

京都大学大学院経済学研究科
再生可能エネルギー経済学講座
ディスカッションペーパー（修正版）

再生可能エネルギーの導入障壁および発送電分離に関する論文レビュー

Barrier of renewable energy development and transmission unbundling:
A literature review



~~2020年1月22日~~

~~22th January 2020~~

2020年2月5日

5th February 2020

京都大学大学院経済学研究科
博士後期課程

杉本康太

Kota SUGIMOTO

Ph.D. Candidate,

Graduate School of Economics,

Kyoto University



初版からの修正箇所について

- ・修正箇所① 2頁「公的補助」内、第2段落の8～11行目

修正前「日本の FIT 制度で 2030 年までに再エネの導入水準を 22~24%に高めるために設けられている 3.7 ~4 兆円という買取価格の総額（見込み）は、原発や石油に投入されてきた額に比べるとわずかに約 3 分の 1 である。」

修正後「(削除)」

削除理由：3.7 ~4 兆円という買取価格の総額（見込み）は、FIT 制度開始時から 2030 年までの買取額の総額ではなく、2015 年に資源エネルギー庁が行った 2030 年単年度の買取価格の総額（推定値）であり、過去の非再エネ電源への公的補助の実績額と、不確実性の存在する未来の FIT の買取額の推定値を比較することは適切でないと考えられるため。

- ・修正箇所② 4頁「負の外部性」内、第3段落の3～9行目

修正前「日本でも同様に、原子力事業者は民間保険と政府との補償契約を結ぶが、どちらに対しても 1,200 億円が上限額である（脚注 4）。日本は欧米と異なり、残りの賠償も事業者の無限責任としており、賠償額に上限はなく、「原子力損害の賠償に関する法律第 16 条」では政府は「必要な援助を行うものとする」となっている。ところが今回の福島第一原発事故では、賠償費用のうち約 2.4 兆円は託送料金への上乗せの形で消費者（原発を所有していない新電力の需要家も含めた全需要家）が負担することになった（脚注 5）。」

修正後「つまり上限額以上の損害賠償費用は政府が負担することになり、原子力事業者にとってはその費用を外部化していることになる。日本でも同様に、原子力事業者は民間保険と政府に対してそれぞれ上限額 1,200 億円との補償契約を結んでいるが、欧米と異なり、原子力事業者の賠償責任に限度額を定める規定はない（無限責任）。つまり原子力事業者が全ての損害賠償額を負担（内部化）することを意味し、この点では有限責任制を執っている欧米諸国よりも外部化の水準は低いといえる。

ただし「原子力損害の賠償に関する法律第 16 条」では、政府は「必要な援助を行うものとする」とされている。実際に今回の福島第一原発事故で政府は、国債の交付などを通じて損害賠償資金の貸し付けを行っており、東京電力株式会社に対して行った支援額は 2018 年までに 8 兆円を超えている（渡邊 2018）。さらに除染費用のうち、中間貯蔵施設費用相当分については 2017 年末までに累計で 1520 億円の資金が交付されている（渡邊 2018）。この交付分については 原子力損害賠償・廃炉等支援機構による国庫納付の上限額に含まれないため、原子力事業者は費用を外部化していることになる。」
修正理由：原発事故の損害賠償費用を託送料金に転嫁して需要家から回収する行為自体は原子力事業者の外部化にはあたらないと考えられるため。また、本段落全体の論旨が明確でなかったため。

- ・修正箇所③ 27頁「送電設備または連系線への投資」内、第1段落の2行目

修正前「所有分離が送電設備への投資へ与えた影響については、第4章で詳しく検証する。」

修正後「(削除)」

削除理由：この一文は本 DP が博士論文の第 1 章だった際に第 4 章を参照するために挿入されていたが、本 DP 内に当該章の内容は含まれていないため。

再生可能エネルギーの導入障壁および発送電分離に関する論文レビュー
Barrier of renewable energy development and transmission unbundling:
A literature review

京都大学大学院経済学研究科 博士後期課程 杉本康太
Kota SUGIMOTO¹

Ph.D. Candidate, Graduate School of Economics, Kyoto University

Abstract:

In order to develop renewable energy generation, it is necessary to widely understand factors preventing the introduction of renewable energy. In this paper, I consider the relatively high cost of renewable energy as a barrier to the introduction of renewable energy and survey the previous literatures in this field. They are mainly categorized into the public subsidies that existing power sources have received in the past, not-internalized negative externalities of power sources other than renewable energy, and electricity market design which prevents the lowering of the integration cost of renewable energy. There are other non-market related barriers so I summarize the highlights of the well cited literature from Web of Science and Google Scholar over the past 20 years.

In the second half of this paper, I discuss why the separation of power generation and transmission can be an effective solution to some of the barriers to diffusion of renewable energy by surveying previous studies. The separation of power generation and transmission is considered to have the effect of removing barriers to the entry of renewable energy by making connecting to the transmission and distribution system more easily and operating the transmission system without discriminating new entrants, and by increasing investment in transmission facility or interconnection lines and so on. However, it should be noted that the separation of power generation and transmission is not the only way to remove barriers to the introduction of renewable energy.

Keywords: renewable energy generation, entry barrier, transmission unbundling, literature survey

要旨

再エネの導入を可能にするためには、再エネの導入を妨げている要因を広く理解する必要がある。本論文の前半では、再エネが比較的高い発電費用を持っている要因を再エネ導入の障壁にとらえ、この分野の先行研究をサーベイする。それらは既存の電源が過去に受けてきた公的補助、再エネ以外の電源が持つ負の外部性、再エネの統合費用低下を阻む電力市場の制度設計に分けられる。さらに費用以外の様々な導入障壁についても、過去20年間の先行研究のうちWeb of ScienceやGoogle Scholarで引用数の多い文献の要点をまとめる。

本論文の後半では、なぜ発送電分離が再エネ普及のいくつかの障壁に対する有効な解決策となる可能性があるのかについて、先行研究をサーベイしながら議論する。発送電分離には、送配電系統への接続や系統の運用が新規参入事業者にとって差別を受けずに行われること、送電設備または連系線への投資が増加することなどによって再エネの参入障壁を取り除く効果があると考えられる。ただし、発送電分離は再エネ導入の障壁を取り除く唯一の手段ではないことについても留意する必要がある。

キーワード： 再生可能エネルギー、参入障壁、発送電分離、文献サーベイ

(2019年12月21日受理)

¹ Email: sugimoto.kota.52v@st.kyoto-u.ac.jp

はじめに

“自然エネルギー論者が発送電分離を主張している。(中略) 私はこの考えがわからない。まず、自然エネルギーが普及し拡大しなかった理由は、発電コストが高すぎるからではないのか。それに発電の不安定性という質の悪さが加わる。(伊東 2013 : 87-88)”

再生可能エネルギー(再エネ)の導入を妨げている障壁(barrier)として一般に認知されているのは、発電費用(均等化発電原価 = {(資本費 + 運転費用 + 燃料費) / 総発電量})の高さである。これまで再エネの発電費用は高く、再エネ以外の従来型電源(火力や原発)の発電費用は安いと考えられていた。しかし電源同士の発電費用を比べる際には、見せかけの私的発電費用と、概念上の社会的発電費用を区別することが重要である(栗山・馬奈木 2016)。現実の市場経済では、火力発電や原発のような非再エネ電源は、外部費用の十分な内部化を免れている(市場の失敗)だけでなく、数十年にわたって政府による補助金を受け取ることで私的発電費用を下げてきた(Neuhoff 2005)。対照的に、再エネに対する公的補助は歴史的に少なかった一方、再エネの外部費用は低い(環境省 2011)。これらの事実を考慮しない場合、再エネの価値が過小に評価される恐れがある。

しかし再エネの私的発電費用が非再エネ電源より安くなりつつあるとしても、再エネが円滑に普及できるとは限らない。再エネの導入を可能にするためには、普及を妨げている費用以外の要因を広く理解する必要がある。そこで本論文の前半ではまず、再エネが比較的高い発電費用を持っている要因を再エネ導入の障壁ととらえ、この分野の先行研究をサーベイする。さらに費用以外の導入障壁についても、過去 20 年間の先行研究のうち Web of Science や Google Scholar で引用数の多い文献の要点をまとめる。本論文の後半では、なぜ発送電分離が再エネ普及の障壁に対する有効な解決策となりえるのかについて、先行研究をサーベイしながら議論する。

1. 市場競争面の障壁

再エネの普及の障壁は、市場競争面での障壁とそれ以外の障壁(金融・制度・技術・社会・文化・行動面など)に大別できる(Painuly 2001)。市場競争面の障壁とは、再エネが他の電源と市場で競争する上で公平な条件(level playing field)が整備されていないことだ。それは非再エネ電源が①政府から補助金を受けることで発電費用を低下させ普及してきた点、②外部費用を十分に内部化していない点、そして③電力市場の不適切なデザインの 3 点から生じている。これらが存在する場合、電力市場において各電源がエネルギーの生産者および消費者に向けて正確な価格シ



グナルを発するようにはなっていない(Owen 2006)。その結果、現状の電力システムは、火力や原子力のような非再エネ電源に有利になるように価格づけがされている。以下でこの3点について詳しく説明する。

1. 1 公的補助

電源間の公平な競争に影響を与える1つ目の要因は、政府による直接的・間接的な補助制度である。各国政府はこれまで、非再エネ電源の燃料の採掘（開発）・生産・輸送・消費の各段階で生じる真の費用から消費者を守るために様々な補助をしてきた。そのため消費者は、非再エネ電源が環境へ及ぼす社会的費用を明確に把握できない状況にあった。政府補助の分だけ非再エネ電源の電力価格が安くなっている場合、消費者は省エネのインセンティブを持たないため消費量を過剰に増やしてしまうだけではなく、再エネの導入が進まない原因になる。

では日本では、非再エネ電源は過去にどれだけの公的補助を受けてきたのだろうか。大島（2010）は、財政調査会『国の予算』を用いて、日本政府の国家予算²が各エネルギー源にどれだけ使われてきたのか電源別に推定している。その結果、1970年度から2007年度までの過去38年間に、原子力発電と石油エネルギーにそれぞれ12兆円強の財政資金が投入されてきたことが明らかにされた。この2つのエネルギー源に全エネルギー予算の7割が費やされていたことになる。残りは、石炭エネルギーに約4.5兆円、水力発電に約2,800億円、そして（水力発電以外の全ての再エネ電源を含む）新エネルギーに対してはわずか約1.3兆円であった。

特に原子力発電は、発電費用を低下させるために、他のエネルギー源とは比較にならないほどの政策的な優遇措置（立地支援、研究開発、安全・保安、使用済み核燃料の処理支援など）が継続的に与えられてきた（小川 et al. 2013）。IEAによれば、研究開発および実証（RD&D）に対する公的支出額は、日本においては1980年前後から2007年以降も毎年2,000億円以上が安定的に原子力発電（図中の黄色部分、上から4つ目の項目）に対して割り当てられている。一方、再エネ（図中の緑色部分、上から3つ目の項目）への支出額は2010年頃までおよそ100億円と非常に少なかった（IEA 2019）³。図1～3から明らかのように、アメリカやドイツと比較しても、日本の再エネへの研究開発費の水準は非常に小さい。

² 電源開発促進対策特別会計と一般会計エネルギー対策費と石油特別会計の合計額。

³ 日本では再エネの中でも支援の手厚さには大きな差があった。太陽光発電に比べて風力発電への公的補助が乏しかった要因については、鈴木・城山・松本（2007）の第2章と第3章を参照。

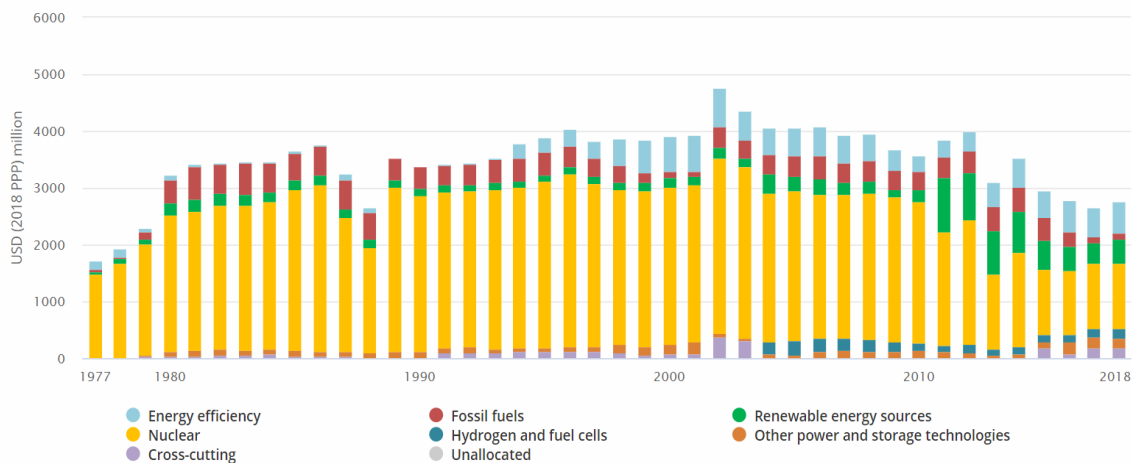


図1 日本のエネルギーに関するRD&Dのための公的予算額(出典 IEA 2019)

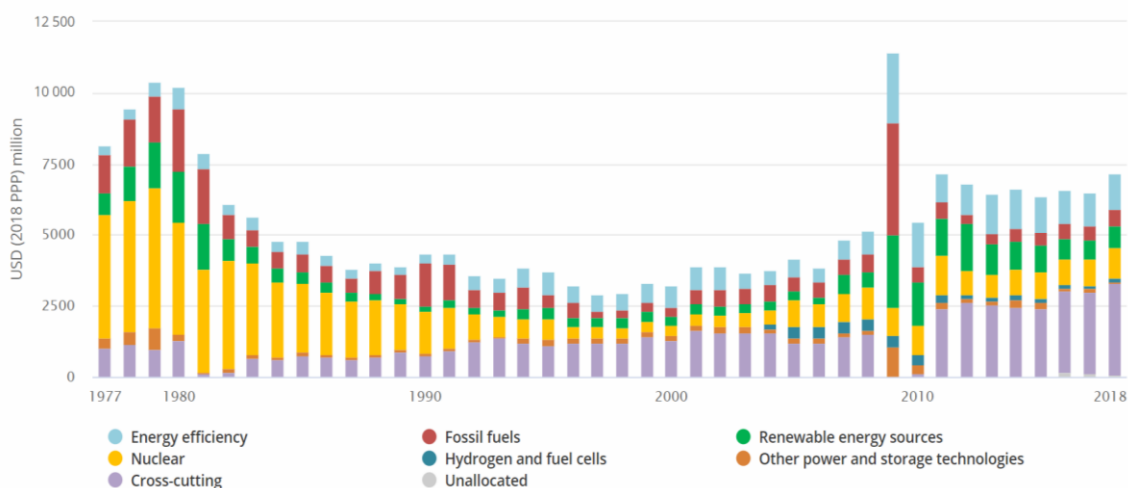


図2 アメリカのエネルギーに関するRD&Dのための公的予算額(出典 IEA 2019)

