

「脱炭素政策と環境実証」

『三田学会雑誌』114 卷 4 号

小西 祥文

慶應義塾大学 経済学部

要旨：本稿は、電力部門の脱炭素化に関する海外の先端的な実証研究を（選択的に）紹介することで、日本の脱炭素政策および同分野における環境実証研究への三つの視座を提示する。第一に、再生可能エネルギーの脱炭素効果および経済価値は極めて重要な時間的・空間的異質性を持つため、その異質性に応じた価値付与（プライシング）の仕組みが必要である。第二に、送電制約や伝統的な電力規制は、再生可能エネルギーを経済価値に応じて最適に利用するための障害となってしまうため、そのような技術的・制度的な制約を実証的に正しく評価し、解消するための取り組みが必要である。第三に、需給ひっ迫時や大規模な自然災害に柔軟かつ安全に対応するための市場の仕組みやその実証的評価に関する研究が決定的に不足しており、理論・実証両面での経済学的知見の拡充が望まれる。

キーワード：脱炭素，環境実証，再エネ価値，異質性，送電制約

JEL：Q4, Q53, Q54

序

過去十年間、気候変動に関する厳密かつ頑健な科学的知見の蓄積が進んだおかげで、1990～2000年代に存在していた三つの懐疑論は払しょくされ、人為的な要因による地球温暖化とその社会的・経済的影響の甚大さが再認識されるようになった。¹ とりわけ、近年の気候科学では、温暖化がある水準を越えてしまうと様々な連鎖が起きてしまい温暖化を止めることが極めて困難になってしまう可能性（ドミノ効果）や温室効果ガスに対する温度上昇の反応速度がこれまでの想定よりも遥かに早い可能性が指摘されるようになっており、最適な脱炭素経路に重大な影響を及ぼすことが示唆されている（Cai-Lontzek, 2019; Dietz *et al.*, 2021）。また、2020年の新型コロナウイルスの世界的流行は、多くの識者にとって、気候変動が本格化した場合に世界が経験すると考えられる経済ショックの困難さを想起させることとなり、世界的な気候変動対策の動きを加速化させる契機ともなった。気候変動対策には、人為的な温室効果ガスを抑制する「脱炭素」と気候変動の影響を抑制するための「気候適応」の二つがあるが、気候変動が本格化かつ恒久化してしまえば人為的な適応が不可能となる可能性も指摘されており、脱炭素と適応の両方を迅速に進めていく必要があると考えられている（EPIC, 2021）。

我が国でも、菅首相が2020年10月の所信表明演説において「2050年までのカーボンニュートラル（温室効果ガスの排出量を実質ゼロとすること）」を公約として掲げ、翌年4月には、2030年度の温室効果ガス排出量を2013年度比で46%削減する目標が発表された。現在、日本における温室効果ガスの排出量は約12億1300万トン/年（2019年度の実績値）となっており、「46%削減目標」の約1/3に相当する約14%はすでに達成されている計算になる。しかし、すでに様々な施策を行った上での2019年度の実績値であり、目標達成への道のりは厳しいと言わざるを得ない。とりわけ、排出量の約40%を占めるエネルギー部門に関しては、経済産業省資源エネルギー庁が第6次エネルギー基本計画の素案を纏め、パブリックコメントを経て2021年10月に閣議決定されるなど、目標達成に向けた活発な政策議論が行われている。

しかしながら、筆者の知る限り、日本の電力部門（供給サイド）の脱炭素化を経済学的見地から厳密かつ実証的に分析を行った研究は極めて少なく、同分野に関して研究の蓄積が進む先進諸国との間に大きなギャップが存在する。このような学術面でのギャップは、具体的な制度・政策立案へのインプットを通じて政策面でのギャップにも表れつつある。そこで、本稿では、経済実証の視点から、海外の経済学的研究を（選択的に）紹介し、それをもって

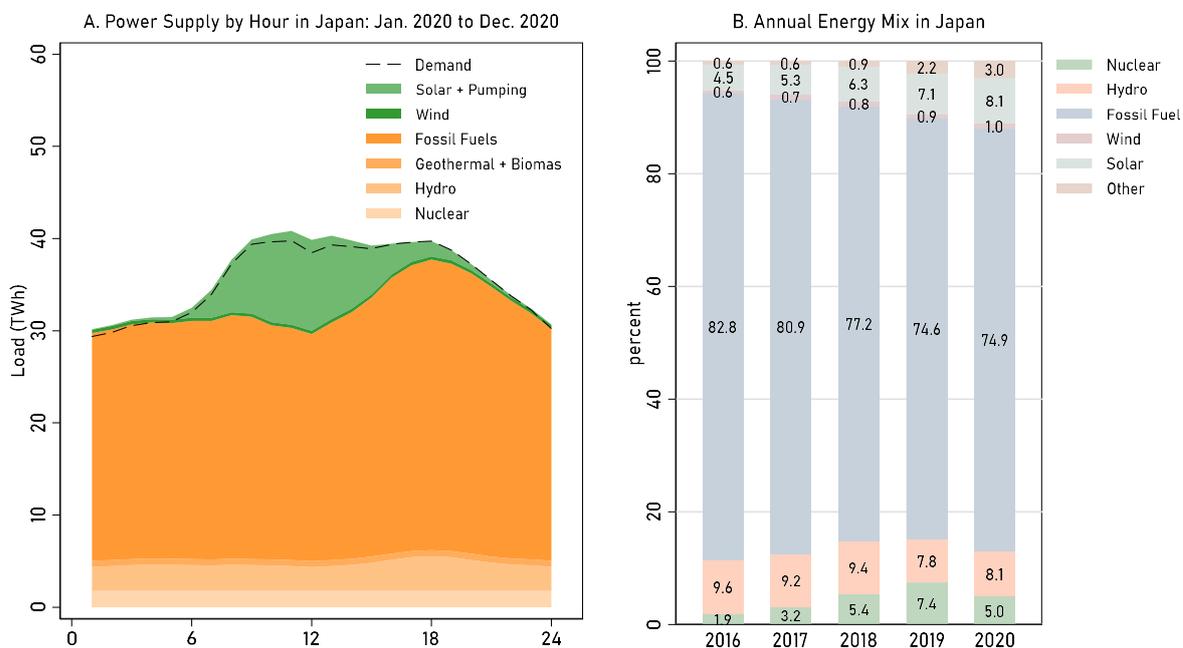
¹ 「地球温暖化は起こっていない」「地球温暖化は起こったとしても大した影響はない」「地球温暖化は人為的なものではない」という三つの懐疑論を指す。とりわけ、三つ目に関しては根強い懐疑論が存在するが、過去十年間の科学研究はこれらの懐疑論を否定するだけの豊富な科学的根拠・知見を提示している。2021年8月に公表されたIPCCの最新レポート（AR6）では、地球温暖化に対する人為的関与は「疑う余地が無い（unequivocal）」と結論付けられている（IPCC, 2021）。

日本の電力部門の脱炭素化および同分野に関する環境実証研究への新たな示唆（視座）を提示したいと考えている。

第二節：問題の根幹

日本の電力供給は、約 75%が石炭・ガスなどの火力発電、約 8%が水力、約 5%が原子力の三つの主力電源（ベースロード電源）によって賄われ、残りの約 8%が太陽光、約 1%が風力、約 3%が地熱・バイオマスなどによって供給されている（2020 年実績；図 1 B）。日本の再エネは太陽光が中心であるため、現状では、ピーク時間帯（9 時～21 時）の電力需要のうち、日中の日照時間帯への供給が主に再エネによって賄われている（図 1 A）。このようなマクロ的な視点からすると、仮に火力発電の供給量を減少させるとすれば、原子力による供給を増加させるか、夜間のピーク需要を抑制するか、大規模な蓄電設備や揚水発電による夜間供給を増やすか（その場合、その分のコスト増が電気料金に上乗せされる）、の三つの選択肢しかないように思えてしまう。残念ながら、いずれも「環境と経済の両立」という観点からは必ずしも望ましい選択肢とは言えないかも知れない。しかし、データを少しミクロ的な視点から読み解いてみると、これとは別の選択肢の可能性が存在することが分かる。

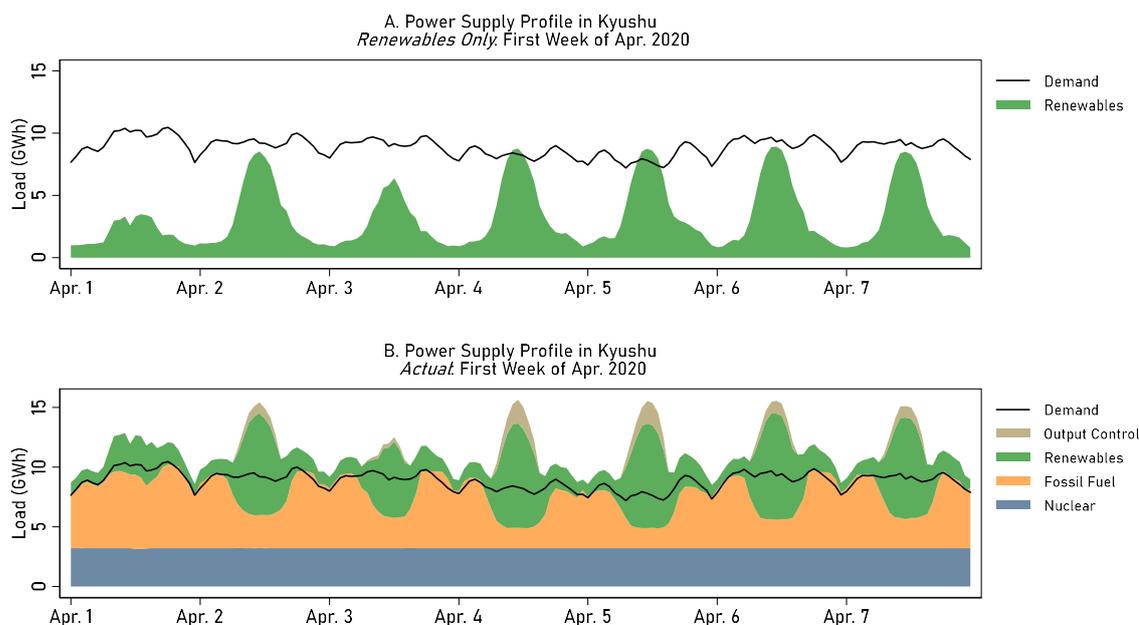
図 1. 日本の電力ミックス



出所：自然エネルギー財団 HP より入手した時間別電力供給量データより筆者作成。図 1-A は年間の時間別の電力供給/需要量（時間当たり平均ではない）。

図2は、九州電力系統における2020年4月1日から一週間の時間別電力需給をプロットしたものである。上の図2Aには、水力を含めた再エネ由来の発電量のみをプロットし、下の図2Bには、火力と原子力を含めた実際の供給量をプロットしている。図2Aは、少なくとも4月のような電力需要が高くない季節の日照時間帯に関しては、九州電力系統内の電力需要を十分に賄うだけの再エネ供給量がすでに存在していることを示している。² 一方、太陽光や風力は、初期費用こそ比較的高いものの、人件費・燃料費などの可変費用が掛からず限界費用が低いため、効率的な電力市場の下では電力価格を低下させる「メリット・オーダー効果」があると言われている（e.g., Bushnell-Novon, 2021; Maciejowska, 2020）。つまり、可能な限り再エネを優先的に利用し、再エネでは十分に供給できない時間帯にのみ他の発電（例：石油・ガス火力、蓄電・揚水発電）を柔軟に稼働させるような電力供給が可能であれば、二酸化炭素（CO₂）と電力コストの両方を削減できる可能性があることになる。³

