

## 4. 系統強化方策及びデマンドレスポンス等の需要能動化方策の提案とその効果把握

本章では、系統強化方策やデマンドレスポンス等の需要能動化方策を考慮したうえで、電力需給モデルを用いた定量分析評価を行うとともに、試算結果から電力コストに与える影響を分析した。

### 4.1 電力需給に関する定量分析評価

本節では、電力需要とデマンドレスポンス資源量(社会経済シナリオ1～3の3ケース)を所与としたうえで、それを満たすために必要となる電源種別の発電量を、1週間ごとのコスト最小化を目的関数とする電力需給モデルにより分析した。電力需給モデルは、10 電力エリアと地域間連系線制約を考慮することで日本全国の系統を模擬した、設備の運用に関するモデルであり、設備構成を外生的に与え、1時間単位での電力需給バランスと、負荷周波数制御(LFC)調整力(数分～数十分)、運転予備力(再生可能エネルギーの予測誤差への対応を含む)の確保を行うことを前提としている。

(本分析の目的・モデルの役割)

本分析の目的は、日本の長期的目標である2050年80%削減を実現する将来の姿及びそれに至る道筋を示すことにあり、起こり得る可能性が高い未来を予測することではない。目標達成の姿や道筋を通して、80%削減実現のための課題や、必要なイノベーションの方向性を理解するための情報を提供するものである。

2050年80%に向けたシナリオ分析は、国内機関においてもいくつかの分析事例が既に存在している。これらの事例から、以下のような対策の共通項が見いだせる。

- ・ 一層の省エネ
- ・ 再生可能エネルギーを主力とした電源の低炭素化
- ・ 製造業や自動車分野などでのエネルギー利用の転換(電化)

これらは80%削減実現に向けた技術の組合せを提示しているものの、その実現に向けた具体的な方策、課題を検討するには、以下のような点で検討を深化させる必要があった。

- ・ 2050年80%削減には「従来の取組の延長」ではない「イノベーション」が必要とされているが、一方で既往分析でも、今ある技術を中心に組み合わせて80%削減の絵姿を提示している。今ある技術の削減可能性は具体的にどの程度であり、更なる技術のイノベーションの必要性はどの程度か
- ・ 2050年80%削減を実現するためには社会の移行が重要であり、2050年断面だけでなくそれに至る道筋はどのようなものがあり得るか
- ・ 排出削減に関わる主体ごとに、どのような技術的課題があるか

#### 【課題の例】

- ・ 太陽光発電・風力発電の変動性と、それを調整するための火力発電の稼働や蓄電池の

## 必要量

- ・再エネの地域による導入効果の違い（北海道などポテンシャルの大きい地域での再エネを活かすにはどのような対策が必要か など）
- ・エネルギーの供給側と需要側の組合せにより再エネを有効活用する対策の必要性（デマンドレスポンス）

長期大幅削減に向けた大きな絵姿（対策の方向性）は、既往分析や各国の長期戦略・シナリオ分析から見いだせたものを踏まえつつ、更に分析を深化させ、必要となるイノベーションや実現への道筋、技術的課題を抽出するため、改めてシナリオ分析を行った。

本分析では、モデルを用いた定量的シナリオ分析を実施している。モデルは、上述の目的の下、様々な前提に対して、活動量、エネルギー需要・供給、対策等各要素間の整合性を確保した上での分析を可能にする「器」として用いている。

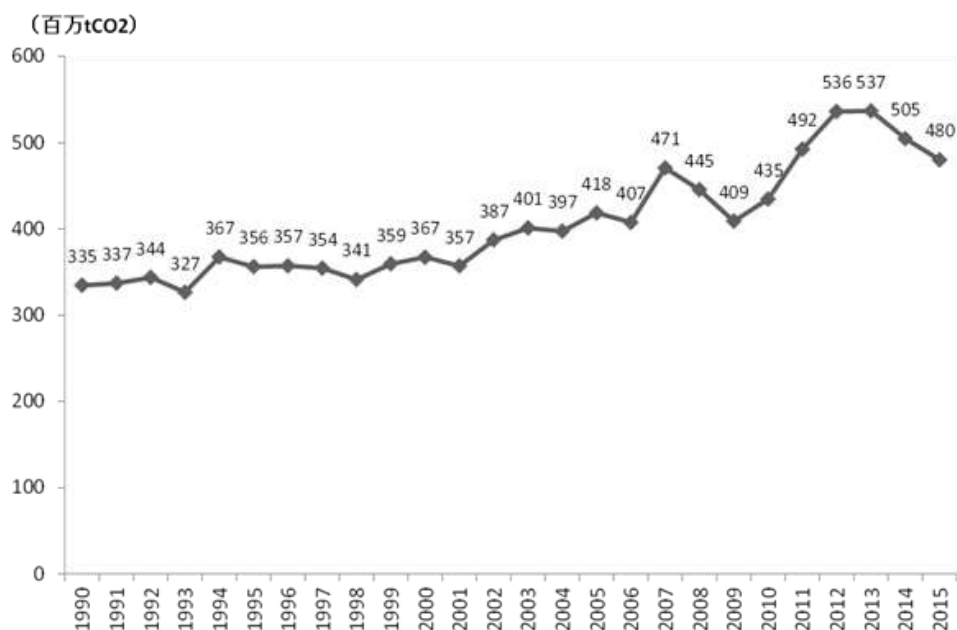
モデルは器であり、社会経済シナリオや対策（効率向上、普及率等）等が変わると結果が変わる。モデルとは、現実社会を投影したものではあるが、モデルに現実社会を構成するすべての要素を組み込むことは不可能であり、モデルで対象とする内容と対象としない内容を境界条件によって区別する。つまり、モデルの結果は境界条件内に設定されたことについてのみ有効であり、境界条件の外側は前提であったり、分析対象外であったりする。重要なのは、こうした境界条件の範囲内でモデルにより原因と結果の因果関係を定量的に示すことにある。

本分析は、上述の前提の下、バックデータをもった技術の積み上げ型モデルを用いている。分析結果の数値については、前提によって変わり得るものであるが、その傾向については、2050年80%削減を実現するための重要な示唆が得られる。

### 4.1.1 これまでの推移と世界の潮流

#### (1) これまでの推移

エネルギー転換部門からのエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量（電気・熱配分前）は、2014年以降減少傾向にある（図4-1）。

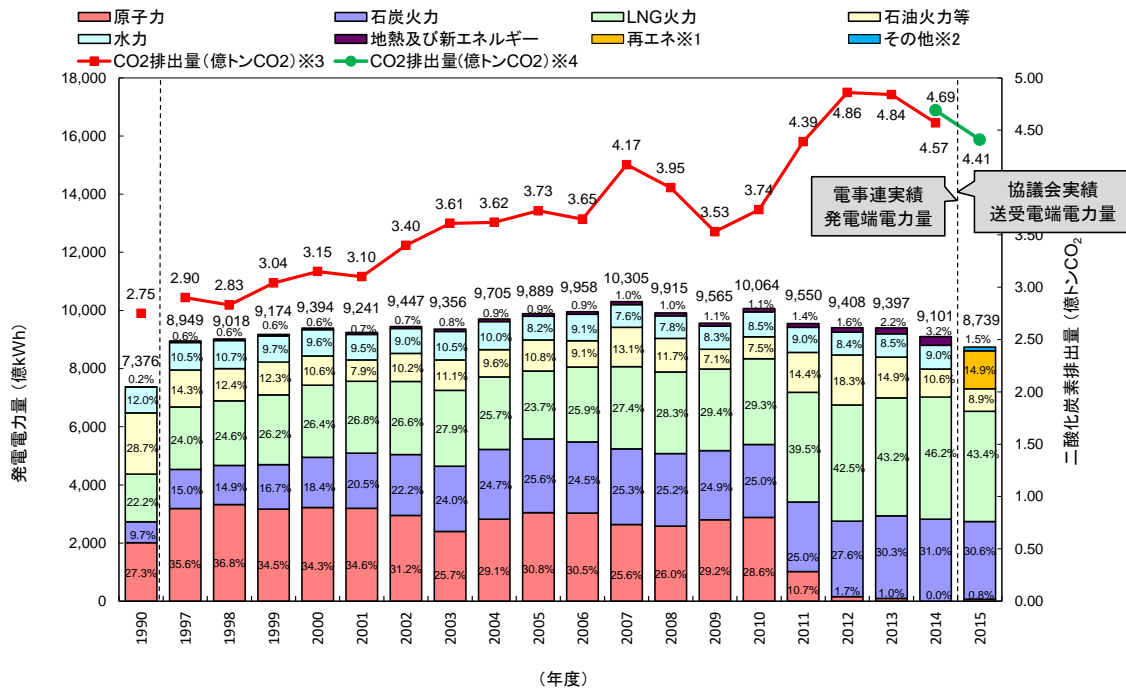


※電気・熱配分前

出所) 2015 年度 (平成 27 年度) の温室効果ガス排出量 (確報値) (2017 年 4 月環境省)

図 4-1 エネルギー転換部門におけるエネルギー起源 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

図 4-2 によると電力部門からのエネルギー起源 CO<sub>2</sub> 排出量は、原子力発電の運転停止に伴う火力発電量の増加により、2011 年度、2012 年度は大幅に増加したが、2013 年度以降は減少傾向にある。2015 年度の石炭火力発電による発電電力量は 1990 年度と比べ約 3.7 倍に増加し、天然ガス火力発電による発電電力量も 1990 年度と比べ約 2.3 倍に増加している。2010 年度以降、増加傾向にあった石油火力発電等は、2013 年度以降 3 年連続で減少している。



再エネ※1：2015年度からの「再エネ」には、水力を含む。  
 その他※2：2015年度からの「その他」は、電源種別が不明なものを示す。  
 CO<sub>2</sub>排出量※3：旧一般電気事業者10社計、他社受電を含む。  
 CO<sub>2</sub>排出量※4：電気事業低炭素社会協議会会員事業者計

出所) 【電源種別発電電力量】

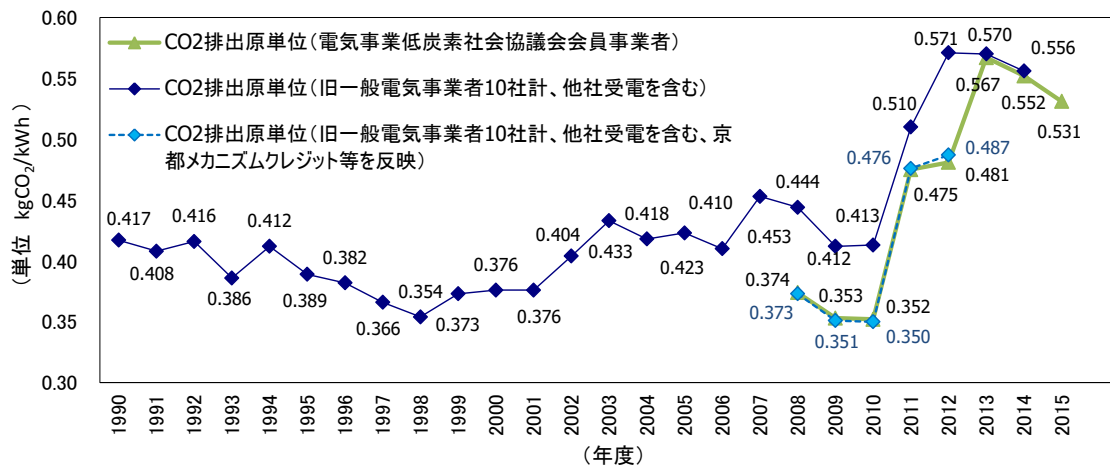
1990年度～2008年度：電源開発の概要（資源エネルギー庁）、  
 2009年度～2014年度：「電気事業における環境行動計画」における「電源別発電電力量構成比」（電気業連合会、2015年9月）から算出、  
 2015年度：産業構造審議会環境部会地球環境小委員会資源・エネルギーワーキンググループ（2016年度）資料4-1「電気事業における地球温暖化対策の取組」（電気事業低炭素社会協議会）

【CO<sub>2</sub>排出量】

1990年度～2011年度：産業構造審議会環境部会地球環境小委員会資源・エネルギーワーキンググループ（2012年度）資料4-1「電気事業における地球温暖化対策の取組」（電気事業連合会）、  
 2012年度～2014年度：「電気事業における環境行動計画」（電気事業連合会、2015年9月）、  
 2014～2015年度：電事連会長 定例会見要旨

図 4-2 電源種別の発電電力量と CO<sub>2</sub> 排出量の推移

電力由来の CO<sub>2</sub> 排出量を電力消費量で割った電力の排出原単位（使用端）は、東日本大震災以降に2013年度まで大きく増加したが、以降は2014年度、2015年度と2年連続で減少している（図 4-3）。



出所) 【旧一般電気事業者 10 社計】

1990、1997～2014 年度：「電気事業における環境行動計画」（電気事業連合会、2015 年 9 月）、  
 1991～1996 年度：産業構造審議会環境部会地球環境小委員会資源・エネルギーワーキンググループ（2013 年度）資料 4-3「電気事業における地球温暖化対策の取組」（電気事業連合会）、  
 2014～2015 年度：産業構造審議会環境部会地球環境小委員会資源・エネルギーワーキンググループ（2016 年度）資料 4-1「電気事業における地球温暖化対策の取組」（電気事業低炭素社会協議会）

【電気事業低炭素社会協議会会員事業者】

2008～2014 年度：電事連会長 定例会見要旨（会員事業者の実績を合算した値）

2014～2015 年度：電気事業低炭素社会協議会プレスリリース

図 4-3 電力の排出原単位（使用端）の推移

## (2) 世界の潮流

IPCC 第 5 次評価報告書第 3 作業部会報告書によれば、発電の脱炭素化が、低安定化レベル（430～450ppmCO<sub>2</sub> 換算）の達成において、費用対効果が高い経路戦略に欠かせない要素である、とされている。2100 年までに約 450ppmCO<sub>2</sub> 換算濃度に達する大多数の緩和シナリオでは、低炭素電力供給（再生可能エネルギー、原子力、CCS 付き化石燃料及びバイオマス CCS）の割合が、現在の約 30%から 2050 年までに 80%を超えるまで増加しており、CCS なしの化石燃料発電は 2100 年までにほとんど完全に消滅している、とされている（図 4-23）。

再生可能エネルギーについては、「Energy Technology Perspectives 2017」によれば、2℃シナリオ（2DS、2100 年までの世界平均気温上昇を少なくとも 50%の確率で 2℃に抑制したシナリオ）では、2060 年までに全世界の電力部門からの CO<sub>2</sub> 排出量が正味(ネット)ゼロとなる。その内訳において、再生可能エネルギーからの発電が 74% (CCS 付きの持続可能なバイオエネルギーの 2%を含む)となる、とされている（図 4-24）。

石炭火力発電については、フランス、英国、カナダが相次いで、2020 年から 2030 年にかけて石炭火力発電の廃止に向けた政策方針を発表している。ドイツでは、褐炭を用いた石炭火力発電の停止等、石炭への依存度を低減させていく方針としている。また、世界最大の温室効果ガス排出国である中国においても、石炭火力発電の新增設の抑制や一部建設計画の取消し等を打ち出している。米国大統領がパリ協定からの離脱を表明したが、米国内では州レベル、市レベル及び企業レベルでパリ協定離脱に反発の動きも出ており、火力発電規制や

シェールガス等に関する今後の動向を注視する必要があるが、経済性の観点から石炭火力発電は優位にはならないとの見方がある。インドも国の電力計画案において、既に建設中のもの以外は、少なくとも 2027 年までは石炭火力発電の新設は不要との見通しを公表している。さらに、韓国においては、大統領が稼働 30 年を超える石炭火力発電 10 基を 2022 年までに廃止する方針を表明している（表 4-12）。

「Energy Technology Perspectives 2017」によれば、世界の化石燃料火力発電については、2020 年以降 CCS の導入が見通されている（図 4-25）。一方で、IPCC 第 5 次評価報告書第 3 作業部会報告書によれば、2100 年に大気中の温室効果ガス濃度が約 450ppmCO<sub>2</sub> 換算に達するシナリオの典型は、一時的にオーバーシュートし、その典型は今世紀後半における CCS 付きバイオエネルギー・植林の利用と広範な普及に依拠している。「Energy Technology Perspectives 2017」によれば、世界の地理的な CO<sub>2</sub> 貯留ポテンシャルは 5~25 兆 t-CO<sub>2</sub> と推定され、2℃未満シナリオ（B2DS, 50%以上の確率で 1.75℃以下に抑制するシナリオ）における 2060 年までの累積貯留量 0.23 兆 t-CO<sub>2</sub> を十分に上回るとされるが、数字の不確実性や地理的な分布の偏りを考慮し、貯留ポテンシャルを世界全体で有効に活用するためのポートフォリオが必要とされている。

各国の長期戦略及びその策定に用いられたシナリオ分析においても、電力の低炭素化が想定されている。例えば、英国のシナリオ分析では、3つのシナリオ全てで低炭素電源比率が 99%となる設定を用いており、同国の「The Clean Growth Strategy」では、再生可能エネルギー・原子力発電等の低炭素電源を 80%以上とし、削減対策の無い石炭火力発電はフェードアウトさせることにより、電力部門からの CO<sub>2</sub> 排出をほぼゼロにしている（表 4-13）。

また、特に変動性を有する再生可能エネルギーを電力システムに統合する上では、電力システムの柔軟性が重要となる。柔軟性は、「The Power of Transformation」（2014 年 IEA）によると、狭義には「発電あるいは需要を、数分から数時間の時間スケールで、予期されるか予期されないに関わらず変動に対応して、増加または低減できる範囲」と定義される。柔軟性資源としては、従来型の火力発電に加え、電力貯蔵システム、様々なディマンドレスポンス資源、蓄熱システム等が担うことが期待される。また、同文献によると、変動性再生可能エネルギー統合の鍵は柔軟性であるとされ、変動性再生可能エネルギーに関して高いシェアを経済的に実現するためには、追加的な柔軟性への投資が必要とされている。

各国の長期戦略でも、エネルギーシステムの柔軟性の確保が挙げられている。例えば、フランスの長期戦略では、水力発電、スマートネットワーク、蓄電、Power to gas/heat、国際連系線によるシステムの柔軟性の確保が指摘されている（表 4-13）。

