

再生可能エネルギーと公共政策研究会報告書

令和3年2月

東京大学公共政策大学院

要約

背景

- 東京大学公共政策大学院では 2017 年 9 月にエネルギー戦略研究所、日本政策投資銀行の協力を得て「再生可能エネルギーと公共政策」プロジェクトを設置し、2018 年 1 月から 2020 年 8 月にかけて再生可能エネルギーの費用対効果、産業波及効果、地方における再エネ導入のポテンシャル、長期脱炭素化における再エネの役割、再エネ政策の功罪等、様々な観点からの議論を行ってきた。その主要なポイントは以下の通りである。

再エネの費用対効果

- 先行研究であるみずほ情報総研の分析（2016 年 3 月）では、「再生可能エネルギーの便益 (B)・費用 (C) の比(B/C 比)は CO2 価格や燃料価格に左右され、燃料価格が高騰するケース以外では 1 を下回ったが、化石燃料削減、CO2 削減に加え、エネルギー自給率向上、持続的エネルギーの利用、災害時の危機管理等、貨幣換算が難しくカウントされていない価値を考慮すれば再エネ導入には便益がある」とされている。
- 他方、電力需要が低下傾向にある中で日本の電力ニーズを上回る再エネ施設を導入することによるエネルギーコストの上昇、過去に導入された非再エネ電源の稼働率低下、再エネ導入拡大に伴う系統安定化コスト等、カウントされていない費用もある。既定の 2030 年エネルギーミックスを前提に、2016 年時点の状況を踏まえた一定の前提の下での短期の費用対効果分析の政策的含意には限界がある。

再エネの経済波及効果

- 再エネの経済波及効果を分析する有力な手法として拡張産業連関表を用いた分析があり、研究会では 2030 年エネルギーミックスにおいて想定された再エネ導入量を前提にみずほ総研が行った分析（2016 年 3 月）を検証すると同時に、再エネ導入による負の経済効果、輸入比率を高めた場合のインパクト、再エネコストの低下の影響等を勘案して再計算を行った。
- その結果、2030年に向けてエネルギーミックスに基く再エネ導入を行った場合の正の誘発額が約63.1兆円、負の誘発額が約-25.1兆円であり、負の効果により、正の効果の約39.8%が相殺され、正味で合計約38.0兆円のプラスの生産誘発額が示された。施設建設の直接効果（最終需要額）が高い太陽光発電や、運用（発電）の直接効果（最終需要額）が

高いバイオマス発電による効果が大きくなった。粗付加価値額で見ると、正の誘発額が約34.7兆円、負の誘発額が約15.9兆円であり、正の効果の45.9%が相殺され、正味で合計約18.8兆円のプラスの粗付加価値誘発額が示された。直接効果（最終需要額）が大きく、コスト低下により追加的コストが比較的小さくなる太陽光発電による効果大きい。

- 輸入比率については、太陽電池モジュールを現状65%、風力発電機器のうちタワー100%、ブレード76%、ナセル71%とし、輸入率が15%上昇するケース、15%低下するケースを比較したところ、輸入率が上昇した場合は生産誘発額、粗付加価値誘発額が低下し、逆の場合には上昇する。
- 生産誘発額や粗付加価値誘発額は再エネの発電コストにも左右される。大規模太陽光発電について、前回調査と今回の再計算の発電コストを用いて試算すると、発電コストの高い前回調査の計算諸元を用いたほうが大きな生産誘発額および粗付加価値誘発額が発生すると試算された。発電コストが高ければ負の効果である追加的コストも大きくなるが、それ以上に施設の建設や運用（発電）による正の効果大きい。
- 拡張連関表による分析は外生的に与えられた再エネ導入が他の部門にどのような波及効果をもたらすか等、有益な政策的示唆を与えるものであるが、以下のような限界もあり、長期のエネルギーミックスのあるべき姿を論ずるツールにはなじまない。
 - 電源構成モデルのようにコストミナムな導入量を導出することはできない
 - PV や風力のように単年度で導入できる技術については、その年度の産業連関表を用いて評価可能だが、火力や原子力といった大規模施設は導入期間が多年度にわたるため、波及効果の電源間比較ができない
 - 付加随従運転を強いられる既存電源の過去の投資費用や稼働率低下によるコストアップを評価できない
 - 高コストのものを導入したほうが「経済効果大きい」ことになり、コスト増による産業競争力や雇用への影響を分析できない
 - 産業構造が時をおって変化していく中で同一の産業連関表で長期の分析に用いることはなじまない。

再エネと地方

- 再エネは地域性が高く、立地地域の裨益は再エネの便益を考慮するうえで重要なポイントである。みずほ情報総研、日本エネルギー経済研究所はそれぞれキャッシュフロー分析により、再エ

ネ投資に伴うお金が設備設置地域、関連工場所在地、海外、政府、資本家にどの程度流れるかの分析を行っている。

- みずほ情報総研の試算の場合、2030年においてエネルギー需給見通しで示された導入量（再生可能エネルギー24%水準）が実現した場合、太陽光、風力、地熱、水力およびバイオマスの買取総額の累計35兆円の48.7%に相当する17兆円が自地域へ、23.3%に相当する8兆円が関連工場に、15.0%にあたる5兆円が海外に流出する、資本費のうち海外に流れる13.7%は主に太陽光と風力によるところが大きいとの試算結果となった。国産比率100%と想定されたバイオマス燃料は自地域への還流度合いが大きい。
- これらは一定の想定に基き、再エネ投資に伴う経済便益がどの程度、立地地域に還流するかの考え方のフレームワークを示す上で有益であるが、現実の効果を考えるためには当該地域の再エネの賦存量や関連インフラの整備状況を踏まえたボトムアップの分析が必要である。研究会では茨城県におけるバイオエネルギー生産と輸送の最適化分析の事例が紹介された。
- 地域的に導入可能量のばらつきのある再エネに関し、地域間電力融通の度合いをケース分けすることにより、全国ワイドの広域的運用がなされ、再エネの出力制御が解除されれば全国の再エネ生産量を1割弱拡大することができ、また炭素税が導入された場合の地域間の税負担を平準化できるとの分析もある。

再エネの費用低下見通し

- 太陽光発電・風力発電の発電単価は国際的に急速な低下傾向にあり、一部の国では既に火力・原子力よりも安価となっている。しかし日本では諸外国に比べてコストが高い状況にあり、他の先進諸国と同程度の習熟率に従ったコスト低減にもかかわらず、コストの相対的な高さが持続している。
- 日本における過去のコスト低減は概ね習熟曲線に従っており、それが将来的にも延長するとした場合、モジュール・タービンのコストが国際水準に収斂したとしても、2050年の発電単価は9円/kWhを大きくは下回らず、日本の再エネの相対的な高コスト構造は続くものと思われる。

変動性再エネの統合コスト

- 2030年およびそれ以降、今後の再エネの伸びの大部分は太陽光、風力といった変動性再エネ（VRE）になる。2030年のエネルギーミックス策定に当たっては平準化発電原価（LCOE）が重要な判断要素となったが、VREの導入拡大、電源代替によるコスト変化は線形の形をと

らない。即ち、VRE の導入比率量が比較的小さい場合には大きな追加費用なくその出力変動をシステムが吸収することが可能であるが、一定程度を超えて導入量が大きくなると送配電網システムの強化や蓄電池の導入、もしくは VRE 出力の抑制といった対策によりコストが上昇する。

- VRE 大量導入時の経済性を LCOE に基づく従来の線形関係によって適切に評価することはできず、バランスコスト、グリッドコスト、プロファイルコストから成る「統合費用」を含めた評価が必要である。

2050 年エネルギーミックスに向けた再エネの位置づけ

- 我が国は 2050 年までに温室効果ガス排出量を 80%削減するとの長期目標を設定している（注：2020 年 10 月、菅総理が 2050 年にカーボンニュートラルを目指すとの目標を表明した）が、この目標を達成するエネルギーミックスにおいて再エネはどの程度の役割を果たすことになるのかに関し、日本エネルギー経済研究所に委託し、エネルギーシステムを対象とする最適エネルギー技術選択モデルによる分析を行った。その目的は 2050 年までを対象に、80%減という CO2 削減制約下における日本のエネルギー技術構成およびエネルギー需給構造を分析し、脱炭素化技術の利用に制約がかかった場合の CO2 削減費用の増加度合い等を評価することである。
- 分析に当たっては、脱炭素技術のコストや利用制約に基づく 19 の検討ケースを設定した。大半のケースでは、エネルギー起源 CO2 排出量を 2050 年に 2013 年度比 80%削減するとの制約を課し、CO2 削減率の違いがエネルギー技術選択や削減費用に与える影響を分析するために、削減制約が緩和されたケース、一層厳格化されたケースも設定した。
- 2050 年に CO2 80%削減を達成するためのエネルギー技術選択の要点は最終需要部門における省エネおよび電化進展と、発電部門のゼロ・エミッション化である。CO2 限界削減費用は、CO2 制約実現のための低炭素対策の進展加速により 2030 年以降に上昇していき、2050 年には 6 万円/tCO2 に達する。
- 2035 年の発電量構成は、LNG 複合火力と原子力を主体とする構成となり、VRE 発電シェアは多くのケースで 13%程度にとどまる。2050 年の発電量構成では輸入水素の利用が可能な場合、水素火力の占める割合が比較的大きくなり、VRE 発電シェアは 35%程度になる一方、輸入水素オプションがない場合には、VRE 発電の導入が加速し、ゼロ・エミッション電力の供給に寄与する。VRE 発電シェアは「原子力・水素なしケース」や「原子力・CCS・水素なしケ

ース」で最も高くなり、60%超となる。

- 発電部門の累積投資額は、特に水素なしケースにおいて大きくなり、原子力と水素が共に利用できないケースにおいて、2050 年にかけて VRE 発電の導入が更に進み、また蓄電池の導入量も大きくなることから、基準ケースとの累積投資額の差は一層拡大し、最大で 160 兆円程度に及ぶ。
- 電力単価は基準ケースにおいても、2050 年 80%削減の実現のために燃料費の高い水素火力が多く導入されることなどから、電力単価は 18 円/kWh 程度まで上昇する。多くの低炭素オプションが使用できない「原子力、CCS、輸入水素ゼロケース」ケースでは、電力単価は約 28 円/kWh まで高騰する。
- 日本の電力部門の経済性を評価する場合、実質割引率の想定がエネルギーミックス、特に再生可能エネルギーのような初期投資比率の高い電源の導入可能量に与える影響は非常に大きい。
- また 2050 年の水素火力発電量を全国で 50TWh～500TWh の間で固定した 6 つのエネルギーミックスに基づき、そのそれぞれについて、水素火力発電の電力量 1 単位分との代替に伴う各電源の限界コストを推計したところ、水素火力の発電量が減少するにつれて各電源の限界 System LCOE は急速に上昇し、特に VRE の場合、火力 50TWh ケースでは 50～60 円/kWh 程度にも及ぶとの結果となった。
- 本分析によって得られた政策的含意は以下のとおりである。
 - 日本で CO2 排出量を大幅に削減するためには、多くの選択肢を視野に入れる必要があり、輸入水素、CCS、原子力といったオプションを狭めるごとに、エネルギーシステム全体のコストは上昇する。
 - 2050 年電力部門脱炭素化における電力単価についてはモデルによって結果が異なる。エネ研分析では再エネ以外の低炭素オプションを大幅に制限したケースでは 2050 年の電力単価が 20 円/kWh 相当になるが、別な研究者のモデル計算では再エネ 100%の電力単価は 14.6 セント/kWh と低くなっており、VRE の発電コスト（LCOE）や導入可能量の想定、またエネルギー貯蔵システムの想定等における差が影響していると思われるが、後者のケースでも日本の電力単価は世界平均の 1.5 倍近くになる。将来のエネルギーミックスを考える上で再生可能エネルギー大量導入のコストは国によって大きく異なる点に留意する必要がある。この例においては、日本では陸上風力の導入可能量が小さく、再生可能エネルギー100%達成のためには太陽光発電にエネルギー供給の 8 割以上を頼らなくてはならず、かつ、日本の太陽光発電のコストは諸外国と比べて高いため、こ

のような結果になっていると考えられる。一方で安価な水力発電を大量に利用可能なアイスランドでは電力単価は低い水準にある。将来のエネルギーミックスを考えるに当たっては、このような地域の差を十分に考慮することが重要である。

- 2050年までの設備投資額はケースによって大きく異なるが、いずれのケースでもVREで60-70%となる。選択可能なオプションが減少するとコストが上昇し、それに応じて投資額も拡大する。なお、VREが極めて大量に導入される場合には、地域間連系線に係る投資も巨額なものとなり、再生可能100%ケースでは基準ケースの1兆円程度に比して19兆円に及ぶ。
- 2050年までに日本のエネルギーシステムを大幅に低炭素化するためには、VREを含め、多様な技術オプションへの投資を円滑に進めるため、一定の政策的支援（政府のR&D支出、民間企業のR&Dと投資支援等）が求められる。
- 我が国の場合、FITがVRE拡大の大きな推進力となってきたが、研究会においては再エネ毎に差別化された購入価格を設定した結果、太陽光バブルを招き、FIT賦課金の大幅な拡大を生んだ、そもそも太陽電池のコスト低減は半導体産業からのスピルオーバー効果が大きく、FITの効果ではない、バブル創出の結果、設備増設等を促進し、技術進歩にかえてマイナスとなった等の問題点も指摘された
- カーボンニュートラルを実現するためには、特定の排出量削減目標やVREなどの特定手段に着目した政策ではなく、汎用技術をはじめとする科学技術全般のイノベーションを推進することが有効であるとの議論もなされた。他方、企業の脱炭素化に向けた選択肢に関する技術中立的な指標としてカーボンプライシングが有効であり、徐々にカーボンプライシングのレベルを引き上げることにより、イノベーションへのインセンティブを与えると共に、税収を技術開発予算・補助にあてるべきとの指摘もなされた。

1. 背景

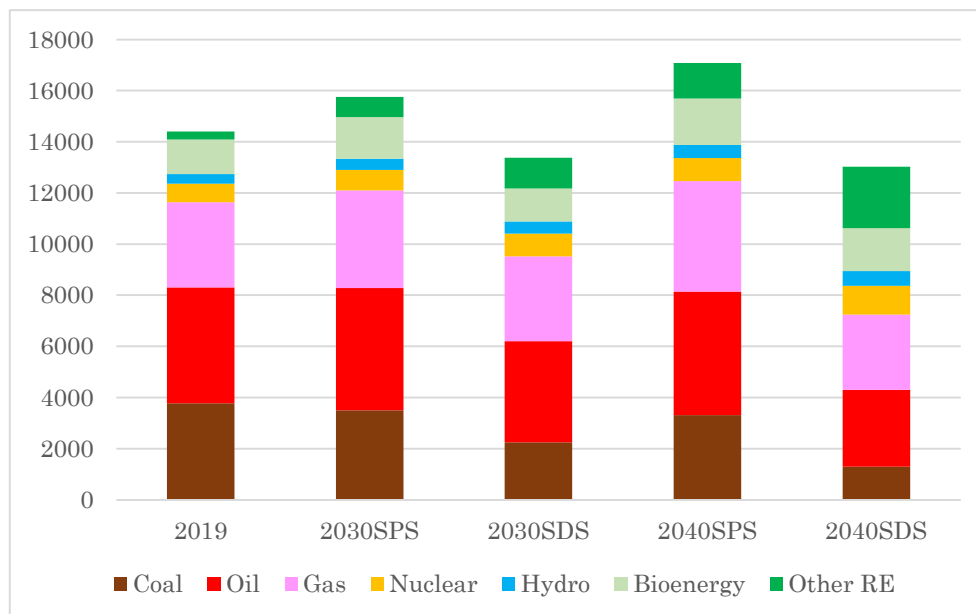
パリ協定合意等を背景に地球温暖化問題への国際的な取り組みが各国で強化されている。温室効果ガスの大半をなすのがエネルギー起源 CO2 であるため、温暖化問題への取り組みはエネルギーミックスの脱炭素化とコインの裏表の関係にある。

エネルギーミックスの低炭素化については短中期的には省エネ、原子力、再生可能エネルギー等の非化石エネルギーの導入拡大が必要であり、中長期的には水素、CCUS を含む革新的技術開発の実装が必要となる。

こうした中で世界的に期待が高まっているのが再生可能エネルギーであり、国際エネルギー機関（IEA）の最新の「世界エネルギー見通し(WEO: World Energy Outlook)」はパリ協定の 1.5 度～2 度目標と統合的な持続可能シナリオ（SDS）を提示しているが、同シナリオではレファレンスシナリオである公表政策シナリオ(SPS)に比して再生可能エネルギー（水力・バイオ・その他再エネ）の導入量が大幅に拡大する（2040 年における導入量は対 SPS 比で 25%増、構成比は SPS22%に対して SDS35%）と想定されている（図 1）。

図 1：世界のエネルギー需要（公表政策シナリオ・持続可能開発シナリオ）

(単位：石油換算 100 万トン)

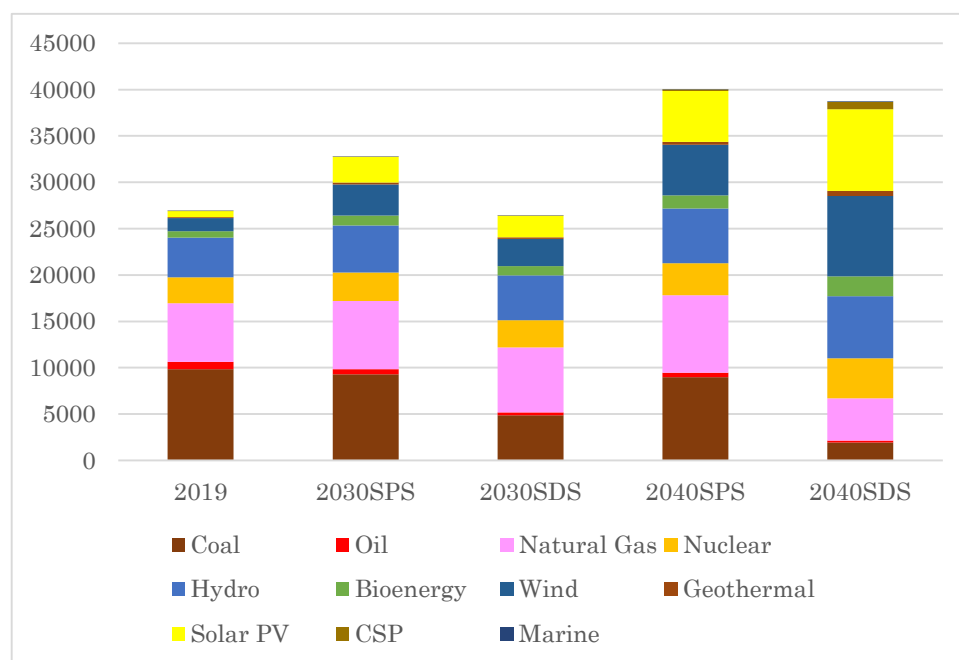


出所:IEA World Energy Outlook 2020

また再エネ導入ポテンシャルの高い電力セクターにおいては太陽、風力等の水力以外の再エネが SDS において SPS 比で一層拡大することが想定されている。2040 年の再エネ発電量は SPS では 18791TWh であるのに対し、SDS では 27737TWh と 48%増大し、総発電量に占めるシエ

アは SPS では 47%（うち太陽光、風力で 30%）であるのに対し、SDS では 72%（うち太陽光、風力で 52%）にのぼる。太陽光、風力の伸びしろが大きいことが看取される（図 2）。

図 2：世界の燃料別発電電力量（公表政策シナリオ・持続可能開発シナリオ）
（単位：TWh）

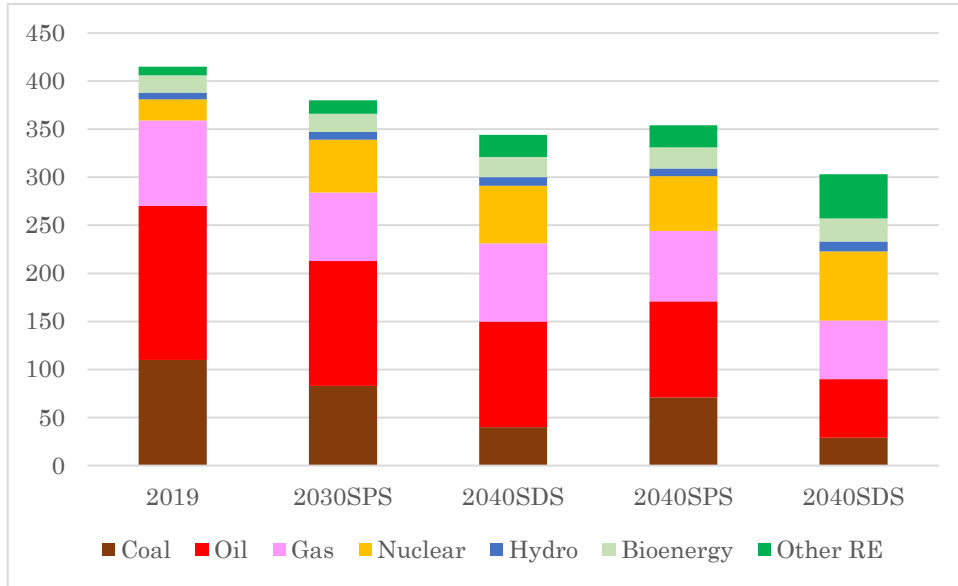


出所:IEA World Energy Outlook 2020

WEO2020 においては日本についても見通しが示されており、2040 年において一次エネルギー供給に占める再エネのシェアは SPS において 14%、SDS において 26%、総発電量に占める再エネのシェアは SPS において 33%、SDS において 48%と想定されている。うち太陽光、風力のシェアは SPS において 15%、SDS において 26%と 13%増大しており、再エネシェア 33%から 48%への 15%拡大の大部分がこの 2つの再エネ源に依存している（図 3、図 4）

図3：日本の一次エネルギー需要見通し（公表政策シナリオ、持続可能開発シナリオ）

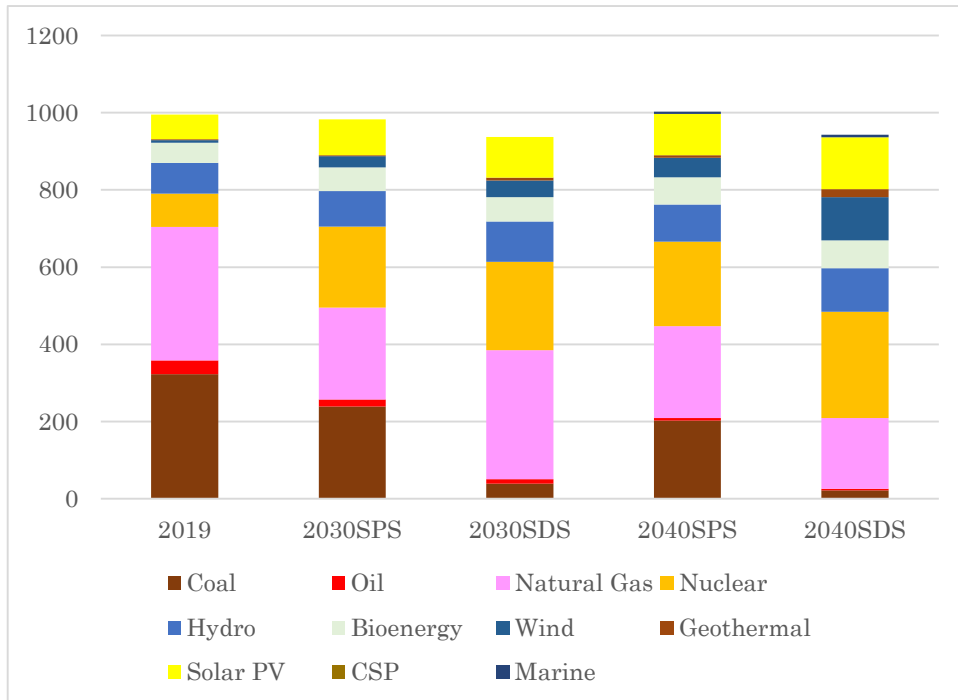
（単位石油換算 100万トン）



出所:IEA World Energy Outlook 2020

図4 日本の発電電力量見通し（公表政策シナリオ・持続可能開発シナリオ）

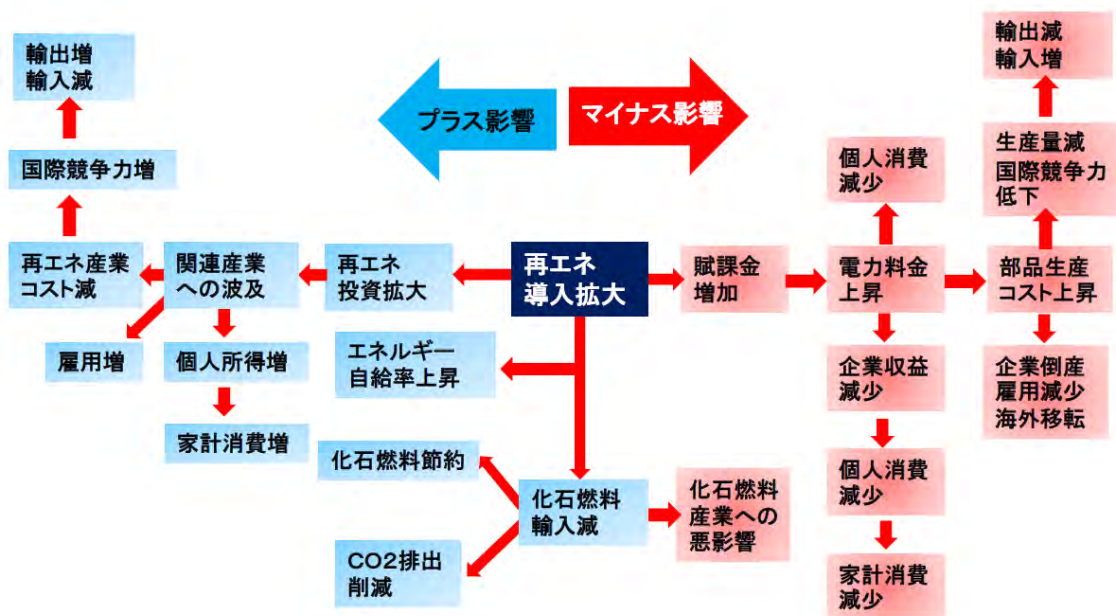
（単位：TWh）



出所:IEA World Energy Outlook 2020

このように再生可能エネルギー、特に太陽光、風力に対する期待値は高く、国産エネルギー源の拡大に伴うエネルギーセキュリティへの貢献、CO2 排出削減、関連産業の発展等のポジティブな影響が期待される一方、再エネのコストによっては補助負担の増大、日本のエネルギーコストの増大等のネガティブな影響も考えられる（図5）。再生可能エネルギーはエネルギー政策の手段の一つであり、それ自体が目的ではない。したがって再生可能エネルギーの役割を評価するに当たっては、多面的な視点が不可欠である。

図5：再生可能エネルギー導入拡大のプラス影響とマイナス影響



出所：筆者作成

東京大学公共政策大学院では 2017 年 9 月にエネルギー戦略研究所、日本政策投資銀行の協力を得て「再生可能エネルギーと公共政策」プロジェクトを設置し、2018 年 1 月から 2020 年 8 月にかけて下記の有識者から成る研究会を 14 回にわたって開催し、再生可能エネルギーの費用対効果、産業波及効果、地方における再エネ導入のポテンシャル、長期脱炭素化における再エネの役割、再エネ政策の功罪等、様々な観点からの議論を行ってきた。

東京大学生産技術研究所特任教授	荻本和彦
筑波大学名誉教授	内山洋司
エネルギー戦略研究所取締役	横田 浩
早稲田大学教授	鷲津明由
労働政策研究・研修機構副主任研究員	中野諭
横浜国立大学教授	本藤佑樹
日本政策投資銀行企業第 5 部課長	山口祐一郎
キャノングローバル戦略研究所	杉山大志
電力中央研究所上席研究員	朝野賢司
日本エネルギー経済研究所研究主幹	松尾雄司
地球環境産業技術機構主席研究員	秋元圭吾
J-POWER 顧問 (事務局・主幹)	坂梨義彦
東京大学公共政策大学院教授	有馬 純

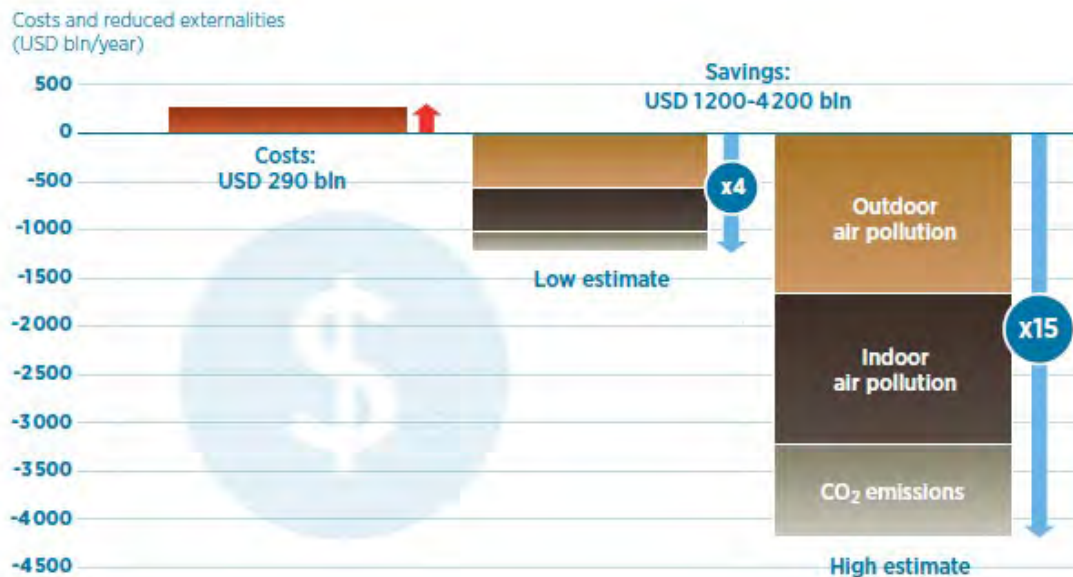
本報告書は研究会における議論を主幹である有馬の責任においてとりまとめたものである。

2. 再生可能エネルギーの費用便益

(1) 世界全体の再エネ導入の費用便益

再生可能エネルギーの費用対効果分析として、世界レベルでは IRENA が Renewable Energy Roadmap 2016 で提示したものがあある（図 6）。世界のエネルギー供給に占める再エネのシェアを倍増させるためには 2015 年から 2030 年にかけて世界全体の再エネ投資を 3600 億ドルから 2030 年には 1.3 兆ドルまで拡大させる必要があり、そのためのコストは年間 2900 億ドルになるが、再エネ拡大にともなう屋外の大気汚染防止、屋内の大気汚染防止、CO₂ 削減による便益はそのコストの 4 倍から 15 倍に達するというものである。

図 6 : IRENA による再エネの費用便益分析



出所 : IRENA Roadmap for Renewable Energy Future 2016

しかしこの数値は世界全体のものであり、再エネ導入によって得られる便益としてカウントされている屋内外の大気汚染はアフリカ等における薪・炭・牛糞等の伝統的バイオマスの利用や大気汚染除去設備を有しない旧式の石炭火力発電所等に伴うものである。各国の発展段階やエネルギー資源をとりまく状況が大きく異なる以上、このようなマクロの数字が各国の政策決定において大きな意味を持つものとは思われない。また健康被害に関して言えば、再エネを導入するよりも脱硫、脱硝設備を伴う火力発電所を導入したり、既存火力発電所にそうした設備を導入したほうがコスト安になるとの見方もある。

(2) 日本における再エネ導入の費用便益

日本の状況に着目した費用便益分析としては、経産省の委託をうけてみずほ情報総研が行った「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」(2016年3月)¹がある。この分析においては2015年に策定されたエネルギーミックスをベースに2015年から2030年にかけて発電電力量に占める再エネのシェアが24%に達するものと想定し、以下の3つを便益として試算した。

- ① 燃料削減効果：再エネ導入によって削減した化石燃料の燃費相当を便益として計上（化石燃料価格はWEO2015等のレファレンスシナリオの想定を利用）
- ② CO₂削減効果：再エネ導入によって削減した化石燃料燃焼によるCO₂排出量にCO₂価格を乗じたものを便益として計上(CO₂価格はWEO2015のレファレンスシナリオの想定を利用)。
- ③ エネルギーセキュリティ効果：再エネ導入によって削減した原油、LNGに対し、削減したそれぞれの輸入量に相当する備蓄費用を便益として計上

他方、経済波及効果、雇用創出効果については間接的な効果であること、ピークカット削減効果、エネルギー自給率向上、持続的エネルギーの利用拡大、災害時の危機管理等については貨幣価値への換算が困難であること等を理由に計上されていない。

再エネの費用については発電コスト検証WGや調達価格等算定委員会の数値と整合性をとりつつ、太陽光発電については将来の大量導入によるコストダウンを加味する一方、その他の再エネについては現状から横ばいとされた。

その上で2030年における再エネの導入量の上限ケース、下限ケース、燃料価格、CO₂価格については、WEO2015、米国のエネルギー情報局のAnnual Energy Outlook (AEO2015) 日本エネルギー経済研究所のアジア世界エネルギーアウトルック (A/WEO2015) のシナリオをベースに5つのケースが想定された(表1)。

¹ https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2016fy/000666.pdf

表 1 : みずほ情報総研による費用対効果分析の想定シナリオ

【導入量】

上限ケース	長期エネルギー需給見通しで示された上限の値 (太陽光発電と風力発電は、上限と下限は同等)
下限ケース	” 下限の値

【燃料価格のシナリオ】

		CO2価格 \$/t-CO ₂	原油価格 \$/bbl	LNG価格 \$/MBtu	石炭価格 \$/t	
1. 新政策シナリオ	WEO2015における新政策シナリオの2014年を基準にした伸び率により燃料価格を想定したケース	37	113	13.0	102	WEO2015より
2. 現行政策シナリオ	WEO2015における現行政策シナリオの2014年を基準にした伸び率により燃料価格を想定したケース	30	130	14.9	115	
3. 450シナリオ	WEO2015における450シナリオの2014年を基準にした伸び率により燃料価格を想定したケース	100	97	11.8	79	AEO2015より
4. 燃料高騰シナリオ	EIAのAEO2015におけるHigh oil priceの2013年を基準にした伸び率により燃料価格を想定したケース	37	194	7.89	47.4	
5. 低価格シナリオ	エネ研のA/WEO2015における低価格の2014年を基準にした伸び率により燃料価格を想定したケース	37	75	9.8	96	A/WEO2015より

※上記の価格は2030年時点想定値

表 2 に示されるように各シナリオにおいて便益 (B) と費用 (C) の比率を見ると、燃料価格の高い石油火力を再エネ電力が代替した場合、最も便益が大きく B/C 比が 1 を上回る。石油価格の高騰を見込んだ燃料高騰シナリオにおいては石油火力に加え、LNG 火力を代替した場合でも B/C 比が 1 を超える。それ以外の場合においては費用が便益を上回る (B/C が 1 を下回る)。また再エネ設備の稼働年数を 20 年から 30 年に延長すると B/C 比率は改善する。

表 2 : みずほ情報総研の費用対効果分析 (シナリオ別 B/C 比率)

上限ケースのシナリオ別代替燃料別B/C

	新政策シナリオ	現行政策シナリオ	450シナリオ	燃料高騰シナリオ	低価格シナリオ
火力平均	0.70	0.76	0.78	1.21	0.57
石油	1.04	1.12	1.11	1.41	0.76
LNG	0.58	0.62	0.64	1.15	0.49
石炭	0.33	0.33	0.48	0.32	0.29

※2015～2030年に導入された設備を対象

下限ケースのシナリオ別代替燃料別B/C

	新政策シナリオ	現行政策シナリオ	450シナリオ	燃料高騰シナリオ	低価格シナリオ
火力平均	0.72	0.77	0.79	1.23	0.58
石油	1.03	1.12	1.11	1.40	0.76
LNG	0.58	0.62	0.64	1.14	0.49
石炭	0.33	0.33	0.47	0.32	0.29

※2015～2030年に導入された設備を対象

出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」(2016年3月)

上記分析においては、「B/C は CO2 価格や燃料価格に左右され、燃料価格が高騰するケース以外では 1 を下回ったが、再エネ導入の便益には今回想定した化石燃料削減、CO2 削減、エネルギーセキュリティの 3 点以外にもエネルギー自給率向上、持続的エネルギーの利用、災害時の危機管理等、貨幣換算の難しさゆえに算入しなかったものがあり、これらを勘案すれば B/C が 1 に満たなくても再エネ導入には便益がある」との結論が付されている。

(3) みずほ情報総研分析の問題点

しかしながら、再エネ導入が何を代替したかを特定することは困難であり、日本の 2015 年以降の現実を考えるとむしろ原発再稼働の遅れの一部を補っている側面があり、また 2017 年以降、石油価格の低下により化石燃料コストが低下していることを考慮すると、本分析による化石燃料代替効果は現実よりも過大に見積もられている可能性が高い。

また電力需要が毎年増大し、電源設備の増強が必要であった時代と異なり、電力需要が低下傾向にある中で純粋経済的には何も作らないのが最も経済的な中で、再エネ比率をあげればコストアップが生ずる、日本では震災前、エネルギーニーズを満たす電力システムが成立していたのであり、過去に投資された非再エネ電源のサンクコスト（例：再エネ発電で代替された火力発電所や原発の投資回収が困難になる場合等）を考慮せずに短期の費用対効果分析をやる意味があるのか、便益としてカウントされていないものがある一方、再エネ導入拡大に伴う系統安定化コスト等、カウントされていない費用もある等の問題点もある。

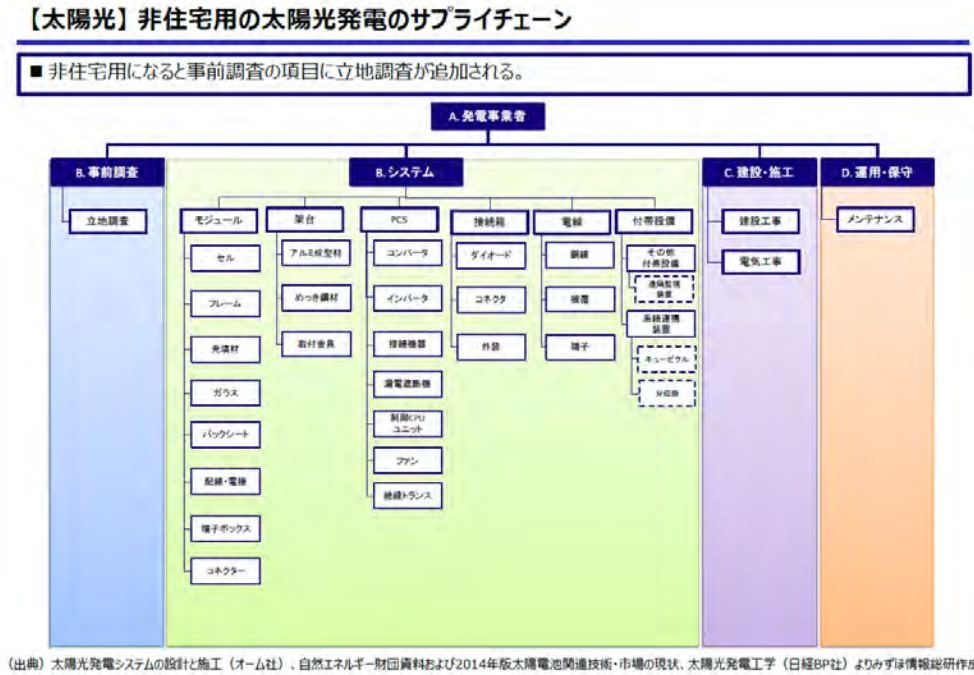
このように本分析は日本において既に決められた 2030 年エネルギーミックスを前提に、2016 年時点の状況を踏まえた一定の前提の下で短期の費用対効果分析を行ったにとどまり、その政策的含意には限界があると考えられる。

3. 再エネによる産業波及効果

(1) 再エネのサプライチェーンと拡張産業連関表による分析

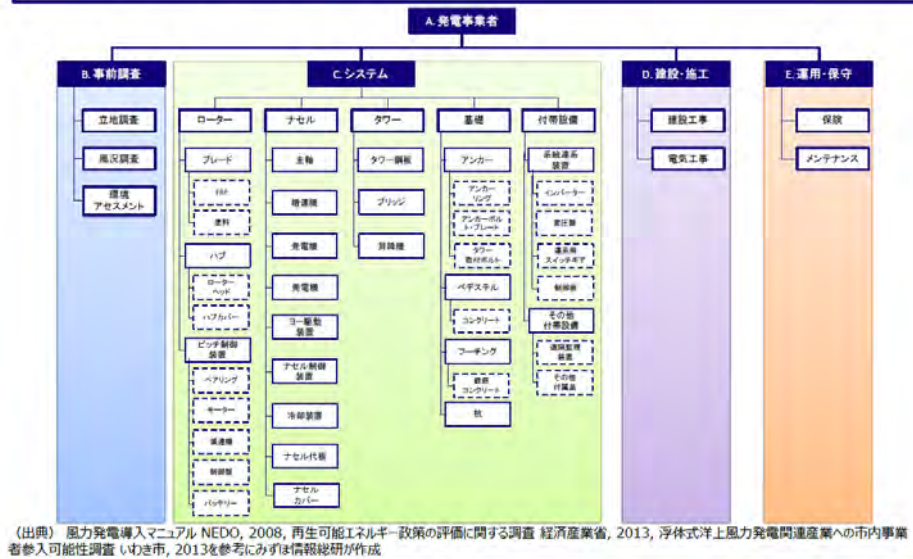
再生可能エネルギーの導入の効果は国産エネルギー供給、CO2 排出減のみならず、サプライチェーンを構成する関連産業にも及ぶことが考えられる（図7）。