図2. 九州電力系統における電力需給プロファイル



出所：自然エネルギー財団 HP より入手した時間別電力供給量データより筆者作成。

² ここでは分かり易い例として、出力制御が実際に行われている九州電力の春季のデータを示しているが、以下の議論は、出力制限が行われていない季節や系統域においても同様に成立する。例えば、九州電力エリアにおける夏場の日中の電力需要を全て再エネで賄うためには、現行の再エネの発電容量を約二倍に拡張する必要があるが、仮にそのような再エネ発電の拡張が行われた場合、夜間の再エネ発電量の「谷」を別の電源によって柔軟かつ低コストで賄う必要性が増すことになる。ちなみに、2020年はコロナの影響下であったが、電力消費に関しては過去三年間の同日平均を上回る水準であった。

³ 但し、ピーク電源として利用される石油・ガス火力や蓄電・揚水発電の非稼働時の固定費用の回収は、後述する容量市場や炭素税収を財源とした補助金などで別途補填する必要が出てくる。

しかし、現行の電力供給は、様々な技術的・制度的制約から、そのようにはなっていない。図 2B で示すように、実際には、稼働の柔軟性はないが平均費用が低く安定的な電力供給が可能である原子力、水力、石炭火力がベースロード電源として優先的に利用され、太陽光や風力はその余剰需要を賄う。ベースロード電源によって十分に電力需要を賄ってしまう場合、超過分は他の電力系統へ輸出され、それでも送電網の容量を超過してしまう分に関しては、太陽光や風力の出力制御が行われてしまう（図の黄土色部分が実際に出力制御された供給量である）。この時、ベースロード電源による電力供給と再エネ電源による電力供給との間の調整弁の役割を果たしているのが、比較的柔軟に稼働や出力の調整を行うことができる石油・ガス火力である。これらの電源は、主に再エネの発電量やピーク需要に応じて柔軟に発電量を調整するために利用されている（図 2B のオレンジ色の火力発電量の増減）。仮に現行のベースロード電源主体の電力供給体制を継続したまま再エネの導入を拡大すると、再エネによって置換されるのは、ベースロード電源（原子力、水力、石炭火力）ではなく、ピーク電源（石油・ガス火力）である可能性すら出てきてしまう。⁴ その場合、夏場・冬場のピーク需要への対応が困難になるばかりでなく、再エネ拡大のコストが単純に既存の電気料金に上乗せされてしまうため、電力料金が大幅に上昇することになってしまう。

このように見てくると、エネルギー部門の脱炭素化が目指すべき電力供給体制（＝再エネを主たる電源とし、ピーク需要を柔軟に稼働可能な電源で賄う体制）と現行の電力供給体制（＝ベースロード電源を主たる電源とし、余剰需要を再エネで賄う体制）との間には大きなギャップが存在しているおり、そのギャップが脱炭素化をめぐる議論の不透明性に寄与していることが分かる。電力部門において効果的・経済効率的に脱炭素化を行うためには、このギャップを埋め、新たな電力供給システムへと移行するためのパラダイム転換が必要である。では、具体的にどのようなパラダイム転換が必要なのか？そのような変革をどのように達成することが可能なのか？そのために、どのような経済学的知見が存在するのか（必要なのか）？これが本稿の主眼である。

⁴ 2021 年の電力需給状況は、このような懸念が現実的に起こってしまう可能性を示唆している。経済産業省は、2021 年 10 月、多くの電力系統における冬季の電力予備率が過去 10 年間で最も厳しい 3% 台となる見込みを発表した。この背景には、多くの電力エリアにおいて、採算の悪化した火力発電所の長期計画停止（休廃止）が行われたことが主な理由であると言われているが、休廃止が計画されている発電所の多くは天然ガス（LNG）を燃料とする火力発電所であった（例：東京電力の姉崎火力発電所 3～6 号機、東北電力の東新潟港 1～2 号機）。いずれも運転開始から約 50 年経過しているため電源設備の老朽化が主な要因ではあるものの、太陽光発電の増加によって日中の稼働を抑制せざるをえない火力発電の採算が悪化したことも大きな理由であると言われている。このような状況は、再エネのさらなる拡充と予備電源の柔軟な利用を可能とするためには、予備電源の非稼働時費用を負担する仕組みを考える必要があることを示唆している。

第三節：脱炭素化の四つの壁

そのための思考実験として、まずは、いかなる市場の失敗も政府の失敗も存在しない（但し、技術や資源の制約は存在する）理想的な社会を想定し、そのような社会では、社会全体の経済厚生を最大化するためにどのように電力供給が行われるか考えてみよう。⁵

日本を含む多くの国では、電力の小売価格が短期的に固定されているため、ある季節・日時（例：夏場の平日 19 時）における日本全体の電力需要 D は概ね供給側の要因とは無関係に外生的かつ非弾力的に決定されているものと考えられる。したがって、以下の議論では、議論の単純化のため、需要側の要因や非効率性は考慮しないものとする。⁶ よって、電力供給の非効率性（社会厚生への損失）は、外生的に与えられた需要に対してどのように電力供給が行われるかにのみ依存することになる。

技術を所与とすれば、ある時点（季節・日時）におけるもっとも効率的な電力の供給方法は、限界費用の最も小さな発電設備から順に発電を行い、電力需要量を満たした所でそれ以上の発電をストップするような形で供給を行うことである。ミクロ経済学の初歩を学んだ方にとって、このような電力供給が、所与の電力需要を最小費用で満たし、経済厚生を最大化することはほぼ自明であろう。但し、このような順序付けは、各時点における限界費用によるべきであり、固定費用などを含めた年間の平均費用を使ってしまうと根本的に間違った議論になってしまう点には注意して欲しい。ちなみに、電力業界では、このような形で限界費用の低い順に発電を行う方法を「メリット・オーダー（merit-order）」と呼ぶ。

しかし、現実にはこのような電力供給は行われていない。そこには、四つの大きな壁が存在するからである。

まず一つ目の問題は、このような経済厚生を最大化問題を考える場合の限界費用は、「私的限界費用（MPC: Marginal private cost）」ではなく「社会的限界費用（MSC: Marginal social cost）」によらなければならないという点である。良く知られるように、化石燃料を利用する火力発電からは、温室効果ガス、二酸化硫黄（ SO_2 ）、窒素酸化物（ NO_x ）、微小粒子状物質（PM）などの大気汚染物質が排出される。これらの外部費用が私的限界費用に上乗せされていなければ、社会的な観点から最適な電力供給とはならない。温室効果ガスの社会的費用は、Social Cost of Carbon（SCC）と呼ばれ、近年、様々な実証研究が行われている。海外の経済実証論文では、米国 Interagency Working Group レポート（IWG, 2016）をもとに、

⁵ 以下の議論は、American Economic Review に掲載された論文（Cicala, 2021）を参考にしつつ拡張したものである。

⁶ 当然ながら、需給ひっ迫時の節電要請やリアルタイム価格が導入されているような場合など、需要が供給側の要因によって変動してしまう場合は存在する。しかし、環境・エネルギー分野では、需要サイドの非効率性に関しては膨大な実証研究が存在する一方で、供給サイドの非効率性に関しては実証研究の蓄積は極めて限定的であることから、本稿では後者に焦点をおいた議論を行う。需要サイドの非効率性に関しては、例えば、拙著レビュー記事（小西, 2020）を参考とされたい。

概ね\$40~60/ton が使用されることが多かったが、より先端的な研究では、これがかなり過小評価された値である可能性が指摘されている (Carlton-Greystone, 2021)。また、SO₂、NO_x、PM などの大気汚染物質は、風向きや近隣地域の人口などによって一単位当たりの限界被害が大きく異なる局所的汚染 (local pollution) であることが知られている。次節で詳しく議論するように、過去数十年間、経済学者は、これらの大気汚染物質の社会的費用を厳密に評価するための様々な研究を行ってきており、電源設備ごと、時間ごとの正当な社会的限界費用を厳密に推計することが可能となっている。しかし、日本を含む多くの国々では、石炭や天然ガスに対して低い税率が適応されているため、火力の発電費用が再エネの発電費用を下回ってしまう。このような既存の税制度が変更され、外部費用が適正に内部化されない限り、電力事業者が社会的限界費用に応じてメリット・オーダーを行うインセンティブは持たないであろう。これが、多くの著名な経済学者がカーボンプライシングの導入を推奨する理由の一つである。⁷

