者と PPS の再エネの電力価格について比較を行う。

1 部分独占の下での価格差別分析

まず一般電気事業者の価格差別について論じる¹²⁷。非再エネの電力価格(電気料金)を p 、その電力生産量を q とする。また再エネの電力価格を p^n 、その電力生産量を q^n とする。それぞれの価格は一般電気事業者が生産量に応じて決定できるとすると、 $p = p(q)$ 、 $p^n = p^n(q^n)$ という関係となっている。また、総費用は非再エネと再エネとで異なるが、

RPS 法は電気事業者に対して再エネの利用を義務づけているだけであり、販売する際、電気事業者は同一の電力として扱うことになる。しかし、グリーン電力基金や再エネの付加価値を反映した電力価格の設定が可能となる状況を想定し、RPS 法の下でも 2 つの価格が設定できるものとする。一方、一般電気事業者の費用関数は、非再エネと再エネの生産量から示されるとし、その総費用を $C(q, q^n)$ とする。以上のことから総利潤関数を求めると、

$$(2-1) \quad \pi = pq + p^n q^n - C(q, q^n)$$

となる。ここから利潤最大となる非再エネの電力生産量と再エネの電力生産量から限界収入と限界費用を導出する。まずそれぞれの生産量から限界収入を求めると、

$$(2-2) \quad \begin{aligned} MR &= p + q \frac{\partial p}{\partial q} = p \left(1 - \frac{1}{\varepsilon} \right) \\ MR^n &= p^n + q^n \frac{\partial p^n}{\partial q^n} = p^n \left(1 - \frac{1}{\varepsilon^n} \right) \end{aligned}$$

¹²⁶ グリーン電力基金は、一般電気事業者が実施していた制度であり、電力消費者が電気料金に再エネへの寄付金を上乗せして負担し、その寄付金から再エネを助成する仕組みである。

¹²⁷ この価格差別の分析では電気事業者が自ら生産する再エネ以外の電力と再エネの電力の 2 つがある。区別するために、前者を非再エネ、後者を再エネとして論じていく。なお、ここでは便宜的に電気料金も電力価格で統一する。

となる。 ε 、 ε^n はそれぞれの電力需要の価格弾力性 $\varepsilon = -\frac{p}{q} \frac{\partial q}{\partial p}$, $\varepsilon^n = -\frac{p^n}{q^n} \frac{\partial q^n}{\partial p^n}$ を示してい

る。この 2 つの弾力性を比較すると、非再エネの電力需要の価格弾力性の方が再エネの電力需要の価格弾力性より大きい。なぜなら非再エネに選好を持つ消費者は電力消費のみに依存し、再エネに選好を持つ消費者は電力消費以外に環境の側面にも選好を持っており、価格の変動によってより需要が変動するのは前者である。よって相対的に弾力性が大きいと言え、このことから、

$$(2-3) \quad \varepsilon > \varepsilon^n$$

と仮定することができる。次に限界費用をそれぞれの生産量から導出すると、

$$(2-4) \quad \begin{aligned} MC &= \frac{\partial C}{\partial q} \\ MC^n &= \frac{\partial C}{\partial q^n} \end{aligned}$$

となる。利潤最大化の一階条件より、

$$(2-5) \quad \begin{aligned} MR &= MC \\ MR^n &= MC^n \end{aligned}$$

となる。(2-4)式において、再エネの限界費用は非再エネの限界費用よりも割高であることから、

$$(2-6) \quad MC \leq MC^n$$

という仮定を設定し、2つのケースに分けて分析する。1つ目のケースとして $MC < MC^n$ の場合、(2-2)式と(2-5)式から、

$$(2-7) \quad p \left(1 - \frac{1}{\varepsilon}\right) < p^n \left(1 - \frac{1}{\varepsilon^n}\right) \Leftrightarrow \frac{p}{p^n} < \frac{1 - \frac{1}{\varepsilon^n}}{1 - \frac{1}{\varepsilon}}$$

となる。(2-3)式の仮定より(2-7)右式の右辺は 1 より小さくなる。よって価格比 p/p^n も 1 より小さいことから、再エネの電力価格は非再エネの電力価格より大きくなる。つまり、

$$(2-8) \quad p < p^n$$

が成立する。2つ目のケースとして、 $MC = MC^n$ の場合、 $MR = MC = MC^n = MR^n$ となる。1つ目のケースと同様の分析を行うと、

$$(2-9) \quad \frac{p}{p^n} = \frac{1 - \frac{1}{\varepsilon^n}}{1 - \frac{1}{\varepsilon}}$$

となり、(2-3)式より(2-9)式の右辺は 1 より小さいことから、(2-8)式と同様の結論が得られ、再エネの電力需要の価格弾力性が非再エネの電力需要の価格弾力性より小さいことから、

再エネの電力価格 p^n は、非再エネの電力価格 p より大きい。さらに 1 つ目のケースと 2 つ目のケースを比較すると、(2-7)右式の左辺は $MC < MC^n$ によって限界費用に差があり、 $MC = MC^n$ となっている(2-9)式の左辺より小さいことがわかる。このことから、限界費用に差がある場合の方が、2 つの電力価格の差は大きくなっていると言える。つまり限界費用に差があれば、より再エネの電力価格の方が非再エネの電力価格より大きくなる。

次に PPS の価格差別について論じる。PPS が直面する非再エネの電力価格は、部分独占市場により一般電気事業者の決定する電力価格(電気料金) p となる。一方、電力生産量を q^t 、再エネの電力価格を p^r 、その生産量を q^r とし、再エネについては PPS が電力価格を設定できることから、一般電気事業者と同様に $p^r = p^r(q^r)$ という関係があるとする。さらに総費用を $C^t(q^t, q^r)$ とする。以上のことから総利潤関数を求めると、

$$(2-10) \quad \pi^t = pq^t + p^r q^r - C^t(q^t, q^r)$$

となる。(2-2)式、(2-4)式と同様に限界収入と限界費用を求めると、

$$(2-11) \quad \begin{aligned} MR^t &= p \\ MR^r &= p^r + q^r \frac{\partial p^r}{\partial q^r} = p^r \left(1 - \frac{1}{\varepsilon^r} \right) \end{aligned}$$

$$(2-12) \quad \begin{aligned} MC^t &= \frac{\partial C^t}{\partial q^t} \\ MC^r &= \frac{\partial C^t}{\partial q^r} \end{aligned}$$

となる。ただし、 ε^r は再エネの電力需要の価格弾力性 $\varepsilon^r = -\frac{p^r}{q^r} \frac{\partial q^r}{\partial p^r}$ を示している。同様

に利潤最大化の一階条件より、

$$(2-13) \quad \begin{aligned} MR^t &= MC^t \\ MR^r &= MC^r \end{aligned}$$

となる。一般電気事業者のときと同様に、

$$(2-14) \quad MC^t \leq MC^r$$

という仮定を置く。最初に $MC^t < MC^r$ のケースでは、

$$(2-15) \quad \frac{p}{p^r} < 1 - \frac{1}{\varepsilon^r}$$

という式が得られる。PPS における再エネの電力需要の価格弾力性が $\varepsilon^r > 1$ の場合、右辺は 1 より小さくなる。このことから PPS の再エネの電力価格 p^r は電力の市場価格 p より大きくなる。つまり、

$$(2-16) \quad p < p^r$$

となる。次に $MC^t = MC^r$ のケースでは、これは一般電気事業者の時と同様、価格差別の

モデルである。 $MR^t = MC^t = MC^r = MR^r$ より、

$$(2-17) \quad \frac{p}{p^r} = 1 - \frac{1}{\varepsilon^r}$$

となる。(2-16)と同様の結果が得られ、 $\varepsilon^r > 1$ の場合、再エネの電力価格 p^r は電力の市場価格 p よりも大きくなる。さらに一般電気事業者の場合と同様に 1 つ目のケースと 2 つ目のケースを比較すると、(2-15)式の左辺は $MC^t < MC^r$ によって限界費用に差があり、 $MC = MC^n$ となっている(2-17)式の左辺より小さいことがわかる。このことから、限界費用に差がある場合の方が、2 つの電力価格の差はさらに大きくなる。つまり限界費用に差があることで、再エネの電力価格の方が非再エネの電力価格より大きくなる。

以上のことから、一般電気事業者と PPS がそれぞれ価格差別を行った場合、どちらの再エネの電力価格も、一般電気事業者が決定する電力の市場価格よりも大きくなることが判明した。次に一般電気事業者と PPS のそれぞれの再エネの電力価格及び一般電気事業者の非再エネの電力価格の比較を行う。電気事業者の違いによる価格差別化を見るため、ここでは再エネと非再エネの限界費用が同水準の場合、つまり、(2-9)式と(2-17)式を用いる。再エネを利用しようとする消費者にとって一般電気事業者なのか PPS なのかは関係なく、再エネの電力需要の価格弾力性が一般電気事業者と PPS とで等しい($\varepsilon^n = \varepsilon^r$)とすると、(2-9)式、(2-17)式から一般電気事業者と PPS の再エネの電力価格比率は、

$$(2-18) \quad \frac{p^n}{p^r} = 1 - \frac{1}{\varepsilon}$$

となる。 $\varepsilon > 1$ とすると(2-18)式の右辺は 1 より小さい値をとるので、

$$(2-19) \quad p^n < p^r$$

となる。よって一般電気事業者と PPS がそれぞれ価格差別をした再エネの電力価格を比較すると、一般電気事業者の再エネの電力価格の方が PPS のその価格より小さくなる。

2 部分独占下における価格差別の政策的含意

一般電気事業者と PPS がそれぞれ再エネと非再エネとで価格差別を行った場合、いずれの電気事業者も非再エネの電力価格の方が再エネの電力価格より小さくなり、さらに再エネだけに着目すると、一般電気事業者の再エネの電力価格の方が PPS の再エネの電力価格より小さくなるという結論を得た。つまり $p < p^n < p^r$ となっている。RPS 法によって再エネの利用が義務づけられているため、一般電気事業者も PPS も再エネを利用しなければならないが、PPS が再エネについて価格差別をして販売した場合、一般電気事業者も同様に価格差別をして再エネを販売すれば、一般電気事業者の再エネの方が相対的に安くなり、PPS の再エネは相対的に価格の高くなるため、PPS の再エネは選択されない。よって PPS が価格差別をする場合、再エネの電力価格に対しても、非再エネの電力価格の場合と同様に一般電気事業者の設定する再エネの電力価格と同じ水準にしなければならない。その結

果、再エネの電力価格差とその生産量から、 $(p^n - p^r)q^r$ だけ損失を発生することになる¹²⁸。

まとめ

本章では部分独占の電力産業において、RPS 法により再エネの利用が義務づけられた場合、電気事業者などに対してどのような影響を及ぼすかを分析した。RPS 法によって電気事業者に対して再エネの利用が義務づけられた場合、PPS にとって RPS 法が参入障壁になるケースと電力自由化と両立するケースを取り上げた。参入障壁となるか両立するかは、再エネの利用に対するコストの大きさによって生じることになる。また、再エネに対する価格差別をそれぞれの電力事業者が行った場合、非再エネの電力価格はいずれの電気事業者が設定する再エネの電力価格より安くなり、さらに一般電気事業者と PPS のそれぞれの再エネの電力価格を比較すると、一般電気事業者の方が安くなるという結論を得た。残された課題として、非再エネ価格が最も安価であり、環境側面を考慮しなければ非再エネが選択される状況となっている。本章の非再エネ価格には環境汚染の要因を考慮していなかったため、環境要因を考慮した上で分析を行う必要がある。

¹²⁸ これらを改善するためには、この価格差分を補う補助金を PPS の再エネに対して行う必要がある。

第5章 日本におけるRPS法と太陽光FIT法に関する比較分析*

日本で使われているエネルギー資源は、石油や石炭などの非再エネ資源(枯渇性資源)が中心となっており、その多くを輸入に依存している。また、これらの資源は消費段階で温室効果ガスや大気汚染物質の排出を伴う。よってエネルギー資源の安定確保や環境問題の観点から、非再エネ資源のバックストップ資源として、再エネの普及が求められている。再エネ利用に関して、日本では2003年4月から2012年7月までRPS法が実施され、電気事業者に対して自らの販売電力量の一定割合の再エネの利用を義務づけていた¹²⁹。この法律では、風力発電、太陽光発電(特定太陽光電気を除く)、地熱発電、水力発電、バイオマス発電が対象電源となっており、電気事業者はこれらの電源から生産された電力を、①自ら発電する、②他から再エネ等電気を購入する、③他から再エネ等電気相当量を購入する、の3つの利用手段で義務量を履行することになる。特にRPS制度③はグリーン電力証書と同じ機能を有している¹³⁰。