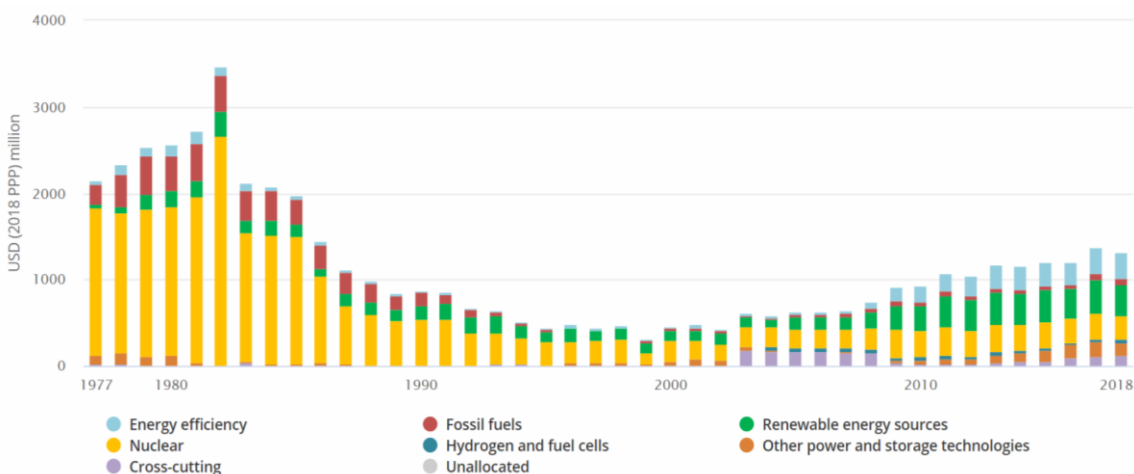


図3 ドイツのエネルギーに関するRD&Dのための公的予算額(出典 IEA 2019)



1. 2 負の外部性

英国の経済学者ピグーは、負の外部性の是正手段として「内部化」を提案した。しかしコモンズの悲劇で有名な生態学者ハーディンが主張したように、合理的に利潤を追求する企業は、自身の活動により生じる多くの費用をできるだけ「外部化」しようとする傾向にある(Hardin 1968)。そのため、政府の介入により内部化がなされない限り、企業は常に可能な限り多くの費用を一般大衆に負担させるように市場環境をつくりあげることが予測される。つまり営利企業は、政府による内部化のための政策の実施にも反対する。非再エネ電源を中心に電気を生産している電力会社が外部化に成功している場合、消費者が1kWh 当たりを支払う電力価格は、外部費用を内部化した場合にかかる実際の社会的発電費用よりも小さくなる。

火力発電の持つ外部費用の代表的なものが、排出する二酸化炭素がトリガーとなって発生する気候変動が人類にもたらす被害だ。現在、二酸化炭素の排出量削減のための排出量取引制度または炭素税は、気候変動を防ぐために必要だと科学的に提案されている量・価格より少なくなっている。スターン報告によれば、二酸化炭素の社会的費用（私的費用と外部費用の和）は、1 トンあたり約 85 ドルになると推定されている（スターン 2006）。しかし日本で 2012 年 10 月 1 日に導入された地球温暖化対策のための税は、原油や液化石油ガス、石炭に対して二酸化炭素排出量 1 トン当たりわずか 289 円のみである。さらに、本格的な炭素税・排出量取引制度は 2019 年現在導入されていない。つまり日本の火力発電の外部費用の内部化は、現状では不十分な水準にある（安田 2019）。

欧米の多くの国では、原子力発電の事故により生じる損害賠償費用のうち、数千億円程度の上限額のみを電力会社に求め、残りは政府が補償を行うようになっている（伊東 2013）。つまり上限額以上の損害賠償費用は政府が負担することになり、原子力事業者にとってはその費用を外部化していることになる。日本でも同様に、原子力事業者は民間保険と政府に対してそれぞれ上限額 1,200 億円との補償契約を結んでいるが、欧米と異なり、原子力事業者の賠償責任に限度額を定める規定はない（無限責任）。つまり原子力事業者が全ての損害賠償額を負担（内部化）することを意味し、この点では有限責任制を執っている欧米諸国よりも外部化の水準は低いといえる。

ただし「原子力損害の賠償に関する法律第 16 条」では、政府は「必要な援助を行うものとする」とされている。実際に今回の福島第一原発事故で政府は、国債の交付などを通じて損害賠償資金の貸し付けを行っており、東京電力株式会社に対して行った支援額は 2018 年までに 8 兆円を超えている（渡邊 2018）。さらに除染費用のうち、中間貯蔵施設費用相当分については 2017 年末までに累計で 1520 億円の資金が交付されている（渡邊 2018）。この交付分については 原子力損害賠償・廃炉等支援機構による国庫納付の上限額に含まれないため、原子力事業者は費用を外部化していることになる。

これらの非再エネ電源への政府補助をなくし、外部費用の完全な内部化が既存エネルギー事業者の政治的な影響力等により困難な場合、再エネが非再エネ電源と公平に競争することは不可能に近い。したがって現在進行形の電源選択の歪み、特に再エネの締め出し (lock-out) を防ぐために、再エネの普及を補助する政策が正当化される。

また、原発事故の被害額や気候変動の影響といった非再エネ電源の持つ外部費用の大きさは年々上方修正される傾向があり、再エネの発電費用は技術革新や学習効果、規模の経済性により下方修正される傾向がある(Borenstein 2012)。したがって、電源間の発電費用の比較は、過去のある一時点の結果を採用するのではなく、最新のデータを用いて絶えずアップデートする必要がある。

1. 3 統合費用低下を阻む電力市場の制度設計

再エネの導入により電力システム全体に生じる費用 (統合費用 Integration cost) を低下させることは、再エネの普及にとって非常に重要である。発電量が変動するという特性を持った再エネは、既存の電力システムに導入する際に追加的に費用を発生させる。再エネの統合費用の包括的な定義は Hirth et al.(2015)が提唱しており、本論文でも彼の定義に従う。Hirth et al.(2015)によれば、再エネの統合費用とは系統内で再エネ電源による発電量が 1MWh 増加した場合に追加的に生じる費用のことであり、太陽光発電や風力発電のような自然変動電源 (Variable Renewable Electricity: VRE) が固有に持つ 3 つの特性が、既存の電力システムと相互作用することで生じる (Hirth et al. 2015; Hirth et al. 2016)。ただし、この統合費用は再エネを新規に導入する際にだけ生じるものではなく、既存の電力システムに新たに接続しようとする全ての電源に生じることと、統合費用の大きさは再エネの特性だけではなく、既存のシステムの性質によっても左右されるため、再エネ側が統合費用を生じさせる原因であるとは厳密には言えないことに注意する必要がある (Hirth et al. 2015)。

VRE の 1 つ目の特性は、出力が天気によって変動することであり、これを変動性 (Variability) という。変動性を持つ再エネは電力の需要がピーク (オフピーク) になる時間帯であっても出力を上昇 (低下) させることが困難なため、より柔軟に出力を操作できる他の電源の運転調整を必要とする。これにより追加的に生じる費用をプロファイル費用という。VRE の 2 つ目の特性は、出力 (発電量) はある程度事前に予測できるが、最終的に実現する発電量との間に誤差が存在することであり、これを不確実性 (Uncertainty) という。リアルタイムで電力需給のマッチングに責任を持つ主体である送電系統運用者 (Transmission System Operator: TSO。本論文では送電会社と表記する) は、需給調整市場 (balancing market) などを通じて予備力を調達し、再エネの不確実性に備える必要がある。これにより生じる費用をbalancing費用という。VRE の 3 つ目の特性は、日射量や風況といった再エネ資源は場所によって異なる点であり、これを場所依存性 (Location-dependence)



という。場所依存性を持つ再エネ資源を利用して発電事業を行うためには、既存の送配電システムの増強が必要になることがある。これにより生じる費用をグリッド費用という。再エネの統合費用は、プロファイル費用とbalancing費用とグリッド費用の和で定義される。

太陽光発電や風力発電などのVREは、実需給の前日以前に確実な発電量を予測することが困難である。ところが発電量が正確に予測できるようになる実需給当日の約4時間前には、多くの国の電力市場で既に大半の送電容量が配分され、当日市場での流動性が低くなっている (Neuhoff 2005)。つまり前日市場の取引終了時間が前日の12時に設定されていることは、再エネの統合費用を人工的に高くしている。当日市場や需給調整市場の取引終了時間が実需給の1時間以上前に設定されていることも同様に問題がある (Hu et al. 2018a)。さらに、入札する電気が15分単位ではなく1時間単位な点も、小刻みに変動する再エネにとっては都合が悪い。入札可能な最低出力が大きく設定してある場合、再エネやEV・蓄電池などの分散型電源を扱う小規模の事業者が市場に参加しづらくなる (Birk et al. 2017 ; Ruster et al.

2014)。このような市場設計は、本来はVRE自身が調整力 (柔軟性) を送電会社に提供し、システムの安定性に貢献できるにも関わらず、それをできなくすることで再エネの市場価値を不当に低め、需給調整のためにより多くの調整力を調達せざるを得ないようになっている。その結果、再エネの導入により生じるbalancing費用は増加する。市場価格の決め方については、地点別料金制 (Locational Marginal Pricing) を採用しているアメリカの一部のエリアを除き、日本を含む多くの国ではゾーン価格制が採用されていること、オークションではなく連続取引 (ザラバ方式) が行われていること、約定方式が限界価格方式ではなくPay-as-bid方式であることも再エネの統合費用を増加させる要因になっている (Hu et al. 2018a)。その他の電力市場のデザイン面の問題については、2.7の投資の意思決定プロセスにおける障壁も参照。再エネ事業者が時々刻々と変化する電力市場の価格シグナルに曝されていない場合、そして電力市場価格が実際の再エネの費用を反映していない場合、再エネの統合費用は再エネ事業者には負担されず、社会化 (最終消費者が負担) されていることになる (Hu et al. 2018a)。統合費用の高さは、再エネ導入にとっての障壁となる。

2. 非市場競争面の障壁

2.1 正統性の欠如

Jacobsson and Bergek (2004) によれば、様々な立場を持った人々が新しい技術に対して正統性を感じていない場合、普及に必要な市民の支持や政策支援が得にくい。スウェーデンでは1970年代から国民の意識に原子力発電へのトラウマが存在しており、スリーマイル島での原発事故後に原発を廃止するべきか否かを巡る国民投

票が実施された。Jacobsson and Bergeck (2004) は、このとき再エネが「原発の代替」として認識され、再エネの普及を図る政策はこの観点から正当化されたことが、その後のスウェーデンでの再エネの普及において2つの重要な帰結をもたらしたと指摘している。1つ目は、再エネの価値が「原発を何基代替できるか」という観点から評価されたということだ。再エネの多くは1基当たりの出力は小さいため、少なくとも短・中期的にはわずかな原発の発電量しか代替できない。このことが再エネの正統性を弱め、将来大規模に普及する可能性を人々が認識できなくなってしまったという。2つ目に、再エネの普及は原発の継続的な活用に対する脅威だと認識されたため、再エネへの支持は即ち反原発の政治的スタンスだと受け取られ、原発によって支えられてきたスウェーデンの産業界への裏切りであるとみなされた。このように、スウェーデンの国民が再エネか原発かという二項対立的図式に陥ったことも、再エネが経済界や潜在的な消費者そしてメディアから支持を得られなかったことにつながったという。その結果、再エネへの支援政策は限られたものになり、市場は成長せず、参入する企業も少なくなったと Jacobsson and Bergeck (2004) は述べている。

2. 2 政策の不安定性

再エネを支援する政策に一貫性がないことは、再エネの普及を妨げる。例えばアメリカ連邦政府の再エネ導入支援制度である生産税控除制度 (PTC) は、有効期間が数年程度と短く設定されており、国会で延長が認められずしばしば失効した。結果的に、再エネの投資を計画する事業者や融資を検討する金融機関は、不確実性をはらむこの政策を前にして、将来の収益性に関する確固たる見通しが立たずに投資を躊躇した(Barradale 2010; Shrimali et al. 2015)。

2. 3 先発企業のビジネスモデルとの対立

Sovacool (2009)によれば、既存の電力システムの関係者は従来の体制の維持を好む。彼らは効率性や利益の増加を追求するが、既存の支配体制を揺るがすような「破壊的な新技術」の普及を望まない。破壊的な新技術とは、客観的な基準で定義できるものではなく、既存の技術との比較において相対的に認知される。ある技術が備え持つ「保守的」または「革新的」という特徴は、内在的に決まるものではなく、社会的に構築されるものである。再エネは、既存の電力システムに対して多くの面で課題と困難を突き付けるため、必然的に対立と反発を招く。

その一例として Johnstone et al. (2017)は、2010~2015年の間のイギリスにおける原発とシェールガス開発の推進者が、再エネの普及を遅らせる政策過程について分析している。英国政府は、中国とヒンクリーC原発の契約にサインし、20億ポンドの債務保証を与え、エネルギー関係のR&D支出の半分を小型モジュール炉へ割り当てるなど、原子力発電への支援政策を多く実施した。並行して、シェールガス開発のための政策として水圧破碎法の実施計画申請手続を迅速化し、国立公園内で



のフラッキング開発を許可し、開発で影響を受ける地域に補償するためのファンド設立などを実施した。他方で再エネに関しては、同時期に再エネへの補助制度による電気料金の高騰が政治問題化し、太陽光の FIT の買取価格を 85%低下させ、陸上風力への補助金を終了し、陸上風力発電を「国家的に有意義なインフラ」から外すといった措置がとられた。

Johnstone et al. (2017)によれば、このような動きの背景には、既存の電力産業の事業者が自身のビジネスモデルを守るために、政治的意思決定に与えた影響があると主張している。彼らは既存の産業が用いる戦略を、4つの概念を用いて説明する。1つ目が「隠ぺい (Masking)」だ。これは放射性廃棄物の最終処分場やシェールガス開発費用のような既存の電源が持つ費用を外部化して見えなくすることだ。2つ目は「捕虜化 (Capture)」、すなわち既得権の保有者を政治・規制面で影響力のある地位に置き、規制の虜を引き起こすことだ。具体的には原子力潜水艦を製造し、小型モジュール炉の開発を推進してきたロールスロイス社がエネルギー気候変動省に対して行った働きかけが詳細に記述されている。3つ目が「再発明 (Reinvention)」だ。これはシェールガスを低炭素で持続可能なエネルギーオプションとして宣伝することで、既存の体制を実態以上に新しく革新的なものに見せかけることだ。4つ目が、「安全保障化 (Securitization)」だ。これは原子力潜水艦建造・運転技術の維持といった既存体制を単なるエネルギー問題ではなく、国家安全保障上の問題と結びつけることだ。

2. 4 電気への無関心

Sovacool (2009) は、人々が電気の基本原理に無知でいることは、電力会社が既存体制の支配と安定的な利益を得ることを可能にし、再エネ普及の障壁になっていると主張している。かつて巨大な電力システムのネットワークが国土を覆う以前には、人類は木材や石炭を用いて、労働しながら直に資源と触れ合いながらエネルギーを利用していた。20世紀以降に確立した電力システムのネットワークは生活に大きな利便性を提供したものの、人々から自らが消費している電気について考える機会を減らした。大規模発電所の多くは人口密度の高い都市ではなく、人の少ない地方に立地する傾向があるため、電気の生産風景は多くの人から見えなくなった。大都市に発電所が物理的に存在しないことは、人々の意識から発電所を消し、電気に対する無関心を育むことになった。一度電気が人々の生活の一部になると、人々は電気がどのように発電され、消費地まで輸送され、どれくらいの価値があるのか減多に考えなくなる (Sovacool 2009)。

2. 5 関心と選好の異質性

消費者は電気に対して様々な関心や価値観を持つ。経済学的な視点に立つ人は、エネルギーを市場で取引されるコモディティとしてみる。この視点に立つ人は、消費者と生産者の自由な選択と競争を重んじる。彼らにとって正しいエネルギーと

