

再生可能エネルギー発電の大量導入時の発電費用の評価

山本博巳* 矢部邦明
電力中央研究所 社会経済研究所

2015年4月20日

要約:

2015年4月現在、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会でエネルギーミックスが検討されており、CO₂を排出しない再生可能エネルギー発電(再エネ発電)と原子力発電の比率が論点の一つになっている。本報告では、再エネ発電と原子力発電の比率を変化させ、2030年の発電費用への影響を評価する。評価には、太陽光発電等の大量導入時のLFC(負荷周波数調整)確保や火力電源・蓄電の運転モードを考慮して、全国大で2030年の1年1時間毎の電力需給に対する電源の構成と運転を分析するモデルを用いる。

数値分析の結果、再エネ発電比率が上昇すると、再エネ発電費用、および再エネ発電の需給調整のため、再エネ発電を含む平均発電単価が上昇する。太陽光発電・風力発電をゼロと仮定した再エネ発電比率13%の平均発電単価9.4円/kWh(2010年実質値)を基準とすると、再エネ発電比率21%のとき1.2倍、30%のとき1.4~1.6倍、40%のとき1.7~2.3倍になる。特に、再エネ発電の抑制をできる限り避けるように設備の建設と運転を行うケースでは、蓄電池費用が大きくなり、発電単価が高くなる。一方、経済性を考慮した再エネ発電の抑制を可能として、設備の建設と運転を行うケースでは、平均発電単価の幅の下限值をとるが、再エネ発電の抑制率が高くなる。再エネ発電を除いた発電単価(火力発電・原子力発電・蓄電の平均単価)も、再エネ発電の調整費用のため、再エネ発電比率の上昇に伴い上昇する。その発電単価は、基準価格(再エネ発電比率13%)に対して、再エネ発電比率30%のとき1.1~1.4倍、再エネ発電40%のとき1.3~2.4倍へ上昇する。ただし、本稿で示す結果は、発電システムを対象としたモデル分析結果であり、系統制約を考慮していない。現実には、系統対策を実施するならばさらに費用がかかり、系統対策が不十分なら再エネ発電の抑制率が増加することに留意が必要である。

免責事項

本ディスカッションペーパー中、意見にかかる部分は筆者のものであり、電力中央研究所又はその他機関の見解を示すものではない。

Disclaimer

The views expressed in this paper are solely those of the author(s), and do not necessarily reflect the views of CRIEPI or other organizations.

* Corresponding author. E-mail: yamamoth@criepi.denken.or.jp

この論文は、<http://criepi.denken.or.jp/jp/serc/discussion/index.html> からダウンロードできます。

1. はじめに

2014年4月の政府の「エネルギー基本計画」の策定を受けて、2015年4月現在、2030年までの政府のエネルギー計画の策定が進められている。「エネルギー基本計画」で示された3E+S(エネルギーセキュリティ、経済効率性、環境への適合、安全性)の原則のもと、長期エネルギー需給見通し(エネルギーミックス)が検討されている。エネルギーに関わる安全性の確保を前提とした上で、エネルギー確保に途絶のないようエネルギーセキュリティの確保が必要である。わが国で年間石油換算約5億トンの規模で大量消費されるエネルギーには、経済効率性が不可欠であるだけでなく、地球温暖化問題(CO₂問題)に代表される環境への適合も欠かせない。

エネルギーミックスの議論のなかでは、特に、電源構成(発電比率)が議論になる。なぜなら、CO₂削減を排出しない非炭素エネルギーのうちで、2030年までにエネルギー供給を大幅に増加可能なのは、太陽光発電、風力発電、原子力発電であり、これらはすべて発電技術だからである。

本報告の主目的は、太陽光発電・風力発電などの再生可能エネルギー発電(再エネ発電)と原子力発電の比率の変化による、発電システムの経済性への影響評価である。

太陽光発電・風力発電は自然変動電源であり、火力発電や揚水・蓄電池で需給調整する必要がある。2012年7月の、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法(通称、固定価格買取制度、FIT 制度)の施行以降、特に太陽光発電の系統連系の申し込みが急増し、北海道・九州などの多くの地域で、電力安定供給の観点から太陽光発電の連系可能量上限が発表された。FIT 制度の運用ルールでは、再エネ発電の優先給電が定められており、電力需給の状況で必要不可欠な場合のみに、再エネ発電の出力抑制が認められている(資源エネルギー庁 2015a)。再エネ発電の導入拡大に伴い、系統対策や蓄電池による電力需給対策が必要になり、対策費の増加が危惧される。また、太陽光発電の FIT 買取価格(10kW 以上)は、2012年度40円/kWh、2013年度36円/kWh、2014年度32円/kWh(税抜き)と高額に設定され、太陽光発電以外の買取価格も13円～55円/kWh(税抜き)と高額なため、再エネ発電の大量導入による社会負担の上昇が危惧されている(朝野 2015)。一方、原子力発電は、政府の「エネルギー基本計画」において、重要なベースロード電源と位置づけられているが、原子力発電比率は示されていない。全発電量に対する原子力発電比率は、発電システム全体の経済性や CO₂排出量に大きく影響する。これらを考慮して、太陽光発電・風力発電などの再エネ発電と原子力発電の比率を変化させて、発電システムの経済性への影響を電源構成モデルにより定量的に評価する。

2. マルチモード電源構成モデル

本報告では、マルチモード電源構成モデル(MM-OPG)(山本他 2013a、山本他 2014a、山本他 2014b)を改良して、2030年の電源構成および発電パターンを定量的に評価する。MM-OPG は、線形計画法により、対象年の発電コストを最小化する電源構成および発電量を計算する。モデルの詳細は、文献(山本他 2013a、山本他 2014a)を参照して欲しい。