図7：太陽光、風力のサプライチェーン



【風力】陸上風力発電のサプライチェーン

■ 自動車と同様にシステムを構成する部品点数が多いことが特徴。



出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」（2016年3月）

こうした考え方に立ち、拡張産業連関表を用いて再エネの経済波及効果を分析した事例も多数存在する。例えば、森泉・本藤・中野²は再生可能エネルギー技術の導入とその普及政策がもたらす環境・社会経済影響を、客観的かつ定量的に評価することを目的に、2011年産業連関表を拡張し、2013年版の再生可能エネルギー部門拡張産業連関表（REFIO）を開発した。REFIOは、最新の産業連関表を基に、既存部門を分割し、再生可能エネルギー技術（太陽光発電4種、風力発電、地熱発電2種、小水力発電、木質バイオマス専焼発電、メタン発酵ガス化発電3種の計12種）に関する部門を新設し、新設部門の経済波及効果を推計し、比較検討を行っている。計測された生産誘発係数は、建設部門は2.51から3.13、運用部門は1.05から2.62の間に分布し、発電技術による差異が見られた。計測結果から得られるより重要な示唆は、発電技術によって、大きな間接波及効果の創出が期待される産業が様々に異なるという点である。例えば再生可能エネルギー発電施設の建設において風力は汎用機械の誘発効果が高く、太陽光発電は電気機械の誘発機会が大きいのに対し、運用においては全ての技術においてサービス業、特に金融・保険業への波及効果が大きい等である（図8）。

図8：再エネ部門拡張産業連関表を用いた波及効果分析事例

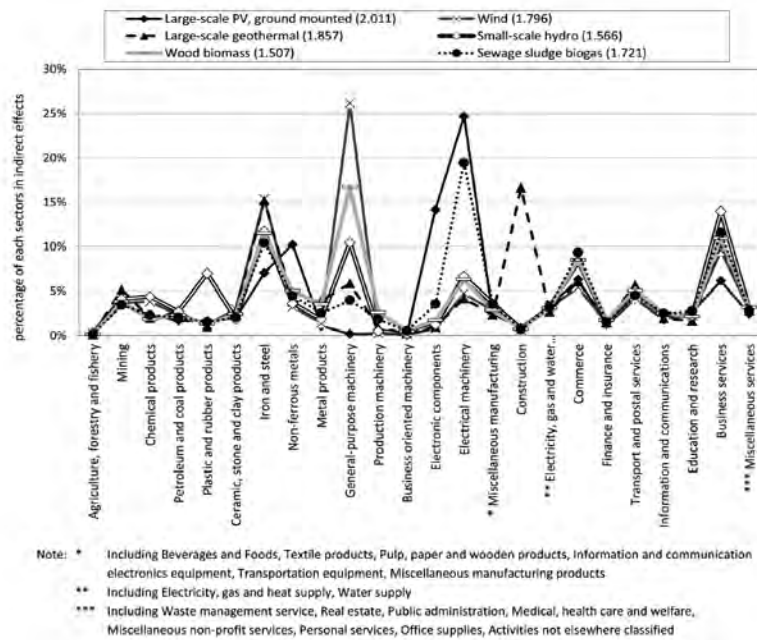


Fig. 3 Breakdown of indirect effects of the construction sectors for six renewable power generation technologies

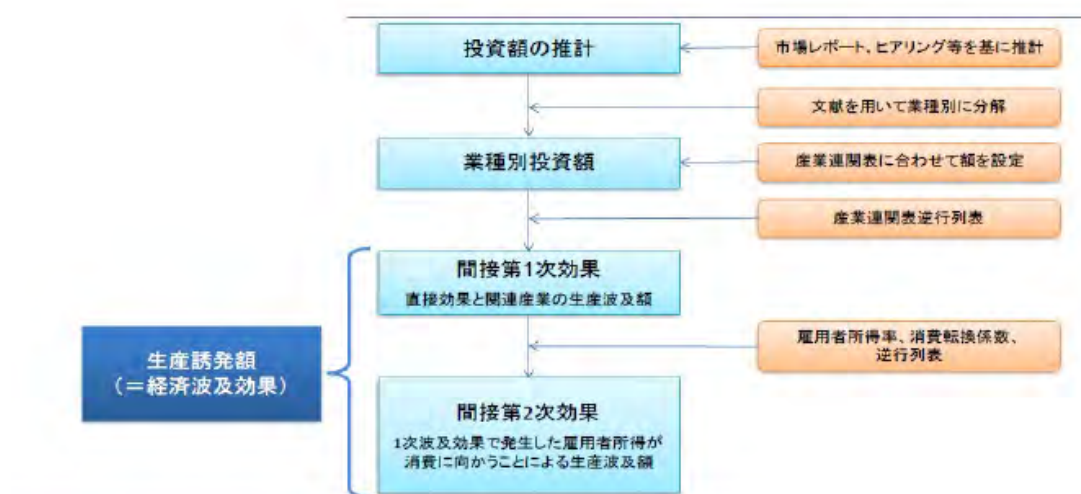
出所：再生可能エネルギー部門拡張産業連関表の開発と応用（2015年9月：森泉、本藤、中野）

² https://www.jstage.jst.go.jp/article/jie/94/12/94_1397/article-char/ja/

(2) 2030年エネルギーミックスに基づく再エネ導入の波及効果

前出のみずほ総研「再生可能エネルギーの関連産業等に関する調査」では費用対効果分析と同様、2030年のエネルギーミックス（総発電量に占める再エネシェア 24%）が実現することを前提として再エネ（太陽光、風力、地熱、中小水力、バイオマス）および蓄電池設備（リチウムイオン電池、NAS電池、レドックスフロー電池）の導入、O&M、廃棄に関する経済波及効果を産業連関表を使って推計している。推計にあたってはそれぞれの設備等を構成部品に分解し、価格構成比率と国産比率を市場レポート、メーカーヒアリングにより推計している。また波及効果については間接第一次効果における雇用者所得から発生する間接第二次効果まで推計されている（図9）。

図9：みずほ情報総研の経済波及効果分析フロー



出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」（2016年3月）

経済波及効果分析の対象となる再エネは2015年～2030年に表3に従って導入される再エネであり、導入後、FIT制度における買取期間中、発電を継続するものと想定された。参考値として買取期間終了後も稼働し、30年間稼働するケースも推計している。経済波及効果の計算に当たっては①2030年断面までを評価し、投資額は稼働年数分のみを評価対象とする手法（2030年設置の場合は1/20の評価）、②2030年までに設置された設備の稼働年数の期間、発電した量を評価する手法があるが、本分析では②を採用している（図10）

費用対効果分析と同様、再エネの建設単価、運転維持費は発電コスト検証WG、調達価格等算定委員会資料の数字との整合性をもつものとされた。

その上で買取期間中の経済波及効果として再エネ全体で投資額 28 兆円に対し、国内への直接投資 23 兆円、国内の経済波及効果 55 兆円という結果が提示されている。中でも導入量 (kw) と投資額 (円) の大きい太陽光発電の経済波及効果が顕著である (表 4、図 11)。

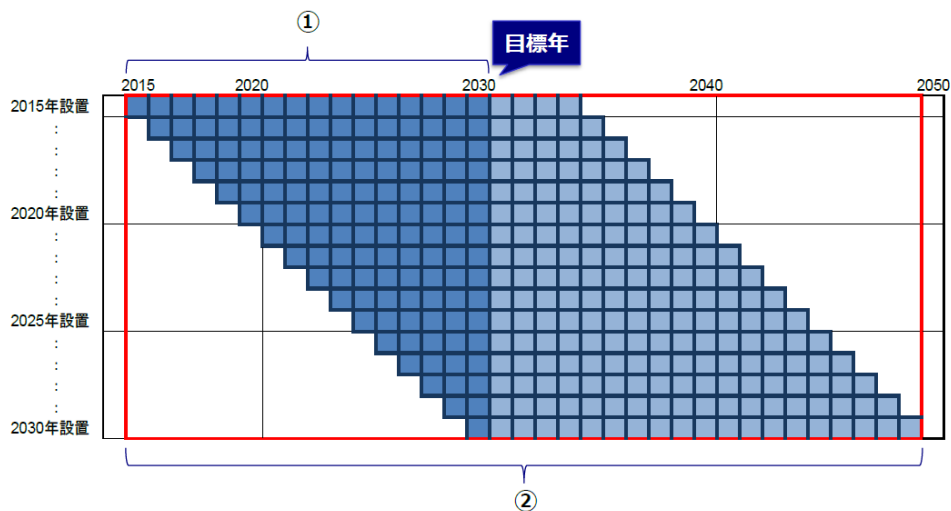
表 3：2030 年までの再エネ導入量

(単位：万kW)

	2030累積	2015～2030
太陽光発電	6,400	4,949
風力発電	1,000	730
地熱発電	140～155	88～103
水力発電	4,847～4,931	130～201
バイオマス発電	602～728	355～481
合計	12,989～13,214	6,252～6,464

出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」(2016年3月)

図 10：再エネ稼働年数の考え方



出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」(2016年3月)

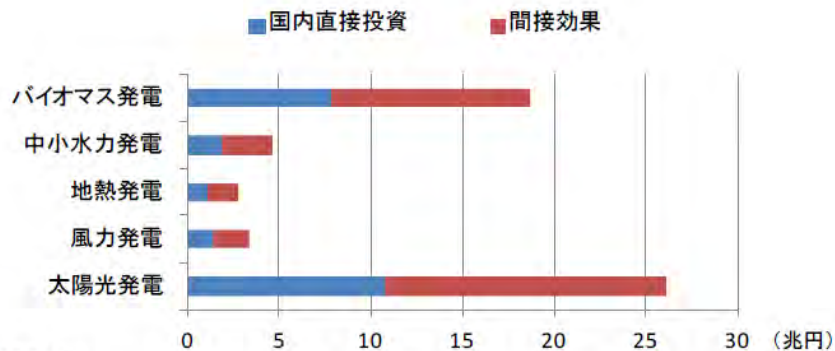
表 4：FIT 買取期間中の経済波及効果 (みずほ情報総研)

	投資額 (10億円)	国内投資額 (10億円)	経済波及効果 (10億円)	誘発率	雇用創出効果 (累積:千人)	粗付加価値誘発額 (10億円)
太陽光発電	14,389	10,752	26,049	1.81	1,791	13,087
風力発電	2,568	1,410	3,316	1.29	240	1,752
地熱発電	1,149	1,130	2,753	2.40	154	1,301
中小水力発電	1,866	1,836	4,577	2.45	282	2,167
バイオマス発電	8,174	7,803	18,704	2.29	1,311	9,177
再生可能エネルギー合計	28,146	22,932	55,399	1.97	3,777	27,484

※投資額は輸入品も含む
 ※経済波及効果は国内

出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」(2016年3月)

図 11: F I T 買取期間における直接効果と間接効果



(留意点)

- 上記は、2015年～2030年に導入された再エネ設備を対象とした値であり、賦課金等も同様。すなわち、2014年以前に導入された設備は対象にしている。
- また、2016年以降の導入については現在価値換算のため割引率3%を考慮している。

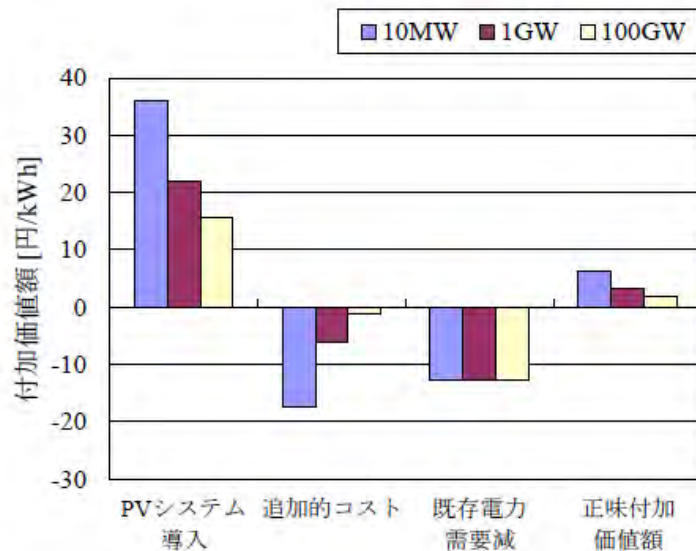
出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」（2016年3月）

(3) 再エネ導入の負の経済効果

上記の産業連関分析では再エネ導入による正の経済効果（施設建設・運用・廃棄に伴う経済効果）が示されているが、再エネ導入の負の経済効果（既存電力の需要減少、追加的コスト）が評価されていない。再エネ導入の正負の経済効果を評価した研究事例としては水木・内山、岡島の「ハイブリッド産業連関法を用いた太陽光発電システム導入の経済・環境分析」³（2013年）がある。同分析では10MW、100MW、100GWの太陽光発電の導入影響を分析するため産業連関表に太陽電池部門、周辺機器および施工（BOS）部門、太陽光発電部門の投入・算出系列を加えて拡張し、その波及効果を分析した。太陽電池部門は化学製品、窯業・土石製品部門、非鉄金属部門を中心に、BOS部門は鉄鋼部門を中心に波及効果が大きい。同分析ではこうした正の波及効果と併せ、太陽光発電システム導入に伴う既存電力部門の需要減少によって生ずる関連産業への直接・間接の負の波及効果、太陽光発電の高発電コストによって各産業に追加的に生ずるコストも検討された。それによると10MWのPVシステム導入による付加価値誘発額（36.1円/kWh）に対し、追加的コストにより▲17.3円/kWh、既存電力部門の需要減少で▲12.6円/kWhとなり、正味付加価値は6.2円/kWhとの試算結果が提示されている（図12）。

³ https://www.jstage.jst.go.jp/article/jjsr/34/5/34_1/_article/-char/ja

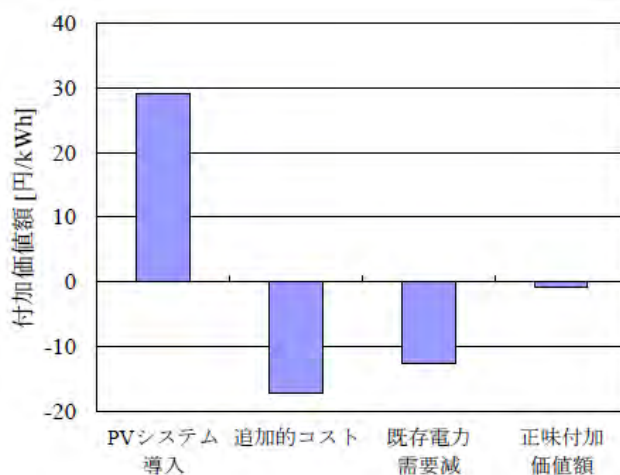
図 12：P Vシステムによる正味付加価値誘発額



出所：水本・内山・岡島「ハイブリッドハイブリッド産業連関法を用いた太陽光発電システム導入の経済・環境分析」

また同分析では PV システムが正の経済効果を誘発するのは主にシステム製造時であり、海外から輸入する場合には国内経済効果が期待できず、例えば 10MW ケースで 30%輸入を想定すると正味付加価値額はマイナスになるとの試算も提示されている（図 13）。

図 13：太陽電池の 30%輸入時の正味付加価値誘発額



出所：水本・内山・岡島「ハイブリッドハイブリッド産業連関法を用いた太陽光発電システム導入の経済・環境分析」

(4) みずほ情報総研試算の再試算

そこで、研究会ではこうした負の経済効果や輸入比率上昇による付加価値減殺分を考慮して上記のみずほ情報総研の試算の再計算を試みた。

再エネの2018年における導入量は経産省資料等から推計し、2018-2030年における再エネ導入は、対象期間において線形で進むと仮定した。なお住宅用太陽光発電はすでに2030年目標に達しているため、これまでのトレンドに沿って今後も導入が拡大すると仮定した(表5)。

既存電力部門の需要減少としては、既存電力システムに対する最終需要が、導入された再エネの発電量分減少することによって生じるもの(全体の電力消費量は将来にわたって一定と想定)とし、該当年において運転中の再エネ発電量(kWh)に「電力価格(発電)(円/kWh)」を乗じ、石炭火力、石油火力、LNG火力部門の最終需要に与えることで算出した。具体的な需要減少については、長期エネルギー需給見通しに示される2030年時点の化石燃料による発電量を参考に、2018-2030年における石炭火力、石油火力、LNG火力の削減比率を設定し、需要減少の内訳は、石炭火力が15%、石油火力が2%、LNG火力が83%とした(表6)。

また追加的コストとしては、既存電力システムと比較して発電コストの高い再エネを導入することによって生じる、電力消費者への追加的なコストを意味するものと定義し、「電力価格(発電)(円/kWh)」と「再エネ買取価格(円/kWh)」の差に、再エネ発電量(kWh)を乗じることで追加的コストを算出し、2011年産業連関表における各部門の電力購入額に応じて、粗付加価値としてマイナス計上した。

各再エネ別の建設費、運用費、廃棄費、買取価格の設定は表7の通りとし、太陽光発電および風力発電は、将来的なコスト低下を想定した。

表5：各再エネの基本条件と2018-2030年の導入量

	稼働期間 (年)	買取期間 (年)	2030年目標 (万kW)	2018-30年導入量 (kW)
太陽光発電	20	20	6,400	3,214
風力発電	20	20	1,000	650
地熱発電	15	15	155	100
中小水力発電	20	20	1,170	200
バイオマス発電	20	20	728	368

出所：東大公共政策大学院の依頼によりみずほ情報総研試算

表 6：既存電力の減少分

	2017年発電量	2030年発電量	2018-2030年削減量	2018-2030年削減比率
石炭	3,019	2,810	209	15%
石油	340	315	25	2%
LNG	3,975	2,845	1,130	83%

出所：東大公共政策大学院の依頼によりみずほ情報総研試算

表 7：計算諸元一覧

再エネ電源	費用			買取価格
	建設費	運用費	廃棄費	
太陽光	2018年度までは調達価格算定委員会（2018）に基づく想定値を設定し、2019年以降は太陽光発電競争力強化研究会（2016）をもとに設定した	2018年度までは調達価格算定委員会（2018）に基づく想定値を設定し、2019年以降は環境省（2018）をもとに設定した	初期費用×5%	建設費と運用維持費の低下に伴い、買取価格も低下するように設定した
風力	2018年度までは調達価格算定委員会（2018）に基づく想定値を設定し、2019年以降は風力発電競争力強化研究会（2016）をもとに設定した	2018年度までは調達価格算定委員会（2018）に基づく想定値を設定し、2019年以降は風力発電競争力強化研究会（2016）をもとに設定した	初期費用×5%	建設費と運用維持費の低下に伴い、買取価格も低下するように設定した
地熱	調達価格算定委員会（2018）に基づく想定値で分析期間中一定とした	調達価格算定委員会（2018）に基づく想定値で分析期間中一定とした	初期費用×5%	調達価格算定委員会（2018）に基づく買取価格で分析期間中一定とした
水力	調達価格算定委員会（2018）に基づく想定値で分析期間中一定とした	調達価格算定委員会（2018）に基づく想定値で分析期間中一定とした	初期費用×5%	調達価格算定委員会（2018）に基づく買取価格で分析期間中一定とした
バイオマス	調達価格算定委員会（2018）に基づく想定値で分析期間中一定とした	調達価格算定委員会（2018）に基づく想定値で分析期間中一定とした	初期費用×5%	調達価格算定委員会（2018）に基づく買取価格で分析期間中一定とした

出所：東大公共政策大学院の依頼によりみずほ情報総研試算

以上の前提条件に基き、再計算を行ったところ、2030年に向けてエネルギーミックスに基く再エネ導入を行った場合の正の誘発額が約63.1兆円、負の誘発額が約-25.1兆円であり、負の効果により、正の効果の約39.8%が相殺され、正味で合計約38.0兆円のプラスの生産誘発額が示された。施設建設の直接効果（最終需要額）が高い太陽光発電や、運用（発電）の直接効果（最終需要額）が高いバイオマス発電による効果大きい（表 8、図14）。

生産誘発額は全ての部門でプラスの効果となる。各再エネの運用（発電）が該当する「電力・ガス・熱供給部門」と、施設建設が該当する「建設部門」における効果大きい。その他では、「電子部品部門」や「鉄鋼部門」、「商業部門」や「対事業所サービス部門」等のサービス部門で大きな効果が見られる。他方、負の効果は、火力発電部門が該当する「電力・ガス・熱供給部門」や、

「商業部門」や「対事業所サービス部門」等のサービス部門、「石油・石炭製品部門」で大きく発生している。

粗付加価値額で見ると、正の誘発額が約34.7兆円、負の誘発額が約15.9兆円であり、正の効果の45.9%が相殺され、正味で合計約18.8兆円のプラスの粗付加価値誘発額が示された。直接効果（最終需要額）が大きく、コスト低下により追加的コストが比較的小さくなる太陽光発電による効果が大きい（表9、図15）。

「化学製品部門」等、37部門中11部門で主に追加的コストによって正味でマイナスの効果が生じる。大きな生産誘発額が示されていた「電力・ガス・熱供給」や「建設」、および「対事業所サービス」等のサービス部門における正の粗付加価値誘発額が大きい。負の効果も、大きな生産誘発額が示されていた「電力・ガス・熱供給」および「商業」等のサービス部門で大きく発生している。火力発電部門（石油、石炭、LNG）の粗付加価値率は低いため、「電力・ガス・熱供給部門」における負の粗付加価値誘発額は生産誘発額の際と比較して小さくなる。

輸入比率については、太陽電池モジュールを現状 65%、風力発電機器のうちタワー100%、ブレード 76%、ナセル 71%とし、輸入率が 15%上昇するケース、15%低下するケースを比較したところ、輸入率が上昇した場合は生産誘発額、粗付加価値誘発額が低下し、逆の場合には上昇する（表10）。

生産誘発額や粗付加価値誘発額は再エネの発電コストにも左右される。大規模太陽光発電について、前回調査と今回の再計算の発電コストを用いて試算すると、発電コストの高い前回調査の計算諸元を用いたほうが大きな生産誘発額および粗付加価値誘発額が発生すると試算された（表11）。発電コストが高ければ負の効果である追加的コストも大きくなるが、それ以上に施設の建設や運用（発電）による正の効果が大きい。部門別生産誘発額の場合、前回調査の発電コストを用いると石油・石炭製品部門等 37 部門中 3 部門で正味マイナス効果が生ずるが、今回のより低い発電コストを用いると 37 部門中 12 部門で正味マイナス効果が生ずる。部門別付加価値誘発額の場合、前回調査の発電コストを用いると対事業所サービスや石油・石炭製品部門等、37 部門中 12 部門で正味マイナス効果が生ずるが、今回調査では 37 部門中 26 部門で正味マイナス効果が生ずる。

表 8：再エネ導入による生産誘発額（単位 1 兆円）

再エネ種	建設			運用（発電）			廃棄			既存電力			合計
	直接	間接	計	直接	間接	計	直接	間接	計	直接	間接	計	
太陽光発電	5.6	6.7	12.2	7.9	1.8	9.7	0.2	0.2	0.3	-6.3	-5.1	-11.4	10.9
風力発電	1.7	1.5	3.2	3.6	1.7	5.3	0.0	0.1	0.1	-2.3	-1.5	-3.8	4.8
地熱発電	0.8	1.6	2.3	2.0	0.3	2.3	0.0	0.0	0.0	-0.8	-0.5	-1.4	3.2
中小水力発電	1.4	2.2	3.6	3.6	2.7	6.3	0.0	0.0	0.1	-1.7	-1.1	-2.8	7.2
バイオマス発電	1.5	2.5	4.0	6.9	6.6	13.5	0.0	0.0	0.1	-3.5	-2.3	-5.8	11.8
再エネ合計	10.9	14.5	25.4	24.0	13.1	37.1	0.3	0.3	0.6	-14.6	-10.5	-25.1	38.0

出所：東大公共政策大学院の依頼によりみずほ情報総研試算

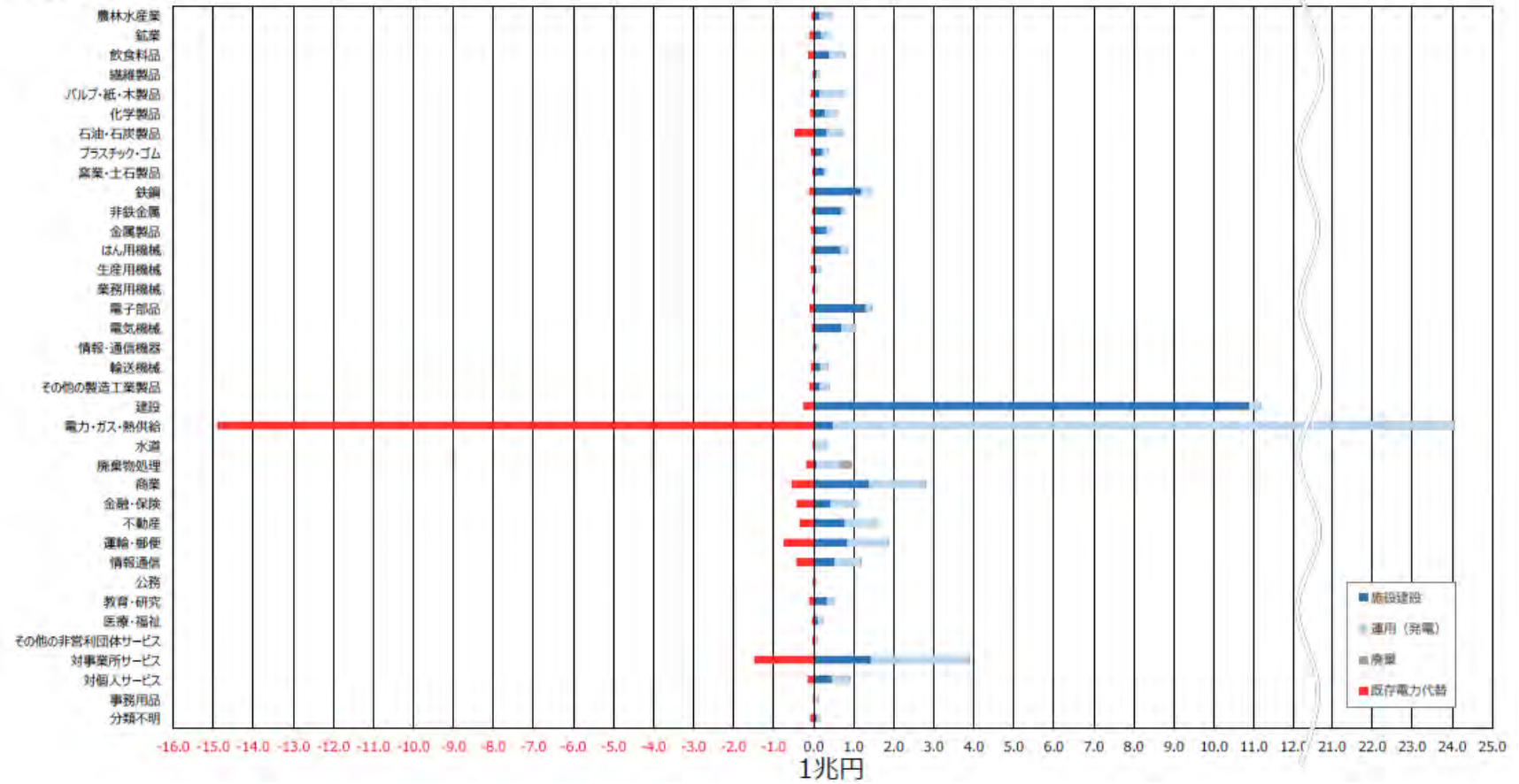
表 9：再エネによる粗付加価値誘発額（単位 1 兆円）

再エネ種	建設			運用（発電）			廃棄			既存電力			追加的 コスト	合計
	直接	間接	計	直接	間接	計	直接	間接	計	直接	間接	計		
太陽光発電	1.4	2.8	4.3	7.5	0.9	8.4	0.1	0.1	0.2	-0.8	-2.0	-2.8	-1.6	8.4
風力発電	0.4	1.1	1.5	3.0	0.8	3.9	0.0	0.0	0.1	-0.3	-0.7	-1.0	-1.3	3.1
地熱発電	0.2	0.7	0.9	1.9	0.1	2.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.3	-0.4	-1.1	1.4
中小水力発電	0.7	1.0	1.8	2.2	1.3	3.5	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.5	-0.8	-1.9	2.7
バイオマス発電	0.6	1.1	1.7	3.2	3.2	6.4	0.0	0.0	0.1	-0.5	-1.1	-1.6	-3.4	3.2
再エネ合計	3.5	6.7	10.1	17.8	6.4	24.2	0.2	0.2	0.4	-1.9	-4.7	-6.6	-9.3	18.8

出所：東大公共政策大学院の依頼によりみずほ情報総研試算

図 14：再エネ導入による部門別生産誘発額

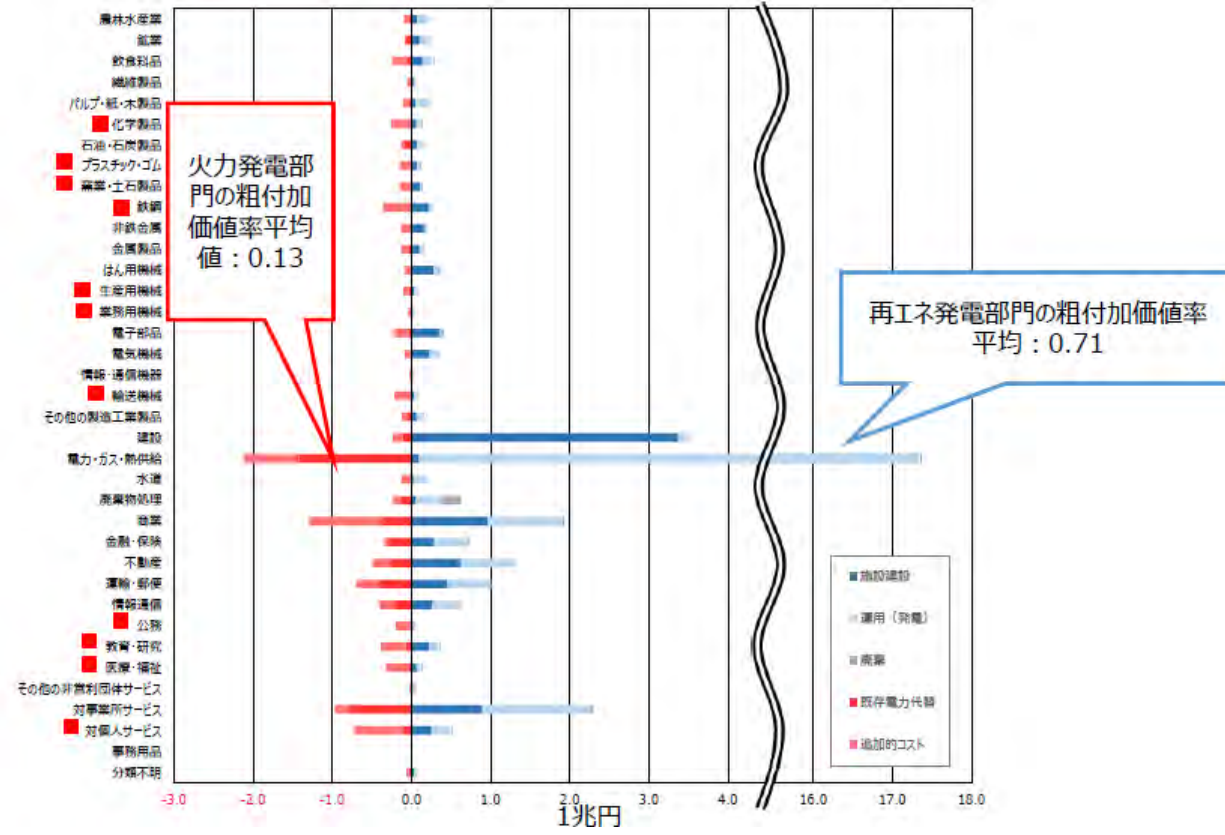
生産誘発額（正：63.1兆円、負：-25.1兆円）



出所：東大公共政策大学院の依頼によりみずほ情報総研試算

図 15：再エネ導入による粗付加価値誘発額

粗付加価値誘発額
 (正：34.7兆円、
 負：-15.9兆円)



■ は合計値がマイナスの部門

出所：東大公共政策大学院の依頼によりみずほ情報総研試算

表 10：太陽電池モジュールの輸入比率が上昇・低下した場合の誘発額への影響

生産誘発額（1兆円）

	建設			運用（発電）			廃棄			既存電力			合計
	直接	間接	計	直接	間接	計	直接	間接	計	直接	間接	計	
現状ケース	5.6	6.7	12.2	7.9	1.8	9.7	0.2	0.2	0.3	-6.3	-5.1	-11.4	10.9
輸入率上昇ケース	5.6	5.8	11.3	7.9	1.8	9.7	0.2	0.2	0.3	-6.3	-5.1	-11.4	10.0
輸入率低下ケース	5.6	7.3	12.9	7.9	1.8	9.7	0.2	0.2	0.3	-6.3	-5.1	-11.4	11.6

粗付加価値誘発額（1兆円）

	建設			運用（発電）			廃棄			既存電力			追加的 コスト	合計
	直接	間接	計	直接	間接	計	直接	間接	計	直接	間接	計		
現状ケース	1.4	2.8	4.3	7.5	0.9	8.4	0.1	0.1	0.2	-0.8	-2.0	-2.8	-1.6	8.4
輸入率上昇ケース	1.4	2.5	3.9	7.5	0.9	8.4	0.1	0.1	0.2	-0.8	-2.0	-2.8	-1.6	8.1
輸入率低下ケース	1.4	3.1	4.5	7.5	0.9	8.4	0.1	0.1	0.2	-0.8	-2.0	-2.8	-1.6	8.6

出所：東大公共政策大学院の依頼によりみずほ情報総研試算

表 11：P Vの生産誘発額・粗付加価値誘発額の前回調査と今回調査比較

生産誘発額

再エネ種	建設			運用（発電）			廃棄			既存電力			合計
	直接	間接	計	直接	間接	計	直接	間接	計	直接	間接	計	
PV（本調査）	3.0	3.9	7.0	4.8	1.3	6.1	0.1	0.1	0.2	-4.3	-2.8	-7.1	6.1
PV（前回調査）	4.4	5.7	10.1	8.0	2.2	10.2	0.1	0.1	0.3	-4.3	-2.8	-7.1	13.5

粗付加価値誘発額

再エネ種	建設			運用（発電）			廃棄			既存電力			追加的 コスト	合計
	直接	間接	計	直接	間接	計	直接	間接	計	直接	間接	計		
PV（本調査）	0.8	1.7	2.5	4.6	0.7	5.2	0.1	0.0	0.1	-0.6	-1.4	-2.0	-0.4	5.4
PV（前回調査）	1.2	2.4	3.6	7.7	1.1	8.8	0.1	0.1	0.2	-0.6	-1.4	-2.0	-3.7	6.9

出所：東大公共政策大学院の依頼によりみずほ情報総研試算

上記のように産業連関表は外生的に与えられた再エネ導入が他の部門にどのような波及効果をもたらすか、異なる再生可能エネルギー源によって影響の出方がどう異なるか、輸入比率の大小による波及効果への影響等、有益な政策的示唆を与えるものであるが、今回のみずほ情報総研の分析を含め、以下のような限界もあり、エネルギーミックスの方向性の議論に用いるには適さない分析手法であると考えられる。

- 産業連関分析は与えられた再エネ導入量が他産業に与える波及効果を評価するところに強みを有するが、電源構成モデルのようにコストミニマムな導入量を導出することはできない（更に電力自由化以降はシステム全体最適ではなく、各社が個別最適のみを考えるようになっている）
- PV や風力のように単年度で導入できる技術については、その年度の産業連関表を用いて評価可能だが、火力や原子力といった大規模施設は導入期間が多年度にわたるため、波及効果の電源間比較ができない。
- 産業連関表の性格上、既存電源の過去の建設費の評価ができず、負荷追従運転を強いられる火力発電の稼働率低下によるコストアップ分も評価できない。「追加的費用」といっても、単年度の限界コストの増減を評価できるのみであり、将来に向けて再エネ導入量の適否を判断する材料となる長期のコスト論には使えない。
- 産業連関表の性格上、みずほ情報総研の再計算で明らかのように高コストのものを導入した方が経済波及効果が大きいという結論になる。「穴を掘って埋める」ような施策でも波及効果が出てしまう。単年度では高コストによってGDPが増大しても、コスト高のものを市場に投入した結果、電力料金が上昇し、産業の生産コストを上昇させ、国際競争上不利となり、生産が減少すると行った議論は産業連関分析にはなじまない。
- 産業構造が時を追って変化していく中で、産業連関表を動的に使うことはなじまない。みずほ情報総研の分析のように同一の産業連関表を 2030 年～2050 年までもカバーする長期の分析に用いることは現実的ではない。
- みずほ情報総研の分析では、FITの買取期間が終了したものは退役することになっているが、償却やFITの終わった再エネはそのまま使用される可能性が大きく（償却が終わった火力や原子力も同様）、現実的な想定ではない。またみずほ情報総研分析では2030年に向けた再エネ施設建設の効果を評価するため、2030年以降の再エネ新設を想定していない。その結果、2029年に導入された再エネ施設が20年で退役すると2050年のエネルギー構成が2018年に戻ってしまうことになり、現実的ではない。

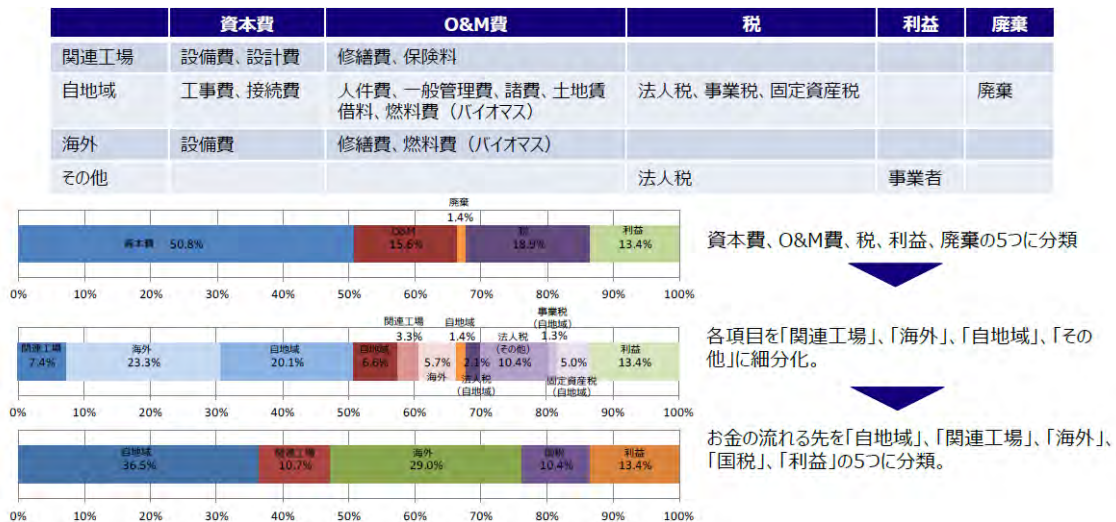
4. 再生可能エネルギーと地方

(1) キャッシュフロー分析による再エネ導入の自地域還流効果

再エネは地域性が高く、その便益を検討するに当たっては、立地地域の裨益を考慮する必要がある。みずほ情報総研は、地域への波及効果も分析している。その手法は以下の通りである（図16）。

- 将来導入される再生可能エネルギーの導入およびそのメンテナンスにおける資金の流れをキャッシュフロー分析によってその資金がどこに流れるのかをあきらかにする。具体的にはキャッシュフローを資本費、O&M費、税、利益、廃棄に分け、それぞれの項目を関連工場、海外、自地域、その他に細分化し、お金の流れる先を自地域、関連工場、海外、国税、利益の5つに分類する。
- 再エネ導入量は2015年度以降、2030年までの累積値とし、対象とする再生可能エネルギーは、太陽光（10kW未満、10kW以上）、風力（陸上、洋上着床）、地熱（15万kW未満、15万kW以上）、中小水力（200kW未満、200-1000kW、1000kW以上）、バイオマス（未利用木材、一般木材等、一廃・木質以外）とする。