は、買い手と売り手の取引を分析し、外部費用を最小化し、効率的な資源配分を実現することが主眼となる。環境保護論者は、エネルギーを再生可能かどうか、枯渇性資源かどうかの視点から評価し、環境への影響を重視する。彼らにとって正しいエネルギー政策は、経済・社会の持続可能性を保ち、将来世代にツケを残さないことが肝要となる。エネルギー消費量を減らしても、経済成長は可能だと考える。人間の生活に必要な不可欠なインフラとしてエネルギーを見る人は、全ての市民に冷暖房・照明・調理・移動のためのエネルギーが安価かつ安定的に利用できることを基本的な権利として考え、分配上の公平性を重んじる。エネルギーの安全保障を国家安全保障の根幹として考える人も多い。彼らはエネルギー資源の地理的な位置や生産国の政治的安定性を重視し、正しいエネルギー政策として軍事力維持の観点を含めることもある。持続的な経済成長のためには、エネルギーの継続的な大量消費が不可欠だと考える人もいる。このように、人々の間に存在する相互に対立する価値観の存在は、再エネに対する一貫した補助政策の維持や既存の電力システムの変革を困難にしている (Sovacool 2009)。

2. 6 社会的受容性

再エネの立地場所選定の際に都市のディベロッパーに対する地方住民が抱く反発は、再エネの導入を阻害する (Devine-Wright 2005; van der Horst 2007; 丸山 2012)⁴。開発の影響を受ける当事者が立地計画プロセスから排除されていると感じる場合にも、再エネの普及は反発を受ける (Wolsink 2007)。原発や既存の火力などが、負の外部性を垂直的で複雑な燃料利用サイクルの各段階で分散させているのに対し、ほとんどの再エネが持つ負の外部性は立地地域に集中していることも、合意形成を困難にしている (尾形 2017)。

2. 7 投資の意思決定プロセスにおける障壁

Hu et al. (2018b)は、再エネ電源への投資における意思決定プロセスをモデル化し、各プロセスごとに投資の実現を妨げる障壁についてレビューしている。投資の意思決定プロセスとして第一に、投資家は主観的に再エネ事業に対するリスク評価を行う。投資家の選好がリスク回避的かどうかによって、同じ内容のプロジェクトであっても評価は異なる。ここで事業リスクが許容できるものだと判断した場合、次に投資家は事業計画の遂行と収益性の評価を行う。事業計画の遂行プロセスは、図4のように実現可能性の評価や立地の選定、再エネの資源調査、環境アセスメントの実施、許認可獲得の手続き、電力受給契約などで構成されている。これらを実施しながら、事業の収益性評価が行われる。その結果、事業の正味現在価値や内部収益率が一定のハードルを超えると見込まれる場合に、資金調達が行われる。ここ

⁴ 電源立地における地元住民との合意形成における問題は、原子力発電や水力発電でも生じる。これらの非再エネ電源開発における立地についての重要な研究は開沼 (2011) やアルドリッチ (2012) を参照。



で予算の範囲内で必要十分な資本が入手できた場合、最後に設計・調達・建設の契約およびそれらの実施がなされる。ここで大半の埋没する資本費用が支出される。

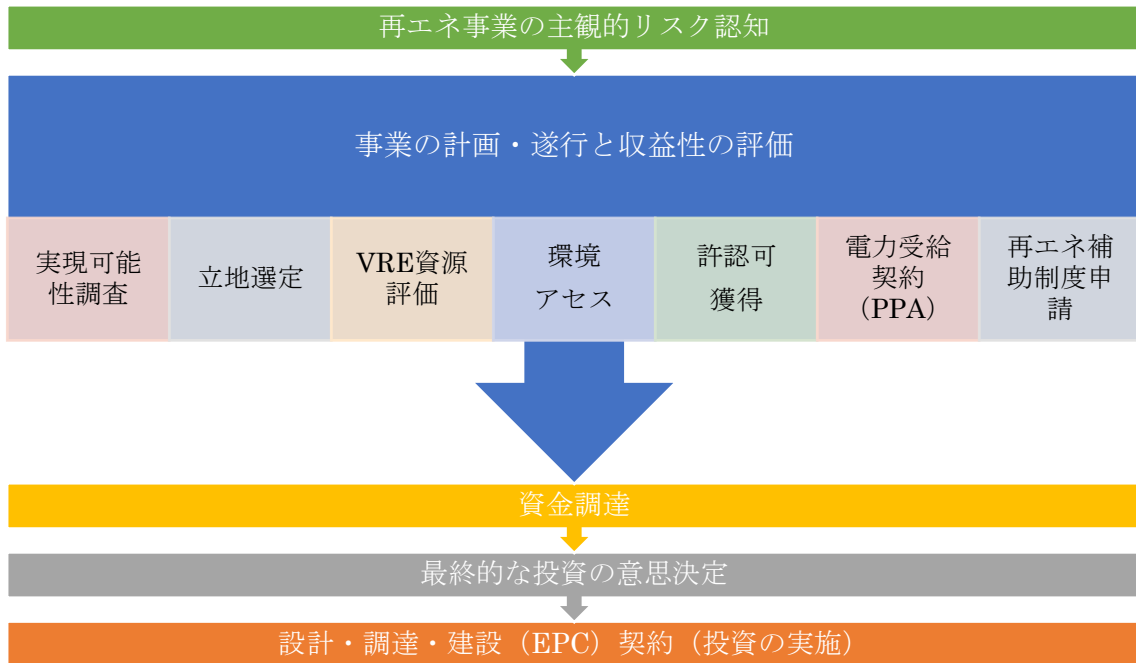


図4 再エネ投資の意思決定プロセスモデル (参考 Hu et al. 2018b)

Hu et al. (2018b)は再エネ事業への投資の障壁を、「再エネ事業への投資計画が断念される確率を上げるもの」として定義している。主観的なリスク認知段階の投資の障壁は、これまで従来型電源に投資してきたという経路依存性、VRE という発電技術や再エネ支援政策が持つ不確実性に対する不信感(Masini and Menichetti 2013)、再エネについての知識と経験の不足、市場経済に対する世界観などが考えられる。

再エネという新技術が不可避に抱える不確実性も、投資を躊躇させる障壁になる (Jacobsson and Bergek 2004)。既存の成熟した電源と異なり、まだ実績のない段階で投資家や資金を提供する金融機関が新技術を信用するのは難しい。市場で潜在的な需要が顕示されていない段階で、投資家が再エネに投資することも難しい。再エネ事業により得られる収入は、市場だけではなく不確実な政策や規制にも左右される。Feed-in-premium のような制度の元では、期待収入額の分散が大きくなり、再エネ事業の正味現在価値は下がる。

電力市場のデザインも投資の障壁になり得る。市場価格に低い上限価格が設定されている場合、“ベースロード電源” が市場から退出しないために市場全体で発電容量が過剰になっている場合、再エネの発電量が増加するにしたがってメリットオーダー効果で卸売電力市場価格が低下する場合や、需要のピーク帯と再エネの発電する時間帯のズレが大きくなる場合 (Hirth et al. 2015 のいうプロファイル費用)、柔軟性の不足により再エネ電源が出力抑制され売電量が減る場合、再エネ電源が提供

できる出力の下げ幅を需給調整市場で入札できないような市場設計（例：再エネの発電量が予測できる頃には既に入札可能時間が終了している場合）になっており収入が得られない場合などには、再エネの収益性は悪化する（Ruester et al. 2014）。

事業計画の遂行プロセスの中では、許認可獲得の手続きと、系統接続に必要な時間と費用（特にディープ方式の場合）が投資額の大きな割合を占めるため重要である。電気の質を維持するために追加的な設備の設置を求められる場合にも、開発費用は増加する。立地先の共同体において再エネの持つイメージが悪く、事業の実施に合意が得られない場合も投資計画は停滞する。資金調達において、資本の提供者が再エネ事業に対して高いリスクを認知している場合や、融資に伴うデューデリジェンスに高い費用がかかる場合にも、事業の採算性は悪化する。

3. まとめ

本節では、再エネが普及する上で直面している様々な障壁を概観した。その結果明らかになったのは、非再エネ電源は今日に至るまで多額の補助を受け、外部性を内部化しておらず、電力市場の設計面にも様々な障壁が存在することから、電源間の公平な競争条件が成立していないということだ。非再エネ電源への補助をなくし、外部費用の十分な内部化がなされない限り、現在進行形の電源構成の歪みは是正されず、気候変動を代表とする様々な環境問題の悪化を防ぐことができない。したがって次善策として、再エネの普及を補助する政策が正当化される。ただし再エネの発電費用が既存の非再エネ電源と遜色ない水準まで下がったとしても、再エネ電源が抱えている非市場競争面での様々な障壁を克服しない限り、普及は進まないだろう。

4. 市場競争と発送電分離

20世紀末まで世界の多くでは、伝統的に電力会社は発電部門・送電部門・配電部門・小売部門をすべて行う垂直統合型の組織形態をとっていた。電力市場に競争を導入するため、1990年代から世界各国で電力システム改革が実施されてきた。その結果、分散型再エネ電源の導入は、先発企業である垂直統合型電力会社だけではなく、新規参入の発電・小売事業者も担えるようになった。電力システム改革の1つである発送電分離は、前節で挙げた市場競争面での再エネ導入の障壁を取り除くことが期待されるが、その影響はいまだ学術的には明らかになっていない。再エネの担い手である新規事業者の参入のし易さは、市場において公平な競争条件が成立しているかどうかにか依存する。しかし参入における不可欠設備である送電系統への共同利用（アクセス）と、再エネの導入に関する研究は極めて少ない。欧米では再エネの導入が本格化する前に発送電分離が実施されたためか、この問いは欧米の研究者にとって盲点になっているのではないかと思われる。日本では震災後の電力シス



テム改革の制度設計の議論において、発送電分離が再エネの導入に及ぼす影響に関して論争があり、今でも決着がついていないと考える。そこで本節では、垂直統合型電力会社による送電線の運用・所有形態は再エネ普及の障壁になる可能性があることと、発送電分離がその要因を取り除く手段になる可能性があることについて関連文献を概観しながら論じる。

発電・小売事業に事業者が参入しにくい状況のことは、これらの市場に参入障壁 (barriers to entry) が存在すると考えられる。経済学において参入障壁には、これまで様々な定義が提案されているが、一致したものがあるわけではない (荒井 2009)。例えば Stigler (1968) は「参入障壁は、ある産業に既にある企業によっては負担されていないが、その産業に参入しようとする企業によっては負担されなければならない (産出物のある程度またはすべての割合での) 生産に要する費用である。」と定義している一方、Fisher (1979) は、「参入障壁は、参入が社会的に利益となるとときに、参入を妨げるもの」と定義している。

新規事業者の参入障壁には、垂直統合型電力会社が競争阻害行為 (anti-competitive behavior) を行うことで実現するものと、実際に競争阻害行為を行わずとも潜在的に生じていると考えられるものの2つがある (岡本 2015)。潜在的な競争阻害行為の可能性の根底にあるのが、先発企業 (incumbent) である垂直統合型電力会社は、競争阻害行為を行うインセンティブと能力を持つことである。垂直統合型電力会社にとっては、市場シェアを奪い合うライバル関係にある新規事業者の参入を阻害することが経済合理的な行為となるからである。したがって垂直統合型電力会社が送電会社を支配し続ける状況では、その中立性と独立性は保証されず、新規参入者は競争阻害行為を受ける懸念を払拭できずに参入を断念するか、参入後に撤退する可能性がある。

欧州連合 (EU) では、垂直統合事業者の競争阻害行為を観察できた場合に事後規制を行うだけでなく、垂直統合型電力会社が潜在的に競争阻害行為を行える場合には事前に分離を課すことで対処してきた (Herrera Anchustegui 2018)。例えば欧州委員会は、2005年にドイツの垂直統合型電力会社 E-ON がハンガリーのガス会社 MOL を買収合併しようとする際に、それがハンガリーの発電市場と小売市場に及ぼす影響を審査し、合併前に MOL に対して株式の所有分離を求めるなどのコミットメント (確約) を求めてきた⁵。

4. 1 発送電分離について

日本において発送電分離 (アンバンドリング、垂直統合を解体するため Vertical Unbundling ともいう) とは、独占部門である送電または配電事業を、競争が導入できる発電・小売部門から分離することを意味する。その意味では、発電・小売からの「送 (配) 電分離」とも表現できる。なお送電部門と配電部門が互いに別法人化されている EU では、単に送電会社のみを垂直統合型電力会社からなんらかの形で

⁵ Official Journal of the European Union (2005) Case COMP/M.3696 — E.ON/MOL

分離することを指す。垂直統合型電力会社の持つ発電所を第三者に売却することも発送電分離に含めることもあるが、本論文では送電分離のみを意味するものとする。

発送電分離には実施の強さに応じて異なる段階があり、弱い順に会計分離（現状のデフォルト）、法的分離、機能分離（運用分離）、そして所有(権)分離（資本分離とも呼ばれる）の4種類が存在すると大まかに整理できる（図5）。法的分離以上の分離の違いは、これまで送電システムを運用かつ所有していた垂直統合型電力会社から、その運用または所有権を切り離す程度にある。法的分離では、送電会社は別法人として独立するが、依然としてグループを束ねる電力会社(持ち株会社)はその送電会社を子会社として所有することができる。法的分離においては同時に、差別的取り扱いの禁止や情報の目的外利用の禁止といった行為規制が送電会社に課せられる。機能分離では送電システムの運用を分離し、所有分離では運用と所有の両方を資本的に分離する。

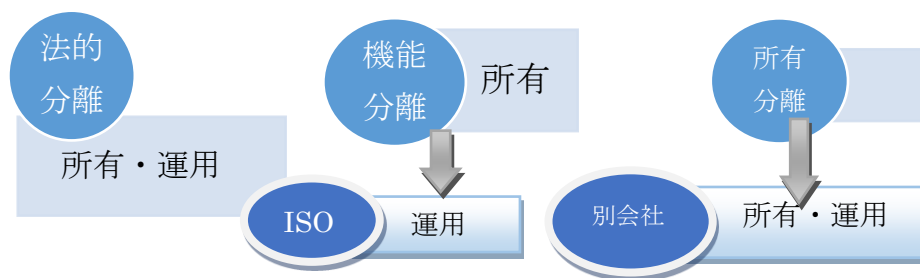


図5 発送電分離の程度による旧電力会社の送電部門の変化（筆者作成）

これまで日本では発送電分離という構造規制によらずとも、行為規制があれば送配電部門の公平性・透明性は担保され得ると考えられてきた（穴山 2005）。しかし2011年の東日本大震災後に行われた電力システム改革の議論の結果、送配電会社の法的分離の実施が決まった。対照的に、欧米の多くでは機能分離または所有分離が既に実施されている。

4. 2 発送電分離のメリット・デメリット

発送電分離のメリットとデメリットは、既に多くの文献で繰り返し論じられている（南部 2003；橘川 2011；後藤・服部 2011；長山 2012；山田 2012；水谷 2013；舟田 2014；山内・澤 2015；Pollitt 2008; Meyer 2012b）。したがって、それらはここでは簡単にまとめるに留める。分離のメリットの第一は、発電・小売部門に競争を導入できることだ（南部 2017）。その結果、サービスの多様化、質の向上、価格の低下などが期待できる（高橋 2011）。ただし国レベルのパネルデータを用いたこれまでの実証分析では、発送電分離の実施と小売価格の低下との間の相関



関係は必ずしも見出されていない(Nagayama 2007; Nagayama 2009; Fiorio and Florio 2013)⁶。

垂直統合には負のシナジーがあるため、分離によって送配電事業者が特定の事業にのみ特化するようになることで得られる優位性 (specialization advantage) があるという考えもある (Meyer 2012b)。すなわち送配電事業者は垂直分離がない状況では、系列内の競争部門を優遇するインセンティブを持つが、分離をすればそのようなインセンティブは消滅し、送配電ネットワークの最適な運用に専念できるようになるという考えだ。