システムの柔軟性を確保するためにはいくつかの技術的手法があるが、「The Power of Transformation」によれば、蓄電は技術的には有効な選択肢である一方コスト高であり、蓄熱や需要の能動化は魅力的かつ間違いのない選択としている（図 4-4）。



キーポイント ● 送配電網投資は、その他の一連の統合選択肢と協調して実施できるが、条件によっては別の多くの要因が相対的な優先度に影響する。

出所) 「The Power of Transformation」(IEA)

図 4-4 柔軟性選択肢の優先順位

欧州においては、国際連系線の整備計画が進んでいる。例えば、英国・ベルギー間やドイツ・ノルウェー間などでは大規模直流送電による連系線整備が進められている(図 4-26)。

#### 4.1.2 対策の想定

##### (1) 複数ケースの設定

電力分野は他部門の削減努力にも大きく影響を及ぼす地球温暖化対策上非常に重要な分野であること、太陽光発電・風力発電・蓄電池等のコスト低下や電力システム改革等不確実性が特に大きいことなどから、エネルギー転換部門については複数のケースを設定して分析した。

具体的には、2050 年度において、社会経済シナリオ 1 については 3 ケース、社会経済シナリオ 2 及び 3 については 1 ケースを想定した。また、それに至る道筋である 2040 年度においては、社会経済シナリオ 1 については 2 ケース、社会経済シナリオ 2 及び 3 については 1 ケースを想定した。

表 4-1 エネルギー転換部門のケース設定

ケース名称	ケース概要	社会経済シナリオ	再エネ	関係線	CCS*
再エネポテンシャル活用[RP]	再エネポテンシャル(風力発電)が大きい地域と、需要が大きい地域を、新たな関係線によりつなぎ、再エネポテンシャルを最大活用するケース	シナリオ1	北高位	拡大	中程度
需要近接再エネ優先[RD]	需要が大きい地域に対し、やや稼働条件が悪い地点を含め再エネ(太陽光発電・風力発電)を優先的に拡大し、配置の工夫等により再エネを活用するケース	シナリオ1	中高位	標準	中程度
CCS 最小化[CM]	再エネを最大限活用し、CCS 貯蔵量を最小化するケース	シナリオ1	超高位	拡大	比較的小
最小対策	再エネの導入量が相対的に少ないケース	シナリオ2 シナリオ3	低位	標準	比較的小

※CCSについては、産業部門を含めた日本の総量としての貯蔵量の傾向

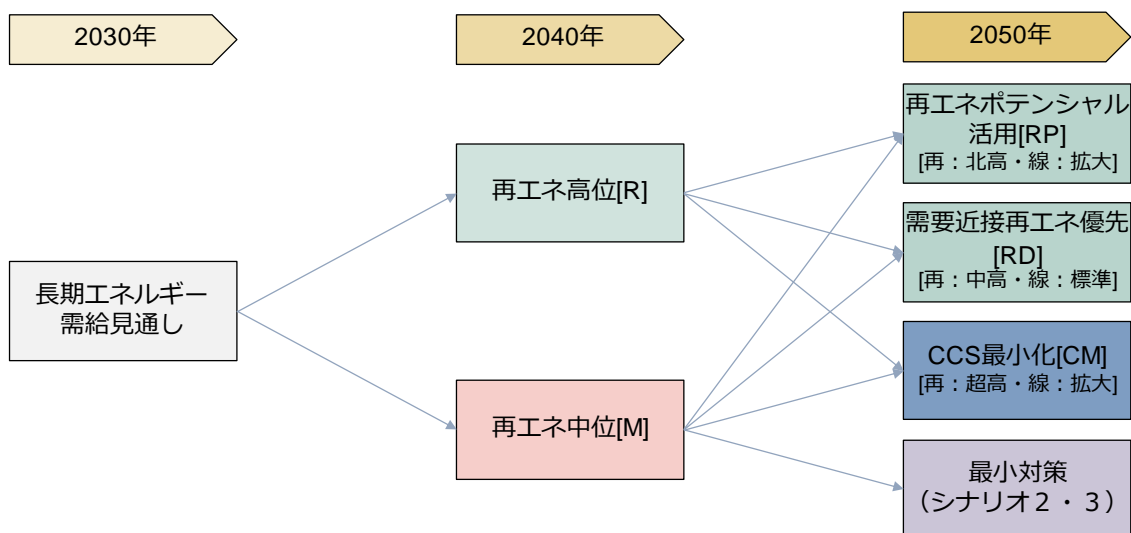


図 4-5 エネルギー転換部門のケース設定の道筋

## (2) 再生可能エネルギー

(1)で前述したように、再生可能エネルギーの設備容量は、低位、北高位（再エネポテンシャル活用ケース）、中高位（需要近接再エネ優先ケース）、超高位（CCS 最小化ケース）の4ケースを想定した（表 4-14、表 4-15、表 4-16 及び表 4-17）。

「環境省再エネ加速化・最大化促進プログラム 2018 年版～地域を主体とする再省蓄エネ活用の促進に向けて～」(2018 年 3 月環境省)においては、「住まいオフィスなど、エネルギーを使う場で再省蓄エネ活用」「地域の再省蓄エネサービスによる地域の自立と脱炭素化」と「地域の豊富な大規模再エネの供給ポテンシャルの活用」というアプローチが示されている。これを踏まえ、再生可能エネルギーの導入ケースとして、再エネポテンシャル活用ケースと、需要近接再エネ優先ケースを想定した。



太陽光発電については、(一社)太陽光発電協会の見通し<sup>325</sup>を踏まえ、2050年度における低位・北高位の総導入量を2億kWとし、既往研究<sup>326</sup>を踏まえ地域配置を想定した(図4-27)。これは、4.2で後述するモデルプラントで換算すると、火力発電所の37基分の発電量に相当する。中高位・超高位は、電力需要が大きい東京電力・中部電力・関西電力管内において、既往調査の導入ポテンシャル<sup>327</sup>に変換効率向上(2030年度までに30%)・世帯数減少を考慮した導入ポテンシャルを8割活用することを想定した。2040年度においては、再エネ高位ケースでは、2050年度の低位を10年前倒しで導入するものとし、再エネ中位ケースは(一社)太陽光発電協会の見通しを踏まえ、2050年度の低位の75%(1.5億kW)導入することを想定した。

風力発電については、(一社)日本風力発電協会の導入目標<sup>328</sup>を踏まえ、2050年度における低位の総導入量を1億kWとし、既往研究<sup>329</sup>を踏まえ地域配置を想定した(図4-28)。これは、4.2で後述するモデルプラントで換算すると、火力発電所の38基分の発電量に相当する。北高位は、既往調査の導入ポテンシャル<sup>330</sup>を考慮し、ポテンシャルが大きい北海道電力・東北電力管内の導入ポテンシャルのそれぞれ15%(北海道電力管内着床式)、5%(北海道電力管内浮体式)、45%(東北電力管内着床式)、15%(東北電力管内浮体式)を活用し、陸上風力発電は低位の1.5倍と想定した。中高位は、電力需要が大きい東京電力・中部電力・関西電力管内において、同調査の導入ポテンシャルをそれぞれ95%(着床式)、80%(浮体式)活用し、陸上風力発電は低位の1.5倍と想定した。なお、北高位と中高位は太陽光発電と風力発電の資本費の合計がおおむね等しくなるように想定している。超高位は、北高位の北海道電力・東北電力管内と、中高位の東京電力・中部電力・関西電力管内の想定をあわせたものとした。2040年度においては、(一社)日本風力発電協会の導入目標を踏まえ、陸上風力発電については2040年度までに2050年度低位の導入量すべてが導入されているとし、着床式洋上風力発電・浮体式洋上風力発電については、再エネ高位ケースでは、2050年度の低位を10年前倒しで導入するものとし、再エネ中位ケースでは2050年度の低位の75%(3600万kW)導入することを想定とした。

水力発電については、包蔵水力データベース<sup>331</sup>を考慮し、2050年度における低位・北高

<sup>325</sup> 「JPEA PV OUTLOOK～太陽光発電2050年の黎明～」(2017年6月(一社)太陽光発電協会)  
<http://www.jpea.gr.jp/pvoutlook2050.pdf>

<sup>326</sup> 荻本ほか「2050年に向けた日本のエネルギー需給検討：電力需給モデルによる分析(Ⅲ)」(2018年エネルギー・資源学会研究発表会)

<sup>327</sup> 「平成24年度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」(2013年6月環境省地球環境局地球温暖化対策課)、「平成25年度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」(2014年8月環境省地球環境局地球温暖化対策課)導入レベル2を参考。

<sup>328</sup> (一社)日本風力発電協会HP(2018年2月28日最終確認)<http://jwpa.jp/jwpa/vision.html>

<sup>329</sup> 斉藤ほか「2050年に向けた日本のエネルギー需給検討：風力発電の導入量推定(その2)」(2017年エネルギー・資源学会研究発表会)

<sup>330</sup> 「平成27年度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」(2016年3月環境省地球環境局地球温暖化対策課)において、陸上風力発電は風速6.0m/s以上、着床式洋上風力発電は7.0m/s以上、浮体式洋上風力発電は7.5m/s以上の導入ポテンシャルを参照。

<sup>331</sup> 資源エネルギー庁HP(2018年2月28日最終確認)

位・中高位は直近の導入ペースがそのまま続くと想定した。超高位は工事中・未開発案件がすべて導入されると想定した。2040年度においては、年間の新規導入量一定と想定して2030年度と2050年度の間とした。

地熱発電については、既往調査の導入ポテンシャル<sup>332</sup>を考慮し、2050年度における低位・北高位・中高位は同調査の「基本導入ポテンシャル×FIT 価格低下シナリオ」の80%に導入されると想定した。超高位は、同調査の「基本導入ポテンシャル×現行FIT 維持シナリオ」を最大限活用することを想定した。2040年度においては、年間の新規導入量一定であると想定して2030年度と2050年度の間とした。

バイオマス発電については、社会経済シナリオに応じて、国内で発生する燃料用木材、廃棄物等のポテンシャルを考慮し、2050年度における低位・北高位・中高位はポテンシャルの80%を活用、超高位は最大限活用することを想定した。2040年度においては、年間の新規導入量一定であると想定して2030年度と2050年度の間とした。

海洋エネルギー発電については、過去の検討結果を踏まえ、沿岸固定式波力発電は海岸保全区域延長の3%（低位・北高位・中高位）、10%（超高位）に導入、沖合浮体式波力発電は洋上風力発電にあわせて導入、潮流・海流発電は「海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務報告書」（2011年新エネルギー・産業技術総合開発機構）の結果を踏襲して導入量を想定した。2040年度においては、年間の新規導入量一定であると想定して2030年度と2050年度の間とした。なお、海洋エネルギー発電については、現在技術開発途上にあることから、限られた情報に基づく設定であることに留意が必要である。参考として、海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）は、2050年までの導入ロードマップとして、波力発電735万kW・200億kWh/年、潮流発電760万kW・200億kWh/年との数値目標を設定している（表4-18及び表4-19）。

以上から想定した再生可能エネルギー導入量を以下にまとめる。

---

[http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electric/hydroelectric/database/](http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/database/)

<sup>332</sup> 「平成26年度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」（2015年7月環境省地球環境局地球温暖化対策課）

表 4-2 再生可能エネルギー導入量の想定

全国合計 [万 kW]		太陽光		陸上 風力	洋上風力		水力		地熱	バイオ マス※	海洋 エネ
		屋根置	平置		着床	浮体	既設	新設			
2050	低位	14,500	5,500	5,200	2,500	2,300	2,204	689	548	295/286	614
	北高位	14,500	5,500	6,575	4,699	4,153	2,204	689	548	428	614
	中高位	18,322	5,500	5,810	4,069	4,051	2,204	689	548	428	614
	超高位	18,322	5,500	7,185	6,268	5,904	2,204	1,161	712	535	1,358
2040	中位	9,500	5,500	5,200	1,875	1,725	2,204	457	348	480/476 /547	307
	高位	14,500	5,500	5,200	2,500	2,300	2,204	694	430	600	679
設備利用率		約 13%	約 13%	約 24%	30%	30%	45% /60%	45% /60%	83%	87%	50% (波力) 30% (潮力)

※社会経済シナリオに応じて決定、低位はシナリオ2 / シナリオ3、高位はシナリオ1の数値を示す

### 1) 火力発電

火力発電設備容量は、CCS を行うにしても埋蔵可能量は有限でありより排出原単位が小さい方が望ましいこと、再生可能エネルギー大量導入時には調整力が求められることから、LNG 火力発電を優先して確保することを想定した。

具体的には、LNG 火力発電については、現存・計画中のもののうち、45 年経過したものは、「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ」に基づく「BAT の参考表【平成 29 年 2 月時点】」に掲載されている「(B) 商用プラントとして着工済み(試運転期間等を含む)の発電技術及び商用プラントとしての採用が決定し環境アセスメント手続きに入っている発電技術」を基に、発電効率 63% (発電端 LHV) の同規模のものにリプレースされると想定した (表 4-20)。

石炭火力発電については、現存・計画中のものうち、45 年経過したものは、休廃止されると想定した。石油火力発電は、需給バランスや調整力を確保するために必要量が存続すると想定した。

表 4-3 火力発電設備容量の想定

[万 kW]	2040 年	2050 年
石炭火力発電(最大)	4,535	2,683
LNG 火力発電(最大)	9,581	9,581
石油火力発電(最大)	3,807	3,807

電力供給モデルにおいて、2040 年度・2050 年度ともに火力発電にはすべて CCS を装備することを想定した。そのため、既往調査<sup>333</sup>を踏まえて、CCS 実施による発電効率低下を考慮

<sup>333</sup> 「平成 26 年度環境配慮型 CCS 導入検討事業委託業務報告書」 (2015 年 3 月みずほ情報総研株式会社・独立行政法人産業技術総合研究所・株式会社東芝・千代田化工建設株式会社・日揮株式会社・株式会

するとともに、排出炭素当たり 10,500 円/t-CO<sub>2</sub> と想定して運用におけるコスト最小化（メリットオーダー）を決定した。なお、最終的には、2040 年度の導入量は「Energy Technology Perspectives 2017」の見通しを参考にし、2050 年度は全部門の温室効果ガス排出量を総計して 80%削減の目標に必要な量を回収・貯留する量を想定している。

## 2) 原子力発電

国際機関等により示されているものとして、以下 2 種類を引用した。これらをすべてのケースについてそれぞれ適用した。

- ・ 2050 年までの日本における設備容量が示されているものとして、「International Energy Outlook 2017」（2017 年米国 Energy Information Administration）における reference scenario でのもの（ケース名 枝番-n1）
- ・ 国際機関により日本における設備容量が示されているものとして、「World Energy Outlook 2017」（2017 年 IEA）における中心的なシナリオである new policy scenario でのもの（2040 年までしか示されていないため、上述の資料を参考として 2050 年は 2040 年と同量と仮定）（ケース名 枝番-n2）

表 4-4 原子力発電設備容量の想定

[万 kW]	2040 年	2050 年
n1	1,960	1,960
n2	3,200	3,200

なお、本分析では設備構成を外生的に与えた上で設備の運用に関するモデルを用いているが、原子力発電については稼働を一定と仮定しているため、設備容量を仮定すると発電量は自ずと決定されることとなる。

## 3) 変動と調整力

再生可能エネルギーのうち、特に太陽光発電や風力発電は自然条件に依存しており、出力が変動する。これにより、①需給バランスの変動②数分～十数分程度の周波数変動③十数分から数時間程度の周波数変動が生じ、これらを調整するシステムが必要となる。そのため、本分析では表 4-5 のとおり変動量と調整力量を想定した。

表 4-5 変動量と調整力量の想定

	① 需給バランスの確保	② 二次調整力の確保	③ 三次調整力の確保
必要量	数時間前に予測された ・電力需要	数分～十数分単位の ・需要の短周期変動(各時刻需要予測の3%とする) ・太陽光・風力発電の短周期変動・急な出力増減(太陽光は各時刻出力予測の10%、風力は設備容量の10%とする)	十数分～数時間単位の ・需要の予測外れ(各時刻需要予測の4～9%とする) ・太陽光・風力発電の出力予測外れ(太陽光は各時刻出力予測の17%、風力は設備容量の19%とする)
確保手段	・火力発電 ・揚水発電 ・蓄電池の充放電 ・デマンドレスポンス可能需要の調整 ・再生可能エネルギーの出力抑制	・稼働中火力・揚水発電の出力微調整 ・汲み上げ中揚水発電の動力微調整 ・貯水池式・調整池式水力の出力微調整 ・短周期対応用蓄電池の活用	・稼働中火力発電の出力調整 ・長周期対応用の蓄電池活用 ・太陽光・風力発電の出力抑制増加または水素製造設備の稼働増加(下げ代のみ)

システムの柔軟性の確保の手段については、十分な検討が必要であるが、本分析では、単純化した一つの仮定として、表 4-6 のように想定した。

表 4-6 柔軟性の想定

柔軟性技術	2040年	2050年	需給	二次	三次
火力発電	2040年度における設置容量がすべて調整力として機能する。	2050年度における設置容量がすべて調整力として機能する。※石炭火力発電の設置容量は2040年度よりも減少している	○	○	○
デマンドレスポンス	2040年度におけるデマンドレスポンス可能機器の普及量を基に、75%が参加する。※電気自動車は走行パターンを考慮し可能量を想定	2050年度におけるデマンドレスポンス可能機器の普及量を基に、すべてが参加する。※電気自動車は走行パターンを考慮し可能量を想定	○		
出力抑制 水素製造	調整力不足から必要な発電量を出力抑制する。水素製造は採算性を考慮して導入される。	調整力不足から必要な発電量を出力抑制する。水素製造は採算性を考慮して導入される。	○		△ (下げのみ)
蓄電池	2040年度時点における調整力として必要な量の平均的な値を分析し、稼働率が80%と想定される量を導入する。	2050年度時点における調整力として必要な量の平均的な値を分析し、稼働率が80%と想定される量を導入する。なお再エネポテンシャル活用ケースでは、北海道電力・東北電力管内の蓄電池量を増加する。	○	○	○
送配電網	必要な整備がなされることを前提とする。	必要な整備がなされることを前提とする。	○	○	○
連系線	現在計画されている増強分のみが整備される。	再エネポテンシャル活用ケース・需要近接再エネ優先ケース・CCS最小化ケースにおいては、風力発電のポテンシャルが大きい北海道電力・東北電力エリアと、需要が大きい東京電力エリアを、新たな連系線整備でつなぐ。	○	○	○