2.1. マルチモード電源構成モデルの概要

モデルの概要は以下の通りである。

- ・対象年：2030年。1年間1時間毎の8760時間の電力需給を考慮。

- ・対象地域：東日本(北海道、東北、関東)、西日本(東日本と沖縄を除く)の 2 地域。2 地域間の電力のやりとりは考慮していない。
- ・線形計画法による最適化計算を行う。発電設備の新設設備量と運転パターンの最適化により、発電システムコストの最小化を行う。
- ・発電システムコストだけを考慮する。送配電に関する制約や費用は検討対象外。現実の再エネ発電の大量導入時には、送配電制約による再エネ発電抑制量の増加、および、送配電設備の対策費用が発生する。
- ・石炭火力発電、天然ガス(LNG)火力発電、天然ガス複合発電(LNGCC)、石油火力発電、揚水式水力(固定速、可変速の 2 種類)、蓄電池(長周期電池、短周期電池)の、設備量と運転パターンを、発電システムコストが最小となるように、モデル内で計算する。
- ・原子力発電、再エネ発電の設備容量と発電量は外生とする。ただし、太陽光発電、風力発電の毎時の出力抑制量を、発電システムコストが最小となるように、モデル内で計算する。
- ・毎時の需給均衡、供給力の確保、LFC(負荷周波数調整)の能力確保、を満たすようにモデル化する。
- ・火力発電、揚水式水力、蓄電池の運転モードをマルチモード化(山本他 2013、山本他 2014a、山本他 2014b)する。運転モードとして、発電モード(負荷率別に複数)、蓄電モード(負荷率別に複数)、停止モードなどを考慮する。これにより、部分負荷効率、負荷率別の LFC 確保量を考慮する。火力発電の埋火運転(ホットスタートに備える運転)や起動時の燃料消費も考慮する。

2.2. 蓄電池のモデル化

蓄電池を 2 種類に分類する。系統用長周期変動調整用二次電池(以下、長周期電池 と略す)、および、系統用短周期変動調整用二次電池(以下、短周期電池 と略す)である(NEDO 2013)。短周期電池とは数分～20 分程度の時間レンジの出力変動に対応する二次電池を指し、長周期電池とはそれ以上の時間レンジで需給調整用として使用する二次電池を指す(NEDO 2013)。短周期電池とは LFC(負荷周波数調整)の必要量確保のための専用の電池である。長周期電池は、揚水式水力に近く、電力需給の緩い時間帯に充電し、電力需給の厳しい時間帯に放電を行う電池である。さらに、専門家へのヒアリングに基づき、長周期電池は、短周期電池よりも蓄電量が大きく、短周期電池の機能を兼ねることが可能なので、LFC 必要量確保のための運転(LFC 専用モード)も可能と想定した。

短周期電池の運転モードは、LFC 専用モードだけの単一モードと仮定した。LFC 専用モードとは、太陽光・風力の大量導入によって増加が見込まれる周期 20 分程度以下の短周期の出力変動に対応して、短周期の充放電により需給調整するモードである。LFC 専用モードでは、出力ゼロを基準として、放電側・充電側ともに定格出力の 90%までの短周期充放電が可能と仮定した。従って、LFC 専用モードにおける、LFC 確保量は、蓄電池定格(kW)の 90%と仮定した。

長周期電池の運転モードは、揚水式水力で想定した運転モードである停止、充電、放電の 3 モードに加えて、LFC 専用モードを加えた、4 モードで構成されると仮定した(図 2-1)。

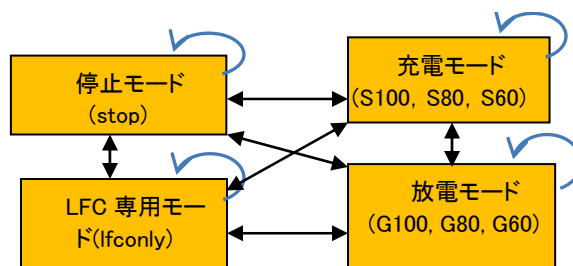


図 2-1 長周期電池の運転モードと遷移図

注：ただし、S100、S80、S60 はそれぞれ充電運転時の定格に対する負荷率 100%、80%、60%を意味する。G100、G80、G60 はそれぞれ発電運転時の定格に対する負荷率 100%、80%、60%を意味する。負荷率 100%は定格運転、負荷率 60%では 60%を中心に±35%(25%から 95%)の短周期調整が可能で、定格の 35%の LFC 確保が可能とした。同様に、80%発電・充電では、定格の 15%の LFC 確保が可能とした。LFC 専用モード(lfonly)は、平均出力をゼロとして、負荷率±90%の短周期の需給運転であり、定格の 90%の LFC 確保が可能とした。

3. データ設定

本章ではデータ設定の概要を説明する。データの詳細は文献(山本他 2013、山本他 2014a)を参照して欲しい。

3.1. 電力需要

2030 年の電力需要(発電端)を 1,100 TWh (1.1 兆 kWh)と想定する。ただし、電力需要は、内数としてコージェネ等による発電(全需要の 12%)を含む。コージェネ等による発電比率 12%(浜潟他 2013)は、総合資源エネルギー調査会基本問題委員会の想定値約 15% (資源エネルギー庁 2012)に比べてやや低い想定である。2030 年の電力需要(送電端)を 1,054 TWh、コージェネ等を除く電力需要(送電端)を 930TWh と想定する。コージェネ等を除く電力需要(送電端)に対して、発電システムコストを最小化する電源構成をモデル計算する。

コージェネ等を除く電力需要パターンは、2010 年の 365 日 1 時間ごと(8760 時間)の電力需要パターンに相似のパターンを想定する(山本他 2013、山本他 2014a)。

3.2. 発電関連データ

主要な発電関連データを表 3-1 に示す。

発電設備のコスト等は、コスト等検証委員会に従った。

発電燃料のコストは、IEA(2014)を参考に設定した。

表 3-1 発電関連の主要コストの想定

	石炭	LNGCC 及び LNG	石油	原子力	固定速 揚水	可変速 揚水
建設単価 [千円/kW]	221	115	183	361	210	227
資本年経費率	0.043	0.043	0.043	0.043	0.0389	0.0389
OM 固定費(年経費率)	0.034	0.037	0.032	0.07	0.0185	0.0185
OM 可変費[円/kWh]	0	0	0	0	0	0

注：出典：山本他(2013)等から作成。2010 年実質価格で表示。火力発電と原子力発電はエネルギー・環境会議(2011)を参考に設定した。資本年経費率は、火力発電・原子力発電は稼働年数 40 年間、割引率 3%から設定した。

表 3-2 燃料単価の想定

	2030 年単価設定
石炭(JPY/kg)	10.693
LNG(JPY/kg)	63.503
石油(JPY/liter)	72.713

注：2010 年実質値。IEA(2014)の 2010 年米ドル実質値を、2010 年レートで米ドルから日本円換算した後で、燃料諸経費（エネルギー・環境会議 2011）を加算した。ただし、原子力発電の燃料費は分析の全期間で 1.4 円/kWh とした(山本他 2013、山本他 2014a、山本他 2014b)。