分離することのデメリットとして挙げられるのは、垂直統合内部で発電と送電の間の協調が可能にしていた「範囲の経済性」を喪失することだ(Sappington 2006; Arocena, et al. 2012; Brunekreeft 2015)。さらに分離は、それまで電力会社の社内で行われていた発送電間の運用を市場を介した取引に置き換えることで、取引費用を増加させる可能性がある(Meyer 2012a)。また、分離後の発電会社または送電会社は投資を行わなくなり、需要充足に必要な発電・送電容量が確保されない恐れがある(南部 2003; 橋川 2011)。

経済理論上は、その産業が置かれているリスク環境や市場規模の大きさ、提供される財・サービスの補完性の程度などによって、選択されるべき最適な垂直的取引関係は異なる (大橋 2016)。電力産業を含むネットワーク産業においては、ボトルネック独占は宿命的な課題であり、分離による競争市場の利益と、垂直統合による大規模経営による利益のトレードオフの評価が求められる(依田 2001; Brunekreeft 2015)。したがって発送電分離の是非を判断する際にも、分離のメリットとデメリットの両方を含めた評価が求められる。Brunekreeft (2008)は、ドイツで法的分離から所有分離に移行した場合の社会厚生への影響についてメリットとデメリットを勘案した費用便益分析を行い、プラスの方がわずかに大きいという結果を得ている。

4. 3 米国の発送電分離の状況

欧米の発送電分離は、どちらも 1996 年から始まった。アメリカで採用された発送電分離は、機能分離または運用分離と呼ばれる。機能分離では、垂直統合型電力会社は送電線を依然として所有することができるが、システムの運用機能は独立した系統運用機関に委ねる。独立した系統運用機関は Independent System Operator(ISO)と呼ばれるので、機能分離のことを ISO 化ともいう。連邦エネルギー規制委員会 (Federal Energy Regulatory Commission: FERC)は 1996 年 4 月に連邦法 Order No.888 を出し、電力会社に対して送電システムのオープンアクセスの提供を義務付け

⁶ ドイツを対象にした最近の研究によれば、燃料費用や卸売市場価格の低下がどれだけ小売価格に反映されているかを示す「パススルー率」は、小規模独立小売事業者の方が垂直統合事業者系列の小売事業者や自治体小売事業者より 15~20%高いことが実証されている (Duso and Szücs 2017)。したがって垂直統合事業者の市場支配力を支えているのは、垂直統合という組織構造にあるのではなく、消費者側の低いスイッチング率にあると指摘されている。近年は、企業形態を問わずパススルー率は非常に高いので、事業者間の競争は増加しているといえる。したがって需要家が契約している小売事業者を切り替えなければ、発送電分離を実施しても小売価格が下がるわけではないと考えられる。

た。FERC は、誰もが非差別的な条件で送電線を共同利用できるようにすることで、競争的な市場の実現を図った(Hogan 2002)。さらに FERC は電力市場の関係者と経済的利害関係を持たない独立系統運用者 ISO の設立を促した。これを受けて、1996 年にテキサスで Electricity Reliability Council of Texas(ERCOT)が設立された。ニューヨークでは New York Independent System Operator(NYISO)が 1998 年に FERC によって設立が認可された。

FERC は更に 1999 年 12 月に Order No.2000 を出し、広域送電機関 RTO(Regional Transmission System Operator)の設立を促した。同一州内で送電の運用を行う ISO に対し、RTO は州をまたがる運用も行う。Midcontinent Independent System Operator(MISO) は 1998 年に設立され、2001 年に FERC に認可され、アメリカ初の RTO となった。Southwest Power Pool(SPP)の起源は第二次世界大戦中の電力会社の連合に遡るが、1994 年に非営利組織として統合され、2004 年には FERC に RTO として認可を受けた。ただし米国の非営利組織 ISO・RTO の根拠規定は必置規定ではないため、図 7 のようにすべての州・地域に ISO・RTO が置かれているわけではない。

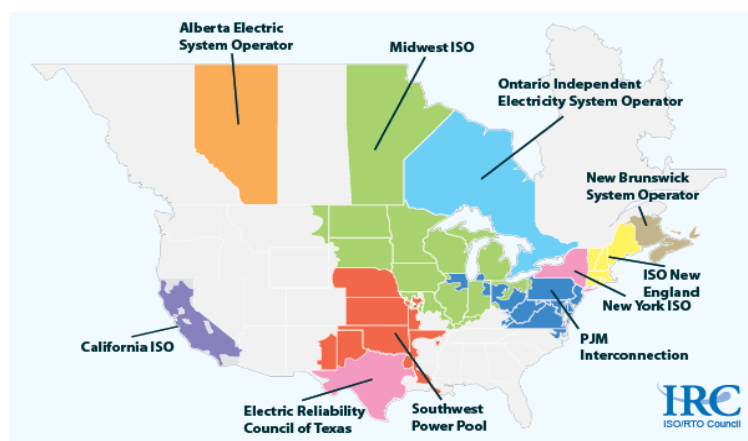


図 6 米国の ISO と RTO 出典：E I A (2011)

ISO/RTO は、送電線の建設を承認し、発電設備の必要性について市場に情報を提供する。また、ISO/RTO は発電投資プロジェクトから系統への接続申請を受け付け、公表している。系統への接続を審査するにあたって実現可能性調査や信頼度への影響評価などを行い、問題がなければ接続費用の詳細とその配分方法の検討を行う。そして費用配分を発電事業者が受諾した段階で、FERC に届け出がなされ、建設が開始される。他方で送電線の投資計画の権限は送電線の所有者にあるので、ISO・RTO は限られた権限しか有していない。

機能分離下での系統接続のプロセスでは、送電系統を所有する電力会社が従来のように接続の可否に関与することができなくなるので、新規発電事業者は差別的取り扱いなしに送電網に接続を認められ、再エネ電源の接続も容易になることが期待



できる。さらに ISO 化は広域運用を促進し、再エネ由来の発電量の変動が平滑化され、需給調整が容易になるというメリットもある。ただし服部(2012)は「系統運用だけを分離しても、垂直統合の電力会社(送電資産を所有する発電事業者)は、ISO/RTO が行う送電計画のプロセスを通じて、競争の拡大につながる送電線投資を遅らせたり、中止に追い込んだりといった可能性があると考えられる」と主張している。送電計画のプロセスにはさまざまな市場参加者による調整が必要で、そのための機密情報の交換も行われれば、それが暗黙の結託を促すといった事態が起こる可能性があるからだ。

4. 4 EU の送電分離の状況

欧州委員会が分離を推進するロジックの中心には、垂直統合型電力会社内の利害相反 (conflict of interests) がある。すなわち垂直統合型電力会社は、自らの保有する送電ネットワークを用いて自社の発電・小売会社を優遇し、他社を差別的に取り扱うインセンティブと能力を持つ。EU では、送電部門の垂直結合構造を発電部門から分離する送電分離政策を、約 20 年かけて段階的に進めてきた。具体的には、1996 年から 2009 年まで、三つの EU 指令の中で分離の程度を徐々に強化してきた。なお EU 指令 (Directive) とは、EU 加盟国に拘束力を持つ法律文書のひとつであり、各国において関連法の整備を必要とする。欧州委員会が主導し、加盟国の合意を得て 1996 年に制定された一つ目の指令である第一次エネルギーパッケージにおいては、送電部門の会計を分離する「会計分離」を、2003 年の第二次エネルギーパッケージでは、電力会社から送電会社を独立させる「法的分離」をそれぞれ実施してきた⁷。

その後、2005 年に欧州委員会は各国の送配電系統の利用者へのヒアリング (セクター別調査) を行い、法的分離下では依然として系統へアクセスする際に垂直統合事業者から差別的取り扱いを受けているという情報を得た (European Commission Competition DG 2007)。そこで 2007 年に欧州委員会が出した第 3 次エネルギーパッケージの案 (第二次指令の改正案) では、送電会社と発電会社の資本関係を認めない「所有分離」 (送電分離の最も強い形態) の義務化を目指した。さらに所有分離がもたらす影響評価分析 (Impact Assessment) を数多く実施し、費用対効果も推計していた (European Commission 2007)。だが所有分離には強硬に反対していたフランスやドイツと妥協することを強いられた結果、所有分離までの分離を義務化するには至らなかった。

この第三次エネルギーパッケージの政策形成過程で特筆に値するのは、エネルギー安全保障の実現方法に関する加盟国と欧州委員会のビジョンの違いだ。Eikeland (2011) によると、所有分離に反対していたドイツ政府は、一国を代表する巨大な電力会社を分割するとロシアのような化石燃料輸出国との交渉力を弱めてしまい、結果的にエネルギー安全保障を損ねると考えていた。むしろ、ドイツとロシアの会

⁷ 指令の詳細な内容に関する日本語の文献は、丸山・岡田 (2008) や後藤 et al. (2014) を参照。

社がお互いの株を買い、相互に所有し合うことで運命共同体となり、その結果エネルギー安定供給が実現すると考えていた。他方で欧州委員会は、国境に関係なくエネルギー資源を共有し、費用の安い順に割り当てる統合エネルギー市場の完成によって、エネルギー安全保障が実現すると考えており、法的分離ではこの統一エネルギー市場の実現の妨げになると考えていた。

最終的に 2009 年に確定した第三次エネルギーパッケージでは、①所有分離、②系統の運用だけを非営利組織に委ねる ISO 化⁸、または③法的分離を強化する Independent Transmission Operator (ITO) モデルのいずれかを選択して実施すればよいことになった⁹。2016 年に Council of European Energy Regulators(CEER) によって出された第三次エネルギー・パッケージのステータス・レビューによると、70%の送電会社は所有分離を選択・実行している。ただし丸山・岡田 (2008) や岡田・丸山 (2015) が指摘しているように、EU の所有分離は国有事業者が行ったものが多いことに注意する必要がある。従来政府が所有していた電力会社を別の部局 (例: 経済産業省と環境省) が所有し、差別的取り扱いができないような制度が設けられていれば、所有分離したと認められる。民間企業への売却 (民営化) が求められているわけではないことには注意が必要である。民間電力会社が経験した例は、ドイツなどを除いて多くない。

| | |
|---------------|---|
| 所有分離 | ベルギー、チェコ、デンマーク、エストニア、フィンランド、イタリア、リトアニア、ポーランド、ポルトガル、スロバキア、スロベニア、スペイン、スウェーデン、オランダ |
| I T O 化 | クロアチア、フランス、ギリシャ、ハンガリー |
| 機能分離 | ラトビア、ルーマニア |
| 所有分離& I T O 化 | オーストリア、ドイツ、イギリス |
| 適用除外 | キプロス、マルタ、ルクセンブルグ |

表 1 EU の分離状況 (2016 年 4 月時点)

Council of European Energy Regulator(2016)より筆者作成

なお EU では、所有分離した送電会社の株式はしばしば年金運用ファンドや保険会社、インフラファンドのような投資機関が所有していることがある。そのような投資機関は再エネ発電事業を行う発電会社の株を所有していることもあり、一見分離がなされていないように見える。そのような場合でも欧州委員会は、買収元の企業の性質上利益相反がないと判断できる場合は、所有分離されたとみなすという考えを示している (European Commission 2013)。投資機関に所有されることで、

⁸ アメリカで採用された ISO モデルでは送電線の投資計画は送電線の所有者が主に行うが、EU の ISO モデルでは系統運用者と送電線の所有者の両方が送電線の投資の決定権を持つ点が異なる (Herrera Anchustegui 2018)。

⁹ 第 4 の選択肢として、既に有効な分離が実施されている国は現状維持も可能 (第 9 条 (9) の適用)。



送電線への投資を予定している送電会社は必要な資金を調達しやすくなることが期待されている。

第二次指令で定められた法的分離と、第三次指令の ITO モデルでは何が違うのだろうか。一言でいえば、親会社である垂直統合事業者と系列内の子会社である発電・小売会社、そして送電会社は、様々な行為規制に従うことが求められるようになった。特に送電線の投資に関しては、以前は親会社と一定の協力関係が認められていたが、ITO モデルの下では制限されることになった（後藤 et al. 2014）。

まず ITO モデルでは、垂直統合事業者内の発電会社と小売会社は送電会社の株式を直接・間接的に所有することはできない¹⁰。反対に、送電会社も発電・小売会社の株式を保有できない。両社は同じ親会社の下にいることはできるが、お互いを子会社にすることはできない。

さらに、送電会社は業務に必要な資産を自ら所有し、人員を雇用しなければならない。送電会社は親会社の垂直統合事業者から人を借り、サービスの契約を結んではならない。送電会社から親会社の垂直統合事業者へのサービスは、規制機関の許可が必要となる。送電会社は、セキュリティアクセスシステムを系列内の垂直統合型電力会社と共有することや、会計監査のために同じコンサルタントや外部契約者を持つことを許されない。

送電会社と垂直統合事業者内の全ての取引・貸借関係は、送電会社による垂直統合事業者への融資を含めて、市場の条件に従わなければならない（アームレングス原則）、必要に応じて規制機関に公開しなければならない。垂直統合事業者との正式な契約を生じさせる全ての取引・貸借関係は、規制機関の許可を得なければならない。垂直統合事業者は送電会社が業務を遂行する上でいかなる阻害行動もとってはならず、その業務遂行に際し、自身の許可を必要とさせてはならない。

垂直統合事業者は、送電会社が将来に向けた送電線の投資または既存資産の代替が行えるように、遅延なく適切な財源を利用できるようにしなければならない。そして送電会社は、資本市場で資金調達する力を持たなければならない。また、送電会社は、送電システムの運用・維持・開発に必要な資産に関して、親会社の垂直統合事業者から独立した効果的な意思決定権を持たなければならない。特に親会社の垂直統合事業者は、日々の送電システムの運用や毎年提出する 10 年先の送電線の開発計画（Ten Year Network development Plan: TYNDP）の準備に関して、送電会社の決定を直接・間接的に支配することは許されない。TYNDP は規制機関の承認を得なければならない、規制機関が必要だと判断した場合には修正しなければならない。

これらの行為規制は、垂直統合事業者が系列発電会社を優遇するために送電線投資を控えることができないようにするために設けられている（Herrera Anchustegui

¹⁰ Interpretative Note On Directive 2009/72/EC Concerning Common Rules For The Internal Market In Electricity And Directive 2009/73/EC Concerning Common Rules For The Internal Market In Natural Gas The Unbundling Regime。以下の記述も同文書から引用。ITO 化の規制内容については、日本語で記述している文献がほとんどなかった。しかし日本でこれから行われる法的分離の細部の制度設計にとって ITO の内実は参考になる点が多いと考え、本節では詳細に説明を行う。

2018)。第三次指令では各国政府に対し、TYNDP で計画された投資が遅れている場合は送電会社に投資の実施を義務づけるか、関心のある事業者が投資を行えるように入札を実施するか、独立した投資家が投資に参加できるようにファンドを設立するように送電会社に義務づけるかのいずれかを実施することを求めている。この規定は、送電線の拡張に送電会社が必要な資金調達の手段を確保していると考えられる。

従来 of 法的分離の場合、垂直統合事業者は子会社である送電会社に対して年間の投資計画や負担しうる負債の総額を定め、それらの意思決定に必要な情報を得ることが認められていた（後藤 et al. 2014）。しかし ITO モデルの下では、送電会社の行う投資の意思決定から親会社は排除されるようになった。親会社は投資予算の枠を決定することは依然としてできるが、その予算がどのように使用されるかについては何も決定できない。事実上、親会社には送電会社の経営に対する裁量がなく、一方では送電線投資のリスクだけは引き受けなければならない（後藤 et al. 2014）。

