

メリット・オーダー効果を考慮した再生可能エネルギー普及の純消費者負担額推計

木村 啓 二[†]
分山 達 也^{††}

キーワード：再生可能エネルギー，賦課金，メリット・オーダー効果，電力市場モデル

1 はじめに

脱炭素社会の構築にむけて，再生可能エネルギー（以下，再エネ）が果たす役割は極めて大きい。特に，エネルギー利用分野においては，エネルギー利用の効率化に加えて，化石燃料から再エネへのエネルギー転換が求められている。再エネへのエネルギー転換を進めるため，多くの国において，再エネ電気の普及を促進するために，一定の価格で再エネ電気を買取る制度が導入されてきた（固定価格買取制度など）。

日本においては，「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」（以下，再エネ特措法）のもとで再エネ電気の普及が行われているが，この時，再エネ電気の普及のために追加的にかかった費用額，すなわち賦課金が日本においては重要な政策的課題となっている。日本においては，小売電気事業者から電気を購入する電力消費者が賦課金を負担することとされている。賦課金を原資に再エネ発電事業者に支払われる交付金額は，制度開始当初から急速に増えてきており，2020年度には2.39兆円に達した¹⁾。賦課金の上昇が「電気利用者の負担の上昇要因になっていく（経済産業省，2014，9頁）」として，2014年に政府はその上昇に懸念を表明していた。これを避けるため，再エネの発電コストの低コスト化を進めていくことが政策の方向性として記載されている。

再エネ電気の発電コストの低減が重要であることに論を待たないが，他方で，賦課金額

[†] 大阪産業大学 経済学部 国際経済学科 准教授

^{††} 東京工業大学 環境・社会理工学院 准教授

草稿提出日 2024年3月15日

最終原稿提出日 2024年4月30日

1) 一般社団法人低炭素投資促進機構（2021）の「預り金からの交付金支出額」

をして、すなわち「再エネ電気の普及による電気利用者の負担」（以下、消費者負担とする）、という位置付けは正確ではない。なぜならば、再エネ電気の増加によって、卸電力価格が低下している可能性があるからである。この価格効果はメリット・オーダー効果と呼ばれている。この効果は、短期限界費用がゼロの再エネ電気の増加により卸電力価格が低下する効果を表している。再エネ電気が増えることでこの効果が表れ、卸電力価格が低下しているのであれば、この効果分については消費者負担が減少しているといえる。

あわせて、卸電力価格が低下すると賦課金が大きくなるという関係性がある。この点が問題を複雑にしている。再エネ特措法にもとづいて消費者から徴収される賦課金は、再エネ電気を買取る電気事業者の買取費用と回避可能費用との差額を補填するための仕組みである。回避可能費用は、既存の電源からの電気の調達費用、あるいは電気を卸価格で販売した時の額であったが、2021年度以降、すべての再エネ電気の買取りによる回避可能費用が卸電力価格をもとに計算されるように統一されている²⁾。このため、メリット・オーダー効果により卸電力価格が低下すると回避可能費用が低下することになる。回避可能費用が低下すると、再エネ電気の買取費用が一定でも賦課金は大きくなる。

以上の点から、賦課金を再エネ普及に伴う消費者負担額と捉えるのは適切な議論ではなく、再エネ普及に伴う消費者負担を議論するのであれば、メリット・オーダー効果による卸電力価格の低下を加味する必要があることがわかる。こうした問題意識から、本稿では、日本の電力市場における再エネ電気のメリット・オーダー効果（価格低減効果）を評価し、それに伴う消費者負担の軽減額を推計する。そのうえで、賦課金額とメリット・オーダー効果による負担軽減額を相殺し、消費者の純負担額を定量的に評価する。

2 分析方法

2.1 メリット・オーダー効果の概念

メリット・オーダー効果は、どのように定量化されるのか。自由化された卸電力市場では、主要取引市場として、一日前市場（スポット市場）が開設されている。一日前市場における価格は、ブラインド・シングルプライスオークションで決定され、売り買い入札の均衡点で約定価格（本稿では、これをスポット価格と呼ぶ）が定まる。このとき、売り入札を行う発電事業者は、燃料費などで構成される短期限界費用で入札を行う。ここでいう短期限界費用とは、各発電所において発電電力量をたとえば1キロワットアワー（kWh）