図 16：地方への波及効果の考え方（みずほ情報総研）



出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」（2016年3月）

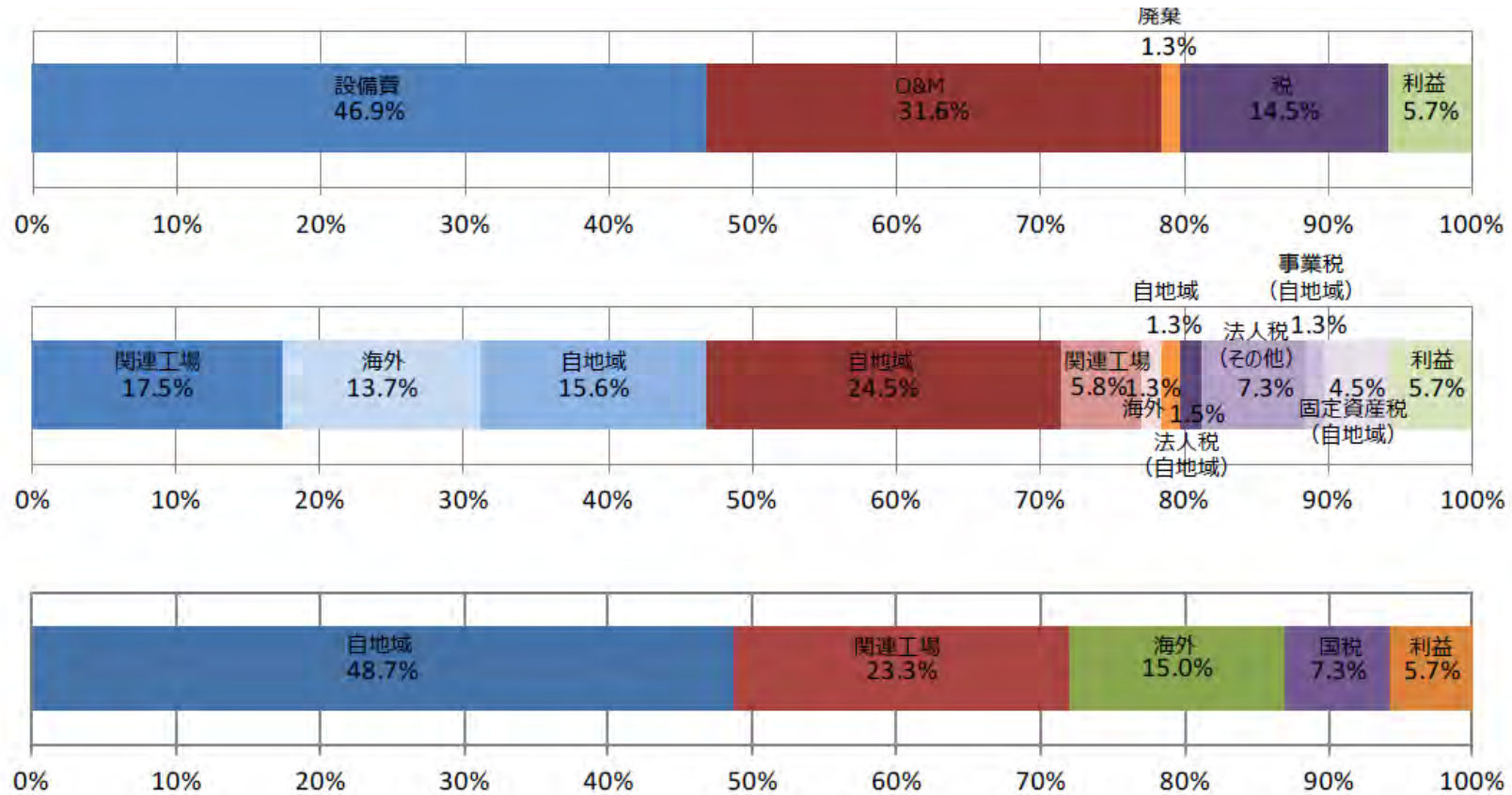
以上の考え方にに基づき、みずほ情報総研は2030年においてエネルギー需給見通しで示された導入量（再生可能エネルギー24%水準）が実現した場合、太陽光、風力、地熱、水力およびバイオマスの買取総額の累計35兆円の48.7%に相当する17兆円が自地域へ、23.3%に相当する8兆円が関連工場に流れる、一方で15.0%にあたる5兆円海外に流出する、資本費のうち海外に

流れる13.7%は主に太陽光と風力によるところが大きいとの試算を行った。他方、バイオマス燃料は100%国産と仮定しているため、自地域への還流度合いが大きい。なお本試算においては都道府県別の再エネ導入想定データがあるが、公表されておらず、「自地域」と「それ以外」という分類となっている（図17）。

地方へのキャッシュフローについては再エネ電源の特質に応じて大きく異なる（図18-図21）

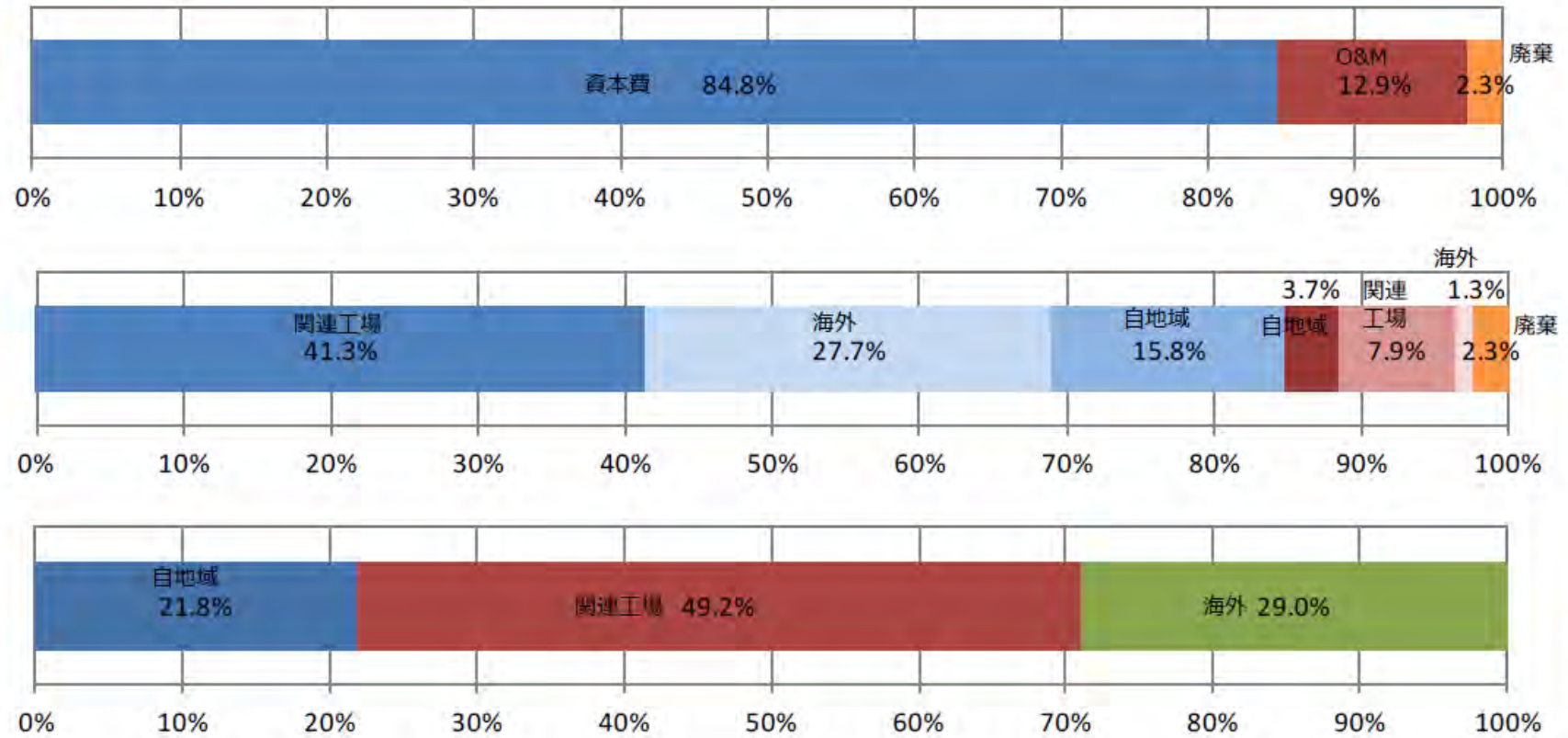
- 住宅用の太陽光発電は、工事費とメンテナンス費の部分が導入地域周辺で資金が落ちると考えた場合、21.8%が自地域に残る。パネルの輸入の影響もあり海外にも29.0%資金が流れる。
- 非住宅の太陽光発電は、住宅用と比較して工事費および土地造成費の割合が大きいことを受け、発電地域周辺にも全体の約45%の投資の効果がみえる。海外パネルの輸入等により20%の資金が海外に流れる。
- 陸上風力発電は、発電装置の海外割合が高いことを受け、資本費50.8%の約半分が海外に流れている結果となった。工事や施工等による自地域に流れる買取費用は約36.5%にとどまる。風車の部品の海外調達割合を下げることであれば、関連工場への波及が大きくなる。
- 未利用材の木質バイオマスの場合、O&M費が事業全体の約80%を占めており、その半分が燃料費であるため発電所周辺地域への投資効果は大きくなっており、全体の80%を超える水準となる。

図 17：再エネ 5 電源の買取費用の流れ先



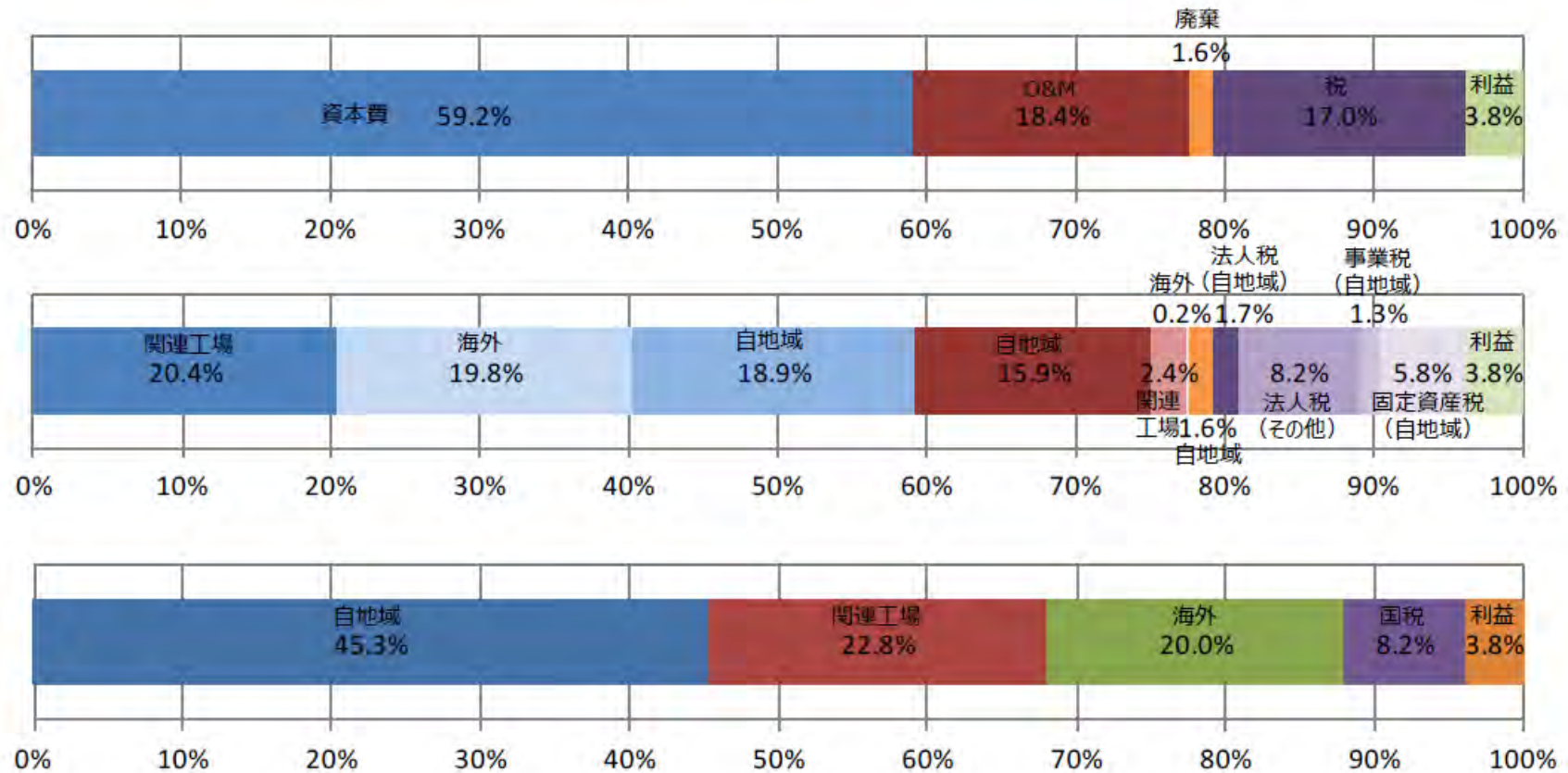
出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」（2016年3月）

図 18：住宅用太陽光の買取費用の流れ先



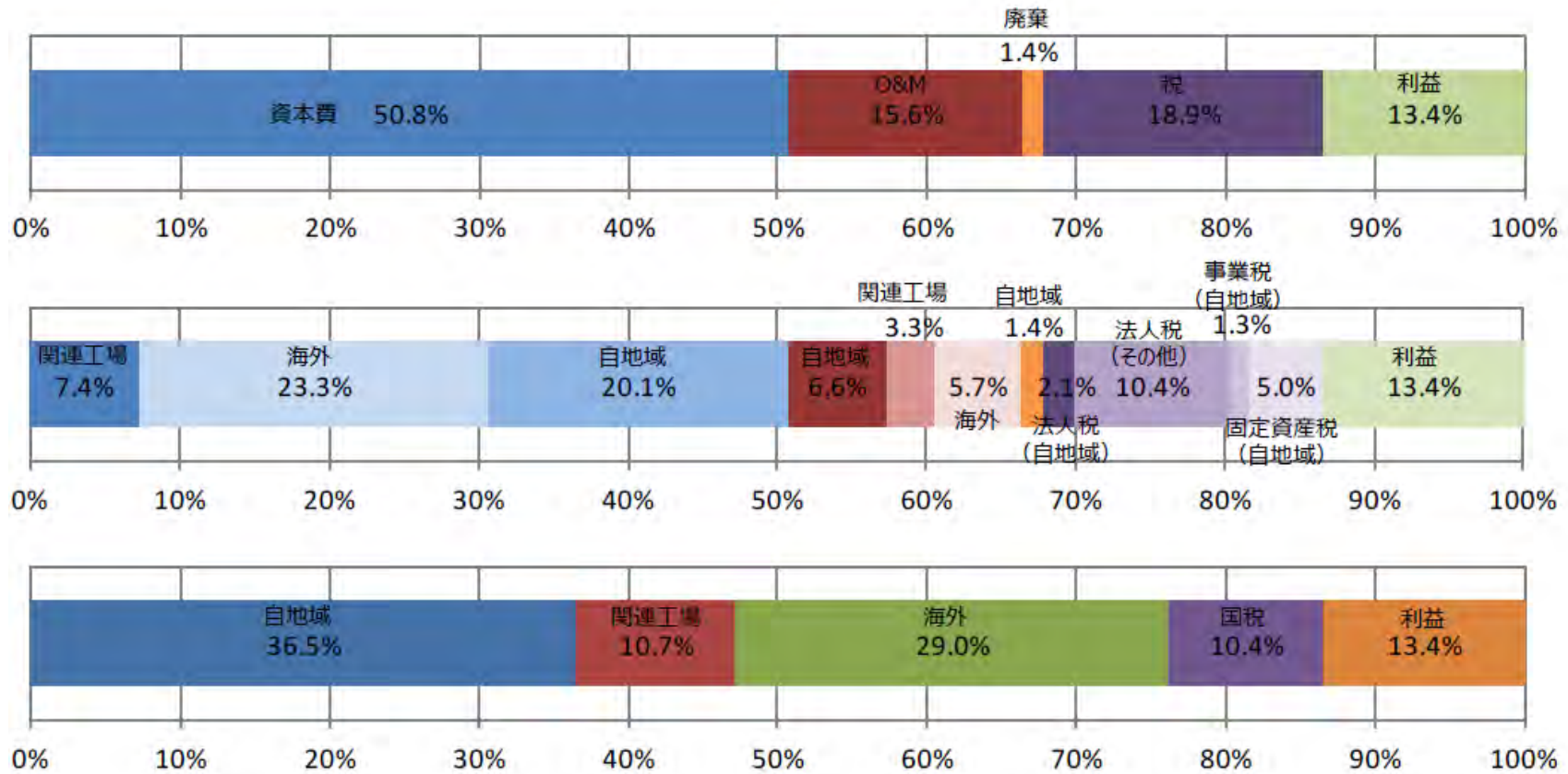
出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」（2016年3月）

図 19:非住宅用太陽光の買取費用の流れ先



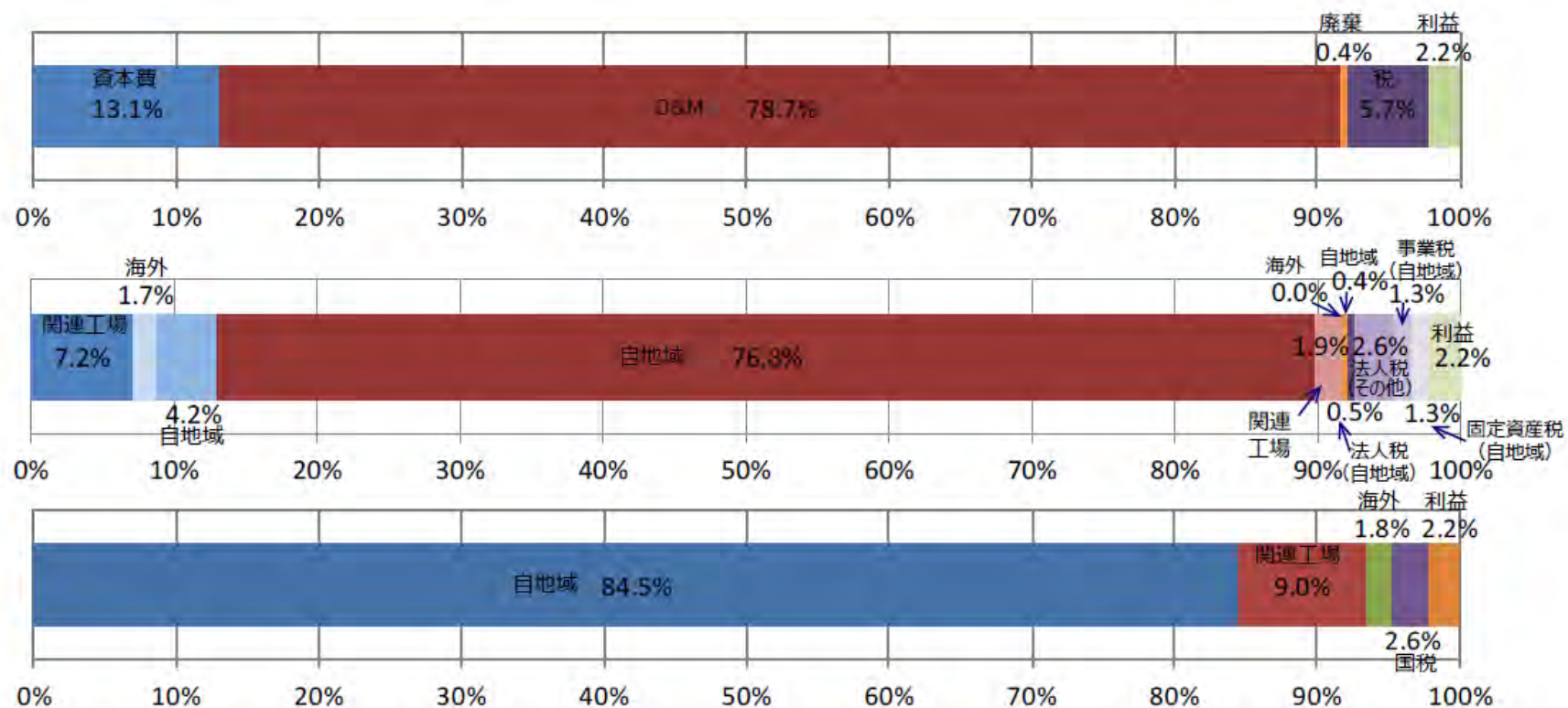
出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」（2016年3月）

図 20: 陸上風力の買取費用の流れ先



出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」（2016年3月）

図 21：未利用木質バイオの買取費用の流れ先

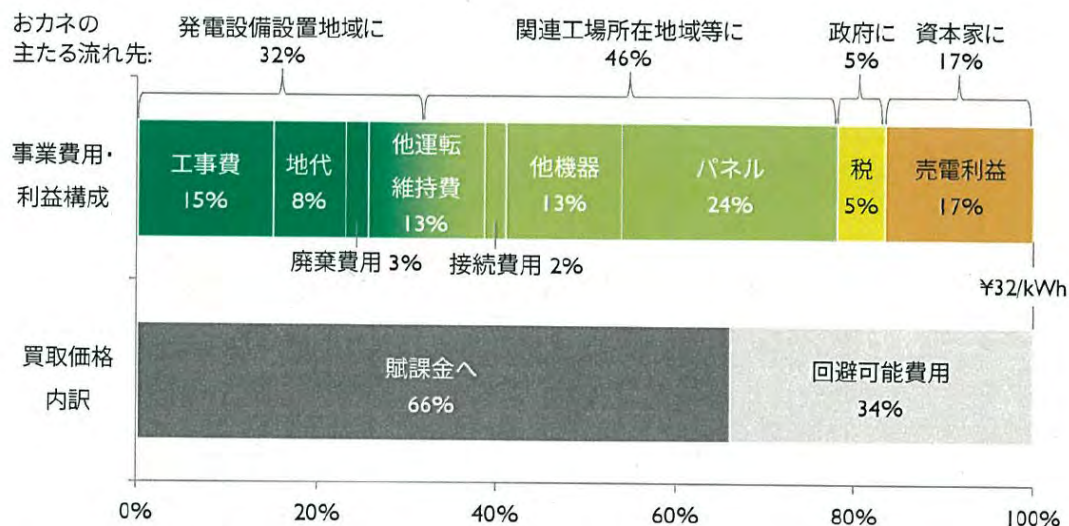


出所：みずほ情報総研「再生可能エネルギー等の関連産業に関する調査」（2016年3月）

日本エネルギー経済研究所「再生可能エネルギー発電と地方経済⁴」（2015年8月）において類似の研究を行っている。ここではFIT認定済みの79GWの非住宅用太陽光プロジェクト（その3分の2が10大都市圏以外の地方におけるもの）に関するお金の流れが分析されている。その概要は以下の通りである。

- 太陽光発電事業の関連費用（発電設備費、同設置・維持・管理費、土地賃借料、固定資産税等）のうち、工事費、地代、草取り費などは、多くの場合、発電設備設置地域の経済にとっての収入となる。他方、設備は他地域や外国からの調達が一般的であり、域外者の出資による事業であれば、売電利益も発電設備設置地域に残らない。太陽光発電事業関連で動くおカネのうち発電設備設置地域へまず落ちると期待される分は、事業総額の3分の1程度であり、半分近くは海外を含む発電設備設置地域の外へ流れる（図22）。

図22：非住宅用太陽光発電モデルプラントの事業費用・利益構成と買取価格の分解



注：数字は概数。2014年

出所：発電コスト検証ワーキンググループ資料などより試算

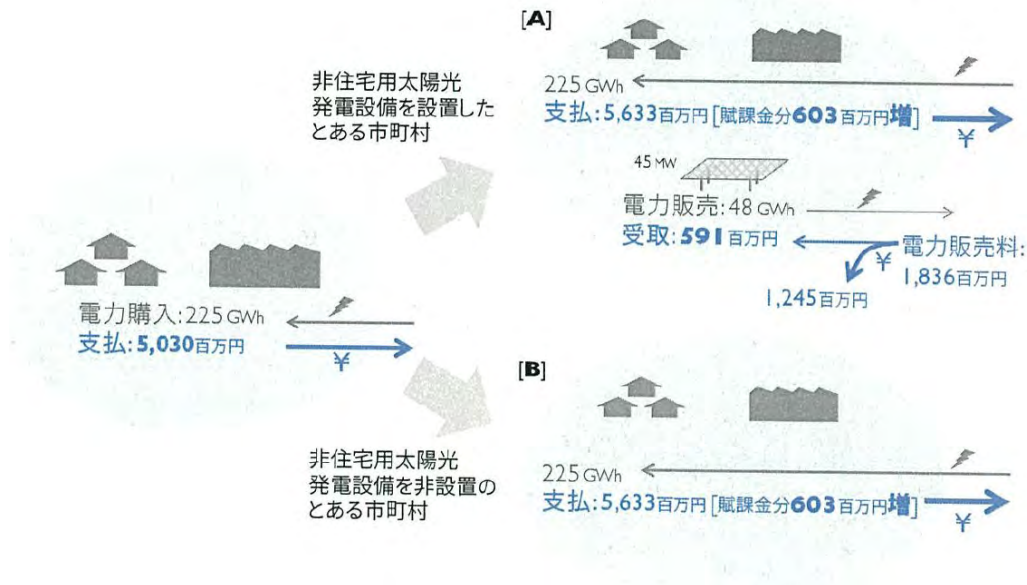
出所：日本エネルギー経済研究所「再生可能エネルギー発電と地方経済」（2015年8月）

- 人口4万人弱の地域が45MWの太陽光発電設備を導入した場合、48GWhの販売量18.36億円の3分の1程度が工事費、地代などの形で地方に落ちる。他方、全国の既認定79GWの非住宅用太陽光発電に関わる賦課金単価を想定すると、225GWhの電力購入に伴うこの地域の賦課金は6.03億円となり、全体として若干の赤字となる。太陽光発電非設置地域は、賦課金による電力購入料増加のみに直面し、太陽光発電設置地域による近

⁴ <https://eneken.iecei.or.jp/data/6269.pdf>

隣窮乏化となる。太陽光発電設置地域内であっても発電事業にかかわらない人・企業にとっては賦課金上昇のみとなる（図 23）。

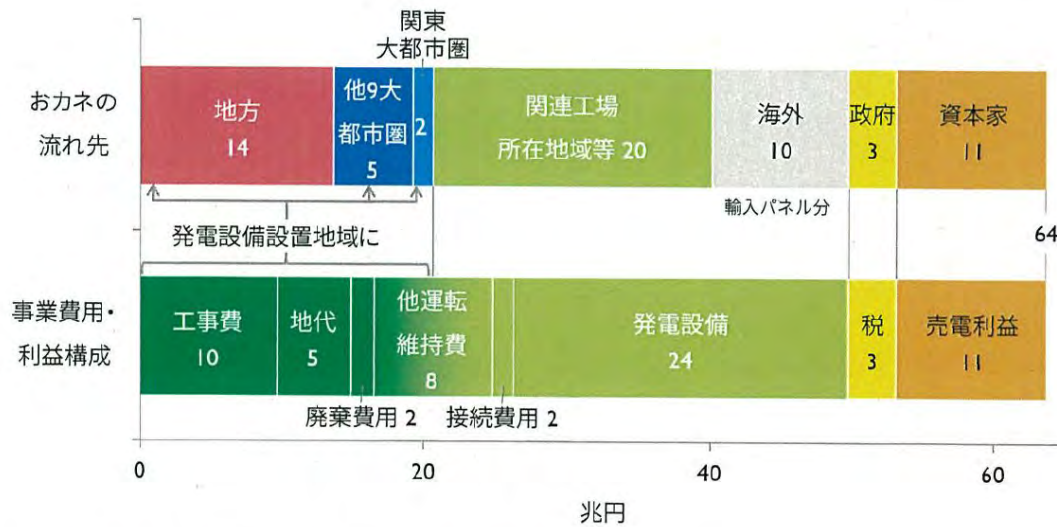
図 23：電力購入と非住宅用太陽光発電事業に関するお金の収支例



出所: 日本エネルギー経済研究所「再生可能エネルギー発電と地方経済」(2015年8月)

- 住宅用太陽光発電の2014年度末時点の認定設備79GWが全て運転開始した場合、買取期間(20年間)の事業総額(買い取り総額)は64兆円となる。うち国内への支払い分はパネル輸入代の10兆円を差し引いた54兆円。地方経済へ向かうと思われるのは14兆円、大都市圏が7兆円。最も多くのお金が出るのは太陽光発電に関連する財・サービスを提供する関連工場所在地となる(図24)。

図 24：非住宅用太陽光発電事業にかかわるお金の流れ先



注：数字は概数。2014年度末時点の非住宅用太陽光認定設備に基づき試算
 出所：固定価格買取制度情報公開用ウェブサイト、発電コスト検証ワーキンググループ資料などより試算

出所：日本エネルギー経済研究所「再生可能エネルギー発電と地方経済」（2015年8月）

みずほ総研の非住宅用太陽光に関する分析（図 19）においては前者が発電設備設置地域（自地域）への還流分が 45%、関連工場への還流分が 23%、利益が 4%となっているのに対し、エネ研分析では発電設備設置地域への還流分は 33%、関連工場への還流分が 31%、資本化利益が 17%となっており、電力賦課金負担を評価している分、立地地域へのメリットが低く見積もられている。

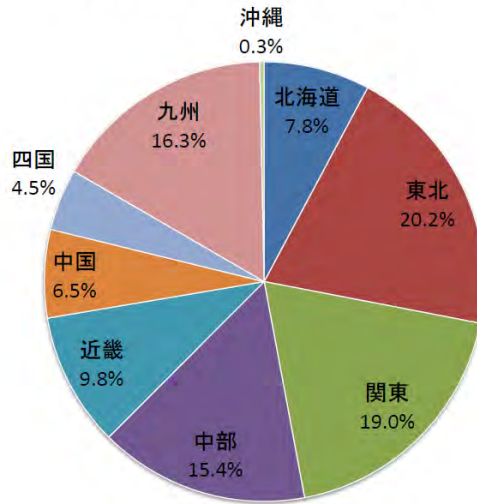
（2）再エネ発電の地域配分と広域運用の効果

再エネと地域との関わりに関しては、再エネ導入の広域運用のインパクトを地域間次世代エネルギーシステム分析用産業連関表 (IONGES) で分析した研究成果⁵もある。同研究においては 2030年のエネルギーミックスにおける再エネ導入量、電力広域的運用推進機関資料に基く各社の 2016年度接続可能量、変動性再エネの地域別出力制御率（太陽光：北海道 41.2%、東北 40.7%、九州 26.3%、東京、中部、関西は出力制御なし、風力：北海道 27.8%、東北 9.6%、東京、中部、関西は出力制御なし）に基き、再エネ供給の地域配分と各地域における再エネ供給内訳を試算している（図25、図26）。

⁵鷲津・中野の「変動電源の出力抑制を考慮した地域間次世代エネルギーシステム分析用産業連関表の作成」
https://www.jstage.jst.go.jp/article/jietaikaiyoushi/27/0/27_218/_pdf

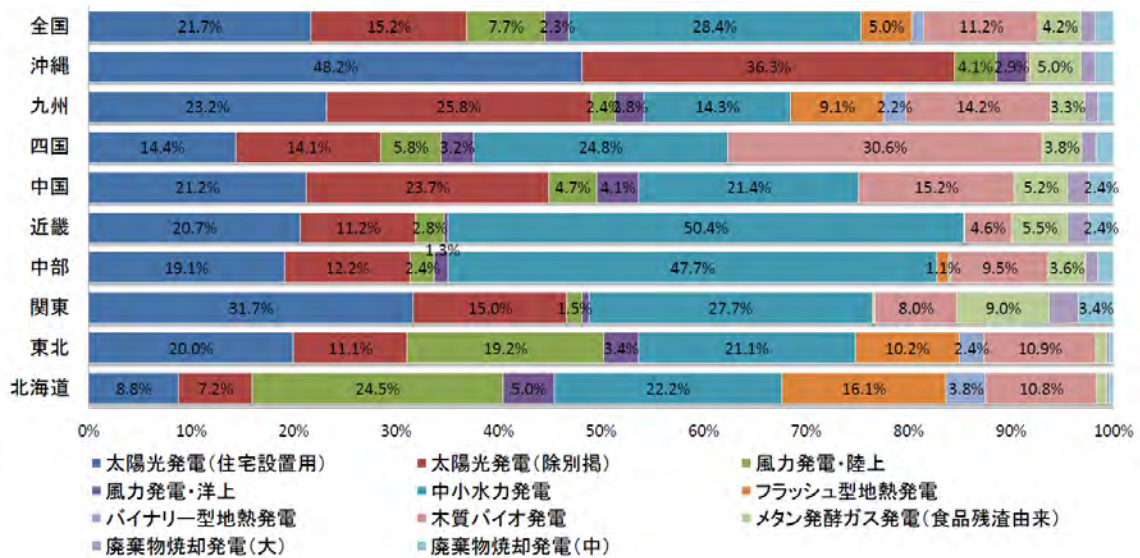
図25：再生可能エネルギーの構成比

再生可能エネルギーのCT(供給)構成比



出処：鷲津・中野「変動電源の出力抑制を考慮した地域間次世代エネルギーシステム分析用産業連関表の作成」

図 26:各地における再エネ供給構成

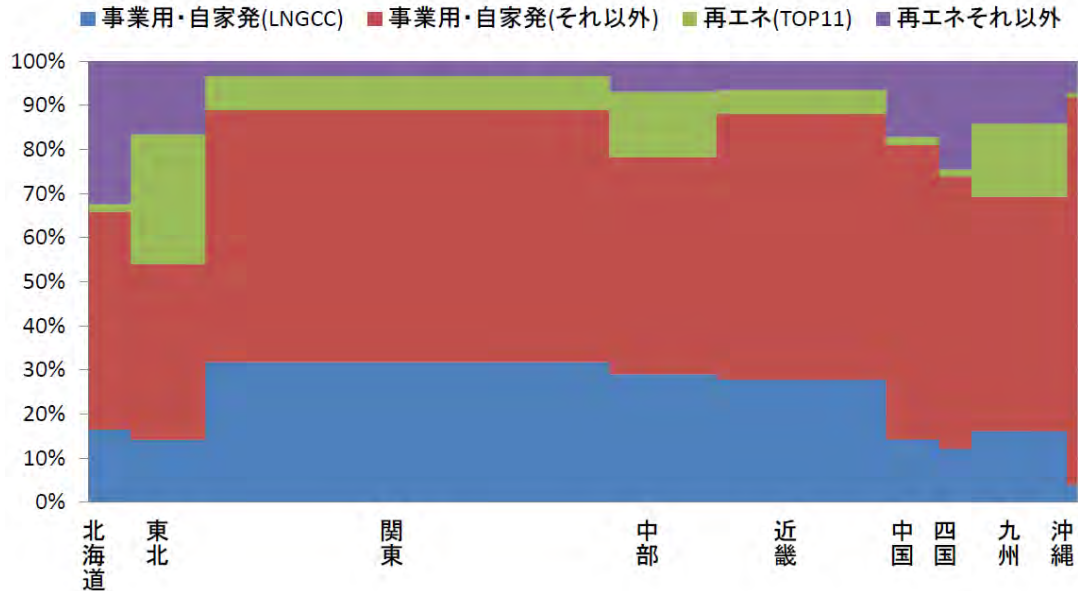


出処：鷲津・中野「変動電源の出力抑制を考慮した地域間次世代エネルギーシステム分析用産業連関表の作成」

その上で同研究では地域間電力融通に関し、ケース1：再生可能エネルギーを融通電力の対象としないという現状の想定、ケース2：再エネが事業用電力と同比率で地域間融通されるという想定、ケース3：日本全体のグリッドが連携され、再エネも事業用電力も完全融通されるという想

定の3つのケースを置き、各地域における民間消費需要を満たすために必要な総電力コストをケースごとに比較されている（図27、図28）。

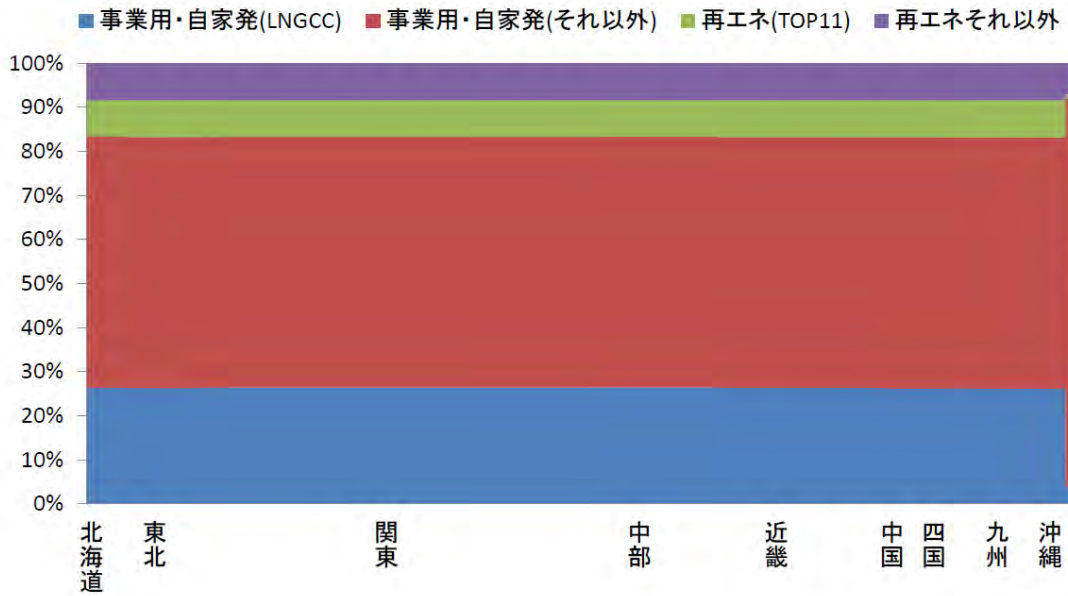
図27:各地の民間消費が誘発する電力部門の生産額（ケース1）



出処：鷲津・中野「変動電源の出力抑制を考慮した地域間次世代エネルギーシステム分析用産業連関表の作成」

図の横方向には各地域の民間消費支出の規模が示され、縦方向には各地域の消費に必要な電力コストの電源別構成比が示されている。各図のそれぞれの領域は、各地域の消費のために必要な各種電力コストの大きさを示している。ケース1からケース3への広域的運用に伴い、それぞれの地域の消費が誘発する電力コストの電源構成比が均等化されることが示される（図28）。将来、炭素税導入等によって各地の発電構成の差により、税負担の不均衡が生ずる可能性がある中で、広域運用が負担の平準化に貢献することを示唆している。

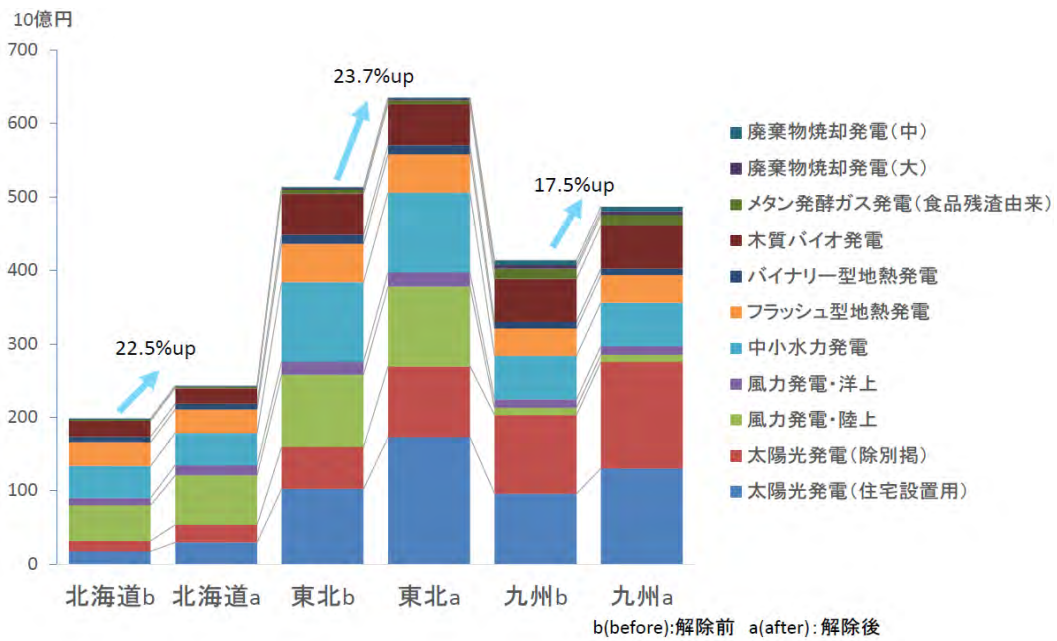
図 28:各地の民間消費が誘発する電力部門の生産額（ケース 3）



出処：鷲津・中野「変動電源の出力抑制を考慮した地域間次世代エネルギーシステム分析用産業連関表の作成」

またケース 3 に基づき出力抑制が解除された場合、全国の再エネ生産量が 9.4%増大するとの試算結果も提示されている（図 29）。

図 29:出力抑制解除の効果



出処：鷲津・中野「変動電源の出力抑制を考慮した地域間次世代エネルギーシステム分析用産業連関表の作成」

(3) 特定地域における再エネ導入の最適化分析

再エネの賦存量や関連インフラの地域的な差異を重視し、特定地域に着目した再エネ生産事業の年間費用分析、CO₂ 排出削減量を試算した研究事例もある。佐無田・内山・岡島の「茨城県におけるバイオエネルギー生産と輸送の最適化分析⁶」においては、全国有数の農業県である茨城県においてエネルギー生産への利用が見込まれる稲わら、木質系バイオマス、および鶏ふん(採卵鶏、ブロイラー鶏)を原料として利用するエネルギー生産事業につき、輸送費用最小化による経済分析モデルを用いてバイオマス利用の年間費用便益、および二酸化炭素排出削減量を算出している。茨城県においては、木質系バイオマスのボイラー発電、木質系バイオマスのガス化発電、および鶏ふんのボイラー発電の事業で利潤が得られ、木質系バイオマスの両発電事業では設備数1基の場合、鶏ふんボイラー発電事業では設備数2基の場合に利潤が最大になった。特に、鶏ふん発電事業では、茨城県における鶏ふんの生産分布の偏りが2地域に分かれていることから、設備を2基に分散させて処理を行う場合の方が、建設費用の増分より輸送費用の減少分が大きくなり収支が改善されるなどの試算結果が出されている。