人事に関して、送電会社の経営メンバーの人選が垂直統合事業者からの独立性が確保されていないと判断したとき、規制機関はこれを拒否することができる（拒否権）。送電会社の経営メンバーになる者は、任命される過去 3 年間に垂直統合事業者または垂直統合事業者が支配する株主保有者と関係する、いかなる役職・職責も担うことはできず、利益または取引関係も持つことはできない。送電会社の経営メンバーと従業員は、他の垂直統合事業者と直接的・間接的にも関係する役職・職責・利益または取引関係を持つてはならない。送電会社の経営メンバーと従業員は、他の垂直統合事業者のいかなる部分からも、株式やその他の金銭的利益を、直接的にも間接的にも受け取ってはならない。送電会社の経営メンバーは、任期終了後 4 年間は垂直統合事業者と関係する職位・職責を担うことはできず、利益または取引関係を持つこともできない。

このような ITO モデルについて、後藤 et al. (2014) は「親会社は送電事業に対して戦略的影響を及ぼすことができず、単に投資対象として所有している状態に近い。そのために、実質的に所有権分離との違いはほとんどなく、グループ内での調整機能を維持しつつ送電部門の中立性を高める法的分離のメリットは失われる」と述べている。他方で Lowe et al. (2007) や Barrett (2016) は、ITO モデルでは根本的な垂直統合型電力会社の利益相反の可能性は消えておらず、各国の規制当局が規制の虜に陥る可能性が高く、垂直統合型電力会社の競争阻害行為を観察し罰することが実質的に不可能なため、所有分離か機能分離の義務化が必要だと主張している。

なお 2014 年の欧州委員会の ITO モデルに関するレポートでは、「ITO の実施から 2 年しか経っていないので最終的な結論ではないものの、これまでのところ ITO モデルはよく機能しており、これ以上分離を進めるのは時期尚早であると利害関係者は証言している。」¹¹とまとめられており、これ以上に送電分離を強化する動きは今のところない（European Commission 2014）。ただし今後再びセクター別調査が実施され、ITO モデル下で垂直統合型電力会社の競争阻害行為が完全に消え去ってい

¹¹ 岡田・丸山 (2015) 付録 A-2 も参照。



ないことが問題になった場合は、所有分離か機能分離が義務付けられる可能性はある。このように、EUでは2007年の段階で既に、日本が2020年に行う送電会社の法的分離に不十分だという評価を下し、さらなる分離へと歩みを進めていた。

4. 5 EUの配電分離の状況

日本での発送電分離は、送電と配電をセットで垂直統合型電力会社から分離する（その結果、送配電会社が設立される）ことを意味するが、欧州では送電と配電がそれぞれ法的に分離している。欧州では10万人以上の顧客を抱える配電会社（Distribution System Operator: DSO）は、第二次指令において法的分離が義務付けられている¹²。しかし近年では、さらに分離を強化すべきという必要性が指摘されている（ACER and CEER 2015; Ruester et al. 2014）。従来の配電会社の役割は、送電線から来る高圧の電気を低圧化し、需要家まで届けることや配電線の保守・メンテナンスが主であった。つまり配電会社は潮流の制御という意味での系統運用はほとんどしてこなかった。混雑管理（分散型電源の出力抑制やCCGTなどの再給電、柔軟性の確保）は、送電会社がバランシングメカニズム（英国）や需給調整市場（ドイツ）を通じて調達・実行していた。しかし近年配電線に接続される再エネが増加していることにより、今後配電会社が電気自動車や蓄電池のような需要家側の資源を用いて、混雑管理を行う可能性がある（Nillesen and Pollitt 2019）。その際には、配電会社を競争部門から分離しない限り、以下の事態が懸念される。

1つ目は、柔軟性の選択面での優遇（Flexibility selection）だ¹³。これは配電会社が垂直統合型電力会社の系列内の発電事業者の電源・蓄電池・電気自動車を優先的に調達することだ。2つ目は、戦略的配電投資抑制（Strategic investment withholding）だ。これは配電会社が系列の発電会社や仮想発電所（Virtual Power Plant: VPP）の利益のために配電線投資をあえて抑制し、混雑を放置するインセンティブを持つことだ。3つ目は、情報共有（Information exchange）だ。配電会社が系列の発電会社やVPPの間でだけ混雑情報を共有することだ。したがってEUでは、今後送電会社と配電会社の協調がなされるだけでなく、送電会社が経験したような配電会社の発電・小売会社からの分離が法制化される可能性がある（Ruester et al. 2014; Barrett 2016）。この点については本論文ではこれ以上扱わない。

5. 発送電分離と再エネの導入

¹² Nikogosian and Veith (2011)は、ドイツで配電会社を所有分離したエリアでは配電部門が垂直統合されているエリアと比べて低い小売価格が実現しているが、配電会社を法的分離したエリアと配電部門が垂直統合されているエリアでは統計的に有意な価格差が見いだせず、法的分離では垂直統合事業者系列の配電会社による非価格差別を行うインセンティブを除去できていないのではないかと主張している。Heim et al. (2018)らは、配電会社の法的分離の結果、ドイツでは託送料金が5%~9%低下したと推定している。

¹³ 本段落の記述は、Jacobs University BremenのMarius Buchmann氏へのヒアリングに基づく。

発送電分離は、どのようにして再エネの導入を増加させると考えられるか。図7に示すように、発送電分離は、①系統接続②系統運用③送電線（連系線）への投資へ影響を与えることを通じて、再エネの導入を増加させると考えられる。これら3つが送電会社によって中立的・独立的になされない場合、垂直統合型電力会社以外の事業者による発電事業または小売事業者による再エネ導入に参入障壁が存在していると考えられる。以下でそれぞれについて関連研究に言及しながら説明する。

ただし、いずれの因果経路にも共通しているのは、分離をしなくても他の制度変更により解決する方法がある点だ。この点は発送電分離の必要性を一見弱めるように見える。発送電分離は、公平な競争環境の整備という目的のための唯一の手段ではないからだ。しかし十分な分離を実施すれば利益相反の可能性は消滅し、競争阻害行為の懸念は確実に解消できると考えられる。

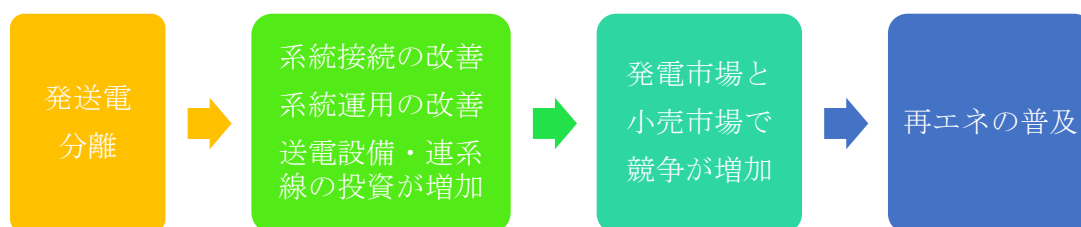


図7 発送電分離の再エネ導入メカニズム（筆者作成）

5. 1 系統接続

法的分離下において、発電事業者は、既存の電力会社が所有する送電会社が所有している送電線に電源が接続できなければ事業は行えない。垂直統合型電力会社またはその子会社である送電会社は、新規参入者の発電所の系統接続に高額な接続費用を請求したり、系統接続に時間をかけるなどの行為によって参入障壁を築くことができる。

産業組織論の理論に関する文献では、垂直統合事業者が系列会社以外の新規参入事業者を競争上不利に取り扱うことを **Sabotage**（または非価格差別）という。このサボタージュには、情報の提供を差別的に行うこと、送電のサービスの提供を不当に遅らせること、過度に複雑な契約条件を提示すること、非合理に高額な融資の保証を求めることなどが含まれる(Höffler and Kranz 2011)。そしてこれらの非価格差別は、規制機関のような外部の者が観察することが難しい(Nikogosian and Veith 2011)。Economides (1998)は、下流企業（例：発電・小売事業者）にとって不可欠な投入物（例：送電容量）を提供する上流の独占企業（例：送電会社）は、下流のライバル会社（非系列会社）に対し、その限界費用を増加させるような差別的な利用をさせるインセンティブを持つことを理論的に示した。この競争阻害行為は、ライバルの限界費用のみを増加させ、退出を誘導する。その結果市場全体の総生産量が低下すれば、均衡価格が上昇し、総余剰も低下する。



再エネ電源の導入にとって、接続費用の水準は死活的に重要である。大規模な非再エネ電源に比べて、再エネ電源は建設費に占める系統接続費用の割合は大きいからである。Swider et al. (2008)によれば、EUにおいて再エネの総投資額に占める系統接続費用の割合は、接続費用の額は個々のプロジェクトにおいて異なるが、バイオマス発電や太陽光発電では平均5%未満だが、陸上風力発電ではおよそ9%、洋上風力発電では18%も占める。接続費用を負担する主体が、再エネ事業者なのか、送電会社（最終需要家）なのかの違いも大きい。発電事業者が系統増強費用まで負担するディープ方式より、送電会社が負担するシャロー方式の方が新規参入事業者の接続費用は小さくなる（諸富 2015；安田 2017；Swider et al. 2008）。

高橋（2011）はこれまで日本で再エネが本格的に普及していない一因に、電力会社が再エネ発電事業者に対して「接続（連系）可能量」という割り当て制度を設けたことを指摘している。各電力会社は送電線の設備容量の概ね4~7%を限度として、それ以上は系統運用上接続できないと主張し、この接続の割り当てを受けるには何十倍もの抽選を勝ち抜かなければならなかった。そのように不確実性が高い中では、風力発電事業者は投資の判断が困難であった。このような「接続可能量」は、純粹に技術的な安定供給上の制約か、競争の阻害が目的か、経産省の審議会などでも議論されてきたが明確な答えは出ていないという。さらに2014年頃から電力会社が発表する送電線の空き容量が日本各地でゼロになり、再エネの発電所が送電線に接続するためには、数億円規模の系統増強費用の負担と、工事の完了まで10年近く待たなければならないという事態が全国で発生するようになった（日本経済新聞 2019；安田 2018）。

アメリカで系統接続面での参入障壁を分析した初期の研究に、Alderfer et al. (2000)がある。彼らは1990年代にコジェネレーションや再エネのような分散型電源の導入者が直面した技術上、事業慣行上、規制上の障壁について、実際の事業者への詳細なアンケート調査を通して明らかにしている。これらの障壁は、分散型電源の導入に本来不要な時間と費用を生じさせ、結果的に系統への接続を困難にし、いくつかの事例ではプロジェクト自体が中止に追い込まれたという。Alderfer et al. (2000)は、これらの障壁の一部は、中央集中型の大規模電源に依存した垂直統合型の電力産業のために設計された人工的なものと指摘する。また、現行の規制環境では、垂直統合事業者は分散型電源の導入を促進するインセンティブをほとんど持たないという。

ヨーロッパで欧州委員会が実施した事業者へのヒアリング調査でも、送電系統が垂直統合事業者が所有する送電会社によって所有・運用されている場合、その送電会社は潜在的なライバルとなる発電事業者に系統接続をさせるインセンティブをもたないと報告されている（European Commission Competition DG 2007）。送電会社は系統内に混雑が発生している場合、接続希望者は送電ネットワークの増強費用を負担した場合のみ接続が許可される場合があり、これが発電事業の採算性を悪化させたという。これにより送電会社は系列発電会社のライバルとなる発電事業者

の系統接続費用を増加させ、送電会社側から明示的に接続を拒否せずとも、実質的に接続を不可能にすることができた。

接続のための手続きに関しては、最初に膨大な量の書類を用意しなければならないこと、申請結果がくるまでに最大1年半近く待たされること、発電会社が系統増強費用を支払ったにもかかわらず、実際に増強工事が完了し系統内の混雑がすべて取り除かれるまで接続ができないことなどが、系統接続の遅れを引き起こしているという声が事業者から得られたという (European Commission Competition DG 2007)。

また、新規の系統接続工事を送電会社自身が行うことにも問題がある。送電会社は系統接続の地点を選択するが、系列の発電会社のライバルである新規参入者にとっての利益となる最短の接続点または最安の系統増強工事を行うインセンティブをもたない。そのため新規参入事業者は、系統の接続・増強・拡張に伴う工事を第三者が行えるような競争入札制度の導入を求めている。これらの問題は、送電線への接続だけでなく配電線系統への接続においても生じているという (European Commission Competition DG 2007)。

系統接続を考える上での重要な点は、垂直統合型電力会社が新規参入事業者に提示する系統接続の要件の妥当性の検証が、送電会社以外の者にとっては困難なことだ。これまで垂直統合型電力会社は、系統の空き容量・運用方法・混雑発生状況に関する情報の非対称性等を背景にして、太陽・風力などの再エネの系統接続に厳しい要件を課すことが理論上は可能であった。

もう一つのポイントは、発送電分離を強化しなくても接続要件が緩和する手段はあることだ。例えば英国で導入され、日本でも導入されようとしている「コネクト&マネージ」という制度がある。系統混雑時には対象の発電事業者に逸失収入の補償なしで出力抑制をすることを条件に、接続を認めるというものだ。実際に東京電力パワーグリッド社は、2019年5月にコネクト&マネージの「試行的な取り組み」として、実潮流ベースでの潮流計算を行った結果、従来空き容量なしと言われていた千葉県において系統増強なしで約500万kWの再エネが接続可能になると発表した (東京電力パワーグリッド 2019)。

つまり発送電分離は、送配電への系統接続を改善する唯一の解決策ではない。1990年代にEUで先駆けて送電部門を所有分離していたイギリスですら、再エネの系統接続での費用と長期化は問題化していた (Swider et al. 2008)¹⁴。したがって分離したからといって、必ずしも再エネの系統接続が容易になるわけではない。単に系統接続を受け入れる側の送電会社が、従来の慣行を変えるのに時間と費用がかかっているだけかもしれない。しかし完全に分離をしてしまえば、少なくとも競争阻害行為を行うインセンティブは除去できると考えられる (Pepermans et al. 2005)。言い換えれば、再エネ接続で厳しい条件を提示されたとしても、それは競争阻害行為ではないと信じる

¹⁴ Anaya and Pollitt(2015a)によれば、イギリス最大の配電会社 UK Power Network に対する分散型電源の接続申請数は2008年には208件だったが、2013年には6879件にまで増加した。このうち87.8%が太陽光発電であり、次いで6.2%が風力発電である。この急増の結果、系統接続できない案件が増えているという。



ことができる。発送電分離は、再生可能エネルギーの接続申し込みの時点での公平性を制度的に担保できる（長山 2012）。

5. 2 系統運用

送電会社の系統運用の主体は、系統運用者（給電指令所、法的分離下の日本では一般送配電事業者）である。系統運用者は系統内で発生する混雑管理に対処するために、特定の発電所に追加発電を命じたり、特定の場所の送電線の使用を停止したりする権限を持つ。法的分離がされている状態では、送電会社は自社内に発電機を持たないため、発電会社や小売会社と需給調整市場などを通じてあらかじめ契約し、必要な場合に発電・負荷を調整できるように待機してもらうことでリアルタイムの需給調整を行う。系統運用の権限を用いると、特定の発電所を優遇することができる（八田 2012）。系統運用者が中立的に振る舞うインセンティブを持たないとき、系統混雑を故意に放置したり、系列の発電会社が保有している本来稼働させる必要のない限界費用の高い発電所を稼働したりすることができる。