2) 2020年度以前は、一部の再エネ電気の回避可能費用は、電気事業者の発電にかかる可変費をもとに計算されていた。詳細については、木村 & 大島（2019）を参照のこと。

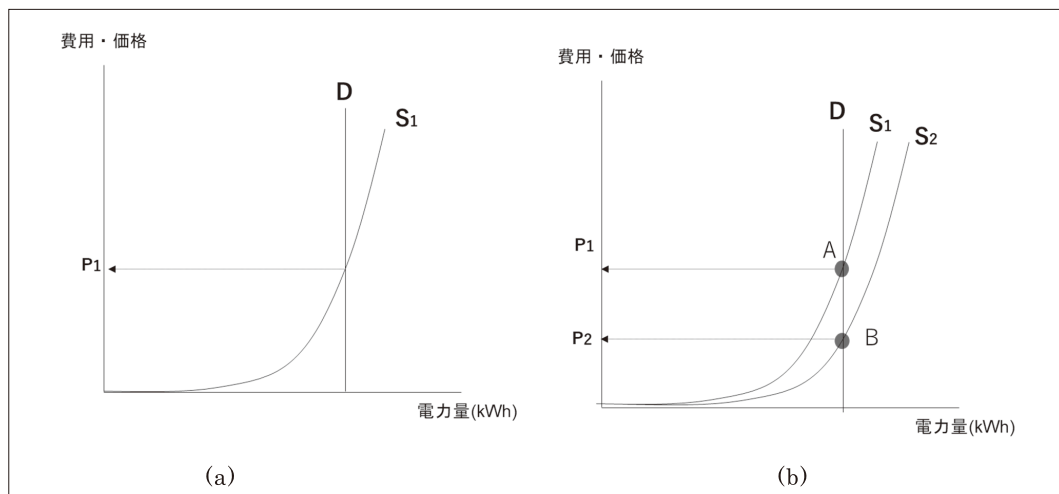


図1 卸電力市場における再エネ電気によるメリット・オーダー効果

増加させるために必要な燃料費などの変動費を指す。スポット価格は、需要曲線と交わるもっとも高い短期限界費用と同じである（図1における P_1 ）。このとき、再エネ電気は、短期限界費用がほぼゼロであるため、再エネ電気が新たに供給されると、供給曲線が右側にシフトする（図1の S_2 ）。その結果、スポット価格は P_2 へ低下することになる。この効果を、メリット・オーダー効果と呼ぶ。このときメリット・オーダー効果の総額は、図1（b）の P_1ABP_2 で囲まれた面積に相当する。

2.2 既存研究における分析手法

メリット・オーダー効果の評価手法は、大きく分けて2つある（Cludius, et al. 2014; Denny, et al. 2017; Loumakis, et al. 2019）。第一に、電力市場をモデル化し、シミュレーションすることで、再エネ電気がある場合とない場合の市場価格を推計する方法であり、Sensfuß, et al. (2008), Weigt, (2009), Traber & Kemfert, (2011), Hirth, L. (2013), Bublitz, et al. (2017), Denny, et al. (2017), Kolb, et al (2020) 等の研究がある。第二に、計量経済モデルを用いた分析手法であり、歴史的な市場価格データと発電データや需要データ等の様々なデータから、特定の時期におけるスポット価格の低減度を定量的に推計する方法である（Nicholson, et al. 2010; Cludius, et al. 2014; Clò, et al. 2015; Woo, et al. 2016; Csereklyei, et al. 2019等）。なお、上述のうち、Hirth, L. (2013), Bublitz, et al. (2017), Denny, et al. (2017) は、両方の手法を用いて、再エネが電力市場価格に与えた影響を評価している。

いずれの評価手法も長短がある。第一の手法は、ある特定の時期および特定の市場を個

別の発電機の技術的稼働制約や電力系統の制約等を含めてモデルにより再現し、シミュレーションするため、その時期におけるメリット・オーダー効果をより精度高く推計することが可能である。他方で、この分析手法は過去の諸条件に強く制約されている (Hirth, 2013, p.221)。現実の発電所の運転状況を反映しているため、その構成を変化させることは難しい。このため、この手法は短期の市場分析に限定されると言える。さらに、燃料価格や電源構成が変化した場合、どの程度メリット・オーダー効果が変わるか等の感度分析を行おうとすれば、その都度モデル計算をし直さなければならない。このため、多数の変数がどの程度、あるいはどのように寄与しているか、といった分析を行うのには適していない。