#### 4) ディマンドレスポンス

家庭用ヒートポンプ給湯器・電気自動車(乗用車のうち、昼間停車の走行パターンのもの)の需要発生タイミングを、電力系統側の要請に従って調整可能と想定した。2040年度においては可能機器の75%がディマンドレスポンスに対応するとし、2050年度においては全機器に対応すると想定した(表 4-7)。

表 4-7 ディマンドレスポンス対応量(消費電力量)の想定

2040年	シナリオ1	シナリオ2	シナリオ3
家庭用ヒートポンプ給湯器 ディマンドレスポンス可能量	147億 kWh	147億 kWh	147億 kWh
電気自動車 ディマンドレスポンス可能量	113億 kWh	102億 kWh	96億 kWh

2050年	シナリオ1	シナリオ2	シナリオ3
家庭用ヒートポンプ給湯器 ディマンドレスポンス可能量	246億 kWh	246億 kWh	246億 kWh
電気自動車 ディマンドレスポンス可能量	228億 kWh	203億 kWh	183億 kWh

また、産業用ガスコージェネレーションシステムについて、設備容量の一部が調整力として機能することを想定した。

#### 5) 蓄電池

2040年度、2050年度のそれぞれについて、調整力として必要な量の平均的な値を分析し、稼働率が80%と想定される量を配備すると想定した(表 4-8)。これは、電気自動車台数に換算すると2040年度は約1,200万台、2050年度は約1,300万台に相当する<sup>334</sup>。なお、2050年度の再エネポテンシャル活用ケース・CCS 最小化ケースについては、以上の計算ののちに、北海道電力・東北電力管内の二次調整力用蓄電池容量は5倍、三次調整力用蓄電池量は2倍にして想定した。

表 4-8 蓄電池量の想定

	2040年	2050年
需給バランス [万 kWh]	32,680	33,393
二次調整力 [万 kW]	1,034	1,088 / 1,681 <sup>※</sup>
三次調整力 [万 kW]	2,971	3,036 / 3,385 <sup>※</sup>

※2050年度の再エネポテンシャル活用ケース・CCS 最小化ケースで設定した値

#### 6) 地域間連系線

北海道本州間連系線については90万kWへの増強、東北東京間連系線については1,028万kWへの増強、東京中部間連系設備容量については300万kWまでの増強が既に計画されており、この増強分を見込んだ上で、運用容量からマージンを除いた量を利用可能容量

<sup>334</sup> 電気自動車の搭載バッテリーが30kWhと仮定した場合の台数

として想定した（表 4-21）。

さらに、再エネポテンシャル活用ケース、需要近接再エネ優先ケース、CCS 最小化ケースにおいては、北海道電力・東北電力管内の再生可能エネルギーポテンシャルを、需要が大きい東京電力管内で利用するため、新たに連系線を増強することを想定した。具体的には、諸外国の大規模直流送電の事例<sup>335</sup>から連系線の建設コストを想定し、連系線により出力抑制を回避できる電力量との関係から費用対効果を概算して、再エネポテンシャル活用ケースと CCS 最小化ケースは北海道本州間連系線を約 1,200 万 kW、東北東京間連系線を約 3,700 万 kW 増強、需要近接再エネ優先ケースは北海道本州間連系線を約 30 万 kW、東北東京間連系線を約 1,100 万 kW 増強することを想定した。

## 7) 水素製造設備

火力発電、ダイヤモンドレスポンス、蓄電池により調整を行ってもなお余剰となる、再生可能エネルギー電源による電力から、水素を製造することを想定した。

水素製造設備のコストを想定し、「水素基本戦略」を踏まえ水素販売価格を 20 円/Nm<sup>3</sup> と仮定して、投資回収ができる稼働率を概算して、稼働率が 60%以上となる場合に水素製造を行うことを想定した。

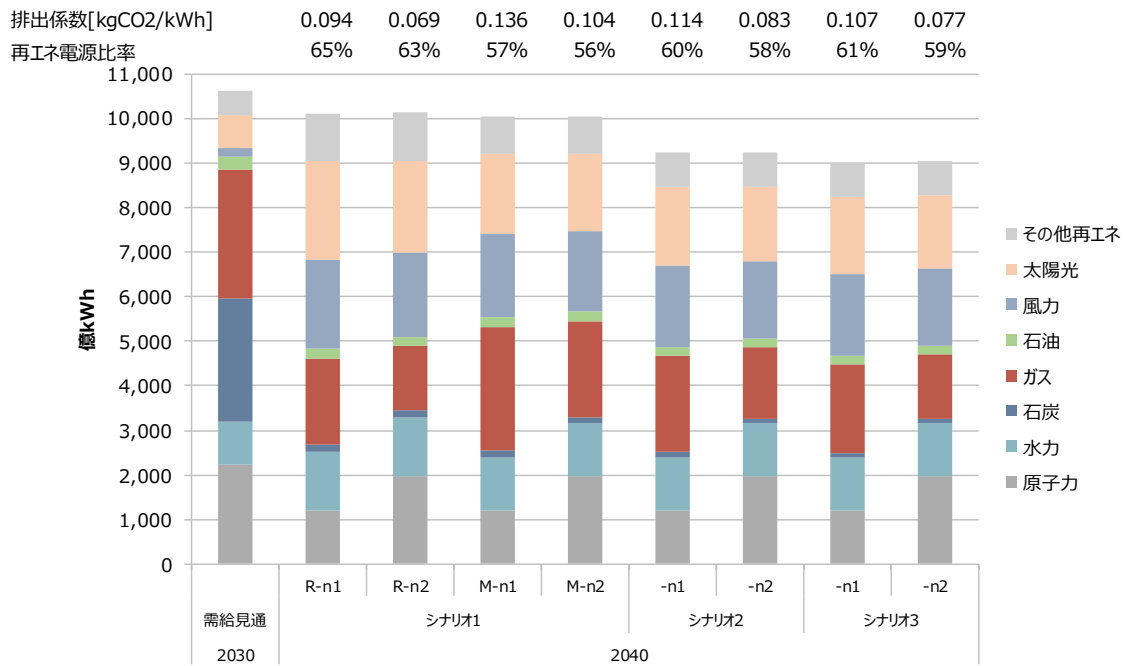
### 4.1.3 分析結果

4.1.2 で前述した設備設定により電力需給モデルを用いて発電量を分析した結果、再生可能エネルギーが 56～65%（2040 年度）、66～77%（2050 年度）まで拡大し、電力の排出原単位（使用端）は 0.069～0.136kg-CO<sub>2</sub>/kWh（2040 年度）、0.038～0.081kg-CO<sub>2</sub>/kWh（2050 年度）まで低下する結果となった（排出原単位は火力発電における CCS を含まない値）。

---

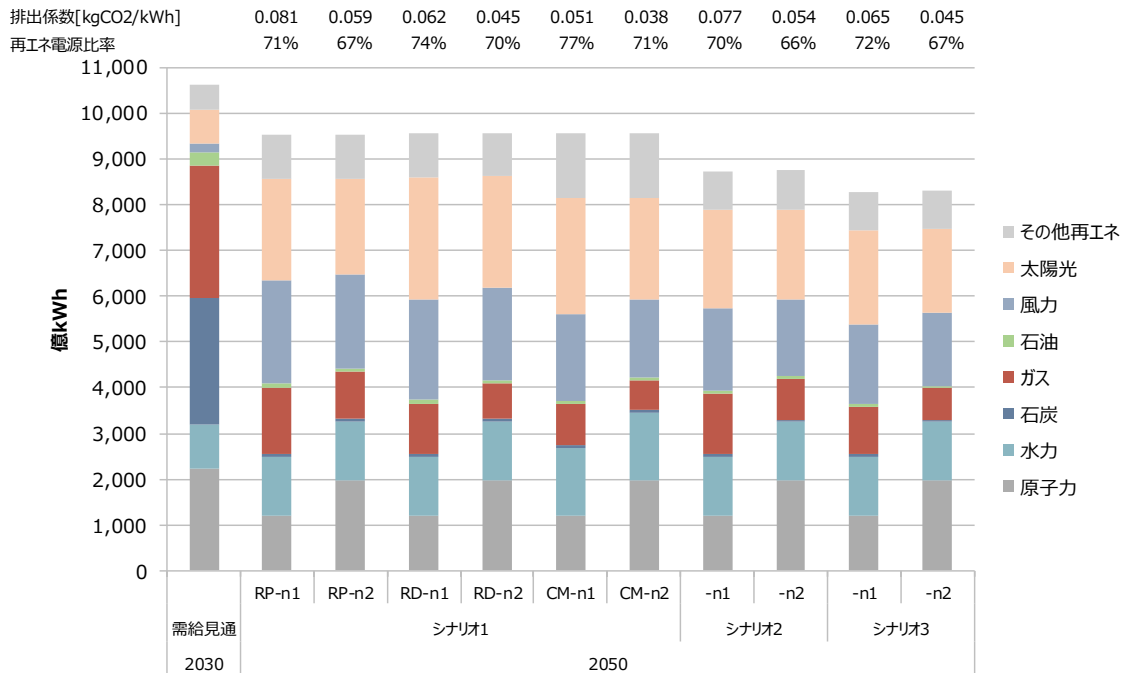
<sup>335</sup> 「広域系統長期方針参考資料」（2017 年 3 月電力広域的運営推進機関）

[https://www.occto.or.jp/kouikikeitou/chokihoushin/files/170330\\_choukihoushin\\_sankou.pdf](https://www.occto.or.jp/kouikikeitou/chokihoushin/files/170330_choukihoushin_sankou.pdf)



R : 再エネ高位ケース      M : 再エネ中位ケース  
 RP : 再エネポテンシャル活用ケース      RD : 需要近接再エネ優先ケース      CM : CCS 最小化ケース

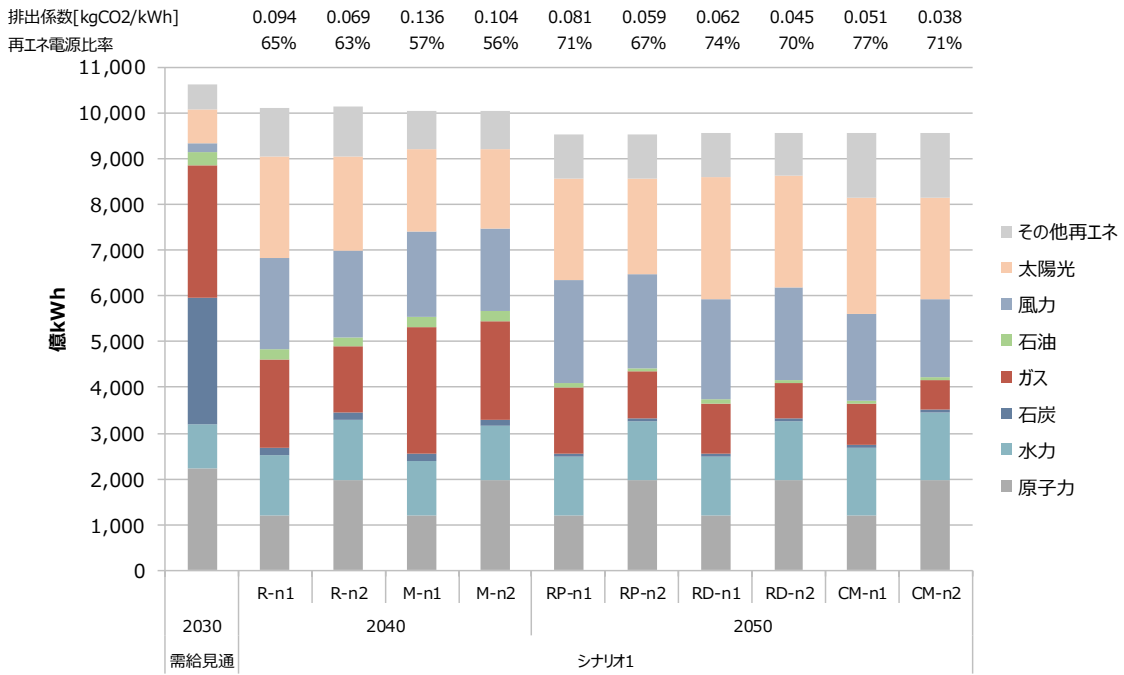
図 4-6 電源構成(1) 2040 年度比較



R : 再エネ高位ケース      M : 再エネ中位ケース  
 RP : 再エネポテンシャル活用ケース      RD : 需要近接再エネ優先ケース      CM : CCS 最小化ケース

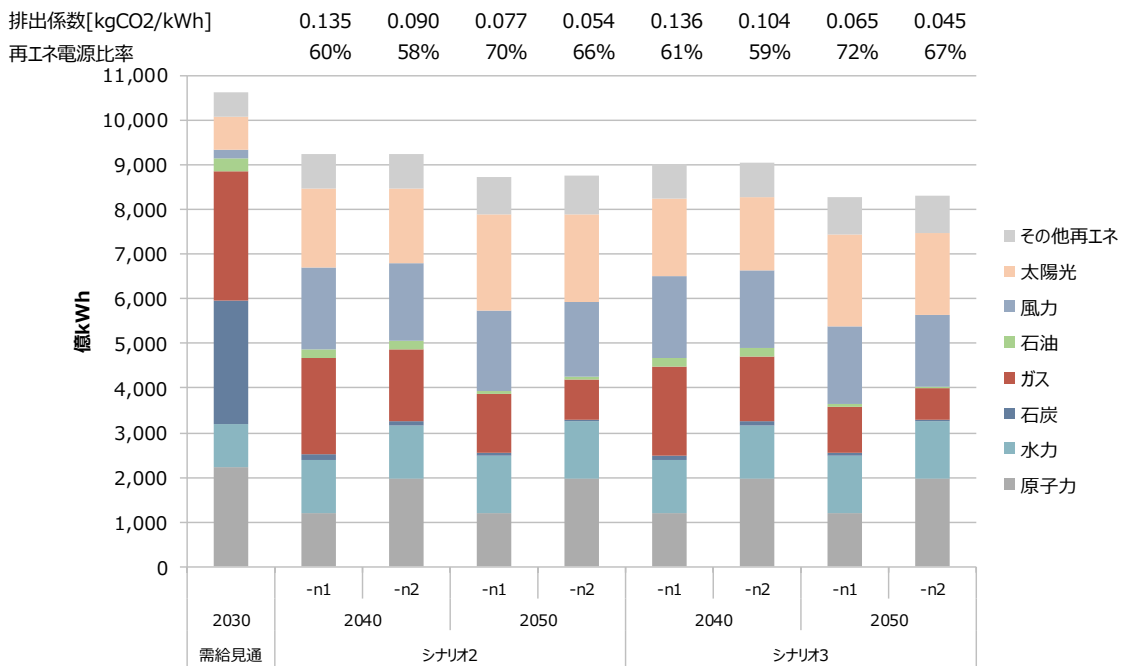
図 4-7 電源構成(2) 2050 年度比較





R : 再エネ高位ケース      M : 再エネ中位ケース  
 RP : 再エネポテンシャル活用ケース      RD : 需要近接再エネ優先ケース      CM : CCS 最小化ケース

図 4-8 電源構成(3) シナリオ 1 比較



R : 再エネ高位ケース      M : 再エネ中位ケース  
 RP : 再エネポテンシャル活用ケース      RD : 需要近接再エネ優先ケース      CM : CCS 最小化ケース

図 4-9 電源構成(4) シナリオ 2・3 比較

ここで、電力に係る一次エネルギー供給量は、以下の表 4-9 のとおりだった。

表 4-9 一次エネルギー供給量

(PJ-HHV)	2040年							
	シナリオ1				シナリオ2		シナリオ3	
	R-n1	R-n2	M-n1	M-n2	-n1	-n2	-n1	-n2
石炭	13	9	30	13	10	8	8	7
石油	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス	1,541	1,137	2,219	1,709	1,729	1,261	1,590	1,144
原子力	1,044	1,704	1,044	1,704	1,044	1,704	1,044	1,704
再エネ*1	5,582	5,363	4,799	4,695	4,701	4,549	4,676	4,498

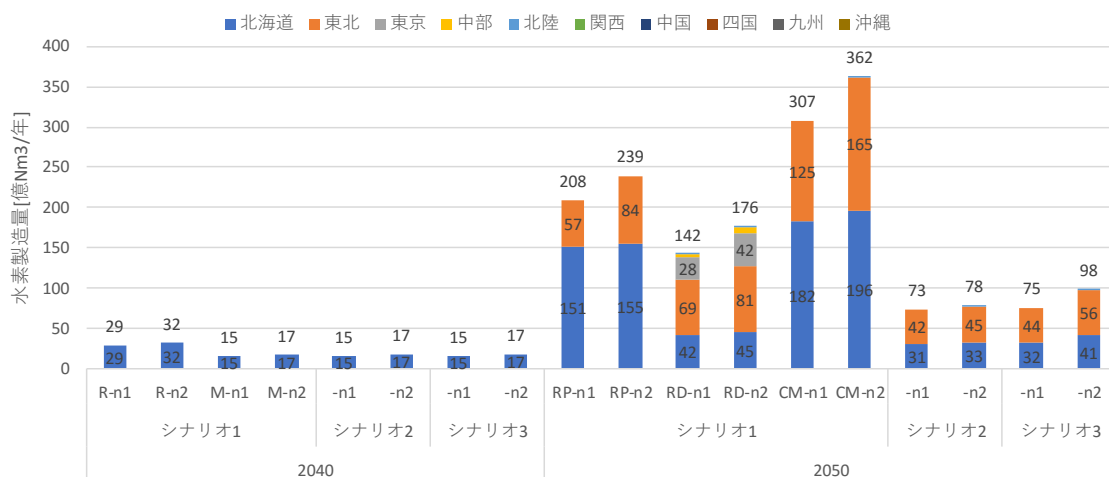
  

(PJ-HHV)	2050年									
	シナリオ1				シナリオ2			シナリオ3		
	RP-n1	RP-n2	RD-n1	RD-n2	CM-n1	CM-n2	-n1	-n2	-n1	-n2
石炭	27	19	13	14	12	10	9	8	6	6
石油	3	2	1	1	1	0	1	1	1	1
ガス	1,265	924	986	712	814	611	1,145	800	917	632
原子力	1,044	1,704	1,044	1,704	1,044	1,704	1,044	1,704	1,044	1,704
再エネ	5,719	5,423	6,068	5,699	6,244	5,786	5,196	4,918	5,060	4,719