二つ目は、現実の社会における様々な制度上ないし慣習上の制約から、そもそも私的限界費用の低い順に発電を行うインセンティブを持たないという問題である。言うまでもなく、日本における電力は規制産業である。近年、電力の小売自由化が進められているものの、消費者保護の観点から経過措置が取られており、多くの地域において総括原価方式 (公正報酬率規制) に基づいて設定された小売価格が引き続き提供されている (2020年10月現在)。⁸ 総括原価方式の下では、発電費用 (原価) に一定の事業報酬を加えて小売価格が決定される。この際、事業報酬は事業資産に一定の報酬率をかけて算出されるため、設備投資を増やすインセンティブが生じる一方で、可変費用に関しては全て価格に転嫁可能であるため費用削減インセンティブを持たない (Averch-Johnson, 1962)。しかし、総括原価方式が電力事業者に与える影響はそれだけではない。大手の小売事業者は、限界費用の安い再エネを小規模事業者から買い取って販売するよりも、自前の火力・原子力発電から供給・販売した方がより利潤を得られるため、卸売市場においてもこれらの電源が優先され易くなる。つまり、総括原価方式の下では、(私的) 限界費用に応じて自社保有電源を利用するインセンティブも他社と取引するインセンティブも持たず、代わりに、平均費用が低く安定的に発電できる火力、水力、原子力などを主力電源として利用するインセンティブを持つのである。古典的な経済モデルでは、市場占有力の行使は価格マークアップの形で表現されるが、小売価格が直接的に規制され、大手小売事業者が送電網を保有している電力市場では、電源順位が限界費用に従わないという形で市場占有力が行使される (Cicala, 2021)。さらに、日本のエネルギー

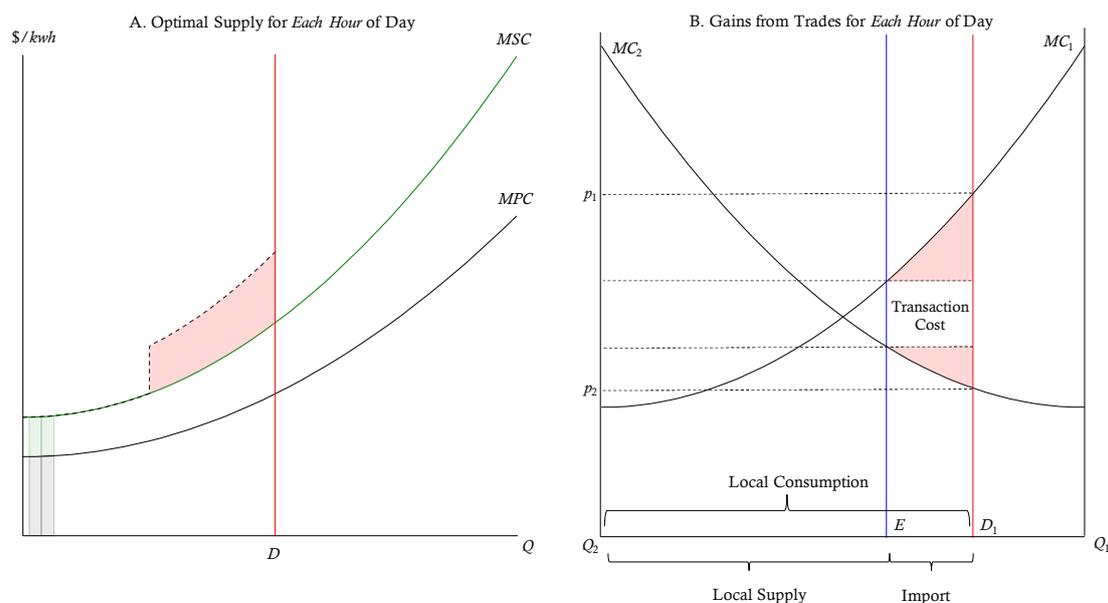
⁷ 2019年1月に Wall Street Journal に掲載された Economists' Statement on Carbon Dividends (カーボンプライシングの活用を推奨する声明) に対して、28人のノーベル経済学者、3589人の経済学者が賛同を表明している (2021年8月現在)。

⁸ 経過措置撤廃後には、小売事業者の裁量で算定される費目と法令等により算定される費目 (託送料金や諸税) の合計によって決定されるため、以下で議論するようなインセンティブの是正に繋がるものと期待されているものの、現時点では、どの程度のインセンティブ是正に寄与するかは未知数である。

ギー政策の基本原則となっている「3E+S」の原則も、メリット・オーダーによる電力供給が行われない理由の一つである。「3E+S」の原則とは、安定供給 (Energy Security)、経済効率性 (Economic Efficiency)、環境への適合 (Environment)、安全性 (Safety) の四つの原則を意味する。特に、電力は経済活動の根幹をなす公益事業であるため、安定的に供給されることが最優先される。そのため、供給量が天候・時間帯に大きく依存してしまう太陽光や風力は、限界費用が低くても発電の優先順位が低くなってしまふのである。もし今後もこのような制度的・慣習的制約が存続すれば、仮にカーボンプライシングが実現し、社会的限界費用の適正な内部化が行われたとしても、現実の電力供給は社会的費用を最小化するようなメリット・オーダーには従わないかも知れない。

図 3A は、上述の二つの問題を概念化したものである。図では、所与の需要量 D に対して三つの供給曲線が描かれている。一つは、私的限界費用に応じてメリット・オーダーによる供給が行われた場合 (黒線; MPC)。二つ目は、外部費用を加えた社会的限界費用に応じたメリット・オーダーが可能であった場合の供給曲線 (緑線; MSC)。最後に、上で議論したように何らかの制度上の制約によって、メリット・オーダーとは異なる形で発電が行われ、本来であれば利用されるはずの電源が利用されなかった場合の供給曲線 (破線) が表されている。但し、図は、実際の発電順序ではなく、実際に利用された電源を社会的限界費用の低い順に並べ替えて得られた曲線を示している。図から明らかなように、何らかの形で制度的・慣習的制約を解消し、破線から緑線にシフトすることが出来れば、図の赤い面積に相当する社会的経済損失が減少することになる。

図 3. 最適な電力供給 vs. 現実の電力供給



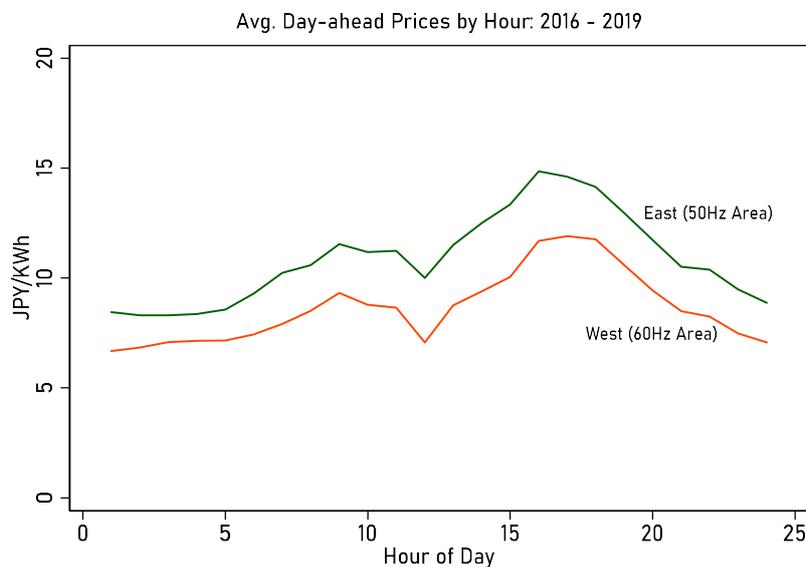
註：Cicala (2021) Figure 3 をベースに筆者が一部修正したもの。

三つ目の壁は、系統間の電力取引に関する障壁である。ここまでの議論は、電力系統内の電力供給の最適化を考えてきた。日本の電力供給は、(沖縄を除くと) 9つの電力系統から成り立っている。このように複数の電力系統が存在する場合、各系統内の電力需要をその系統内の電源供給だけで満たすよりも、(社会的) 限界費用に応じて系統間で融通をした方が電力供給の費用を大幅に減少させることが可能である。図 3B は、そのような系統間の電力取引による「交易の利」を図で示したものである。ある時点における系統 1 の電力需要を D_1 とし、別の系統 2 の電力需要を同じ x 軸の右端から重ねるように両系統の限界費用の図をそれぞれ描いている。外部費用の内部化が行われていない場合は私的限界費用となり、内部化が行われている場合に社会的限界費用となるが、この図では簡略化のため区別をしない。また図 3B では、各系統内において限界費用に応じた効率的な電源利用が行われているものと仮定されている。系統間の取引が制限されている場合、全ての電力は各系統内で供給されるため、各系統における競争均衡における(社会的) 限界費用および卸売価格は p_1 , p_2 となる。しかし、系統間の取引が可能であれば、限界費用の高い系統 1 から限界費用の低い系統 2 から電力を購入することで $p_1 - p_2$ に相当する追加的な利益が生まれることになる。このような取引に対して何ら制約や取引費用が存在しなければ、両者の限界費用が一致する点までそのような取引が行われることになる。しかし、現実には、様々な制約や取引費用が存在するため、E のような点まで取引が行われ、交易から得られる実際の利得は図の赤い三角形で示した部分のようになる。

このような交易の利は、ミクロ経済学の基礎知識であるが、日本を含む多くの国では、電力事業は地域の公益事業として地産地消型の供給システムを採用してきたため、電力の系統間取引による経済便益という視点はあまり重視されて来なかった。しかし、電力部門の脱炭素化を考える上で、この視点は極めて重要となってくる。例えば、太陽光発電と風力発電は、天候や発電時間帯に関して補完性を持つことが良く知られており、両者を組み合わせることでベースロード化の可能性が広がる。ところが、日本において大規模な風力発電が設置可能な地域は過疎地や洋上などに限られてしまい、系統間の取引が柔軟に行われないう限り、風力の経済価値は限定的となってしまう。日本では、1995年に卸売市場が一部自由化、2005年には日本初の卸売市場(JEPX)が開設、2020年には発送電の法的分離が行われるなど電力自由化が進んでいるものの、系統間取引は十分に進んでいるとは言えない。

図 4 はこの点を端的に示している。この図は、2016~2019年の卸売価格(前日スポット価格)の東西価格差の平均値を時間別に示したものである。日本では、佐久間、新信濃、東清水の三つの周波数変換所・変電所を境に、東側と西側とで送電網の周波数が異なっている。図で示すように、各時間帯の卸売価格差の平均値は KWh 当り約 2~3 円 (MWh 当り 2~3 千円) となっている。海外の既往研究 (Fell *et al.*, 2021) では、MWh 当り \$1 (約 110 円) の卸売価格差が生じている場合、何らかの「取引障害」が生じていると判断している。したがって、MWh 当り 2~3 千円の価格差は、東西の系統間で相当な取引障害が生じていることを示していると考えられる。