これに対して、第二の手法は、多重回帰分析を用いて多数の変数が、電力市場価格に与える寄与度を統計的に推計することが可能である。再生可能エネルギーの出力等の変化の寄与度のみならず、化石燃料価格の影響度、需要、電源構成、揚水発電の出力など変化に影響を与えていそうな因子の寄与度を統計的に推計することが可能である。ただし、推計の精度は決定係数の大きさに依存する。また、考慮すべき因子を見逃す危険性や因子データが不足している場合などは誤差がより大きくなってしまう可能性がある。例えば、新たな発電所や送電網の建設に伴う影響などは考慮されない (Würzburg, et al. 2013)。

2.3 本稿で用いる分析手法

本稿は、ある特定の時期の日本の市場におけるメリット・オーダー効果の総額を明らかにすることが研究の目的である。このことから精度高くメリット・オーダー効果の総額を推計できると思われる第一の手法を用いる。具体的には日本の系統制約を考慮した電力市場のモデルを構築し、2018年度の1年間8760時間について再エネ特措法による再エネ電気の供給量がある場合とそれがない場合におけるスポット価格をそれぞれ推定する。これらのスポット価格の差が再エネ電気のメリット・オーダー効果である。このメリット・オーダー効果の年間総額 (v) は、次の式であらわされる (Sensfuß et al., 2008)。

$$v = \sum (x_h - P_h) d_h \quad (1)$$

このとき、 x_h は、時間 h における再エネがない場合のスポット価格 (円/kWh) であり、 P_h は、時間 h における再エネがある場合のスポット価格 (円/kWh) である。 d_h は、時間 h における電力需要量 (kWh) である。

2.4 日本の電力市場モデル

本研究で用いるモデルの構築には、電力需給モデリングや電力市場評価のためのプラットフォームである PROMOD（日立 ABB パワーグリッド社製）を用いた（NETL, 2000）。PROMOD では、発電電力量を 1 kWh 増加させるための燃料費が、各発電所の部分負荷効率や起動コストを考慮して算出され、各発電所の短期限界費用に基づいて、系統運用エリアの短期限界費用と需要曲線から均衡価格が計算される。具体的には以下のとおりである。PROMOD では、まず各発電設備の起動停止時間・出力変化速度・部分負荷効率・燃料消費量などをもとに、電力系統運用エリアの需給バランス、予備力制約を満たす経済的な運転計画（発電機起動停止計画）を作成する。そして、この発電機起動停止計画をもとに、総電力コストを最小にする各発電所の発電パターン（これを経済負荷配分という）を算出する。発電起動停止計画の作成には混合整数計画法が用いられる。経済負荷配分の計算には線形計画法のアルゴリズムが用いられている。これらの結果から、各系統運用エリアにおける需給・送電パターン、出力制御量と短期限界費用が算出される。それぞれの系統運用エリアにおいて、供給している発電所の中で最も短期限界費用が高額な発電所の短期限界費用が、各系統運用エリアの均衡価格となる。卸売電力市場の一日前市場（スポット市場）では、各発電所の短期限界費用に基づいた入札が実施されるため、上記の算出された短期限界費用価格は、スポット市場への影響を分析する上での指標の一つとなる（Wakeyama, et al. 2020）。

本研究では、PROMOD を用いて日本の10の供給区域と供給区域間の地域間連系線を模擬したモデルを構築した。本モデルによって、1時間ごとに8760時間（1年間）の需給バランスと調整力・予備力確保を制約条件として、総電力コストが最小となる各系統運用エリアの需給パターンや連系線潮流、エリア短期限界費用価格を算出した。対象とする時期は2018年度とした。それぞれのデータは、日立 ABB パワーグリッド社が PROMOD ソフトウェアとともに提供する Japan Zonal Database を見直し、各一般送配電事業者から公表されているエリア別の需給実績、広域的運営推進機関から公表されている連系線情報、各発電所が公表する設備容量・熱効率などと照らし合わせて2018年度の情報に更新して用いた。そして財務省貿易統計に基づく燃料価格等から引用した。さらに各発電所の停止情報を発電情報公開システムより引用した。