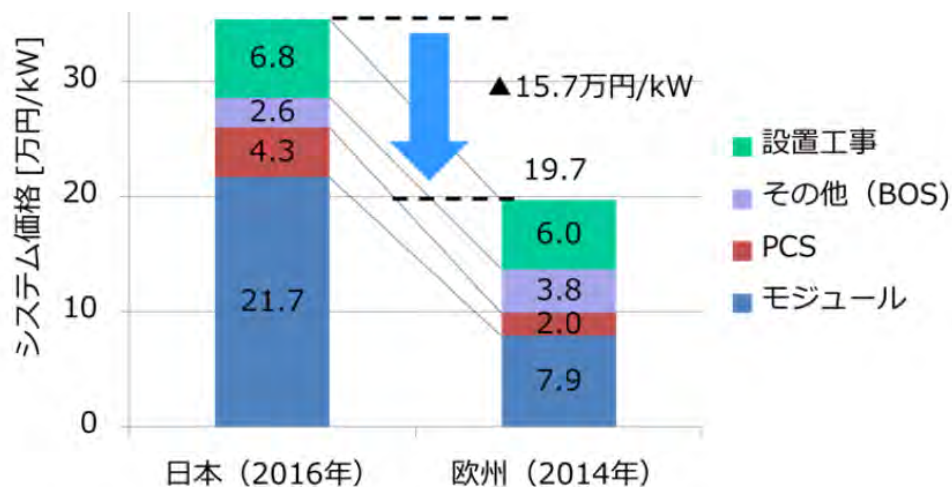
⁶ https://www.jstage.jst.go.jp/article/jjser/32/2/32_16/_article/-char/ja/

5. 再エネ発電コストの低下見通し

(1) 日本の再エネコスト低下見通し

今後の再エネ導入を考えるに当たっては、国際水準に比して非常に高い日本の再エネコストがどの程度低下するかを考える必要がある。図 30-図 32 に示すように日本の太陽光、風力の初期費用はモジュール/それ以外、タービン/それ以外いずれも国際水準よりも高い状況にある。

図 30 住宅用太陽光初期費用の内外比較

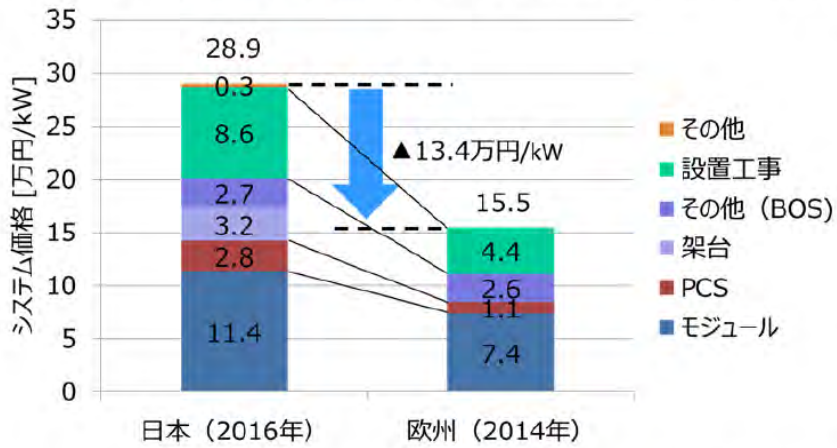


出典：日本は平成 28 年 6-9 月期の FIT 年報データ。

欧州は JRC, PV Status Report 2014 より作成。(1 ユーロ = 134.31 円)

出所：太陽光発電競争力強化研究会、日本エネルギー経済研究所

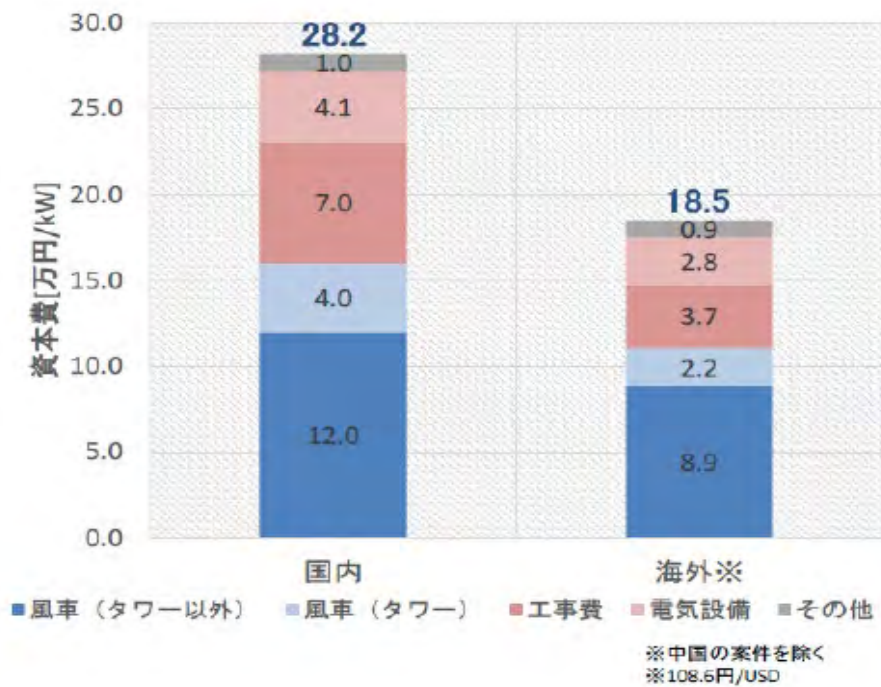
図 31 非住宅用太陽光初期費用の内外比較



出典：日本は平成 28 年 1-9 月期の FIT 年報データ。土地造成、系統接続費用は含まない。
 欧州は JRC,PV Status Report 2014 より作成、架台価格はその他 (BOS) に含む。
 (1 ユーロ = 134.31 円にて換算)

出所：太陽光発電競争力強化研究会、日本エネルギー経済研究所

図 32 風力発電初期費用の内外比較



出所：風力発電競争力強化研究会、日本エネルギー経済研究所

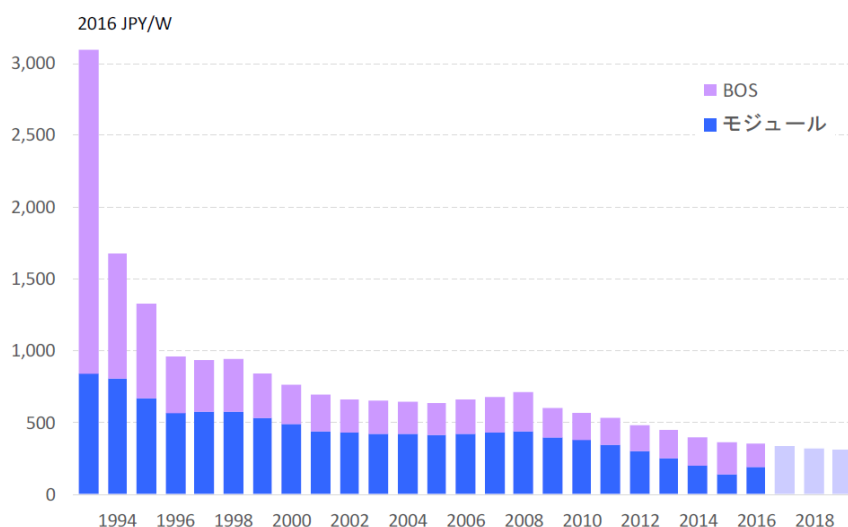
諸外国よりもコスト高な日本の再エネコストではあるが、住宅用太陽光発電のシステムコストは諸外国同様、モジュールもそれ以外(BOS: Balance of System)も低下傾向にはあり(図33)、これが導入量の拡大により今後更にどの程度低下するかが問題となる。

その際、累積設備容量の増大に伴い、ほぼ直線的に初期費用単価が低下していく習熟曲線の考え方が適用できる。習熟曲線に従う将来見通しを推計する場合には、モジュールについては世界全体の累積導入量に従って、またBOSについては国内の累積導入量に従ってコストが低減すると考えるのが合理的である。

モジュールの習熟率(累積設備量が2倍になった場合の単価低減率)はこれまでの国際市場の実績から19.2%と推計され、2030年、2050年にIEAの低位～高位シナリオに準じて設備容量が拡大すると想定すると、2016年の0.69ドル/Wから、2030年には0.39～0.47ドル/W、2050年には0.30～0.36ドル/W(全て2016年実質値)まで低減する見通しとなる。ただし日本は諸外国よりも高く、同一の習熟率を辿りつつも、国際水準に収斂しない場合には2050年時点でも0.76～0.92ドル/Wとなる(図34)。

住宅用、非住宅用太陽光のBOSの習熟率については実績データに基づけば、それぞれ14.7%、17.3%と推計している(図35)。

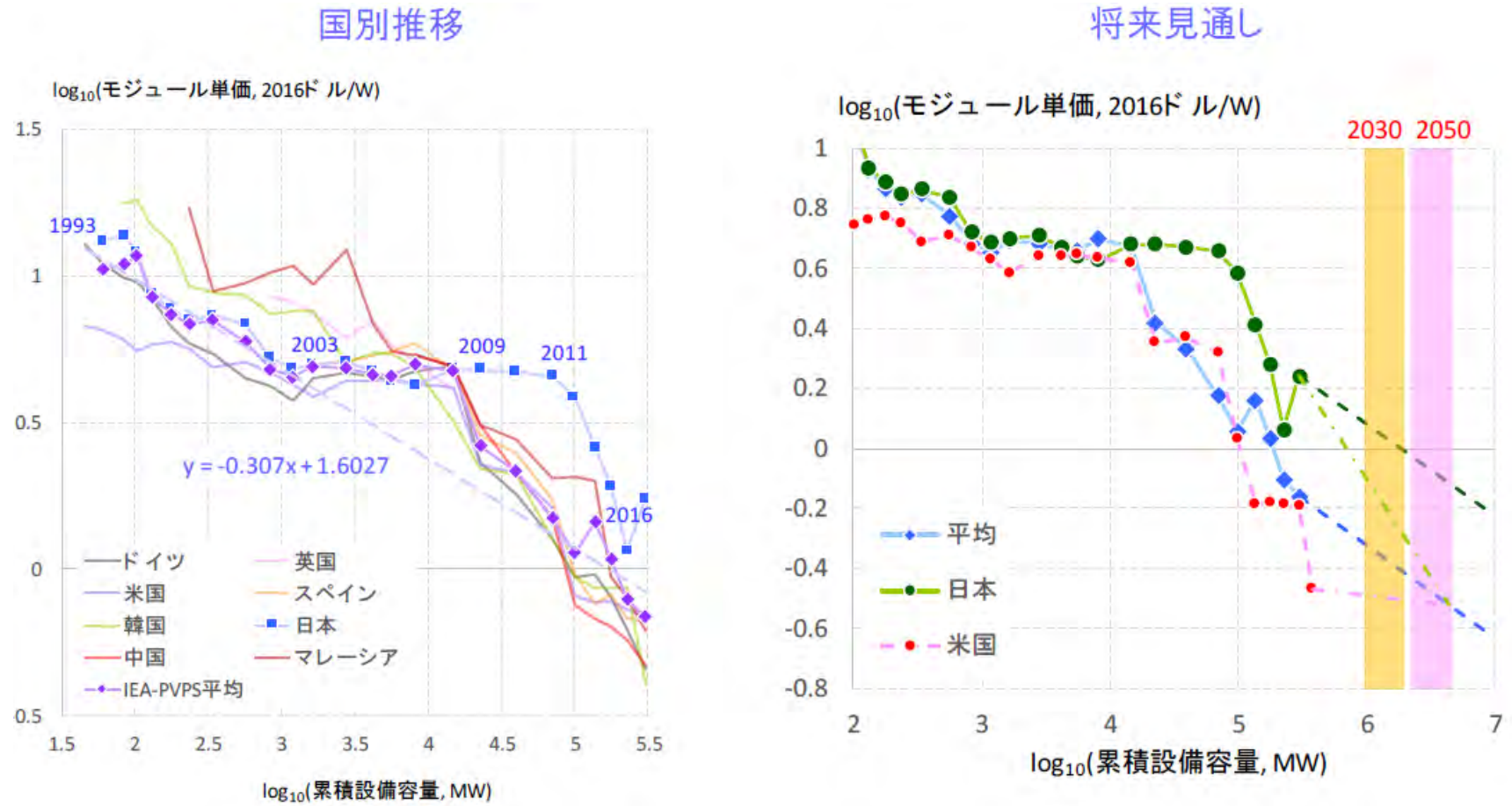
図 33：日本における住宅用太陽光のシステムコストの推移



(出所)IEA, NEDO, METI

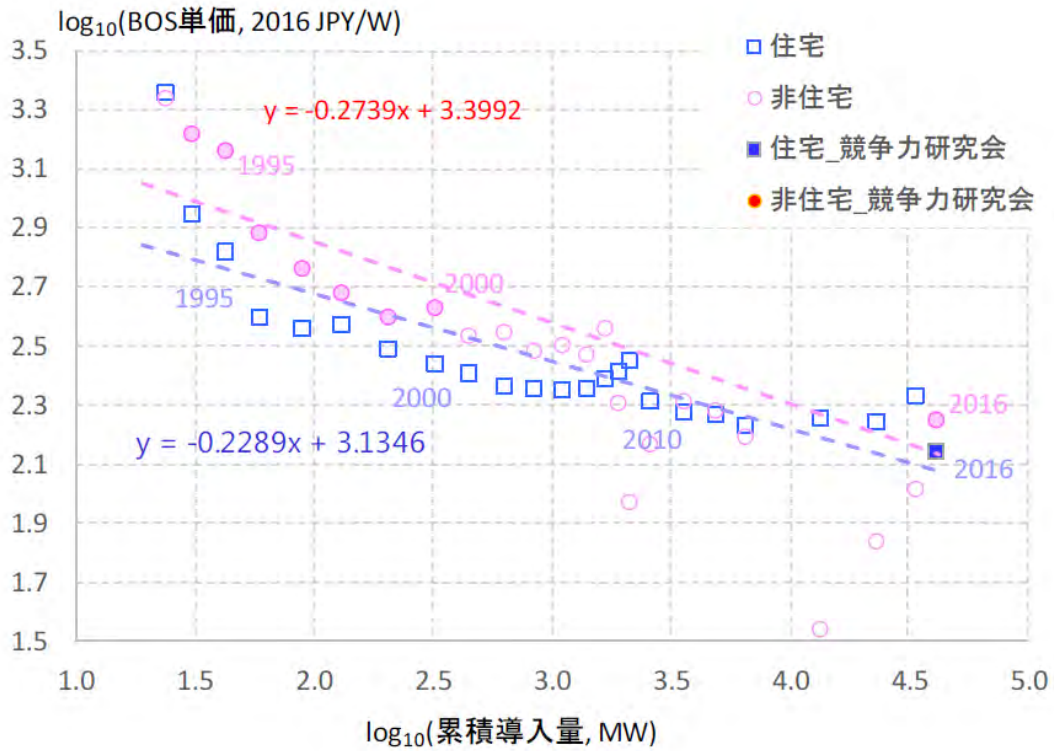
出所：IEA, NEDO、経産省、日本エネルギー経済研究所

図 34：太陽光モジュール価格の低減見通し



出所：IEA, NEDO, 経産省, 日本エネルギー経済研究所

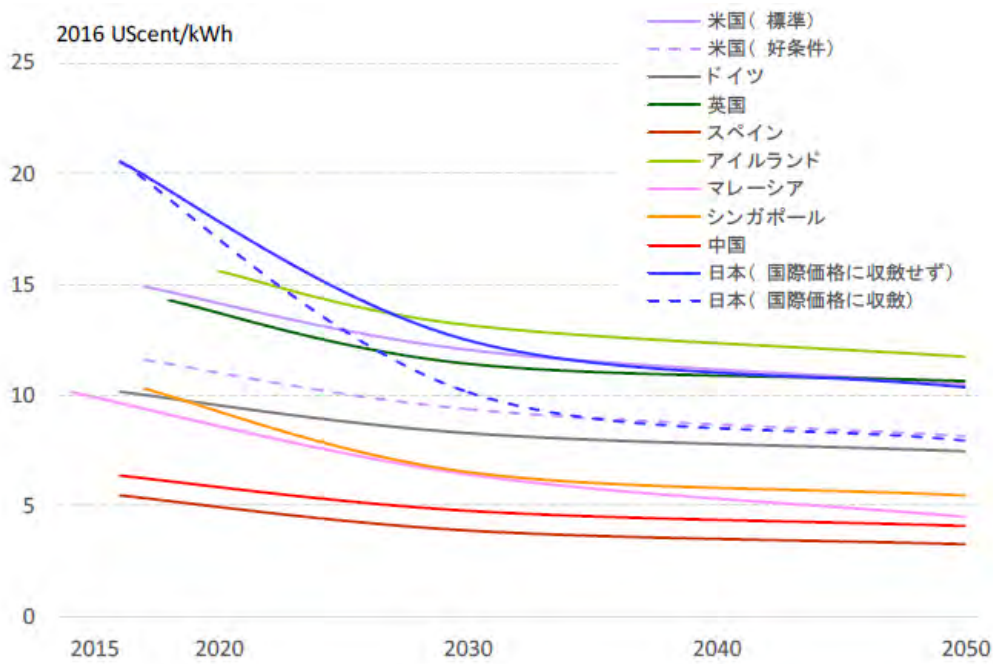
図 35：日本の住宅用、非住宅用太陽光発電の BOS の習熟曲線



出所：日本エネルギー経済研究所

このようにして住宅用太陽光のLCOEを試算すると（図36）、モジュールが国際価格に収れんすれば2030年以降、米国の好条件の発電コストまで低下することが期待されるが、日照条件の良いスペインやアジア地域よりも依然として高コストであることは変わらない。

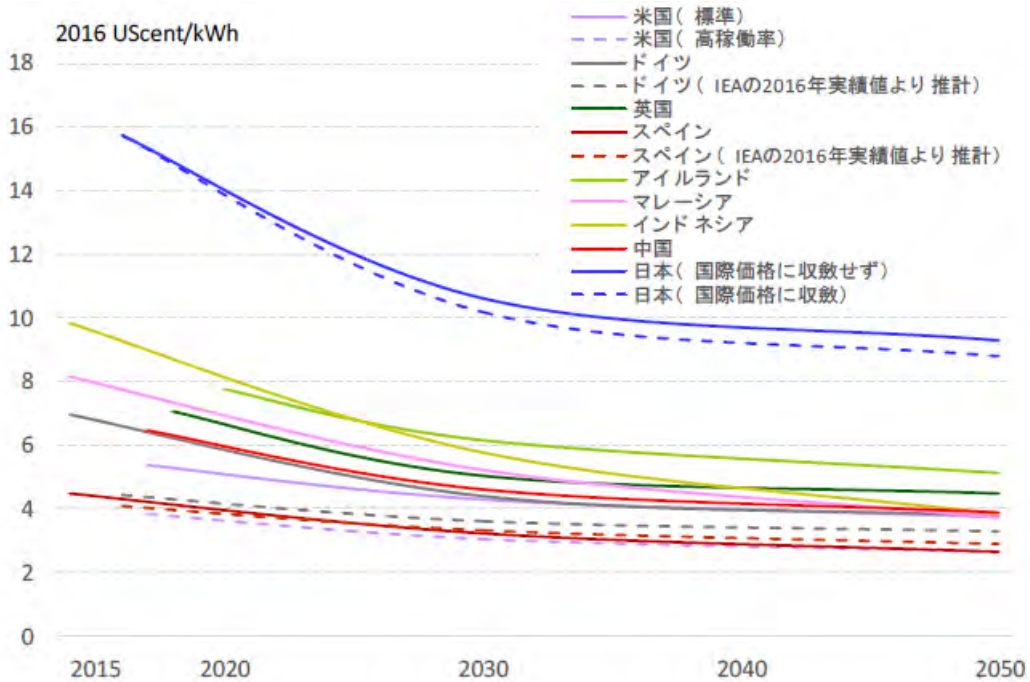
図36：住宅用太陽光のLCOE低減見通し



出所：日本エネルギー経済研究所

他方、非住宅用太陽光については多くの国で 5 セント/kWh、もしくはそれを下回る水準となる一方、日本についてはこれまでの延長では、2050 年でも 10 セント/kWh を若干下回る程度となる（図 37）。

図 37：非住宅用太陽光の LCOE 低減見通し

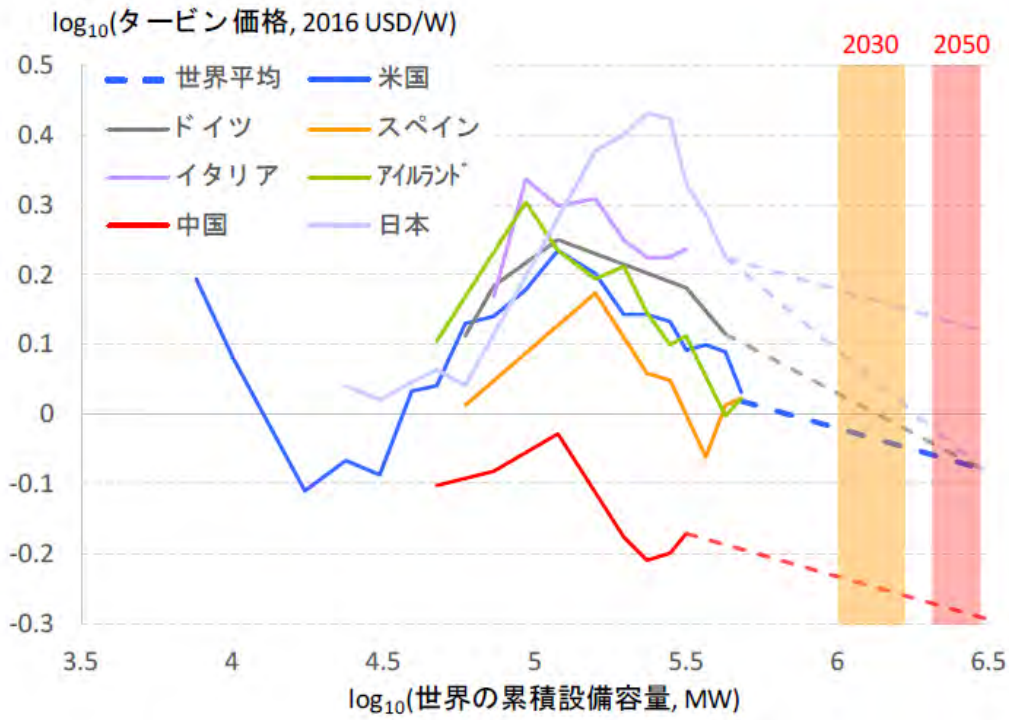


出所：日本エネルギー経済研究所

陸上風力については、世界平均（IEA-Windにより報告されている国の加重平均）のタービンコストは2016年に1.1ドル/Wであり、米国の習熟率（8.2%）を当てはめると、2030年には0.89～0.95ドル/W、2050年には0.83～0.87ドル/Wに低下すると見通される（図38）。陸上風力のLCOE低下見通しを見ると、諸外国では2050年までに5セント/kWh、もしくはそれ以下まで低減する見込みであるのに対し、日本ではタービンコストが国際水準に収れんする場合であっても全体コストの半分近くを占めるタービン以外のコストが低下しないため、2050年でも9セント/kWh程度と依然として国際水準よりも高い（図39）。

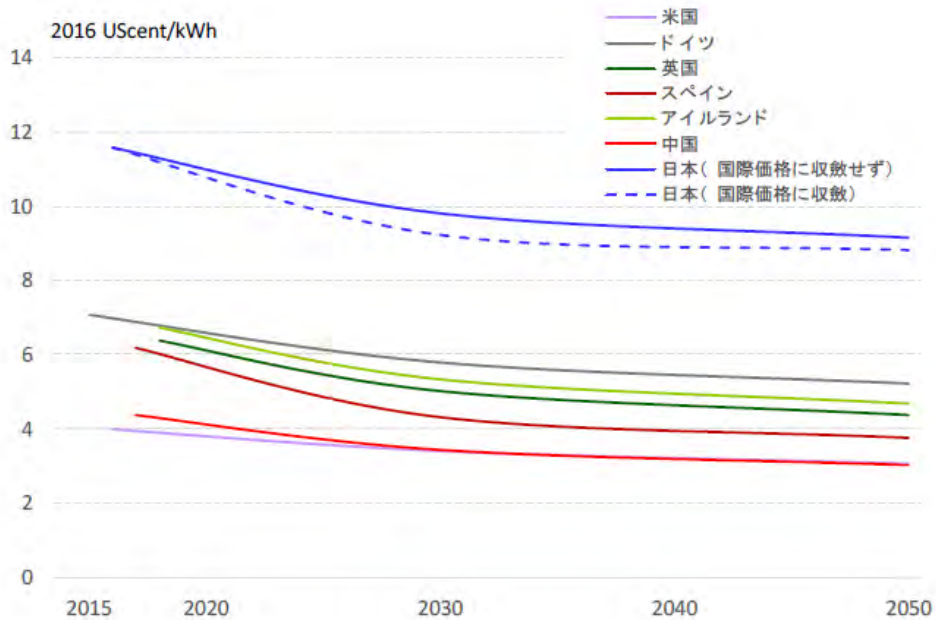
このように太陽光発電・風力発電（特に太陽光発電）の発電単価は国際的に急速な低下傾向にあり、一部の国では既に火力・原子力よりも安価となっており、日本でも将来的には、原子力を下回る可能性は十分にある。但し日本では諸外国に比べてコストが高い状況にあり、他の先進諸国と同程度の習熟率に従ったコスト低減にもかかわらず、コストの相対的な高さが持続している。日本における過去のコスト低減は概ね習熟曲線に従っているが、仮にそれが将来的にも延長するとした場合、モジュール・タービンのコストが国際水準に収斂したとしても、2050年の発電単価は9円/kWhを大きくは下回らず、日本の再エネの相対的な高コスト構造は続くものと思われる。

図38：タービンのコストの低減見通し



出所：日本エネルギー経済研究所

図39：陸上風力の LCOE 低減見通し



出所：日本エネルギー経済研究所

これらの点について研究会においては下記のようなコメントが提起された。

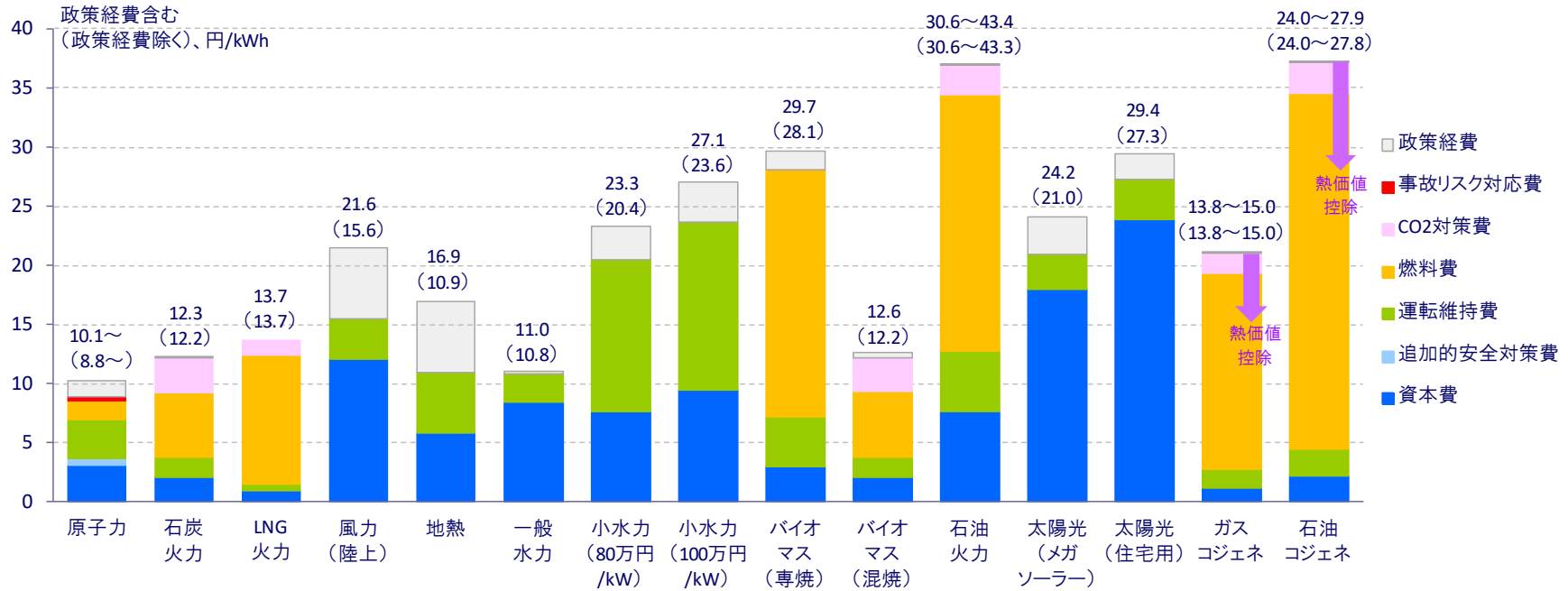
- 習熟率については期間の取り方によって数字が変わってくるので要注意。太陽光も風力も石油価格の影響を受ける（例：シリコンと石油価格の連動性は高い）ため、原油価格が急低下した局面を盛り込むと価格下落率が大きく出る。
- 欧米においては陸上風力の環境制約が顕在化し、コスト低下の制約要因になっている。このため洋上に進出しているが、洋上も深いところに作ればコストは増大する。風力の設備利用率は条件が悪くなってくると下がってくる可能性もあり、将来予測には留意が必要。
- 太陽光も風力も独自技術はほとんどなく、習熟した技術になりつつあるのではないか。
- 日本の再エネコストが下がらない理由は大量に売れる市場が見つからなかったからである。FIT導入により、市場は確保でき、日本でもコストは下がったが海外メーカーの方がコスト安となった。
- 日本メーカーはテレビのように国内市場で戦いながら技術力を磨くというスタイルが確立していたが、再エネについては初期段階からグローバルで戦おうという意識を持っていなかった。いきなり海外に出て戦うのであれば間に合わなかった。企業数も多く、太陽光や風力については最初から統合しておくべきであった。加えて円高により、競争環境も悪かった。

6. 変動性再エネ(VRE)の統合コスト

(1) LCOE に基く電源コスト比較

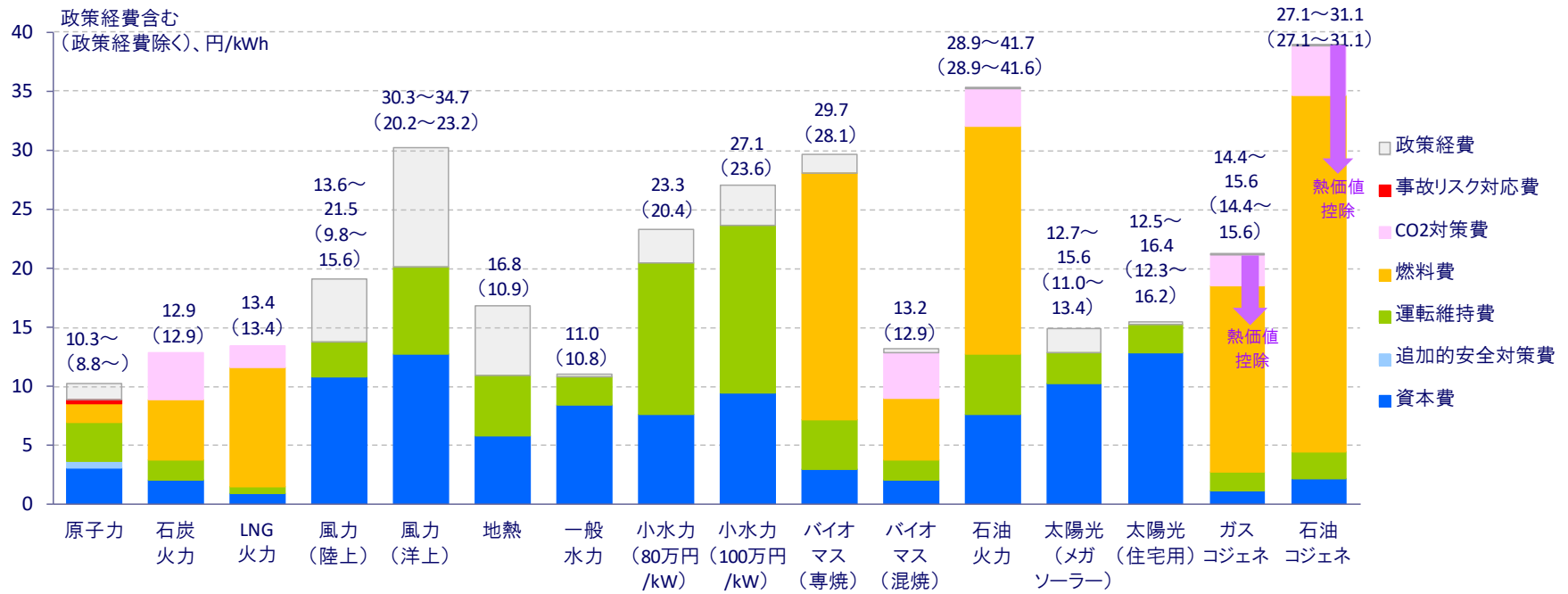
エネルギーミックスの議論等においては、各エネルギー源のコスト比較が重要な判断要素と 2015 年のエネルギーミックス検討においては発電コスト WG における 2014 年、2030 年のモデルプラントによる平準化発電原価(LCOE : Levelized Cost of Electricity)比較が重要なインプットとなった(図 40、図 41)。LCOE は電源部門の経済性を評価する際に幅広く使われる概念であり、ある電源の発電に係る総費用(固定費や可変費、運転維持費、廃止措置費用や廃棄物処分費用、場合によっては外部費用などを全て含む)を 1kWh 当りの単価として算出する値である。設備利用率をある値に固定すれば、一つの電源にはある定数値の「単価」が算出される。即ち、電源 A の LCOE を L_A 、電源 B の LCOE を L_B としたとき、電源 A の供給量 x kWh を電源 B に代替した場合の電力部門の総費用の変化は $(L_B - L_A)x$ に一致し、従って L_A や L_B が定数であれば、電源間の代替によるコストの変化は線形であることになる。

図 40 : 2014 年モデルプラントによる発電コスト比較



出所：経産省発電コスト検証 WG 資料（2015 年 3 月）

図 41 : 2014 年モデルプラントによる発電コスト比較



出所：経産省発電コスト検証 WG 資料（2015 年 3 月）

(2) 変動性再エネの統合コスト

「再エネを主力電源とする」という政府の方針に基づき 2030 年以降、2050 年までをにらんでエネルギーミックスを考える場合には、大規模水力の更なる拡大が見込めないことから、今後の再エネの伸びの大部分は太陽光、風力といった変動性再エネ（VRE）になる。上述のように、2030 年のエネルギーミックス策定に当たっては平準化発電原価（LCOE）が重要な判断要素となったが、VRE の導入拡大、電源代替によるコスト変化は 6.（1）にあるような線形の形をとらない。VRE の大量導入に伴う電力システムのコストは強い非線形性を示すことが特徴である。即ち、VRE の導入比率量が比較的小さい場合には大きな追加費用なくその出力変動をシステムが吸収することが可能であるが、一定程度を超えて導入量が大きくなると送配電網システムの強化や蓄電池の導入、もしくは VRE 出力の抑制といった対策によりコストが上昇する。このため VRE 大量導入時の経済性を LCOE に基づく従来の線形関係によって適切に評価することはできず、「統合費用」を含めた評価が必要となる。

仮に従来型電源と VRE の 2 種から成る系を考え、従来型電源の発電量にその LCOE (L_{conv}) を乗じた値を C_{conv} 、VRE の発電量に LCOE (L_{VRE}) を乗じた値を C_{VRE} とすると、 C_{conv} と C_{VRE} との和は VRE 導入比率に応じて線形に変化する。電力部門の総費用 C からの合計値を引いた部分が統合費用 C_{INT} として表される。このとき、システムの総コストを最小化する VRE 導入量 x は

$$L_{conv} = L_{VRE} + \frac{dC_{INT}}{dx} \equiv L_{VRE} + L_{INT}$$

を満たす点として求められることになる。この右辺の値は当該 VRE に係るシステム LCOE（System LCOE）と呼ばれる (Ueckerdt et al., 2013)。統合費用 (C_{INT}) の計算手方法は文献により様々であるが、一般的には詳細な数理モデルによって計算されることが多い。また多くの場合、以下のように区分して解釈される。

バランスコスト (Balancing cost)

短期の予測誤差等に伴うインバランスのコストであり、VRE の導入初期に当ってはこの費用上昇が大きな課題として認識される。概念的には VRE 導入比率量に応じて上昇すると考えられるが、実際にはシステム系統運用の改善等に伴い、逆に減少することもある。

グリッドコスト (Grid cost)

電力グリッドの強化もしくは拡大に係るコストであるが、より一般的には、VER発電と電力需要の「空間的」な乖離に起因して生じるコストと定義される。

プロフィールコスト (Profile cost)

VRE発電と電力需要の「時間的」な乖離に起因する追加コストであり、利用コスト (Utilization cost) とも呼ばれる。ここにはVREの出力抑制や蓄電池の導入、従来電源の設備利用率低下、火力発電の部分負荷運転、起動停止回数の増加などに伴う費用が全て含まれる。上述のバランスコストと異なり、仮にVRE発電や需要の変動が完全に予測可能であったとしてもプロフィールコストは減少せず、依然として必要になる。VRE導入比率が一定程度を超えて上昇した場合には、このプロフィールコストの影響が大きくなるとされている。

統合コストの評価事例としては2015年にHirth et al が行った研究事例⁷がある (図42)。ここではコストは全て変動性電源発電量 (VRE) 当りの限界費用であり、既往研究事例によれば、VRE40%導入時でもバランスコストは概ね10ユーロ/MWh (= 1ユーロセント/kWh) 未満 (4ユーロ/MWh程度?) であり、グリッドコストは最大でも5ユーロ/MWh程度と評価されている。最も高いのはプロフィールコストであり、40%導入時で20~30ユーロ/MWh程度となる。

また世界のほぼ全ての国を明示的な対象として、再生可能エネルギー100%を達成した場合のコスト評価を行っているグループも存在する (例えばRam et al. 2017⁸; Jacobson et al. 2018⁹)。他方、Heard らは表12にあるように24の「100%再エネ」シナリオについて、① 極端な省エネを恣意的に想定していないか② 高解像度の電力負荷変動および再生可能エネルギー出力変動を考慮し、また稀に発生し得る極限的な気象条件についても考慮しているか③ 送電網の強化の必要性も考慮しているか④ アンシラリー・サービス、特に慣性モーメントの維持等についても考慮しているかといった観点で批判的に評価し、図50にあるように、7点満点中最高で4点、多くのものは2点以下という評価を下している¹⁰。この評価の妥当性については継続的に議論が行われている (Brown et al. 2018¹¹; Esteban et al. 2018)。

⁷ <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148114005357>

⁸

https://www.researchgate.net/publication/329714210_Global_Energy_System_based_on_100_Renewable_Energy_Energy_Transition_in_Europe_Across_Power_Heat_Transport_and_Desalination_Sectors

⁹ <https://web.stanford.edu/group/efmh/jacobson/Articles/I/CountriesWWS.pdf>

¹⁰

https://www.researchgate.net/publication/315745952_Burden_of_proof_A_comprehensive_review_of_the_feasibility_of_100_renewable-electricity_systems

¹¹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118303307>

図 42 : 統合コストの評価事例 (Hirth et al 2015)

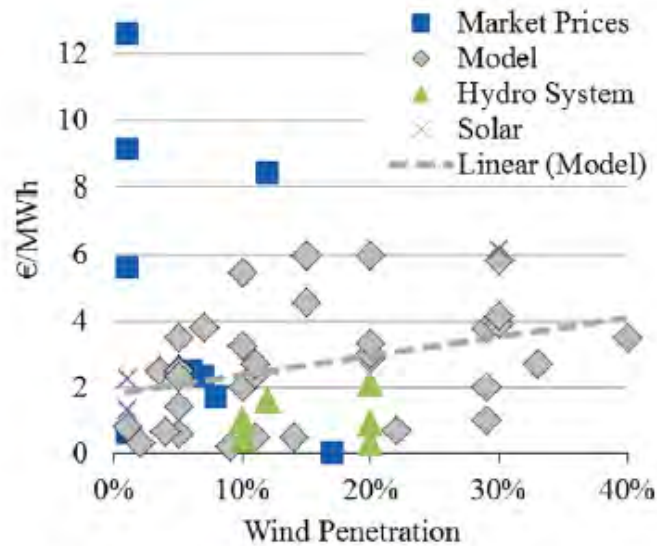


Fig. 12. Balancing cost estimates for wind and power from market prices (squares) and model prices (diamonds) for wind and solar power (crosses). Three market-based studies report very high balancing costs. All other estimates are below 6 €/MWh. Studies of hydro-dominated systems show low balancing costs (triangles). A list of studies can be found in the [Appendix](#).