3.3. 蓄電池関連データ

長周期電池関連のデータは、NEDO(2013)等を参考に、商業化されているナトリウム硫黄(NaS)電池のデータを参考に作成した。長周期電池のシステム価格を 30.2 万円/kW、蓄電量 6 時間、資本金経費率 0.117、OM 費(運転維持費) 年間 8,000 円/kW と仮定した。

短周期電池関連のデータは、NEDO(2013)等を参考に、短周期電池としての実証試験が開始されている、リチウムイオン(Li)電池のデータを参考に作成した。短周期電池のシステム価格を 25.4 万円/kW、蓄電量 20 分間、資本金経費率 0.117、OM 費年間 8,000 円/kW と仮定した。

長周期電池の、定格充電・定格放電のときの充放電サイクルの総合効率を定格で 75%とした。ただし、部分負荷効率の低下(負荷率 80%で 0.99 倍、負荷率 60%で 0.98 倍)を想定する。長周期電池・短周期電池共通で、LFC 専用モードにおいては、短周期の充放電を繰り返すために、電力損失が発生する。前述の充放電サイクル効率定格 75%および、PJM(2014)の短周期充放電パターンからの推計により、LFC 専用モードの電力消費を定格設備容量の 3%とした。長周期電池(NaS 電池を想定)の停止時の加温のために、定格設備容量の 5% の電力が必要と仮定した。

3.4. 発電量の想定

太陽光発電と原子力発電の発電量はケース別に外生値として設定する(4.1 節参照)。

IEA(2014)等を参考に、一般水力発電の発電量比率を 9%、地熱発電の発電量比率を 2%と想定した。資源エネルギー庁(2012)を参考に、バイオマス発電の発電量比率を 2%と想定した。風力発電の発電量比率を 2%と想定した(ただし、1 ケースのみゼロと想定。4.1 節参照)。これは、総合エネルギー調査会新エネルギー小委員会資料(資源エネルギー庁 2015b)の、連系可能量を考慮しない 2030 年導入見込量約 12.5GW から作成した。これら電源の東西配分を次のように想定した。原子力発電は、既設と新設の設備容量を参考に、全ケースで東日本 52%、西日本 48%と想定した。太陽光発電は、FIT 制度の設備認定量の東西比率で東西配分した。風力発電は、新エネルギー小委員会資料(資源エネルギー庁 2015b)の設備計画分で東西配分した。地熱発電・バイオマス発電は単純に東西に 50%ずつを配分した。

火力発電に関しては、発電量はモデル内で経済性を考慮して決定されるので、発電量上限だけを想定した。石炭発電比率は、2005 年度 25.6%、2010 年度 25.0%と 25%前後で推移してきたので、石炭発電の発電量上限を原則的に 25%と想定した。ただし、原子力発電比率が約 1.0%にとどまった 2013 年には、石炭発電比率は、30.3%へ上昇した。このため、石炭発電比率高位の 1 ケースを設定し、その石炭発電比率を 35%と想定した(4.1 節参照)。比較的短期間で建設が可能な、LNG 複合発電(LNGCC)の発電量比率には上限を設けない。石油火力発電、LNG 火力発電は、40

年寿命を想定し、2030年時点の残存設備だけが運転可能と想定した。石油火力発電、LNG火力発電の発電量上限はそれぞれ2%である。前述のように、コージェネ等の発電量比率12%を固定値として想定した。

揚水式水力の設備容量上限は、現在の設備量と設備計画から、31GWと想定した(山本他2014a)。

蓄電池の設備容量上限は原則的に設けない。ただし、蓄電池上限ケースでは15GWと想定した(4.2節参照)。

再エネ発電の発電費用の想定に関しては付録Aに示した。

4. ケース設定と計算結果

4.1. 発電比率のケース設定

計算ケースの設定では、発電比率(再エネ発電、原子力発電、石炭火力発電)、および、再エネ発電の抑制方法を変化させる。

再エネ発電、原子力発電、石炭火力発電の発電比率は、エネルギーミックスの議論の中心である。太陽光発電・風力発電は、資源量の観点から今後の拡大余地が大きいが、発電出力が不確実で変動が大きいななど電力システムへの受入に費用がかかる電源である。再エネ発電と原子力発電は発電時にCO₂を排出しない非炭素電源であるが、石炭火力発電はCO₂原単位の高い電源である。これらを考慮して、発電比率のケース設定を行う(表4-1)。

「再エネ13%」は、太陽光発電・風力発電がゼロのケースで、他のケースとの比較のためのケースである。「再エネ21%」から「再エネ40%」は、再エネ発電と原子力発電を合計した、非炭素電源の比率を50%で統一したケースであり、再エネ発電と原子力発電の比率変化の影響を分析する。「石炭35%」は、「再エネ25%」と比較して、再エネ発電比率は25%で同一であるが、石炭発電比率を10%増やして35%に変更し、原子力発電比率を10%減らして15%へ変更したケースである。

ただし、一般水力発電・地熱発電・バイオマス発電の発電量は全ケースで同一とする。風力発電の発電量は、他ケースとの比較のための「再エネ13%」だけゼロとするが、それ以外のケースでは同一と仮定する(3.4節参照)。

太陽光発電の設備容量は再エネ21%(内数として太陽光発電6%)で54GW、30%(内数として太陽光発電15%)で136GW、40%(内数として太陽光発電25%)で228GWである(表4-1)。再エネ13%ケースの系統側電源(火力・原子力・蓄電など)の設備容量217GWを比較基準(1.0)とすると、再エネ30%で0.5以上、再エネ40%で1.0を超える。参考のため、九州における太陽光発電の設備認定量と系統規模の関係は、再エネ40%の状況に近い。

本報告の原子力発電コスト(表3-1)(エネルギー・環境会議2011)は、稼働年数40年の平均コストを用いているため、原子力発電量の比率が15%、10%のケースでも、2030年に運転開始から40年以内の設備(約25GW)の設備費負担は必要と想定した。

表 4-1 発電量比率のケース設定と太陽光発電の設備容量の想定(2030年)