さらに「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」(太陽光FIT法)により、2009年11月から特定太陽光電気を対象に、電気事業者はその余剰電力を固定価格で購入することになった¹³¹。この制度を導入した背景には、太陽光発電のコストが他の再エネに比べて割高であるものの、その普及が求められていることが挙げられる。すでに競争力のある再エネについてはRPS制度で普及のための固定枠を保証して負担の抑制する一方、競争力は低い産業として保護すべきである再エネはFIT制度で安定した投資に結び付きやすいようにするという一方で、理想的な制度設計と言える。その後、日本では2012年7月に実施されたFIT法によって、先行して導入されていた太陽光FIT法もFIT法と同じ枠組みで扱われることになり、サーチャージもこれまで別々に扱われていた太陽光発電促進付加金が、再エネ賦課金に含めるように調整されるようになった。ドイツやスペインなどでは太陽光発電以外の再エネの電源に対してもFIT制度が導入されているが、すでに電源同士で競争可能な再エネの電源についてはコストを低下させるインセンティブがなくなり、負担の増加が生じている。

* 本章は、『公益事業研究』第62巻第2号に掲載された拙著(2010)「RPS(固定枠)制度と太陽光FIT(固定価格)制度に関する比較分析——日本の再生可能エネルギー普及政策を事例に」をもとにしている。

¹²⁹ 日本のRPS制度では再エネの基準利用量を前年度の電気供給量×当該年度の利用目標率と定義づけられている。以下の分析では、単純化のため時間を考慮せず、RPS制度に基づく再エネ利用量=電気事業者の電力生産量 q ×再エネ利用目標率 α とする。

¹³⁰ 日本ではRPS法の対象となる再エネについてはRPSクレジットとなる。グリーン電力証書はRPS法の対象外となった再エネの取引で用いられていたり、アメリカなどで実施されたりしている。また、FIT制度の導入に伴い、グリーン電力証書の市場も縮小気味であるが、排出権取引や企業のCSR活動などで活用されている。

¹³¹ 太陽光FIT法での買取価格は、制度開始当初が48円/kWhで、電灯の電気料金の約2倍の水準となっている。太陽光FIT法の告示では、買取価格を、太陽光発電に係る設備の設置者の負担、投資回収期間、補助金水準、電力消費者の負担状況などを勘案するよう明記されている。ここでは第3章と同様に太陽光FIT法でも固定された買取価格が設定されるものとして分析を行う。

以下では、再エネの普及を目的に、RPS 法や太陽光 FIT 法の特徴や電気事業者の行動による再エネの生産量などの変化に着目し、理論的に検証する¹³²。具体的な流れとして、日本の RPS 法をもとに、再エネ利用の観点から RPS 制度の 3 つの利用手段についてモデル分析を行い、さらに RPS 制度と太陽光 FIT 制度のポリシーミックスについて同様に分析を行う。これまで風力発電やバイオマス発電、太陽光 FIT 法対象外の太陽光発電などの再エネに対しては、RPS 制度の対象であった。再エネ事業者は相対的に割安な風力発電と相対的に割高な太陽光発電を用いて電力を生産し、電気事業者に卸供給とする。一方、電気事業者は火力発電などを用いて電力を生産し、さらに RPS 制度の 3 つの利用手段で再エネを利用しなければならず、太陽光 FIT 制度では再エネを固定価格で買い取らなければならないという状況を分析する。

第 1 節 RPS 制度

1 RPS 制度①——自ら発電するケース

ここでは RPS 制度①として、電気事業者が自ら再エネを生産するケースを分析する。再エネ事業者が生産する再エネは、通常の電力として買い取られることになる。

再エネ事業者の生産量に関して、風力発電の生産量を q^w 、太陽光発電の生産量を q^s とし、それぞれの費用関数を $C^w(q^w)$ 、 $C^s(q^s)$ とする(ただし $\partial C^i / \partial q^i = C_q^i > 0$ 、 $C_{qq}^i \geq 0$ 、 $i = w, s$)。また、RPS 制度の対象とならない再エネの電気としての買取価格を p^l とする。以上のことから、再エネ事業者の利潤関数 π^r は、

$$(1-1) \quad \pi^r = p^l \cdot (q^w + q^s) - C^w(q^w) - C^s(q^s)$$

となり、利潤最大化条件($\partial \pi^r / \partial q^w = 0$ 、 $\partial^2 \pi^r / \partial q^{w2} < 0$ 、 $\partial \pi^r / \partial q^s = 0$ 、 $\partial^2 \pi^r / \partial q^{s2} < 0$)より、

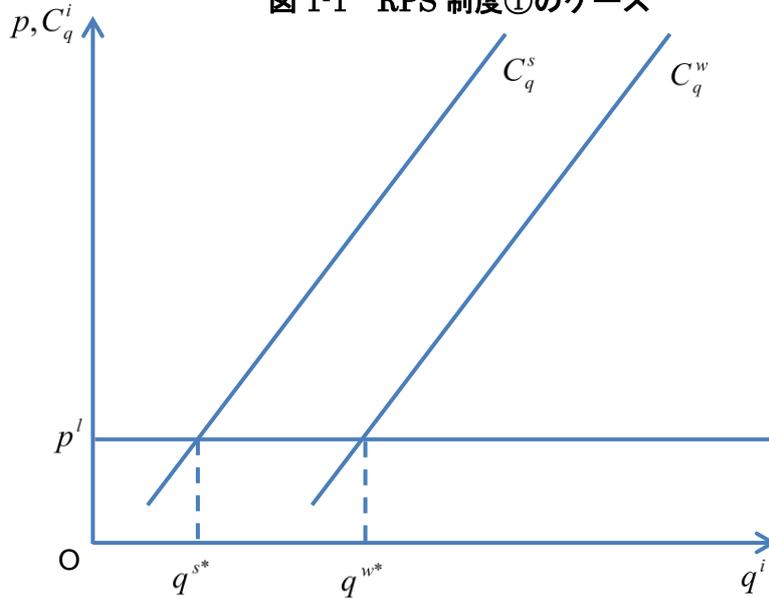
$$(1-2) \quad p^l = C_q^w$$

$$(1-3) \quad p^l = C_q^s$$

が得られ、ここから最適生産量 q^{w*} 、 q^{s*} が得られる。電気事業者が自ら再エネを生産する場合、再エネ事業者にとっては何ら影響を受けないことになる。また、(1-2)式、(1-3)式より $C_q^w = C_q^s$ が得られるが、実際は太陽光発電の方が割高であり、 $C_q^w < C_q^s$ という関係にあるため、この条件を満たさない。図 1-1 はこの状態をグラフ化したものである。横軸に電力の

¹³² 第 3 章との違いとして、本章の電気事業者は一般電気事業者や PPS を指す。また、本章の再エネ事業者は PPS ではなく、売電事業者あるいは規模が大きく条件を満たせば IPP の位置づけにある。よって直接自ら電力市場で電力供給を行うことはなく、一般電気事業者や PPS などの電気事業者に対して電力を卸供給する主体である。FIT 法での再エネ事業の多くがこのような形態となっている。

図 1-1 RPS 制度①のケース



生産量、縦軸に価格と限界費用を取っている。価格が p^l で一定で、それぞれの限界費用に $C_q^w < C_q^s$ だけ差があるため、生産量に差が生じ、相対的に限界費用の低い風力発電の生産量が多くなる。よって何ら対策を取らなければ太陽光発電は自然淘汰される恐れがあり、補助金や太陽光 FIT 制度といった政策が求められる。

次に電気事業者について見てみると、生産量を q 、費用関数を $C(q)$ とする（ただし $\partial C/\partial q = C_q > 0$ 、 $C_{qq} \geq 0$ ）。ここでは電気事業者が自ら再エネを生産することから、その

生産量を q^n 、その費用関数を $C^n(q^n)$ とする（ただし、 $\partial C^n/\partial q^n = C_q^n > 0$ 、 $C_{q^n}^n \geq 0$ ）。ま

た、電気事業者の電力市場への影響力を考慮して地域独占市場にあるとし、逆需要関数を $P = a - b \cdot (q + q^n)$ （ただし、 a, b はともに正の定数）とする。以上のことから、電気事業者の利潤関数 π は、

$$(1-4) \quad \pi = P \cdot (q + q^n) - C(q) - C^n(q^n)$$

となり、利潤最大化条件 ($\partial \pi / \partial q = 0$ 、 $\partial^2 \pi / \partial q^2 < 0$ 、 $\partial \pi / \partial q^n = 0$ 、 $\partial^2 \pi / \partial q^{n2} < 0$) より、

$$(1-5) \quad q = \frac{a}{2b} - \frac{C_q}{2b} - q^n$$

$$(1-6) \quad q^n = \frac{a}{2b} - \frac{C_q^n}{2b} - q$$

さらにここから電力の市場価格を導出すると、

$$(1-7) \quad P = q + q^n + \frac{C_q + C_q^n}{2b}$$

が得られる。(1-5)式、(1-6)式から $C_q = C_q^n$ が得られるが、実際にはこの条件を満たしておらず、 $C_q < C_q^n$ であると考えられる。そのため、利用義務がなければ再エネを利用しようとするインセンティブはなく、その普及のためには技術開発等によるコストの低減や、補助金等の政策が必要である¹³³。

2 RPS 制度②——再エネ事業者から購入するケース

次に RPS 制度②として、電気事業者が再エネ事業者から再エネを購入するケースについて分析する。RPS 制度では電気事業者の買い取る再エネ量が決められていることから、再エネ事業者の生産量は RPS 制度の対象になるものとならないものに分けられる。その比率を $r:1-r$ (ただし $0 < r < 1$) とする。電気事業者は RPS 制度の対象となる再エネを p^r (ただし $p^r > p^l$) の価格水準で買い取る。つまり p^r は RPS 制度の再エネ買取価格となる。以上のことから、再エネ事業者の利潤関数は、

$$(2-1) \quad \pi^r = p^r r \cdot (q^w + q^s) + p^l \cdot (1-r)(q^w + q^s) - C^w(q^w) - C^s(q^s)$$

となり、利潤最大化条件 ($\partial \pi^r / \partial q^w = 0$ 、 $\partial^2 \pi^r / \partial q^{w2} < 0$ 、 $\partial \pi^r / \partial q^s = 0$ 、 $\partial^2 \pi^r / \partial q^{s2} < 0$) より、

$$(2-2) \quad p^r r + p^l \cdot (1-r) = C_q^w$$

$$(2-3) \quad p^r r + p^l \cdot (1-r) = C_q^s$$

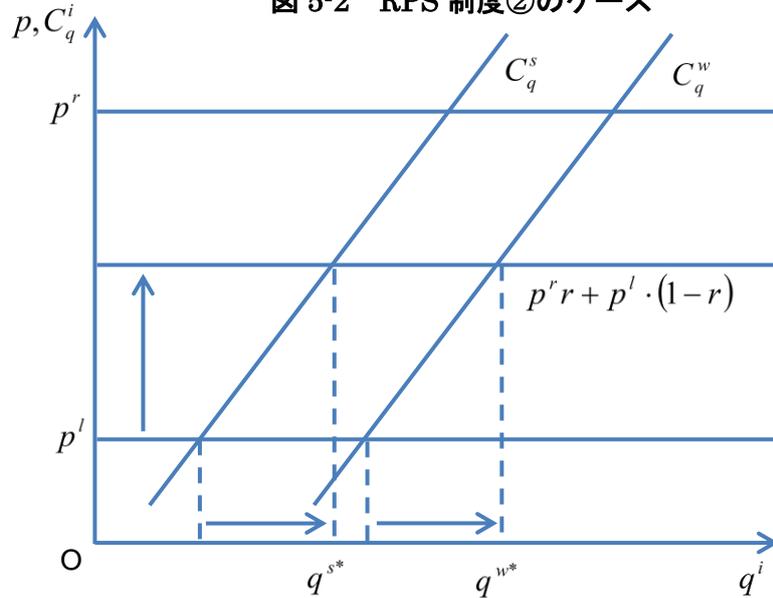
が得られ、ここから最適生産量は q^{w*} 、 q^{s*} となる。最適条件として $C_q^w = C_q^s$ が得られるが、実際は太陽光発電の限界費用の方が割高であることから $C_q^w < C_q^s$ という関係にあり、最適条件を満たすことができない。図 5-2 はこの状態をグラフにしたものである。再エネの価格水準は $p^r r + p^l \cdot (1-r)$ となり、 p^r と p^l の間に位置することになることから、価格水準が p^l であった図 1-1 のときに比べて上昇している。ここから RPS 制度②では、RPS 制度①に比べて風力発電、太陽光発電の生産量は増加することになる。さらに r が 1 に近づけば近づくほど、つまり再エネ事業者の生産量が RPS 制度の対象となるほど、価格水準は p^r に近づき、再エネの生産量が増加することになる。また、 p^r 自体の上昇でも再エネの生産量が増加する。