バランスコスト

Hirth L. et al., 2015. Integration costs revisited e An economic framework for wind and solar variability, *Renew. Energy*, 74, pp.925-939.

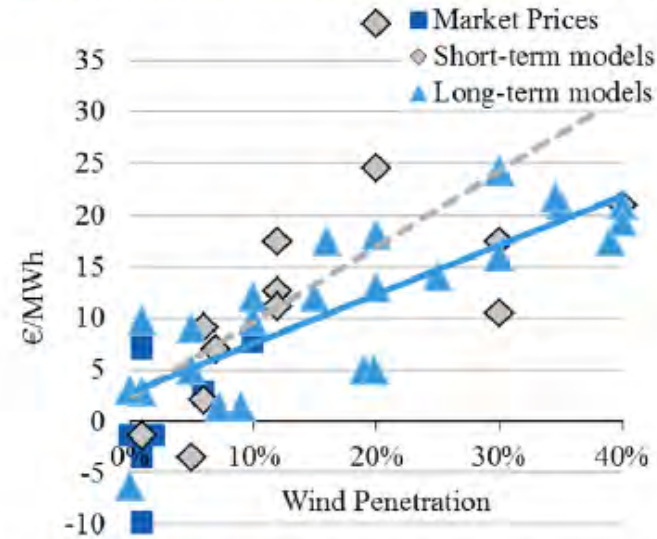


Fig. 13. Wind profile cost estimates from about 30 published studies. Studies are differentiated by the way they determine electricity prices: from markets (squares), from short-term dispatch modeling (diamonds), or from long-term dispatch and investment modeling (triangles). To improve comparability the average electricity price was normalized to 70 €/MWh. The OLS-estimate of all long-term models results in profile costs of 15–25 €/MWh at 30–40% market share. A list of studies can be found in the [Appendix](#).

プロフィールコスト

出所 : Hirth et al Integration Costs Revisited: An Economic Framework of Wind and Solar Variability

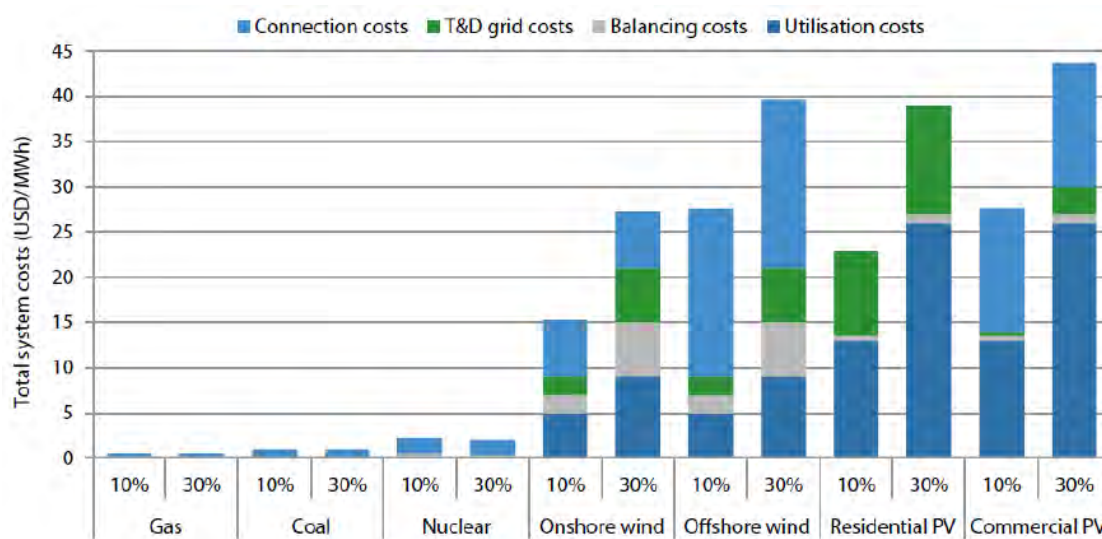
表12：100%再エネシナリオの評価事例

Study	Coverage	Criterion				Total
		I (Demand)	II (Reliability)	III (Transmission)	IV (Ancillary)	
Mason et al. [9,104]	New Zealand	1	2	1	0	4
Australian Energy Market Operator (1) [8]	Australia (NEM-only)	1	1	1	0.5	3.5
Australian Energy Market Operator (2) [8]	Australia (NEM-only)	1	1	1	0.5	3.5
Jacobson et al. [112]	Contiguous USA	0	3	0	0	3
Wright and Hearps [60]	Australia (total)	0	2	1	0	3
Pthenakis et al. [133]	USA	0	2	0	0	2
Allen et al. [27]	Britain	0	2	0	0	2
Connolly et al. [19]	Ireland	1	1	0	0	2
Fernandes and Ferreira [119]	Portugal	1	1	0	0	2
Krajacic et al. [20]	Portugal	1	1	0	0	2
Esteban et al. [17]	Japan	1	1	0	0	2
Budischak et al. [118]	PJM Interconnection	1	1	0	0	2
Elliston et al. [22]	Australia (NEM-only)	0	1	0	0.5	1.5
Lund and Mathiesen [16]	Denmark	0	1	0	0	1
Cosic et al. [11]	Macedonia	0	1	0	0	1
Elliston et al. [75]	Australia (NEM-only)	0	1	0	0	1
Jacobsen et al. [18]	New York State	1	0	0	0	1
Price Waterhouse Coopers [10]	Europe and North Africa	1	0	0	0	1
European Renewable Energy Council [26]	European Union 27	1	0	0	0	1
ClimateWorks [116]	Australia	1	0	0	0	1
World Wildlife Fund [108]	Global	0	0	0	0	0
Jacobsen and Delucchi [24,25]	Global	0	0	0	0	0
Jacobson et al. [113]	California	0	0	0	0	0
Greenpeace (Teske et al.) [15]	Global	0	0	0	0	0

出所：Heard et al: Burden of Proof A Comprehensive Review of 100% Renewable Energy Systems (2017)

これらを取りまとめて、VRE比率に応じた統合費用の評価も行われている。例えばOECD/NEA (2018)では、VREが10%、30%導入された場合の接続コスト、グリッドコスト、バランスコスト、利用コストを評価している¹² (図43)。

図43：異なる発電技術のシステムコスト



出所：OECD/NEA, 2018. The full costs of electricity provision.

¹² <http://www.oecd-nea.org/ndd/webinars/2018/electricity-costs/>

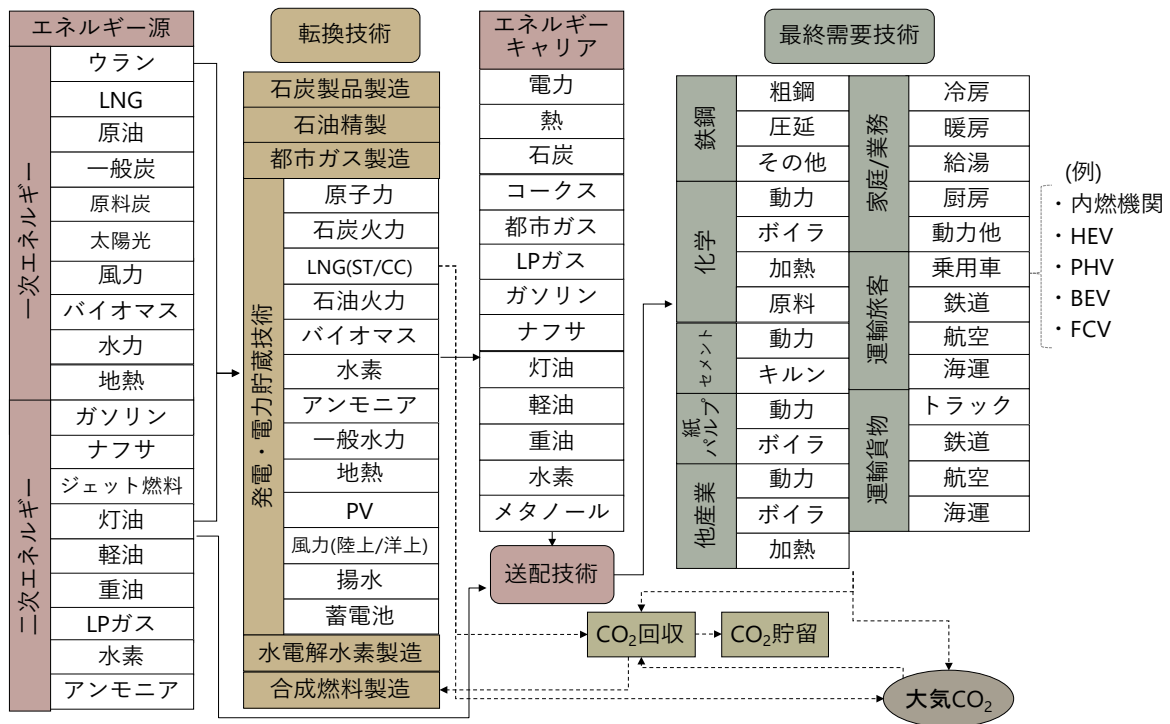
7. エネルギー技術選択モデルを用いた評価

(1) エネルギー技術選択モデルの概要

我が国は 2050 年までに温室効果ガス排出量を 80%削減するとの長期目標を設定している（注：2020年10月、菅総理が2050年にカーボンニュートラルを目指すとの目標を表明した）。この長期目標を達成するエネルギーミックスにおいて再エネはどの程度の役割を果たすことになるのか、検討に値する。本研究会では日本エネルギー経済研究所に委託し、エネルギーシステムを対象とする最適エネルギー技術選択モデル（以降、「エネルギー技術選択モデル」と称する）を用いて試算を行うこととした。試算の目的は、2050年までを対象に、80%減というCO₂削減制約下における日本のエネルギー技術構成およびエネルギー需給構造を分析し、発電部門や運輸部門といった各部門でどのような低炭素技術がどれだけ導入され得るか、また脱炭素化への貢献が期待される技術の利用が期待できない場合に、CO₂削減費用がどの程度増加するか、といった点を評価することである。

エネルギー技術選択モデルでは、エネルギーシステムはエネルギー供給部門、転換部門（発電部門、都市ガス製造部門等）、最終消費部門（産業部門、民生部門、運輸部門）から構成され、各部門に属する様々なエネルギー技術が、その入出力となるエネルギーキャリアを介して連結されている。本モデルは技術積み上げ型のモデルと捉えることができ、その特長は、各エネルギー技術を明示的に扱い、その技術性能および経済性能（建設単価、稼働率、エネルギー原単位、運転特性等）を詳細に表現できる点にある。モデルは大規模な線形計画モデルとして定式化され、目的関数（分析期間のエネルギーシステム総コスト）をエネルギー需給バランス等の制約条件群の下で最小化するようなエネルギー技術の選択やエネルギー供給計画の策定を行う。本モデルが想定するエネルギーシステムの概念図を図44に示す。

図 44：エネルギーシステムの概念図



出所：日本エネルギー経済研究所

エネルギー技術選択モデルを用いたエネルギーシステムの大規模低炭素化に関する分析はこれまでも多く行われてきた（大城他, 2014、秋元他, 2017）が、これらの分析で用いられているモデルは、電力部門の時間解像度が低いという課題を抱えていた。電力部門に特化したモデル分析においては、太陽光発電や風力発電のような変動性再生可能エネルギー（VRE）発電の大量導入を念頭に、その出力変動性や電力需給調整上の諸制約を明示的に考慮するために、1 時間刻み（年間 8760 区分）あるいはそれよりも細かい時間解像度で電力部門をモデル化することが一般的である（Jacobson M. Z. et al., 2018; Ram M. et al., 2017）。それに対し、エネルギーシステム全体を対象とするエネルギー技術選択モデルにおいては、主に計算負荷の面から、電力部門は 1 年間に数十区分程度に分割する等の簡易的なモデル化にとどまっており、VRE 発電大量導入の影響を適切に評価することが課題となっていた。

日本エネルギー経済研究所によるモデル試算では、8760 時間刻みで時系列性を保持した電力部門を有するエネルギー技術選択モデルを構築し、分析を行っている。モデルの主な外生変数はエネルギーサービス需要、エネルギー技術の経済・技術特性・導入量上限等である。蓄電池の運用

等を含む電力部門や、余剰電力から製造した水素の貯蔵は1時間刻みの時間解像度でモデル化する一方、非電力部門は年間合計での需給バランスを取るに留まっている点は本モデルの課題の1つである。本モデル分析の対象期間は2050年まで（2015年から5年間隔）であり、沖縄を除く日本全国を5地域（北海道、東北、関東、西日本、九州）に分割して、各地域間の電力融通を考慮している。

（2）分析ケース

2050年までのエネルギー需給構造分析を行うにあたり、表13に示す19の検討ケースを設定した。一部のケースを除く大半のケースでは、エネルギー起源CO₂排出量を2050年に2013年度比80%削減するとの制約を課している。これは日本政府「地球温暖化対策計画」に概ね整合的な制約である。CO₂削減率の違いがエネルギー技術選択や削減費用に与える影響を分析するために、削減制約が緩和されたケース（60%減）および一層厳格化されたケース（90%減、95%減、95.3%減）も設定した。95.3%は、本検討で想定した低炭素オプションや前提条件のもとで達成可能なCO₂削減率の上限値である。なお、CO₂削減制約は2030年以降に課すものとし、その削減量は、2030年が経済産業省「長期エネルギー需給見通し」が定める目標水準（927MtCO₂）、2035年が2013年度比40%減とし、そこから2050年までの削減率は線形内挿した。

CO₂80%削減ケース群においては、主に原子力設備量、CCSによるCO₂貯留可能量、輸入水素（輸入価格および輸入量上限）、VRE発電（コストおよび設備量上限）に関して複数のケース設定を行った。設定の詳細については次項を参照されたい。割引率は基準設定として10%とし、1つのケースにおいてこれを5%とした感度分析を行った。

表 13 検討ケース一覧

	検討ケース	表記名	2050年 排出量	割引率	備考
1	基準ケース	基準ケース	▲80%	10%	
2	割引率5%	割引率5%	▲80%	5%	
3	輸入水素ゼロ	HG_0	▲80%	10%	輸入水素上限をゼロに設定
4	原子力ゼロ	NUC_0	▲80%	10%	原子力設備容量上限をゼロに設定
5	CCSゼロ	CCS_0	▲80%	10%	CCS導入上限をゼロに設定
6	原子力・輸入水素ゼロ	NUC/HG_0	▲80%	10%	3及び4の制約を設定
7	輸入水素・CCSゼロ	CCS/HG_0	▲80%	10%	3及び5の制約を設定
8	原子力・CCS・輸入水素ゼロ	NUC/CCS/HG_0	▲80%	10%	3、4及び5の制約を設定
9	原子力上限68GW	NUC_68	▲80%	10%	原子力発電所を増設可能(上限：第3次エネ基)
10	原子力上限制約なし	NUC_free	▲80%	10%	原子力発電所を無制約で建設可能想定
11	CCS高位	CCS_x2	▲80%	10%	CCS導入上限を基準比2倍(1.8億トン/年)
12	VRE低コスト	VRE_low	▲80%	10%	VREコスト低位ケース (5円/kWh)
13	VRE制約	VRE制約	▲80%	10%	VRE導入上限を電中研想定で設定
14	輸入水素低コスト	HG_low	▲80%	10%	輸入水素コスト低位ケース (20円/Nm3)
15	低成長・国際燃料価格低位	低成長	▲80%	10%	COVID-19感染拡大を受けた低成長・燃料価格低下
16	2050年▲60%	60%	▲60%	10%	
17	2050年▲90%	90%	▲90%	10%	
18	2050年▲95%	95%	▲95%	10%	
19	2050年▲95.3%	95.3%	▲95.3%	10%	95.3%：本検討前提条件で実行可能な削減率の上限

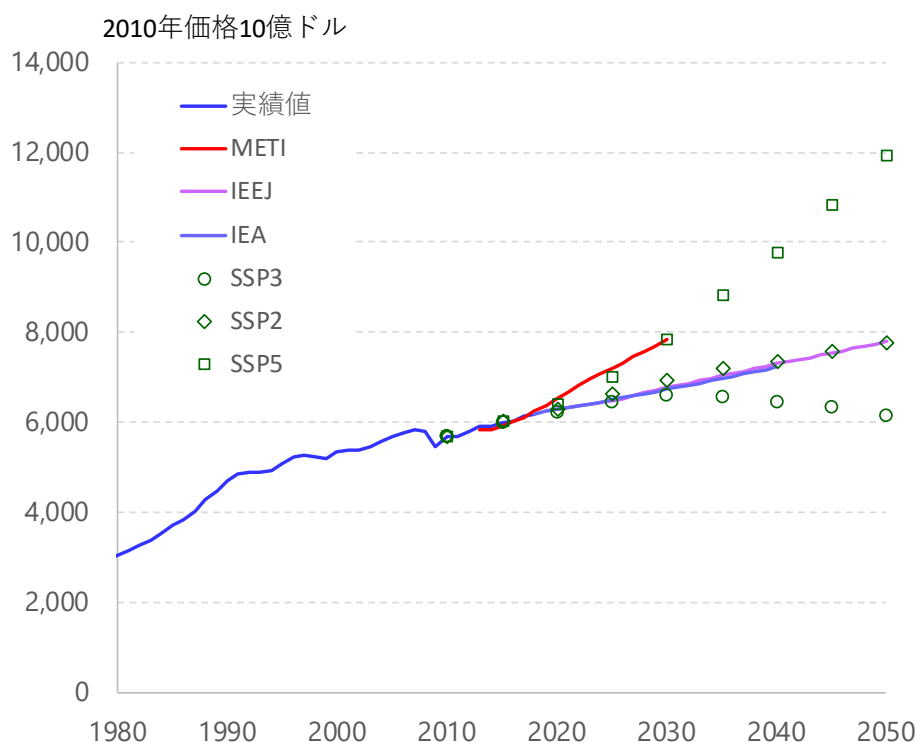
出所：日本エネルギー経済研究所

(3) 前提条件

①実質 GDP

基準ケースをはじめとする、「低成長・国際燃料価格低位」ケース（以降、低成長ケースと称する）を除く全てのケースにおいて、2050年までの実質 GDP は、図 45 の紫色実線に示す日本エネルギー経済研究所アウトルック 2020 の見通しに従い想定した。2050年までの年平均成長率は 0.7%である。この GDP 想定等を基に、計量経済学的手法を用いて、エネルギー技術選択モデルにおける入力データとなるエネルギーサービス需要を設定した。エネルギーサービス需要は、産業部門・民生部門・運輸部門の各最終需要部門を更に詳細に分割した合計 36 部門について設定した。

図 45 主要な日本の実質 GDP 見通し

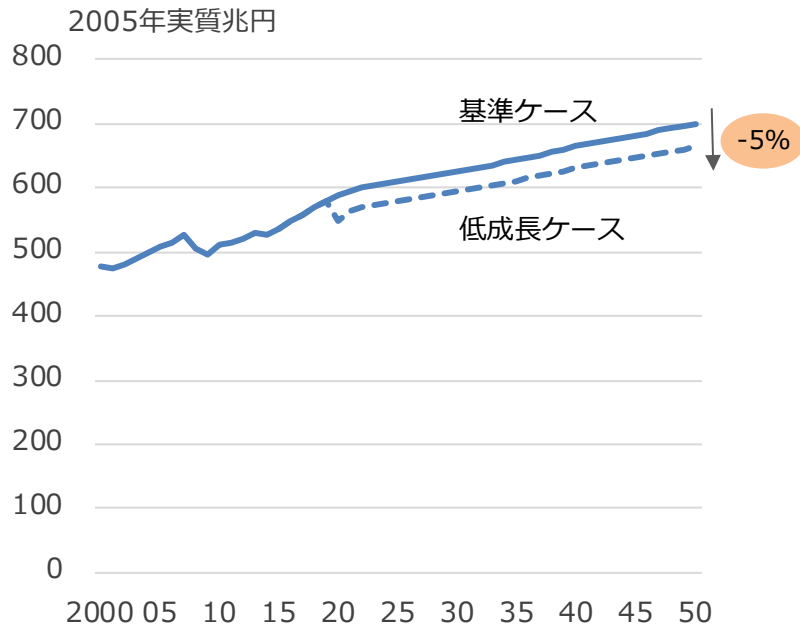


出所：日本エネルギー経済研究所

低成長ケースでは、COVID-19 拡大による 2020 年および 2021 年の GDP マイナス成長を織り込んだ GDP 想定を行った。2020 年 4 月の IMF による見通し（IMF, 2020）では、日本の 2020 年の経済成長率は前年比-5.2%、2021 年はその反動で+3.0%と予想されている。低成長ケースでは、この 2 年について当該見通しの予測値を採用し、2022 年以降は基準ケースと同一の成長率で推移するとして、2050 年までの実質 GDP を設定した。低成長ケースにおける 2050

年の実質 GDP は、図 55 に示すように、基準ケース比で-5%となる。

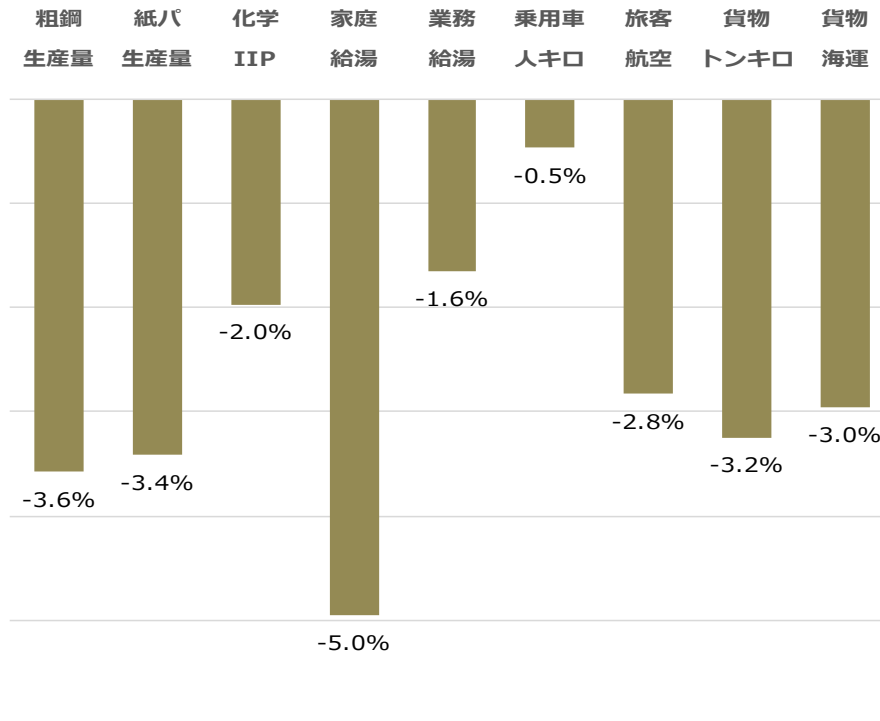
図 46 低成長ケースにおける実質 GDP の想定



出所：日本エネルギー経済研究所

この低成長想定に対応するエネルギーサービス需要は、基準ケースにおける各部門のエネルギーサービス需要の GDP 弾性値に基づき算出した。低成長ケースにおける 2050 年の主要なエネルギー関連指標の変化を図 47 に示す。

図 47 低成長ケースにおける主なエネルギー関連指標の変化（対基準ケース比）

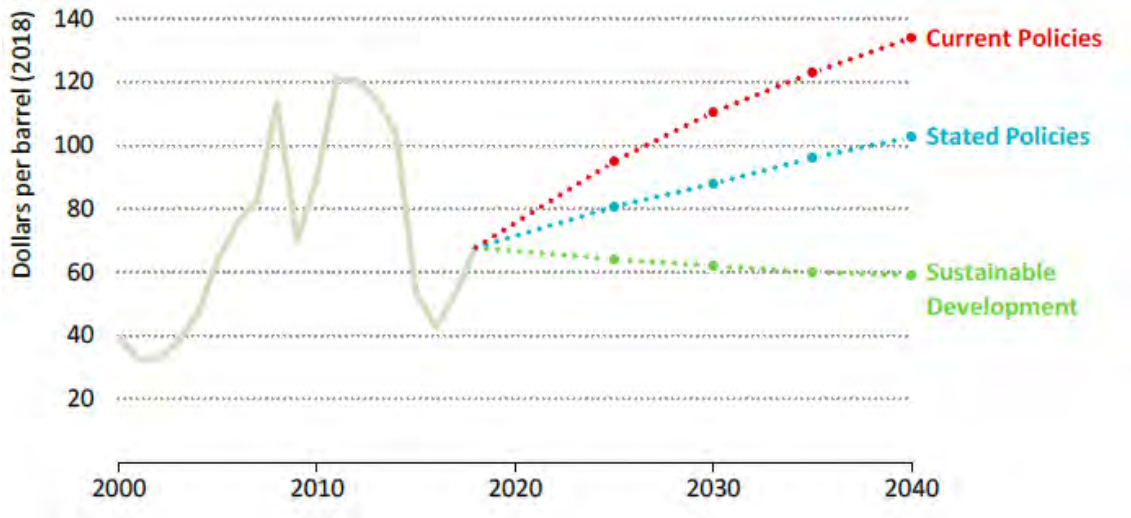


出所：日本エネルギー経済研究所

②一次エネルギー価格

一次エネルギー価格は、国際エネルギー機関（IEA）の World Energy Outlook (WEO) 2019 の Sustainable Development Scenario (SDS) の想定に基づき設定した。このシナリオは、国連持続可能な開発目標（SDGs）のうちエネルギー関連目標を 2040 年までに達成するシナリオであり、その一次エネルギー価格は、図 48 に示すように、同 Outlook の中心的なシナリオである Stated Policy Scenario よりも低く設定されている。本検討では、SDSと同様、CO2 の大幅な削減を前提条件とした検討を行うことから、SDS における価格想定を利用した。IEA は 2040 年までの見通ししか作成していないため、2040 年から 2050 年までの価格は、IEEJ アウトルック 2020 が想定する価格の変化率を利用して設定した。

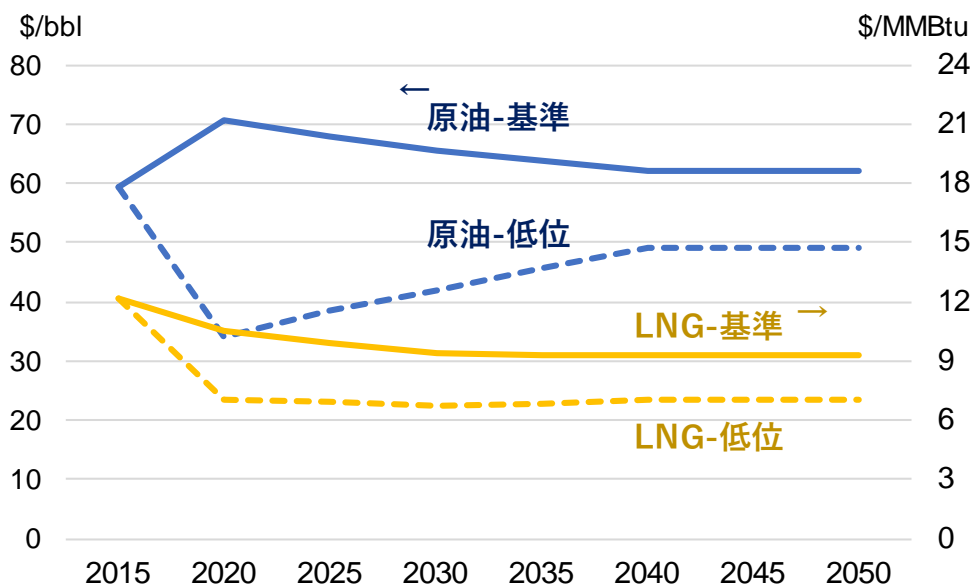
図 48 WEO2019 における原油価格想定



(出所) IEA World Energy Outlook 2019

COVID-19 感染症拡大は世界大で経済活動を停滞させ、石油需要は2020年4月に20%を超える減少を見せた。これにより原油価格は急落し、2020年4月20日には-\$37.63/bblと史上初めてマイナス価格をつけた。その後も原油価格は感染症拡大前の水準を大きく下回る水準で推移を続けている。そのため、COVID-19の影響を勘案した低成長ケースでは、図58に示すような低燃料価格を別途想定した。この低位価格想定では、2020年の原油価格としてEIA（EIA, 2020）によるBrent価格見通しである\$34/bblを利用し、それ以降はIEA WEO 2019のStated Policies Scenarioにおける価格伸び率想定に従って推移するとした。LNGに関しては、輸入価格と原油価格の関係を回帰分析により表現し、先述の原油価格から2020年の価格を算出した。それ以降の価格は原油と同様の手法を用いて設定した。

図 49 国際燃料価格低位ケースの価格想定

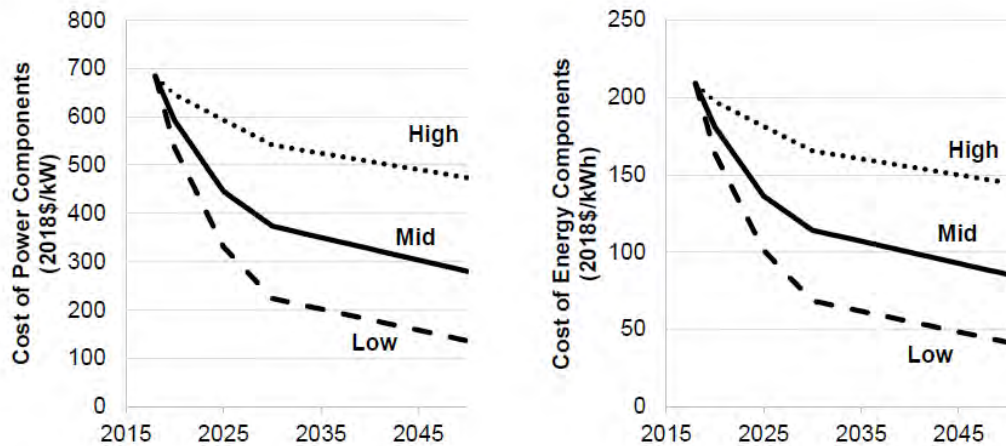


出所：日本エネルギー経済研究所

④ 発電技術

本モデルでは、17 の発電技術を想定した（原子力、石炭火力、LNG 火力（汽力および複合発電）、石油火力、水素専焼火力、バイオマス火力、地熱、一般水力、住宅用 PV、非住宅用 PV、陸上風力、洋上風力（着床式および浮体式）、揚水式水力発電、NAS 電池、Li-ion 電池）。各技術のコストおよび技術性能（発電効率）は、原則として発電コスト検証ワーキンググループによる報告（発電コスト検証ワーキンググループ、2015）を基に設定した。同報告は 2030 年までを対象に主な発電技術の発電コストを評価しており、本モデル検討では、VRE 発電を除く発電技術について、2030 年のコストおよび発電効率が 2050 年まで横ばいで推移すると想定した。同資料の試算対象外である水素専焼火力発電については、LNG 複合火力と同一の諸元を有すると見做した。また、蓄電池に関しては、NREL による報告（Cole and Frazier, 2019）を基に、図 50 のように設定した。

図 50 Li-ion 電池のコスト設定（左：kW 部分、右：kWh 部分）



出所：日本エネルギー経済研究所

VRE 発電の 2050 年にかけてのコスト低減については、上記 5. において示した習熟率や国際価格への収斂に関するコスト試算や、日本政府によるコスト低減目標を参考にして設定した。住宅用 PV については、割引率 3% 換算での発電コストが、基準ケースで 11 円/kWh、コスト低位ケースで 7 円/kWh となるように建設単価を設定した。これは、5. で示した世界の習熟率に従ってコストが低下した場合およびモジュール価格が国際価格に収斂すると想定した場合のコストに等しい。この他に、非住宅用 PV に関しては基準ケースが 7 円/kWh、低位ケースが 5 円/kWh、陸上風力および着床式洋上風力は基準ケースが 8.5 円/kWh、低位ケースが 5 円/kWh、浮体式洋上風力が基準ケース 20 円/kWh に対し低位ケースが 10 円/kWh となるようにそれぞれ建設単価を設定した。これらは、日本政府によるコスト低減目標として示されている水準に相当する。5. で示した習熟率や国際価格への収斂をベースに試算したコストよりは安価であるが、本モデル分析では、例えば風力発電の利用年数を 30 年とするなど、前提条件を発電コスト検証ワーキンググループの想定に一致させており、この点もコストの違いの一因となっている。なお、VRE 発電の建設単価は地域によらず同一とした。

VRE 発電の設備利用率（1 時間刻みの出力パターン）は、地域別に AMeDAS の 2003 年の気象データを用いて推計した。当該年のデータを利用したのは CO2 80% 減において最も厳しい条件となる VRE 出力データの使用を意図したためである。先行研究（川上他, 2020）では、この年のデータを用いた場合に CO2 削減対策コストが最も高いとの試算結果を得た。但し、本試算はこの既報とは異なる前提条件で分析を行ったため、必ずしも 2003 年のデータを用いた場合に CO2

削減費用が高価になるとは限らない。複数年の気象データを用いた検討については、6.(6)に示す。

年平均の設備利用率は地域によって異なるため、同一の建設単価であっても、発電コストは地域により異なる。上記の VRE 発電の建設単価設定においては、各地域における発電コストの単純平均が目標水準に一致するように建設単価を想定した。

⑤ VRE 発電導入量上限

地域別の VRE 発電導入量上限は、環境省「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」（環境省, 2013、環境省, 2014、環境省, 2016）および日本風力発電協会の見通しを基に、表 14 のように設定した。PV および浮体式洋上風力については環境省の見通しを、陸上風力および着床式陸上風力については風力発電協会の見通しを利用した。風力発電協会の見通しは、環境省よりも風力発電の導入量上限を低めに評価している。PV の導入ポテンシャルは関東や西日本といった電力需要規模の大きな地域で大きい一方、風力発電については、これらの地域における導入ポテンシャルは小さい。

表 14 VRE 発電の導入設備量上限設定

(unit: GW)

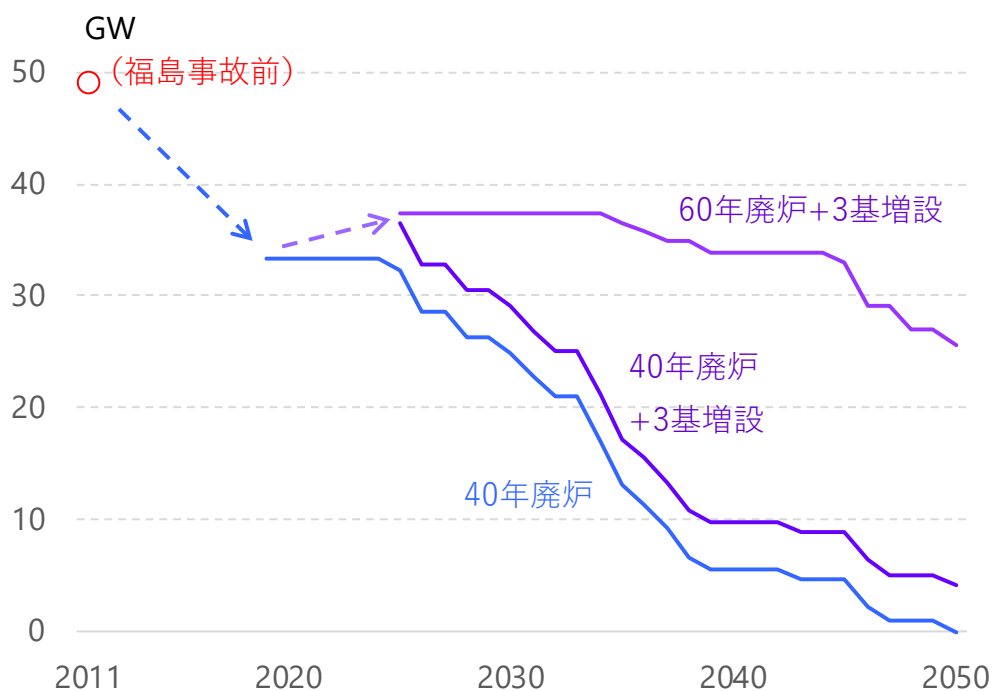
	PV		陸上	洋上風力	
	住宅用	非住宅用	風力	着床	浮体
北海道	10.9	9.4	100.3	34.5	270.2
東北	26.9	19.0	55.4	16.0	162.3
関東	66.8	33.6	6.1	12.7	89.7
西日本	80.8	55.5	25.2	15.7	200.4
九州	25.5	27.8	16.5	13.1	306.5
合計	210.8	145.4	203.5	91.9	1,029.1

出所：日本エネルギー経済研究所

⑥ 原子力発電設備容量

原子力発電設備容量については、基準ケースでは、建設中の3基（島根3号、大間、東京東通）の運転開始を想定するとともに、既設炉については、既に廃炉が決まったものを除き、60年間稼働した後に廃炉となるとの前提に立った。他方、原子力発電の利用が大幅に抑制されるケースを別途想定した（原子力なしケース）。ここでは、建設中の3基の運転開始を見込まず、かつ既設炉が40年で廃炉となるものとした。図51は2050年までの設備量の推移を表しており、基準ケースおよび原子力なしケースにおける2050年の設備量は、それぞれ25.5GW、0GWとなる。また、原子力発電の新設を認めるケースを2つ設定し、感度分析を実施した。この場合の上限設備量は、第三次エネルギー基本計画で導入目標と設定されていた68GW（NUC_68ケース）と、上限なし（NUC_freeケース）とした。

図 51 原子力発電設備量の想定



出所：日本エネルギー経済研究所

⑦ 輸入水素および CCS

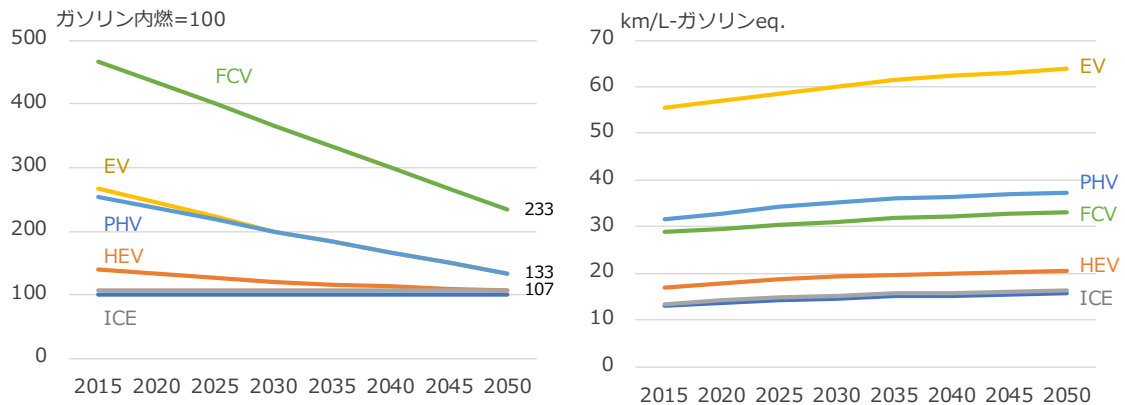
輸入水素については、経済産業省「水素・燃料電池戦略ロードマップ」で示されている将来目である、「2030 年頃に 30 円/Nm³、将来的に 20 円/Nm³」の輸入コストを基に、2050 年に基準ケースでは 30 円/Nm³、低位ケースでは 20 円/Nm³ の輸入コストで利用可能と想定した。輸入量上限に関しては、輸入水素ゼロケースでは、2050 年まで輸入水素が利用不可能であるとする一方、基準ケースを含むその他のケースでは、上限値を設けなかった。

CCS 技術のコストおよび技術特性に関しては、RITE による報告 (RITE, 2006) に基づいて設定した。基準ケースにおける 2050 年の CO₂ 貯留可能量上限は、既報 (秋元他, 2017) に倣い、91MtCO₂/年とした。感度分析として、CCS 高位ケースではその 2 倍である 182MtCO₂/年を設定し、CCS 導入が進まないケースとして、2050 年まで貯留可能量をゼロとするケースも設定した。

⑧ 自動車に関する前提条件

乗用車の車体価格は、内燃機関車 (ICE) との相対的な価格差が 2050 年にかけて縮小するものと想定した。保有燃費はいずれの技術でも緩やかに向上していくものとした (図 52)