	再エネ13%	再エネ21%	再エネ25%	再エネ30%	再エネ35%	再エネ40%	石炭35%
再エネ発電量(%)	13	21	25	30	35	40	25
原子力発電量(%)	29	29	25	20	15	10	15
石炭発電量上限(%)	25	25	25	25	25	25	35
ベースロード電源比率(%)	65	65	61	56	51	46	61
太陽光設備容量(GW)	0	54	90	136	182	228	90

注：ただし、電力需要に対する比率である。石炭火力発電は設備利用率 80%で定格運転したときに指定した比率になるように設備容量上限を設定した。石炭火力発電量は上限比率を設定し、発電量はモデル内で計算される。再エネ発電比率は出力抑制により低下する場合がある。石炭火力発電比率の低下、再エネ発電の抑制や蓄電設備運転による電力損失は、LNG・石油火力発電の増加で補われる。ベースロード電源比率は、原子力発電、石炭発電、水力発電、地熱発電の合計比率である。水力発電比率 9%、地熱発電比率 2%を想定した。

4.2. 再エネ発電の抑制ルールの場合設定

現行の FIT 制度下の再エネ発電の出力抑制ルールは、再エネ発電の抑制をできる限り少なくする発電設備等の運用ルールであり、発電設備・蓄電設備の新設やそのコストは考慮していない。また、再エネ発電の大量導入時には、再エネ発電の短周期出力変動や電力需給調整に対応するため、火力発電の部分負荷運転、起動停止、揚水式水力の運転など、経済性を悪化させる運転が増加するため、再エネ発電の発電費用を控除しても、再エネ発電の優先給電の設備運用が不経済になる場合もあり得る。2030年など将来の発電システムを検討するには、発電設備・蓄電設備の新設量とその設備コスト、および、発電設備・蓄電設備の運転コストを含めた、発電システムの総コストを対象に、費用最小化する必要がある。

これらを考慮して、本報告では将来の再エネ発電抑制ルールとして次の3種類を仮定する。

- (1) 経済性優先：経済性を基準に、発電・蓄電設備の新設やその運用、および、再エネ発電の抑制量・給電量を決定する。
- (2) 再エネ優先：再エネ発電の抑制をできる限り少なくするように発電・蓄電設備の新設やその運用を行う。蓄電池の設置容量に上限を設けない。
- (3) 蓄電池上限：(2)と同じく再エネ発電の抑制をできる限り少なくする。ただし、蓄電池の上限を全国15GW(2030年の揚水式水力の約半分)と仮定する。

(1)~(3)ともに、太陽光発電・風力発電のコストを控除した発電システムコストを対象に、コスト最小化を行う。太陽光発電・風力発電の導入量をケース別に外生と仮定したので、そのコストは各ケース内では一定となるので、再エネ発電コストを控除した発電システムコストの最小化を行う。

全ケースで、太陽光発電・風力発電の時間単位の抑制量の調整が可能と仮定する。全ケースで、太陽光発電・風力発電の抑制量に上限を設けない。

(1)の「経済性優先」では、再エネ発電の抑制費をゼロと仮定する(山本他 2013、山本他2014a、山本他2014b)。このとき、各時点の再エネ発電の抑制量・給電量を自由に調整することにより、発電システムコストの最小化を行う。言い換えれば、再エネ発電の抑制量・給電量を経済性優先で行うケースである。

(2)の「再エネ優先」では、再エネ発電の抑制をできる限り避ける状況を、再エネ発電の抑制量に対する高額なペナルティ(本報告では抑制1kWh あたり10000円)により模擬する。モデル計算上は、高額なペナルティを回避するため、抑制量が抑えられて、再エネ発電の抑制をできる限り避ける状況が模擬され、その上で発電システムコストの最小化が行われる。ただし、高額なペナル

ティは「再エネ優先」を計算上実現するためのもので、その金額には意味はないので、計算結果はその金額を控除して表示する。再エネ発電の蓄電池の設置容量に上限を設けない。

(3)の「蓄電池上限」は(2)と原則的に同じで想定である。ただし、蓄電池の上限を全国15GW(2030年の揚水式水力の約半分、長周期電池10GW、短周期電池5GW)と仮定する。

以下は、「再エネ優先」ケースに関する補足説明である。現時点(2015年3月)において、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」施行規則では、再エネ発電の最大限導入の観点からの出力抑制のルールが定められている。同施行規則では、経済性を指標とした出力抑制は認められていない。ただし、同施行規則は、発電システムの運用を規定したもので、蓄電池など新規設備による対策は対象外である。一方、将来(本報告では2030年)を対象にする場合、再エネ発電対策として、発電システムの運用だけでなく、発電・蓄電設備の新設も検討範囲に入るので、蓄電池などの新設設備による再エネ対策の程度も問題となる。そこで、本報告では、発電・蓄電設備の新設を含めて、再エネ発電の抑制をできる限り避ける「再エネ優先」ケースを仮定する。「再エネ優先」ケースにおいては、太陽光・風力発電に対して、非常に高い抑制コスト(10,000円/kWhと仮定)を設定してシミュレーションを行い、「再エネ優先」の状況を模擬する。