電気事業者について見てみると、電気事業者は RPS 制度に基づき再エネ事業者から再エネを購入する。その量は自らの生産量の一定割合、つまり αq となる(ただし $0 < \alpha < 1$)。 α は RPS 制度の定める再エネの利用目標率である。一方、再エネ事業者が電気事業者に卸供給する再エネの量は $r \cdot (q^w + q^s)$ であるから、 $\alpha q \equiv r \cdot (q^w + q^s)$ という関係にある¹³⁴。逆需要関数を $P = a - b \cdot (q + \alpha q)$ とすると、電気事業者の利潤関数は、

¹³³ 再エネ事業者から購入する場合と自ら発電する場合とでは、取引コストや再エネ事業のノウハウといった観点から電気事業者が自ら再エネ事業を行った方が安いと言える ($C_q^n < C_q^w < C_q^s$)。しかし、再エネ事業のリスク、再エネ適地の選定、用地確保、既設の再エネ設備など、場合によっては必ずしも電気事業者が自ら再エネ事業を行った方が安いとは限らない。

¹³⁴ $\alpha q \equiv r \cdot (q^w + q^s)$ の関係から、利用目標率 α が上昇した場合、 r が一定でも再エネの生産量は増加することになる。

図 5-2 RPS 制度②のケース



$$(2-4) \quad \pi = P \cdot (q + \alpha q) - C(q) - p^r \alpha q$$

となり、利潤最大化条件($\partial \pi / \partial q = 0$ 、 $\partial^2 \pi / \partial q^2 < 0$)より、

$$(2-5) \quad q = \frac{(1 + \alpha)a - C_q - \alpha p^r}{2(1 + \alpha)^2 b}$$

さらにここから電力の市場価格を導出すると、

$$(2-6) \quad P = \frac{a}{2} + \frac{C_q + \alpha p^r}{2(1 + \alpha)}$$

が得られる。これが RPS 制度②での電気事業者の最適生産量と最適価格となる。ここから比較静学分析によってパラメータの変化の効果に関する考察を加える。まず、電気事業者の生産量を再エネの買取価格で微分することで、

$$(2-7) \quad \frac{\partial q}{\partial p^r} = -\frac{\alpha}{2(1 + \alpha)^2 b} < 0$$

が得られ、RPS 制度の再エネ買取価格 p^r が上昇することで電気事業者の生産量 q は減少する。同様に電力の市場価格についても見てみると、

$$(2-8) \quad \frac{\partial P}{\partial p^r} = \frac{\alpha}{2(1 + \alpha)} > 0$$

が得られ、RPS 制度の再エネ買取価格 p^r が上昇することで電力の市場価格も上昇する。

次に、電気事業者の生産量を再エネの利用目標率で微分することで、

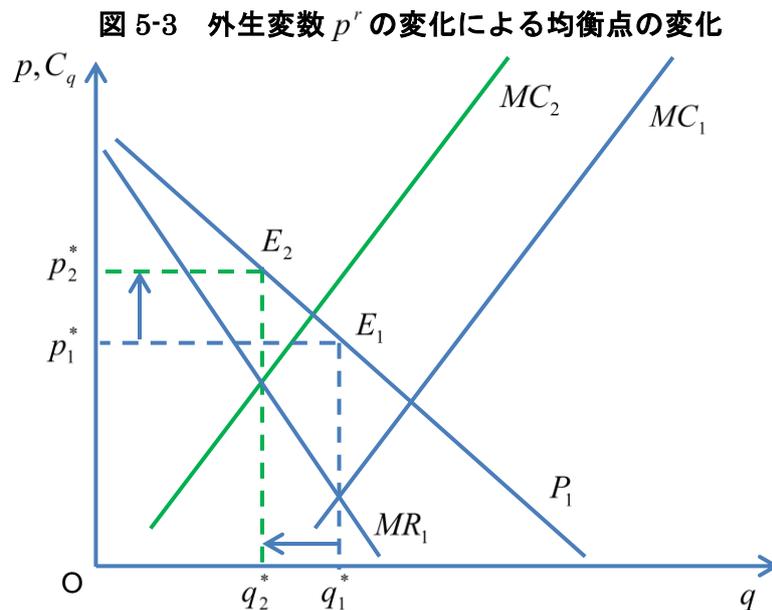
$$(2-9) \quad \frac{\partial q}{\partial \alpha} = \frac{-(a - C_q) - (p^r - C_q) - \alpha \cdot (a - p^r)}{2(1 + \alpha)^3 b}$$

が得られ、 $a > p^r > C_q$ と仮定すると、再エネ利用目標率 α が上昇することで(2-9)式は負となり、電気事業者の生産量 q は減少する¹³⁵。同様に電力の市場価格についても見てみると、

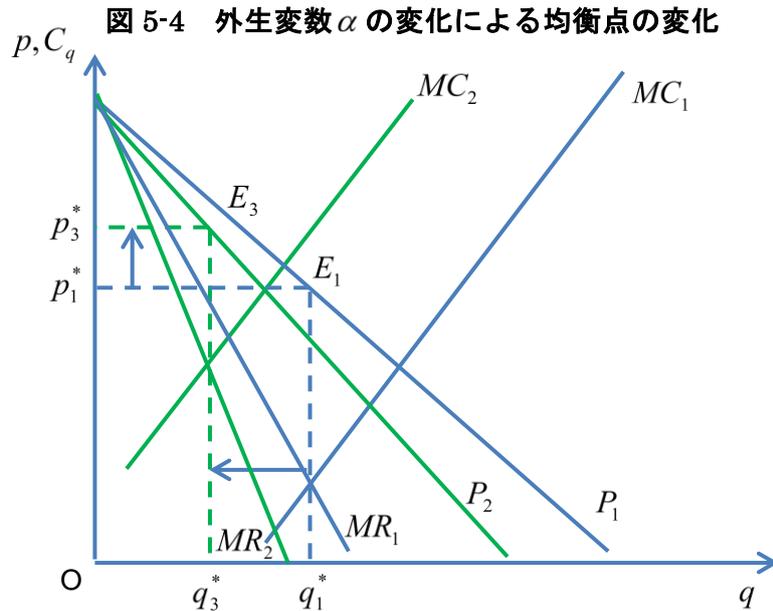
$$(2-10) \quad \frac{\partial P}{\partial \alpha} = \frac{p^r - C_q}{2(1 + \alpha)^2}$$

が得られる。 $a > p^r > C_q$ の仮定より、これは正となることから、再エネ利用目標率 α が上昇することで電力の市場価格も上昇することになる。

ここから均衡点に関する比較分析を行う。まず図 5-3 は p^r が変化したときの状況を表している。 p^r は費用関数に影響を及ぼしており、限界費用曲線の変化(MC_1 から MC_2)をもたらす。よって変化前は E_1 で均衡していたものが、 p^r の変化(上昇)によって均衡点は E_2 となる。これにより電気事業者の生産量は減少し、電力の市場価格は上昇することになる。次に図 5-4 は α が変化したときの状況を表している。 α は限界費用曲線と需要曲線の両方



¹³⁵ RPS 法のもとでは、一般電気事業者の余剰電力購入メニュー(太陽光発電)は一般電気事業者の電気料金単価相当額で購入料金単価を定めていた。例えば経産省新エネルギー部会 RPS 法小委員会第 6 回資料 4 によると 19~23 円/kWh となっていた。このことから、電気料金(電力の市場価格)とほぼ同じ水準($P = p^r$)と言える。よって $P = a - bq$ と $P = p^r$ から、 $a > p^r > C_q$ が成立すると言える。風力発電やバイオマス発電については脚注で後述するが、電力と RPS 相当量で構成され、太陽光 FIT 制度の導入される直前の 2009 年 8 月段階で 8.0~10.4 円/kWh であり、大口需要家対象の電気料金よりも低い水準となっていた。



に変化をもたらす¹³⁶。変化前は E_1 で均衡していたものが、 α の変化(上昇)によって均衡点は E_3 となる。これにより電気事業者の生産量は減少し、電力の市場価格は上昇することになる。さらに考察を加えると、 p^r の変化に比べて α の変化は逆需要関数に影響を及ぼしている分、電気事業者の生産量の減少分が相対的に大きくなる一方、電力の市場価格の引き上げを抑制している。

3 RPS 制度③——再エネ等電気相当量を購入するケース

ここでは RPS 制度③として、電気事業者が他から再エネ等電気相当量を購入するというケースを分析する。再エネの環境付加価値分のみが RPS クレジット価格 m で購入され、電気としての再エネは通常の電力として、価格 p^l で全てを卸供給することになる。また、RPS クレジットの買い取られる量は、RPS 制度で義務づけられている量になるので $r \cdot (q^w + q^s)$ となる。以上のことから、再エネ事業者の利潤関数は、

$$(3-1) \quad \pi^r = p^l \cdot (q^w + q^s) + m \cdot r \cdot (q^w + q^s) - C^w(q^w) - C^s(q^s)$$

となり、利潤最大化条件($\partial \pi^r / \partial q^w = 0$ 、 $\partial^2 \pi^r / \partial q^{w2} < 0$ 、 $\partial \pi^r / \partial q^s = 0$ 、 $\partial^2 \pi^r / \partial q^{s2} < 0$)より、

$$(3-2) \quad p^l + mr = C_q^w$$

$$(3-3) \quad p^l + mr = C_q^s$$

が得られる。ここから最適生産量 q^{w*} 、 q^{s*} が導出され、最適条件として $C_q^w = C_q^s$ が得られる。しかし、実際には $C_q^w < C_q^s$ であることから、最適条件を満たすことができない。ここから考察を加える。まず、RPS クレジット価格 m 並びに r が上昇した場合、価格水準が上昇するため、再エネ事業者の生産量は増加する。次に RPS 制度②と比較を行う。(2-2)式、(2-3)

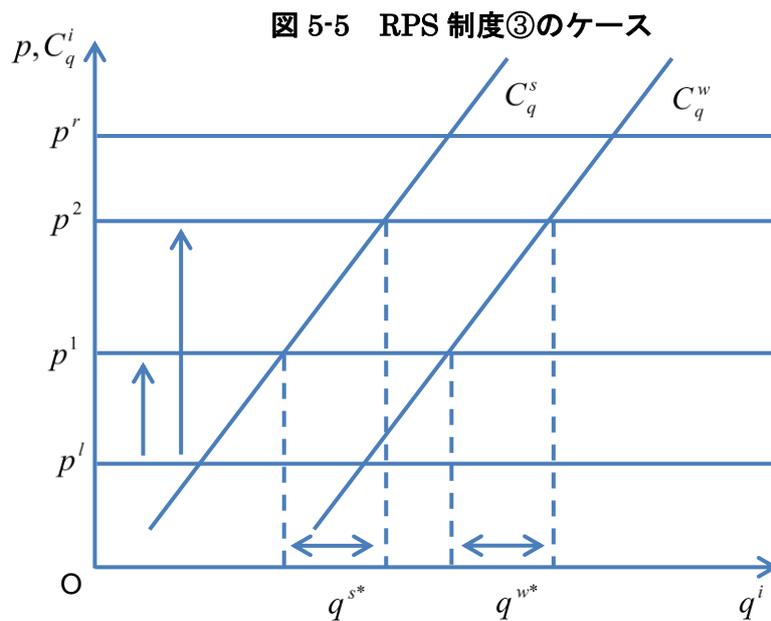
¹³⁶ 逆需要曲線について、 α は傾きに影響を及ぼしていることから、切片は同じになっている。

式の価格水準が $p^r r + p^l \cdot (1-r)$ 、(3-2)式、(3-3)式の価格水準が $p^l + mr$ となっていることから、これらの差は、

$$p^r r + p^l \cdot (1-r) - (p^l + mr) = r \cdot (p^r - p^l - m)$$

となる。 $p^r > p^l + m$ ($p^r < p^l + m$)の場合、RPS 制度②(RPS 制度③)の方が再エネの生産量は多くなる¹³⁷。つまり、再エネの買取価格が、RPS クレジット価格と電気としての電力価格の和よりも大きい(小さい)場合、直接再エネの取引(再エネ等電気相当量の取引)を行う方が再エネの生産量は多くなる。ここから、電気事業者がそれぞれの電源のコスト水準に応じて RPS 制度②と RPS 制度③を使い分けることで、より多くの再エネの生産につなげることができる。図 5-5 を用いて説明すると、 $p^r > p^l + m$ の場合、図 5-5 の p^1 が $p^r r + p^l \cdot (1-r)$ 、 p^2 が $p^l + mr$ になる。このとき RPS 制度②の方がより多くの再エネを生産することができる。一方、 $p^r < p^l + m$ の場合、図 5-5 の p^1 が $p^l + mr$ 、 p^2 が $p^r r + p^l \cdot (1-r)$ になる。このとき RPS 制度③の方がより多くの再エネを生産することができる。