実際、アメリカの垂直統合型の電力会社が系統運用を行うエリアにおいて、このような問題の可能性が指摘されている。Kleit and Reitzes (2008)は、個々の垂直統合事業者が送電系統を運用する East Central Area of Reliability (ECAR) エリアと、垂直統合型電力会社から機能分離して独立した給電指令所を持つ PJM Interconnection エリアの市場価格のデータを用いて分析した結果、ECAR エリアに比べて PJM エリアの方が送電混雑の発生確率が低く、資源配分上の効率性が改善していることを明らかにした。発電所を所有している垂直統合型電力会社が系統運用も行う ECAR エリアでは、垂直統合型電力会社はエリア内の電力価格を高く維持するために故意に混雑を起こすことで、競合関係にある隣接エリアの発電会社の安価な電力の流入を阻止するインセンティブと能力を持っている (Borenstein, Bushnell, and Stoft 2000)。ECAR エリアでは、エリア内外の取引はすべて市場を介さない相対取引で行われていた。そのため個々の垂直統合事業者は、送電容量がいつ利用可能かに関してより情報と裁量を持っている一方で、他の発電事業者は垂直統合事業者間の送電線の利用可能な容量や潮流を把握することが難しい状況にあった。以上から、Kleit and Reitzes (2008)はアメリカにおける ISO の形成（機能分離）は、系統混雑を減らし、電力取引における効率性の実現につながったと結論づけている。

自社系列の発電会社の電気を優先的に調整力として落札することで、系統運用者が特定の発電所を優遇した事例はドイツにもある¹⁵。図 8 で示すように、ドイツでは当日市場の取引終了後に残っている需給バランスは、送電会社が需給調整市場（balancing market）を通じて最終的な調整を行う（東 2019）。ドイツの垂直統合型電力会社 E-ON の子会社であった E.ON Netz は、法的分離実施後の 2003 年 1 月から 2005 年の 5 月の間、系統運用の一環である調整力の調達に際して、相対的に高い価

¹⁵ Cases COMP/39.388 — German Electricity Wholesale Market and COMP/39.389 — German Electricity Balancing Market

格にも関わらず自社系列の発電会社の調整力を優先的に調達した疑いが持たれた (European Commission 2008)。

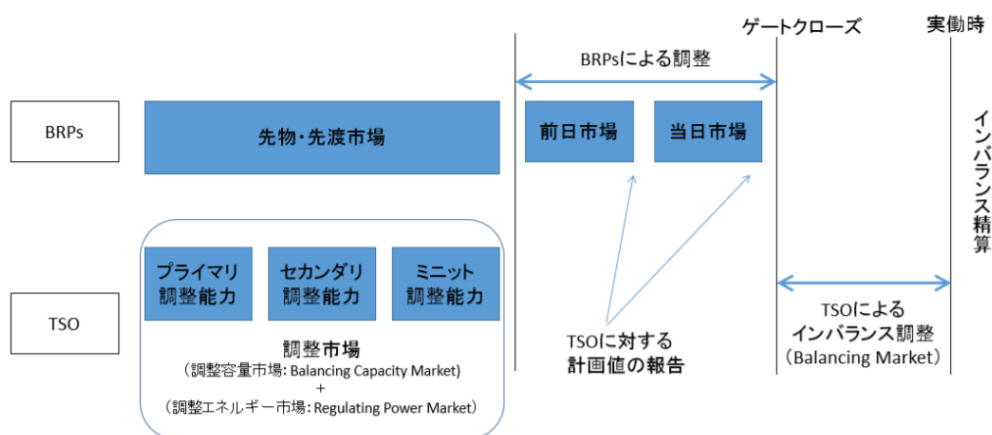


図8 ドイツの電力市場の概要 (東 2018)

送電会社である E.ON Netz は、当時の調整市場において唯一の買い手として振舞える買い手独占の状態にあった。当時の調整サービス市場では、セカンダリー調整力に入札できる資格をもった事業者は 3 社程度なのに対し、ミニッツ調整力に入札できる資格をもった事業者は 20~30 社程度あり、後者の方が競争的な状態にあった。しかし E.ON Netz は、あえて E.ON 系列の発電事業者が多く入札しているセカンダリー調整力から調整力を調達した。その結果生じた追加的な調整費用は、最終消費者が負担していたことになる。

さらに E.ON Netz は、本来利用できた国外からのより安価な調整力の輸入を意図的に妨げ、結果的に調整費用を吊り上げたことも欧州委員会に指摘されている

(European Commission 2008)。一例として、EU 加盟国の別の事業者が E.ON Netz 管轄エリアの調整市場に入札するために行った申請を、E.ON は拒否していた。これによりドイツの発電事業者が優遇され、安価な調整力の輸入は妨げられた。

欧州委員会は予備的評価によって上記の差別的取り扱い行為を発見し、競争法違反の疑いを持った。それを受けて E.ON は、5GW 近い発電所の売却と、380 万 V と 22 万 V の特別高圧送電線の売却を確約した¹⁶。後者の確約は、送電会社の所有分離に等しい (最終的にオランダの送電会社 TenneT に売却された)。欧州委員会はこの問題に対処する上で、所有分離と同程度に効果的な行為規制はなく、そういった行為規制が仮に可能だとしても所有分離に比べてより多くの負担を E.ON に課すこ

¹⁶ Duso et al. (2017)によれば、この売却によりドイツの発電事業者の市場支配力は低下し、その結果卸売市場でのピーク時の価格はオフピーク時の価格に低下したという。



とになるため、所有分離という選択を評価している（European Commission 2008）。

特定の発電所が優遇される事態は、再エネの統合費用のうちのbalancing費用と関連している。一見すると再エネの導入量が増加したことより需給調整に必要なbalancing費用が増加したように見えるが、系統運用者は上記のような方法で高いbalancing費用を人工的に作り上げることができてしまう。系統運用者が全ての発電事業者から独立して系統運用を行えば、この費用は回避することができると考えられる。そしてそのためのインセンティブを作り出すために、発送電分離（機能分離または所有分離）は有効であると考えられる。

5. 3 送電設備または連系線への投資

垂直統合型の電力会社は、新規参入者との発電・小売市場での競争を増加させるような送電設備や連系線の投資に消極的になると考えられる(van Koten and Ortmann 2008 ; 山田 2012)。この問題は「戦略的投資抑制」と呼ばれる(後藤 et al. 2014)。Léautier and Thelen (2009)は、垂直統合型電力会社にとって送電容量の増加は、大半の規制において送電部門の利潤を増加させる一方で、系列下の発電部門の利潤を減少させる可能性があることを指摘している。いくら日射量や風速などの再エネ資源が豊富なエリアであっても、近くに送電容量が十分になれば、採算性が合わずに再エネ発電所の建設は困難になる。

法的分離実施後に欧州委員会が実施した事業者へのヒアリング調査では、市場参加者は送電会社による連系線の投資状況に関して不満を表明している（European Commission Competition DG 2007）。送電会社が適切な投資を行わず、連系線の容量を最大限に使用するような配分方法になっておらず、容量が先発企業に有利なように長期的に予約されているからだ。送電会社は既存の混雑が系列小売会社の利益になっていると考えられる場合、連系線への投資を行うインセンティブを持たないことが背景にあると考えられる。実際に EU では連系線投資は、第三者が繰り返し要望してもなされなかった一方で、垂直統合型電力会社内の小売会社が自身の利益につながると判断したときにのみなされるという不満が事業者から挙げられている（European Commission Competition DG 2007）。

欧州委員会の競争総局の Lowe et al.(2007)は、2000年に英国のガス会社 British Gas Group が所有していた Tranco が所有分離された後にガス管への投資額を増加させた点、2005年にオランダのガス会社 Gasunie が所有分離された後に LNG ターミナルなどの整備を活発に行った結果、2001年から2004年まで年間平均投資額は6300万ユーロだったものが2005年以降は1億2700万ユーロまで増えた点などを、所有分離後に実際に投資が増加した成功事例として挙げている。

Nardi (2012)は2001年から2010年までのEU14国のデータを用いて、法的分離または所有分離を実施している国ほど送電線の長さの変化率が増加しているという相関関係を明らかにしたが、所有分離とは統計的に有意な結果を得ることができな

かった。また、法的分離または所有分離の実施と連系線の熱容量の大きさの変化率には統計的に有意な結果は得られなかった。

ただし送電設備・連系線の計画策定には2~3年かかるため、発送電分離を実施してもすぐに送電設備・連系線の投資が増えるとは考えづらいことに注意する必要がある。また、Léautier and Thelen (2009)は、最適な送電投資を実現するためには発送電分離は必要かもしれないが、それだけでは十分ではなく、適切なインセンティブ制度も必要であると主張している。また、EUではEU大の送電系統運用機関ENTSO-Eが中心となって今後10年間の送電設備の投資計画(TYNDP)を2年に1度作成し、各国が協調して投資の検討を進めている(岡田・丸山 2015)。

5. 4 小売市場での競争

①から③までの要因は、発電市場だけではなく小売市場の参入障壁を除去することで再エネ導入を増加させる可能性もある。全面自由化の結果、新規参入者の中には発電と小売供給を両方行う事業者も含まれるからだ。このような事業者は、かつては日本では特定規模電気事業者(PPS)、最近では新電力と呼ばれる。彼らの中には再エネ発電設備を自分で設置・導入するものもあれば、他社から再エネ由来の電気を購入している場合もある。

欧州委員会が実施した事業者へのヒアリング調査によれば、第二次指令で実施された法的分離の下では、垂直統合型の電力会社系列の小売事業者は情報面で優位にあることが指摘されている(European Commission Competition DG 2007)。法的分離では、送電会社と関係のある発電・小売事業者にのみ情報が提供されるおそれがある。例えば送・配電会社が法的に分離しても、送配電会社と小売会社は同じ建物の中にある場合、小売会社は送配電会社の従業員と物理的に近い位置で働いているため情報交換がしやすい。彼らは同じ社内のレストランに行き、同じ研修プログラム・研究施設に参加する。発電・小売会社と送配電会社が同じITサービスを使う。情報障壁(チャイニーズウォール)があり、小売会社は送配電会社側のデータにアクセスできないようになっていても、Eメールを転送することはできる。系列外の第三者企業はそのような情報にアクセスできないし、得られるとしても時間がかかる(European Commission Competition DG 2007)。

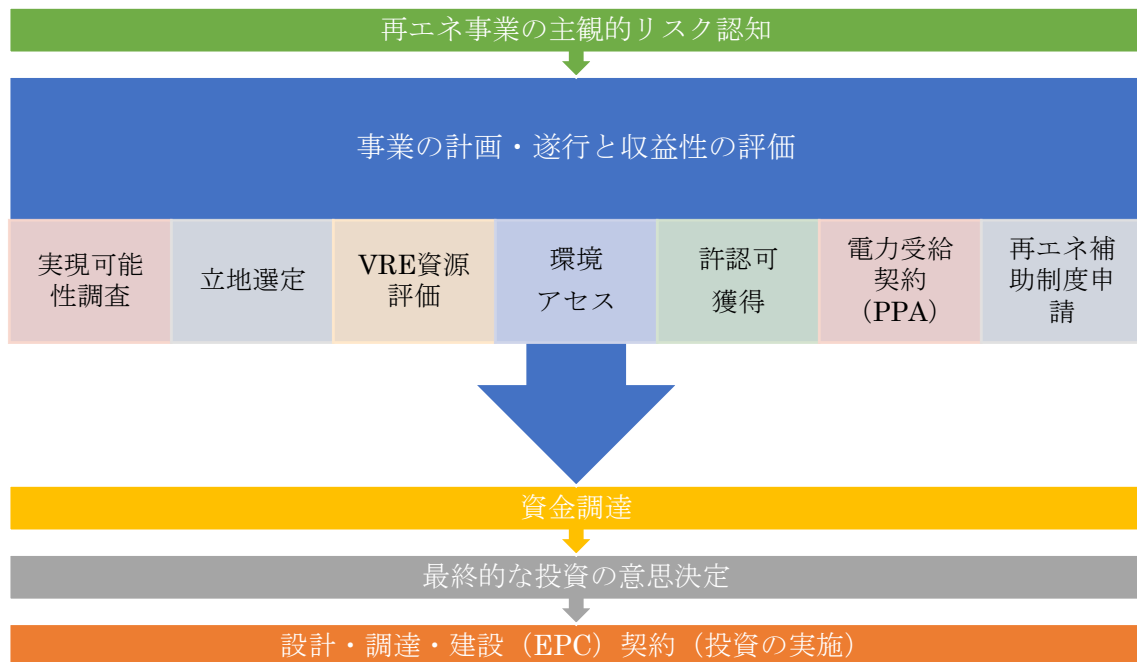
小売事業者の参入障壁を除去する上では、託送料金(Access charge)を安価にすることも重要である。2002年頃のドイツでは、託送料金の水準が公的規制の対象になっていなかったため、個々の送電会社が自由に設定することができた。このため、垂直統合型電力会社は、保有されている送電会社を通して全ての利用者に対する託送料金を高く設定することで利益を上げた結果、系列の発電・小売会社は利潤が非常に低くなる水準の市場価格でも電気を卸売・小売することができた。その結果、系統の共同利用面で新規参入者に差別的な条件を課すことはなくとも、託送料金を負担する非垂直統合型の発電・小売事業者の新規参入を阻害することができた。つまり系統の利用料金が規制されていない場合、公平な競争条件が満たされて



いないということであった。Brunekreeft (2002)は、系統利用料金は規制するべきだが、規制した場合、今度は垂直統合型電力会社は新規参入事業者に差別的な共同利用条件を課すインセンティブを生むので、両方の問題を解決するためには発送電分離の強化が必要だと述べている。

5. 5 投資家の観点

再エネ事業への投資の視点からは、発送電分離は何を意味するだろうか。再び Hu et al. (2018b)の投資の意思決定モデルに基づく、発送電分離は、事業計画の遂行を容易にし、収益性を改善すると期待できる。系統接続にかかる時間と費用の低下はもちろん、系統運用の改善は、前日市場だけではなく、調整市場でも再エネ電源が収入を得ることを可能にし、収益性を改善する。送電線・連系線への投資が実施されれば、電源の立地選定において採算性が合うエリアが増えるだろう。2004年から2010年まで欧州委員会の競争委員長を務めた Kroes (2007)は、「系統運用者が全ての市場参加者を公平に扱うと確信できない限り、新規参入事業者は投資を躊躇するだろう」と書いている。



【再掲】 図9 再エネ投資の意思決定プロセスモデル (参考 : Hu et al. 2018b)

5. 6 無関係論

服部(2012)は、アメリカの3つの州(テキサス・ニューヨーク・イリノイ)における発送電分離の影響を調査した上で、「いずれの州においても、自由化後に再エネの投資が増えているが、これは基本的には各州の RPS(Renewable Portfolio Standard)による影響といえる。したがって、再生可能エネルギーの増加を発送電分離による

直接的な影響とみるべきではない」と述べている。このように、発送電分離は再エネの増加に影響を及ぼしたとは考えられないという主張もある。

後藤・丸山(2012)は図 10 のように縦軸に 2000~2009 年の EU9 カ国の総電力使用量に占める再エネ発電量の比率をとり、横軸には所有権分離をした年が早い国から順に並べることで、「各国の再エネ導入状況と、アンバンドリングの進展状況に明確な因果関係は見られない」「むしろ、再エネ普及には、アンバンドリングではなく、地理的要因(日射や風況などの自然条件)や、普及のための支援策が大きく影響している。特に支援策については、固定価格買取制度やプレミアム価格買取制度の効果が大きいとされる。所有権分離の進展度合いと再エネ普及度合いの間には明確な相関関係のようなものは見られず、発送電分離することで再エネの普及が促進されるということは単純には言えない。」と結論づけている。