ここまで説明した、発電比率と再エネ発電の抑制ルールを組み合わせ、シミュレーションを実施する。

4.3. 計算結果 1：再エネ発電比率の上昇に伴い平均発電単価は上昇

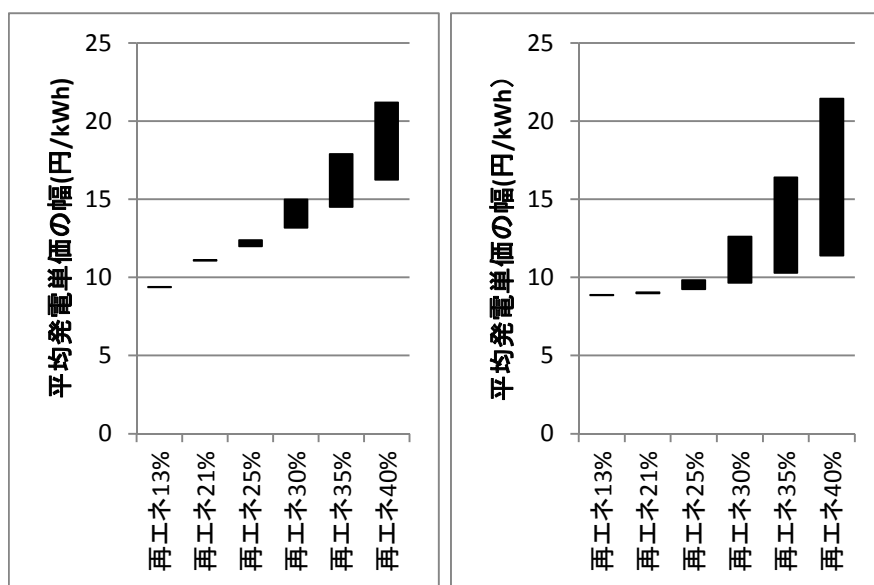
再エネ発電比率の上昇とともに、平均発電単価は上昇する。

再エネ発電費用を含む平均発電単価は、再エネ発電比率13%のときに9.4円/kWh(2010年実質値、以下同じ)であるが、再エネ発電比率21%のとき11.1円/kWh、再エネ発電比率30%のとき13.2～15.0円/kWh、再エネ発電比率40%のとき16.2～21.2円/kWhに達する(図4-1)。太陽光発電・風力発電をゼロと仮定した再エネ発電比率13%の平均発電単価9.4円/kWhを比較基準(1.0)とすると、再エネ発電比率21%のとき1.2倍、30%のとき1.4～1.6倍、40%のとき1.7～2.3倍になる。再エネ発電比率21%を比較基準とすると、30%のとき1.2～1.4倍、40%のとき1.5～1.9倍になる。再エネ発電比率が高まると、再エネ発電費用の増加、および、再エネ発電の調整のための費用が大きくなり、平均発電単価が上昇する。ただし、平均発電単価の幅の最高値は「再エネ優先」ケース、最低値は「経済性優先」ケースの結果である。「再エネ優先」では、再エネ発電の抑制を避けるため、蓄電池の導入量が増加し、蓄電池の費用負担がかさむために、平均発電単価が高騰する(4.4節参照)。一方、再エネ発電の抑制基準として、再エネ発電費用を除く全発電費用の最小化を行う「経済性優先」では、発電費用を抑えるために再エネ発電を出力抑制するので、再エネ発電の電力損失率が高いという問題がある(4.5節参照)。

再エネ発電費用を除いた平均発電単価(火力発電・原子力発電・蓄電の平均発電単価)も、再エネ発電の比率の上昇に伴い上昇する(図4-1)。再エネ発電比率13%の8.9円/kWhに対して、再エネ発電比率21%のときは9.0円/kWhであるが、再エネ発電比率30%のとき9.7～12.6円/kWh、再エネ40%のとき11.4～21.4円/kWhへ上昇する。再エネ発電比率13%を基準価格(1.0)とすると、再エネ発電比率21%のときは1.02倍と単価上昇は小さいが、再エネ発電比率30%のとき1.1～1.4倍、再エ

ネ40%のとき1.3～2.4倍へ上昇する。再エネ発電比率21%を基準価格とするときも、再エネ発電比率13%基準価格と同じく、再エネ発電比率30%のとき1.1～1.4倍、再エネ40%のとき1.3～2.4倍へ上昇する。再エネ発電比率が高まると、再エネ発電費用を除外しても、再エネ発電のための調整費用が大きくなり、発電単価が上昇する(付録 B 参照)。ここでも、発電単価の幅の最高値は「再エネ優先」ケース、最低値は「経済性優先」ケースの結果である。「再エネ優先」ケースでは、再エネ発電の抑制をできるだけ抑えるために、蓄電池の大量導入が必要になり、そのコストがかさむ。蓄電池設備費は、再エネ発電比率30%のとき3.5円/kWh(発電単価の内数)、40%のとき10.6円/kWh(発電単価の内数)になる(4.4節参照)。「経済性優先」ケースでは、再エネ発電比率の上昇とともに再エネ発電の出力抑制が増加し、再エネ発電量に対する電力損失率が高くなる(4.5節参照)。

ただし、本稿で示す結果は、発電を対象としたモデル分析結果であり、系統制約は考慮しない。現実には、系統対策を実施するなら費用が必要であり、系統対策が不十分なら再エネ発電の抑制量が増加する。たとえば、北海道・東北に5.9GWの風力発電を設置するときの基幹系統対策費は1兆1700億円と試算されている(資源エネルギー庁2015c)。本報告における全国の風力発電導入量は全ケース共通で12.5GW、全国の太陽光発電導入量は導入比率21%、30%、40%でそれぞれ54GW、136GW、228GWと大きい(4.1節参照)。このように大量の太陽光発電・風力発電を導入するときの系統対策費は膨大になる可能性があり、平均発電単価のさらなる上昇要因となる。



(a)再エネ発電を含む平均発電単価の幅 (b)火力・原子力・蓄電の平均発電単価の幅

図4-1 再エネ発電比率と平均発電単価(2030年)

注：単価は2010年実質値。(a)再エネ発電を含む平均発電単価は、図4-4をまとめたものであり、(再エネ発電を含む発電費用/再エネ発電を含む正味発電量)で計算した。正味発電量とは、発電量から蓄電設備の運転による電力損失を控除したものである。(b)火力・原子力・蓄電の平均発電単価は、図4-5をまとめたものであり、(火力・原子力・蓄電の発電費用/火力・原子力・蓄電の正味発電量)で計算した。ただし、コージェネ等の発電量は除く。平均発電単価の幅の最低値は「経済性優先」ケース、最高値は「再エネ優先」ケースの値である。「蓄電池上限」ケースの平均発電単価は、蓄電池の上限量の想定(本報告では上限15GWと想定)により発電単価が変化するが、図で示す単価の幅の中に必ず入る。本報告は、発電だけを分析対象としており、系統制約は考慮しない。実際には、系統対策を実施するなら費用が必要であり、系統対策が不十分なら再エネ発電抑制量が増加する。

4.4. 計算結果 2：「再エネ優先(再エネ発電の抑制をできる限り避ける)」は不経済が大きい

「再エネ優先」ケースでは、できる限り再エネ発電の抑制を行わない。このため、再エネ発電比率が高まるにつれて、再エネ発電の抑制を避けるための設備形成・運用を行うために、蓄電池が大量導入される(図4-2)。2030年の蓄電池容量は、再エネ発電比率21%のとき2GW、30%のとき46GW(長周期電池34GW、短周期電池12GW)、40%のとき116GW(長周期電池96GW、短周期電池20GW)になる。本報告では、揚水式水力の設備容量を、既設分と計画分を合計して31GWと想定している。蓄電池の設備容量は、再エネ発電比率30%のときに揚水式水力の設備容量の約1.5倍になり、40%のときには約4倍になる。蓄電池を設置するには、蓄電池の設置に適した変電所近傍の土地が必要になるが、このように蓄電池が大量になると土地の手当ての問題も発生する可能性が高い。