図4. 日本の東西電力系統間の卸売価格差



出所：自然エネルギー財団 HP より入手した時間別 JEPX 価格データより筆者作成。

最適な電力供給を阻む四つ目の壁は、自然災害やピーク時の需給ひっ迫時の電源確保という問題である。気候変動が本格化すると、極端な天候や自然災害と需給の逼迫が同時に起こってしまう可能性が指摘されている。例えば、極端な熱波は冷房への需要を、極端な冬の豪雪は暖房への需要を高騰させる。そのような突発的なピーク需要に対して柔軟にかつ安定的に発電量を増やすことが可能である必要がある。太陽光や風力など発電量が自然条件に大きく依存してしまうような電源は、突発的な需要への対応が困難であるため、火力発電（特に石油・ガス火力）の緊急時利用が考えられている。すなわち、比較的短時間で稼働させることができる天然ガスを普段は稼働停止させておき、緊急時にのみ稼働させるという方法である。しかし、ここで問題となるのは緊急時電源の費用負担である。このような電源は、緊急時以外には休眠設備となるため、普段は経済価値を生まず、維持費のみが嵩んでしまう。よって、そのような緊急時電源を維持する事業者に対して、緊急時の発電能力に応じた適正な経済価値の支払いが行われる仕組みが必要となる。そのような仕組みは「容量市場（Capacity market）」と呼ばれ、欧米の一部の地域ではすでに本格的に導入され、日本でも2020年に試験的な導入が行われた。しかし、筆者の知る限り、容量市場が想定通り適切に機能するか否かに関しては厳密な実証研究の蓄積が不十分であり、今後、経済実証の専門家が積極的に関与すべき分野の一つであると考えられる。⁹

⁹ 本稿では詳しく議論しないが、容量市場に関する厳密な実証研究の例として、未刊行の Working Paper (Elliot, 2021)が挙げられる。同論文は、2006年の電力自由化と同時に容量市場が設立された Western Australia の電力市場に関する詳細なデータを用いることで、電力企業の動学的な生産・投資行動の構造推

また、2021年2月にテキサス州で起こった大規模停電は、系統間の連携と多様な電源ポートフォリオの重要性を如実に表している。2021年2月13日～2月17日にかけて、テキサス州で“Winter Storm Uri”と呼ばれる記録的な冬の嵐を観測した。暖房による電力需要は、過去の需要予測を大きく上回り電力価格は高騰し、供給量を大きく上回る需要が発生したためテキサス州全域で大規模な停電が発生した。この影響により少なくとも151人が死亡したと言われている（Dallas News, May 30, 2021）。テキサス州の電力系統を所管するERCOTは容量市場を持っておらず、他の電力系統との連携も不十分であったことが大規模停電に寄与したとも言われているが、それ以上に重要な点は、記録的な大雪の影響により、非常用電源として期待されていた天然ガス・石炭火力の多くが実際には稼働することが出来なかったことが大規模停電の引き金となってしまった点である。このように、気候変動が本格化してしまうと、様々な想定外の事象が同時発生してしまうためリスク分散の考え方も重要になってくる。非常用電源の確保、電源ポートフォリオのリスク評価、そして、その市場の枠組み作りはセットで考えるべき極めて必要な課題であると言えよう。

第四節：実証的知見

では第三節で議論した最適な電力供給を阻む四つの壁に関して、既往研究はどのような知見を提示しているのでしょうか？図3Aに示されるような社会的に最適な電源利用（順序）と現実とのギャップを埋めるために、どのような研究が行われているのだろうか？本節では、この問いに関する三つの重要な実証研究（群）を紹介したい。三つの研究群に絞って紹介する理由は、これらが、上述の壁に対応する以下の三つのサブ・クエスチョンに対応しているからである。すでに述べたように、四つ目の壁に関しては、実証的知見は極めて限られているため、次節において必要性を議論するにとどめたい。

- Q1. 再エネの真の経済価値（≡各電源の真の社会的費用）をどのように評価すべきか？
- Q2. 送電網の整備は再エネの（真の経済価値を反映した）利用を促進するか？
- Q3. 電力自由化は、系統内および系統間の最適な電源利用に寄与するか？

一つ目の問いについては、ある意味、すでに豊富な経済学的知見が蓄積されている。石炭、天然ガス、石油などの化石燃料は、資源の採掘段階から、燃焼段階、廃棄段階に至るまで多くの環境汚染を引き起こすことが知られている（Templeton, 2021）。例えば、石炭の採掘段階では、酸性の鉱山排水が土壌・地下水への流出することによって近隣の生態系や住民に被

定を行った実証 IO 論文である。同論文は、炭素税と電力容量への補助金を組み合わせた政策ミックスが、CO₂削減と大規模停電のリスク回避の二つの観点からもっとも望ましいと結論付けている。このように、今後は各電源の入札データまで含めた詳細なデータを使った容量市場の実証的評価や最適デザインに関する研究が増えてくるものと期待される。

害を及ぼす可能性がある。発電段階（燃焼時）には、地球温暖化を引き起す二酸化炭素が排出されるだけでなく、様々な呼吸器系疾患の原因となる SO₂, NO_x, PM2.5 などの大気汚染物質が排出される。さらに、燃焼の副産物として石炭灰（coal ash）が生成されてしまい、適切に処理されずに不法投棄されてしまえば、土壌・地下水へと浸食し、近隣の生態系や地域住民への様々な環境被害をもたらしてしまう。現在、多くの国において石炭は最も安価な発電燃料であるが、それは、これらの石炭利用の過程で生じる社会的（外部）費用が市場価格に含まれていないことによる。これらの社会的費用の貨幣的価値を厳密な統計的手法によって推定する分野は「環境の非市場価値評価（Non-market valuation）」と呼ばれ、環境経済学の得意分野の一つであった。

しかし、本稿で紹介したいのは、そのような環境経済学の古典的知見ではない。海外のより先端的な研究は、このような環境経済学の知見をベースとした上で、再エネ（太陽光・風力）の限界的な経済価値が極めて重要な時間的・空間的異質性を持つことを明らかにしている（e.g., Bushnell-Novan, 2021; Callaway *et al.*, 2019; Fell *et al.*, 2021; Holland *et al.*, 2016; Novan, 2015）。このような実証的知見は、電源の社会的限界費用を画一的・固定的に評価し価値付けしてしまうことが最適な電力供給のメリット・オーダー化に繋がらない可能性を示唆しており、日本において本格的導入が検討されているカーボンプライシングへの重要な意味を持つ。

まずは、これらの実証研究の基本的な考え方を示そう。太陽光や風力などの再エネは、少なくとも発電時には二酸化炭素や大気汚染物質を排出しない。したがって、再エネによって火力発電を代替することで、化石燃料の採掘、燃料、廃棄の各段階で生じる外部費用を削減することが可能となる。しかし、ここで重要なのは、「再エネ発電は、実際にどの程度、どの化石燃料を減少させることに寄与するのか？」という問題である。様々な経済学的な理由から、この問いの答えが自明でないことが分かる。第一に、再エネによる電力供給が代替するのは、その時間帯に実際に稼働しているかつ可変的に利用されている「限界電源(marginal generating unit)」である。各電力系統において、いつどの電源が限界電源となっているかは、需要側・供給側の様々な要因によって変動する。例えば、夏場・冬場のピーク需要が発生している時間帯では、普段はベースロードとして利用されていない休眠電源（例：天然ガス）が利用されているため、再エネによる追加的電力供給が可能となった場合に代替されるのはそのような電源かも知れないし、あるいは、そのような電源の急停止ができない場合、十分な代替が行われない可能性もある。一方で、太陽光による電力供給が潤沢である日中では、再エネによる追加的電力供給はベースロード発電の抑制に寄与するかも知れないが、九電のように出力制限が行われる地域では、そのような効果は限定的かも知れない。つまり、上述の問いの答えは、系統内の電源構成や様々な制約によって、季節や時間帯によって大きく変わってしまう。これが再エネの限界価値が時間的異質性を持つ理由である。第二に、一般的な商品の物流と同様に、電力供給には送電上の「輸送コスト(transportation cost)」が存在する。異なる電源で発電された電力は、送電網・変電所・配電網と幾つかの電圧変換を経

て最終消費者に届けられるため、様々な系統制約により、同じ送電網、同じ電圧帯で発電された電力間の方が、そうでない場合と比べ、よりロスが少ない形で効率的に代替することが可能である。そのため、再エネ発電が、実際にどの化石燃料をどの程度減少させるかは、その発電地域の電源構成や需要構成にも依存する。したがって、再エネの限界価値は空間的な異質性も持つことになる。第三に、これらの時間的・空間的異質性をさらに大きくしてしまうのが環境被害の非線形性の問題である。局所的な大気汚染物質が地域住民に与える境界環境被害は、元々の大気汚染水準やその地域の人口の大きさによって大きく変化する (Muller-Mendelsohn, 2009)。したがって、仮に代替する化石燃料が一定であったとしても、これらの要因によって環境被害の限界価値が異なることによって、時間的・空間的異質性を持つことになる。

そこで、近年の実証研究は、次のような推定式を用いて、このような再エネの環境価値の時間的・空間的異質性を検証している。

$$E_{rhdm} = \phi_{rhdm} R_{rhdm} + \gamma' X_{rhdm} + \delta_{rhdm} + \epsilon_{rhdm} \quad (1)$$