2.5 分析条件

モデル分析の主な前提条件は以下のとおりである。電力需要は価格弾力性をゼロとし、価格によって需要が変動しないこととし、各一般送配電事業者から公表されている2018年

度の1時間ごとの電力需要を、各系統運用エリアにおける発電や地域間連系線を通じた融通によって満たすことを条件とした。さらに供給予備力として各系統運用エリアにおいて需要の8%に相当する供給力を、オフラインを含む発電設備から確保すること、周波数制御として需要の2%に相当する上げ・下げ両方の調整力を運転中（オンライン）の発電設備から確保すること、瞬動予備力として1000メガワット（MW）の上げ調整力をオンラインの発電設備から確保することを条件として設定した。

供給側については、同年に稼働していた発電所を用いる。火力発電所の燃料費として、同年の月別の燃料価格を用いている。再エネについては系統運用エリア別に同年における稼働容量および発電状況を月別および時間別に反映している。系統運用エリアをつなぐ地域間連系線の運用容量は、電力広域的運営推進機関の時間別運用容量の実績データを用いた。なお、ここで分析対象とする再エネは、太陽光発電・風力発電・バイオマス発電の3種類とする。水力発電および地熱発電については、再エネ特措法の対象外となっている発電設備が多くを占めており、再エネ特措法にもとづく新規開発が少ないことから対象外とした。

本稿では、再エネがない場合のシミュレーションにおいて、2018年度の稼働可能な発電設備のみでは需給バランスが取れない時間帯が出てくる可能性がある点を考慮している。この場合について2つのケースを検討する。第一は、当該時間帯について高額なスポット価格を上限価格として設定し、供給量を超過する需要を強制的に調整する（ケース①）。この場合、スポット価格が上限価格に張り付き、需要が供給上限まで抑えられ需給バランスが取れると想定する。ここでは上限価格として2012年度の東京電力における随時調整契約の単価（160円/kWh）を参考にした³⁾。第二は、2018年度において停止する予定であった発電設備の停止を延期、あるいは再起動させるという想定である（ケース②）。この場合、再起動可能な状態にするための費用を別途集計する必要がある。

2.6 2018年度の電力市場モデルの再現

本研究ではPROMODによって各エリアの需給バランスとエリア短期限界費用価格を算出する。卸売電力市場の一日前市場（スポット市場）では、各発電所の短期限界費用に

3) 需要が供給を超過する需給ひっ迫状態においてスポット価格がどうなるかは大きな課題である。2021年1月上旬には、断続的な寒波による需要の急増とLNGの在庫減少による供給力制約により、電力需給ひっ迫が起こった。これによりスポット価格が一時的に200円/kWhを超える水準となった。これに対して資源エネルギー庁は市場価格高騰を抑制する目的で2021年度よりインバランス料金の上限価格を設定した。2018年度時点ではインバランス料金の上限価格が設定されていなかったことから、本稿では小売電気事業者が設定していた需給調整契約の単価を参照した。