再エネ発電の抑制量をほぼゼロにするため、大量導入された蓄電池の運転が増加し、蓄電池による電力損失を増加させる(図4-3)。「再エネ優先」では再エネ発電の抑制量はほぼゼロであるが、蓄電池の運転による電力損失が発生する。再エネ発電比率25%を超えて太陽光発電を追加導入すると、追加発電量の約30%が主に蓄電による電力損失となる。長周期電池(NaSを想定)に関して、定格サイクル効率75%(損失25%)だけでなく、LFC専用モードの電力損失(定格出力費で3%)や停止時の加温のための電力損失(定格出力費で5%)を想定したことなどより、25%以上の電力損失が発生する(3.3節参照)。「再エネ優先」においても、蓄電池運転による電力損失のために、再エネ発電の電力損失が発生することに注意が必要である。

再エネ発電を含む平均発電単価は、再エネ発電比率が上昇するとともに、蓄電池設備費および再エネ発電費用などにより上昇する(図4-4)。蓄電池設備費は、再エネ発電比率30%で年間2.1兆円、40%で年間5.4兆円になる。平均発電単価に占める蓄電池設備費は、再エネ発電比率30%で2.3円/kWh、比率40%で5.8円/kWhになる。平均発電単価に占めるFIT対象電源(太陽光・風力・中小水力・地熱・バイオマス)の再エネ発電費用は、再エネ比率21%で3.4円/kWh、比率30%で5.8円/kWh、比率40%で8.6円/kWhになる(付録A参照)。

火力・原子力・蓄電の平均発電単価は、再エネ発電比率が上昇するとともに、主に蓄電池設備費および蓄電池運転費のために上昇する(図4-4)。火力・原子力・蓄電の平均発電単価は、再エネ発電比率13%で8.9円/kWh、再エネ発電比率21%で9.0円/kWhと、比率21%までは価格上昇が小さい。しかし、再エネ発電比率30%で12.6円/kWh、比率40%での21.4円/kWhへ増加する(図4-5)。再エネ発電の抑制を極力回避して、再エネ発電を優先的に受電する場合は、再エネ発電対策として大量の蓄電池新設することになり、その費用負担のために、発電システムの経済性を大きく損なう。

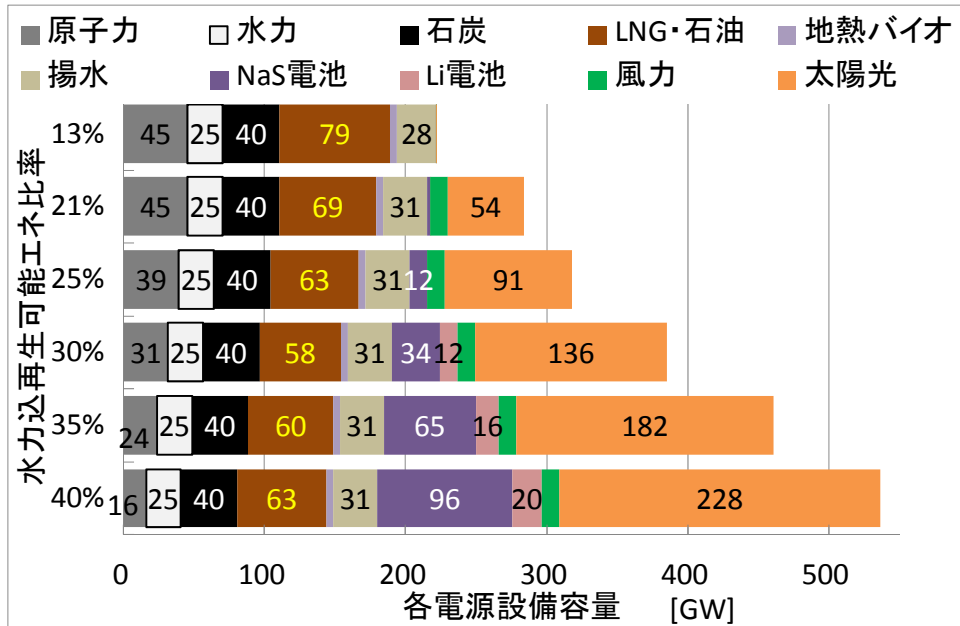


図 4-2 電源・蓄電の設備容量（再エネ優先ケース、2030年）

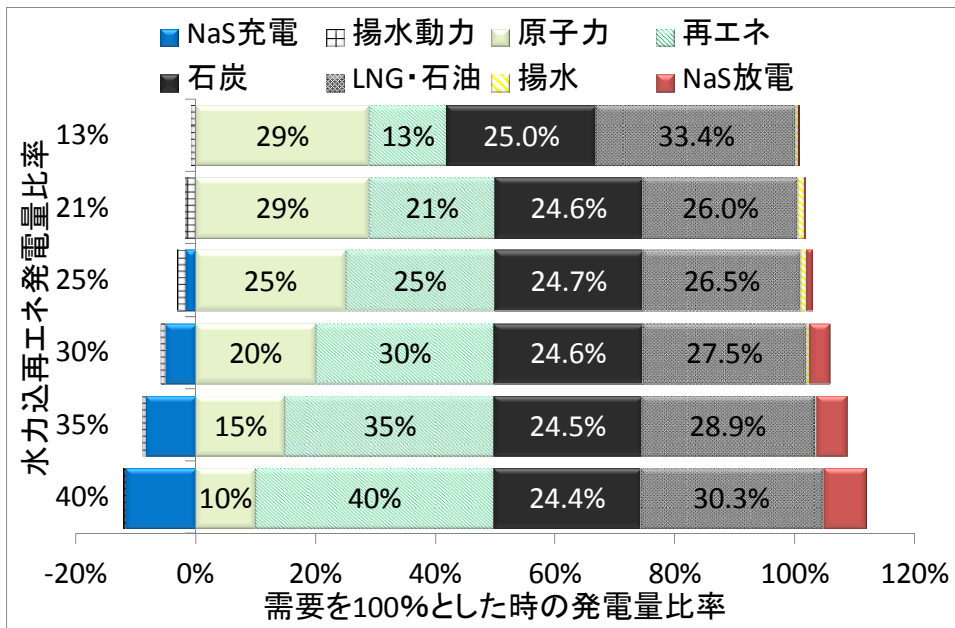


図 4-3 発電量比率（再エネ優先ケース、2030年）

注：再エネ発電の抑制がないので、再エネ発電の発電量比率は、ケース名(例えば「再エネ 40%」)と一致する。再エネ発電の再エネ発電の導入につれて、蓄電損失(主に NaS 充電 - NaS 放電)が増加する。