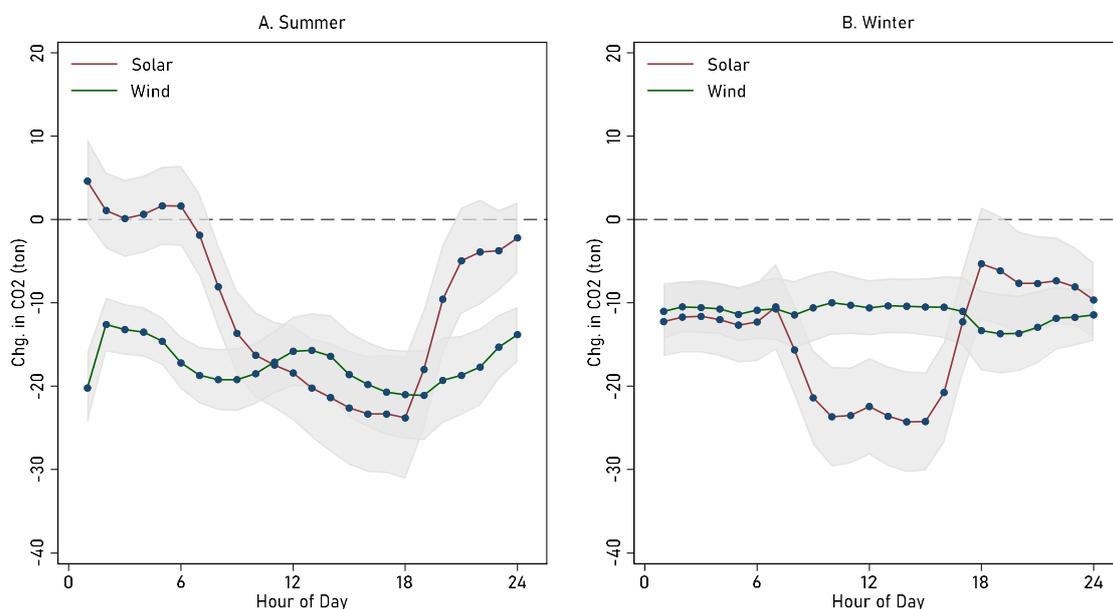
ここで、 E_{rhdm} は地域 r における h 時、 d 日、 m 月、 y 年における (火力発電由来の) 大気汚染物質の排出量、 R_{rhdm} は可変的な再エネ (風力・太陽光) の発電量、 X_{rhdm} は制御変数、 δ_{rhdm} は交差項を含む様々な固定効果を表している。 E_{rhdm} に関しては、論文によっては、大気汚染物質として二酸化炭素のみに焦点を当てている場合もあれば (例: Callaway *et al.*, 2018)、 NO_x などの局所的な大気汚染物質を含める場合もある (例: Bushnell-Novan, 2021; Fell *et al.*, 2021)。また、主説明変数 R_{rhdm} として再エネの発電量を使う場合もあれば (例: Bushnell-Novan, 2021; Fell *et al.*, 2021)、地域内の総電力供給量から可変的な再エネを差し引いた変数を使用する場合もある (例: Callaway *et al.*, 2018) が、いずれの場合も、再エネの大気汚染物質排出量に与える境界効果を推定することが目的である点は同じである。

式(1)で最も特徴的な点は、主たる因果効果のパラメーター ϕ_{rhdm} が地域別・時間別・季節別に異なることを明示的に考慮し、その推定値にバイアスが生じないように様々なケアをした上で推定している点である。 R_{rhdm} は可変的な再エネ (風力・太陽光) の発電量であるため、個々の電源の発電量自体は、その地域・時間・季節の天候条件によって外生的に変化する。しかし、上述の議論で示したように、域内全体の再エネ発電量は、域内の他の電源からの供給量やその結果としての均衡価格にも依存してしまう。したがって、そのような内生性に対処するために制御変数や固定効果を入れたり操作変数法を利用したりしている。また、本稿では詳しく解説しないが、このようにして推定された境界効果 ϕ_{rhdm} に、当該汚染物質から生じる環境被害の (地域別) 貨幣価値 d_r を掛け合わせることで、時間的・空間的に異なる再エネの環境価値を評価することができる。

このような実証研究の一例として、Bushnell-Novan (2021) の推定結果を紹介しよう。図5はカリフォルニア独立系統運用機関 (California Independent System Operator: CAISO)

の 2012~2016 年のデータを用いて、式 (1) の時間別・季節別の再エネの限界的 CO₂ 削減効果を推定した結果である (図は Replication File を利用して筆者が再推定したもの)。但し、多くの既往研究が主たる説明変数として時間ごとの再エネ発電データ R_{rhd} を使用しているのに対し、Bushnell-Novan は、日ごとの総再エネ発電量 R_{rdmy} を使用している。このように推定する理由は幾つか挙げられるのだが、最も重要な点は、これによって「一日当たりの再エネ発電量が GWh 増加した場合に得られる時間別の平均的 CO₂ 削減効果」の季節間・電源間の異質性を推定していることになる点である (よって、再エネの GWh 当り平均的 CO₂ 削減効果を求めるには図の推定値を 24 時間分足し上げる必要がある)。

図 5. 再エネ電力 1GWh 当りの CO₂ 削減効果 (米国 CAISO)



註：Bushnell-Novan (2021) の Replication File をベースに筆者が再推定を行ったもの。

図より、風力発電は季節・時間帯を通じて概ね均一な CO₂ 削減効果を持つのに対し、太陽光に関しては、夏場よりも冬場の方が再エネによる限界的 CO₂ 削減効果がより大きいこと、夜間よりも昼間の方がより効果が大きいことが分かる。筆者らによれば、特に夜間において冬場の方が夏場よりも太陽光の CO₂ 削減効果が高い理由は、冬場は域内外の水力の発電容量が豊富であるため、再エネの発電量に応じて水力発電を柔軟に調整することで再エネによる火力発電の代替が可能である一方で、夏場は干ばつなどによる水力発電の容量不足をピーク電源のフル稼働によって補っているため、再エネの発電量の変化に応じて可変的に火力発電量を変化させることができず CO₂ の削減に大きく寄与しない。また、昼間は太陽光をベースロード的に利用できるため、再エネの発電量の増加に対して柔軟に火力発電を減少させることができる一方、夜間は火力発電をベースロードとして利用するため、再

エネの発電量の変化に対して柔軟に火力を減らすことができず、再エネの CO₂ 削減効果が限定的となってしまふ。そのため、夜間よりも昼間の方がより削減効果が大きいという。

このように、再エネの限界的経済価値が、時間、季節、地域によって大きく異なり、その異質性が事前の想定と大きく異なるという点は、第三節で議論した電力の最適供給を考える上で極めて重要な意味を持つ。また、本稿では詳しく述べないが、このような最適供給の問題を考える際に、系統制約を所与とした短期的な環境価値を考えるか、系統内の電源構成や制約の変化を踏まえた長期的な環境価値を考えるかによって分析や結論が変化する点には注意されたい。Bushnell-Novan (2021) はこのような視点に立ち、再エネの中長期的な影響を考慮した分析も行っている。

二つ目の問い、「送電網の整備は再エネの利用を促進するか？」については、Fell *et al.* (2021) が興味深い実証結果を示している。彼らの論文は、風力発電の環境価値が、送電制約 (grid constraint) や送電混雑 (grid congestion) によってどの程度変わるのかを実証的に検証している。考慮している経済メカニズム自体はとてもシンプルなものである。大規模な風力発電が可能な地域 A とそうでない地域 B が存在するものとする。一般的に、前者は人口密度が相対的に低く、後者は高い地域であるため、電力需要も大気汚染削減の経済価値も後者の方が高いと考えられる。したがって、風力発電によって化石燃料を代替した場合の経済価値も後者の方が想定的に高いと予想される。よって、豊富な風力発電を持つ地域 A において発生する余剰電力を人口の多い地域 B に供給することができれば、風力の経済価値を高めることが可能である。しかし、電力系統に存在する何らかの送電制約によって余剰電力が活用できないと、余剰電力を有効利用することが出来なくなってしまう。では、そのような送電制約は現実にはどの程度存在しているのか？また、送電制約が存在する場合の経済損失はどの程度か？このような問いを実証的に検証したのが同論文である。

彼らは、米国の二つの独立電力機構 (ISO) である MISO と ERCOT が、上述のような風力発電の豊富な地域とそうでない地域とに分けられる点に着目し、2011~2015 年の日特別・電源設備別の詳細なパネルデータを利用して、以下のような回帰式を (各地域に対して別々に) 推定した。

$$D_{hdm} = \beta_1 W_{hdm} + \beta_2 W_{hdm} C_{hdm} + \beta_3 C_{hdm} + \gamma' X_{hdm} + \delta_{hdm} + \epsilon_{hdm} \quad (2)$$

ここで、 D_{hdm} は h 時、d 日、m 月、y 年における (化石燃料由来の) 環境被害額、 W_{hdm} は風力発電量、 C_{hdm} は当該電力管内で送電制約が発生していたか否かを表すダミー変数、 X_{hdm} は制御変数、 δ_{hdm} は交差項を含む様々な固定効果を表している。各時点における環境被害額 D_{hdm} は、上述の式 (1) と類似の手法を使い、大気汚染による環境被害額を日特別・電源別・地域別に足し合わせたものである。

この推定式の鍵となる変数は、系統内で各時点において送電制約が発生していたか否かを示すダミー変数 C_{hdm} である。MISO に関しては、送電制約を示す混雑価格 (congestion

price) が公示されているが、ERCOT に関しては、そのような情報が公開されていないため、管内の四つの系統間の価格差が MWh 当り \$1 を超過するか否かによって同ダミー変数を生成している。筆者らによれば、公開情報を使用した場合と卸売価格差を使用した場合とで、同変数の分布に大きな違いは生じておらず、また閾値の値を変更しても結果に大きな影響が出ないことから、MWh 当り \$1 の価格差が送電制約を示す閾値として概ね妥当であると考えられる。このような変数の定義によると、分析期間を通じて送電混雑が生じていた時間帯は、ERCOT で全体の約 38%、MISO で約 55% にも及んでいたことが分かっている。また、式(3)の推定の際には、 C_{hdmy} が内生的に決定される可能性も考慮し、Belloni *et al.* (2012) の IV-LASSO 法を応用した IV 推定も行っている。

このような推定を行った結果が表 1 に示されている。Fell *et al.* (2021) では、実証結果をサポートするために数多くの推定結果が示されているが、ここでは、彼らの主要な結果のみを示す。表には、被説明変数を、二酸化炭素由来の環境被害、局所的環境汚染 (SO₂, NO_x, PM2.5) 由来の環境被害、両方の環境被害を合計した総環境被害とした場合の三つの推定結果が示されている。また、IV-LASSO 推定に関しては、ベースとなる妥当な識別変数が存在する ERCOT についてのみ結果が示されている。ERCOT の推定結果から、OLS と IV-LASSO の推定値は大きく変わらないことが分かる。

表 1. 送電制約が風力発電の環境価値に及ぼす影響 (米国 ERCOT, MISO)

	OLS			IV-LASSO		
	Total Damage (1)	CO2 Damage (2)	Local Damage (3)	Total Damage (4)	CO2 Damage (5)	Local Damage (6)
A. ERCOT						
Wind	-52.35 (1.887)	-21.86 (0.427)	-30.5 (1.682)	-54.65 (3.183)	-23.17 (0.771)	-31.81 (2.819)
Wind x Congestion	12.36 (2.263)	1.762 (0.463)	10.59 (2.015)	19.99 (8.599)	4.50 (2.082)	15.49 (7.582)
Obs.	43,824	43,824	43,824	43,824	43,824	43,824
R ²	0.919	0.985	0.822	0.915	0.984	0.814
B. MISO						
Wind	-88.89 (4.731)	-29.65 (0.821)	-59.25 (4.472)			
Wind x Congestion	13.06 (3.776)	2.268 (0.755)	10.79 (3.484)			
Obs.	35,000	35,000	35,000			
R ²	0.952	0.978	0.932			

註：Fell *et al.* (2021) Table 2 と Table 3 をもとに筆者作成。結果は全ての制御変数を入れた場合の推定値。括弧内は Clustered Standard Errors.