※単位換算は、エネルギー源別標準発熱量一覧表に記載の発熱量を用いて換算した  
[http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total\\_energy/pdf/stte\\_016.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/stte_016.pdf)

再生可能エネルギー由来の水素製造量は、15～32億Nm<sup>3</sup>（2040年度）、73～362億Nm<sup>3</sup>（2050年度）となった。主に再生可能エネルギーのポテンシャルが大きい北海道電力・東北電力管内を中心に製造される結果となった。

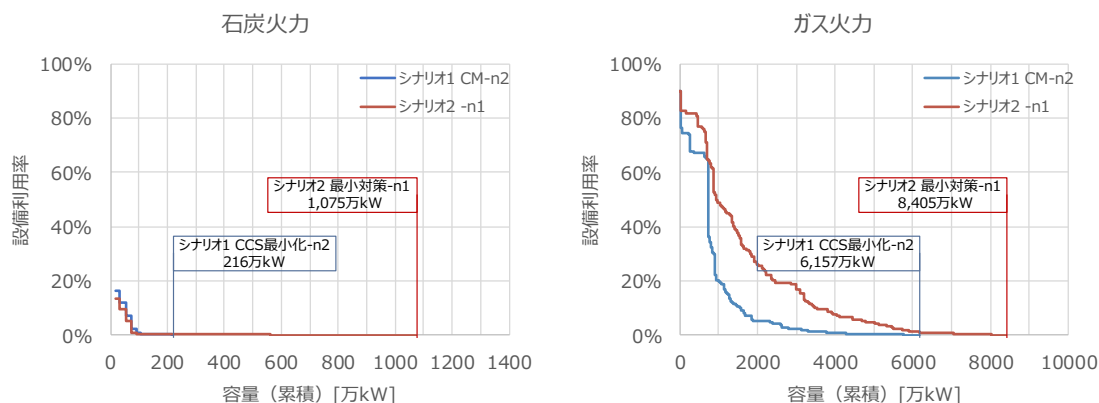
なお、これらで分析した水素供給量については、産業用高温熱利用、燃料電池フォークリフト、燃料電池自動車を利用することを想定している。



R：再エネ高位ケース                      M：再エネ中位ケース  
 RP：再エネポテンシャル活用ケース      RD：需要近接再エネ優先ケース      CM：CCS 最小化ケース

図 4-10 水素製造量

火力発電で想定した設備容量に対し、結果として稼働実績があるものは、石炭火力発電は2050年度において216万～1,075万kW（想定した容量の8～40%）、LNG火力発電は6,157万～8,793万kW（想定した容量の64～92%）となった。以下に、石炭火力発電とLNG火力発電の発電量合計が最も少ないケースであるCCS最小化-n2（シナリオ1）と、最も多いケースである最小対策-n1（シナリオ2）の2ケースについて、石炭火力とガス火力の設備利用率を示す。また、想定容量と実際に稼働した設備容量を示す。



※横軸は年間設備利用率が大きい設備から順に並べた容量

図 4-11 火力発電の設備利用率

表 4-10 想定容量と実際に稼働した設備容量

稼働容量 [万 kW]	想定 容量	シナリオ 1						シナリオ 2		シナリオ 3	
		RP-n1	RP-n2	RD-n1	RD-n2	CM-n1	CM-n2	-n1	-n2	-n1	-n2
石炭火力	2,683	550 (20%)	539 (20%)	877 (33%)	978 (36%)	458 (17%)	216 (8%)	1,075 (40%)	860 (32%)	920 (34%)	849 (32%)
ガス火力	9,581	8,793 (92%)	7,835 (82%)	8,275 (86%)	7,149 (75%)	7,180 (75%)	6,157 (64%)	8,405 (88%)	7,433 (78%)	7,358 (77%)	6,493 (68%)
石炭+ガス	12,264	9,343	8,374	9,151	8,127	7,638	6,373	9,480	8,293	8,278	7,342

※パーセント表記は想定容量に対する稼働した設備容量の比率を表す

さらに、火力発電の稼働時刻を分析すると、長期的な変動に対応して稼働している。火力発電の発電量合計が最も多いケースである最小対策-n1（シナリオ2）ケースにおいて最も火力発電の発電量が多い東京電力管内を例に、時刻別の稼働状況を見ると、最大で1,569万kWh/hが発電されているが、その8割の発電量である1,256万kWh/hでは最長で46.5週間、5割の発電量である785万kWh/hでは最長で18.2週間、稼働していない期間がある。

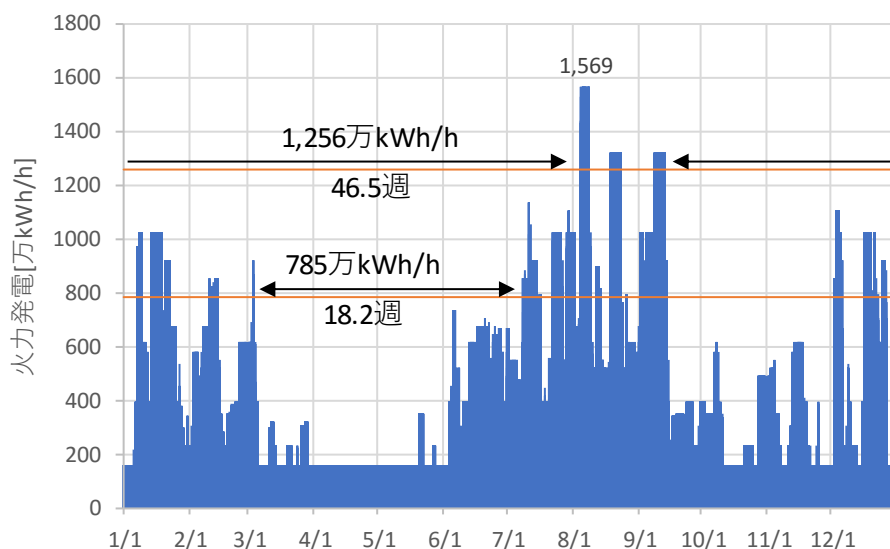


図 4-12 火力発電の稼働状況  
(2050 年度・最小対策-n1 (シナリオ 2)・東京電力管内の例)

一方で、省エネルギーの進展やディマンドレスポンスにより、年間の需給ひっ迫時の需要を抑制することで、年間のわずかな時間のための電源開発投資を抑えることが可能となる。2050 年度のディマンドレスポンス（家庭用ヒートポンプ給湯器、電気自動車）を除いたデュレーションカーブ（年間 8,760 時間の電力需要の最大から最小までのグラフ）から、負荷変動不可電源（流れ込み水力発電・地熱発電・原子力発電（n1 と n2 の平均））の発電量を差し引いたものを分析すると、年間の最大需要は社会経済シナリオ 1 で 9,991 万 kWh/h、社会経済シナリオ 2 で 8,755 万 kWh/h、社会経済シナリオ 3 で 8,098 万 kWh/h である。仮に、天候の影響等によってすべての再生可能エネルギーが発電できず、火力発電によって最大需要を賄うという極端なケースを想定した場合、想定した容量のそれぞれ 62%、54%、50% で賄うことができる。

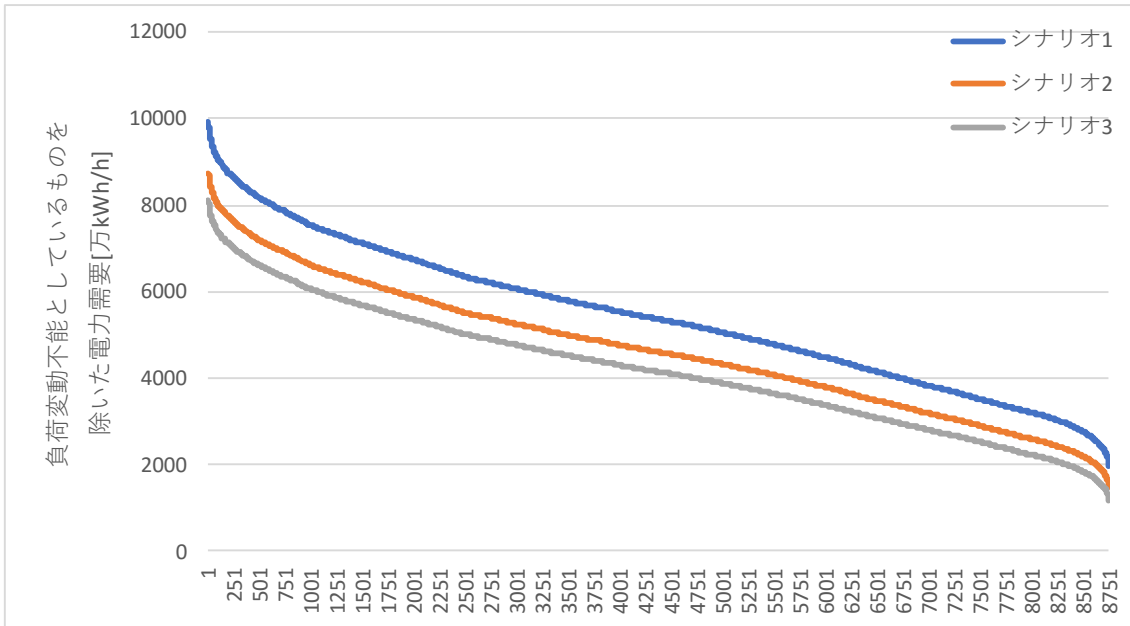


図 4-13 デマンドレスポンス可能機器の消費電力量・負荷変動不可電源発電量を除いたデュレーションカーブ

本分析結果から、電力需給に関するマージナルコスト（分析結果の電力需給バランスが満たされている状態から、更に電力供給を1 kWh 増加するのにかかるコスト）の分析結果の例を図 4-14 に示す。運転費がゼロである再生可能エネルギーが大幅に発電するため、主に日中において電力供給のマージナルコストがゼロ近傍になるエリアが発生する結果となった。仮にこれが電力取引価格となる場合、価格がゼロとなる時間が生じることとなる。

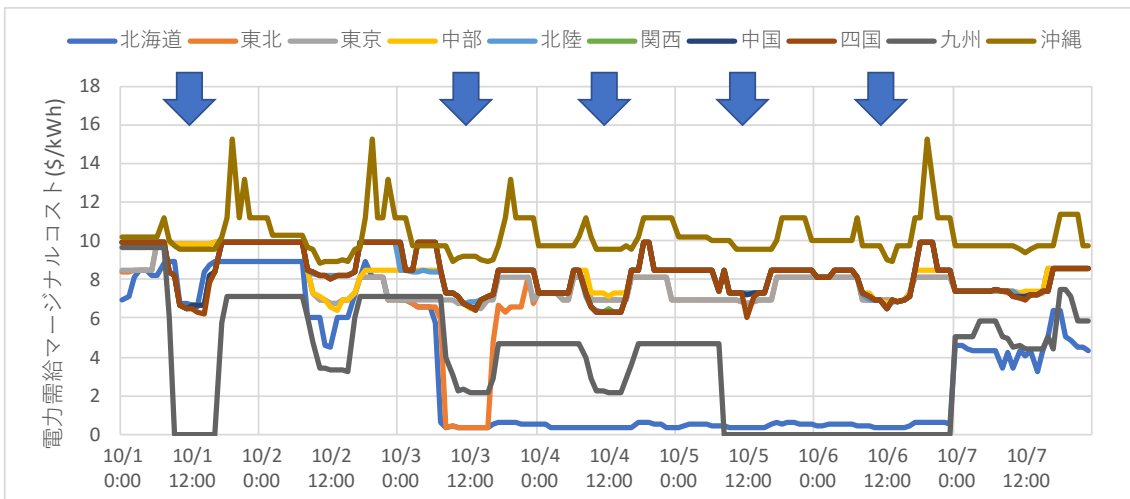


図 4-14 マージナルコストの分析結果（2050 年度・最小対策-n1（シナリオ 2）の例）

分析結果のうち、今ある技術の加速度的な普及による削減可能性を分析した。つまり、現状導入実績がある対策・技術について、前述した範囲での効率向上を行い、前述の導入量まで加速度的な普及を行った場合の削減であり、革新的技術（海洋エネルギー発電、CCS によ

る発電効率の低下等の影響)を除いたものである。最小対策-n1(シナリオ2)、最小対策-n2(シナリオ2)について分析を行った結果、排出原単位(使用端)はそれぞれ0.135kg-CO<sub>2</sub>/kWh、0.090kg-CO<sub>2</sub>/kWhまで低下する結果となった(排出原単位は火力発電におけるCCSを含まない値)。なお、2030年度の長期エネルギー需給見通しに基づく0.37kg-CO<sub>2</sub>/kWhであり、前述のとおり革新的技術を含めた場合の排出原単位は、それぞれ0.077kg-CO<sub>2</sub>/kWh、0.054kg-CO<sub>2</sub>/kWhとの結果となっている。

#### 4.1.4 求められるイノベーションと道筋

##### (1) 再生可能エネルギーの大量導入

再生可能エネルギーの大量導入は、本分析結果を実現するための重要要素である。本分析で想定した加速度的な普及を実現するためには、低コスト化によりグリッドパリティを持つとともに、発電所の開発に伴い、自然破壊や地元社会との不調和が発生しないよう、情報整備等が重要となる。

浮体式洋上風力発電については、日本の気象・海象条件等に適合し高い安全性や信頼性を有する発電システムの確立に成功しているものの、本格的な普及には設置コストの低減が重要であり、設置コストに占める割合の大きい施工コストの低減を図る手法の確立が目指されている(図4-29)。海洋エネルギー発電については、技術実証が行われている段階であり、信頼性の確保等が必要である。

再生可能エネルギーについて、2030年度以降、需要側の電化・能動化・水素製造と歩調を合わせ、加速度的に普及する道筋が、本分析結果を実現するために必要である。

##### (2) 火力発電の柔軟性とCCS

火力発電等の負荷配分可能な電源は、本分析結果において設備利用率が低下するものの、一定程度の容量は稼働実績があり、これがなければ供給力不足や周波数変動が生じ得る。稀にのみ稼働する火力発電のための燃料貯蔵を含め、長期的な変動に対する調整力確保の維持が重要となる。

火力発電については、調整力を重視し、最低出力が大きい大型電源から最低出力が不要な分散型ガス火力発電に移行することも考えられる。仮に、需要近接再エネ優先ケースにおいて、すべての石炭火力発電が分散型ガス火力発電(発電効率44.5%)に置き換わると仮定した場合を分析した。その結果、電力部門の直接CO<sub>2</sub>排出量(CCSを行わない場合)は約600万t-CO<sub>2</sub>減少し、分散型ガス火力発電は想定したすべての容量(2,682万kW)で稼働実績があったものの、一般LNG火力発電については稼働実績がある発電設備容量は約960万kW減少し、全国平均で一般LNG火力発電の稼働率は0.3%減少した。分散型ガス発電は比較的資本費が小さいことも考慮すれば、逐次増加する再生可能エネルギーに応じ、機動的に配備することで、温室効果ガス排出量を削減しつつ効率的に電力を賄うことができる可能性

がある。

CCS については、2030 年度までに商用化を行い、世界水準またはそれ以上の速度で普及する道筋が、本分析結果を実現するために必要である<sup>336</sup>。

### (3) 柔軟なエネルギーシステム

前述したように、変動性再生可能エネルギーを導入するのは、システムの柔軟性が必要となる。

ディマンドレスポンスについては、現在技術実証が行われているところである。情報通信技術の確立とともに、電力供給に応じた需要を生み出すライフスタイルの変容が必要である。

蓄電池については、低コスト化とともに、大量に普及した際の希少金属等のリサイクル体制の構築が必要である。「エネルギー・環境イノベーション戦略」においては、「定置用蓄電池等の開発にあたっては、車載用として高いレベルの性能が達成された蓄電池技術を活用する可能性も視野に研究開発を進めることが求められる」とされている。

本分析においては、電源と送配電網インフラが理想的に整備されると仮定しているが、現実にはこれらを同期させる計画手法が重要となる。「The Power of Transformation」によれば、「遠方にある変動性の再生可能エネルギー地点に向けた電源線の建設は、十分な変動性の再生可能エネルギー容量が確保されて初めて費用効果がある。しかし、変動性の再生可能エネルギープロジェクトの初期段階では、発電容量は小さいことが多く、全容量の電源の確保あるいは計画の確定の前にでも、送電費の負担方法を決める必要がある。」とされ、解決策として、テキサスの競合再生可能エネルギーゾーンやアイルランドのゲートシステムを紹介している。

本分析においては、モデル上理想的に運用が行われることとなっているが、現実には出力が自然変動する太陽光発電等の再生可能エネルギーや蓄電池、水素製造等が大量に導入した社会において、エネルギーシステム全体を最適化し、CO<sub>2</sub>排出量を最小化するための統合システム技術・シミュレーション技術が必要となる。

---

<sup>336</sup> IPCC 第 5 次評価報告書第 3 作業部会報告書においては、「CCS 発電所が規制によって化石燃料施設に義務づけられるか、あるいは競合する電源に対して競争力を持つか、例えば、CCS プラントが直面する効率低下によって部分的にもたらされる追加投資と操業費用増が十分に高い炭素価格（または直接的な財政支援）で補償されるならば、CCS 発電プラントが市場に見られるようになる可能性がある。将来の CCS の大規模な普及のためには、経済的なインセンティブだけでなく、貯留に対する短期、長期の責任に関する明確な規制が必須である」とされている。

表 4-11 エネルギー転換部門におけるイノベーションと道筋

	～2030年	～2040年	～2050年
<b>○ 再生可能エネルギーの大量導入</b>			
<b>太陽光発電 陸上風力発電</b>	低コスト化 環境・地域共生型の情 報整備	最も安価な電源として加 速度的に普及	太陽光発電2億 kW 以上 風力発電1億 kW 以上 (大型火力発電 75 基分)
<b>浮体式洋上風力発電 海洋エネルギー発電</b>	商用化に向けた技術実 証等		一般的な電源として普及
<b>○ 火力発電の調整力と CCS</b>			
<b>調整力</b>	再エネの普及により機能がシフト 発電 → 短期変動対応の調整力 → 長期的なひっ迫対応のバックアップ電源		
<b>CCS</b>	商用化に向けた技術実 証・適地調査・社会的受 容性の確保	CO <sub>2</sub> 回収が進み、世界 水準である約2割を回収	CO <sub>2</sub> 回収が進み、世界をリ ード 回収した CO <sub>2</sub> を水素のメタ ン化にも利用
<b>○ 柔軟なエネルギーシステム</b>			
<b>柔軟性技術の組合せ</b>	火力発電・デマンドレスポンス・水素製造・蓄電池・出力抑制・連系線増強等、柔軟 性技術について、コストも考慮しつつ組合せの最適化を検討することが重要		