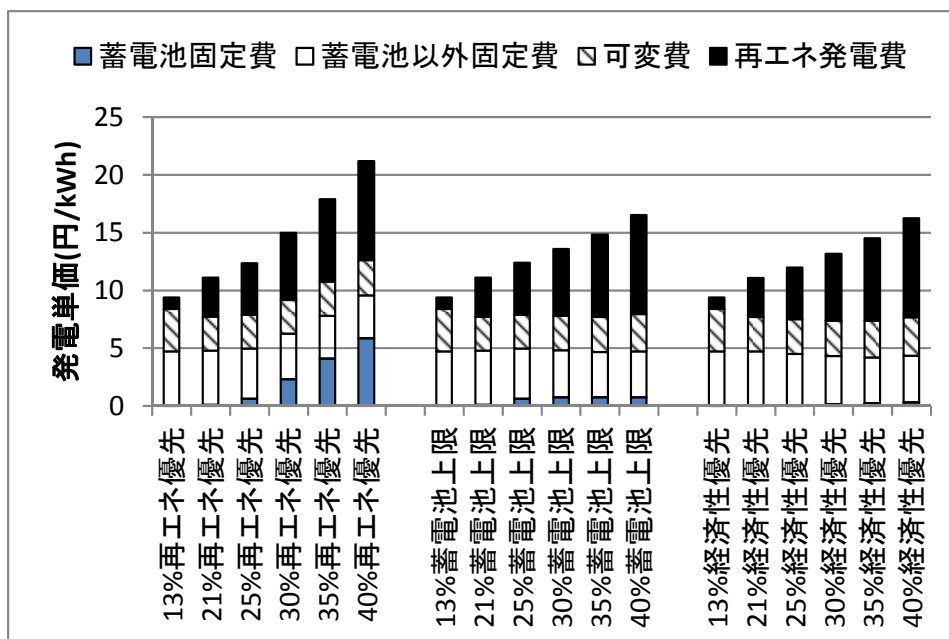
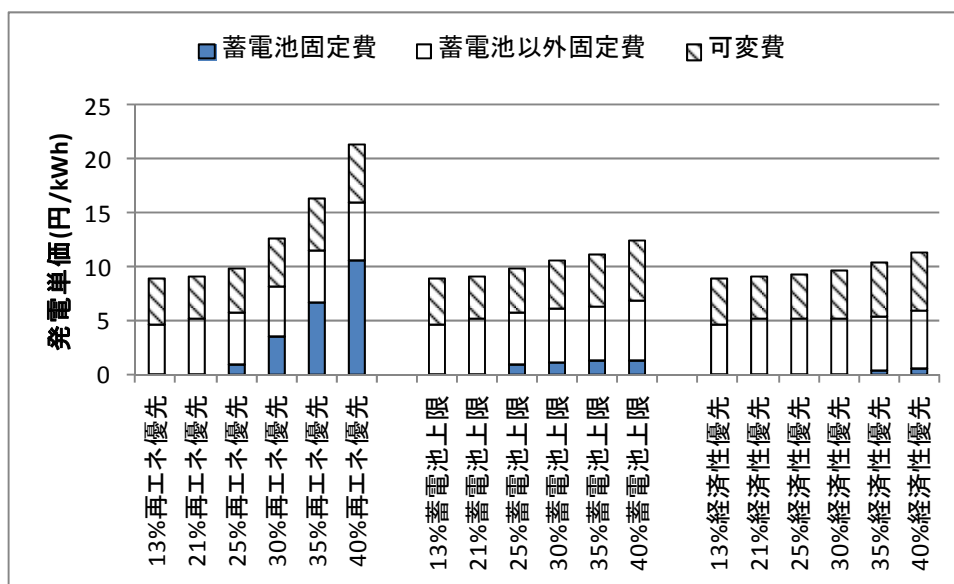


図 4-4 再エネ発電を含む平均発電単価の内訳(2030年)

注：単価は 2010 年実質値。ただし、(再エネ発電を含む発電費用 / 再エネ発電を含む正味発電量) で計算した。正味発電量とは、発電量から蓄電設備の運転による電力損失を控除したもの。ただし、コージェネ等の発電量は除く。本報告は、発電だけを分析対象としており、系統制約は考慮しない。実際には、系統対策を実施するなら費用が必要であり、系統対策が不十分なら再エネ発電抑制量が増加する。



4-5 火力・原子力・蓄電の平均発電単価の内訳(2030年)

注：単価は 2010 年実質値。ただし、平均発電単価は(火力・原子力・蓄電の発電費用 / 火力・原子力・蓄電の正味発電量) で計算した。正味発電量とは、発電量から蓄電設備の運転による電力損失を控除したもの。ただし、コージェネ等の発電量は除く。本報告は、発電だけを分析対象としており、系統制約は考慮しない。実際には、系統対策を実施するなら費用が必要であり、系統対策が不十分なら再エネ発電抑制量が増加する。

4.5. 計算結果 3：「経済性優先(経済性を判断基準に再エネ抑制可能)」では再エネ発電の電力損失率が高い

「経済性優先」ケースでは、再エネ発電の抑制を避けると、かえって発電費用を増加させると

きには、再エネ発電の抑制を許可する。このとき、蓄電池の新設量は、蓄電池の新設による費用増加と、それによる再エネ発電の給電量増加による費用削減との見合いで決定される(4.2節参照)。このため、蓄電池の新設量は、「再エネ優先」に比べて小さく、再エネ40%においても6GWである(図4-6)。例えば再エネ発電比率40%のとき、揚水式水力が31GW、蓄電池が6GWと揚水式水力の設備が多いため、再エネ発電の需給調整には揚水式水力が主に用いられる(図4-7)。