電気事業者について見てみると、電気事業者は RPS 制度に基づき、その義務づけられた



¹³⁷ 具体的な数値を当てはめて検討する。RPS 管理システム「RPS 法下における新エネルギー等電気等に係る取引価格調査結果について」(2009年8月3日)によると、各電源の相当量+電気の加重平均の取引価格(p^r に相当)は、風力発電が 10.4 円/kWh、水力発電が 8.9 円/kWh、バイオマス発電が 8.0 円/kWh、太陽光発電は 8.7 円/kWh(業務用電力最低価格)~25.9 円/kWh(従量電灯最高価格)となっている。同様に RPS 相当量のみ加重平均価格(m に相当)は 4.9 円/kWh、一般電気事業者の電気のみ価格(p^l に相当)が 3.4 円/kWh(最低価格)~4.4 円/kWh(最高価格)となっている。以上のことから、風力発電、水力発電(p^l が最低価格の場合)、太陽光発電は $p^r > p^l + m$ で RPS 制度②の方が再エネの生産量は多くなり、水力発電(p^l が最高価格の場合)、バイオマス発電は $p^r < p^l + m$ で RPS 制度③の方が再エネの生産量は多くなる。

量だけ RPS クレジットを購入する。再エネ事業者の生産量のうち、RPS 制度の対象になる量は $r \cdot (q^w + q^s)$ であり、電気事業者の購入量は αq であることから、 $\alpha q \equiv r \cdot (q^w + q^s)$ であるとする。逆需要関数を $P = a - bq$ とすると、電気事業者の利潤関数は、

$$(3-4) \quad \pi = Pq - C(q) - m\alpha q$$

となり、利潤最大化条件 ($\partial\pi/\partial q = 0$ 、 $\partial^2\pi/\partial q^2 < 0$) より、

$$(3-5) \quad q = \frac{a}{2b} - \frac{C_q}{2b} - \frac{\alpha m}{2b}$$

さらにここから電力の市場価格を導出すると、

$$(3-6) \quad P = \frac{a}{2} + \frac{C_q}{2} + \frac{\alpha m}{2}$$

が得られる。これが RPS 制度③での電気事業者の最適生産量と最適価格である。ここから比較静学分析によってパラメータの変化の効果に関する考察を加える。まず、電気事業者の生産量を RPS クレジット価格で微分することで、

$$(3-7) \quad \frac{\partial q}{\partial m} = -\frac{\alpha}{2b} < 0$$

が得られ、RPS クレジット価格 m が上昇することで電気事業者の生産量 q は減少する。同様に電力の市場価格についても見てみると、

$$(3-8) \quad \frac{\partial P}{\partial m} = \frac{\alpha}{2} > 0$$

が得られ、RPS クレジット価格 m が上昇することで電力の市場価格は上昇する。また、同様に再エネの利用目標率の変化についても見てみると、

$$(3-9) \quad \frac{\partial q}{\partial \alpha} = -\frac{m}{2b} < 0$$

が得られ、RPS 制度②と同様、利用目標率 α が上昇することで電気事業者の生産量 q は減少する。また、

$$(3-10) \quad \frac{\partial P}{\partial \alpha} = \frac{m}{2} > 0$$

が得られ、利用目標率 α が上昇することで電力の市場価格は上昇することになる。

RPS 制度③での均衡点に関する比較分析を行うと、RPS クレジット価格 m 及び利用目標率 α は費用関数に影響を及ぼしており、図 5-3 と同じ形状になる。よって限界費用曲線の変化 (MC_1 から MC_2) をもたらし、変化前は E_1 で均衡していたものが、 m 及び α の変化 (上昇) によって均衡点は E_2 となる。これにより電気事業者の生産量は減少し、電力の市場価格は上昇することになる。

第2節 RPS 制度と太陽光 FIT 制度

ここでは太陽光 FIT 制度を分析する。風力発電は以前と同様に RPS 制度が適用され、太陽光発電が FIT 制度の適用となるため、RPS 制度の固定枠が不変ならその分だけ電気事業者の風力発電の買取量が増加することになる¹³⁸。一方、太陽光 FIT 制度のもとでは、太陽光発電で生産された再エネは固定買取価格 β で買い取られる。電力の逆需要関数を $P = a - b \cdot (\bar{q} + \alpha \bar{q} + q^s)$ とし、これにより太陽光発電の生産量が電力の市場価格に影響を及ぼすことになる。ここで \bar{q} は電力事業者の電力生産量であり、再エネ事業者にとっては所与となることを意味している。以上のことから、再エネ事業者の利潤関数は、

$$(4-1) \quad \pi^r = p^r r q^w + p^l (1-r) q^w + \beta q^s - C^w(q^w) - C^s(q^s)$$

となり、利潤最大化条件($\partial \pi^r / \partial q^w = 0$ 、 $\partial^2 \pi^r / \partial q^{w2} < 0$ 、 $\partial \pi^r / \partial q^s = 0$ 、 $\partial^2 \pi^r / \partial q^{s2} < 0$)より、

$$(4-2) \quad p^r r + p^l \cdot (1-r) = C_q^w$$

$$(4-3) \quad \beta = C_q^s$$

が得られ、(4-2)式から風力の最適生産量 q^{w*} が導出される。価格水準は(2-2)式と同じであるが、太陽光 FIT 制度の導入によって RPS 制度の固定枠から太陽光発電の分が含まれなくなるため、太陽光 FIT 制度が併用された方がその分だけ風力発電の生産量が増加することになる。さらに上記までの分析と同様、 p^r 、 r の上昇により、風力発電の生産量は増加する。また、(4-3)式の太陽光発電に関しては、太陽光 FIT 制度の固定買取価格が太陽光発電の限界費用と等しいことが最適条件となる。ここから与件として与えられている太陽光発電の固定買取価格 β を引き上げることで、太陽光発電の生産量を拡大させることが可能となる。

次に電気事業者について見てみる。電気事業者は太陽光 FIT 制度が導入されても RPS 制度で定められた再エネの利用目標量を遵守しなければならない。RPS 制度のもとで購入する再エネ事業者の生産量は $r q^w$ であり、電気事業者は自らの生産量の一定割合を利用しなければならない。その量が αq であることから、 $\alpha q \equiv r q^w$ とする。また、太陽光の生産量の固定買取価格は β であるとし、逆需要関数を $P = a - b \cdot (q + \alpha q + \bar{q}^s)$ とすると、電気事業者の利潤関数は、

$$(4-4) \quad \pi = P \cdot (q + \alpha q + \bar{q}^s) - C(q) - p^r \alpha q - \beta \bar{q}^s$$

となり、利潤最大化条件($\partial \pi / \partial q = 0$ 、 $\partial^2 \pi / \partial q^2 < 0$)より、

$$(4-5) \quad q = \frac{(1+\alpha)a - C_q - \alpha p^r}{2(1+\alpha)^2 b} - \frac{q^s}{1+\alpha}$$

¹³⁸ ここでは再エネ事業者の生産量を明確にするため、太陽光発電と同様、実際に電力の取引がなされる RPS 制度②のケースで分析を行う。

が得られる¹³⁹。さらにここから電力の市場価格を導出すると、

$$(4-6) \quad P = \frac{a}{2} + \frac{C_q}{2(1+\alpha)} + \frac{\alpha p^r}{2(1+\alpha)}$$

が得られ、これが電気事業者の最適生産量と最適価格となる。ここから比較静学分析によってパラメータの変化の効果に関する考察を加える。まず、電気事業者の生産量を再エネ買取価格で微分すると、

$$(4-7) \quad \frac{\partial q}{\partial p^r} = -\frac{\alpha}{2(1+\alpha)^2 b} < 0$$

が得られ、RPS 制度の再エネ買取価格 p^r が上昇することで電気事業者の生産量 q は減少する。同様に、

$$(4-8) \quad \frac{\partial P}{\partial p^r} = \frac{\alpha}{2(1+\alpha)} > 0$$

が得られ、RPS 制度の再エネ買取価格 p^r が上昇することで電力の市場価格は上昇する。

次に利用目標率 α について見てみると、電気事業者の生産量については

$$(4-9) \quad \frac{\partial q}{\partial \alpha} = \frac{(2p^r + 2bq^s - a)\alpha + (2C_q + 2bq^s - a)}{2(1+\alpha)^3 \beta}$$

が得られる。必ずしも符号は確定しないが、電力の逆需要関数の縦軸切片 a が大きい場合、具体的には $2p^r + 2bq^s < a$ かつ $2C_q + 2bq^s < a$ のときに負となり、利用目標率 α が上昇することで電気事業者の生産量 q は減少する。逆に $2p^r + 2bq^s > a$ かつ $2C_q + 2bq^s > a$ のときに正となり、利用目標率 α が上昇することで電気事業者の生産量 q が増加する。また電力の市場価格については、

$$(4-10) \quad \frac{\partial P}{\partial \alpha} = \frac{p^r - C_q}{2(1+\alpha)^2}$$

が得られる。電力の市場価格自体は RPS 制度②と同じになっており、(4-10)式は $a > p^r > C_q$ という条件により正となり、 α が上昇することで電力の市場価格も上昇することになる。

ここでも同様に外生変数が変化したときの均衡点の変化について考察を加える。まず

¹³⁹ 電気事業者にとって与件となるが、固定買取価格 β が引き上げられ、太陽光発電の生産量(電気事業者が買い取る再エネ量) q^s が増加した場合について考察を加える。(4-5)式より $\partial q / \partial q^s$ を求めると、

$$-\frac{1}{1+\alpha} < 0$$

が得られる。電気事業者にとっては太陽光 FIT 制度による太陽光発電の買取義務によって自らの電力の生産量は減少することになる。これは電気事業者の電力の生産量と再エネの買取量が代替関係にあることを示している。

RPS 制度と太陽光 FIT 制度が併用されているときの RPS 制度の影響を見ると、 p^r の変化は上述した図 5-3 と同じになる。一方、 α については電気事業者の生産量の変化は確定できず、 α の上昇によって電力の市場価格のみが上昇する結論となっている。

$2p^r + 2bq^s < a$ かつ $2C_q + 2bq^s < a$ を満たす場合、電気事業者の生産量は減少し、図 5-4 と同じ形状を満たすことになる。

第 3 節 分析結果と政策的含意

本論文は、RPS 制度における再エネの 3 つの利用手段と、太陽光発電のみに FIT 制度が導入され、残りは RPS 制度が適用されるという 4 つの状況を分析した。表 5-1 は本論文で得られた結果をまとめたものである。

ここから政策的含意を示す。RPS 制度の 3 つの利用手段に関して、再エネ事業者の生産量の増加という観点から、RPS 制度②と RPS 制度③とも効果がある。RPS 制度②と RPS 制度③とでどちらがより再エネ事業者の生産量が多くなるのかは、 p^r 、 p^l 、 m の水準に依存する。RPS 制度②と RPS 制度③との違いは、直接再エネの電力の取引を行うか環境価値の取引を行うかどうかである。また、RPS 制度②と RPS 制度③では、RPS 制度の再エネ買取価格 p^r 、RPS クレジット価格 m 、RPS 制度の対象になる割合 r の上昇で再エネ事業者の生産量は増加し、電気事業者の生産量は減少する。これらの上昇は再エネの増加につながり、再エネ事業者の生産量が増加する一方で、電気事業者の生産量の減少するため、

表 5-1 RE 普及政策と各生産量への影響(*は一部条件が必要)

	風力の生産量	太陽光の生産量	電気事業者の生産量
RPS 制度①	環境付加価値のない電気として卸供給し、RPS 制度は影響しない。		再エネの生産分は増加、自らの生産量は減少。
RPS 制度②	RPS 制度①に比べて増加。 p^r 、 r の上昇でも増加。		p^r 、 α の上昇で減少*。
RPS 制度③	RPS 制度①に比べて増加。 m 、 r の上昇でも増加。 RPS 制度②に比べて $p^r > p^l + m$ ($p^r < p^l + m$) のときは少ない(多い)。		m 、 α の上昇で減少。
RPS 制度+太陽光 FIT 制度	太陽光発電が固定枠から外れた分だけ増加。 p^r 、 r の上昇で増加。	β の上昇で増加。	p^r の上昇で減少、 β の上昇で減少。