まずは、 β_1 の推定結果より、風力発電の (環境被害を減少させることによる) 経済便益が、

ERCOT では一単位 (MWh) 当たり約 52 ドル, MISO では約 89 ドルとなることが分かる. MISO の方が経済便益が高く推定されるのは, MISO の方が人口も多く, 化石燃料由来の大気汚染による被害が大きいためである. また, このうち, 二酸化炭素由来の環境被害が占める割合は, ERCOT で約 41%, MISO で約 33%となっており, 局所的大気汚染を削減することの環境価値の方が相対的に高いことが分かる. ただし, 同分析では, 二酸化炭素の SCC を 40 ドル/ton として分析を行っているため, 過少評価されている可能性はある. 次に, β_2 (交差項) の推定結果をみると, 係数がプラスに有意であることから, 送電制約が生じている地域・時間帯には化石燃料の代替が十分に起こらないため, 風力発電の経済便益が大幅に減少してしまうことが分かる. β_2 (交差項) の推定値より, このような送電制約による経済損失は, ERCOT では約 12 ドル/MWh, MISO では約 13 ドル/MWh であることが分かる. また, 二酸化炭素由来の環境被害と局所的大気汚染由来の環境被害の推定値をみると, このような経済損失の大部分が後者から発生していることが分かる. これは, 送電制約によって, 風力発電の豊富な地域の余剰電力がより大気汚染被害の大きい人口集中地域で利用できなくなってしまうことを示している.

また興味深いのは, 分析期間中の 2012~2013 年には, ERCOT 管内における風力発電の活用を目的として, CREZ (Comprehensive Renewable Energy Zone) と呼ばれる総工費約 70 億ドルにおよぶ大規模な送電網の拡張工事が行われたことである. Fell *et al.*は, CREZ により系統間の送電容量が大幅に増加したことに注目し, 式(3)から C_{hdmy} および $W_{hdmy}C_{hdmy}$ を除いた推定式を, CREZ 前 (2011~2012) と CREZ 後 (2014~2015) とで別々に推定を行った. その結果, β_1 の推定値は, CREZ 前の -38.31 から CREZ 後の -46.43 へと増加した. すなわち, CREZ 前には, (ERCOT 管内における) 風力発電の増加は (ERCOT 管内の電源から発生する) 環境被害を一単位当たり平均的に約 38 ドル減少させる効果があったが, CREZ 後には約 46 ドルに増加したことを意味する. また, 上述の C_{hdmy} の平均値を CREZ 前と CREZ 後とで比較すると, 送電制約の発生率が 49.7%から 25.3%へと 24.3ppt 減少している. これらの結果から, CREZ による送電容量の拡張は, 系統間の送電制約の緩和に繋がり, 風力発電の環境価値を MWh 当たり約 8 ドル高めることに寄与したことを示唆している. 但し, 筆者ら自身が指摘しているように, CREZ の拡張は 2012~2013 年にかけて徐々に行われたものであり, このような前後比較をベースとする推定値にはバイアスが生じている可能性が高く, CREZ の因果効果の推定値は, あくまで参考値に過ぎない点は了承されたい.

最後に, 三つ目の問いについて考えてみよう. 第三節ですでに議論したように, 仮にカーボンプライシングの導入により外部費用の内部化が可能となったとしても, そもそも制度上の制約や慣習によって, 図 3 で示したような限界費用に応じた最適供給を行うインセンティブが存在しない可能性がある. そこで重要になってくるのが, メリット・オーダーの障壁となっているのは技術上の制約 (例: 送電容量) なのか, 制度上の制約 (例: 電力規制) なのか, それとも市場の制約 (例: 市場支配力の行使) なのか, という問題である. 単純な

技術制約の問題であれば、Fell *et al.* 論文が示唆するように、送電網への投資を行うことで解消することが可能であるが、制度上ないし市場の問題であれば、抜本的な制度の見直しを視野に入れる必要が出てくる。

この時、制度上の制約と市場支配力の問題は、ある意味、トレードオフの関係にあることに注意する必要がある。電力自由化は、電力供給のメリット・オーダー化を促し、卸売市場における競争の軸を平均費用から限界費用へと変化させると期待されている（伊藤，2020）。一方で、主要電力会社は、各電力管内においてベースロードを含む大規模な発電容量を持つだけでなく、送電網の所有権を含む様々なメリットを享受しているため、電力管内の卸売市場において市場支配力を行使できる立場にある。だからこそ、発送電分離や卸売市場のオークション設計が推進されているのだが、そのような規制改革が必ずしも電力供給の効率性に寄与するとは限らない。小売市場における価格規制が存在する電力市場では、卸売市場における相対取引や送電網の優先的利用など、教科書的な価格マークアップとは異なる形で市場支配力の行使が行われる可能性があり、電力自由化が電源利用に与える影響は不透明である。そこで、「電力自由化は、系統内および系統間の最適な電源利用に寄与するのか？」という三つ目の問いが重要になるのである。

Cicala (2021) 論文は、このような問いを実証的に検証したものである。1990年代後半～2010年代前半にかけて、米国の多くの電力管内（Power Control Areas；PCA）において電力自由化が行われ、送電網の系統運用機能が独立電力機構（ISO）へと移管された。その際、全ての移管が一斉に行われたのではなく、PCAごとに異なるタイミングでISOに移行された。筆者によれば、1999～2012年の間に約15回の電力自由化が断続的に行われ、2012年時点で、ISO移管地域の発電容量は米国の総発電容量の約60%に達している。

Cicala (2021) は、このように電力市場改革のタイミングが地域間で異なることを外生的な変分として利用し、以下のような推定を行った。

$$y_{pmy} = \tau T_{pmy} + \lambda_{pm} \ln(L_{pmy}) + \kappa_{pm} \ln(M_{pmy}^*(L_{pmy})) + \delta_{pmy} + \epsilon_{pmy} \quad (3)$$

ここで、 y_{pmy} は電力管内 p の、 m 月、 y 年におけるアウトカム変数、 T_{pmy} は系統運用機能の移管の有無を表すダミー変数、 L_{pmy} は当電力管内の総電力消費量（Load）、 M_{pmy}^* は L_{pmy} を供給するための最小費用、 δ_{pmy} は交差項を含む様々な固定効果を表している。筆者は、主要なアウトカム変数として、図3で示した系統内の非効率な配分から生じる余分な発電費用 O_{pmy} （図3左図の赤で示された面積）と系統間の電力取引によって得られる取引の利益 G_{pmy} （図3右図の赤で示された面積）の推計値を利用している。但し、費用計算の中に外部費用のような環境価値は含まれていない。また、制御変数として L_{pmy} や M_{pmy}^* を入れる理由は、図の赤で示された面積が、電力管内の総消費量と（電源構成に依存する）メリット・オーダー費用の水準によって大きく変動するからである。

ここで重要なのは、主たるアウトカム変数として実際に観察された発電費用を使用せず、

経済学的に適切に定義される経済費用（便益）の推計値を使用している点である。観察された発電費用を使用してしまうと、電力自由化の経済効果の過小評価や過大評価が生じてしまう。例えば、電力自由化によって取引が増えた場合、観察された発電費用を使用すると、系統外からの輸入を増やした電力管内の発電費用は減少する一方で輸出を増やした電力管内の発電費用は増加するようになってしまう。しかし、実際にはそのような取引は、両者にとって交易の利を生むため、当然ながら、経済学的に定義される発電費用の減少に繋がっているはずである。そこで、 G_{pmy} や O_{pmy} を推計するために、各電源の限界費用が必要となるのであるが、筆者は、各電源に利用される燃料の日別・地域別の取引価格を限界機会費用の概算値として利用している。例えば、発電事業者にとって石炭火力を利用することの限界的機会費用は、事業者が直面する石炭の取引価格に反映されているはずであるというのが筆者のロジックである。

このようにして得られた推定結果が表2に示されている。表2は、Cicala (2021) の Table 2 および Table 3 から、四つのアウトカム変数それぞれに関して全ての制御変数や固定効果を含めたモデルの推定値を抜粋したものである。推定結果は、電力自由化（系統運用機能の移管）が、電力取引による経済利得 G_{pmy} を約55%増加、非効率な発電費用 O_{pmy} を約16%削減、系統間の電力取引を約25%増加、非効率な発電量を約5%削減することに繋がったことを示している。また、本稿では詳しく議論しないが、このような分析で通常行われる event study も行っており、それぞれのアウトカム変数が処置のタイミングで不連続に変化していることも確認されている（Cicala (2021) の Figure 7-9 を参照されたい）。

表2. 電力自由化（系統運用機能の移管）の経済効果（米国）

	Dependent Variable			
	Gains from Trade (1)	Out-of-merit Costs (2)	Trading Volume (3)	Out-of-merit Output (4)
Market dispatch	0.433 (0.065)	-0.178 (0.026)	0.227 (0.031)	-0.053 (0.014)
PCAs	98	98	98	98
Obs.	8,468,141	11,621,963	12,004,812	11,628,603
R ²	0.586	0.881	0.586	0.902

註：Cicala (2021) Table 2 と Table 3 をもとに筆者作成。結果は全ての制御変数を入れた場合の推定値。括弧内は Clustered Standard Errors.