#### (4) 更に期待されるイノベーション

水素発電は、LNG 火力発電等と同様に、電力量価値に加え、調整力や供給力（容量）の価値の提供も可能と考えられるため、中長期的には再生可能エネルギーの導入拡大に必要な調整電源・バックアップ電源としての役割を果たしつつ、低炭素化を図るための有力な手段となり得る。また、再生可能エネルギー由来水素を利用すれば、結果的に CCS の必要量を削減する役割も果たし得る。水素発電のほか、エネルギーキャリアとしてアンモニアを用いれば、アンモニアから水素を取り出す（脱水素）ことなく、発電に直接用いることも可能であり、「水素基本戦略」においては、「2020 年頃までに石炭火力発電所でのアンモニア混焼発電の開始、2030 年頃までにガスタービン等への利用拡大を目指す」としている。本分析においては、国内資源による対策を原則としたこと、輸入水素資源の調達ルートが確立していないことから、対策として想定しなかった。しかし、今世紀後半に排出実質ゼロを目指す上で、温室効果ガスを排出しない調整力を持った電源は重要である。仮に、2030 年以降、45 年経過した天然ガス火力発電を水素発電にリプレースしていく場合、2050 年度においては約 4,900 万 t-CO<sub>2</sub>/年の削減の可能性がある（設備容量約 2,500 万 kW 発電効率 63%稼働率 70%で試算、図 4-30）。

前述のように、IPCC 第 5 次評価報告書第 3 作業部会報告書によれば、2100 年に大気中の温室効果ガス濃度が約 450ppmCO<sub>2</sub> 換算に達するシナリオの典型は、一時的にオーバーシュートし、その典型は今世紀後半における CCS 付きバイオマスエネルギー・植林の利用と広範な普及に依拠している。また、「Energy Technology Perspectives 2017」によれば、2℃シナリオにおいて CCS 付きバイオマスエネルギーが電力部門の 2%となるとされている。



CCS 付きバイオマスエネルギーは、今世紀後半の実質排出ゼロに向けて、ネガティブエミッション技術として有力視されている。

## (5) 大幅削減に向けたその他の技術的課題

本分析において検討していないものの、2050年80%削減に向けて重要と考えられる点として、以下が挙げられる。

- ・ 風力発電・太陽光発電の予測精度の向上技術  
予測精度が向上することで、予測誤差の低減により電力供給が需要量とより近づくことができ、三次調整力の必要量が低減され、蓄電池導入量や火力発電の部分負荷動作低減による燃料投入量の削減が期待される。
- ・ 風力発電・太陽光発電による二次調整力・三次調整力技術  
(一社)日本風力発電協会は現在、風車の制御機能に関して確認を行っており<sup>337</sup>、こうした取組によって必要調整力の低減が期待される。
- ・ ヒートポンプ給湯器や電気自動車等ディマンドレスポンス機器による二次調整力・三次調整力機能の発揮技術
- ・ ヒートポンプ給湯器や電気自動車等の普及拡大等による需要側機器構成変化に対応した、配電電圧の昇圧や許容変動幅の見直し
- ・ 特に配電レベルでの柔軟性確保のための組合せ技術
- ・ 電力供給に占める同期電源の割合が低下した際の同期対応技術  
例えば、「The Power of Transformation」によれば、「全く有効電力を供給しない場合も同期発電機は送配電網へ無効電力を供給することができる(同機調相機運転)。」  
「稼働中の電源を改造してこのような能力を追加することは、対費用で効率的である可能性は低い、廃止されたプラントではドイツの事例が示すように高い費用効果が得られる場合がある。」とされている。

特に柔軟性の確保について、本分析では単純化した仮定により想定をおいたが、現実にもどのような組合せが最適であるかは、どのような道筋で行うか、全国レベルと地域レベルにおいて、今後十分な検討が行われる必要がある。

---

<sup>337</sup> 「資料4 風車制御機能の活用に向けて」(2018年1月、総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統WG(第14回)、日本風力発電協会)

## 4.2 電力コストに関する定量評価

個人や社会が負担する電力費用については、電力自由化の進展により市場において決定されるものであり、今後の市場設計（卸電力市場、容量市場、非化石価値取引市場、調整力公募等）により、負担者が大きく左右される。

一方、「The Power of Transformation」（2014年 IEA）によれば、システムの総コストは、最終的には電力消費者またはそれ以外の負担者から回収しなければならない費用である。

最終消費者が負担する費用を見通すことは現時点で困難であるが、いずれにしても日本として負担する費用として、システムの総コストを分析した。

### 4.2.1 電力コストの分析方法

再生可能エネルギーが大量導入した状況においては、電力の供給力を維持している価値（いわゆる kW 価値）が重要となると考えられる。そのため、運転維持費と資本費をあわせて考慮してコストを分析した。

具体的には、分析時点で稼働している発電所を対象に、発電技術別に資本費と運転維持費を積み上げ、分析時点の年間発電量で除して、ストック平均の発電コスト[円/kWh]を算出した。

資本費については、「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」（2015年5月発電コスト検証ワーキンググループ）の均等化発電原価の考え方に倣い、発電技術別の想定稼働年数で資本費を除すことで、1年当たりの資本費に換算した。

なお、上述の通り電力の供給力を維持している価値が重要となる状況と、発電設備が主に発電量の価値を発揮している現状とでは、コスト構造が大きく変化すると考えられるため、現状の電力コストとの単純比較は困難である。

### 4.2.2 コスト低下の想定

今後の大幅なコスト低下が見込まれる、太陽光発電、風力発電、海洋エネルギー発電、蓄電池については、将来のコスト低下を想定した。

太陽光発電、風力発電については、低位見通しと高位見通しの2つを想定した。低位見通しは、基本的に2050年度には国際価格に収斂するものとした。高位見通しは、国際価格とのコスト差が継続するものとした。

住宅用太陽光発電の資本費は、「太陽光発電競争力強化研究会報告書」（2016年10月太陽光発電競争力強化研究会）によれば、「出来るだけ早期に20万円/kW」とされていることから、2025年度に20万円/kWとなるものとした。低位見通しは、2050年度には「Energy Technology Perspectives 2014」（2014年 IEA）における高位シナリオ（hi-Ren Scenario）のこ

ストまで低下すると想定した。高位見通しは、2025 年度から、同シナリオとのコストの差が継続するとし、同シナリオと同じ低減率で低下すると想定した。

非住宅用太陽光発電の資本費は、「太陽光発電競争力強化研究会報告書」によれば、「2030 年に 10 万円/kW」とされていることから、これに達するとした。このコストは、「Energy Technology Perspectives 2014」における高位シナリオのコストを下回っていることから、低位見通し・高位見通しともに、2050 年度に同シナリオのコストとなると想定した。

住宅用太陽光発電の運転維持費は、「平成 29 年度以降の調達価格等に関する意見」（2016 年 12 月調達価格等算定委員会）から、2017 年度における運転維持費を想定した。低位見通しは、導入量の増加に伴い運転維持費の合理化が進むと仮定し、資本費のコスト低減率と同じ低減率を想定した。高位見通しは、後述する非住宅用太陽光発電で想定した運転維持費に対し、「平成 29 年度以降の調達価格等に関する意見」における 2017 年度の運転維持費の比率を乗じ、2050 年度のコストとした。

非住宅用太陽光発電の運転維持費は、「太陽光発電競争力強化研究会報告書」で示された資本費から、発電コスト検証ワーキンググループによる「発電コストレビューシート」を用い、2030 年度のコストを想定した。低位見通しは、2050 年度には「Energy Technology Perspectives 2014」における高位シナリオのコストまで低下すると想定した。高位見通しは、2030 年度のコストから一定であると想定した。

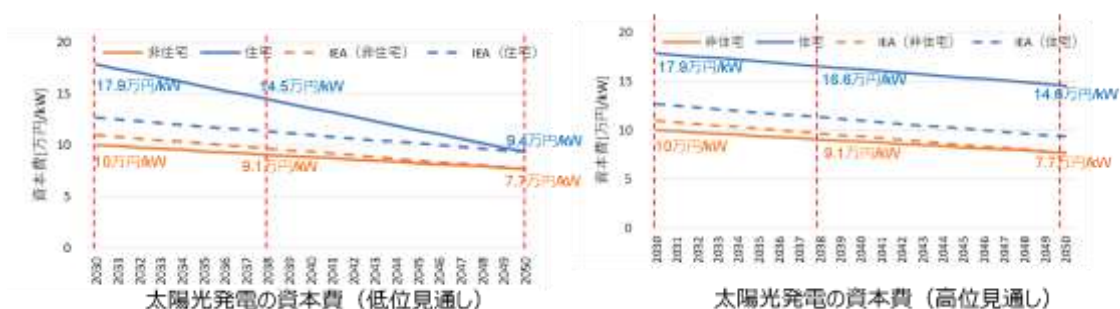


図 4-15 太陽光発電（資本費）のコスト低下の想定

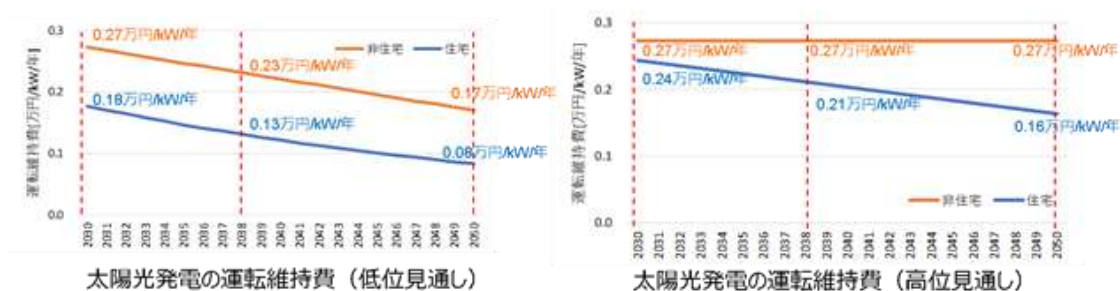


図 4-16 太陽光発電（運転維持費）のコスト低下の想定

陸上風力発電の資本費は、「風力発電競争力強化研究会報告書」（2016 年 10 月太陽光発電競争力強化研究会）によれば、「2030 年までに風車・工事費等 23.9～25.3 万円/kW」とさ

れていることから、これに達するとした。低位見通しは、2050年度には「Energy Technology Perspectives 2012」（2012年 IEA）における2℃シナリオ（2DS, 2100年までの世界平均気温上昇を少なくとも50%の確率で2℃に抑制したシナリオ）のコストまで低下すると想定した。高位見通しは、2030年度から、同シナリオとのコストの差が継続するとし、同シナリオと同じ低減率で低下すると想定した。

着床式洋上風力発電の資本費は、日本と諸外国の普及状況の差を踏まえ、2030年度には、「Energy Technology Perspectives 2012」における2℃シナリオの2010年のコストまで達すると想定した。低位見通しは、2050年度には同シナリオのコストまで低下すると想定した。高位見通しは、2030年度から、同シナリオにおける2010年から2050年までの低減率でコストが低下すると想定した。

浮体式洋上風力発電の資本費は、2030年度には、実証事業等の成果から大量生産時のコストを試算した。低位見通しは、2050年度には「Floating Offshore Wind: Market and Technology Review」（2015年 Carbon Trust）における「更なるコスト低下時」のコストまで低下すると想定した。高位見通しは、着床式洋上風力発電が既に普及段階にあることを踏まえ、「Energy Technology Perspectives 2012」における2℃シナリオの着床式洋上風力発電の2010年から2050年までの低減率を参照し、その低減率でコストが低下すると想定した。

陸上風力発電の運転維持費は、「風力発電競争力強化研究会報告書」によれば、「2030年までに0.41～0.46万円/kW/年」とされていることから、これに達するとした。低位見通しは、導入量の増加に伴い運転維持費の合理化が進むと仮定し、資本費のコスト低減率と同じ低減率を想定した。高位見通しは、2030年度のコストが、同報告書において示されている国際水準価格と同じであることから、2030年度のコストから一定であると想定した。

着床式洋上風力発電の運転維持費は、「平成29年度以降の調達価格等に関する意見」から、2017年度における運転維持費を想定した。高位見通し・低位見通しそれぞれについて、導入量の増加に伴い運転維持費の合理化が進むと仮定し、それぞれの資本費のコスト低減率と同じ低減率を想定した。

浮体式洋上風力発電は、着床式洋上風力発電がすでに普及段階にあることを踏まえ、2030年度には、「平成29年度以降の調達価格等に関する意見」の2017年度における着床式洋上風力発電のコストとなることを想定した。高位見通し・低位見通しそれぞれについて、導入量の増加に伴い運転維持費の合理化が進むと仮定し、それぞれの資本費のコスト低減率と同じ低減率を想定した。

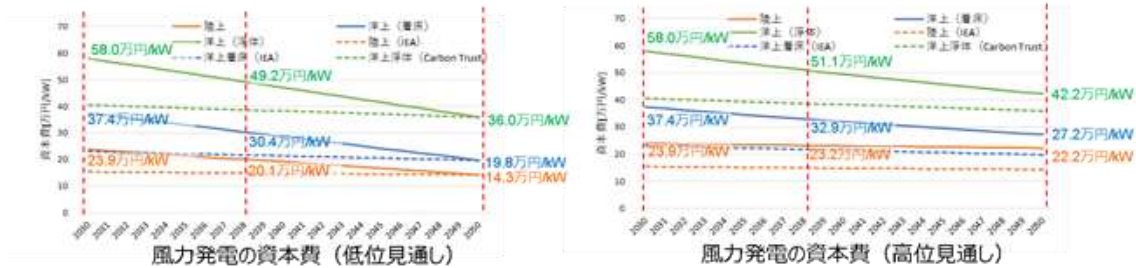


図 4-17 風力発電（資本費）のコスト低下の想定

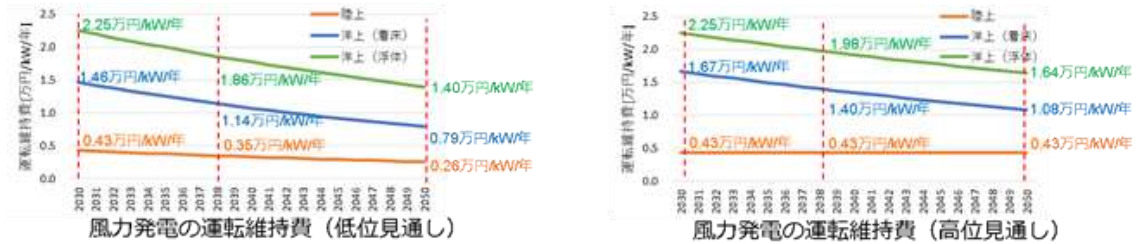


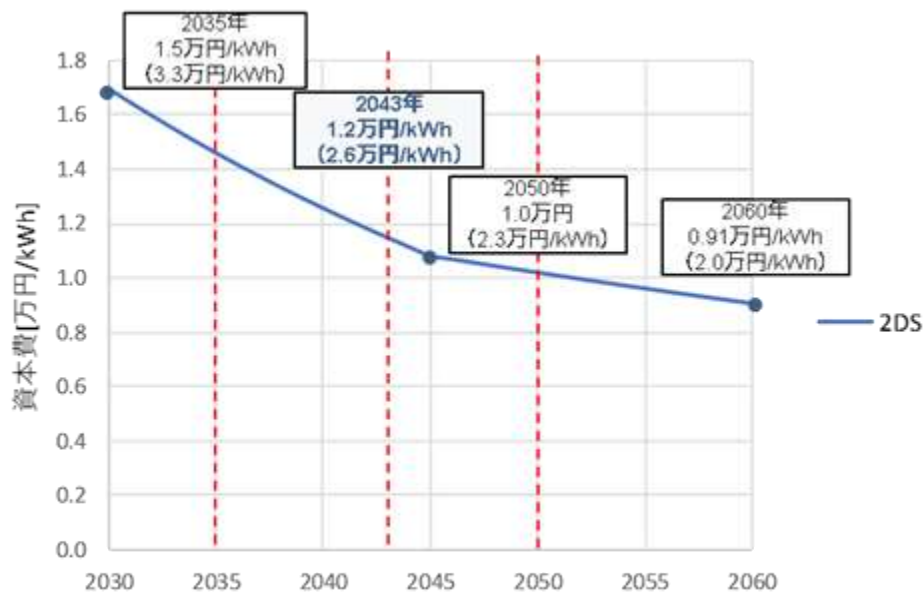
図 4-18 風力発電（運転維持費）のコスト低下の想定

海洋エネルギー発電は、2030 年度には、「International levelised cost of energy for ocean energy technologies」(2015 年 Ocean Energy Systems) における、最初の商用化プロジェクトのコスト見通しに達すると想定した。その後のコスト低下は、浮体式海上風力発電の低減率(2030～2050 年)を参照し、資本費、運転維持費を想定した。



図 4-19 海洋エネルギー発電のコスト低下の想定

蓄電池の資本費は、2030 年度には、「Energy Technology Perspectives 2017」(2017 年 IEA) における 2℃シナリオのコストまで低下すると想定し、それ以降同じコストで推移すると想定した。これは蓄電池単体のコストであるため、「平成 28 年度新エネルギー等導入促進基礎調査(定置用蓄電池の普及拡大及びアグリゲーションサービスへの活用に関する調査)」(2017 年資源エネルギー庁) における産業用蓄電池の 2020 年度目標の内訳を用いて、蓄電池単体の価格からシステム全体の価格を想定した。



※括弧内の数値はPCS等を含むシステムコスト

図 4-20 蓄電池のコスト低下の想定

これらについて、耐用年数を考慮し、太陽光発電、風力発電、海洋エネルギー発電については、2038年度のコスト（耐用年数25年の中央年）を、蓄電池については2043年度のコスト（耐用年数15年の中央年）を、2050年度のストック平均コストと想定した。2040年度のストック平均コストは近似的にそれぞれ2030年度、2033年度のものとした。