注) 各パラメータは以下のとおりである。 p^r : RPS 制度の再エネ買取価格、 p^l : 再エネの電気としての買取価格、 r : RPS 制度の対象になる再エネ生産量の割合、 m : RPS クレジット価格、 α : RPS 制度における再エネ利用目標率、 β : 太陽光 FIT 制度の固定買取価格

再エネと非再エネとで代替的な関係にあると言える。直接再エネの取引を増やすのであれば p^r を上げ、環境の付加価値の取引を増加するのであれば m を上げることで、再エネ事業者の生産量の増加を図ることができる。環境規制の強化などで環境価値の取引ニーズが高まり、グリーン電力証書などの価格が上昇することで、 m の上昇が期待され、再エネの増加につながってくる。また、RPS 制度と太陽光 FIT 制度のポリシーミックスのケースでは、RPS 制度の対象である風力発電は特定太陽光電気が固定枠の対象外となった分だけ生産量を増加させることが可能となる。そこからさらに再エネ買取価格 p^r や RPS 制度の対象になる割合 r の上昇で、より風力発電の生産量を増加させることができる。一方、太陽光発電は太陽光 FIT 制度の対象となり、太陽光 FIT 制度の固定買取価格 β の上昇で、太陽光発電の生産量は増加する。その一方で太陽光 FIT 制度の固定買取価格 β の上昇は、電気事業者の生産量の減少をもたらす。

まとめ

以上のことから本章での結論をまとめると RPS 制度①に比べ、再エネ事業者の生産量が RPS 制度の対象となる RPS 制度②と RPS 制度③によって再エネ事業者の生産量は増加することになる。また、RPS 制度や太陽光 FIT 制度に関して p^r 、 r 、 m 、 β の変数が上昇することで再エネ事業者の生産量が増加する。一方で、電気事業者の生産量はこれらの変数が上昇することで減少することになり、これらの生産量は再エネ事業者の生産量と代替関係にあると言える。

残された課題として、RPS 制度、FIT 制度は再エネを増加させる役割を果たすが、電気事業者の行動はあまり着目されていない。今日、電力自由化が進展しているものの、一般電気事業者は電力の市場価格に対して大きな影響力を有している。本論文では、再エネの普及政策が市場にどのような影響を及ぼすかに着目しているため、電気事業者の行動を単純化させ、独占モデルを用いた。しかし、電気事業者の行動についてはさらに詳細な分析が必要であり、第 3 章で分析した一般電気事業者と PPS の競争のほか、一般電気事業者同士の競争、PPS 同士の競争、IPP の活用の仕方など、電力自由化の進展によって市場も変化する。さらに再エネといった環境価値を有する電源の活用は、環境規制の強化とともにその重要性は高まる。再エネの利用促進の背景には地球温暖化を始めとした環境問題があり、 α 、 p^r 、 m 、 β といった本分析で扱った変数についても、その最適水準の決定には二酸化炭素の排出削減といった環境への影響を考慮する必要がある。

終章

第1節 福島への再生に向けた再生可能エネルギー政策

福島県では東日本大震災からの復興に向けた再エネの活用やエネルギーの地産地消が期待されており、いかに再エネを普及させるかが課題となっている。福島県において再エネの普及やエネルギーの地産地消が実現することでそれがモデルケースとなり、再エネによるエネルギー循環が可能であることを示し、持続可能な社会の発展に貢献できる。福島県に限らず、持続可能な社会を形成する上で、枯渇性資源に依存しないエネルギー資源は必要不可欠である。その再エネの普及には再エネ政策が大きく影響することになり、どのような再エネ政策を取るかで、どのように再エネが普及するのか異なってくる。そのような観点から、本論文では再エネ政策の分析を行ってきた。

再エネ政策は大きく RPS 制度と FIT 制度に分類できることから、これらの制度分析を行った。電力自由化が進み、電力市場に PPS が新規参入できるようになったとき、RPS 制度もしくは FIT 制度が導入された場合、いずれの制度も再エネの普及に寄与するが、一定の条件のもとでは、FIT 制度よりも RPS 制度の方が再エネの普及につながるということがわかった。また、RPS 制度は再エネの固定枠を決める再エネ利用割合の設定次第で計画的に再エネを普及させることが可能であることから、福島県のように数値目標を立てて再エネの普及を図るには、RPS 制度が適していると言える。さらに FIT 制度について考察を加えると、FIT 制度の導入によって再エネの生産量が増加するのは、再エネに対する補助金を上回ってもなお再エネの限界費用が非常に高い場合になる。現在、日本では 2012 年 7 月より、RPS 法から FIT 法に制度が変更され、全ての再エネが FIT 法の対象となっている。では実際に RPS 制度を導入する場合(日本については RPS 制度に戻す場合)について言及する。電力市場が独占から規制緩和されて新規参入が進展する中、RPS 制度のもとで再エネの価格競争を行うと、一般電気事業者の再エネ価格に比べて PPS の再エネ価格が相対的に高くなる。そのため、再エネ価格で競争する状況下では PPS の再エネ価格の対策を見直す必要がある¹⁴⁰。再エネの普及については、RPS 制度の利用目標率を定めることで計画的に増やすことができる。日本の RPS 法では電気事業者に対して 3 つの手段で再エネの利用を義務づけていた。このうち、電気事業者がこの利用義務を果たすためには、自ら発電するほか、再エ

¹⁴⁰ 再エネ価格の低下については、再エネ事業のコスト低下が求められ、日本の FIT 法のもとでも同じ課題に直面している。つまり、日本の FIT 法は再エネのコスト低下を見据えて固定買取価格を引き下げることとなっており、コスト低下が前提となった制度設計となっている。技術開発の進展のほか、再エネ事業の工夫によって再エネ事業の事業性を高める余地がある。例えば岡山県企業局西之浦浄水場が行っている太陽光発電事業では、沈殿池の上に太陽光パネルを並べ、その電力を自家消費に充てている。太陽光パネルが沈殿池に覆われたことで、ゴミを吸着する傾斜版の直射日光による劣化を防ぐことができ、さらに藻類の発生を抑制し、処理費用を抑えることができている。このように再エネ事業を通じて他の産業の付加価値を高めることで、再エネの事業性を高めることが期待できる。

ネを直接購入するケースと再エネ等電気相当量を購入するケースのどちらかを選択することになる。日本のように再エネの適地が地域で偏在性がある場合、RPS クレジット(グリーン電力証書)の活用によって、地域の再エネ資源の偏在性の是正を図ることができる。

第2節 福島を事例とした再生可能エネルギーの普及に向けた課題

では、実際に福島県を事例に RPS 制度の導入に向けて、これまで日本で導入されていた RPS 法を踏まえて考察を加える。福島県は地域ごとに多様な自然環境を有し、全ての種類の再エネが導入できる。つまり福島県は再エネの適地であり、福島県内で電気事業を担い、RPS 制度に基づいて再エネの利用が義務づけられた場合、RPS 制度②によって直接再エネを利用することで、再エネの普及・拡大につなげることができる。その結果として、福島県が目標に掲げる再エネによるエネルギーの地産地消にもつながってくる。福島県では 2040 年ごろを目途に再エネによるエネルギーの地産地消を目指しており、計画的に再エネを導入していく必要がある。ただし、再エネの適地は再エネの電源の種類によって異なっており、その電源ごとに発電できる時間や発電量について制約がある。一方で電力需要は時間によって異なり、その需要に応じて供給しなければならない。これは電気事業の役割となり、一般電気事業者や電力自由化の進展に伴って参入してくる電気事業者がいかに電源を確保できるかにかかってくる。そのため、安定電源に位置づけられる水力発電や地熱発電、バイオマス発電の開発が今後ますます重要性を増してくることになる。再エネの電源の多様性をもとに、RPS 制度②をベースに再エネを活用しつつ、図 1-1 で取り上げた 3 つ目の段階で RPS 制度③を活用することで、再エネの普及・拡大を図りながら福島県内の電力供給の安定化と県外からの利益獲得が実現できる。例えば、昼間のピーク時などの電力需要に対して再エネによる電力供給が不足している場合、火力発電といった非再エネ電源を活用することになるが、グリーン電力証書を活用することで、火力発電の分を県外に売電した再エネ分で相殺することができる。もともとグリーン電力証書は再エネの生産地と消費地が同一にも係らず、別々の場所で再エネの付加価値だけを取引するものである。ここでは別々の時間で再エネの付加価値を取引するという違いに過ぎない。

さらに 2012 年 6 月まで導入されていた RPS 法では、固定枠の少なさから再エネの普及に至らなかった。RPS 制度の場合、固定枠を拡大すれば再エネの増加が見込まれるが、当時の RPS 法において固定枠の拡大を行えば、実際問題として再エネが普及していたかという問題を見直す必要がある。FIT 法の場合、電気事業者に対して再エネの買取義務、保証された買取価格・買取期間があるため、再エネ事業者は安心して再エネ事業に臨むことができる¹⁴¹。一方、RPS 法の場合、固定枠が定められ、それ以上の再エネを利用するイ

¹⁴¹ ただし、FIT 法第 5 条に基づき、「電気の円滑な供給の確保に支障が生ずるおそれがあるとき」は接続拒否ができる。

ンセンティブが電気事業者にはなかったため、再エネ事業者が再エネ事業を行いたくとも RPS 法の対象とならないケースが生じていた¹⁴²。よって再エネ事業者が安心して再エネ事業に臨める状態ではなかったと言える。つまり、再エネ事業を実施するニーズがあったものの、固定枠の対象から外れるため、安心して再エネ事業に臨めず、再エネ事業を断念せざるを得ない事態となっていた。そのため、これらの課題に対しては、例えば固定枠を超えた分は翌年度の固定枠に充て、翌年度の固定枠自体の拡大につなげることで是正することができる。また、RPS 法における再エネ価格についても安定した投資に結びつけるため、一定期間の価格保証やグリーン電力証書の安定した需要の創出を図ることで、FIT 制度のメリットである安定した投資の役割を補完することができる。さらに日本では FIT 法が導入され、すでに再エネ事業のポテンシャルが判明している。つまり、採算性の見合うレベルの再エネ事業がどれぐらい存在するのかがすでにわかっている状態である。よって、このポテンシャルをもとに、固定枠を超える分についても再エネの買取義務を負わせたり、次期の固定枠の拡大につなげたりすることで、RPS 制度のもとで安心して再エネ事業を増やすことが可能となり、計画的に普及させていくことが可能となる。

第3節 福島復興に向けて

東日本大震災後、再エネが原発の代替になる電源として期待されている。どちらも同じ電力を生み出すものであり、原発の代替電源としての可能性を秘めている。しかし現実的に原発で作られる電力を再エネで賄うとすれば、大きく2つの課題がある。1つ目が規模であり、2つ目が安定性である。1つ目の規模に関して、『電気事業便覧平成24年版』によると、2010年度の原発の総発電量は2,882.3億kWhであった。端的に言えば、この規模の電力を新たに設置される再エネで賄うというものである。同年度の再エネの発電量は、風力発電が40.2億kWh、太陽光発電が0.2億kWh、地熱発電が26.3億kWh、合計66.7億kWhである。単純に計算すると、再エネの規模を40倍以上増やさなければならない¹⁴³。この数値にはバイオマス発電が含まれていないため、多少の改善が見込めるものの、それでもかなり厳しいと言える。そのため、電力消費量そのものを見直す必要がある。本論文ではほとんど言及していなかったが、電力消費量の減少、つまり節電は、再エネの普及と等しく重要な課題である。これまで、オール電化の普及を促し、電力消費量を引き上げ、それに応じて新たに電源(原発)を開発するという一連の流れがあった。この流れは原発事故によって崩壊している。また、2011年、2012年と、全国的に電源不足に陥り、節電要請が

¹⁴² そのためグリーン電力証書による救済措置が図られた背景がある。しかし、グリーン電力証書も安定した収入源になるとは限らず、不安定な再エネ事業になっていた。

¹⁴³ 原発と再エネの代替を考慮する際、出力ベースで見ると、設備利用率について注意する必要がある。原発の設備利用率は高く、震災以前であれば60～80%の高さであった。一方、再エネは風力発電なら20%前半、太陽光発電なら12%程度である。つまり、出力ベースで同じ規模でも、実際に得られる発電量には大きな差が生じることになる。