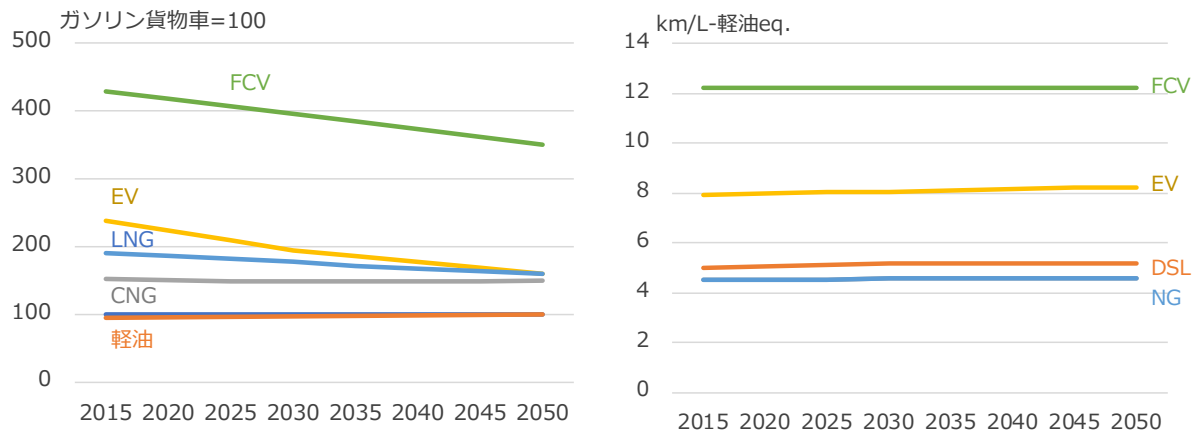
図 52 乗用車技術の相対車体価格（左）と保有燃費（右）の想定



出所：日本エネルギー経済研究所

貨物自動車についても、車体価格は順序こそ入れ替わらないものの、従来型の軽油トラックとの相対的な価格差が 2050 年にかけて縮小するものと想定した。保有燃費は横ばいしないしわずかに向上するものとした（図 53）。

図 53 貨物車技術の相対車体価格（左）と保有燃費（右）の想定



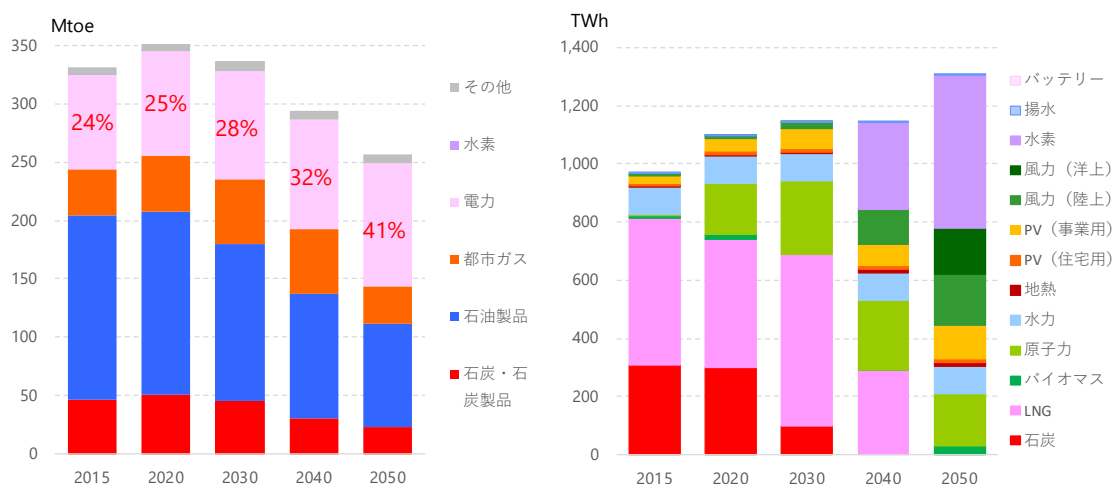
出所：日本エネルギー経済研究所

(4) 基準ケースの結果

基準ケースにおいて 2050 年に CO280%削減を達成するためのエネルギー技術選択の要点は大まかに 2 つ—最終需要部門における省エネおよび電化進展と、発電部門のゼロ・エミッション化—である。図 54 に示すように、最終エネルギー消費は 2020 年以降減少推移するとともに、最終エネ

ルギー消費に占める電力の比率は増加していく。それに伴い、発電量も増加推移し、2050年には1310TWhまで増加する。また、電化の進展によりCO₂排出量を削減するためには、発電部門の脱炭素化が不可欠である。脱炭素化の主な方策はVRE発電の導入と水素火力の導入であり、水素火力は2040年以降に導入量が増加する。2050年には化石燃料発電による発電量はゼロとなり、なおかつバイオマス火力+CCS（BECCS）が導入されることから、発電部門はネガティブ・エミッション（2050年-83MtCO₂）となる。CCS付き化石燃料発電が導入されないのは、発電部門よりもCO₂の大規模な削減オプションが乏しい産業部門において、CCSが優先的に導入されるためである。

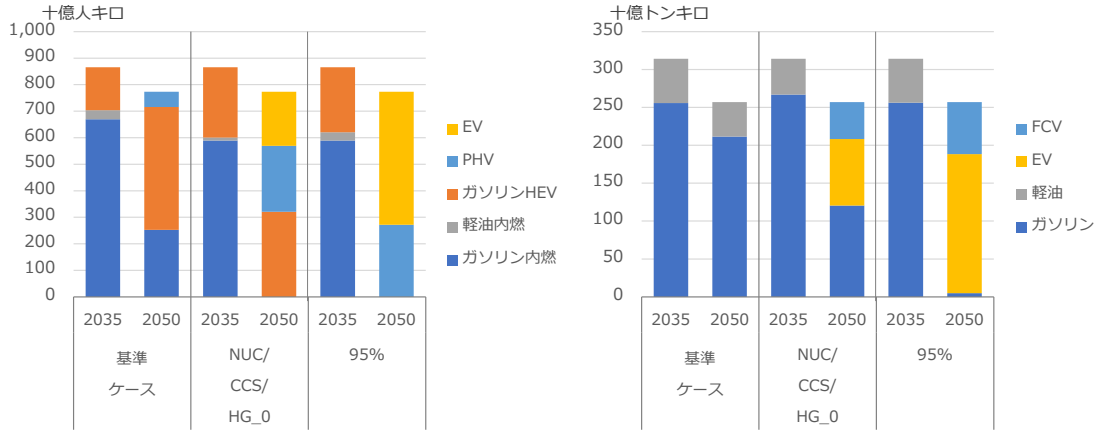
図 54 最終エネルギー消費（左）と発電量構成（右）



出所：日本エネルギー経済研究所

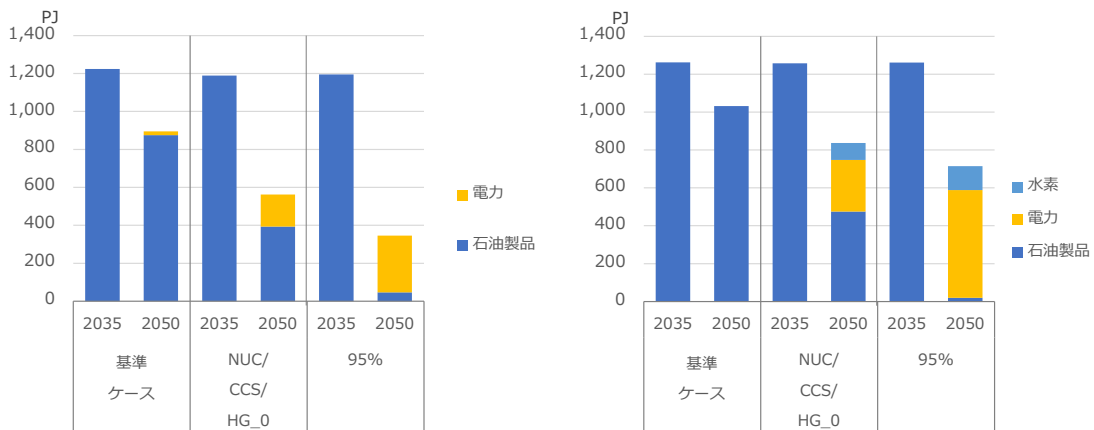
2050年においても、最終エネルギー消費に占める石油製品のシェアは約4割と高く、その大部分は運輸部門で消費される。図55は運輸部門における輸送量分担を示しており、基準ケースでは、2050年においても内燃機関車やハイブリッド車（HEV）が大部分を占める。プラグインハイブリッド車（PHV）やEV、燃料電池自動車（FCV）といったより低炭素な技術の導入が進まないのは、主に自動車の稼働率が低くCO₂削減コストが他部門での削減技術よりも高価なためである。エネルギー消費量も、エネルギーサービス需要の減少（図65）および保有燃費の改善により減少するものの、電動車への代替が殆ど生じないことから、その減少量は小さい（図66）。

図 55 自動車部門の技術別輸送量分担（左：乗用車、右：貨物車）



出所：日本エネルギー経済研究所

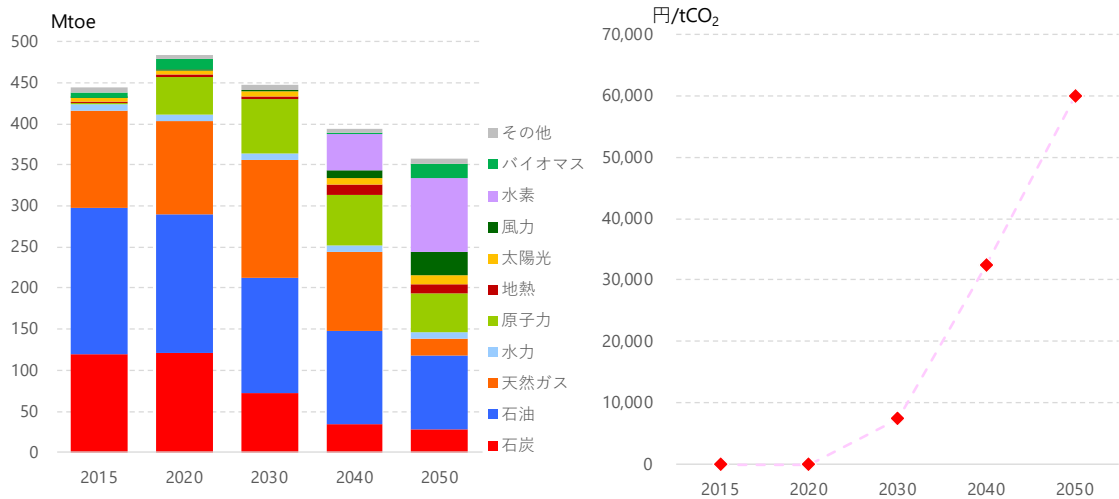
図 56 自動車部門のエネルギー消費量（左：乗用車、右：貨物車）



出所：日本エネルギー経済研究所

図 57 は一次エネルギー消費と CO2 限界削減費用を表している。最終需要部門における省エネの進展や、発電構成に占める水素火力の割合の増加等から、一次エネルギー消費は最終エネルギー消費と同様に減少し、水素の割合は 2040 年以降に増加する。CO2 限界削減費用は、CO2 制約実現のための低炭素対策の進展加速により 2030 年以降に上昇していき、2050 年には 6 万円/tCO2 に達する。

図 57 一次エネルギー消費（左）と CO2 限界削減費用（右）



出所：日本エネルギー経済研究所

(5) 19 の検討ケースでの結果の比較

19 の検討ケースにおいて 2050 年のエネルギー需給構造は様々な差異を示す。2035 年の発電量構成は、図 58 に示されるように LNG 複合火力と原子力を主体とする構成となり、CO2 削減制約がさほど厳しくないこともあり、VRE 発電シェアは多くのケースで 13%程度にとどまる。基準ケースでは水素火力が約 8%と部分的に導入される。大部分のケースにおいて同年の発電量構成は類似しているが、原子力発電設備量が低位推移する原子力なしケースでは、水素火力シェアが増大する（22%）点、さらに輸入水素が使えない場合に VRE 発電のシェアが大きくなる（約 25%）点が基準ケースとはやや異なる。

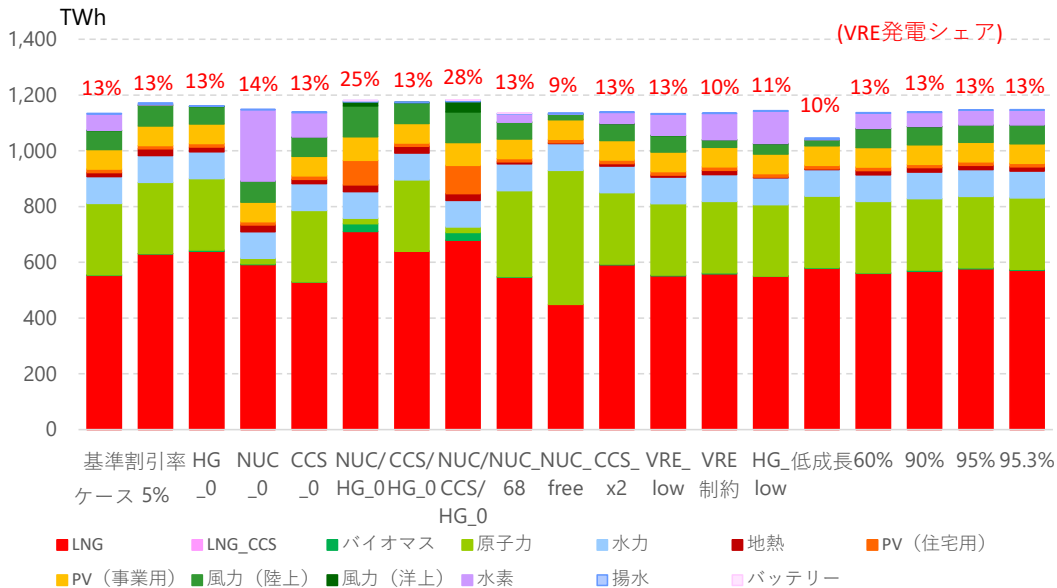
図 59 は各ケースにおける 2050 年の発電量構成を示している。輸入水素の利用が可能なケースにおいては、原子力の増設を可能とするケースを除き、水素火力の占める割合が比較的大きくなる。これは主に、VRE 発電、特に風力発電のポテンシャルが小さく、他方で電力需要が大きな関東や西日本といった地域においてゼロ・エミッション（あるいはネガティブ・エミッション）な電力に対する需要を満たすために、水素火力が多く利用されるためである。VRE 発電は平均発電コストでは水素火力よりも安価な場合が多いが、この地理的なミスマッチの影響もあり、発電量シェアに占める割合は 30%前後となる。

他方、輸入水素オプションがない場合には、VRE 発電の導入が加速し、ゼロ・エミッション電力の供給に寄与する（図 60）。VRE 発電シェアは「原子力・水素なしケース（NUC/HG_0）」や

「原子力・CCS・水素なしケース（NUC/CCS/HG_0）」で最も高くなり、60%超となる。これほど大量のVRE発電が導入される場合、その立地面積は3万km²を上回ることになる（図61）。これは青森・秋田・山形の東北3県の合計面積に匹敵するような面積である。また、出力が変動するVRE発電を主力電源として電力需給運用を行わなければならないため、蓄電池の導入量および稼働量が増加する（図62）こととなり、総発電量も大きくなる。また、これらの水素なしケースではバイオマス火力への依存度が高まることも特徴の1つである。

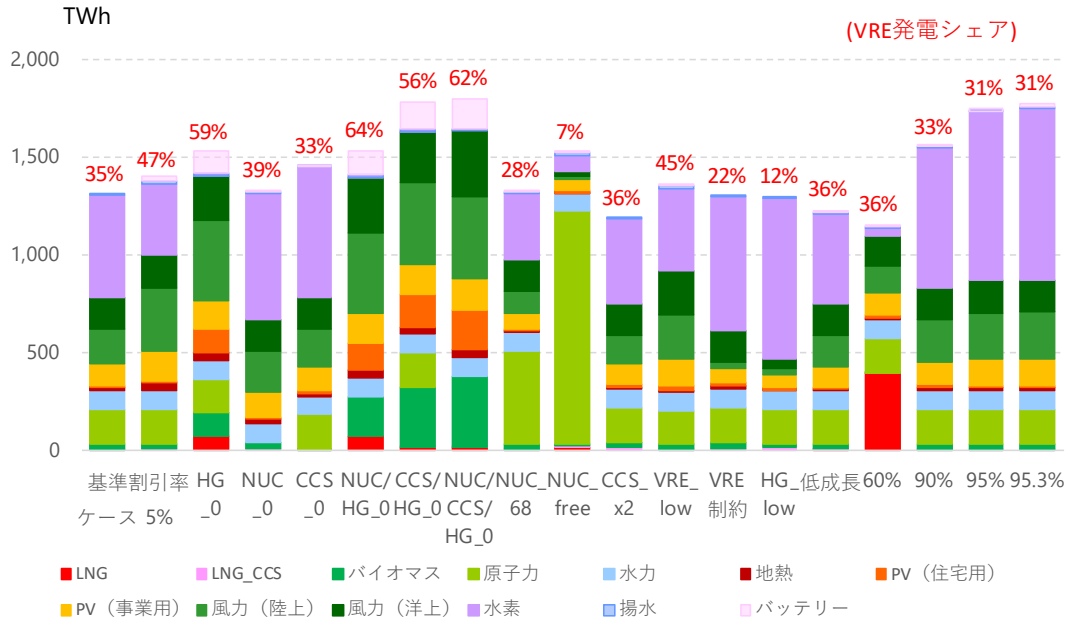
CO₂削減率が90%を上回ると、水素発電への依存度が更に増加する。また、発電量も基準ケースより増加する。これは、最終需要部門でCO₂を追加的に削減するための手段として、更なる電化の進展が図られるためである。

図 58 ケース別発電量構成（2035年）



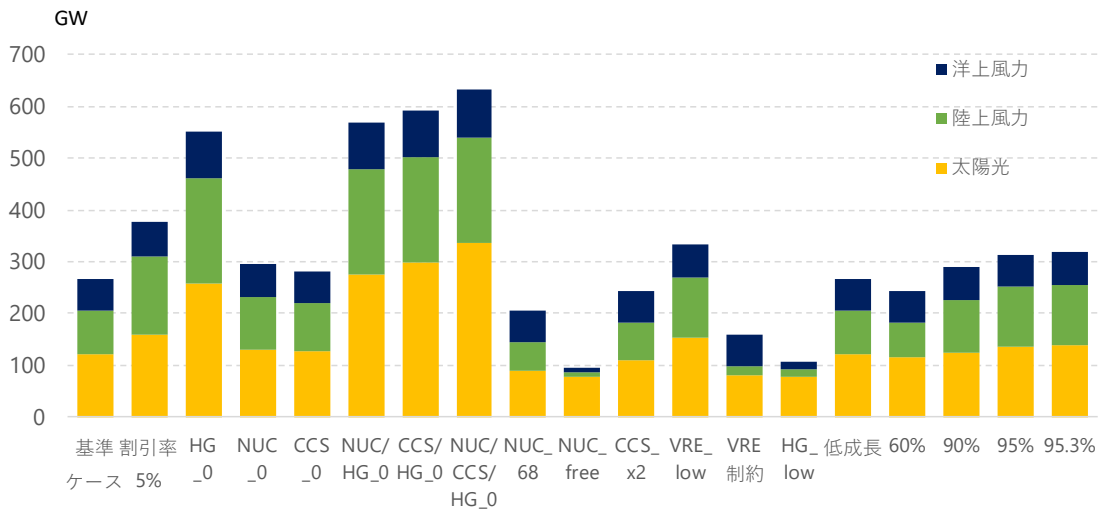
出所：日本エネルギー経済研究所

図 59 ケース別発電量構成 (2050年)



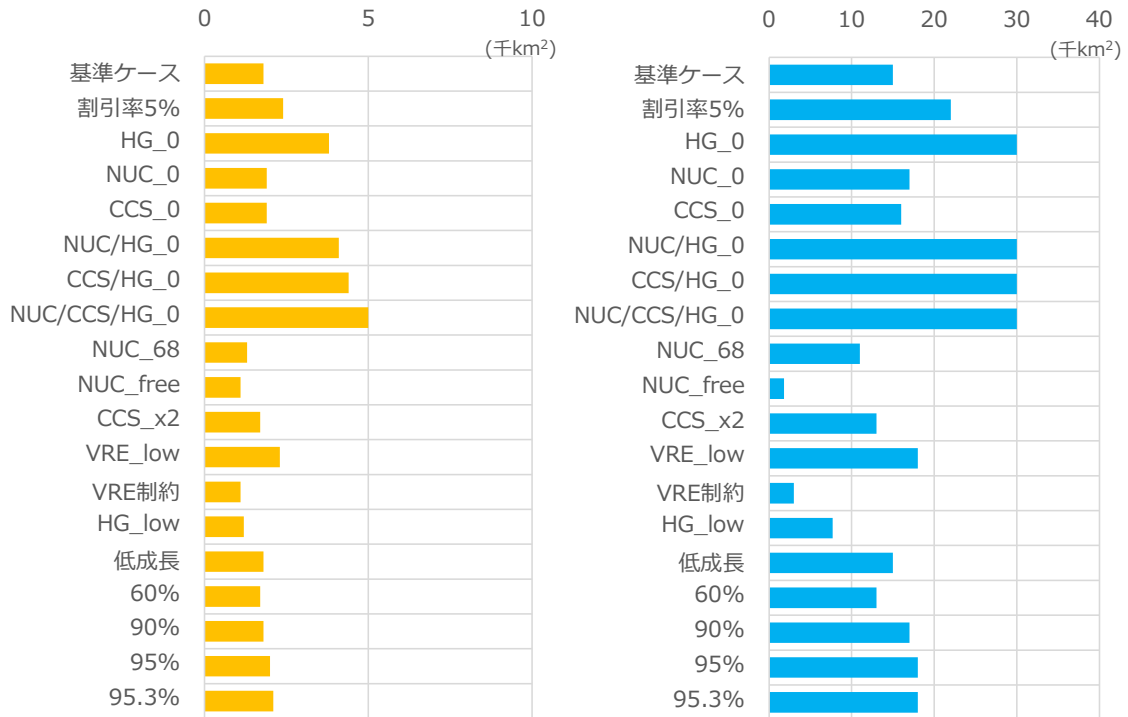
出所：日本エネルギー経済研究所

図 60 VRE 発電の導入量 (2050年)



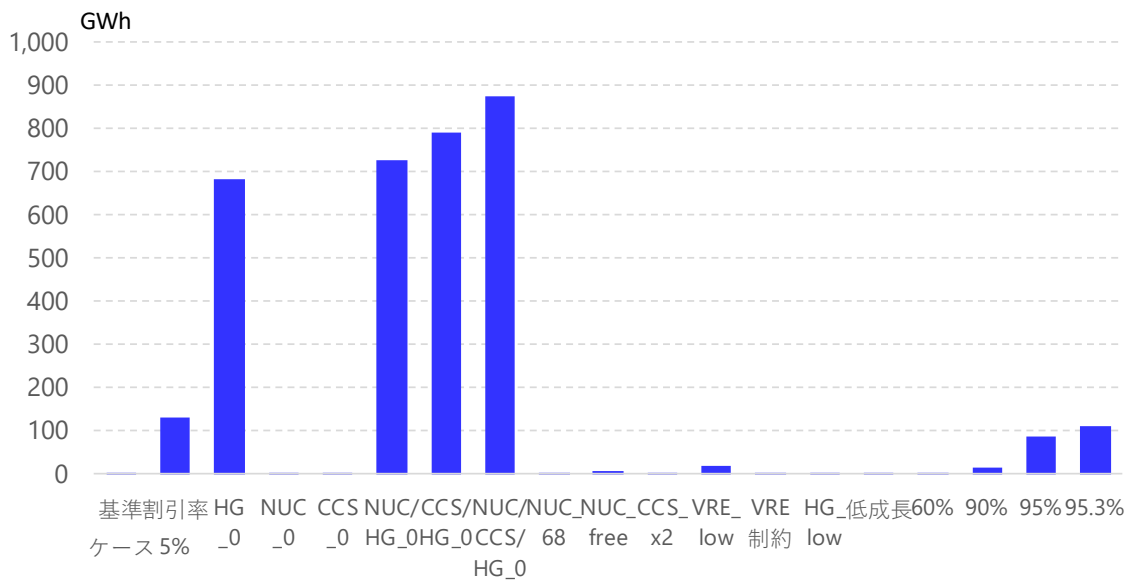
出所：日本エネルギー経済研究所

図 61 VRE 発電導入量に対応する立地面積（左：PV、右：風力）



出所：日本エネルギー経済研究所

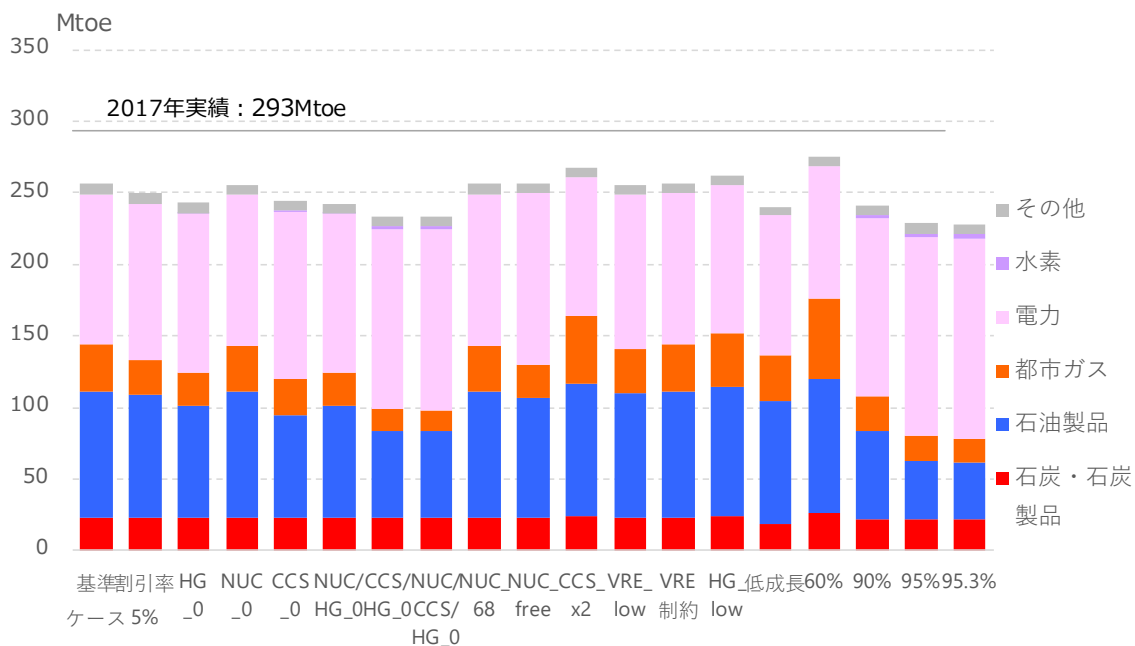
図 62 2050 年の蓄電池導入量（揚水除く）



出所：日本エネルギー経済研究所

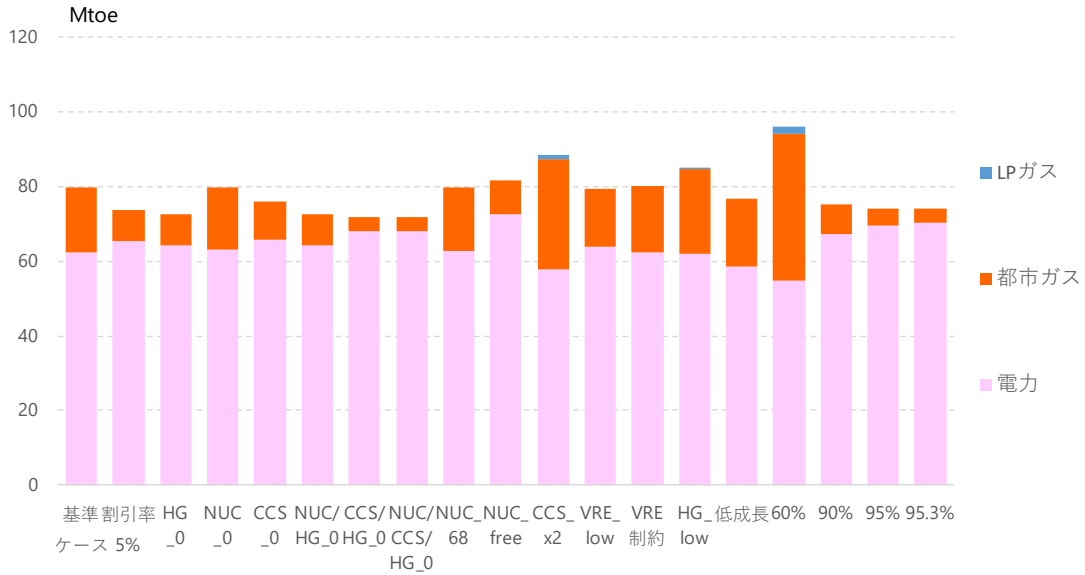
最終エネルギー消費量やエネルギー源別構成も、ケース設定によって差が生じる（図 63）。民生部門は最終需要部門の中で相対的に電化が最も容易な部門であり、CCS 貯留可能量高位ケースや CO2 削減率緩和ケースを除く全てのケースで、その電化率は 100%近くなる（図 64）。

図 63 エネルギー源別最終エネルギー消費（2050 年）



出所：日本エネルギー経済研究所

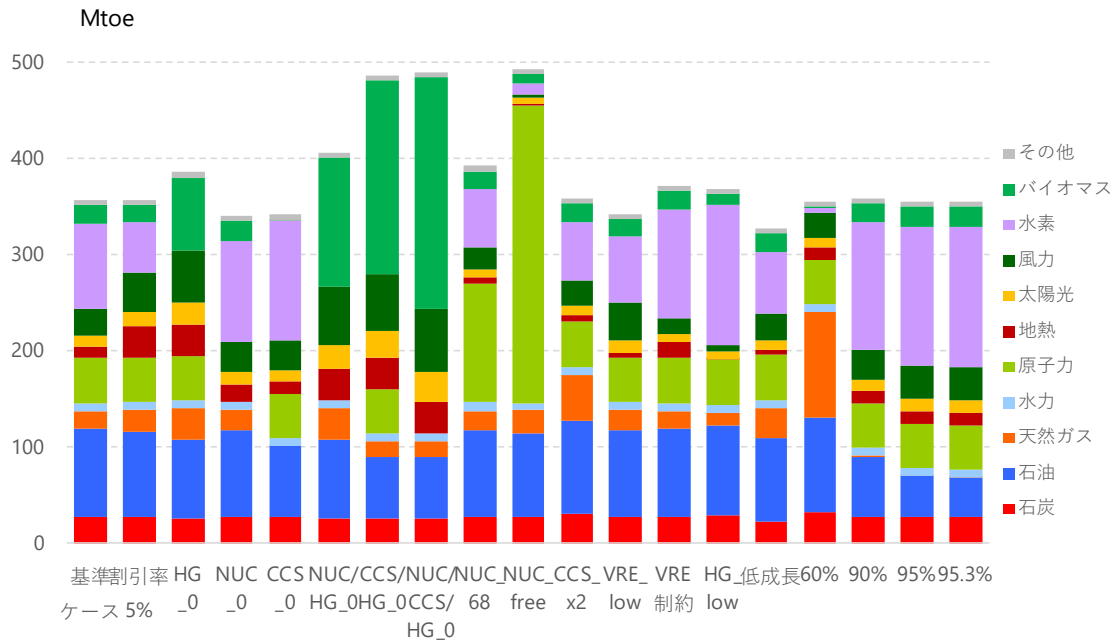
図 64 民生部門の最終エネルギー消費（2050 年）



出所：日本エネルギー経済研究所

図 65 に示す一次エネルギー消費は、主に最終エネルギー消費および発電構成により決定される。留意すべき点は、バイオマスの発電用途での消費量が増加する水素なしケースと、原子力の新設を認め発電構成に占める原子力のシェアが増加するケース（NUC_68、NUC_free）において、一次エネルギー消費量が大きくなる点である。前者はバイオマス火力の発電効率（所内率を含む）が低いこと、後者は原子力発電の一次電力変換効率を 33%としているために見かけ上原子力の一次エネルギー消費量が大きくなることに起因する。

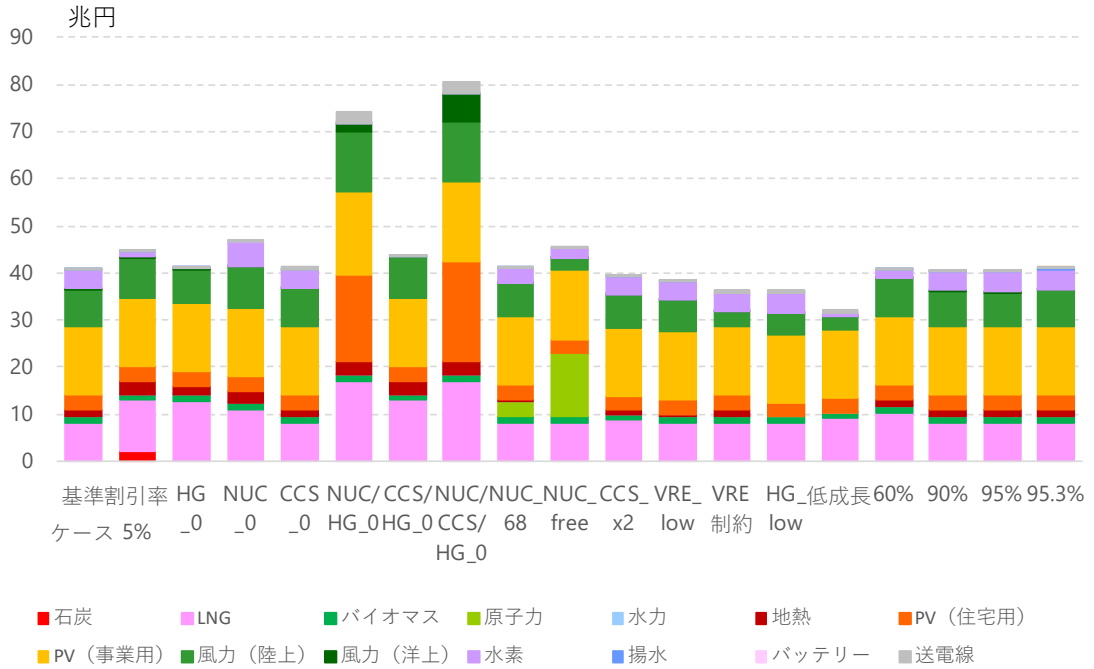
図 65 ケース別一次エネルギー消費



出所：日本エネルギー経済研究所

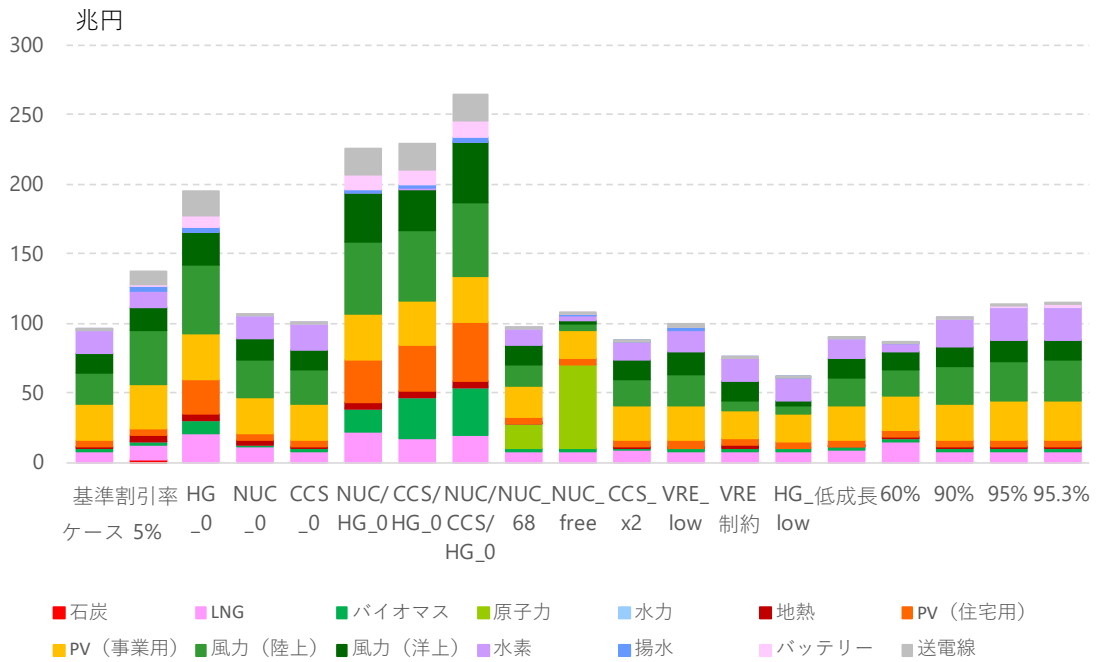
次に、コストについて目を向けると、発電部門の累積投資額は、特に水素なしケースにおいて大きくなる傾向がある（図 66、図 67）。2035 年までに主に投資される電源は LNG 火力と PV であり、原子力の新設を認める 2 ケースを除き、各ケースで概ね共通である。2035 年までの期間では、原子力と水素が共に利用できないケースにおいて、相対的に高価な住宅用 PV への投資が大きくなり、累積投資額は基準ケース比 40 兆円程度大きくなる。水素なしケースでは、2050 年にかけて VRE 発電の導入が更に進み、また蓄電池の導入量も大きくなることから、基準ケースとの累積投資額の差は一層拡大し、最大で 160 兆円程度に及ぶ。また、これらの水素なしケースでは、導入ポテンシャルの大きな北海道・東北地域で風力発電が大量に導入され、これが電力需要の大きな関東地域に送電されるため、連系線の増強が進む（図 68）。

図 66 ケース別一次エネルギー消費



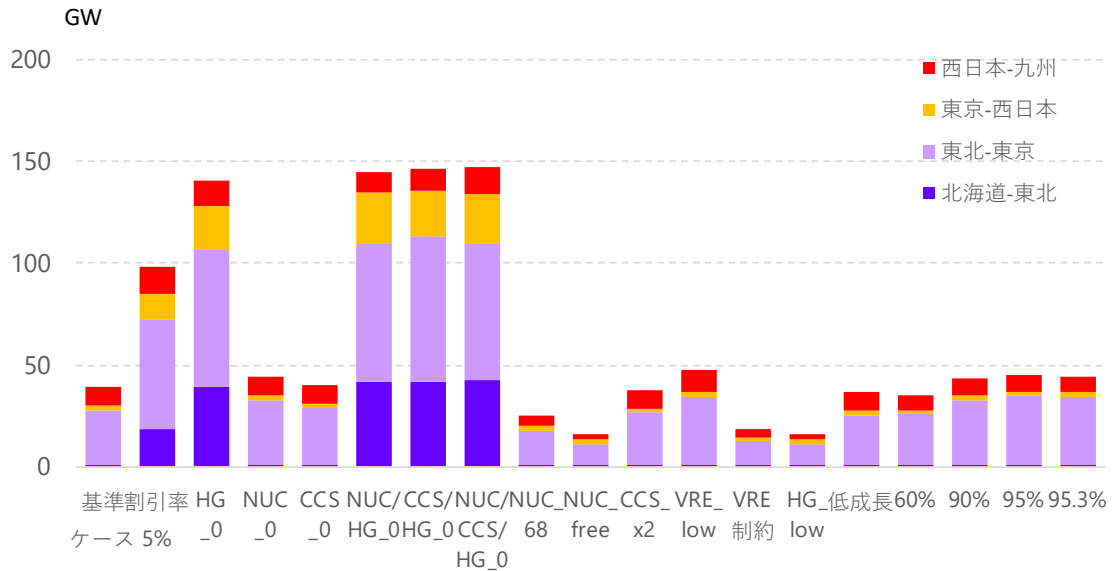
出所：日本エネルギー経済研究所

図 67 発電部門の累積投資額 (2035年)



出所：日本エネルギー経済研究所

図 68 地域間連系線容量（2050 年）

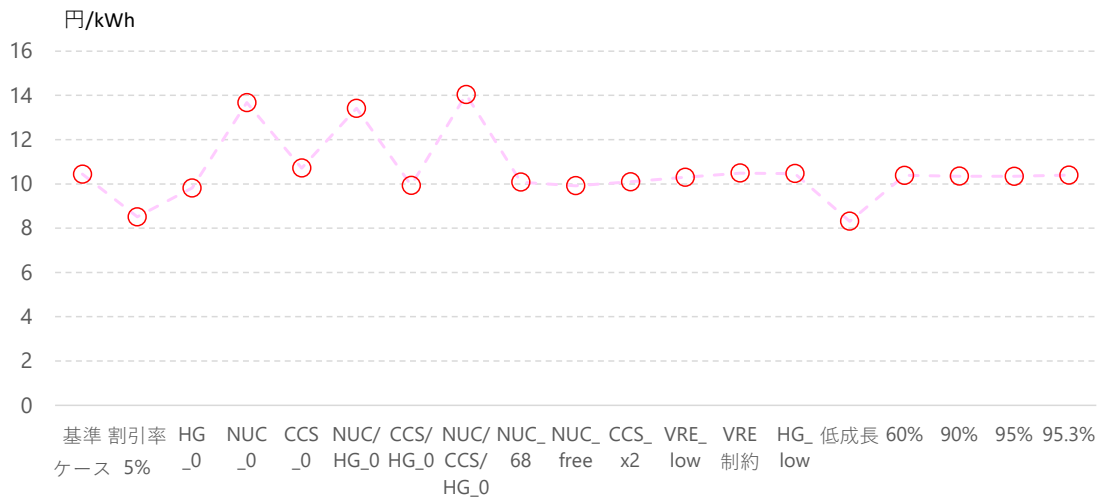


出所：日本エネルギー経済研究所

これらの投資額の違いや燃料費の違いから、電力単価および 2050 年の発電部門総費用にもケースによって大きな差が生じる（図 69、図 70、図 71）。電力単価は 2015 年時点での既設分の固定費を除いたものを示しており、2035 年の単価は、基準ケースにおいては 10 円/kWh 程度となる。これは、LNG 火力と原子力が主要な電源であり、燃料費の高い水素火力等の発電技術の導入量が限定的であるためである。但し、水素火力のシェアが高まる「NUC_0」ケースや、固定費の高い VRE 発電のシェアが高まる「NUC/HG_0」ケースや「NUC/CCS/HG_0」ケースでは、14 円/kWh 程度まで電力単価は上昇する。