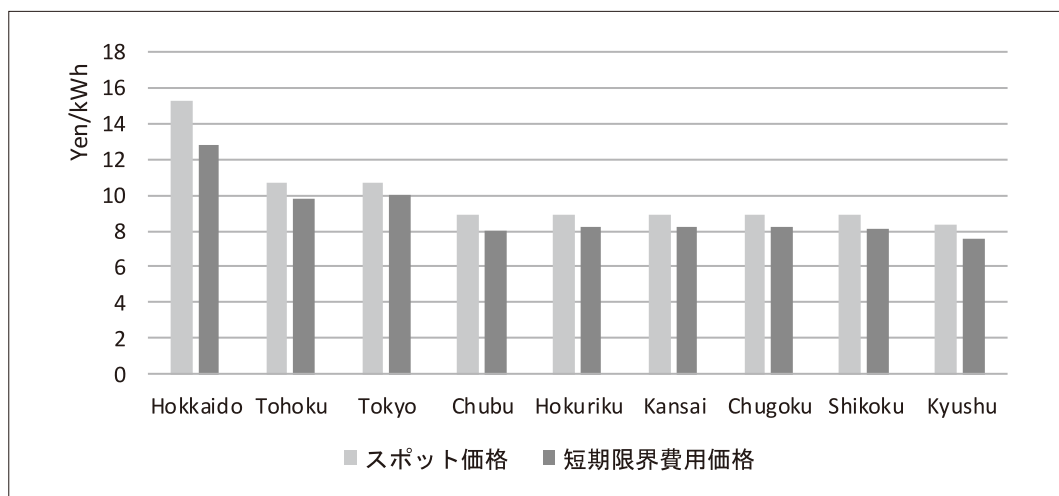


図2 実際の年平均スポット価格と短期限界費用価格の年平均値との比較

基づいた入札が実施されるため、この短期限界費用価格は、スポット市場への影響を分析する上での指標の一つとなる。そこでモデルやインプットデータの妥当性を確認するため、まず一般送配電事業者各社が公開するエリア需給実績と PROMOD によって算出された需給バランスを比較した。表1の「需給実績」と「再エネあり」に示されているように、2018年度のシミュレーション結果（再エネあり）は需給実績の供給電力量を概ね再現できている。次に、2018年度の実際の卸売電力市場のスポット価格と PROMOD によって算出されたエリア短期限界費用価格の年平均値を比較した（図2）。図2に示されている通り、北海道エリアをのぞいておおむね価格水準を再現することができた。

なお、2018年9月に北海道エリアで北海道胆振東部地震が起き、苫東厚真石炭火力発電所が停止し、北海道エリアにおいて、ブラックアウトが発生した。この時の北海道エリアにおける電力需給実績（ほくでんネットワーク、2021）によると停電時に電力需要がゼロになり、後に段階的に需要が回復している。この需要に対して、本研究では発電情報公開システムより各発電所の停止・再起動状況をインプットすることで、停電後の期間における北海道エリアの短期限界費用を算出した。

3 分析結果

3.1 電源構成の変化

2018年度を対象に、再エネがある場合とない場合（ケース①およびケース②）のシミュレーション結果を示す（表1）。再エネがある場合の再エネ電気（太陽光、風力、バイオ

表1 需給実績と各ケースにおける供給電力量

	需給実績 (TWh)	再エネあり (TWh)	再エネなしケース① (TWh)	再エネなしケース② (TWh)
原子力	62.3	62.5	62.5	62.5
石炭	682.7	278.1	286.9	286.8
天然ガス		402.3	463.6	463.6
石油		9.6	19.7	19.8
水力	72.3	72.4	72.4	72.4
地熱	2.0	2.1	2.1	2.1
バイオマス	7.1	12.9	0.0	0.0
風力	7.4	7.4	0.0	0.0
太陽光	58.2	58.8	0.0	0.0
揚水（発電）	8.74	13.8	16.8	16.8
出力抑制	0.1	0.0	0.0	0.0
揚水（汲上）	-9.97	-18.7	-22.8	-22.7

出所：筆者作成

マス）の供給電力量は、79.1テラワットアワー（TWh）であった。再エネ電気の供給がない場合、ケース①およびケース②で若干異なるが、天然ガス火力発電からの供給電力量がもっとも増大しており、約61TWh増加した。続いて、石油火力発電からの供給電力量が約10TWh増加している。原子力発電における条件は再エネがあるないに関わらず共通であるため、供給電力量に変わりがない。このことから、再エネ電気の供給が増えることで、主に天然ガス火力からの供給電力量を減らす効果があることがわかる。

3.2 メリット・オーダー効果

2.6節では、モデルによって算出されたエリア短期限界費用価格が2018年度の実際の卸売電力市場のスポット価格を概ね再現できることを示した。これを受けて2018年度の再エネ電気の供給があった場合のスポット価格および、その供給がなかった場合のスポット価格として、それぞれの条件下における短期限界費用価格を電力モデルによりシミュレーションした結果を示す（表2および表3）。その差がメリット・オーダー効果である。

ケース①（高価格＋需要調整ケース）では、北海道エリアおよび東京エリアにおいて、再エネがない場合に供給力不足が発生した。このため、少ない時間ではあるもののスポット価格が160円/kWhに張り付く時間が発生し、需要が抑えられている。その結果、メリット・オーダー効果が大きく出ている（北海道エリアでは2.4円/kWh、東京エリアでは1.2円/kWhのメリット・オーダー効果）。メリット・オーダー効果の総額については、