その他の発電設備については、「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」と同じとした。ただし、燃料単価はマクロフレームを用い、火力発電については社会的費用としてCCSコストを計上し、原子力発電の事故リスク対応費用については「新々・総合特別事業計画」（2017年原子力損害賠償・廃炉等支援機構）に示された賠償・廃炉等の額を用いた。

これらにより、「発電コストレビューシート」を用いて、2050年度時点のモデルプラント発電コスト比較を行った。その際、割引率は3%を選択した。低位見通し・高位見通しともに、浮体式洋上風力発電を除く太陽光発電・風力発電は、石炭火力発電・LNG火力発電よりも低コストとなった。

また、前述した火力発電の稼働率を考慮し、石炭火力発電の稼働率が10%である場合、LNG火力発電の稼働率が30%である場合と比較すると、高位見通しであってもすべての太陽光発電・風力発電の方が石炭火力発電より低コストとなった。

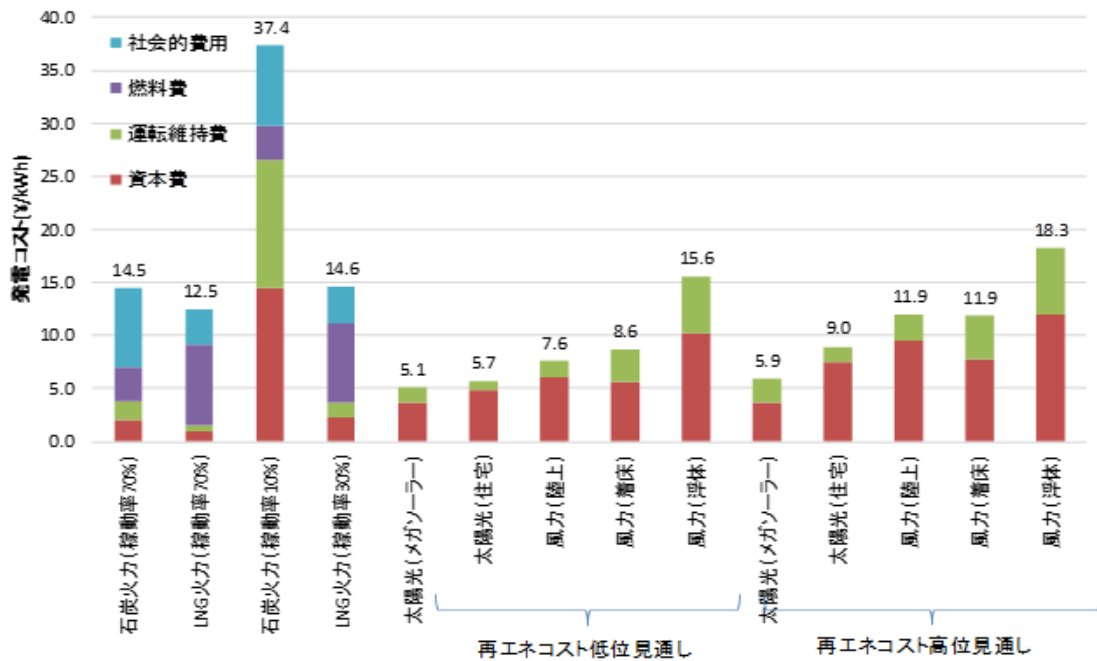


図 4-21 2050 年時点におけるモデルプラント発電コスト比較結果

#### 4.2.3 システム総コストの分析結果

これらを用いて、前述したケースごとにシステムの総コストを分析した。この際、「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」に倣い、資本費には利子率として3%を加味した。

送配電費用（託送料金）は、直近の一般送配電事業者（10社）の託送料金の平均とした。

再生可能エネルギー活用ケース、CCS 最小化ケースにおける地域間連系線の増強については、欧州における国際連系線のコスト及び国内の地域間連系線の整備計画を参照した。

システム総コストは、2040 年度においては 19.6～21.1 円/kWh、2050 年度においては 19.6～25.4 円/kWh となった。

2040 年度と 2050 年度を比較すると、社会経済シナリオ 1 では、0.2 円/kWh の減少～5.6 円/kWh の増加となり、社会経済シナリオ 2・3 では 0.4 円/kWh の減少～0.7 円/kWh の増加となった。

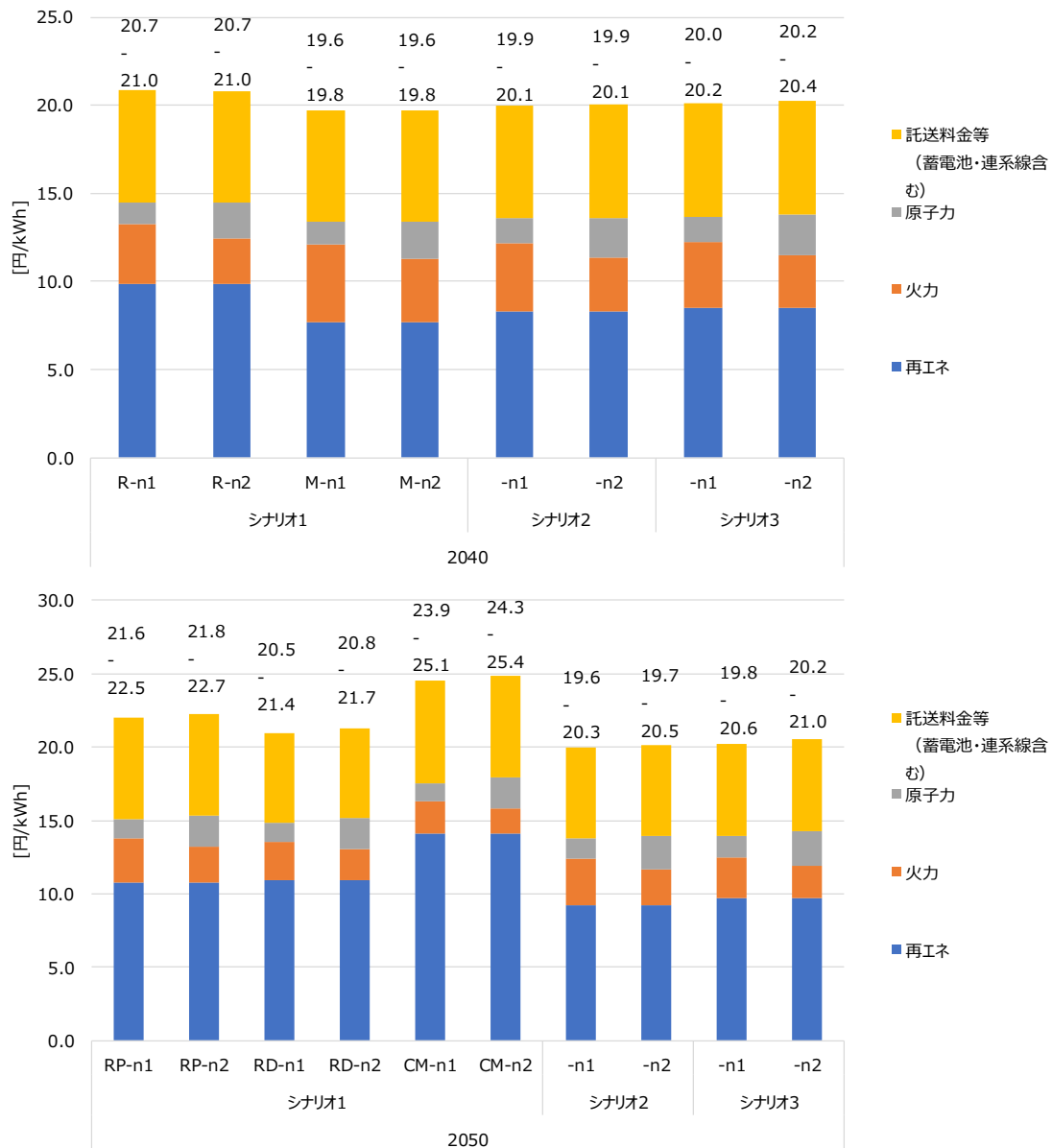


図 4-22 電力システムの総コスト

#### 4.2.4 電力コスト分析結果の留意点

今後の市場制度設計等によっては、市場原理によりコスト最適化が図られ、これよりもコストが低減する可能性がある。

再生可能エネルギーについては、更にコストが低下する可能性がある。「World Energy Outlook 2006」(2006年 IEA) から「World Energy Outlook 2017」(2017年 IEA) までの、太陽光発電・風力発電の導入見通しを比較すると、毎年更新するたびに増加傾向にある(図 4-31 及び図 4-32)。また、「Renewable Power Generation Costs in 2017」(2017年国際再生可能エネルギー機関)によれば、2010年と2017年を比較すると太陽光の発電コストは3分の1以下まで下落し、太陽熱を除く再生可能エネルギーの発電コストは火力発電と競争できる水準となっている(図 4-33)。



例えば、再生可能エネルギーやディマンドレスポンスが大量導入される際に必要となる情報通信・制御に要するコストは見込んでおらず、これよりもコストが増加する可能性がある。

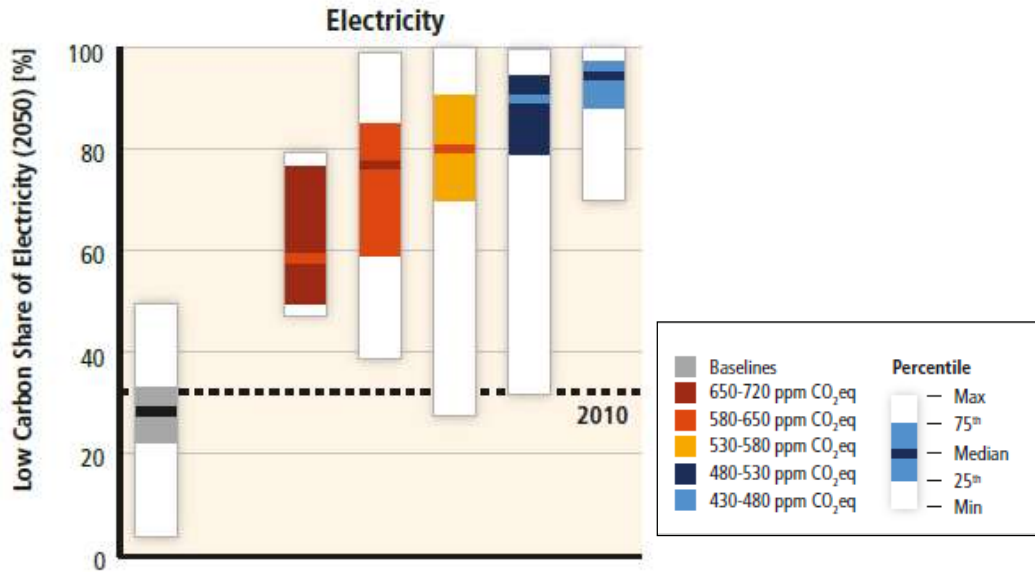
特に送配電網整備費用は、「The Power of Transformation」によれば、「太陽光発電の導入率にあわせて配電網が設計されていれば、分散型太陽光発電を高い水準で配電網に導入した場合の費用増加はそれほど大きくはならない（典型的なヨーロッパ地下配電網で1世帯当たり2.5kW～4kW用で0.001～0.011ユーロ/kWh）が、設備改修はずっと高くつく場合がある。政府が野心的な変動性の再生可能エネルギーの導入目標を掲げている場合、ある程度の設備改修は避けられないとしても、将来必要となる配電網の規模を予測することが重要である。」とされている。また、「Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation」（2013年 Imperial College London）ではPVパリティプロジェクトの結果として、太陽光発電に対応する配電網の強化は、2030年までに約9ユーロ/MWhのコストを要する、ディマンドレスポンスや蓄電池技術の活用によって太陽光発電のシステムへの統合コストを平均で20%削減できることなどが示されている。

地域間連系線については、欧州等では、EU大でのエネルギー市場の統合や再エネの系統接続の拡大という目的に向けて、国際連系線の建設が進むように、市場統合の効果、系統信頼性上の便益等を可視化するため、連系線増強に要する費用と様々な便益を比較する費用便益分析が行われている。このような状況も踏まえ、日本においても、費用対便益評価方法の検討が行われているところである。

系統整備による便益は多岐にわたり、費用便益分析において貨幣価値評価可能なもの、困難なものなど様々である。例えば、「Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects」（2015年欧州送電系統運用者ネットワーク）では、再生可能エネルギーの接続、CO<sub>2</sub>排出削減量、柔軟性といった項目も便益として評価されている。日本における費用便益分析の方法は確立しておらず、今後、その分析方法の確立とともに、それにより便益が適正に評価されることが期待される。

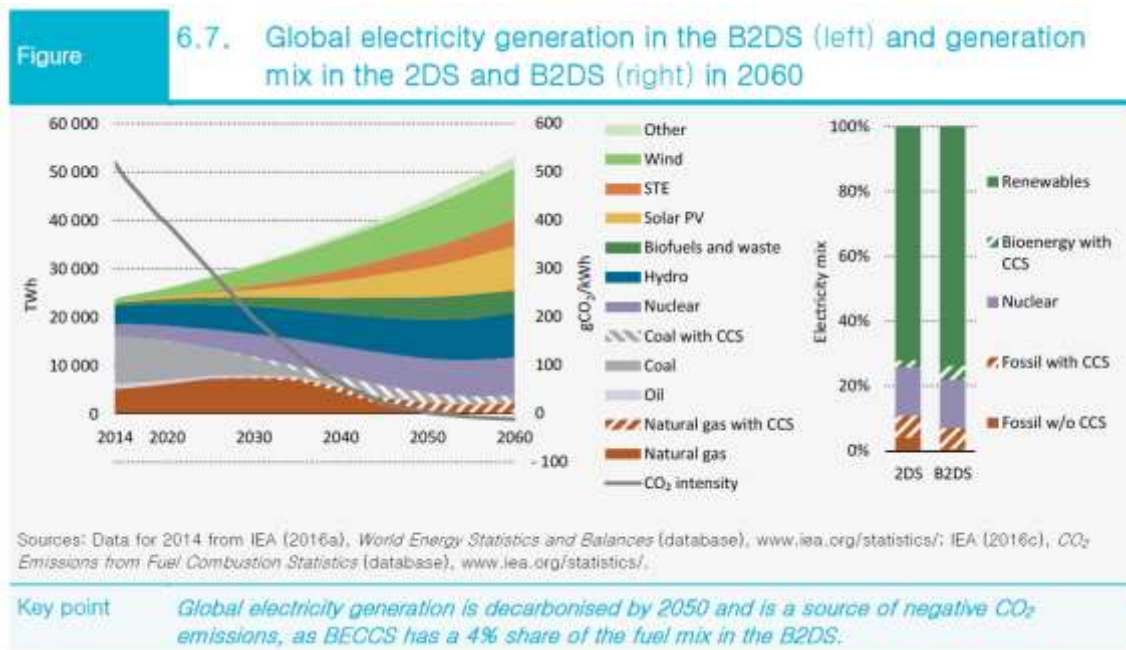
再生可能エネルギーは、余剰電力により水素製造を行っており、それによりCO<sub>2</sub>排出削減等の便益が生じていると考えられるが、本分析では境界条件として電力システムのみを分析している。

### 4.3 参考資料



出所) IPCC WGIII Technical Summary Figure TS.18 (2017年, IEA)、[https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc\\_wg3\\_ar5\\_technical-summary.pdf](https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_technical-summary.pdf)、2018年3月24日閲覧

図 4-23 世界全体での 2050 年時点の電力に占める低炭素電源の割合



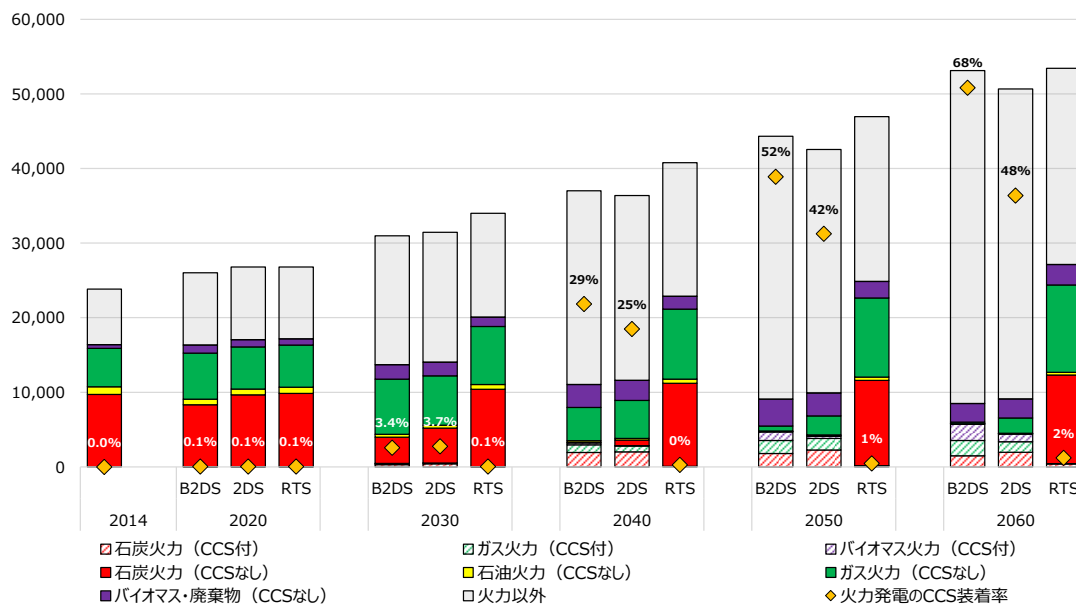
出所) Energy Technology Perspectives 2017 (2017年, IEA)