なされたのも記憶に新しく、東日本大震災のインパクトもあり、大幅な節電効果があったが、東日本大震災の風化とともに節電に対する関心も薄れている。ヨーロッパは再エネの先進地域という認識が強いが、再エネの制度や技術などは日本も十分負けていない。日本が負けているのは、省エネに対する意識である。筆者が2013年9月に清水修二福島大学教授を団長とするドイツ・デンマーク調査を行った際、ドイツでもデンマークでも、再エネと同じぐらい省エネについての説明がなされ、その取組みも多岐にわたっており、いかに省エネに対しても力を入れているかわかった。日本でもエコ住宅などでそういった取組みはあるが、広く一般化し、文化として根付いているとは言い切れない。省エネをすることで電力消費量を削減することができるが、電気事業者にとっては収入を減らすことを意味するため、平常時の特にピーク時以外の省エネは望まれないと言える。一方で、省エネ対策に対し、ガラスの二重窓化や省エネ機器の導入などは、各種製造業にとっては望まれるものである。新たな活路を見出すためにも、再エネの普及と併せて省エネに対しても力を入れていくべきと言える。また、併せて日本では対象となっていないバイオマス発電の熱利用に対しても注目される必要がある。バイオマス発電の電力もFIT法の対象となっているが、バイオマス発電のメリットは燃料を調達し、そこに係る一連の産業との連携が可能であることと、熱が出るということである。熱利用を行うことによって、発電事業だけでは採算が合わない事業でも事業性が見出せるようになることも少なくない。日本では熱利用のためのインフラが十分ではない。その点もヨーロッパとの大きな違いである。昨今、東京都を中心に送電系統の地中化を検討されているが、併せて熱利用のインフラ整備も行うことで、より効率的なエネルギー利用のシステムが構築できる。

2つ目の安定化に関して、原発は一度稼働すれば、24時間同じ量を発電し続けるため、ベース電源として使われてきた。既存の実用化されている発電技術の中では、原発のほかでは水力発電や地熱発電が持つ特徴と言える¹⁴⁴。これを他の再エネで賄うことは非常に難しい。もともと風力発電は風任せであり、太陽光発電は天気任せである。まして太陽光発電は夜の発電が不可能である。安定した電力を供給するためには、再エネの組合せと数の多さでカバーすることになる。また、併せて電力の消費地と生産地を直結させ、送電ロスを減らしたり、効率的な電力需給を図るためにスマート・グリッドを活用したりすることも必要になってくる。そして、大容量の蓄電技術の開発も待たれる。以上のことからわかるように、安定化の面では様々な課題が残されており、制度設計や社会システムで改善できる課題も限られている。よって、制度的な側面と技術的な側面から、車の両輪のように、研究開発を進めていく必要がある。

以上、2つの観点から原発を再エネで代替するための課題を示した。最後に福島県がなぜ原発事故の被災地であるにも係わらず、再エネを用いて復興を目指すのかを、筆者なりに解釈する。客観的に見れば、電源の種類の豊富さと送電系統の整備が挙げられる。福島県

¹⁴⁴ 原発が停止しているときは火力発電で電力を賄っているが、本来火力発電は電力消費量の変動に応じて出力を調整できることから、オフピークからピークまでのミドルロード電源として使われている。

は現在実用化されている全ての電源を有している数少ない県である。再エネのポテンシャルは豊富であり、地域ごとにあらゆる再エネの導入の可能性を秘めている。また、原発や火力発電も多く立地していることから、すでに多くの送電系統が通っていることも有利に働く。このような要素のほかに、エネルギーに対する歴史的なつながりの深さが挙げられ、福島県ではエネルギーが身近なものとして存在している。福島県はこれまでエネルギー供給県として関東へのエネルギー供給を担ってきた。常磐炭鉱は19世紀後半から開発が進み、高度経済成長期に石炭から石油に転換するまで、産炭地域として重要な役割を果たしてきた。また、電気についても1914年に福島県猪苗代から東京に向けて長距離送電の成功し、その後の全国的なエネルギーの供給地と消費地の選別の契機となった。今でも猪苗代周辺には東京電力の水力発電が多く立地している¹⁴⁵。さらに近年も浜通りでは原発や火力発電所からの電力が関東へ供給されていたことから、エネルギー供給の歴史は100年にも及ぶ。しかし、これまで福島県はエネルギー供給に対し、主導権を取ることはほとんどなかった。福島県の復興は、こういった歴史からの転換を図り、福島県民が主役となり、再エネ事業に対して主導権を持つことにある。具体的には、再エネ事業の「始める」「続ける」「止める」という判断を福島県民自身が行うことである。再エネ事業を始めることによって再エネ事業のノウハウを蓄積することができる。再エネ事業を続けることによって福島県民に利益が入る。そして再エネ事業に不具合や問題が生じた場合、きちんと止めるという判断を福島県民自身の下せることが重要である。原発は福島県民自身で止める判断ができなかった。仮に再エネ事業においても環境汚染や健康被害などを伴うような事態が発生した場合、きちんと止める判断を下せることが重要である。それが本当の意味で「再生可能エネルギーの先駆けの地」の実現につながる。

福島県の復興に際し、再エネ事業だけでは基本的に雇用を生み出さず、FIT制度もプレミアム期間が終われば経済的なインセンティブも減り、再エネ事業自体が下火になってくる。再エネ政策の見直しも重要であるが、同時に再エネ事業のあり方も見直す必要がある。例えば地域産業(地場産業)と再エネ事業が連携し、双方にメリットがある形の再エネ事業を展開することで地域経済の活性化につながり、復興にも貢献する取組みと言える。いかに地域産業と連携できるか、どのように連携できるのかを中心に再エネ事業を展開していくことが必要である。そしてそのために地域レベルでの再エネ政策を実施していく必要がある。これまで再エネ政策は国が方針や基本的な枠組みを作り、先進的な都道府県が政策的に推進する体制を構築してきた。今後は、都道府県の再エネ政策のもと、市町村レベルで地域の自然環境や産業、文化などを反映した、地域に根づいた再エネ政策の展開が望まれる。そしてそのためには再エネ事業や電気事業を担える人材が必要であり、再エネ事業を支援できる人材が必要になる。これにより地域に根づいた再エネによる電気事業体制が構築できる。

¹⁴⁵ この電気事業を担ったのが猪苗代水力電気株式会社であり、後に東京電灯(東京電力の前身)に合併している。

このような再エネによる地域レベルでの小規模分散型の電気事業体制は、これまでの大規模集中型の電気事業に比べると、非合理的と判断される。しかし、大規模集中型の電気事業では、エネルギー資源を国外に依存し、価格高騰といった国際相場のリスクを抱え、そして何より資源の枯渇や温室効果ガスの排出といった環境問題が生じ続けることになる。このことから、長期的には再エネに転換し、再エネが基幹電源にならなければならない。そして大規模集中型の電気事業では、災害が起きた場合に被害が大きくなり、地域の人たちは何ら関与できる余地がなく、復旧・復興に時間を要することになる。小規模分散型の電気事業体制では、災害が起きた場合でも、被災地以外では停電といった影響を受けず、被災地でも地域ごとに電気事業を担える人材がいることで復旧・復興をスムーズに進めることができる。つまり、再エネによるエネルギーの地産地消は、一見すると経済的に非合理的と言えるが、地域に雇用を生み出し、災害に強い電気事業体制を構築することができる。このように福島県の経験をもとに、地域産業と連携し、再エネを用いて地域で電気事業を担える福島モデルの構築及び実装が望まれる。

参考文献

- 朝野賢司(2011)『再生可能エネルギー政策論』エネルギーフォーラム
- 荒初男(1998)「電気事業と競争政策」『公益事業研究』第 50 巻第 1 号 pp.9-13
- 飯田哲也(1999)「グリーン電力制度の展開」『環境と公害』vol.28 No.4 pp.31-37
- (2002)「自然エネルギー普及の政策上の現状と課題——社会合意と社会参加による自然エネルギーの爆発的普及へ」『公益事業研究』第 54 巻第 1 号 pp.57-62
- (2003a)「いよいよ施行された新エネ RPS 法の課題」『エネルギー』vol.36 pp.38-41
- (2003b)「再生可能エネルギーの導入目標——バイオマス及び自然エネルギーの導入可能性」『環境情報科学』32-1 pp.25-32
- (2004)「自然エネルギーの動向と展望」『環境研究』No.133
- 編(2005)『自然エネルギー市場』築地書館
- (2011)『エネルギー進化論』ちくま新書
- 石原進・永野芳宣監修(2012)『クリーンエネルギー国家の戦略的構築』財界研究所
- 伊勢公人(2011)「ドイツにおける FIT 制度の展開と課題」『環境経済・政策研究』【環境論壇】 vol.4 No.1
- いわき市(2012)「いわき市復興事業計画（第一次）」
- 植草益(2000)『公的規制の経済学』NTT 出版
- 植田和弘・梶山恵司編(2011)『国民のためのエネルギー原論』日本経済新聞出版社
- 江副憲昭(2002)「電力市場の自由化：小売供給市場の構造分析」『公益事業研究』第 54 巻第 4 号 pp.23-34
- (2003)『ネットワーク産業の経済分析』勁草書房
- 遠州尋美編(2010)『低炭素社会への選択—原子力から再生可能エネルギーへ』法律文化社
- 遠州尋美編(2011)『低炭素社会への道程—ドイツの経験と地球温暖化の政治・経済学』法律文化社
- 大阪府(2010)「大阪経済・労働白書平成 21 年版」
- 大島堅一(2004)「21 世紀のエネルギー政策と日本の課題」『環境と公害』vol.34 No.1 pp.2-8
- (2006)「EU における再生可能電力指令策定の経緯と意義」『立命館国際研究』19-1 pp.1-19
- (2007)「再生可能エネルギー普及に関するドイツの経験——電力買い取り補償制の枠組みと実際」『立命館大学人文科学研究所紀要』88 号 pp.6591
- (2008)「欧州における再生可能エネルギー政策の展開」『公共政策研究』8 pp.51-62
- (2010)『再生可能エネルギーの政治経済学』東洋経済新報社
- 大西一清(2003)「RPS 制度開始に伴う一般廃棄物発電の余剰電力取引について」『公正取引』No.635 pp.58-61

- 大野輝之(2013)『自治体のエネルギー戦略——アメリカと東京』岩波新書
- 大平竜也(2005)「再生可能エネルギーの普及促進策と技術課題」『科学技術動向』2005年8月号
- 大平佳男(2006)「部分独占を伴う電力市場でのRPS法施行と価格差別を考慮した理論分析」『経済政策ジャーナル』第3巻、第2号
- (2007)「日本と台湾の電力市場における規制緩和と環境問題への取り組み」『大原社会問題研究所雑誌』580号
- (2007)「日本の電力市場に関するサーベイ」『大原社会問題研究所雑誌』No.583
- (2008)「電力自由化における再生可能エネルギー促進政策の比較分析」『公益事業研究』第60巻第2号
- (2010)「RPS(固定枠)制度と太陽光FIT(固定価格)制度に関する比較分析——日本の再生可能エネルギー普及政策を事例に」『公益事業研究』第62巻第2号
- (2011)「FIT制度の制度設計とRPS制度の再検討に関する一考察」『環境経済・政策研究』【環境論壇】vol.4 No.1
- (2012)「電気事業としての再生可能エネルギー政策——福島県いわき市における持続可能なエネルギー事業に向けて」船橋晴俊・長谷部俊治編著『持続可能性の危機』御茶の水書房
- (2013a)「水島コンビナートを事例にした再生可能エネルギーの政策転換に関する一考察」『地域学研究』(研究ノート)42-3
- (2013b)「福島県の再生可能エネルギー推進ビジョンと取り組みについて」『文化連情報』2013.3、No.420
- (2013c)「地域再生に向けた福島県の再生可能エネルギー政策に関する考察」『公益事業研究』(現況論文)第65巻第2号
- 大藤健太(2012)「福島県における震災前後のエネルギー動向」『公益事業研究』第64巻第2号
- 岡山県企業局(2011)「平成23年度 企業局の事業概要」
- 岡山大学・南山大学・高知大学・エックス都市研究所(2012)「平成23年度 環境経済の政策研究環境・地域経済両立型の内生的地域格差是正と地域雇用創出、その施策実施に関する研究最終研究報告書」環境省
- 奥野正寛・篠原総一・金本良嗣編(1989)『交通政策の経済学』日本経済新聞社
- 奥本啓(2011)「中国地域における環境・新エネルギー関連産業に関する生産規模推計」『エネルギー地域経済レポート』中国電力エネルギー総合研究所、No.442
- 海外電力調査会(2012)『海外電気事業統計 2012年版』
- 戒能一成(2012)「総合エネルギー統計の解説/2010年度改訂版」
- 兼平裕子(2002)「環境と両立しうる電力市場再編」『電力経済研究』No.47
- 環境エネルギー政策研究所(2003)「日本での「2010年自然エネルギー10%」の可能性につ