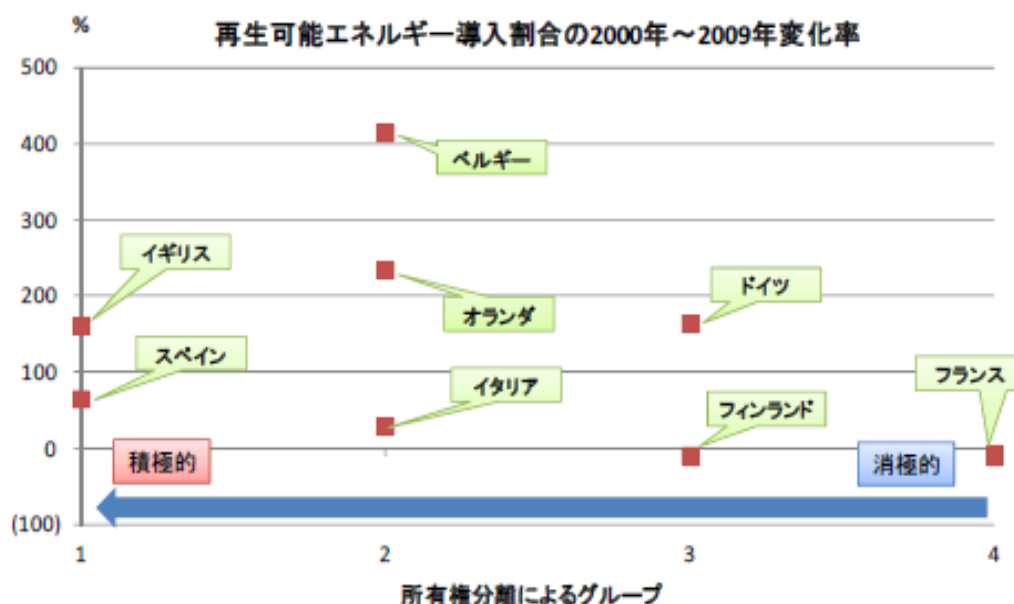


図 10 後藤・丸山 (2012) による分析結果

しかしこれらの研究では、発送電分離以外に考えられる FIT などの政策やポテンシャルなどの説明変数を統制しておらず、統計的因果推論の手法は用いられていないことに注意する必要がある。

6.1 議論と結論

日本では、「なぜ再エネが普及しないのか」という問いに対して、冒頭の引用にあるように「発電費用が高く、出力が不安定だから」という認識が東日本大震災後も支配的であった。ここに海外とのギャップがあるように感じられた。英語圏では、エネルギー政策に関する国際的な学術誌 (Energy Policy, Energy Research



& Social Science, Renewable and Sustainable Energy Review など) において再エネの導入の障壁およびその解決策に関連する論文が数多く出版され、自然科学だけでなく社会科学にも幅広い研究の蓄積がある。その一方で、日本には再エネの導入の障壁についての学術的な研究はほとんど存在しないという現状があった。そこで本論文の前半では、まず英米圏の研究成果をサーベイすることで、再エネの見かけ上の発電費用の高さの背後に理解すべき様々な要因があること、発電費用以外にも様々な障壁が存在することを明らかにした。再エネの導入障壁を克服するためには、障壁の全体像を正確に理解することが必要だと考える。

震災後の日本では、「再エネの導入を阻害しているのは、垂直統合型電力会社の存在および行為であり、したがって送電分離が必要である」という主張がしばしばなされ、論争になっていた。私はこの主張が本当なのか検証することは、今後法的分離の実施を控え、再エネの大量導入を目指す今後の日本のエネルギー（電力）政策にとって意義のある研究だと考えた。そこで本論文の後半では、再エネの事業開発の観点から、電力会社の垂直統合という組織構造の問題点および解決策としての送電分離の可能性について、欧米の関連文献をサーベイした結果をまとめた。その中には、送電分離は論理的には再エネの導入にとってプラスであると考えられる主張も多かった。しかし送電分離が理論上存在する再エネの導入の障壁を除去し、導入を促進する効果があるという主張は定性的な仮説に過ぎない。本当に送電分離に再エネ普及効果があるのかどうかは、実際のデータを用いて定量的にも検証する必要がある。しかしサーベイの結果、欧米でもこの仮説を実証した先行研究はほとんどないことがわかった。そこで Sugimoto (2019) ではアメリカを対象に、杉本 (2019) ではドイツを対象に、パネルデータを用いて実証分析を行った。それぞれの分析結果は上記文献を参照してほしい。

一方で日本では、様々な興味深い制度の設計が進んでおり、法的分離の下であっても、送配電事業者の行動が変容し、再エネ導入にとってプラスとなる系統接続・系統運用の改善は進む可能性はある。例えば、日本版コネクト&マネージだ。法的分離によって誕生した一般送配電事業者である東京電力パワーグリッドは、1時間単位で年間 8,760 時間の送電系統の想定潮流をシミュレーションした結果、従来再エネが接続できる空き容量がゼロだと公表されていた千葉県房総半島で、送電系統の増強工事をせずとも新規に接続できる容量が大幅に増加する（送電系統で混雑が発生するわずかな時間帯だけ出力抑制すれば、約 500 万 kW の電源をノンファーム型電源として接続できる）ことを示した。

特に資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関 (OCTTO) や電力ガス取引監視委員会などの規制機関が動けば、法的分離下でもルールの変更によって送配電会社の独立性・中立性が一層向上する可能性がある。系統接続時の費用負担に関しては、資源エネルギー庁は 2015 年 11 月に「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」を公表し、これまで発電所から変電所までの電源線だけではなく付随する送配電増強費用についても発電事業者が負担

するディープ方式（特定負担）であったものが、送配電設備の増強分に関しては部分的に一般送配電事業者も負担する一般負担が導入され、セミ・シャロー（ハイブリッド）方式というべき状態になった。さらに OCTTO は 2015 年から「電源接続案件募集プロセス」を導入し、接続を希望する複数の発電事業者が特定負担分の費用を共同で負担できるようになった。これらが進めば進むほど、発送電分離を法的分離よりも強化して得られる追加的なメリットは小さくなるだろう。ただし欧州で法的分離が ITO 化に強化された経緯が示すように、法的分離は細部の行為規制の強弱によって実効性が左右される。法的分離下の送配電事業者の独立性に関しては、今後も注視し続ける必要がある。

6.2 補論：ノンファーム型接続について

発送電分離を本格的に終えた欧米の一部では、再エネの一層の導入にあたり、新たな系統運用技術および出力抑制を前提とした配電系統への接続契約ルールによって対処しようとしている。特に先進的なのはアイルランドおよびイギリスであり、「日本版コネクト&マネージ」のノンファーム型接続の議論は、これらの国の取り組みを参考にしながら進んでいる。ノンファーム型接続の制度は、系統接続面および系統運用面で再エネの今後の導入（再エネ事業者の収益性）を大きく左右するため、発送電分離同様に非常に重要となる。

制度設計時の重要な論点には、①再エネ接続時の工事費用または系統増強費用をだれが負担するか、②将来的に系統増強を前提としているか否か（前提とした場合はノンファーム電源は系統増強後はファーム電源になり、抑制を受けなくなる）、③系統運用時の再エネに対する優先給電ルールの有無、④系統制約（混雑）時に出力抑制の対象となる発電機を決めるルールであるアクセスの原則（Principle of Access）が Last In First Out（最後に接続した電源から順に抑制）、プロラタ（接続順に関わらず、混雑の原因となっている全ての電源を対象に抑制量を配分）、市場ベースの競争入札（抑制費用の安い発電機から抑制）のいずれになっているか、⑤出力抑制時に抑制された電源に対する逸失収入の補償があるかどうか、⑥これらを実施する場合の費用対効果のバランスの6つがあると考えられる。

系統接続時に生じる系統増強工事費用を再エネ事業者が負担せず、ノンファーム電源として接続されても後に増強が終わった場合はファーム電源となり、再エネの出力抑制を可能な限り避けるために他の電源種を先に抑制するような優先給電ルールが存在し、抑制された場合には補償額が支払われるならば、再エネ導入は大いにしやすくなるが、代わりに系統増強費用や再給電費用、補償費用が増加し、最終的には高い送配電費用として需要家が負担することになる。そこで費用と効果のバランスを取る必要がある。

Anaya and Pollitt(2015b)や古澤（2019）が指摘しているように、ドイツはシャロー方式を採用し、優先給電ルールが存在し、抑制に対して 95%の補償が支払われる



など、最も再エネ事業者を優遇した制度になっているが、その分の費用も増加している。他方でアイルランドでは、接続時に系統増強費用を負担しないで済む代わりに、ノンファーム電源の出力抑制時には補償が支払われないが、系統増強工事実施後はファーム電源になるといったやり方が取られていた（2017年まで）。接続時に系統増強工事を前提としない日本の方針は、アイルランドのやり方と比較してノンファーム電源の収益性が低くなることが見込まれ、新規参入が厳しくなると考えられる（星野 et al. 2019）。④の系統制約（混雑）時に出力抑制の対象となる発電機を決めるアクセスの原則のわかりやすい解説は、Anaya and Pollitt(2014)や Kane and Ault(2014)等を参照のこと。Anaya and Pollitt(2015c)や Anaya and Pollitt(2017)は、イギリスの特定の配電エリアにおいて②を変えた場合の費用便益分析を実施している。Joos and Staffell (2018) は、ドイツとイギリスの風力発電の出力抑制率と抑制に対する補償費用を比較した重要な研究である。

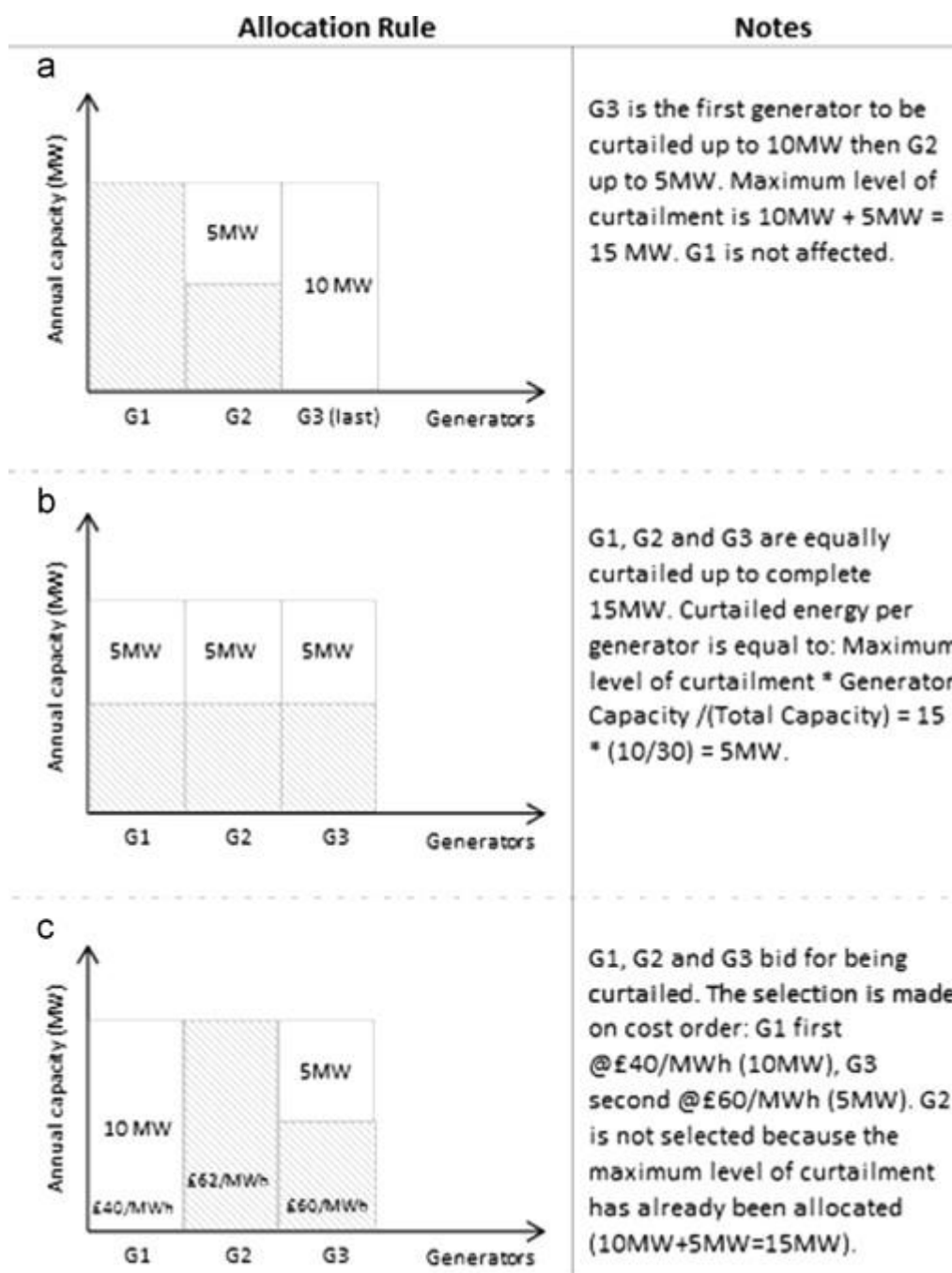


図11 アクセスの原則
 (上から Last In First Out, プロラタ、競争入札方式。
 出典: Anaya and Pollitt. 2014.)

7. 参考文献

- 東愛子 (2018) 「安定性と柔軟性を兼ね備えた調整市場の制度設計: EUの調整市場統合からの論点整理」 RIETI Discussion Paper Series 18-J-015
- 東愛子 (2019) 「柔軟な電力市場の構築」 『入門 再生可能エネルギーと電力システム』 第2章 日本評論社



- 穴山悌三 (2005) 「電力産業の経済学」 NTT 出版
- 荒井弘毅 (2009) 「参入障壁の法と経済学」 公正取引委員会競争政策研究センター ディスカッションペーパー CPDP-46-J
- 依田高典 (2001) 「ネットワーク・エコノミクス」 日本評論社
- 伊東光晴 (2013) 「原子力発電の政治経済学」 岩波書店
- 井上智弘(2016) 「送電事業の売却がドイツの電気事業者にもたらした影響」 電力中央研究所
- 植田和弘・梶山恵司(2011) 「国民のためのエネルギー原論」 日本経済新聞出版社
- 大島堅一(2010) 「再生可能エネルギーの政治経済学」 東洋経済新報社
- 大橋弘 (2012) 「電力産業に更なる競争を導入することの意義と課題」 『日本原子力学会誌アトモス』 Vol.54, 2012年9月号
- 岡田健司・丸山真弘(2015) 「欧州における発送電分離後の送電系統増強の仕組みとその課題」 (2015)電力中央研究所報告書
- 岡本浩 (2015) 「発送電分離とは何か」 山内弘隆・澤昭裕 編(2015) 『電力システム改革の検証』 白桃書房
- 尾形清一 (2017) 「再生可能エネルギーの社会受容性と制度設計」 植田・山家編『再生可能エネルギーの国際比較 日本の変革のために』 京都大学
- 小川一夫・神取道弘・塩路悦朗・芹澤成弘 (2013) 「現代経済学の潮流 2013」 東洋経済新報社
- 開沼博 (2011) 「「フクシマ」論 原子カムラはなぜ生まれたのか」 青土社
- 環境省 (2011) 第 10 章「緩和ポテンシャルとコスト (仮訳)」 気候変動に関する政府間パネル (IPCC) 第 3 作業部会-気候変動の緩和 (策) 『再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書 最終版』
- 橘川武郎 (2011) 「発送電分離をめぐる議論の検証」 都市問題 102(10)、 30-33
- 栗山浩一・馬奈木俊介 (2016) 「環境経済学をつかむ 第三版」 有斐閣
- 後藤美香・丸山真弘(2012) 「欧州における送電部門アンバンドリングの現状と評価」 電力中央研究所報告書
- 後藤美香・服部徹 (2011) 「発送電分離に関する最近の研究のレビュー」 電力中央研究所社会経済研究所ディスカッションペーパー SERC11029
- 後藤美香・丸山真弘・服部徹(2014) 「ドイツにおける発送電分離の評価-事業者の対応と課題-」 電力中央研究所報告書
- 資源エネルギー庁(2019) 「電力システム改革について」
- 鈴木達治郎・城山英明・松本三和男 (2007) 「エネルギー技術の社会意思決定」 日本評論社
- 杉本康太(2019) 「ドイツにおける発送電分離が再生可能エネルギーの導入に与えた影響—送電会社の所有分離のインパクト—」 京都大学経済学研究科 再生可能エネルギー経済学講座ディスカッションペーパーNo. 2
- ニコラス・スターン (2006) 「気候変動の経済学 エグゼクティブ・サマリー」
- 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
- ダニエル・P・アルドリッチ (2012) 「誰が負を引きうけるのか 原発・ダム・空港立地をめぐる紛争と市民社会」 (監訳)湯浅陽一(訳)リンダマン香織・大門信也 世界思想社
- 東京電力パワーグリッド (2019) 「千葉方面における再生可能エネルギーの効率的な導入拡大に向