第五節：日本への示唆

第三節、第四節の議論は、日本の電力市場の脱炭素化を進めていく上でどのような示唆（視座）を与えてくれるのだろうか？以下、三つの私見を提示したい。

第一に、再エネの（非市場価値を含む）経済価値は均一ではなく、再エネの特性、電源の設置場所、発電の季節や時間帯などによって大きく異なるため、そのような価値の貨幣的評価が適正に評価され、各電源の経済費用（ないし投資収益）に内部化されるような政策が必要である。これはある意味、すでに多くの関係者が知っているカーボンプライシングの考え方である。しかし、経済学者も含め、一般的に議論されているカーボンプライシングは、二酸化炭素の社会的費用に相当する均一な炭素価格を炭素税や排出権取引の導入によって各電源に上乗せすることを想定している。一方、本論稿で紹介した研究群が示唆しているのは、再エネの非市場価値が、単に自然条件に依存するばかりでなく、技術上・制度上の様々な系統制約によって実際に代替される電源に大きく依存するため、空間的・時間的異質性を持ってしまうという点である。より経済学的な表現をするならば、再エネ電源の非市場価値には、（各電源の価値が電力市場を通じて系統内の他の全ての電源利用に依存するという意味での）ネットワーク外部性が存在する。そのため、単純に炭素価格を各電源に上乗せするだけでは外部性の適切な内部化に繋がらず、真の経済価値と市場の価格シグナルとの間に大きな乖離が生じてしまう可能性がある。

例えば、電力消費者側にとっての最適な価値付与の仕組みとは、電力を追加的に一単位消費する際に、季節、時間帯、場所に応じて CO₂ や大気汚染物質の排出量が大きく異なることが明示的に市場価値に反映されるような仕組みであろう。しかし、日本を含む多くの国・地域では、電力の小売価格はそのような非市場価値の異質性を反映するように価格設定が行われていない。一方、電気事業者にとっての最適な価値付与の仕組みとは、再エネ電源を追加的に一単位増加させる際に、季節、時間帯、場所に応じて CO₂ や大気汚染物質の削減効果が大きく異なることが明示的に市場価値に反映されるような仕組みであろう。しかし、多くの国・地域では、再エネ導入に対するインセンティブ制度（補助金、固定買取価格、再エネクレジット）はそのような非市場価値の異質性を反映するような設計は行われていない。¹⁰ 実際に Bushnell-Novan (2021) の Replication File のデータを使用して、そのような異質性を反映した非市場価値をプロットしてみたのが図 6 である。ここでは単純化のため、CO₂ の SCC のみを考慮し、電力消費の季節別・時間別の非市場価値（限界 CO₂ 排出量×SCC）と再エネ発電の季節別・電源別の非市場価値（限界 CO₂ 削減量×SCC）をプロットしている。図より、経済主体が直面すべき真の非市場価値が、季節・時間帯・再エネの種類によって大きく異なることが見て取れる。電力需要の抑制や再エネ発電の導入が最も効果

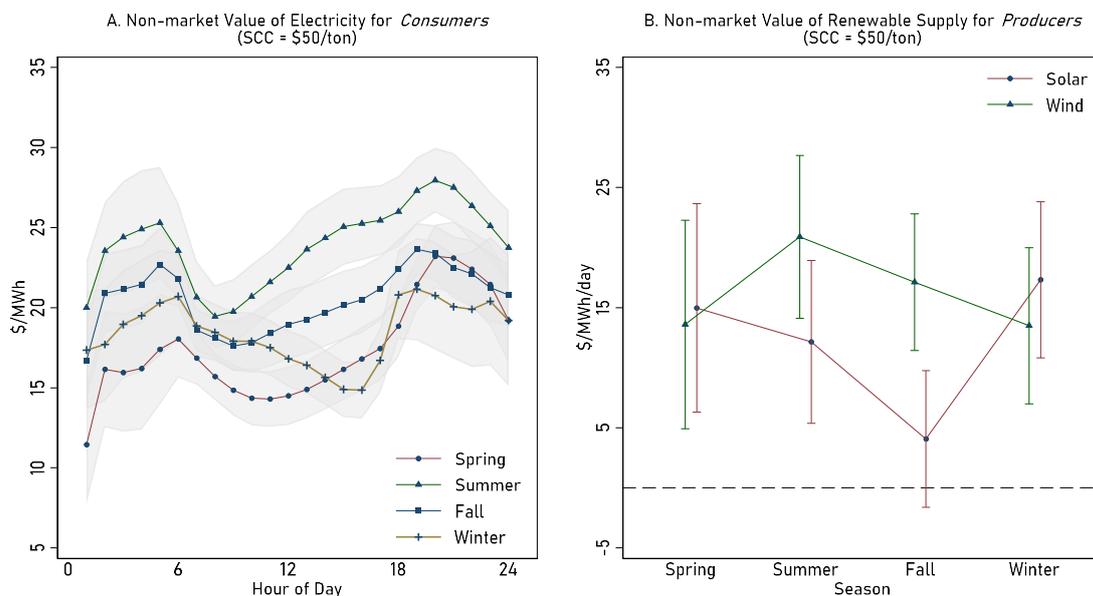
¹⁰ このようなインセンティブ制度の歪みを評価した論文として Callaway *et al.* (2018) や Sexton *et al.*

(2021) が挙げられる。例えば、Sexton *et al.* (2021) は、このような環境価値に応じて米国における太陽光パネルの最適配置を考えた場合、導入が集中しているカリフォルニア州の太陽光パネルを中西部に再配置した方が遥かに高い経済効果が得られることを示している。また一般的に、太陽光発電は送電網の下流に設置することが可能なため、風力に比べて送電混雑を引き起こしにくいと考えられてきたが、実際にはカリフォルニア州における太陽光の多くが上流に接続されており、送電混雑に寄与してしまったことを明らかにしている。

的な場所、季節、時間帯で行われるよう、このような非市場価値の価値付与を適切に行うことが出来れば、効果的・経済効率的な脱炭素政策に繋がると期待される。しかし、様々な制約が存在する電力市場において、そのような価値付与の方法としてどのような仕組みが望ましいのかは自明ではない。更なる研究の蓄積が必要であると考えられる。

日本では、各電源の設置場所や時間別発電量・CO₂排出量などが公的データとして整備されていないことから、このような分析や政策的議論は行われていない。しかし、海外では先端的な民間企業がこのような電力供給の時間的・空間的異質性を積極的に脱炭素行動に取り入れる動きが広がっている。例えば、Googleは各地のデータセンターの電力が365日全ての時間帯においてCO₂排出を伴わないクリーンな電源から供給されることを目標として、各時間帯の供給電源のCO₂排出量を「見える化」している (Google, 2018; 2020)。また、米国ではすでに、電力利用の季節・時間帯・地域別の限界的CO₂排出量をリアルタイムで提供する民間サービスが生まれてきており (例: Singularity Energy や WattTime)、公的データのDX利活用が進んでいる。さらに、このような動きを背景に、これまでは月平均ないし年間平均の粗い「CO₂排出係数」をもとに算出されてきた「再エネクレジット(RECs)」をより厳密に時間単位に計測し直して認証する動きも出てきている (例: T-METS)。プライバシー侵害の懸念から民間データ利用で大きく後れを取っている日本は、そのような懸念の少ない電力市場の詳細データを脱炭素化に有効利用することが新たな活路となる可能性がある。そういった意味でも、今後、研究の拡充が望まれる分野であると考えられる。

図6. 非市場価値の異質性に基づく価格シグナル



出所: Bushnell-Novan (2021) の Replication File をベースに筆者が推定を行ったもの。

第二に、再エネの経済価値は、送電網の制約や制度上の制約によって大きく減少してしま

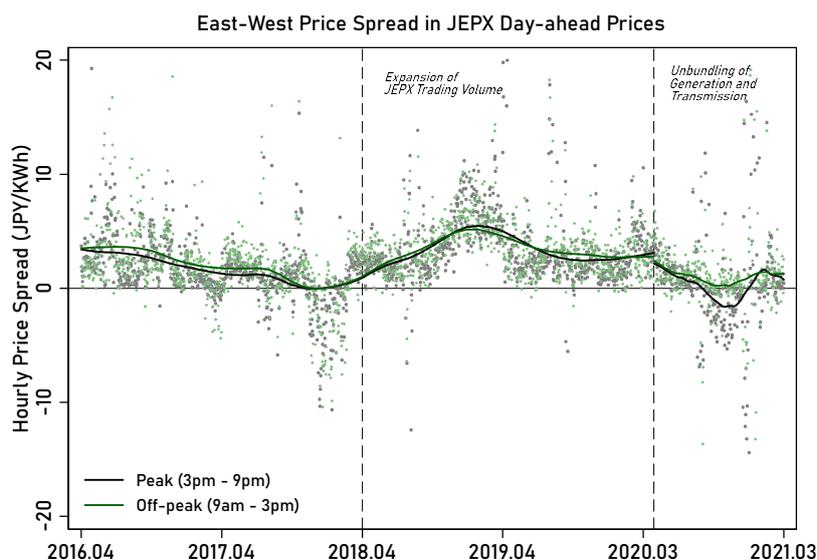
うため、そのような制約を取り除くような公的投資の拡充や制度の抜本的改革が必要である。日本では、すでにそのような取り組みが進められつつある。例えば、日本では、佐久間、新信濃、東清水の三つの周波数変換所・変電所を境に、東側と西側とで送電網の周波数が異なっており、二つの地域を繋ぐ送電網の容量も 1200MW と極めて小さく、東西の電力の融通は限定的であった（比較のため、東北-東京電力間の送電容量 5150MW、関西-中国電力間の送電容量 4140MW である）。しかし、2021 年 4 月には、新信濃変電所（飛騨信濃 FC）における拡張工事が完了し、2100MW へと送電容量が増加している。佐久間、東清水においても送電網の拡張工事が予定されており、2027 年までに更に 900MW の送電容量が追加される予定である。また、1995 年から断続的に行われてきた電力市場の自由化に関しても、2020 年 4 月に発送電の法的分離が行われ、卸売市場における競争的な取引の環境が整ってきている。第四節で紹介した米国の実証研究によれば、このような市場制約の解消は、系統間・系統内のより効率的な電源利用を促し、再エネの経済価値を高めることに繋がると期待される。しかし、日本には特有の法的・制度的制約が存在し、米国で機能したことが日本でも機能するとは限らない。特に、2020 年 4 月に日本で行われた発送電分離は、米国のような独立系統運用機関への系統機能の移管ではなく、送配電部門全体を（所有権を保有する持ち株会社として）別会社化する法的分離である。このような方式では、営利企業である大手電力会社は持ち株会社一体としての利益を追求するため、系統の運営機能を担う子会社が、親会社に対して何らかの便宜を図ってしまうインセンティブが生じてしまう（伊藤, 2020）。したがって、発送電の法的分離が、どの程度、効率的な系統間・系統内の電源利用を促したかについては厳密な実証研究の成果を待たなければならない。