- いて」WWF ジャパン委託調査
- 川島康男(1995)『寡占と価格の経済学』勁草書房。
- 橘川武郎(2004)『日本電力業発展のダイナミズム』名古屋大学出版会。
- ・植田和弘・藤江昌嗣・佐々木聡(2012)『原発事故後の環境・エネルギー政策：—
弛まざる構想とイノベーション』富山房インターナショナル
- 木村啓二・大島堅一(2004)「アメリカ・テキサス州における RPS 制度の実際」『環境と公害』
vol.34 No.1 pp.47-53
- (2007)「再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準の制度理論とその制度設計課題」
『立命館国際研究』20-2
- 熊谷徹(2012)『脱原発を決めたドイツの挑戦』角川 SSC 新書
- 熊本一規(2011)『脱原発の経済学』緑風出版
- 庫川幸秀(2013)「RPS 制度と FIT 制度下の再生可能エネルギー導入量の比較」『環境経済・
政策研究』Vol.6, No.1 pp.65-74
- 倉阪秀史編(2012)『地域主導のエネルギー革命』本の泉社
- 桑原秀史(2009)「再生可能エネルギーの拡充と電力の産業組織——英国の経済政策の評価と
課題」『経済学論究』第 63 卷第 3 号 pp.357-378
- 経済産業省編(2004)『エネルギー白書 2004 年版』
- 編(2005)『エネルギー白書 2005 年版』
- 編(2006)『エネルギー白書 2006 年版』
- 編(2007)『エネルギー白書 2007 年版』
- 編(2008)『エネルギー白書 2008 年版』
- 編(2009)『エネルギー白書 2009 年版』
- 編(2010)『エネルギー白書 2010 年版』
- 編(2011)『エネルギー白書 2011 年版』
- 編(2012)『エネルギー白書 2012 年版』
- (2009)「工業統計調査 平成 21 年確報」
- 小島明弘・高濱均・芦澤正美(2007)「国内バイオマス燃焼発電システムの現状調査・分析」
『電力中央研究所報告』M07002
- 小宮山涼一・藤井康正(2011)「震災後の関東圏の電源ベストミックスと太陽光発電大規模導
入の可能性」日本エネルギー経済研究所、研究レポート
- 西藤真一(2005)「電力自由化と環境政策：再生可能エネルギー導入をめぐる」『関西学院
経済学研究』36 pp.59-76
- 佐竹誠(2002)「電気事業における規制緩和と今後の展望」『公益事業研究』第 54 卷第 1 号
- 資源エネルギー庁編(2004)『新エネルギー便覧 平成 15 年度版』経済産業調査会
- (2011)「買取制度の概要」
- 自然エネルギー政策プラットフォーム(2010)「自然エネルギー白書 2010」環境エネルギー

政策研究所

- 白井京(2005)「韓国における再生可能エネルギーに関する立法動向」『外国の立法』No.225
- スズキ・ステファン・ケンジ(2003)『デンマークという国 自然エネルギー先進国—「風のがっこう」からのレポート』合同出版
- ゼイジャック著、藤井弥太郎監訳(1987)『公正と効率—公益事業料金概論—』慶応通信 Zajac, E. E. (1978) "Fairness or Efficiency –An Introduction to Public Utility Pricing" Cambridge, Mass: Ballinger Publishing Company
- 清野一治(1993)『規制と競争の経済学』東京大学出版会
- ・新保一成(2007)『地球環境保護への制度設計』東京大学出版会
- 総務省(2012)「統計でみる市区町村のすがた 2012」
- 大門信也(2011)「震災復興のための再生可能エネルギー事業のあり方を考える—ローカルなマネーの活用可能性と諸課題—」『政経研究』97号
- 田頭直人(2002)「内外の RPS 制度について」『電力経済研究』No.47 pp.89-94
- (2003)「日豪の RPS 制度に関する一考察」『電力経済研究』No.49 pp.29-41
- (2004)「日本と英国の RPS 制度に関する比較考察」電力中央研究所研究調査資料 Y03908
- ・岡田健司(2009)「欧州の再生可能エネルギー支援政策の追加費用とその転嫁規定」『電力中央研究所報告』Y08011
- 高橋洋(2011)『電力自由化—発送電分離から始まる日本の再生』日本経済新聞出版社
- 竹濱朝美(2010a)「太陽光発電に対するフィード・イン・タリフの買取費用：ドイツ型と日本型の比較」『立命館産業社会論集』第46巻第2号.
- (2010b)「ドイツにおける太陽光発電に対するフィード・イン・タリフの制度設計、費用と効果」『立命館産業社会論集』第46巻第3号.
- 巽直樹(2005)「電力会社の持続的競争優位性についての一考察」『公益事業研究』第57巻4号 pp.1-12
- 千葉大学倉阪研究室・NPO 法人環境エネルギー政策研究所(2011)「永続地帯 2011 年版報告書」
- 寺林暁良・安藤範親(2013)「電力固定価格買取制度への地域金融機関の対応」『金融市場』2013年1月号
- 電気事業連合会統計委員会編『電気事業便覧』日本電気協会昭和48年版、平成22、23、24、25年版
- 電気事業連合会(2010)「図表で語るエネルギーの基礎 2010-2011」
- 永井進・藤井弥太郎・阪本靖郎・安田八十五・富舘孝夫・栗林世(1993)『経済政策入門(2) 応用』有斐閣双書
- 編(1994)『現代テレコム産業の経済分析』法政大学出版局
- 長山浩章(2012)『発送電分離の政治経済学』東洋経済新報社

- 南部鶴彦・西村陽(2002)『エナジー・エコノミクス』日本評論社
- 新澤秀則編著(2010)『温暖化防止のガバナンス』ミネルヴァ書房
- 西川珠子(2011)「米国の再生可能エネルギー発電推進策～望ましい経済的インセンティブのあり方とは」『みずほ総研論集』2011年Ⅲ号、pp.69-98
- 西村陽(2000)「電力市場自由化が環境ファクターに与える影響」『公益事業研究第』52巻第1号
- (2000)『電力改革の構図と戦略』エネルギーフォーラム
- (2004)『電力自由化完全ガイド』エネルギーフォーラム
- 日本エネルギー経済研究所計量分析部編(2004)『エネルギー・経済統計要覧』省エネルギーセンター
- 日本海事検定協会(2012)「風力発電促進の条件整備に関する調査研究報告書」
- NEDO・新エネルギー技術開発部(2009)「2030年に向けた太陽光発電ロードマップ(PV2030)に関する見直し検討委員会」報告書
- NEDO(2010)「太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン」
- 八田達夫・田中誠編(2004)『電力自由化の経済学』東洋経済新報社
- 花田真一(2012)『再生可能エネルギー普及政策の経済評価』三菱経済研究所
- 日引聡・庫川幸秀(2013)「再生可能エネルギー普及促進策の経済分析～固定価格買取(FIT)制度と再生可能エネルギー利用割合基準(RPS)制度のどちらが望ましいか?～」RIETI Discussion Paper Series 13-J-070
- 福島県(2009)「福島県総合計画いきいきふくしま創造プラン～人がほほえみ、地域が輝く“ほっとする、ふくしま”～」
- (2011a)「福島県復興計画(第1次)～未来につなげる、うつくしま～」
- (2011b)「福島県復興ビジョン」
- (2012a)「福島県再生可能エネルギー推進ビジョン(改訂版)」
- (2012b)「福島県復興計画(第2次)～未来につなげる、うつくしま～」
- (2012c)「福島県総合計画 ふくしま新生プラン」
- (2013a)「再生可能エネルギー先駆けの地アクションプラン」
- (2013b)「ふくしま復興のあゆみ《第4版》」
- 法政大学サステナビリティ研究教育機構(2011)「地域のエネルギーとお金を地域と地球に活かす」第14回サス研フォーラム講演記録集(14)
- 馬奈木俊介編(2013)『災害の経済学』中央経済社
- 間々田理彦(2012)『バイオマス利用計画の経済評価—環境経済学的手法による事前評価』農林統計出版
- 室田武(2006)『エネルギー経済とエコロジー』晃洋書房
- 矢島正之(1998)「電気事業における環境・エネルギー政策と競争政策との整合性確保について」『公益事業研究』50巻第1号

- (1999)『世界の電力ビッグバン』東洋経済新報社
- (2000)「競争環境下の電気事業と環境保全」『公益事業研究』第52巻第1号
- (2001)「電力市場自由化とエネルギー・セキュリティ」『公益事業研究』第53巻第1号
- (2002)「電力市場自由化と原子力発電」『公益事業研究』第54巻第2号
- (2003)「電力自由化モデルの諸類型とその比較評価」『公益事業研究』第55巻第2号
- (2007)『市場自由化と公益事業』白桃書房
- (2012)『電力政策再考』産経新聞出版
- 山本博巳(2003)「持続可能エネルギーシナリオの検討」『電力経済研究』No.49 pp.1-10
- 楊慶敏・三輪宗弘(2007)『中国のエネルギー構造と課題』九州大学出版会
- 楊川・川島康男(2009)「ボトルネック独占による垂直的統合の市場への影響」中央大学経済研究所・ディスカッションペーパーNo.130
- 吉田文和(2011)『グリーン・エコノミー』中公新書
- (2012)『脱原発時代の北海道』北海道新聞社
- 和田武(2004)「再生可能エネルギー政策の現状と課題」『環境と公害』vol.34 No.1
- (2008)『飛躍するドイツの再生可能エネルギー』世界思想社

- Amundsen E. S. and J. B. Mortensen. (2001) The Danish Green Certificate System: Some Simple Analytical Results. *Energy Economics*, 23, pp.489-509
- Asano H. and Y. Tsukamoto. (1997) Transmission Pricing in Japan. *Utilities Policy*, vol.6, No.3, pp.203-210
- Barnett A. H. (1980) The Pigouvian Tax Rule Under Monopoly. *The American Economic Review*, vol.70, No.5, pp.1037-1041
- Berry D. (2002) The Market for Tradable Renewable Energy Credits. *Ecological Economics*, 42, pp.369-379
- Berry T. and M. Jaccard. (2001) The Renewable Portfolio Standard: Design Considerations and an Implementation Survey. *Energy Policy*, 29, pp.263-277
- Blok K. (2006) Renewable Energy Policies in the European Union. *Energy Policy*, 34, pp.251-255
- Butler L. and K. Neuhoff. (2008) Comparison of Feed-in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development. *Renewable Energy*, 33, pp.1854-1867
- Espey S. (2001) Renewables Portfolio Standard: a Means for Trade with Electricity from Renewable Energy Sources? *Energy Policy*, 29, pp.557-566
- Frondel M., N. Ritter, M. Christoph, C. M. Schmidt, C. Vance. (2009) Economic Impacts

- from the Promotion of Renewable Energies: The German experience, Final Report, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Green R., (2006) Electricity Liberalisation in Europe—How Competitive Will It Be? *Energy Policy*, 34, pp.2532-2541
- Haas R., W. Eichhammer, C. Huber, O. Langniss, A. Lorenzoni, R. Madlener, P. Menanteau, P. E. Morthorst, A. Martins, A. Oniszk, J. Schleich, A. Smith, Z. Vass, and A. Verbruggen. (2004) How to Promote Renewable Energy Systems Successfully and Effectively, *Energy Policy*, 32, pp.833-839
- Jensen S. G. and K. Skytte. (2002) Interactions Between the Power and Green Certificate Markets. *Energy Policy*, 30, pp.425-435
- Joskow P. and J. Tirole. (2000) Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks. *Rand Journal of Economics*, 31, No.3, pp.450-487
- IEA. (2008) *Deploying Renewables 2008*
- Kydes A. S. (2007) Impacts of a Renewable portfolio Generation Standard on US Energy Markets. *Energy Policy*, 35, pp.809-814
- Langniss O. and R. Wiser. (2003) The Renewable Portfolio Standard in Texas: an Early Assessment. *Energy Policy*, 31, pp.527-535
- Lauber V. (2004) REFIT and RPS: Options for a Harmonized Community Framework. *Energy Policy*, 32, pp.1405-1414
- Lesser J. A., and X. Su. (2008) Design of an Economically Efficient Feed-in Tariff Structure for Renewable Energy Development. *Energy Policy*, 36, pp.981-990
- Menanteau P., D. Finon and M. L. Lamy. (2003) Prices Versus Quantities: Choosing Policies for Promoting the Development of Renewable Energy. *Energy Policy*, 31, pp.799-812
- Meyer N. (2003) European Schemes for Promoting Renewables in Liberalized Markets. *Energy Policy*, 31, pp.665-676
- Midttun A., and A. L. Koefoed. (2003) Greening of Electricity in Europe: Challenges and Developments. *Energy Policy*, 31, pp.677-687
- Mozumdera P. and A. Marathe. (2004) Gains from an Integrated Market for Tradable Renewable Energy credits. *Ecological Economics*, vol.49, Issue 3, pp.259–272
- Munoz M., V. Oschmann and J. D. Tabara. (2007) Harmonization of Renewable Electricity Feed-in Laws in the European Union. *Energy Policy*, 35, pp.3104-3114
- Nagai S. (1993) Deregulation of Telecommunication in Japan. *Hosei University Institute of Comparative Economic Studies Working Paper*
- Negishi T and K. Okuguchi. (1972) A Model of Duopoly with Stachelberg Equilibrium. *Zeitschrift für Nationalökonomie*, 32, pp.153-162