- けた試行的な取り組みについて」
- 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 編(2003)「電力自由化の制度設計」東京大学出版会
- 南部鶴彦(2017)「エナジー・エコノミクス[第2版]」日本評論社
- 日本経済研究センター2019「事故処理費用、40年間に35兆~80兆円に」
- 日本経済新聞 (2019) 「再エネ普及に送電線の壁 容量不足が各地で顕在化」3月1日
- 八田達夫(2012)「電力システム改革をどう進めるか」日本経済新聞出版社
- 服部徹(2012)「米国における発送電分離が電気事業に与えた影響」電力中央研究所報告書
- 舟田正之(2014)「電力改革と独占禁止法・競争政策」有斐閣
- 古澤健(2019)「欧州における再エネ大量導入下の配電系統設備形成の動向と課題—分散型電源の柔軟性確保に向けた検討—」電力中央研究所 社会経済研究所 研究資料
- 星野光・岡田健司・花井悠二 (2019)「アイルランドにおけるノンファームアクセス—電力系統利用の権利を考慮した混雑管理の事例分析—」電力中央研究所報告書
- 丸山真弘・岡田健司 (2008)「送電部門から見た欧州電気事業制度改革の動向」電力中央研究所報告書
- 丸山康司 (2012)「風力発電の社会的受容性の課題と解決 IEA Wind Task28 を踏まえて」『風力エネルギー』36巻2号 p. 169-173
- 水谷文俊(2013)「電力事業における発送電分離」『国民経済雑誌』、第207巻、第3号、15-27頁
- 諸富徹 編(2015)「電力システム改革と再生可能エネルギー」日本評論社
- 安田陽 (2017)「系統連系問題」植田和弘・山家公雄 編 『再生可能エネルギー政策の国際比較』第6章 京都大学学術出版会
- 安田陽 (2018)「送電線は行列のできるガラガラのそば屋さん？」インプレスR&D
- 安田陽 (2019)「世界の再生可能エネルギーと電力システム(経済・政策編)」インプレスR&D
- 山内弘隆・澤昭裕 編(2015)「電力システム改革の検証」白桃書房
- 山田光(2012)「発送電分離は切り札か」日本評論社
- 渡邊太郎 (2018)「東京電力への公的支援の現状と課題」国立国会図書館 調査と情報—ISSUE BRIEF— No. 1031 (2018. 12. 25)
- ACER and CEER (2015) Joint ACER-CEER response to European Commission's Consultation on a new Energy Market Design of 7 October 2015
- Alderfer, B., M. Eldridge, and T. Starrs. 2000. *Making Connections: Case Studies of Interconnection Barriers and Their Impact on Distributed Power Projects*. Golden, CO United States.
- Anaya, Karim L. and Michael G. Pollitt. 2014. “Experience with Smarter Commercial Arrangements for Distributed Wind Generation.” *Energy Policy* 71:52–62.
- Anaya, Karim L. and Michael G. Pollitt. 2015a. “The Role of Distribution Network Operators in Promoting Cost-Effective Distributed Generation: Lessons from the United States of America for Europe.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 51:484–96.



- Anaya, Karim L. and Michael G. Pollitt. 2015b. “Integrating Distributed Generation: Regulation and Trends in Three Leading Countries.” *Energy Policy* 85:475–86.
- Anaya, Karim L. and Michael G. Pollitt. 2015c. “Options for Allocating and Releasing Distribution System Capacity: Deciding between Interruptible Connections and Firm DG Connections.” *Applied Energy* 144:96–105.
- Anaya, Karim L. and Michael G. Pollitt. 2017. “Going Smarter in the Connection of Distributed Generation.” *Energy Policy* 105:608–17.
- Arocena, Pablo, David S. Saal, and Tim Coelli. 2012. “Vertical and Horizontal Scope Economies in the Regulated U.S. Electric Power Industry.” *The Journal of Industrial Economics* 60(3):434–67.
- Barradale, Merrill Jones. 2010. “Impact of Public Policy Uncertainty on Renewable Energy Investment: Wind Power and the Production Tax Credit.” *Energy Policy* 38(12):7698–7709.
- Barrett, Eva. 2016. “A Case of: Who Will Tell the Emperor He Has No Clothes?—Market Liberalization, Regulatory Capture and the Need for Further Improved Electricity Market Unbundling through a Fourth Energy Package.” *The Journal of World Energy Law & Business* 9(1):1–16.
- Birk, Michael, Pablo Chaves-Ávila, Tomás Gómez, and Richard Tabors. 2017. *TSO/DSO Coordination in a Context of Distributed Energy Resource Penetration*. MIT Center for Energy and Environment Policy Research.
- Borenstein, Severin., James. Bushnell, and Steven. Stoft. 2000. “The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry.” *The Rand Journal of Economics* 31(2):294–325.
- Borenstein, Severin. 2012. “The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation.” *Journal of Economic Perspectives* 26(1):67–92.
- Brunekreeft, Gert. 2002. “Regulation and Third-Party Discrimination in the German Electricity Supply Industry.” *European Journal of Law and Economics* 13(3):203–20.
- Brunekreeft, Gert. 2008. “Ownership Unbundling in Electricity Markets – A Social Cost Benefit Analysis of the German TSOs.” *Working Papers*.
- Brunekreeft, Gert. 2015. “Network Unbundling and Flawed Coordination: Experience from the Electricity Sector.” *Utilities Policy* 34:11–18.
- Devine-Wright, Patrick. 2005. “Beyond NIMBYism: Towards an Integrated Framework for Understanding Public Perceptions of Wind Energy.” *Wind Energy* 8(2):125–39.
- Duso, Tomaso and Florian Szücs. 2017. “Market Power and Heterogeneous Pass-through in German Electricity Retail.” *European Economic Review* 98:354–72.
- Duso, Tomaso, Florian Szzcs, and Veit Boeckers. 2017. “Abuse of Dominance and Antitrust Enforcement in the German Electricity Market.” SSRN Electronic Journal.
- Economides, Nicholas. 1998. “The Incentive for Non-Price Discrimination by an Input Monopolist.” *International Journal of Industrial Organization* 16(3):271–84.
- European Commission Competition DG (2007) DG COMPETITION REPORT ON ENERGY

SECTOR INQUIRY

- European Commission (2007) legislative package on the internal market for electricity and gas Impact Assessment (SEC(2007) 1179/2)
- European Commission (2008) Summary of Commission Decision of 26 November 2008 relating to a proceeding under Article 82 of the EC Treaty and Article 54 of the EEA Agreement (Cases COMP/39.388 — German Electricity Wholesale Market and COMP/39.389 — German Electricity Balancing Market) (notified under document number C(2008) 7367 final) (Text with EEA relevance)
- European Commission (2013) Ownership unbundling: assessing conflicts of interests (SWD(2013) 177)
- European Commission(2014) 「COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Report on the ITO Model
- Fiorio, Carlo V. and Massimo Florio. 2013. “Electricity Prices and Public Ownership: Evidence from the EU15 over Thirty Years.” *Energy Economics* 39:222–32.
- Hardin, Garrett. 1968. “The Tragedy of the Commons.” *Science (New York, N.Y.)* 162(3859):1243–48.
- Heim, Sven, Bastian Krieger, and Mario Liebensteiner. 2018. “Unbundling, Regulation and Pricing: Evidence from Electricity Distribution.” *ZEW Discussion Papers*.
- Herrera Anchustegui, Ignacio. 2018. “Transmission Networks in Electricity Competition: Third-Party Access and Unbundling – A Transatlantic Perspective.”
- Hirth, Lion, Falko Ueckerdt, and Ottmar Edenhofer. 2015. “Integration Costs Revisited – An Economic Framework for Wind and Solar Variability.” *Renewable Energy* 74:925–39.
- Hirth, Lion, Falko Ueckerdt, and Ottmar Edenhofer. 2016. “Why Wind Is Not Coal: On the Economics of Electricity Generation.” *The Energy Journal* 37(3).
- Höfler, Felix and Sebastian Kranz. 2011. “Legal Unbundling Can Be a Golden Mean between Vertical Integration and Ownership Separation.” *International Journal of Industrial Organization* 29(5):576–88.
- Hogan, William W. 2002. “Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms.” *Journal of Regulatory Economics* 21(1):103–32.
- Hu, Jing, Robert Harmsen, Wina Crijns-Graus, and Ernst Worrell. 2018. “Barriers to Investment in Utility-Scale Variable Renewable Electricity (VRE) Generation Projects.” *Renewable Energy* 121:730–44.
- Hu, Jing, Robert Harmsen, Wina Crijns-Graus, Ernst Worrell, and Machteld van den Broek. 2018. “Identifying Barriers to Large-Scale Integration of Variable Renewable Electricity into the Electricity Market: A Literature Review of Market Design.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81:2181–95.
- International Energy Agency. 2019. Energy Technology RD&D
- Jacobsson, S. and Anna Bergek. 2004. “Transforming the Energy Sector: The Evolution of Technological Systems in Renewable Energy Technology.” *Industrial and Corporate*



Change 13(5):815–49.

- Johnstone, Phil, Andy Stirling, and Benjamin Sovacool. 2017. “Policy Mixes for Incumbency: Exploring the Destructive Recreation of Renewable Energy, Shale Gas ‘Fracking,’ and Nuclear Power in the United Kingdom.” *Energy Research & Social Science* 33:147–62.
- Joos, Michael and Iain Staffell. 2018. “Short-Term Integration Costs of Variable Renewable Energy: Wind Curtailment and Balancing in Britain and Germany.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 86:45–65.
- Kane, Laura and Graham Ault. 2014. “A Review and Analysis of Renewable Energy Curtailment Schemes and Principles of Access: Transitioning towards Business as Usual.” *Energy Policy* 72:67–77.
- Kleit, Andrew N. and James D. Reitzes. 2008. “The Effectiveness of FERC’s Transmission Policy: Is Transmission Used Efficiently and When Is It Scarce?” *Journal of Regulatory Economics* 34(1):1–26.
- Kroes, Neelie. 2007. “Improving Competition in European Energy Markets Through Effective Unbundling.” *Fordham International Law Journal* 31(5).
- Léautier, Thomas Olivier and Véronique Thelen. 2009. “Optimal Expansion of the Power Transmission Grid: Why Not?” *Journal of Regulatory Economics* 36(2):127–53.
- Masini, Andrea and Emanuela Menichetti. 2013. “Investment Decisions in the Renewable Energy Sector: An Analysis of Non-Financial Drivers.” *Technological Forecasting and Social Change* 80(3):510–24.
- Meyer, Roland. 2012a. “Economies of Scope in Electricity Supply and the Costs of Vertical Separation for Different Unbundling Scenarios.” *Journal of Regulatory Economics* 42(1):95–114.
- Meyer, Roland. 2012b. “Vertical Economies and the Costs of Separating Electricity Supply—A Review of Theoretical and Empirical Literature.” *The Energy Journal* 33:161–85.
- Nagayama, Hiroaki. 2007. “Effects of Regulatory Reforms in the Electricity Supply Industry on Electricity Prices in Developing Countries.” *Energy Policy* 35(6):3440–62.
- Nagayama, Hiroaki. 2009. “Electric Power Sector Reform Liberalization Models and Electric Power Prices in Developing Countries: An Empirical Analysis Using International Panel Data.” *Energy Economics* 31(3):463–72.
- Nardi, Paolo. 2012. “Transmission Network Unbundling and Grid Investments: Evidence from the UCTE Countries.” *Utilities Policy* 23:50–58.
- Neuhoff, K. 2005. “Large-Scale Deployment of Renewables for Electricity Generation.” *Oxford Review of Economic Policy* 21(1):88–110.
- Nikogosian, Vigen and Tobias Veith. 2011. “Vertical Integration, Separation and Non-Price Discrimination: An Empirical Analysis of German Electricity Markets for Residential Customers.” *ZEW Discussion Papers*.
- Nillesen, P. and M. Pollitt. 2019. “Ownership Unbundling of Electricity Distribution Networks.” *Cambridge Working Papers in Economics*.

- Official Journal of the European Union(2005) Case COMP/M.3696 — E.ON/MOL
- Owen, Anthony D. 2006. “Renewable Energy: Externality Costs as Market Barriers.” *Energy Policy* 34(5):632–42.
- Painuly, J. 2001. “Barriers to Renewable Energy Penetration: a Framework for Analysis.” *Renewable Energy* 24(1):73–89.
- Pepermans, Guido, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer. 2005. “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues.” *Energy Policy* 33(6):787–98.
- Philip Lowe et al. (2007) Effective unbundling of energy transmission networks: lessons from the Energy Sector Inquiry, Competition Policy Newsletter, Number 1 – Spring 2007
- Pollitt, Michael. 2008. “The Arguments for and against Ownership Unbundling of Energy Transmission Networks.” *Energy Policy* 36(2):704–13.
- Ruester, Sophia, Sebastian Schwenen, Carlos Batlle, and Ignacio Pérez-Arriaga. 2014. “From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs.” *Utilities Policy* 31(1):229–37.
- Sappington, David E. M. 2006. “On the Merits of Vertical Divestiture.” *Review of Industrial Organization* 29(3):171–91.
- Shrimali, Gireesh, Melissa Lynes, and Joe Indvik. 2015. “Wind Energy Deployment in the U.S.: An Empirical Analysis of the Role of Federal and State Policies.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 43:796–806.
- Sovacool, Benjamin K. 2009. “Rejecting Renewables: The Socio-Technical Impediments to Renewable Electricity in the United States.” *Energy Policy* 37(11):4500–4513.
- Sugimoto, Kota. 2019. “Does Transmission Unbundling Increase Wind Power Generation in the United States?” *Energy Policy* 125:307–16.
- Swider, Derk J., Luuk Beurskens, Sarah Davidson, John Twidell, Jurek Pyrko, Wolfgang Prügler, Hans Auer, Katarina Vertin, and Romualdas Skema. 2008. “Conditions and Costs for Renewables Electricity Grid Connection: Examples in Europe.” *Renewable Energy* 33(8):1832–42.
- van der Horst, Dan. 2007. “NIMBY or Not? Exploring the Relevance of Location and the Politics of Voiced Opinions in Renewable Energy Siting Controversies.” *Energy Policy* 35(5):2705–14.
- van Koten, S. and A. Ortmann. 2008. “The Unbundling Regime for Electricity Utilities in the EU: A Case of Legislative and Regulatory Capture?” *Energy Economics* 30(6):3128–40.
- Wolsink, Maarten. 2007. “Planning of Renewables Schemes: Deliberative and Fair Decision-Making on Landscape Issues Instead of Reproachful Accusations of Non-Cooperation.” *Energy Policy* 35(5):2692–2704.