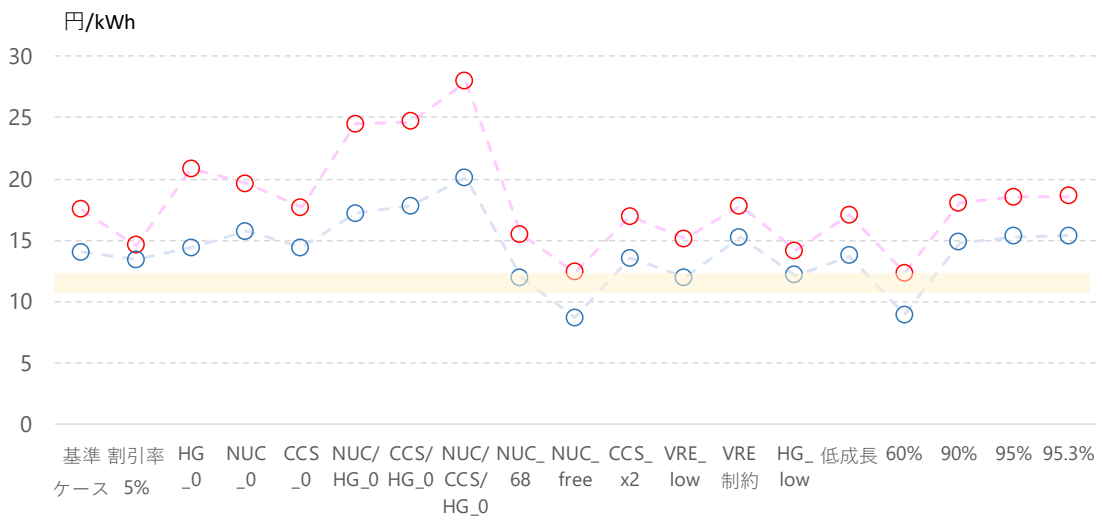
2050 年には、基準ケースにおいても、80%削減の実現のために燃料費の高い水素火力が多く導入されることなどから、電力単価は 18 円/kWh 程度まで上昇し（図 70）、同図においてバンドで示されている足元の水準（12 円/kWh 前後）を上回る。両費用ともに、水素が利用できない場合のコスト上昇が顕著であり、なかでも最も多くの低炭素オプションが使用できない「NUC/CCS/HG_0」ケースでは、電力単価は約 28 円/kWh まで高騰する。

図 69 2035 年の電力単価



出所：日本エネルギー経済研究所

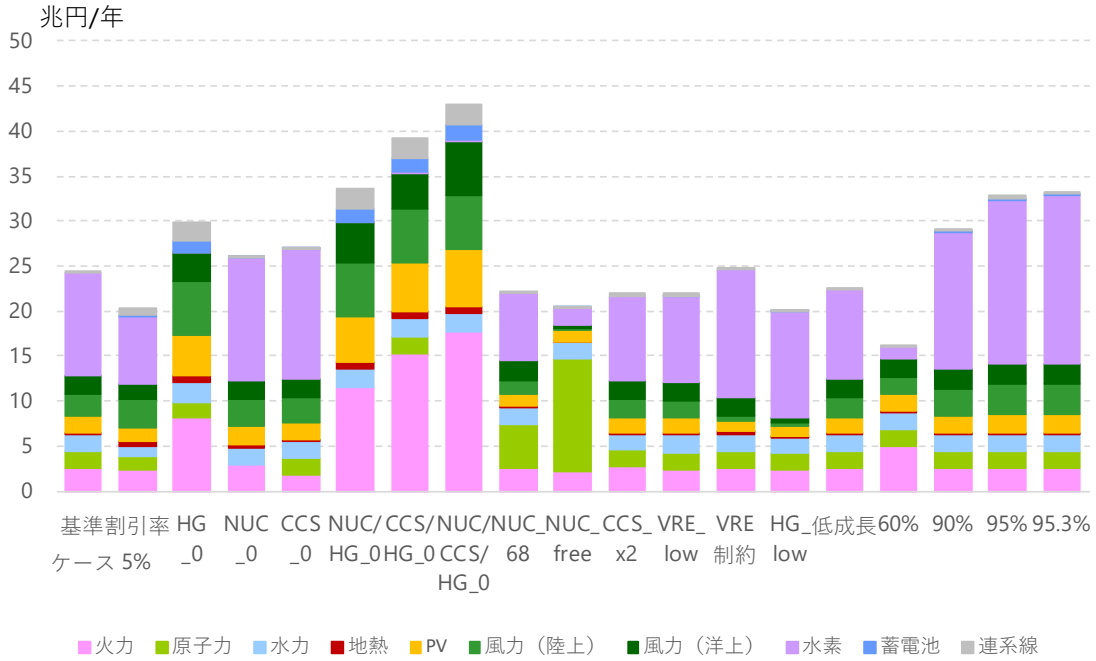
図 70 2050 年の電力単価



注：グラフ赤線は割引率を10%とした場合、青線は3%とした場合。

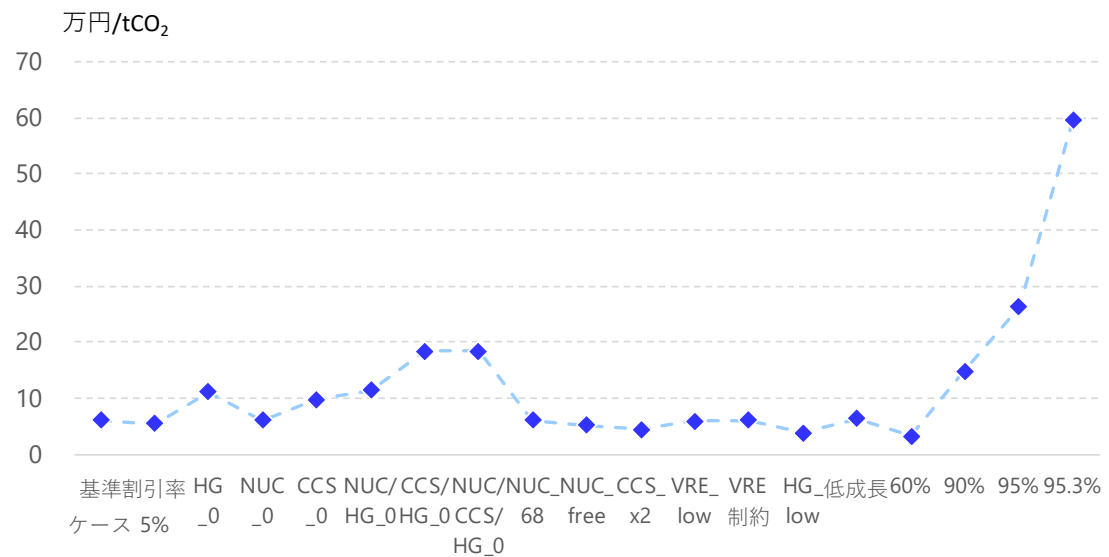
出所：日本エネルギー経済研究所

図 71 発電部門総費用（2050年）



出所：日本エネルギー経済研究所

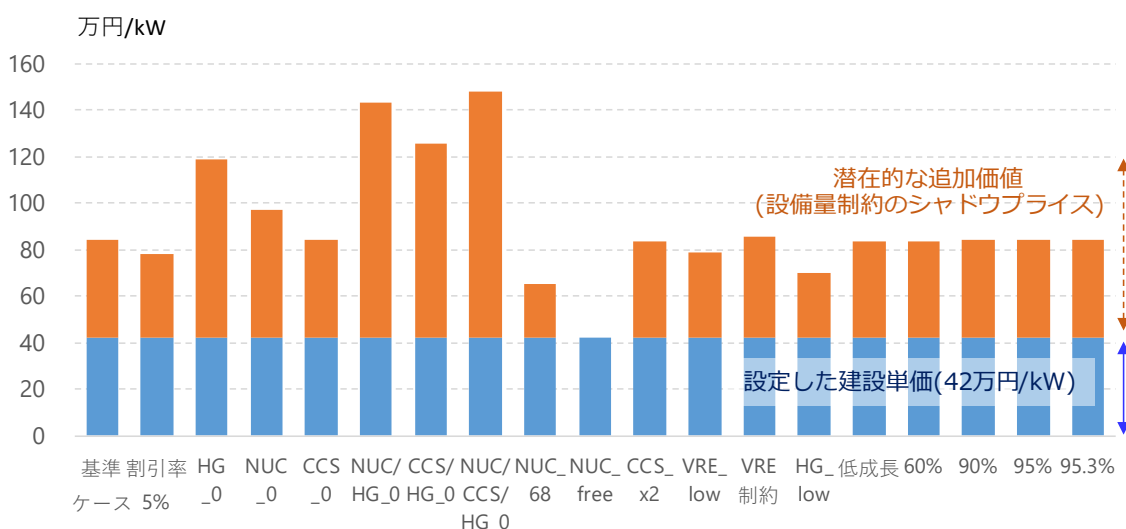
図 72 2050年のCO2 限界削減費用



出所：日本エネルギー経済研究所

大規模低炭素化の実現において、発電単価の安い原子力発電の稼働が抑制されていることは、CO2削減対策費用を増大させている可能性がある。図73は原子力発電設備量制約に関するシャドウプライスを表しており、この制約が課されていない「NUC_free」ケースを除き、全てのケースで原子力設備量の増加がCO2削減費用の低減に寄与することが示されている。その効果は削減オプションに乏しく対策が困難な（高価な）ケースほど大きい。もっとも、本分析では発電コスト検証ワーキンググループの想定に基づくコストデータのみを考慮してエネルギー技術選択を行っており、原子力稼働増に関する経済性以外の要素については十分には考慮していない点には留意を要する。

図73 原子力発電のシャドウプライス（2050年）



出所：日本エネルギー経済研究所

(6) 多年の気象データを用いた検討

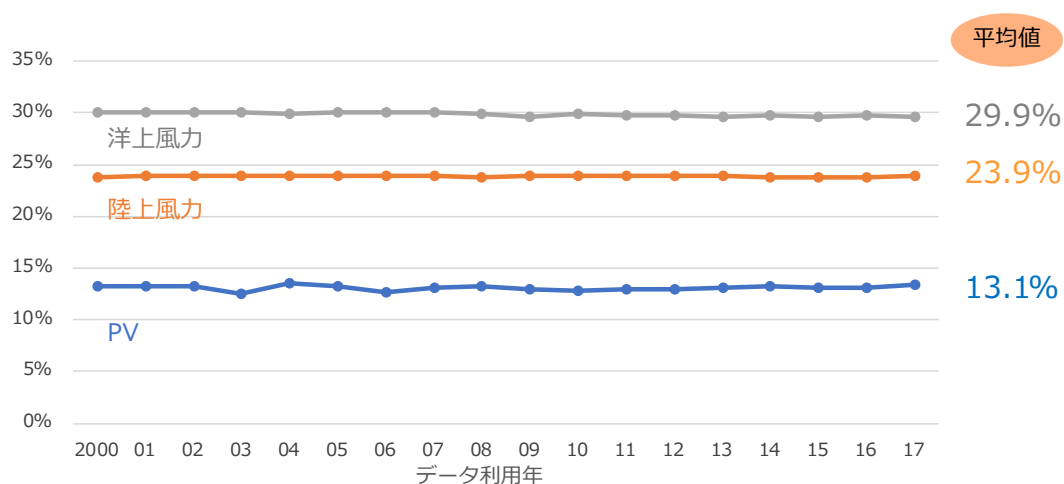
VRE 発電の出力不確実性は電力システムの安定運用における重要な課題となる。特に VRE 発電の導入量が非常に大きくなった場合、想定外の無風期間の継続が、電力需給運用を困難にするケースが想起される。そこで、モデルを利用した CO2 大規模削減シナリオ検討においても、複数の気象条件を基に複数の VRE 出力変動パターンを設定し、そのパターンと蓄電池必要量の関係等を明らかにすることが重要である。そこで、前項で CO2 80%削減が最も困難である（対策コストが高い）と評価された「NUC/CCS/HG_0」ケースについて、VRE 発電出力パターンの違いが技術選択や削減費用に与える影響を分析した。

分析においては、2000年から2017年までの18年分の気象条件を利用し、この18パターン

の VRE 発電出力データをモデルに与えて技術選択をさせることで、蓄電池の必要量や対策費用にどの程度差が生じるかを検討した。

VRE 発電出力は、AMeDAS データを利用して 1 時間刻み（8760 時間/年）の出力パターンを作成した。2000 年から 2017 年までの 18 年分のデータから推計された年平均での設備利用率は、日本平均で見ると、データ利用年によらず概ね同一である（図 74）。年平均設備利用率の標準偏差は PV が 0.24%、陸上風力が 0.06%、洋上風力が 0.15%と、PV のばらつきがやや大きい。

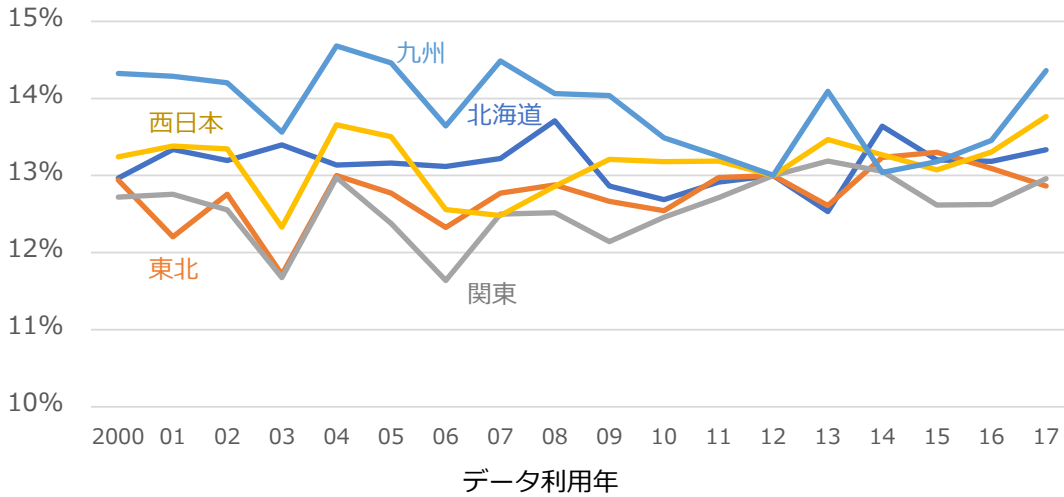
図 74 VRE 発電の年平均設備利用率



出所：日本エネルギー経済研究所

但し、図 85 に PV を例として示すように、地域別に見れば、設備利用率のばらつきはより大きく、例えば関東地域では、2003 年や 2006 年の気象データを利用した場合、年平均設備利用率は平均値よりも 1 ポイント弱低くなる。

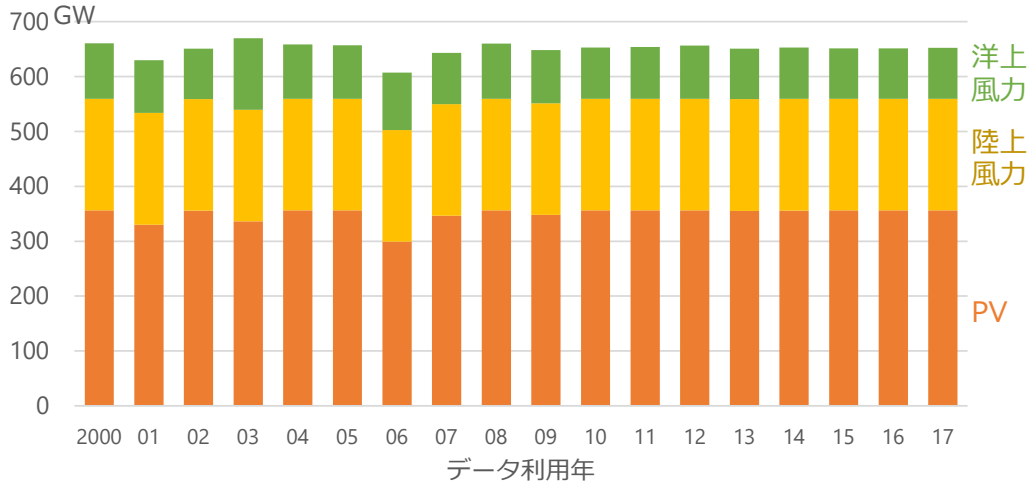
図 75 PV の地域別年平均設備利用率



出所：日本エネルギー経済研究所

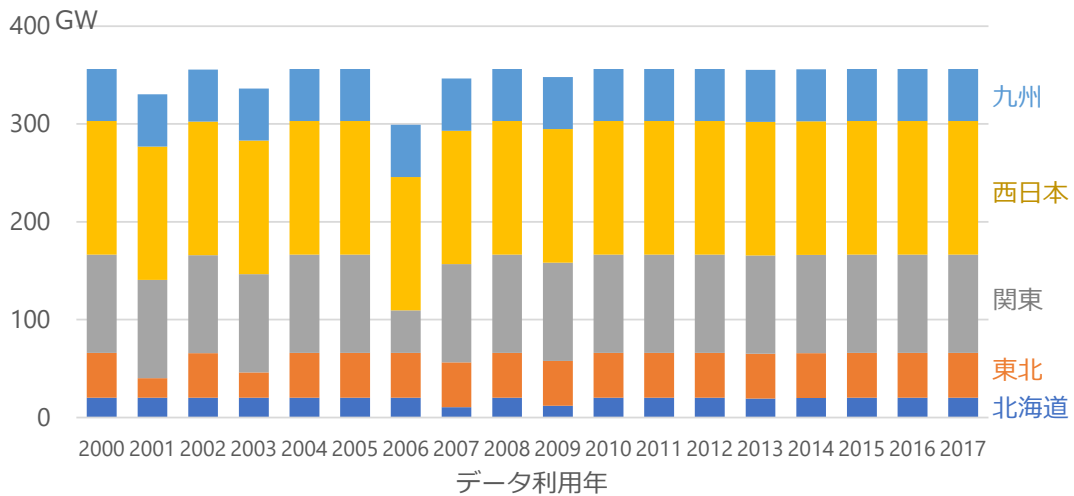
以降に分析結果を示す。図 76 と図 77 は、それぞれ VRE 発電の 2050 年の設備量と、地域別の PV 導入量を示したものであり、利用する VRE 出力パターンによって、年平均での設備利用率が概ね同一であったとしても、VRE 発電導入量には僅かに差が生じることが分かる。特に PV の導入量に差が見られ、2006 年データを利用した場合には、関東地域における PV 導入量が小さくなる。これは、図 75 で示したように、同地域における PV の設備利用率が他の年に比べて僅かに低いために、PV 導入増が経済性を持たないためと考えられる。また、2003 年データ利用時には、洋上風力の設備量が他年に比べて大きくなる。これは、同年データにおける PV 設備利用率が僅かに低いため、PV 由来のゼロ・エミッション電力の供給量が少なく、それを補う必要が生じるためである。このように、VRE 発電大量導入時には、例え僅かな設備利用率の差であっても、年間発電量の差が大きくなり、その他の発電技術の導入量に影響が及ぶ可能性がある。

図 76 2050 年の VRE 発電設備導入量



出所：日本エネルギー経済研究所

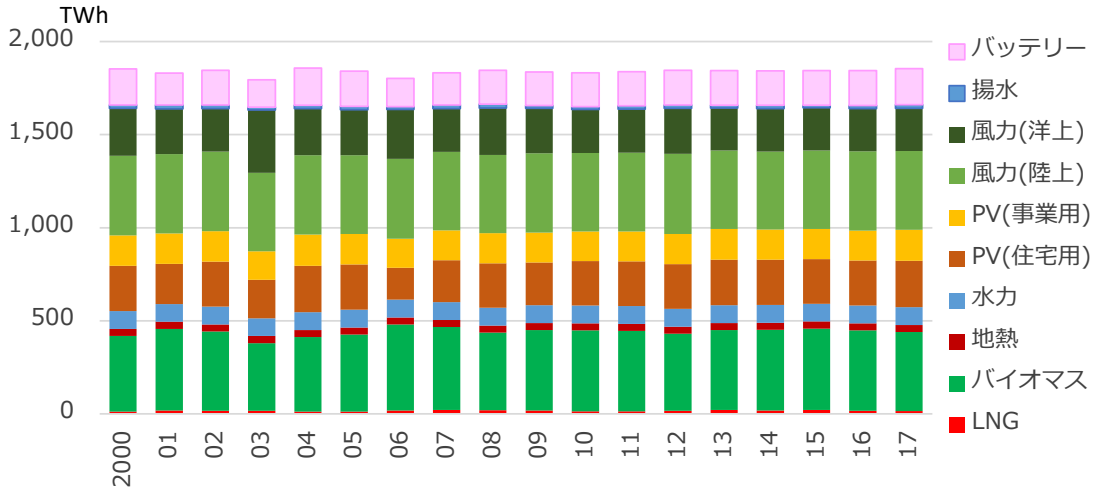
図 77 2050 年の地域別 PV 設備量



出所：日本エネルギー経済研究所

2050 年の発電量構成を見ると、総発電量は多少の違いこそあれど、いずれのデータ利用年であっても概ね同一であり（図 78）、最終需要の電化進展や発電構成のゼロ（ネガティブ）エミッション化の必要性の程度は、VRE 出力パターンにより殆ど影響を受けないと言える。

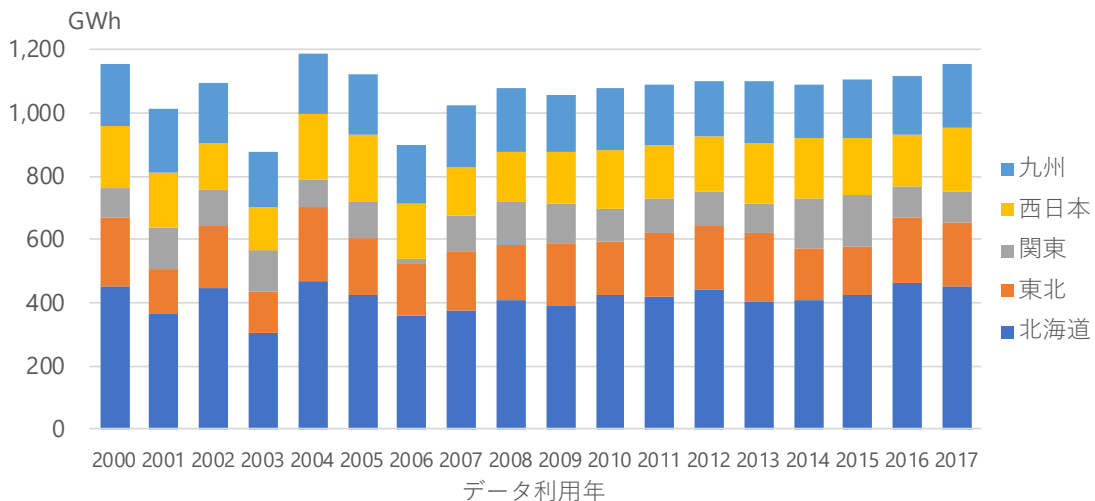
図 78 2050 年の発電量構成



出所：日本エネルギー経済研究所

その一方で、蓄電池の導入量は VRE 出力パターンの違いにより大きく影響される。2050 年の GWh 容量は最大で 300GWh 程度の差となる（図 79）。この差は設備投資額にして約 3 兆円に相当する。蓄電池は、風力発電の導入量が大きく、関東地域に低炭素電力を大量に送電する北海道および東北地域における導入量が多い。

図 79 2050 年の蓄電池導入量（GWh 容量）

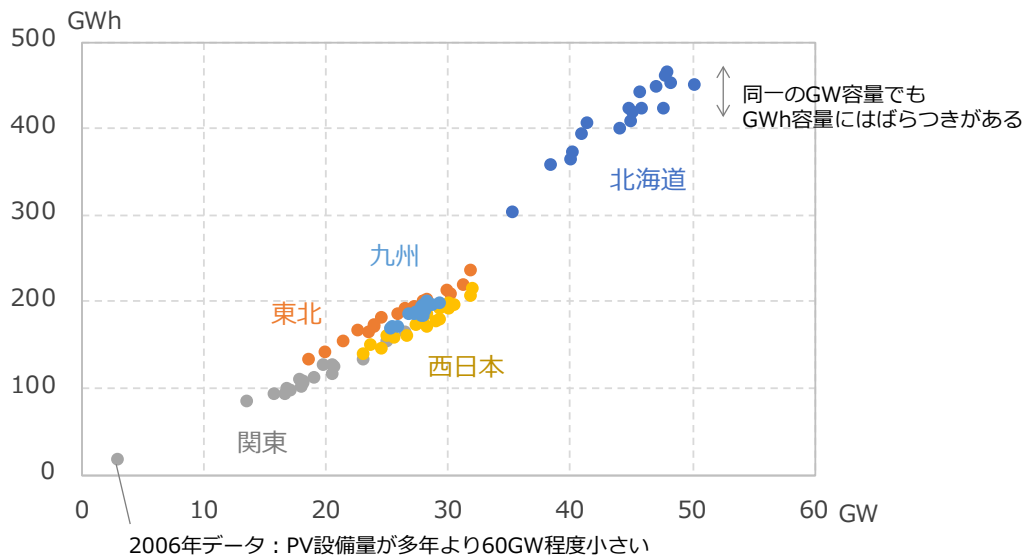


出所：日本エネルギー経済研究所

各地域・各データ利用年における蓄電池 GW 容量と GWh 容量の関係を見ると（図 90）、北

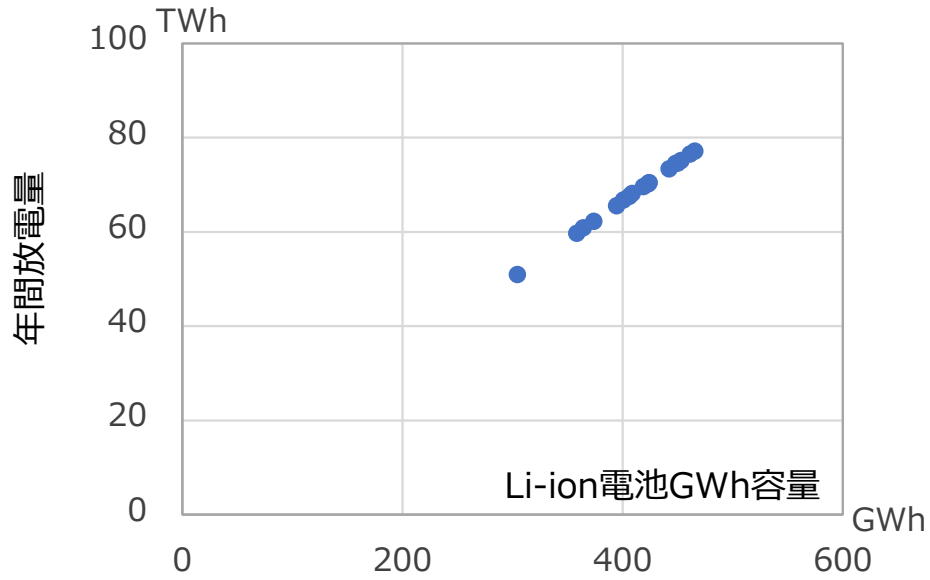
海道を除く地域においては、この 2 要素は非常に強い線形関係にある。また、図中の 2006 年関東データからは、GW 容量が VRE 発電設備量に依存することが示唆される。一方、北海道については、同一の GW 容量であっても、GWh にはばらつきが生じる。同地域で導入される VRE 発電の多くは風力発電であり、その出力パターンのデータ利用年による違い、より具体的には「無風期間」の長さが、GWh 容量差の原因となる可能性がある。また、蓄電池の GWh 容量はその年間放電量と非常に強い正の相関があり（図 81）、さらに年間放電量は東北地域への送電量とも正の相関がある（図 82）。このことから、ある地域における蓄電池の導入量は、域内の電力需給による影響を受ける他、連系している他地域における電力需給によっても影響される可能性があると言える。

図 80 蓄電池 GW 容量と GWh 容量の分布（2050 年）



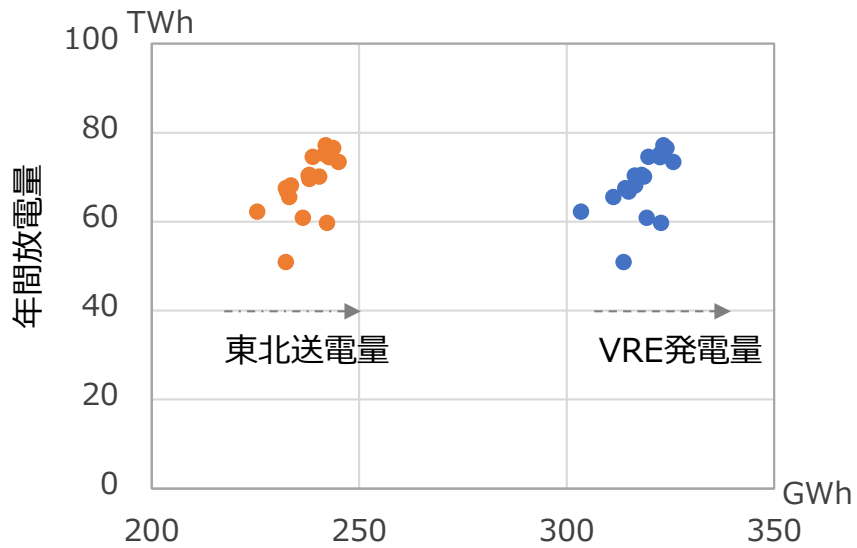
出所：日本エネルギー経済研究所

図 81 北海道における蓄電池放電量と GWh 容量の関係（2050 年）



出所：日本エネルギー経済研究所

図 82 北海道における蓄電池放電量と東北送電量・VRE 発電量の関係（2050 年）

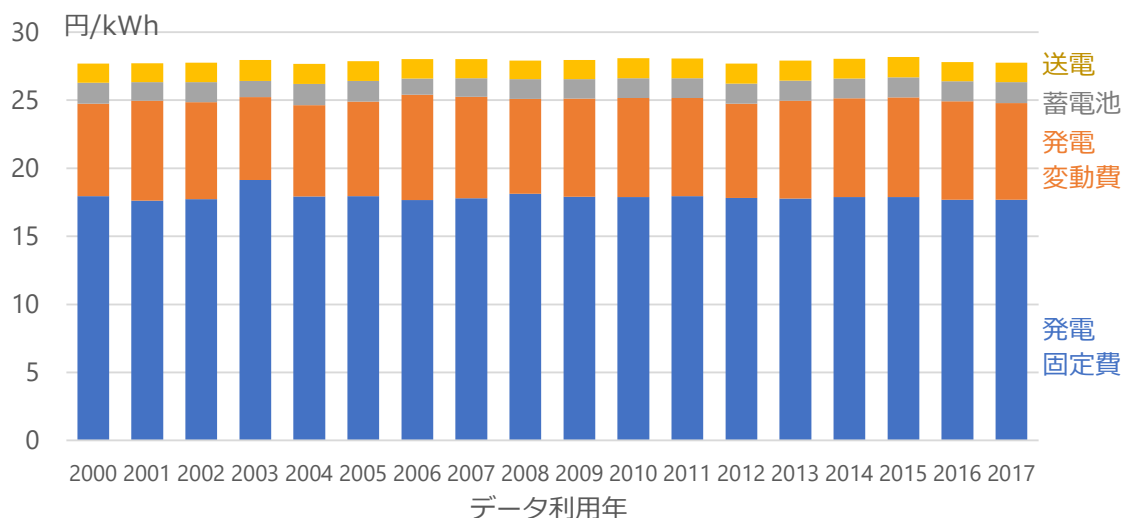


出所：日本エネルギー経済研究所

これまでに見たように、蓄電池導入量は VRE 発電出力パターンにより影響を受け、最大で

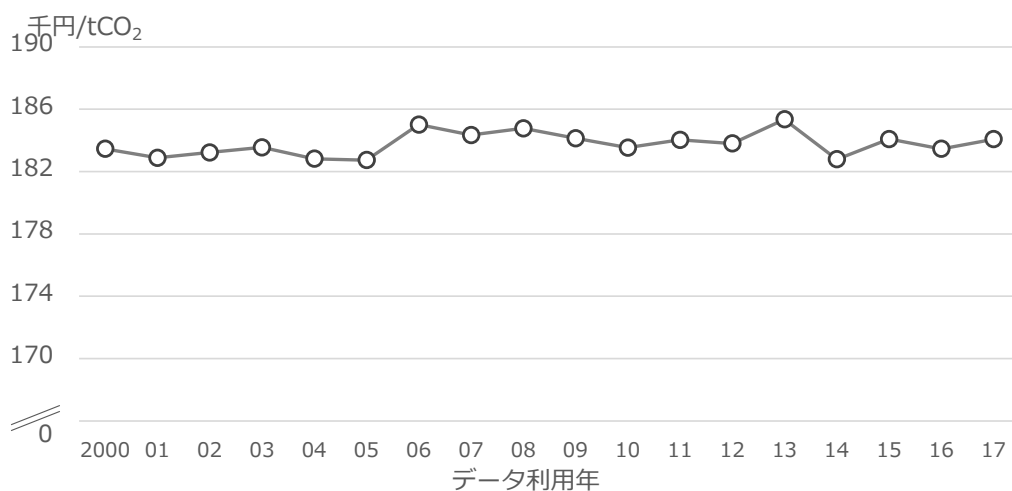
300GWh 程度、導入量に差が生じる。しかし、その差は発電原価に換算すると小さく、せいぜい 0.4 円/kWh 程度である（図 83）。発電原価は 27.7~28.2 円/kWh と比較的狭いレンジにとどまる。同様に、図 84 に示す CO2 限界削減費用もデータ利用年による違いは小さく、18.3~18.5 万円/tCO2 となる。

図 83 発電原価（2050 年）



出所：日本エネルギー経済研究所

図 84 CO2 限界削減費用（2050 年）



出所：日本エネルギー経済研究所

8. 最適電源構成モデルを用いた評価

(1) 最適電源構成モデルの概要

8. では2050年の日本の電力部門を想定した最適電源構成モデル(Komiyama and Fujii, 2017; Matsuo et al., 2020)を用いた分析を行い、7. で示したエネルギー技術選択モデルによる評価結果と比較する。このモデルは日本全国の電力系統を表現し、需給バランスや発電所の負荷追従性能等、電力システムに係る各種制約条件を踏まえた上で、総費用が最小となる電源構成と年間運用パターンを求める数理計画モデルである。火力、原子力等の発電設備、送電線、蓄電設備等を設定しており、この設定の下で与えられた需要を最も経済合理的な形で満たす各発電・送電設備容量と、その運用（各時点の発電量、送電量）を解として得る。モデルの時間解像度は10分刻みもしくは1時間刻みであり、地理的解像度は1区分～数百区分である。但し本試算ではエネルギー技術選択モデルとの比較を行うため、1時間刻み・5地域のモデルを利用し、更に下に示す通り1地域（日本全体のみ）～9地域（沖縄を除く旧一般電気事業者の供給エリアに従って分割）のモデルを用いて比較を行った。

エネルギー技術選択モデルと同様、電力需要については旧一般電気事業者のウェブサイトから得られる電力需要曲線データを用い、またVREの発電出力についてはAMeDASのデータを用いている。今回の試算では前節の評価結果と整合するよう、2003年のデータを用いた。エネルギー技術選択モデルと最適電源構成モデルの特性を比較すると、以下の通りとなる。

① エネルギー技術選択モデル

- ・日本のエネルギーシステム全体を対象としている。
- ・2050年単年を対象とするものではなく、そこに至るまでの時系列の変化を5年刻みでモデル化している。

② 最適電源構成モデル

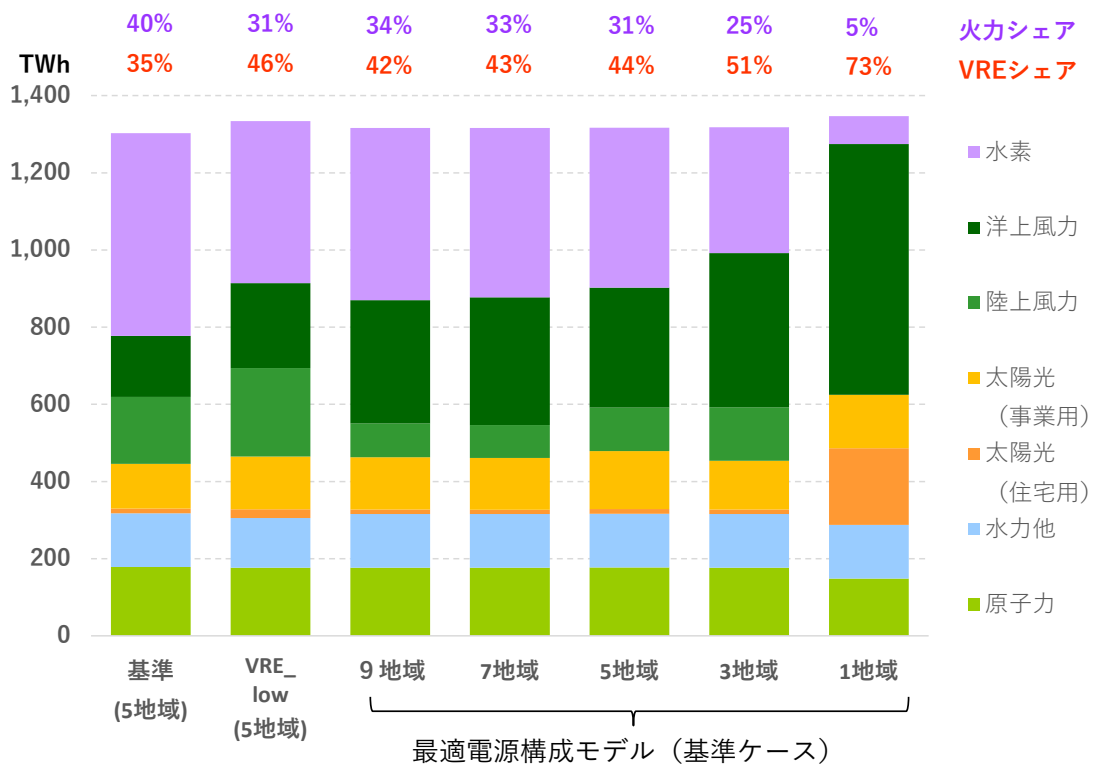
- ・日本の電力部門のみを対象としている。
- ・2050年単年を対象としている。換言すれば、2050年に想定した状態が仮にそのまま永続するとした場合の、静的な均衡状態を模擬している。

(2) 地域分割数の影響

ここではまず、地域区分を1区分（全国計）、3区分（北海道・東北・それ以外）、5区分（北海道・東北・東日本・西日本・九州）、7区分（北海道・東北・東日本・中部・関西・中国および四国・九州）、9区分（北海道・東北・東京・北陸・中部・関西・中国・四国・九州）に分割して最適解を計算した。結果は図85の通りである。

ここに示されるように、1 区分の計算では最適解における VRE 比率は非常に高く、73%に上る。これに対し、北海道と東北を区分して 3 地域とすることにより、VRE 比率は 51%まで低下する。更に九州および東日本・西日本を分割して 5 地域とすることで、VRE 比率は 44%まで低下する。このように、地域区分を詳細化して地域による VRE 出力や電力需要の変化の差異、更には地域間連系線の必要性などを明示的にモデル化することにより、VRE に対する火力発電の重要性がより大きく認識される。但し 5 区分での VRE シェア 44%に対し 9 区分では 42%であり、5 区分と 9 区分の差は有意であるものの、1 区分と 3 区分、5 区分の差に比べれば大きくない。このことから、計算上の負荷を考えると、5 区分によって評価を行うことは概ね適切であると考えられる。

図 85 地域分割数の影響



出所：日本エネルギー経済研究所

図 85 には併せてエネルギー技術選択モデルの結果も示す。注意すべき点として、同じ 5 区分のモデル化であっても、最適電源構成モデルの結果はエネルギー技術選択モデルの 2050 年の結果とは異なる最適解を示す。即ち、前者の方が VRE シェアが高く、また VRE の中でも洋上風力発電の比率が高い。これは主に、エネルギー技術選択モデルでは 2050 年の状況のみでなく、そこに至るまでのエネルギー需給をも考慮している、という理由による。即ち、今回の想定では 2050 年には洋上