- Nilsson M. (2005) Electric Power Oligopoly and Suspicious—a Critique of a Recently Approved Merger. *Energy Policy*, 33, pp.2023-2036
- Owen A. D. (2006) Renewable Energy: Externality Costs as Market barriers. *Energy Policy*, 34, pp.632-642
- Reiche D. and M. Bechberger.. (2004) Policy Differences in the Promotion of Renewable Energies in the EU Member States. *Energy Policy*, 32, pp.843-849
- Ropenus S., and S. G. Jensen. (2009) Support Schemes and Vertical Integration—Who Skims the Cream? *Energy Policy*, 37, pp.1104-1115
- Sijm J. P. M. (2002) The Performance of Feed-in Tariffs to Promote Renewable Electricity in European Countries, Energy Research Center of the Netherlands
- Sovacool B. K. (2009) The Importance of Comprehensiveness in Renewable Electricity and Energy-Efficiency Policy. *Energy Policy*, 37, pp.1529-1541
- Tamas M. M., S. O. B. Shrestha., and H. Zhou. (2010) Feed-in Tariff and Tradable Green Certificate in Oligopoly. *Energy Policy*, 38, pp.4040-4047
- Vachon S. and F. C. Menz. (2006) The Role of Social, Political, and Economic Interests in Promoting State Green Electricity Policies. *Environmental Science & Policy*, 9, pp.652-662
- Willems B. (2002) Modeling Cournot Competition in an Electricity Market with Transmission Constraints. *The Energy Journal*, vol.23, No.3, pp.95-125

国家戦略室・エネルギー・環境会議

国家戦略室・コスト等検証委員会

国家戦略室・需給検証委員会

総合資源エネルギー調査会・基本問題委員会

総合資源エネルギー調査会・再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム

総合資源エネルギー調査会・電力システム改革タスクフォース

総合資源エネルギー調査会・新エネルギー部会・RPS 小委員会

総合資源エネルギー調査会・新エネルギー部会・RPS 法評価検討小委員会

総合資源エネルギー調査会・新エネルギー部会・グリーンエネルギー利用拡大小委員会

総合資源エネルギー調査会・新エネルギー部会・各回資料

総合資源エネルギー調査会(2009)新エネルギー部会「新エネルギー部会中間報告」、2009年
8月31日

総合資源エネルギー調査会・新エネルギー部会・買取制度小委員会

総合資源エネルギー調査会・新エネルギー部会・風力発電系統連系対策小委員会

総合資源エネルギー調査会・調達価格等算定委員会

総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会

総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・コスト等検討小委員会
総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・基本問題小委員会
総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・基本問題小委員会系統利用制度ワーキング
グループ
総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・基本問題小委員会市場環境整備ワーキング
グループ
総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・原子力部会電力自由化と原子力に関する小
委員会
総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・市場監視小委員会
総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・制度・措置検討小委員会
総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・制度改革ワーキンググループ
総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・制度改革評価小委員会
総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・制度環境小委員会
総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・適正取引ワーキンググループ
総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・発電コスト等試算ワーキンググループ
総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会・料金制度小委員会
総合資源エネルギー調査会・電力システム改革専門委員会
総合資源エネルギー調査会・電力需給に関する検討会合(電力需給緊急対策本部)

環境省「地球温暖化対策のための税」 <http://www.env.go.jp/policy/tax/about.html>

気象庁・気象統計情報 <http://www.jma.go.jp/jma/menu/report.html>

資源エネルギー庁 <http://www.enecho.meti.go.jp/>

資源エネルギー庁なっとく再生可能エネルギー <http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/>

NEDO(新エネルギー・産業技術総合開発機構) <http://www.nedo.go.jp/>

NEDO「局所風況マップ」 <http://app2.infoc.nedo.go.jp/nedo/>

RPS 管理システム <http://www.rps.go.jp/>

環境エネルギー政策研究所 <http://www.isep.or.jp/>

自然エネルギー協議会 <http://www.enekyo.jp/>

日本自然エネルギー株式会社 <http://www.natural-e.co.jp/>

北海道電力 <http://www.hepco.co.jp/>

東北電力 <http://www.tohoku-epco.co.jp/>

東京電力 <http://www.tepco.co.jp/>

中部電力 <http://www.chuden.co.jp/>

北陸電力 <http://www.rikuden.co.jp/>

関西電力 <http://www.kepco.co.jp/>

中国電力 <http://www.energia.co.jp/>

四国電力 <http://www.yonden.co.jp/>

九州電力 <http://www.kyuden.co.jp/>

沖縄電力 <http://www.okiden.co.jp/>

福島県 <http://www.cms.pref.fukushima.jp/>

あとがき

2011年3月11日午後、私は法政大学多摩キャンパスのサステナビリティ研究教育機構で環境アーカイブズの仕事をしていた。大きな揺れが起き、落ち着いてから震源や被害を知るためにテレビをつけてしばらく見ていると、津波が襲われるシーンが映し出された。場所は宮城県仙台市・名取市付近だったと思うが、東北地方の太平洋側と知り、家族の安否を知るため、いわき市の実家に電話を掛けた。しかし一向につながる気配がなかった。しばらくして、思いついたかのように当時アメリカに住んでいた2番目の姉にメールで安否を伝え、夜になり私は帰宅した。帰宅後はラジオで情報を聞きつつ、携帯電話で実家に連絡を続けた。実家から海岸まで直線距離で約1km強であり、最寄りの小名浜港は津波に襲われたという情報ばかりが出てきて、不安を感じていた。午後9時前、アメリカにいる姉から実家の安否が確認できたというメールが入った。これで少し安心したが、直接安否を確認しようとその後も電話をかけ、最終的につながったのは日付が変わった午前1時ぐらいであった。ただし、メディアから原発の収束は伝えられず、不安のままであった。

翌日、福島第一原発1号機が水素爆発した。家族はその日の夜に茨城県東海村にある叔母の家に避難していた。1番目の姉が一緒に、小学生と乳児の姪がおり、少しでも離れるためであった。私は原発事故の状況を注視して数日が経ち、14日昼に静岡県伊東市にある母方の親戚の家に避難する旨の連絡が家族から入った。しかし、父親だけは家に帰ると言ってきた。ここで家族がバラバラになることは得策ではなく、父を残して静岡に避難しても家族の不安が大きくなると思い、私は反対し一緒に静岡に行くべきと伝えた。父は頑固であり、息子の私の意見を聞くことはなかったが、私はとっさに「電気の研究をしている専門家の意見が聞けないのか」と言い、父を説得し、父は従った。私はこのような説得をしたことに自責の念を持っている。電力の研究者ではあるが、放射能の専門家ではない。連日流れる放射能の健康被害のニュースで理解し、また、私がエネルギー問題に関心を持ったJCO臨界事故以降、独学で勉強はしていたが、専門家と称して人の判断に介入したことが本当によかったことなのか未だ後悔している。この場を借りて父に謝罪したい。

15日早朝、家族は静岡に向かっていた。その前夜、風向きが南に向かって流れるという気象情報を得ていたことから、ブルームが関東に流れ込むと思い、移動の際は車の窓を開けず、外気を取り込まないように忠告をした。静岡では近所の消防署で放射能の測定ができたことから、家族は検査を受け、何も検出されることなく、静岡の親戚宅に入った。家族にとって2度目の避難となった。家族も親戚の家を転々とし、落ち着かない避難生活で体調も崩し気味であった。その後、当時私が住んでいた神奈川県相模原市の同じ市内にマンションを借り、そこに来るように促した。22日、相模原市のマンションに家族が避難してきた。3度目の避難である。自動車から出てきた家族は疲れ切っていたが、家族だけが住む家を確保できたことから、安堵した雰囲気も窺えた。その後、原

発の状況の情報も出てきて、小学校の始まるということになり、それに合わせて家族は実家に帰っていった。その頃には福島県内の放射線量に関する情報も出てきており、いわき市の数値から年間被ばく量を自分なりに計算し、大丈夫だろうと判断してのことだった。その後も福島県やいわき市のホームページで発表される放射線量の情報をまとめ、その傾向や年間被ばく量の計算をして伝えていた。

私は震災以降、福島県の復興計画やいわき市の復興計画を逐一確認し、福島県がどのように復興していくのかを追っていた。そして東日本大震災が起きて1年が過ぎ、福島大学うつくしまふくしま未来支援センターから再エネに関する復興支援を行う特任研究員の募集が発表された。公募内容を見ると、福島県の復興に向け、自分の専門分野でも活かせると思い、応募し、幸いにして採用された。急な採用にも係わらず、前職の法政大学大原社会問題研究所には快く送り出していただいた。原伸子所長を始め、所員の方々に感謝申し上げたい。

福島大学うつくしまふくしま未来支援センターで復興支援の仕事にあたる中で、福島県の再エネ政策など非常に多くのことを学ばせていただいている。実際の福島県のエネルギー政策を担っている福島県企画調整部エネルギー課の方々には、たびたび調査などで伺い、快く対応いただいている。エネルギー課の方々に感謝申し上げます。また、当時福島県の再エネの拠点となりつつあったNPO法人超学際的研究機構に定期的に通うこととなり、現在、ふくしま再エネ事業ネットの窓口となっており、実際にあらゆる情報が集約されるようになってきている。現在も定期的に超学際的研究機構に伺い、再エネの相談にも対応しつつ、情報交換をする機会をいただいている。改めて記して感謝申し上げます。

福島大学うつくしまふくしま未来支援センターに採用され、復興支援を行う中で福島県の復興に寄与するものにしたいと思い至り、博士論文の構想を再構成し、本論文をまとめるに至った。このような場で活躍の機会をいただいた当時のセンター長である山川充夫福島大学教授(現名誉教授、帝京大学教授)、環境エネルギー部門長である山口克彦共生システム理工学類教授、また直属の上司にあたる地域エネルギー計画支援担当マネージャである佐藤理夫共生システム理工学類教授には心から感謝申し上げます。特に佐藤理夫教授には、再エネの技術的な側面についてわからないことがあれば、多忙な中にも係らず丁寧にご教授していただいている。また、博士論文執筆当時にセンター長であった中井勝己行政政策学類教授(現福島大学学長)を始め、多くの復興に携わるセンター員の方には、普段からの復興支援に向けた意見交換だけでなくプライベートな付き合いまで多くの刺激をいただいている。さらにふくしまスマートシティプロジェクトの渡辺正彦客員教授、星効連携研究員には、地域経済と再エネの係わりについて多角的な視点から考えるきっかけをいただいている。この場を借りて感謝申し上げます。

他にも学会や研究会などで多くの方から有益なコメントをいただいた。また、2010年夏には関西電力及び中国電力に聞き取り調査を行い、また、福島大学に着任後は、白河地域再エネ推進協議会(鈴木俊雄会長)及び白河市を始め、県内各地で聞き取り調査を行った。記

して感謝申し上げます。なお、本論文の誤りは全て筆者にある。

最後に、法政大学大学院経済学研究科にて博士論文を提出するにあたり、松波淳也経済学部教授には、法政大学経済学部の学部生の頃から環境経済学について指導していただき、大学院に進学してからは研究の初歩から研究者の志も含めて指導していただいた。心より厚くお礼申し上げます。また、永井進経済学部教授には、修士論文の指導教員をしていただき、その後も変わらぬご指導をいただいた。さらに西澤栄一郎経済学部教授には、修士課程の副指導教員をしていただき、博士論文の審査をしていただいた。この場を借りて心より深く感謝申し上げます。

大平 佳男