図 4-24 再生可能エネルギーの普及見通し

表 4-12 石炭火力発電に関する世界の潮流

	石炭火力割合※	方針	主な施策
EU	41%→28%→12% [30年目標:9.1%]	2030年までにEU全体で再エネ比率を最低でも27%を目標(電力は50%に相当)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新設火力発電への補助金に基準設定</li> <li>・EU-ETS(排出量取引)導入済</li> <li>・2009年に「CCS指令」公布</li> </ul>
英	65%→37%→— [30年目標:0%]	2025年までに石炭火力発電を廃止	<ul style="list-style-type: none"> <li>・CO2排出基準案を公表</li> <li>・EU-ETS対象国、独自に下限価格を設定</li> <li>・CCS事業が計画(2件)、CCS Ready制度整備済</li> </ul>
仏	8%→4%→— [30年目標:0%]	2022年までに石炭火力発電を廃止	<ul style="list-style-type: none"> <li>・CCS付以外の建設を認めない政令施行</li> <li>・EU-ETS対象国</li> <li>・CCS Ready制度整備済</li> </ul>
独	59%→47%→—	褐炭火力発電について補償金を支払い、廃止を進める方針で検討中	<ul style="list-style-type: none"> <li>・褐炭火力発電の新設を5年間禁止</li> <li>・EU-ETS対象国</li> <li>・環境税の一部で電力にも課税</li> <li>・CCS Ready検討制度整備済</li> </ul>
米国	53%→40%→26% [30年目標:7%]	<p>前政権のクリーン電力計画及び関連の規則等について、大統領令に基づきレビューを行う。(必要な場合は停止・改定・撤廃)</p> <p>※ただし、シェールガスが石炭より安価であるため、石炭火力の規制が撤回されても増えることはない、という米政府系研究機関の見解もある。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・CO2排出基準施行(大統領令に基づきレビューを行う)</li> <li>・北東部9州で排出量取引導入済</li> <li>・CCS事業が実施・計画(3件)</li> </ul>
カナダ	17%→10%→—	2030年までに従来の石炭火力発電(CCSなし)を段階的に廃止	<ul style="list-style-type: none"> <li>・CO2排出基準設定</li> <li>・ケベック州で排出量取引導入済</li> <li>・CCS事業が実施中(1件)</li> </ul>
中国	72%→75%→51%	石炭火力発電の新增設の抑制や一部建設計画の取り消し等	<ul style="list-style-type: none"> <li>・大手電力グループの排出係数目標設定</li> <li>・2017年から全国レベルの排出量取引開始</li> <li>・CCS事業が計画(2件)</li> </ul>
インド	65%→73%→58%	既に建設中のもの以外は、少なくとも2027年まで石炭火力発電新設は不要	<ul style="list-style-type: none"> <li>・石炭等へのクリーンエネルギー税導入(2016年2月に増税、クリーン環境税に改名)</li> </ul>
日本	13%→33%→27% [30年目標:26%]		<ul style="list-style-type: none"> <li>・省エネ法・高度化法の目標設定、運用強化</li> <li>・地球温暖化対策税導入、2016年4月に最終税率への引き上げ完了</li> </ul>

※「石炭火力割合」は電源構成における石炭火力発電の割合。1990年実績→2013年実績→2030年見通し(“World Energy Outlook 2016”による。「—」はデータなし。)



参照シナリオ (RTS) : 各国が既にコミットした排出削減や対策を考慮したシナリオ

2°Cシナリオ (2DS) : 2100年までの世界平均気温上昇を少なくとも50%の確率で2°Cに抑制したシナリオ

2°C未満シナリオ (B2DS) : 50%以上の確率で1.75°C以下に抑制するシナリオ

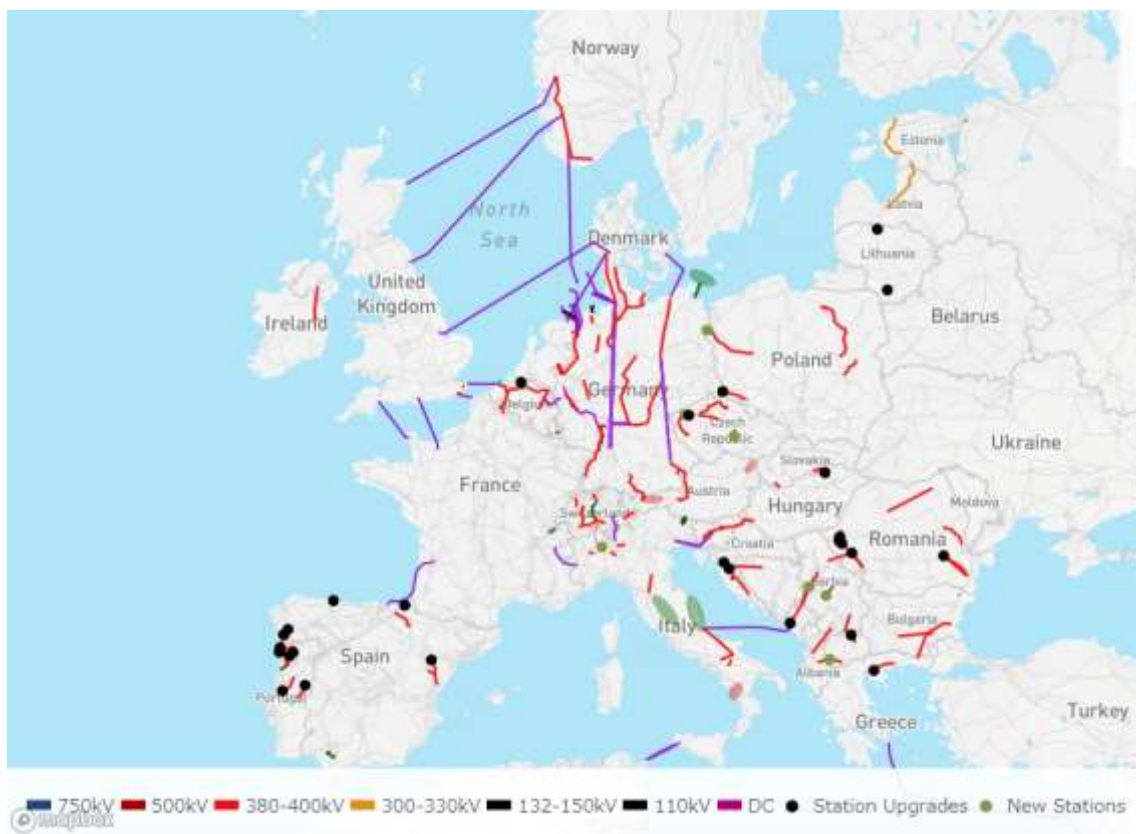
出所) Energy Technology Perspectives 2017 (2017年, IEA)

図 4-25 シナリオごとの全発電電力量に占める CCS 付火力発電による発電電力量 (世界全体)

表 4-13 主要各国の長期戦略における 2050 年のエネルギー部門の姿

国	2050 年の主な絵姿	シナリオにおける数値
ドイツ	長期的には電力はほぼ全て再生可能エネルギー 石炭火力発電の段階的削減 電力コストを抑えつつ需給バランスを確保 セクター統合の進展により電力需要は長期的に大きく増加	部門排出量(80シナリオ): 1990年比▲92% 電力発電量(輸出入反映)に 占める国内生産の再生可能 エネルギー(同上):83%
フランス	効率改善、電化、平準化による需要対策 火力発電への投資のコントロール、CCS 導入検討 水力発電、蓄電ネットワーク、power to gas/heat、国際連系線によるシステムの柔軟性確保 再エネ熱(バイオマス熱等)や廃熱利用とそのための地域熱供給の拡大	部門排出量: 1990年比▲96%
英国	電力部門からの排出をほぼゼロ(再エネ・原子力等の低炭素電源 80%以上、石炭火力発電はフェードアウト) 系統連系の拡大、電力貯蔵、ディマンドレスポンスにより、柔軟なシステムの実現 自動車、冷暖房の電化が進むと見込まれる一方、水素等が代替する可能性	低炭素電源比率:99% 部門排出量: 4MtCO <sub>2</sub> (電力経路) 3MtCO <sub>2</sub> (水素経路) ▲22MtCO <sub>2</sub> (排出除去経路)
カナダ	さらなる電源の低炭素化(現状 80%が低炭素電源) 電化により発電量が増加	総エネルギー消費に占める 電力シェア:40~72% ※5つのシナリオの範囲
米国	再エネの急伸等でほぼすべてが低炭素電源、経済成長と電化により発電量増加 CCUS のない火力発電はフェードアウト エネルギー貯蔵、送電網、ディマンドレスポンス、ダイナミックプライシング、予測技術向上によるシステムの柔軟性が重要	一次エネルギー消費: 2005年比▲20%以上 クリーン電源比率:92% ※ベンチマークシナリオ
日本 長期低 炭素ビ ジョン	低炭素電源が発電電力量の9割以上、再生可能エネルギーが最大限利用 ほとんどの火力発電においては CCS や CCU が実装 「需要に応じた供給」から「供給を踏まえて賢く使う・貯める」に	

出所) 各国の長期戦略、ドイツ Oko-Institut ら(2016)、長期低炭素ビジョンを基に作成。類似の記述が各国の長期戦略に多数あり、その一部を掲載。



出所) ENTSO-E TYNDP 2016 Map、<http://tyndp.entsoe.eu/reference/#map>、2018年2月15日閲覧

図 4-26 欧州における送電線整備計画

表 4-14 2050年の再生可能エネルギー設備容量 (1/2)

2050年[万 kW]		太陽光 (屋根置き)	太陽光 (平置き)	陸上風力	洋上風力 (着床)	洋上風力 (浮体)	水力 (既設)	水力 (新設)	地熱	バイオマス*	海洋エネ
低位 (シナリオ2/ シナリオ3)	北海道	425	161	610	60	0	121	71	55	21/ 25	55
	東北	1,227	465	2,140	410	110	454	170	290	33/ 31	80
	東京	4,283	1,624	420	1,310	1,180	312	61	51	81/ 79	100
	中部	2,389	906	380	590	680	319	164	22	37/ 37	63
	北陸	284	108	160	0	0	255	64	0	8/ 8	8
	関西	2,049	777	420	0	40	371	39	0	39/ 38	43
	中国	1,014	385	420	0	0	97	35	0	21/ 20	45
	四国	581	221	170	80	90	93	38	0	13/ 12	83
	九州	2,063	783	420	50	200	183	46	128	39/ 37	133
	沖縄	184	70	60	0	0	0	1	0	3/ 3	4
	合計	14,500	5,500	5,200	2,500	2,300	2,204	689	548	295/286	614
超高位 (CCS 最小化)	北海道	425	161	915	1,498	957	121	120	73	56	199
	東北	1,227	465	3,210	1,171	1,006	454	287	377	77	259
	東京	6,459	1,624	630	2,309	2,227	312	102	68	112	161
	中部	3,227	906	570	1,143	1,274	319	277	31	64	110
	北陸	284	108	160	0	0	255	107	0	16	25
	関西	2,857	777	630	17	150	371	66	0	61	78
	中国	1,014	385	420	0	0	97	59	0	43	121
	四国	581	221	170	80	90	93	65	0	29	153
	九州	2,063	783	420	50	200	183	78	165	74	237
	沖縄	184	70	60	0	0	0	2	0	4	15
	合計	18,322	5,500	7,185	6,268	5,904	2,204	1161	712	535	1,358
設備利用率		約 13%	約 13%	約 24%	30%	30%	45%/60%	45%/60%	83%	87%	50%(波力) 30%(潮力)

\*バイオマスは再エネシナリオではなく、マクロフレーム適用シナリオと連動。低位はシナリオ2/シナリオ3、高位はシナリオ1の数値を示す

表 4-15 2050 年の再生可能エネルギー設備容量 (2/2)

2050 年[万 kW]		太陽光 (屋根置き)	太陽光 (平置き)	陸上風力	洋上風力 (着床)	洋上風力 (浮体)	水力 (既設)	水力 (新設)	地熱	バイオマス*	海洋エネ
北高位 (ポテンシャル活用)	北海道	425	161	915	1,498	957	121	71	55	45	55
	東北	1,227	465	3,210	1,171	1,006	454	170	290	62	80
	東京	4,283	1,624	420	1,310	1,180	312	61	51	89	100
	中部	2,389	906	380	590	680	319	164	22	52	63
	北陸	284	108	160	0	0	255	64	0	13	8
	関西	2,049	777	420	0	40	371	39	0	49	43
	中国	1,014	385	420	0	0	97	35	0	34	45
	四国	581	221	170	80	90	93	38	0	23	83
	九州	2,063	783	420	50	200	183	46	128	59	133
	沖縄	184	70	60	0	0	0	1	0	3	4
	合計	14,500	5,500	6,575	4,699	4,153	2,204	689	548	428	614
中高位 (需要近接再生優先)	北海道	425	161	610	60	0	121	71	55	45	55
	東北	1,227	465	2,140	410	110	454	170	290	62	80
	東京	6,459	1,624	630	2,309	2,227	312	61	51	89	100
	中部	3,227	906	570	1,143	1,274	319	164	22	52	63
	北陸	284	108	160	0	0	255	64	0	13	8
	関西	2,857	777	630	17	150	371	39	0	49	43
	中国	1,014	385	420	0	0	97	35	0	34	45
	四国	581	221	170	80	90	93	38	0	23	83
	九州	2,063	783	420	50	200	183	46	128	59	133
	沖縄	184	70	60	0	0	0	1	0	3	4
	合計	18,322	5,500	5,810	4,069	4,051	2,204	689	548	428	614
設備利用率		約 13%	約 13%	約 24%	30%	30%	45%/60%	45%/60%	83%	87%	50%(波力) 30%(潮力)

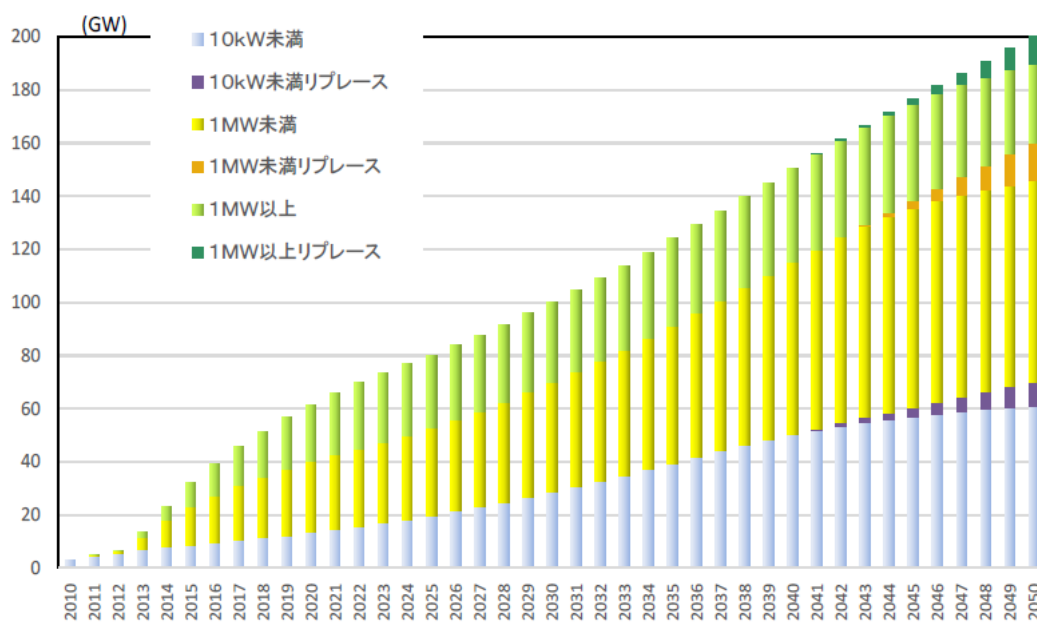


表 4-16 2040 年の再生可能エネルギー設備容量 (1/2)

2050 年[万 kW]		太陽光 (屋根置き)	太陽光 (平置き)	陸上風力	洋上風力 (着床)	洋上風力 (浮体)	水力 (既設)	水力 (新設)	地熱	バイオマス*	海洋エネ
低位・最小対策 (シナリオ2)	北海道	279	161	610	45	0	121	47	35	35	27
	東北	804	465	2,140	308	83	454	113	184	53	40
	東京	2,806	1,624	420	983	885	312	40	33	131	50
	中部	1,566	906	380	443	510	319	109	14	61	31
	北陸	186	108	160	0	0	255	42	0	14	4
	関西	1,343	777	420	0	30	371	26	0	63	22
	中国	664	385	420	0	0	97	23	0	34	22
	四国	381	221	170	60	68	93	26	0	21	42
	九州	1,352	783	420	38	150	183	31	81	64	66
	沖縄	121	70	60	0	0	0	1	0	5	2
	合計	9,500	5,500	5,200	1,875	1,725	2,204	457	348	480	307
低位・最小対策 (シナリオ3)	北海道	279	161	610	45	0	121	47	35	42	27
	東北	804	465	2,140	308	83	454	113	184	52	40
	東京	2,806	1,624	420	983	885	312	40	33	132	50
	中部	1,566	906	380	443	510	319	109	14	61	31
	北陸	186	108	160	0	0	255	42	0	14	4
	関西	1,343	777	420	0	30	371	26	0	64	22
	中国	664	385	420	0	0	97	23	0	34	22
	四国	381	221	170	60	68	93	26	0	21	42
	九州	1,352	783	420	38	150	183	31	81	62	66
	沖縄	121	70	60	0	0	0	1	0	5	2
	合計	9,500	5,500	5,200	1,875	1,725	2,204	457	348	476	307
設備利用率		約 13%	約 13%	約 24%	30%	30%	45%/60%	45%/60%	83%	87%	50%(波力) 30%(潮力)