この点に関して詳細な分析を行うことは本稿の範疇を越えてしまうが、参考までに、簡単な記述分析を示したい。図 7 は、東西の卸売価格差を被説明変数として、2020 年 4 月の法的分離の前と後で、多項式近似をプロットしたものである。図の緑線はオフピーク時の価格差、黒線はピーク時の価格差を示している。図は単純な多項式近似の結果であり、送電分離の因果効果を表したものではないが、送電分離のタイミングで価格差に不連続な変化が生じていることが分かる。特に興味深いのは、法的分離前にはピーク時もオフピーク時も同じようなプラスの価格差 ($P_{east} > P_{west}$) であったのが、分離後はピーク時の価格差がオフピークの価格差を大きく下回り、夏場にはマイナスに転じていることが分かる。すなわち、東西の需給の逼迫度の違いが価格差により反映されやすくなっている可能性が示唆される。その一方で、年間を通じた平均的な価格差は約 3.3 円/KWh と Fell *et al.* (2021) が送電制約の閾値として分析に使用した \$1/GWh を大きく上回っており、依然として何らかの送電制約が存在していることを示唆している。但し、送電分離の開始時期は新型コロナウイルスの影響が本格化した時期とも重なってしまっており、このような価格差の変化が、送電分離とは関係ない何らかの需要構造の変化によるものである可能性は否定できない。より詳細な事業者の行動変化が分かるようなデータ（例えば、時間別・電源別の入札・発電データなど）が広く経済実証の専門家に公開されるようになれば、効率的な取引を阻害する要因を特

定し、改善を促すような実証研究が可能となる。脱炭素政策を考える上で、そのような公的データの利活用は不可欠であろう。

最後に、電力市場は様々な未解決課題を抱えた未熟な市場であり、脱炭素化の問題と市場の効率性・公平性の問題の両方に対処していくためには、様々な経済学分野の専門家の知見が必要であると考えられる。例えば、2021年1月～2月にかけて、電力の卸売価格が数百倍に跳ね上がった。冬場の電力需要の高騰、大手電力会社による市場支配力の行使、一部の休眠電源のスタートアップ費用、投機的な価格形成など、識者の間では様々な理由が取り上げられたが、当時の詳細な入札情報も公開されておらず実証分析も限られていることから、未だに高騰の理由は明らかにされていない。また、第三節で議論したように、気候変動が本格化すると、極端な天候や自然災害と需給の逼迫が同時に起こってしまう可能性がある。そこで、需給ひっ迫時に対応できるよう柔軟に休眠電源を利用する必要があるが、その費用負担を行うための仕組みが必要となる。しかし、筆者の知る限り、容量市場がそのような仕組みとして適切に機能するか否かに関しては十分な実証的知見は蓄積されておらず、今後、経済実証の専門家が積極的に関与すべき分野であると考えられる。また、日本も含め多くの国では、何らかの理由で電力価格が高騰してしまった場合に備え、消費者保護の観点から、卸売価格に上限が設定されていることが多い。しかし、テキサス州の事例のように、需給逼迫時に価格上限が存在すると、極端な超過需要が生じてしまう。そのような場合、病院や公共サービスなど必要性に応じて電力供給を配分する仕組みも必要となるかも知れない。脱炭素化に向けた市場デザインを考えながら、このような公的サービス特有の複雑な市場デザインを視野に入れる必要があるという点で、極めて難しい課題を持つ分野であると言える。

図7. 送電分離前後の東西価格差の変化



出所：自然エネルギー財団 HP より入手した時間別 JEPX 価格データより作成。

結語にかえて
～ 環境実証のすゝめ ～

本稿では、電力部門の脱炭素化を主テーマとして、海外の先端的な実証研究の知見を紹介し、そこから得られる日本の脱炭素政策への示唆（視座）を提供した。筆者が特に注目したのは、再エネのCO₂削減効果の時間的・空間的な異質性とその経済価値に応じた系統内・系統間の電源配分の効率性の問題である。海外の実証研究は、再エネ電源の時間的・空間的異質性に配慮したプライシングと電力市場に存在する様々な技術的・制度的制約を取り除くことが、社会的に最適な電源配分の達成に極めて重要な役割を持つことを示している。

また、このようなレビューから見えてくるのは、厳密な統計的因果推論に基づく先端的な環境実証研究の重要性である。過去二十年間、経済学分野の実証研究は飛躍的な進歩を遂げた。いわゆる「信頼性革命（Credibility Revolution）」や行動経済学分野の知見の蓄積を経て、これまで伝統的な経済学では「所与」として考えられてきた仮定（例：経済主体の最適行動や完全競争下での市場の効率性）は、様々な現実的な制約によって成り立たないことが分かってきている。その一方で、一見非合理的に見える行動が実は合理的であったり、多くの人が反対するような経済学者の処方箋が実は極めて有効に機能する場合もあったり、表面的に観察される関係が実際には全く異なる因果メカニズムから生じていることが分かる場合もある。環境実証の分野においても、このような事例が数多く報告されるようになってきている。つまり、実証してみても初めて何がどのように機能するか分かるというケースが沢山存在するのである。しかし、潜在的に重要な環境実証課題が無数に存在するのに対し、その実証研究を正しく行える人材はまだまだ少ない。本稿で紹介した論文群から分かるように、良い環境実証論文は経済学のトップジャーナルに掲載される潜在性を持っている。また、環境実証のテーマは実に多様で、労働、貿易、開発、産業組織、行動経済等、伝統的な経済学分野と重なることが多い。厳密な経済実証を志しているけれども新たな研究テーマに迷っている学生・若手研究者には、「環境×～」の分野横断的な環境実証を勧めたい。

【参考文献】

Averch, Harvey, and Johnson, Leland L. (1962) Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. *American Economic Review* 52:5, 1052–1069

Belloni, A., Chen, D., Chernozhukov, V. and Hansen, C. (2012) Sparse Models and Methods for Optimal Instruments With an Application to Eminent Domain. *Econometrica* 80: 2369-2429

Bushnell, James, and Kevin Novan (2021) Setting with the Sun: The Impacts of Renewable Energy on Conventional Generation. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists* 8:4, 759-796

Callaway, Duncan S., Meredith Fowlie, and Gavin McCormick. (2018) Location, Location, Location: The Variable Value of Renewable Energy and Demand-Side Efficiency Resources. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists* 5:1, 39-75

Cai, Yongyang, Thomas S. Lontzek. (2019) The Social Cost of Carbon with Economic and Climate Risks. *Journal of Political Economy* 127:6, 2684-2734

Dietz, Simon, Frederick van der Ploeg, Armon Rezai, Frank Venmans. (2021) Are Economists Getting Climate Dynamics Right and Does It Matter? *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists* 8:5, 895-921

Carlton, Tamma, Michael Greenstone (2021) Updating the United States Government's Social Cost of Carbon. Chapter 3 in EPIC (2021) *U.S. Energy & Climate Roadmap: Evidence-based Policies for Effective Action*, available online at epic.chicago.edu

Cicala, Steve (2021) Imperfect Markets versus Imperfect Regulation in U.S. Electricity Generation Forthcoming at *American Economic Review*

Energy Policy Institute at the University of Chicago (EPIC) (2021) *U.S. Energy & Climate Roadmap: Evidence-based Policies for Effective Action*, available online at epic.chicago.edu

Elliott, Jonathan (2021) Investment, Emissions, and Reliability in Electricity Markets. Working paper available at https://jonhantelliott.com/files/elliott_jmp.pdf

Fell, Harrison, Daniel T. Kaffine, and Kevin Novan (2021) Emissions, Transmission, and the Environmental Value of Renewable Energy. *American Economic Journal: Economic Policy* 13: 2, 241-72.

Google (2018) “Moving toward 24x7 Carbon-Free Energy at Google Data Centers: Progress and Insights” available at <https://storage.googleapis.com/gweb-sustainability.appspot.com/pdf/24x7-carbon-free-energy-data-centers.pdf>

Google (2020) “24/7 by 2030: Realizing a Carbon-free Future” available at <https://www.gstatic.com/gumdrop/sustainability/247-carbon-free-energy.pdf>

Holland, Stephen P., Erin T. Mansur, Nicholas Z. Muller, and Andrew J. Yates (2016) Are There Environmental Benefits from Driving Electric Vehicles? The Importance of Local Factors. *American Economic Review* 106: 12, 3700-3729.

IPCC, 2021: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S. L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M. I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T. K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press. In Press.

Maciejowska, Katarzyna. (2020) Assessing the impact of renewable energy sources on the electricity price level and variability – A quantile regression approach. *Energy Economics* 85, 104532,

Muller, Nicholas Z., and Robert Mendelsohn (2009) Efficient Pollution Regulation: Getting the Prices Right. *American Economic Review* 99: 5, 1714-39.

Novan, Kevin (2015) Valuing the Wind: Renewable Energy Policies and Air Pollution Avoided. *American Economic Journal: Economic Policy* 7: 3, 291-326.

Sexton, Steven, A Justin Kirkpatrick, Robert I Harris, and Nicholas Z Muller (2021) Heterogeneous Solar Capacity Benefits, Appropriability, and the Costs of Suboptimal Siting. Forthcoming at *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*

Templeton, Mark (2021) Accelerating and Smoothing the Transition from Coal. Chapter 11 in EPIC (2021) *U.S. Energy & Climate Roadmap: Evidence-based Policies for Effective Action*, available online at epic.chicago.edu

U.S. Interagency Working Group on the Social Cost of Greenhouse Gases (IWG) (2016) *Technical Support Document: Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866*, available online at www.epa.gov/sites/default/files/2016-12/documents/sc_co2_tsd_august_2016.pdf

伊藤公一朗 (2020) 「経済学の理論と実証に基づいた電力市場のデザイン」『経済セミナー』10月・11月号 (No.716) 日本評論社

小西祥文 (2020) 「行動・実験経済学からわかる, 望ましい環境政策」Global Economics Trend 日本経済新聞 電子版 2020/7/12