表2 ケース① 高価格＋需要調整ケースにおけるメリット・オーダー効果

	再エネありの 場合の平均 スポット価格 (円/kWh)	再エネなしの 場合の平均 スポット価格 (円/kWh)	メリット・ オーダー効果 (円/kWh)	再エネ電気の 供給量 (TWh)	年間メリット・ オーダー効果 総額(億円)
北海道	13.0	15.4	2.4	2.6	680
東北	9.8	11.1	1.3	12.5	1,137
東京	10.0	11.2	1.2	17.1	4,182
中部	8.1	8.9	0.8	10.6	1,284
北陸	8.2	9.2	1.0	1.2	314
関西	8.2	9.1	0.9	6.9	1,546
中国	8.2	9.1	0.9	6.9	604
四国	8.2	9.1	1.0	3.2	284
九州	7.5	8.5	1.0	11.9	937
沖縄	6.4	6.5	0.1	0.5	7
合計				73.3	10,974

出所：筆者作成

東京エリアでは、再エネ電気の供給量も大きいため0.42兆円と金額では最大となった。全国における総額は1.10兆円となった。

第二のケースでは、再エネ電気の供給がなくなったために供給力不足が起きるエリア（北海道および東京）で、廃止されていた発電所を稼働させる。具体的には、北海道エリアでは、2017年度に停止されている緊急設置電源⁴（南早来発電所1号機～72号機および苫小牧発電所2号機～83号機）を2018年度まで延長させる想定とする。東京エリアでは広野火力発電所⁵3号機および4号機を2018年度いっぱい稼働させる。

この結果、スポット価格ベースでのメリット・オーダー効果は低下する。再エネなしの場合の平均スポット価格は、北海道エリアで大幅に下がった結果14.6円/kWhとなり、東京エリアでは若干の下落がみられた。年間のメリット・オーダー効果総額は、ケース①に比べて、北海道エリアでは222億円減少、東京エリアでは588億円減少している。北海道・東京エリアにおける発電設備の構成が変化したことにより、それ以外のエリアにおいても若干のメリット・オーダー効果の変化が起こっている。年間のメリット・オーダー効果総

4) 南早来発電所1号機～72号機は、軽油を燃料とした小型ディーゼル発電機であり、1基あたり1MW、合計出力74.16MWである（https://www.hepco.co.jp/info/info2017/1220470_1724.html）。苫小牧発電所2号機～83号機もまた、軽油を燃料とした小型ディーゼル発電機であり、合計出力74.38MWである（https://www.hepco.co.jp/info/info2017/1214074_1724.html）。

5) 広野火力発電所3号機、4号機は、それぞれ定格出力が1ギガワット（GW）であり、重油、原油を燃料としている。

表3 ケース② 供給力補充ケースにおけるメリット・オーダー効果

	再エネありの 場合の平均 スポット価格 (円/kWh)	再エネなしの 場合の平均 スポット価格 (円/kWh)	メリット・ オーダー効果 (円/kWh)	再エネ電気の 供給量 (TWh)	年間メリット・ オーダー効果 総額(億円)
北海道	13.0	14.6	1.6	2.6	458
東北	9.8	11.0	1.2	12.5	1,095
東京	10.0	11.1	1.1	17.1	3,594
中部	8.1	8.9	0.8	10.6	1,288
北陸	8.2	9.2	1.0	1.2	308
関西	8.2	9.1	0.9	6.9	1,548
中国	8.2	9.1	0.9	6.9	606
四国	8.2	9.1	1.0	3.2	284
九州	7.5	8.5	1.0	11.9	935
沖縄	6.4	6.5	0.1	0.5	7
合計				73.3	10,124

出所：筆者作成

額は1.01兆円となり、ケース①に比べて850億円減少する結果となった。

上記に加えて、ケース②では現実には休廃止していた発電設備を稼働させているため、それらの発電所の運転維持にかかる費用が別途発生している。運転維持費には、人件費・修繕費・諸費・一般管理費が含まれる。ケース②では休廃止発電所を稼働させる設定のため、これら発電所の運転維持費が必要となる。このため、これらの運転維持費をメリット・オーダー効果とは別に集計する必要がある。

ここでは、今回再稼働を想定した火力発電所（石油火力）の運転維持費について、発電コスト検証ワーキンググループ（2021）のデータをもとに推計する。発電コスト検証ワーキンググループ（2021）をもとに、石油火力発電のモデルプラント（40万kW）の運転維持費を計算すると、25.7億円/年であった。そこで、このモデルプラントの運転維持費をもとに1kWあたりの運転維持費に換算すると、6421円/kWとなる。