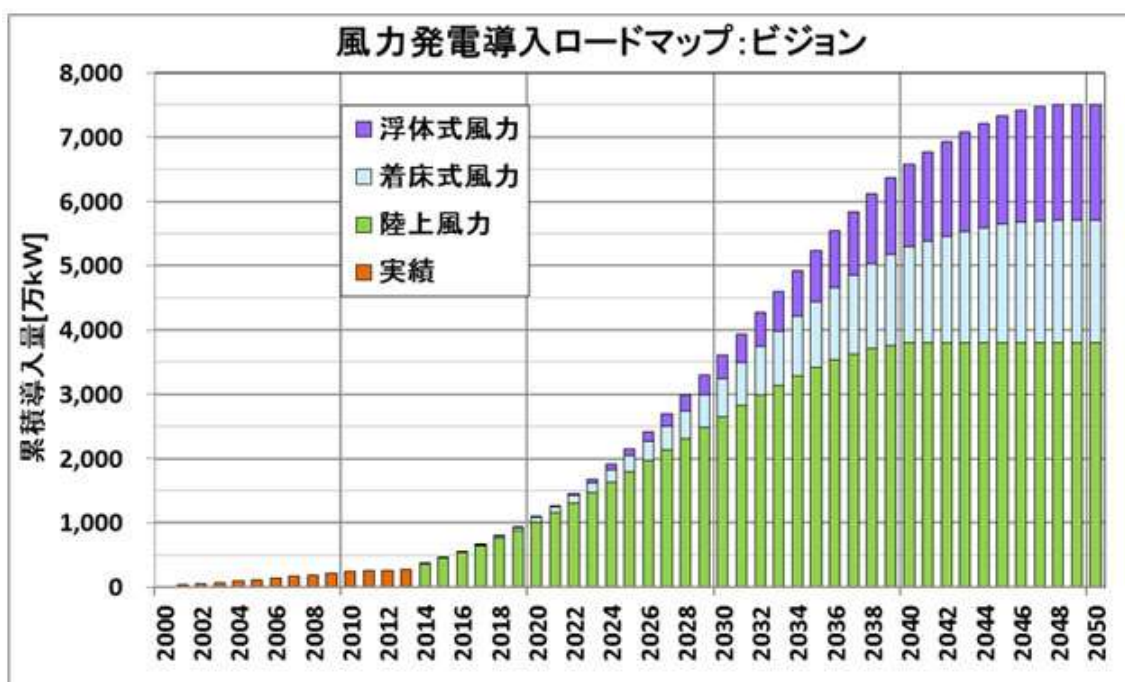
表 4-17 2040 年の再生可能エネルギー設備容量 (2/2)

2050 年[万 kW]		太陽光 (屋根置き)	太陽光 (平置き)	陸上風力	洋上風力 (着床)	洋上風力 (浮体)	水力 (既設)	水力 (新設)	地熱	バイオマス*	海洋エネ
再エネ高位 (シナリオ1)	北海道	425	161	610	60	0	121	72	44	63	99
	東北	1,227	465	2,140	410	110	454	171	227	86	130
	東京	4,283	1,624	420	1,310	1,180	312	61	41	125	81
	中部	2,389	906	380	590	680	319	165	19	72	55
	北陸	284	108	160	0	0	255	64	0	18	13
	関西	2,049	777	420	0	40	371	39	0	68	39
	中国	1,014	385	420	0	0	97	35	0	48	60
	四国	581	221	170	80	90	93	39	0	32	77
	九州	2,063	783	420	50	200	183	46	99	83	118
	沖縄	184	70	60	0	0	0	1	0	4	7
	合計	14,500	5,500	5,200	2,500	2,300	2,204	694	430	600	679
再エネ中位 (シナリオ1)	北海道	279	161	610	45	0	121	47	35	57	27
	東北	804	465	2,140	308	83	454	113	184	79	40
	東京	2,806	1,624	420	983	885	312	40	33	114	50
	中部	1,566	906	380	443	510	319	109	14	66	31
	北陸	186	108	160	0	0	255	42	0	16	4
	関西	1,343	777	420	0	30	371	26	0	62	22
	中国	664	385	420	0	0	97	23	0	44	22
	四国	381	221	170	60	68	93	26	0	29	42
	九州	1,352	783	420	38	150	183	31	81	75	66
	沖縄	121	70	60	0	0	0	1	0	4	2
	合計	9,500	5,500	5,200	1,875	1,725	2,204	457	348	476	307
設備利用率		約 13%	約 13%	約 24%	30%	30%	45%/60%	45%/60%	83%	87%	50%(波力) 30%(潮力)



出所 「JPEA PV OUTLOOK～太陽光発電 2050 年の黎明～」 (2017 年 6 月 (一社) 太陽光発電協会)  
 (2018 年 2 月 28 日最終確認) <http://www.jpea.gr.jp/pvoutlook2050.pdf>

図 4-27 太陽光発電の 2050 年に至る累積稼働見通し



出所 (一社) 日本風力発電協会 HP (2018 年 2 月 28 日最終確認) <http://jwpa.jp/jwpa/vision.html>

図 4-28 風力発電導入のロードマップ

表 4-18 OEA-J による波力発電・潮流発電の導入ロードマップ（2008 年策定）

	2020 年まで	2030 年まで	2050 年まで
想定或いは期待される発電量	波力発電:2 億 kWh/年 潮流発電:4 億 kWh/年	波力発電:7.5 億 kWh/年 潮流発電:20 億 kWh/年	波力発電:200 億 kWh/年 潮流発電:200 億 kWh/年
想定或いは期待される発電規模	波力発電:5.1 万 kW 潮流発電:13 万 kW	波力発電:55.4 万 kW 潮流発電:76.0 万 kW	波力発電:735 万 kW 潮流発電:760 万 kW

<波力発電 前提条件>

前提条件 1：日本周辺の波パワーの平均 7kW/m、前提条件 2：日本沿岸の総延長 5,000km、前提条件 3：日本周辺の波パワー総量（前提条件 1,2 より 3,500 万 kW）の利用率 6.5%、前提条件 4：稼働率：Onshore25%、Near-shore27%、Offshore40%

<潮流発電 前提条件>

前提条件：稼働率：30%

出所）NEDO 再生可能エネルギー技術白書第 2 版（NEDO, 2013）

表 4-19 NEDO による海洋エネルギーのポテンシャル試算値（現状技術を想定）

	波力発電	潮流発電
導入ポテンシャル[万 kW]	539	187
発電ポテンシャル[億 kWh/年]	189	59

※現状の技術レベルを仮定したポテンシャル量。

出所）NEDO「海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務報告書」（NEDO, 2011）

表 4-20 BAT の参考表（抜粋）

BATの参考表【平成29年2月時点】（抜粋）

(A) 商用プラントとして既に運転開始をしている最新鋭の発電技術

発電規模	発電方式	燃料	発電効率
90~110万kW級	超々臨界圧 (USC)	石炭	40
70万kW級	超々臨界圧 (USC) ／超臨界圧 (SC)	石炭	40
60万kW級	超々臨界圧 (USC)	石炭	39
50万kW級	超臨界圧 (SC)	石炭	39.5
20万kW級	亜臨界圧 (Sub-C) 石炭ガス化複合発電 (IGCC)	石炭	38 40.5
80万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)	LNG	49
50万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)	LNG	52
40万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)	LNG	51

- ・ 発電効率は送電端HHV(%)
- ・ LNGは東日本 (50Hz地域) のもの

(B) 着工済み・環境アセスメント手続きに入っている発電技術

発電規模	発電方式	燃料	発電効率
100万kW級	超々臨界圧 (USC)	石炭	41
60万kW級	超々臨界圧 (USC)	石炭	40.5
70万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)	LNG	53
60万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)	LNG	55.5
50万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)	LNG	55

(C) 開発・実証段階の発電技術

発電規模	発電方式	燃料	発電効率
50~100万kW級	先進超々臨界圧 (A-USC)	石炭	46
50万kW級	石炭ガス化複合発電 (IGCC)	石炭	44.5
17万kW級	石炭ガス化燃料電池複合発電 (IGFC)	石炭	55
50~60万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)	LNG	57
10万~20万kW	高温分空利用ガスタービン (AHAT)	LNG	51

出所）東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ資料

表 4-21 標準シナリオにおける地域間連系線利用可能容量

	北海道・東北		東北		東京		中部北陸間		北陸関西間		中部関西間		関西中国間		関西四国間		中国四国間		中国九州間	
	北海道 ⇒ 東北	東北 ⇒ 北海道	東北 ⇒ 東京	東京 ⇒ 東北	東京 ⇒ 中部	中部 ⇒ 東京	北陸 ⇒ 中部	中部 ⇒ 北陸	関西 ⇒ 北陸	北陸 ⇒ 関西	中部 ⇒ 関西	関西 ⇒ 中部	関西 ⇒ 中国	中国 ⇒ 関西	関西 ⇒ 四国	四国 ⇒ 関西	中国 ⇒ 四国	四国 ⇒ 中国	中国 ⇒ 九州	九州 ⇒ 中国
運用容量	90	90	1028	64	300	300	30	30	130	171	250	178	278	405	140	140	120	120	52	45
マージン	50	55	79	39	75	79	0	0	70	7	35	37	32	35	0	0	93	0	0	0
利用可能容量	40	35	949	25	225	221	30	30	60	164	215	141	246	370	140	140	27	120	52	45

- 洋上風力は再エネ電源の中で最大の賦存量であり、安定かつ効率的な発電が可能。
- 国内で商用スケール（2 MW）の浮体式風力発電を実証し、設計・運転等の技術・ノウハウを確立。
- 平成28年度からは、効率的かつ正確な海域動物・海底地質等調査の手法や、施工の低炭素化・低コスト化の手法の確立のための事業を実施。

長崎県五島市沖で国内初となる2MWの浮体式洋上風力発電施設を建造・設置・運転・評価



実証海域

風力タービン	H123	H124	H125	H20	H21	H22	H23	H24	H25	
実証事業 (小規模試験機 100kW)	設計・建造・施工		設計・建造・施工		設計・建造・施工		設計・建造・施工		設計・建造・施工	
実証機 (2MW)	設計・建造・施工		設計・建造・施工		設計・建造・施工		設計・建造・施工		設計・建造・施工	
補助事業 低コスト化・普及促進事業	設計・建造・施工		設計・建造・施工		設計・建造・施工		設計・建造・施工		設計・建造・施工	

※H22年にFS調査を行い実証海域・浮体構造等を決定



2MW実証機

全長：約170m  
風車直径：90m  
重さ：約400t


**得られた成果・知見**

- 世界初のハイブリッドスパー型を開発
- 浮体本体の水中部分にコンクリートを用いコストを大きく低減
- 効率的な発電
  - ・設備利用率30%超（陸上平均20%）※2MW風車では、1,800世帯分の電力
- 高い耐久性を確認
- 風速53m/s、波高17mの戦後最大の台風の直撃に耐えた実績
- 漁業者の理解を醸成
- 浮体に魚が集まる効果を確認 海洋等環境への影響も小さい

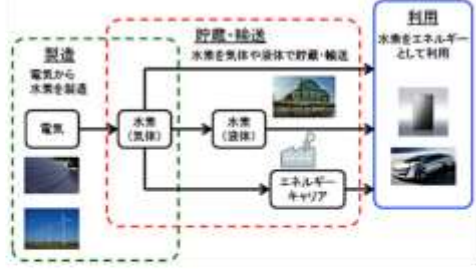
出所) 環境省資料より

図 4-29 低炭素型浮体式洋上風力発電低コスト化・普及促進事業

数MW級水素専焼ガスタービン燃焼器のイメージ 水素エネルギーシステム技術開発のイメージ



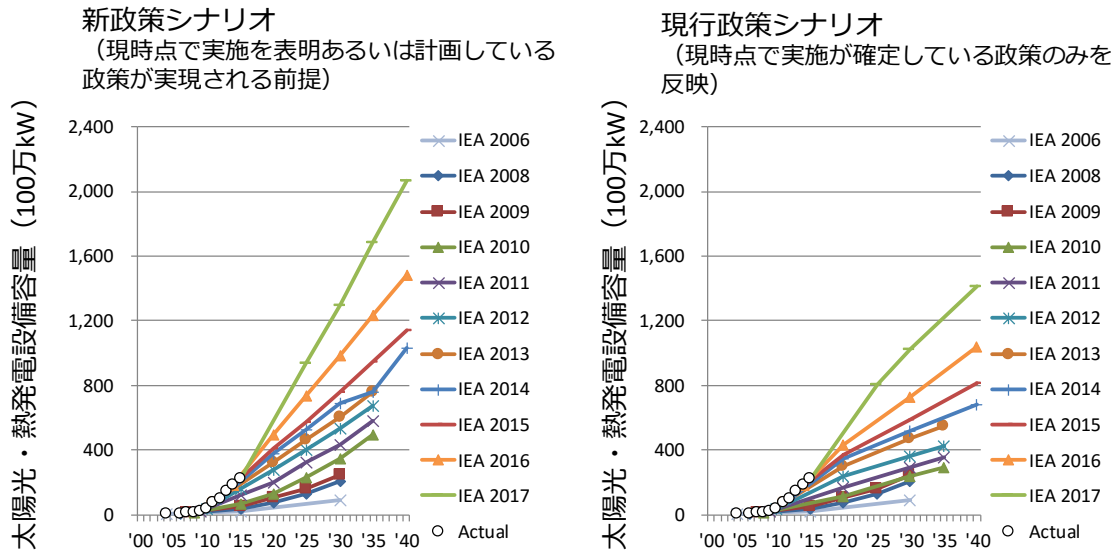
出所) NEDO  
[http://www.nedo.go.jp/news/press/AA5\\_100596.html](http://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100596.html)



出所) NEDO  
[http://www.nedo.go.jp/news/press/AA5\\_100363.html](http://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100363.html)

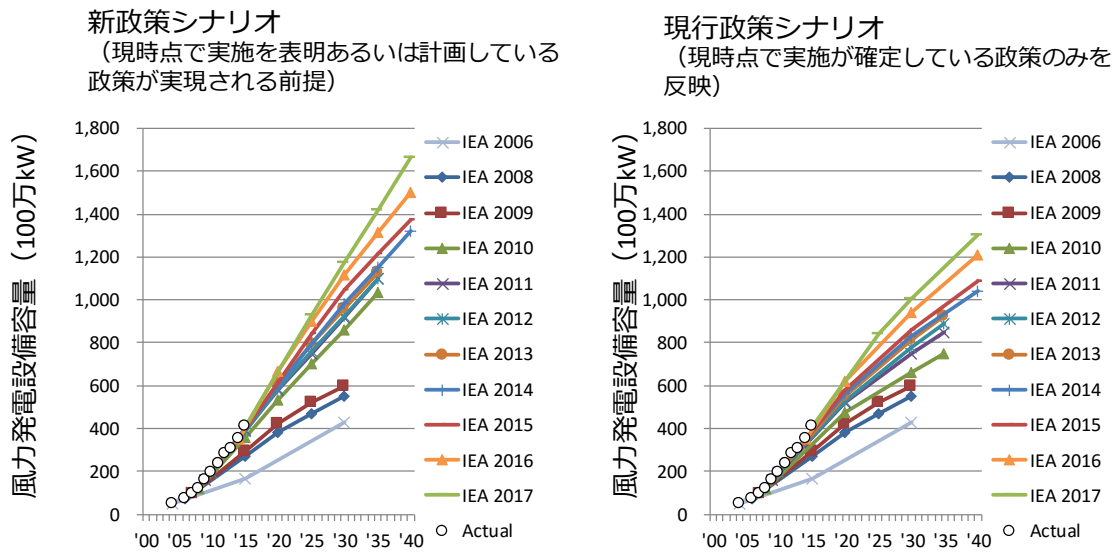
2030年以降、45年経過した天然ガス火力発電を水素発電にリプレースしていく場合、2050年断面で約49百万t-CO2/年の削減の可能性  
(設備容量約2500万kW発電効率63%稼働率70%で試算)

図 4-30 水素発電のイメージ



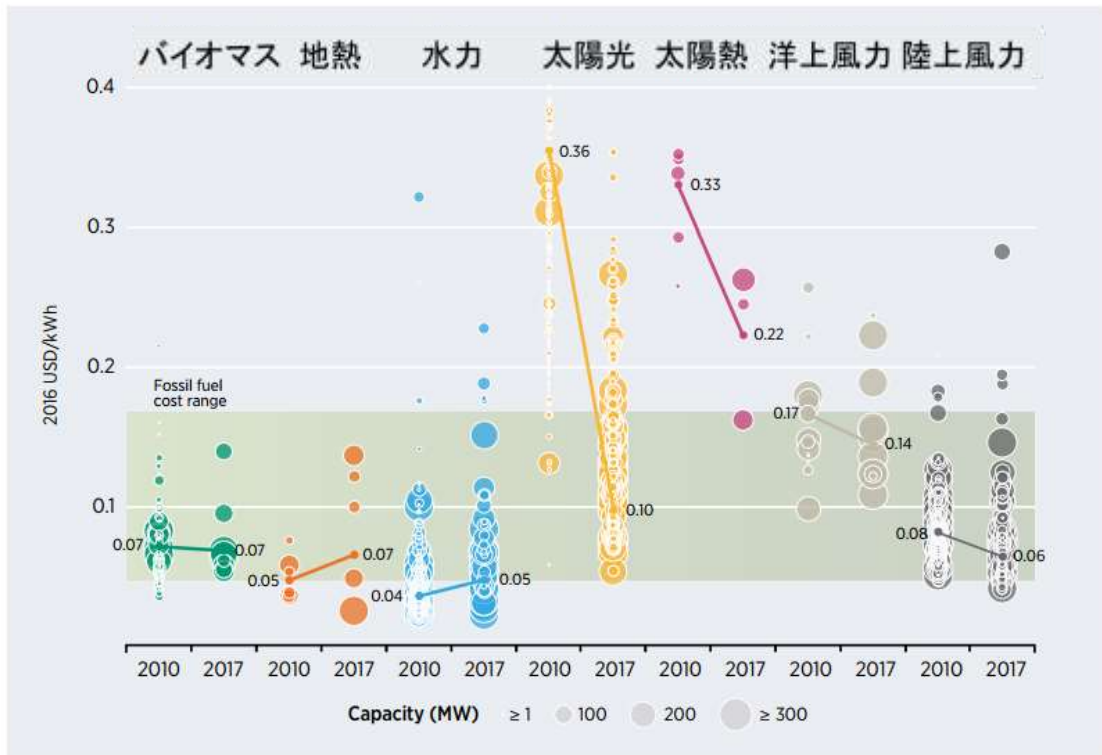
出所) IEA (International Energy Agency) World Energy Outlook 2006 493 ページ, 2008 507 ページ, 2009 623 ページ, 2010 620-621 ページ, 2011 546-547 ページ, 2012 554-555 ページ, 2013 574-575 ページ, 2014 608-609 ページ, 2015 586-587 ページ, 2016 552-553 ページ, 2017 650-651 ページを基に環境省作成

図 4-31 太陽光発電導入量見通しの経年比較



出所) IEA (International Energy Agency) World Energy Outlook 2006 493 ページ, 2008 507 ページ, 2009 623 ページ, 2010 620-621 ページ, 2011 546-547 ページ, 2012 554-555 ページ, 2013 574-575 ページ, 2014 608-609 ページ, 2015 586-587 ページ, 2016 552-553 ページ, 2017 650-651 ページを基に環境省作成

図 4-32 風力発電導入量見通しの経年変化



出所) IRENA 「Renewable Power Generation Costs in 2017」

図 4-33 再生可能エネルギー種類別の発電コストの変化