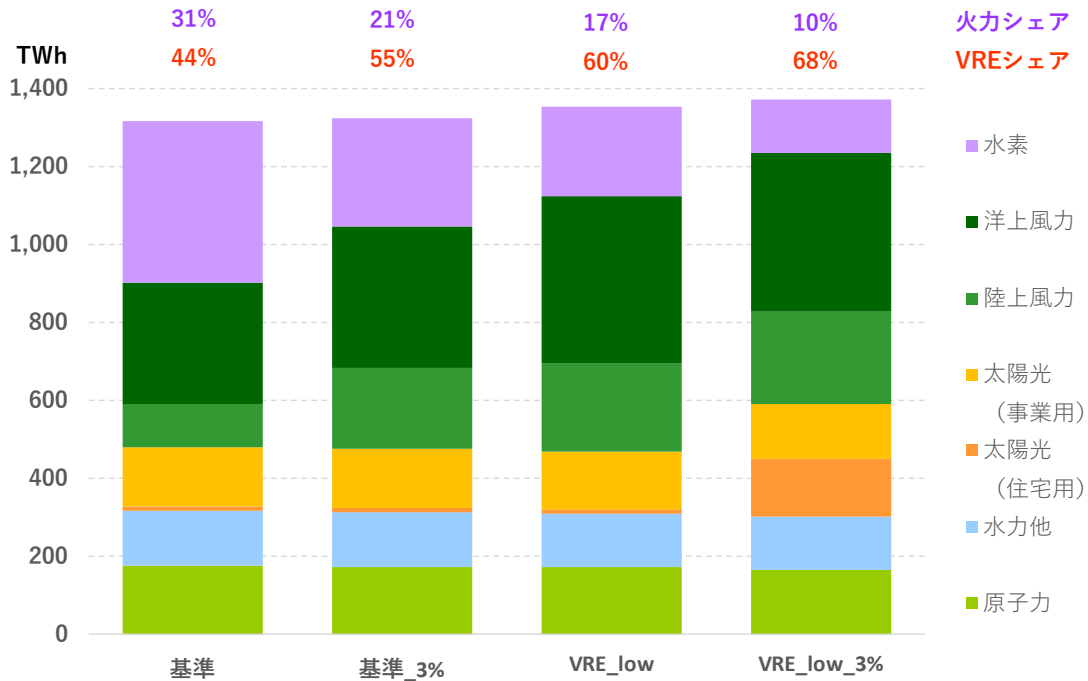
風力発電の LCOE が比較的安価になると想定している一方で、その前の段階では他電源よりも高価な水準にとどまっております。エネルギー技術選択モデルの 2050 年の結果ではその比較的高い状態における投資行動をも反映することで、洋上風力発電シェアが比較的小さくなっていると考えられる。これは一方では、仮に 2050 年時点の想定をもとに推計した場合に VRE 比率の非常に高い状態が経済合理的であったとしても、そこに至るまでの道筋を考慮した場合、より現実的な VRE 導入比率はより小さくなるということ、他方では、仮に現実的には 2050 年までに極めて大量の VRE 導入が難しかったとしても、それ以降のより長期の見通しを考えるならば、更に高い VRE 導入が可能であるかも知れない、ということを示している。

(3) 割引率の影響

日本の電力部門の経済性を評価する場合、実質割引率 3%の LCOE に基づいて議論が行われることが比較的多い(発電コスト検証ワーキンググループ, 2015)。これを踏まえ、ここでは割引率 10%の評価とともに、割引率 3%での評価を行った(図 86)。

ここに示す通り、割引率 10%での最適 VRE 比率(基準ケースで 44%、VRE 低価格ケースで 60%)に対し、割引率 3%では基準ケースで 55%、VRE 低価格ケースで 68%と顕著に高くなる。このことから、割引率の想定がエネルギーミックス、特に再生可能エネルギーのような初期投資比率の高い電源の導入可能性に与える影響は非常に大きいことがわかる。

図 86 割引率の影響

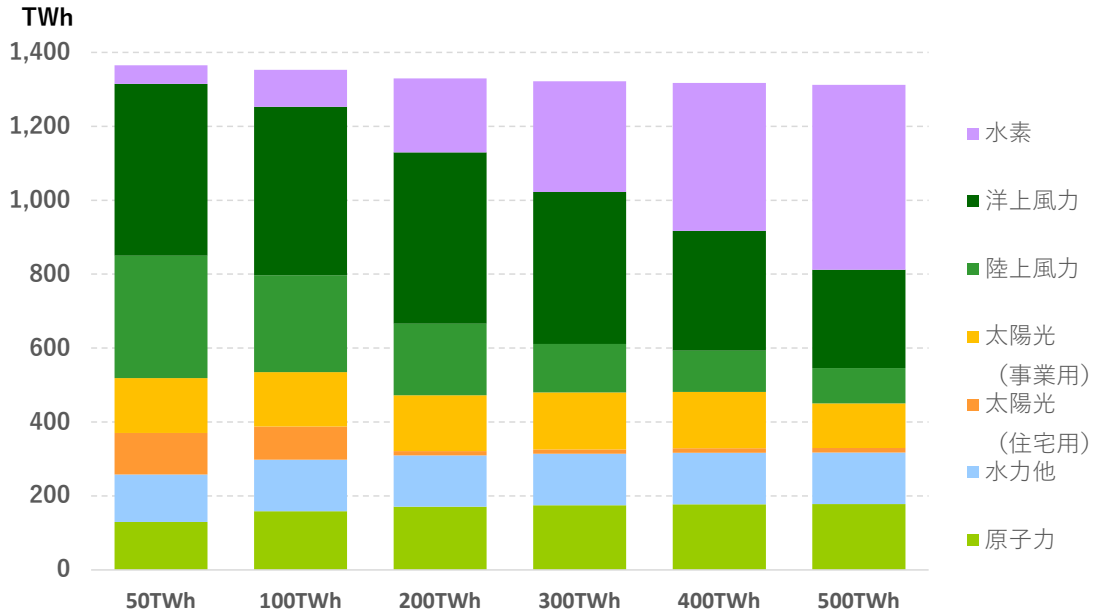


出所：日本エネルギー経済研究所

(4) 限界 System LCOE の評価

ここでは限界 System LCOE、より正確には相対限界 System LCOE と呼ばれる指標を考える。これはある電源 i を、1 単位の基準電源 0 と代替した際の総システムコストの変化として定義される。但しここで注意すべきことは、電源ミックスに応じて発電量が変化するという点である。即ち、VRE が大量に導入された場合、出力抑制や充放電ロス等の増加に伴い、総発電量が上昇する。ここではある電源（本報告書で示す計算例では水素火力発電）を基準電源として選択し、この基準電源の発電量に換算するよう、各電源の発電量を補正する。例えば、あるエネルギーミックスにおいて、基準となる火力発電量を 1 単位減少させ、それをある VRE 発電 i で代替した場合、VRE 発電の増加量は $1/R_i$ であったとする。VRE 発電は基準発電に比べて出力抑制等のロスが多いとすれば、 $0 < R_i < 1$ である。ここで電源 i の限界 System LCOE は、総費用の微小変化量を電源 i の微小発電量で除した値ではなく、基準電源の微小変化量で除した値の極限として定義される。これは電源 i の発電量に関して偏微分した値とは R_i 倍だけ異なることに注意が必要である。

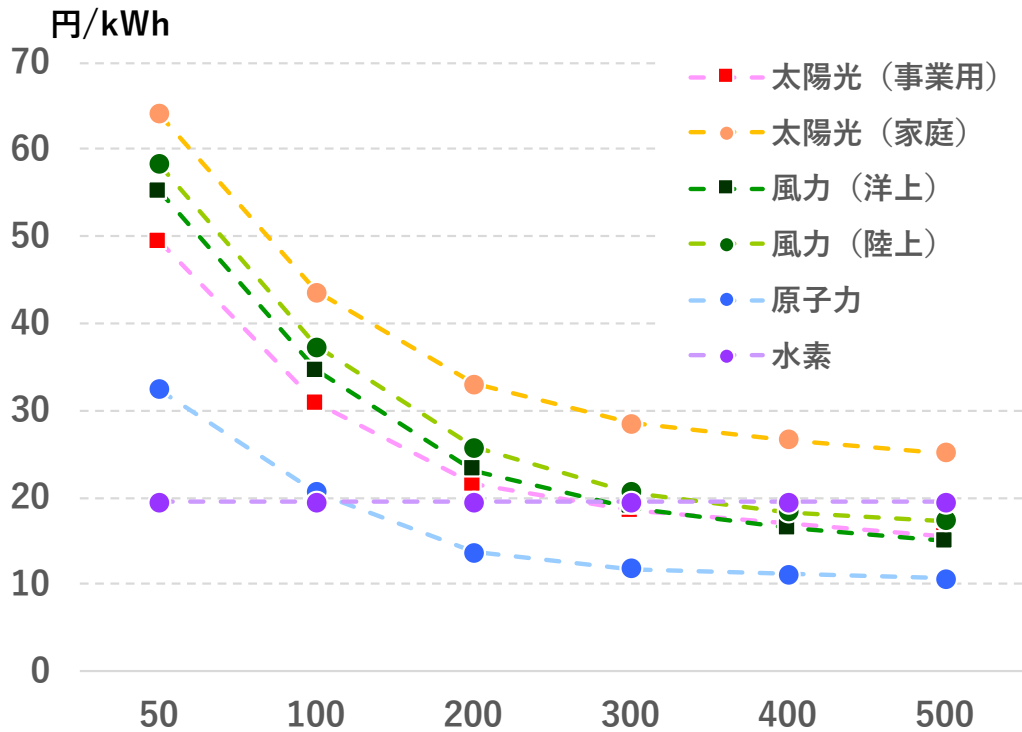
図 87 限界 System LCOE の試算ケース



出所：日本エネルギー経済研究所

ここでは図 87 に示す通り、まず水素火力発電量を全国で 50TWh～500TWh の間で固定した 6 つのエネルギーミックスを推計し、そのそれぞれについて、上記の通り、水素火力発電の電力量 1 単位分との代替に伴う各電源の限界コストを推計した。但し、例えば同じ住宅用太陽光発電についても導入制約の相違等により、一般的には地域によって異なる限界費用の値を示す。以下に示す結果では、同種の電源については 5 地域の値を発電量で加重平均して値を求めている。

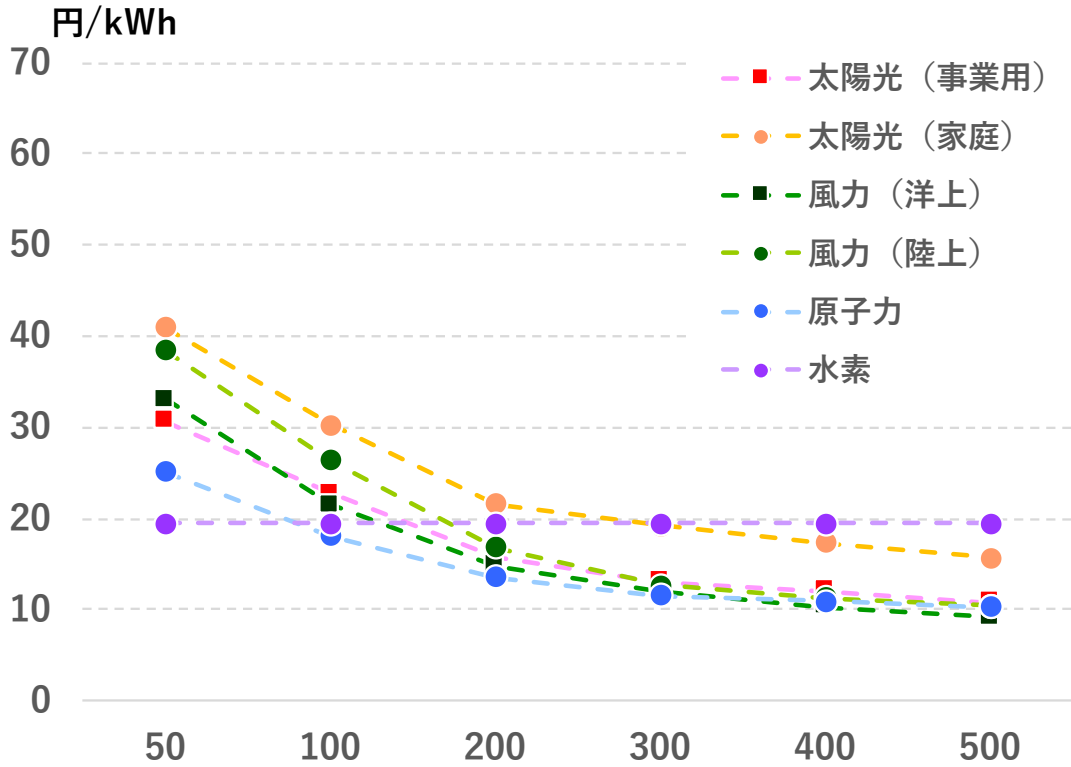
図 88 限界 System LCOE（基準ケース）



出所：日本エネルギー経済研究所

図 88 に基準ケースにおける限界 System LCOE の変化を示す。ここでは水素火力発電を基準電源として選択しているため、その限界 System LCOE の値は定義上、常に一定である。これに対して、火力 500TWh ケースでは LCOE 自体が比較的高く設定されている住宅用太陽光発電を除き、全ての電源の限界 System LCOE が水素火力発電を下回っている。これに対し、火力発電量が減少するにつれて各電源の限界 System LCOE は急速に上昇する。特に VRE の上昇が著しく、火力 50TWh ケースでは 50～60 円/kWh 程度にも及ぶ。これに比べると緩やかではあるものの、原子力発電の限界 System LCOE も上昇し、火力 50TWh ケースでは 30 円/kWh を超える水準となる。

図 89 限界 System LCOE (VRE 低価格ケース)



出所：日本エネルギー経済研究所

図 89 には VRE 低価格ケースにおける限界 System LCOE を示す。より低い LCOE の想定を反映して VRE の限界 System LCOE は基準ケースよりも低くなっており、またそれらが火力の値を上回る点（火力発電量）もより小さくなっている。それでも火力 50TWh ケースでの VRE の限界 System LCOE は 30 円/kWh を超える高水準となる。原子力発電の LCOE の想定は両ケースで同じであるが、限界 System LCOE の値は当該電源のみでなくシステム全体の経済性を反映するため、火力発電量 50TWh で基準ケースよりも安めの 25 円/kWh 程度となっている。

9. モデル分析の政策的インプリケーション

(1) CO2 限界削減費用と多様な削減技術オプションの存在の重要性

エネルギー起源 CO2 を 80%削減するためには、基準ケースで 2040 年に 3 万円/tCO2 超の、2050 年に約 6 万円/tCO2 の限界削減費用が必要となる。この値は、日本を対象とした既往のモデル比較研究事例の結果と概ね整合的である(Sugiyama et al., 2018)。一方で、この価格水準は IEA WEO の SDS における炭素価格水準（図 90）よりも高い。これは、日本では産業部門における CO2 排出削減が比較的難しく、海外に産業を流出させる等の結果を招かずに産業部門を含む削減を実現することは難しい、ということを示している。

更に、19 の検討ケースにおける分析により、2050 年の CO2 削減費用は、輸入水素や CCS による CO2 貯留といった CO2 の大規模削減オプションが利用できない場合に高騰し、約 20 万円/tCO2 となることが示された（図 72）。

約 6 万円/tCO2 という炭素価格は、国際衡平性の観点等から決して容易に導入され得るものではないが、約 20 万円/tCO2 は更に高い。この削減費用が最も高価となるケースでは、同時に発電単価も約 28 円/kWh まで上昇することも示された。

図 90 IEA WEO 2019 における炭素価格の想定

Region	Sector	2030	2040
Current Policies			
Canada	Power, industry, aviation, others*	36	39
Chile	Power	5	5
China	Power, industry, aviation	20	31
European Union	Power, industry, aviation	27	38
Korea	Power, industry	28	39
Stated Policies			
Canada	Power, industry, aviation, others*	36	39
Chile	Power	12	20
China	Power, industry, aviation	23	36
European Union	Power, industry, aviation	33	43
Korea	Power, industry	33	44
South Africa	Power, industry	15	24
Sustainable Development			
Advanced economies	Power, industry, aviation**	100	140
Selected developing economies	Power, industry, aviation**	75	125

* In Canada's benchmark/backstop policies, a carbon price is applied to fuel consumed in additional sectors.

** Coverage of aviation is limited to the same regions as in the Stated Policies Scenario.

出所：IEA World Energy Outlook 2019

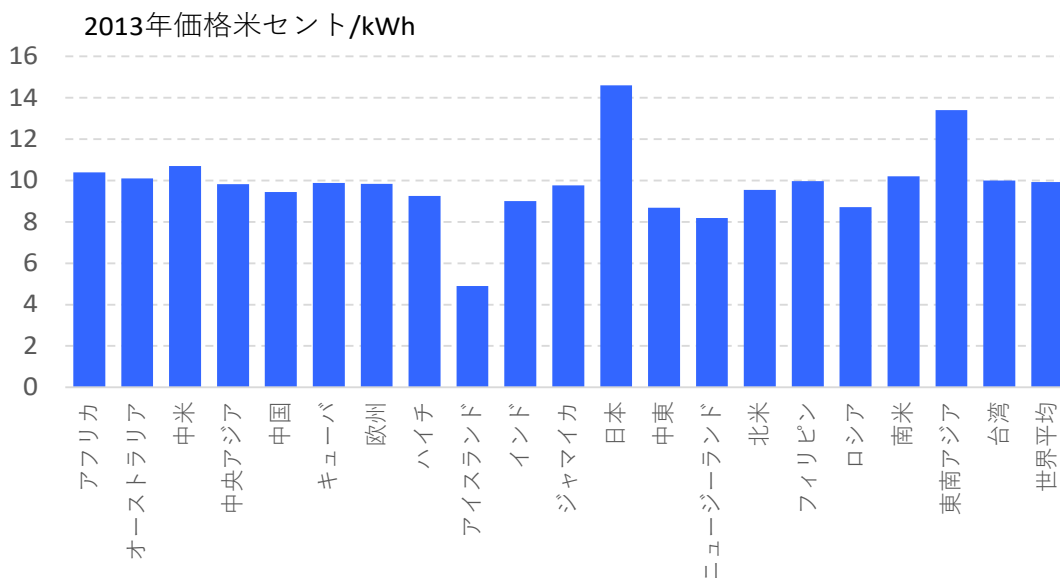
ここからわかることは、日本において CO2 排出量を大幅に削減するためには、多くの選択肢を視野に入れる必要がある、ということである。即ち、輸入水素、CCS、原子力といったオプションを狭めるごとに、エネルギーシステム全体のコストは上昇することとなる。

このことは、限界 System LCOE の分析からも明らかに見ることができる。即ち、従来の LCOE と異なり、各電源の限界費用（限界 System LCOE）の値はエネルギーミックスに応じて大きく変化する。一般的には導入量が少ない場合にはその限界費用は安価であり、均衡点においては全ての電源の限界費用が一致する。そして、その均衡点を超えて導入を進めようとした場合には、図 98 に示す通り、限界費用は急速に上昇する。この理由により、エネルギー利用の脱炭素化を目指す将来においても、脱炭素エネルギー間のベストミックスを目指すことが、政策上重要になると考えられる。

（2）モデルによる結果の差異と国際比較

図 70 に示す通り、CO280%削減を達成する場合、標準的な価格想定では、原子力発電を大量に新設可能な場合を除いて電力単価は割引率 3%ベースで 15 円/kWh 近くまで上昇する。また、上記の通り低炭素技術オプションを限定するにつれ、単価は 20 円/kWh 相当まで上昇し得る。但し、ゼロ・エミッション達成時の電力単価については国内外で多くの評価がなされ、異なる結果が提示されていることには注意が必要である。

図 91 再生可能エネルギー100%達成時の電力単価試算例（Jacobson et al., 2018）



出所：日本エネルギー経済研究所

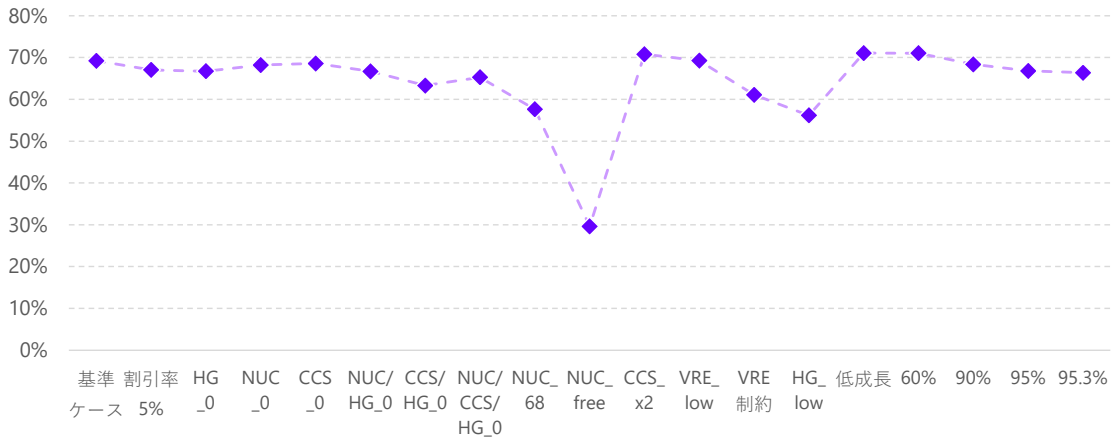
図 91 には Jacobson et al. (2018)における再生可能エネルギー（太陽光・熱、風力および水力）100%達成時の 2050 年の電力単価評価結果（論文中のケース B、中位ケース）を示す。ここでは日本の電力単価は 14.6 セント/kWh となっており、本研究に示す再生可能エネルギー 100%達成時の電力単価（20.1 円/kWh）よりも低くなっている。このような試算間の差の要因は VRE の発電コスト（LCOE）や導入可能量の想定、またエネルギー貯蔵システムの想定等における差が影響していると思われる。これらの異なる試算の間での差異の原因を特定し、より堅牢な評価を目指すことは、現在、この分野における最も重要な検討課題の一つであると言える。上述の通り日本の温室効果ガス 80%削減については異なるモデルの結果を相互比較する試みも既になされているが(Sugiyama et al., 2018)、これらのモデルでは今回用いたような 1 時間刻みの電源構成はごく部分的にしか反映されておらず、これも含めた詳細なモデル分析を複数のモデルで行い、その結果を比較することは依然として今後の課題である。

但し一つ注目すべき点は、図 91 に示される評価において、日本の 14.6 セント/kWh という値は世界で最も高く、世界平均の 1.5 倍近くにもなる、ということである。このように、再生可能エネルギー大量導入のコストは国によって大きく異なる。この例においては、日本では陸上風力の導入可能量が小さく、再生可能エネルギー100%達成のためには太陽光発電にエネルギー供給の 8 割以上を頼らなくてはならず、かつ、日本の太陽光発電のコストは諸外国と比べて高いため、このような結果になっていると考えられる。一方で安価な水力発電を大量に利用可能なアイスランドでは電力単価は低い水準にある。将来のエネルギーミックスを考えるに当たっては、このような地域の差を十分に考慮することが重要になると考えられる。

（3）2050 年までの設備投資額

図 67 に示す通り、2050 年までに発電部門で必要となる設備投資額はケースによって大きく異なり、基準ケースでは 96 兆円に上る。そのうち 69%は VRE であるが、この比率はケースによって大きくは異ならず、原子力無制限（NUC_free）ケースを除き概ね 60～70%程度である。即ち、2050 年までに電力部門の低炭素化を目指す場合、どのような状況でも、その投資額の過半は VRE へのものとなることが予想される（図 92）。

図 92 電力部門の投資額（2050 年まで）に占める VRE のシェア



出所：日本エネルギー経済研究所

一方で投資規模はエネルギーミックスに依存し、上述の通り、選択可能なオプションが減少するとコストが上昇し、それに応じて投資額も拡大する。ここでは、VRE に比べると小さいものの、基準ケースにおいては水素 17 兆円、LNG 8 兆円という大規模な投資が求められることも忘れてはならず、これらの投資が抑制された場合には総費用が大幅に拡大する。また、本試算では原子力については既設炉の利用を想定しているため、新規建設に係る投資額はゼロとなっている。しかし一方で、2050 年を更に超えた将来において原子力の利用を継続する場合には、やはり大規模な投資が必要となる。

このように、2050 年までの投資の過半は VRE に向けられると考えられるものの、その他の投資も決して無視できるものではなく、それらに適切な投資が行われない場合には、エネルギーシステムの経済効率性を大きく阻害することになると考えらえる。

なお、VRE が極めて大量に導入される場合には、地域間連系線に係る投資も巨額なものとなり、再生可能 100% ケース（NUC/CCS/HG_0）では 19 兆円に及ぶ。但し基準ケースでは 1 兆円程度であり、巨額ではあるものの、発電設備への投資に比べれば規模は小さい。但し、ここでの推計には地域内連系線および配電網への投資が含まれておらず、実際にはこれらの寄与も無視できないと考えられることには注意が必要である。

バッテリーへの投資も送電線と同様にケースによって大きく異なっており、再生可能 100% ケースの 12 兆円に対し、基準ケースは火力発電を利用可能であるために、電力貯蔵システムの所要量は従来の揚水発電等で賄うことができるため、バッテリーへの投資はほぼ無視できるものとなる。

10. 将来の脱炭素技術導入促進に向けた政策課題

2050年までに日本のエネルギーシステムを大幅に低炭素化するためには、多様な技術オプションを保持することが重要であり、そのための投資を円滑に進めることが必要となる。特に VRE や原子力といった初期投資比率の高い電源の導入量は計算上、割引率の想定に大きく依存しており、これは事業者からみた資金調達の上昇が大規模な導入可能性に結びつくことを意味している。

原子力のような大規模電源の円滑な導入のためには投資に対するリスクを低減させることが円滑な導入のためには不可欠であり、この「リスク」の中には政治的、もしくは社会的な理由により運転が停止するといった状況も含まれる。これと類似のことは、水素や CCS といった技術への大規模投資についても言える。

自由化された電力市場の下では将来の投資回収の不確実性が大きく、大規模投資よりも規模の小さい投資の方が志向されやすく、政策的介入により早期に投資回収できる再エネ投資が相対的に優位性を高める可能性があるが、それがエネルギー政策の目的に照らして最適な解とは限らない。エネルギー政策上必要な大規模投資を推進するためには、例えば技術の予見可能性を高めるために、政府がロードマップを明確にする、といった政策が有用となり得ると考えられる。また、これらの技術はいずれも技術開発によりその有用性を高めることができるため、政府の R&D 支出や民間企業の R&D 投資に対する税制優遇等、技術開発に向けた支援を積極的に行うことが重要である。

これらの政策的支援は、エネルギーミックスの「均衡点」、即ち全ての電源の限界費用が同一となる点まで達するための支援である。この「均衡点」とは定義上、エネルギー供給の経済効率性が最も高まる点であり、実際の市場や投資行動の不備・非合理性等によって阻害される電源の導入を政策的に支援して均衡点に近づけることにより、国民経済に正の便益を与えることができると考えられる。

他方、日本を含む世界における再生可能エネルギーへの支援は、多くの場合、これとは異なる状況にあった。即ち、（従来はコストの高かった）太陽光・風力発電の導入量を均衡点を超えて促進するために、固定価格買取制度（FIT）等の支援策によって導入を強力に進める政策が多くの国で採用されていた。但しこれらの電源の（LCOE ベースでの）コストが低下し、均衡点における VRE の導入比率が上昇すると考えられる将来、その政策的支援のあり方も大きく異なったものとなることが予想される。

将来においても従来のように、「均衡点を超えた」VRE の導入を促進することが目指されるべきか否かについては様々な議論が有り得る。例えば単純にコスト評価されることのできない、エネルギーセキュリティや CO₂ 削減の外部性といった事象を考慮して、将来においても一定程度はそれを継続す

ることが必要である、という判断に立つならば、多少とも FIT と似た形の支援が必要となるとの議論が成り立つ。

また VRE 特有の「共食い効果」を克服するための政策的支援が必要という議論もある。「共食い効果」とは同一種類の VRE（太陽光もしくは風力）が大量に導入された場合、多数の発電機が同時に発電することにより、発電時の電力価格が極度に低下して収益性が薄れ、それ以上導入が進まなくなる状況をいう。このような現象は電力系統内に蓄電システムを設置する、もしくは系統内および系統間の電力グリッドを強化するといった対策によってある程度緩和可能である。蓄電システムやグリッドへの最適投資額は、理論的には上述の均衡点、即ちそれらを含む電力システム全体の総コストを最小化する状態における導入量として定義することが可能であるが、実際には市場においてその均衡点が常に達成されるとは限らず、従って政策的にそれを見極め、必要な投資が行われるよう誘導することも重要となる。

更に今後 VRE の立地地点が増加してゆく中で、規制の緩和や地元の理解の促進といった対応が、更なる導入のためには必要となるかも知れない。このような必ずしも貨幣価値換算され得ない費用・便益をも考慮しつつ、長期の視野に立って導入を促進するための施策を行うことが、多くの低炭素技術と同様、VRE についても今後益々求められるようになって考えられる。

同時に VRE は日本のエネルギー安全保障、温室効果ガス削減のための手段の一つであり、特定の VRE 促進のための施策を疑問視する議論もある。FIT が日本における再エネ導入拡大に大きな役割を果たしてきたことについては疑う余地はないが、研究会では FIT のマイナスの面についても以下のような指摘がなされた。

- FIT が再エネごとに差別化された購入価格を設定し、しかも太陽光については国際価格を上回る優遇された価格付けをした結果、太陽光バブルを招き、FIT 賦課金の大幅な拡大を生んだ。FIT 導入の検討段階で想定されていた FIT 価格の一本化が維持されていれば、太陽光バブルを生まなかった。
- FIT による太陽光発電の大幅拡大により、多結晶シリコン方式の中国での量産、コスト低減が進んだが、そもそも太陽電池のコスト低減は半導体とフラットディスプレイという二大産業からのスピルオーバー効果が大きく、FIT がなくても太陽光発電のコスト低減は予想された。
- FIT による人工的なバブル創出の結果、太陽電池メーカーは材料確保と設備増設に走り、むしろ技術進歩に悪影響をもたらしており、FIT に投じた膨大なコストを間欠性のある再エネの効率、コスト面での性能向上のための基礎研究に向けたほうが有益である。

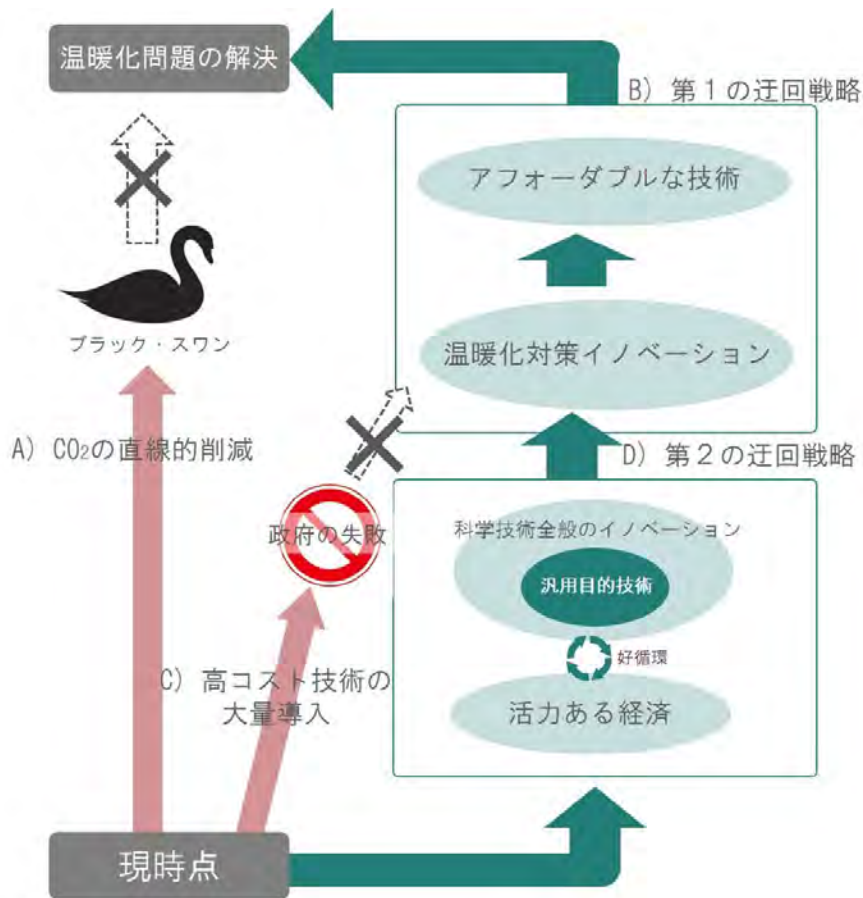
再エネ投資における主観的割引率は技術の成熟度、社会的重要度、消費者や投資者の選好、取引市場、投資環境等の制度的要因に影響を受けるものであり、政策の安定性はエネルギー投資の割引率引き下げに働くが、「合理的な」政府が炭素税、FIT 等の介入を通じて「主観的割引率」をいわば「客観的割引率」に補正するという発想は、逆に多くの失敗を生んできたという研究会における指摘も同様の考え方に基づくものである。

日本が目指すカーボンニュートラルを実現するためには、特定の排出量削減目標や VRE などの特定手段に着目した政策は不適切であるとの議論がある。杉山大志は「地球温暖化問題の探究ーリスクを見極め、イノベーションで解決するー¹³」において、排出量削減そのものを目的とするのではなく、それを可能にする温暖化対策技術のイノベーションを推進すること（第 1 の迂回戦略）であり、そのためには VRE といった特定技術のイノベーションではなく、汎用技術をはじめとする科学技術全般のイノベーションを推進すること（第 2 の迂回戦略）が有効である（図 93）と主張している。その論拠は人工知能の活用による CO2 削減に必要なのは優れた人工知能の実現であるように、温暖化対策技術のイノベーションにとって重要なのは、対象を特定した政府の技術開発政策よりも、むしろ、科学技術全般の進歩であるというものである。そうした中で政府の果たすべき役割として以下が提案されている。

- 汎用技術を核とした科学技術全般のイノベーションを、経済成長との好循環に於いて実現することであり、FIT のような形での政府介入は電力価格を高騰させ、産業活力を損ない、イノベーションを妨げる
- 政府の技術開発補助も特定の温暖化対策技術よりもより広範な技術開発を対象とすべきであり、補助対象も基礎研究から実証段階までに絞るべきであり、普及段階に及んではいけない。また経済に悪影響をもたらさぬ様、適正規模で実施すべきである。
- 急速に進む科学技術全般のイノベーションに対して、その可能性を最大限に活かす様、そして新しい技術の導入を妨げることが無い様、時宜を得た制度改革を行うべきである（例：自動運転車・リモート教育・リモート診療の導入を可能にする規制体系の整備等）
- 未だ高コストの技術を無理に普及させるのではなく、上記の基礎研究、技術開発への投資や規制制度改革を通じてイノベーションの成果を刈り取る形で、安価になった温暖化対策技術の普及を順次図るべきである。

¹³ https://cigs.canon/article/20200406_6333.html

図 93：二重の迂回経路の考え方



第1の迂回戦略

- A) 地球温暖化問題の解決を、現時点から直線的に目指すと、経済や安全保障への甚大な悪影響といった「ブラック・スワン」に遭遇し、失敗する懸念がある。
- B) それに代わる「迂回戦略」として、温暖化対策技術のイノベーションによってアフォーダブルな技術を開発し、それが世界に普及することにより温暖化問題の解決を目指すべきである。

第2の迂回戦略

- C) 温暖化対策技術のイノベーションを進めるにあたって、現時点から再エネの大量導入のように高コストな技術の政策的導入を進めると、費用対効果が著しく悪くなり、結局は政策が継続できず失敗に終わるといった「政府の失敗」が生じる。
- D) これに代えた「迂回戦略」として、汎用目的技術をコアとした科学技術全般のイノベーションを活力ある経済との好循環の下で進め、その成果を刈り取る形で温暖化対策技術のイノベーションを進めることが適切である。

出所：杉山大志「地球温暖化問題の探究 -リスクを見極め、イノベーションで解決する-」

このような議論に対しては、企業の脱炭素化に向けた選択肢に関する技術中立的な指標としてカーボンプライシングが有効であり、徐々にカーボンプライシングのレベルを引き上げることにより、イノベーションへのインセンティブを与えると共に、税収を技術開発予算・補助にあてるべきとの指摘もある。カーボンプライシングがイノベーションにもたらす影響に関し、高いカーボンプライシングを設定することは国際競争の観点から政治的に困難であり、その程度であれば発電部門の燃料転換には有効でもイノベーションを促進することにはならないとの議論があるが、国際競争上のレベル・プレイングフィールドを確保するため、EU等で検討が進んでいる国境調整措置を導入すれば、カーボンプライシングの引き上げも可能であるとの指摘もある。

再生可能エネルギー導入の大きな誘因となっている温暖化防止のために採るべき施策については、様々な論点があり、更なる研究が必要である。

11. まとめと今後の課題

本研究会においては、再生可能エネルギーの費用対効果、産業波及効果、地方への波及効果、コスト低下見通し、統合コストを含めたコスト比較のあり方、2050年80%を前提とした再エネの役割等について様々な観点から議論を行ってきた。

費用便益分析に関しては、再エネの便益の貨幣換算の難しさがある一方、再エネ導入拡大に伴う統合コストも評価されていないこと、再エネ導入によって代替される化石燃料コストが国際市況によって大きく変動すること、既に供給に見合う設備がある中で再エネを導入することにより、過去の発電投資の利用が低下すること等を考慮すれば再エネ導入の便益が費用を上回るとア priori に結論付けることはできないものと考えられる。

産業連関分析は再エネ導入の直後の短期的な分野別波及効果を評価するのに適している一方、中長期的なエネルギーミックスにおける再エネの適正導入量を判断するツールにはなじまない。産業連関表の性格上、再エネが高コストであればあるほど「波及効果」が大きいこととなり、再エネ導入による電力コスト増がエネルギー消費産業の国際競争力に与える影響を評価することができないことも3E+Sのバランスをとる手段の一つとしての再エネの評価にはなじまないものと考えられる。

再エネは地域性が高く、再エネの便益を立地地域に対するマネーフローの観点からとらえることは有益な視点である。再エネプロジェクトの担い手や地方の関与の度合いはプロジェクトによって異なり、本報告書で紹介したような一般化した結論には限界がある。地方における再エネの便益を本当に評価するためには、茨城県の事例のように地域特有の資源量、インフラ状況に基いて具体的なプロジェクトのフィージビリティを評価するといったボトムアップの評価が必要であると考えられる。

再エネの今後の導入拡大を考えるに当たっては、国際水準よりも1.5倍~2倍高い日本の再エネコストが今後、どの程度低下するのか、国際水準に収斂するのが重要な論点となるが、太陽光モジュール、タービン等、国際的な導入量拡大により、コスト低下が見込めるものと、土地取得、人件費、規制等、その他コストを分けて考える必要があり、後者については日本の国土の狭隘さ、人件費の高さ、安全を極端に重視する規制文化等を考えれば、全体として国際水準に収斂することは期待しがたいと思われる。

更に変動性再エネの導入拡大に伴い、LCOEに基く発電コストのみならず、それにともなって漸増する統合コストを評価する必要があり、本研究会で行った技術選択モデルによる試算はそうした試みである。化石燃料、各種再エネ、水素、CCSのコスト見通しや物理的可能量等、様々な前提条件に基く試算であり、燃料アンモニア、ダイヤモンド・レスポンス、電気自動車と住宅用太陽光の関係等、モデル評価を行っていない脱炭素化オプションもある等、今後、状況の変化に応じた見直しや改善が必要であることは論を俟たない。しかし、80%目標を達成するに当たって、様々な技術オプショ

ンをオープンにしておいた方が削減費用を抑えることが可能であること、削減目標を引き上げると非線形な形でコストが上昇すること等は前提条件にかかわらず、広く成立する結論であると考えられる。

研究会発足当初に比し、内外のエネルギー温暖化情勢はめまぐるしく動いている。2020年初頭よりはじまった新型コロナウイルスの世界的な蔓延により、2020年のエネルギー消費および温室効果ガス排出量は前年比減少に転じ、在宅勤務、海外出張、旅行の激減等、エネルギー消費パターンの激変により、化石燃料価格は大幅に低下した。各国政府はコロナの克服と経済、雇用への悪影響の緩和に忙殺されており、温暖化対策への関心の低下を懸念する声がある一方、欧州のように再エネ、省エネを核としたグリーンリカバリーを唱道する声も強い。そうした中、2020年9月には中国が2060年ネットゼロエミッションを打ち出し、米国ではパリ協定再加入、2050年ネットゼロエミッションを掲げるバイデン政権が誕生する運びとなった。2021年にはバイデン新政権による気候サミットの開催、D10（英国）、G20（イタリア）、COP26と温暖化が主要テーマとなる国際会議が目白押しとなる。

国内では2020年7月に総合エネルギー調査会において第6次エネルギー基本戦略の議論が開始され、10月末には菅総理が2050年カーボンニュートラル宣言を行い、12月末には経産省が「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」を発表した。

こうした内外情勢の変化は日本の中期目標の見直し圧力を増すこととなり、再生可能エネルギーに対する期待が更に高まることは確実と思われる。上記のグリーン成長戦略においては参考値としつつも2050年の発電電力量に占める再エネのシェアを50-60%とし、今後伸びが期待される再エネ電源として洋上風力の導入目標（2030年10GW、2040年30-45GW）、国内調達目標2040年60%、コスト低減目標（2030-35年8-9円/kwh）が掲げられた。これは現在検討中の第6次エネルギー基本計画およびその結果としてのエネルギーミックスにも様々な影響をもたらすものと考えられる。FITの入札上限価格が29円/kwhと国際価格を大幅に上回っており、国内製造企業が存在しない洋上風力においてこれらの目標が達成可能なのか、他の温室効果ガス削減手段とのコスト比較はどうなのか、FIT賦課金や電力料金への影響はどうなのか等、論点も多岐に及ぶ。

研究会においてはこれらの課題のいくつかにつき、残された期間（2022年8月末まで）の中で取り上げていく考えである。