これを延長稼働させた発電所に適用し、その運転維持費を推計する。すなわち、北海道エリアでは南早来発電所および苫小牧発電所の計149MW分について、10億円/年の運転維持費を計上する。東京エリアでは広野火力発電所（3号機および4号機）の計2000MWについて、128億円/年の運転維持費を計上する。これらの運転維持費の合計額は、138億円/年となる。この138億円については、再エネがない場合には必要であった供給力の確保費用である。

3.3 純消費者負担額

メリット・オーダー効果を考慮した場合、再エネ電気の普及に伴う消費者負担はどのように変化するか。ここでは、シミュレーションを行った2018年度をベースに検討する。再エネ特措法にともなう消費者負担額を、賦課金額（納付金額）と認識するとすれば、2018年度の消費者負担額は、2.13兆円になる。しかしながら、これには前項で検討したようなメリット・オーダー効果が含まれていない。

そこで、上記の2018年度の消費者負担額2.13兆円から、同年度のメリット・オーダー効果等を差し引き、これを「純消費者負担額」とする。ケース①の場合、年間のメリット・オーダー効果総額が1.10兆円であったので、純国民負担額は1.03兆円となる。ケース②の場合のメリット・オーダー効果総額は1.01兆円であり、また電力の需給バランス維持のため追加的な火力発電設備の稼働に必要な費用として138億円、あわせて1.03兆円となる。これを消費者負担額から差し引き、純消費者負担額は1.10兆円となる。

4 結論と議論

本モデル分析の結果、日本においても再エネのメリット・オーダー効果が発生しており、多くの系統エリアにおいてその水準は1.0円/kWh前後であった。その結果、年間のメリット・オーダー効果総額はケース①およびケース②のいずれのケースでも1兆円を超えるものとなった。これは、すなわち、再エネの電力供給によって消費者の負担をおよそ1兆円軽減していることを意味する。この節減分を考慮すれば、2018年度の純消費者負担分は賦課金額の約2兆円ではなく、およそ1兆円であったと推計される。

他方で、このメリット・オーダー効果によって節減される消費者の負担（つまり、消費者余剰の増大）には、生産者余剰からの移転分が含まれている。この点は留意すべきである。メリット・オーダー効果によってスポット価格が下がったため、非再エネ発電所が同じ量の電気の販売を行っても、再エネ電気がない場合に得られた額よりも収入が減少することになる。非再エネ発電所の短期限界費用を所与とすれば、それはすなわち、生産者余剰の減少を意味する。これが長期的にどのような影響をもたらしうるか、さらなる検討が必要である。あるいは、仮に小売電気事業者が非再エネ発電所とスポット価格よりも高い価格で相対契約を結んでいれば、非再エネ発電所の生産者余剰の減少ではなく、小売電気事業者の機会費用とみなせる。

メリット・オーダー効果については、さらに別の論点もある。それは、メリット・オーダー効果が一部の消費者には賦課金の負担以上の恩恵をもたらしている可能性がある、と

いうことである。一般の電力消費者にとっては、2018年度の賦課金単価は2.90円/kWhであり、例えばメリット・オーダー効果が1.00円/kWhあったとしても、差し引きで1.90円/kWhの負担にはなる。しかし、電力多消費企業は賦課金が8割減免されており、彼らの2018年度の賦課金単価は、0.57円/kWhである。沖縄エリア以外は、この減免された賦課金単価を超えている。すなわち、小売電気事業者が卸電力価格を小売電気料金単価に反映させているとすれば、沖縄エリア以外の電力多消費企業は、再エネのメリット・オーダー効果により、再エネがない場合に比べて安く電気を購入できていた可能性があるということである。これは分配上の問題といえ、すでに同じく賦課金の減免制度があるドイツでも問題として指摘されている (Cludius, et al. 2014)。日本においてもこの分配問題が発生している可能性があり、再エネ特措法の賦課金の制度設計を見直す必要があることを示唆しているといえる。

参考文献

- Bublitz, A. Keles, D. and Fichtner, W. (2017) “An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to blame?”, *Energy Policy*, 107, 323-336.
- Clò, S. Gataldi, A. and Zoppoli, P. (2015) “The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices”, *Energy Policy*, 77, 79-88.
- Cludius, J. Hauke Hermann, Felix Chr. Matthes, and Verena G. (2014) “The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008-2016: Estimation and distribution implications”, *Energy Economics*, 44, 302-313.
- Csereklyei, Z. Qu, S. and Ancev, T. (2019) “The effect of wind and solar power generation on wholesale electricity prices in Australia” *Energy Policy*, 131, 358-369.
- Denny, E. O’Mahoney, A. and Lannoye, E. (2017) “Modelling the impact of wind generation on electricity market prices in Ireland: An econometric versus unit commitment approach”, *Renewable Energy*, 104, 109-119.
- 発電コスト検証ワーキンググループ (2021)「各電源の諸元一覧」総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ (第8回会合)資料3.
- Hirth, L. (2013) “The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price”, *Energy Economics*, 38, 218-236.
- ほくでんネットワーク (2021)「北海道エリアの需給実績」.
- 一般社団法人低炭素投資促進機構 (2021)「令和2年度収支決算書」
- 木村啓二, 大島堅一 (2019)「日本の固定価格買取制度における回避可能費用の計算に関する問題点」『環境経済・政策研究』第12巻1号, 33-44頁.
- 経済産業省 (2014)『エネルギー基本計画』平成26年4月.

メリット・オーダー効果を考慮した再生可能エネルギー普及の純消費者負担額推計（木村啓二・分山達也）

- Kolb, S. Dillig, M. Plankenbühler, T. and Karl, J. (2020) “The impact of renewables on electricity prices in Germany-An update for the years 2014-2018”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 134, 110307.
- Loumakis, S. Eugenia Giannini, and Zacharias M. (2019) “Merit Order Effect Modeling: The Case of the Hellenic Electricity Market”, *Energies*, 12, no. 20: 3869.
- NETL., (2000) “QUALITY GUIDELINES FOR ENERGY SYSTEM STUDIES: Economic Unit Commitment and Dispatch Modeling Guidelines for NETL Studies Version 3.0”, National Energy Technology Laboratory Report.
- Nicholson, E. Rogers, J. and Porter, K. (2010) *The Relationship between Wind Generation and Balancing-Energy Market Prices in ERCOT: 2007-2009*, National Renewable Energy Laboratory.
- Sensfuß, F. Ragwitz, M. and Massimo G. (2008) “The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany”, *Energy Policy*, 36, 3086-3094.
- Traber, T. and Kemfert, C. (2011) “Gone with the wind?—Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply”, *Energy Economics*, 33, 249-256.
- Wakeyama, T. Setoguchi, K. Zissler, R. and Kimura, K. (2020) “The Impact of Renewable Energy Expansion on Electricity Market Price in Japan”, *Proceedings of 10th International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems*, 061.
- Weigt, H. (2009) “Germany’s wind energy: the potential for fossil capacity replacement and cost saving”, *Applied Energy*, 86, 1857-1863.
- Woo, C.K. Moore, J. Chneiderman, B. Ho, T. Olson, A. Alagappan, L. Chawla, K. Toyama N. and Zarnikau, J. (2016) “Merit-order effects of renewable energy and price divergence in California’s day-ahead and real-time electricity markets”, *Energy Policy*, 92, 299-312.
- Würzburg, K. Labandeira, Xavier, Linares, Pedro, (2013) “Renewable generation and electricity prices: taking stock and new evidence for Germany and Austria”, *Energy Economics*, 40, S159-S171.

Estimated Net Consumers' Costs on Renewable Energy Deployment in Japan Including Merit Order Effect

KIMURA Keiji

WAKEYAMA Tatsuya

Key Words : Renewable Energy, Surcharge, Merit order effect, Electricity market model

Abstract

Since the start of the Act on feed-in tariff for renewable electricity in 2012, there has been a sustained expansion of renewable electricity. At the same time, the amount of the surcharge has also increased. However it is not accurate to equate the amount of the surcharge with the increase in the cost burden borne by electricity consumers due to the deployment of renewable electricity. This is because it does not take into account the “merit order effect” Caused by the supply of renewable electricity. This article estimates the merit order effect in Japan during fiscal year 2018 using an electricity market model. As a result, it is estimated that the merit order effect lowered wholesale electricity prices by around 1.0 yen/kWh per year in FY2018. This means the effects led to an annual reduction in electricity procurement costs of over 1 trillion yen for electricity consumers in Japan.