不経済な蓄電池の設置を避けるとともに、経済性を基準として再エネ発電の抑制を行うため、平均発電単価は、「再エネ優先」ケースよりも低い。それでも、再エネ発電を含む平均発電単価は、主に再エネ発電費用の影響により、再エネ発電比率13%の9.4円/kWhに対して、比率30%で13.2円/kWh、40%で16.2円/kWhへ上昇する(図4-4)。火力・原子力・蓄電の平均発電単価は、再エネ発電比率13%の8.9円/kWhに対して、比率30%で9.7円/kWh、40%で11.4円/kWhへ上昇する(図4-5)。

「経済性優先」では、再エネ発電比率21%から風力発電が抑制される。再エネ25%以上では太陽光発電・風力発電の両方が抑制され、再エネ発電比率の上昇とともに抑制率も上昇する(図4-9)。ただし、本報告では、全国2地域の発電システムだけを考慮しており、系統制約による再エネ発電の出力抑制を考慮していない。現実には、系統対策が不十分なら再エネ発電の損失率はさらに上昇し、系統対策を十分に行うには多額の費用が必要である(資源エネルギー庁2015c)。

再エネ発電が導入された状況から追加導入される太陽光発電の電力損失率(太陽光発電の発電可能量に対する出力抑制量と蓄電設備運転に伴う電力損失量の比率)はさらに高い(図4-10)。再エネ発電比率30%を超えて導入される再エネ発電量の約37%、同じく40%を超えて導入される再エネ発電量の約56%が、出力抑制や蓄電池運転による電力損失となり活用されない。このように、再エネ発電(太陽光発電・風力発電)が出力抑制されるために、例えば、再エネ40%ケースの再エネ発電量は出力抑制前で電力需要の40%と想定したが、出力抑制後には35.3%へ低下している(図4-7)

また、「経済性優先」は、各時点における再エネ発電の正味価値をリアルタイムに把握して、再エネ発電の抑制量を決定する必要があるが、その実現は簡単ではないと考えられる。このため、「経済性優先」は、理論計算上は費用を最小化できるが、現実の実施は簡単ではない。

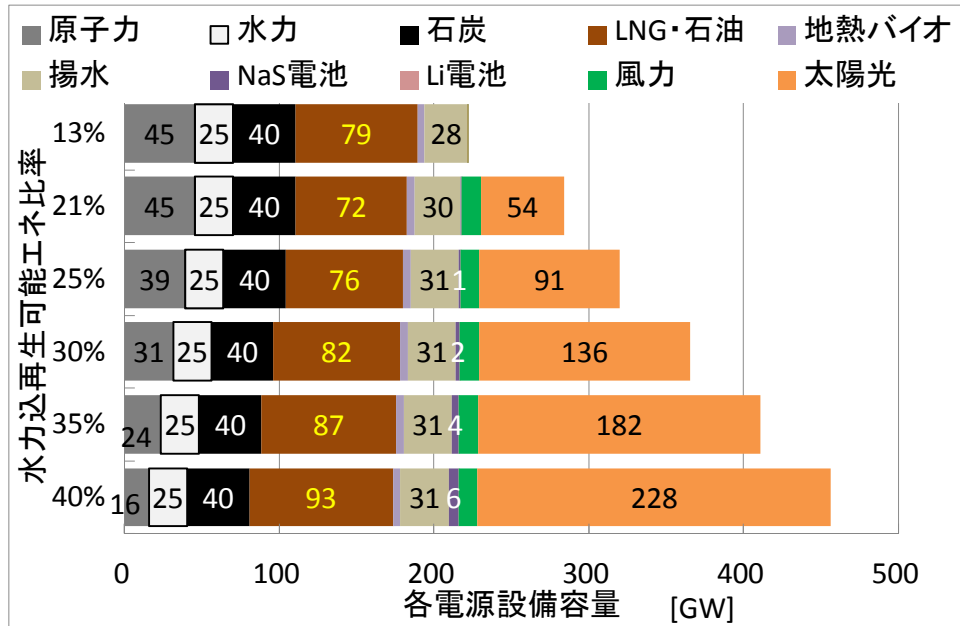


図 4-6 電源と蓄電の設備容量（経済性優先ケース、2030年）

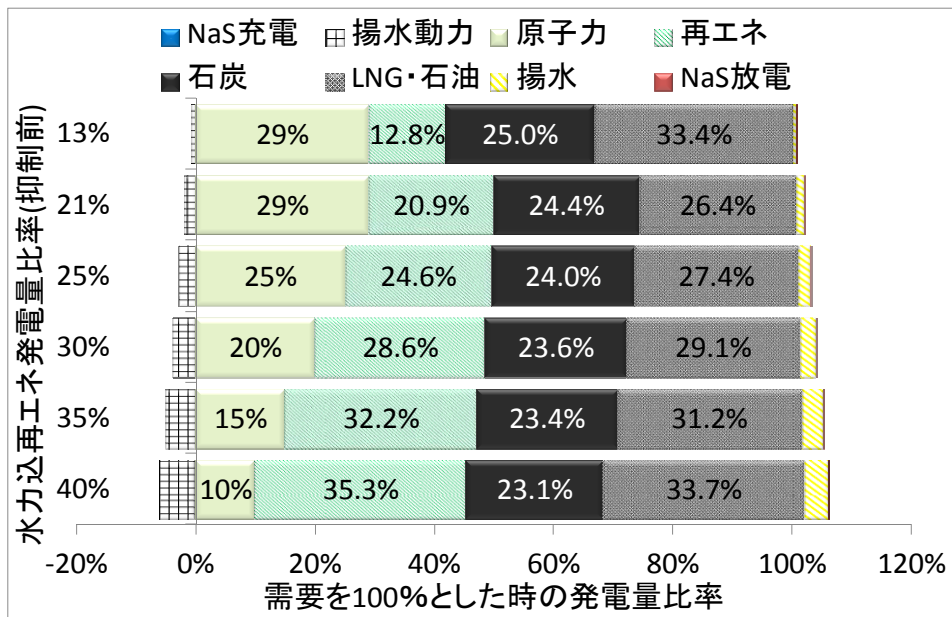


図 4-7 発電量比率（経済性優先ケース、2030年）

注：再エネ発電の抑制があるので、再エネ発電の発電量比率は、ケース名(例えば「再エネ 40%」)よりも小さくなる。再エネ発電の再エネ発電の導入につれて、蓄電損失(主に揚水動力 - 揚水)が増加する。

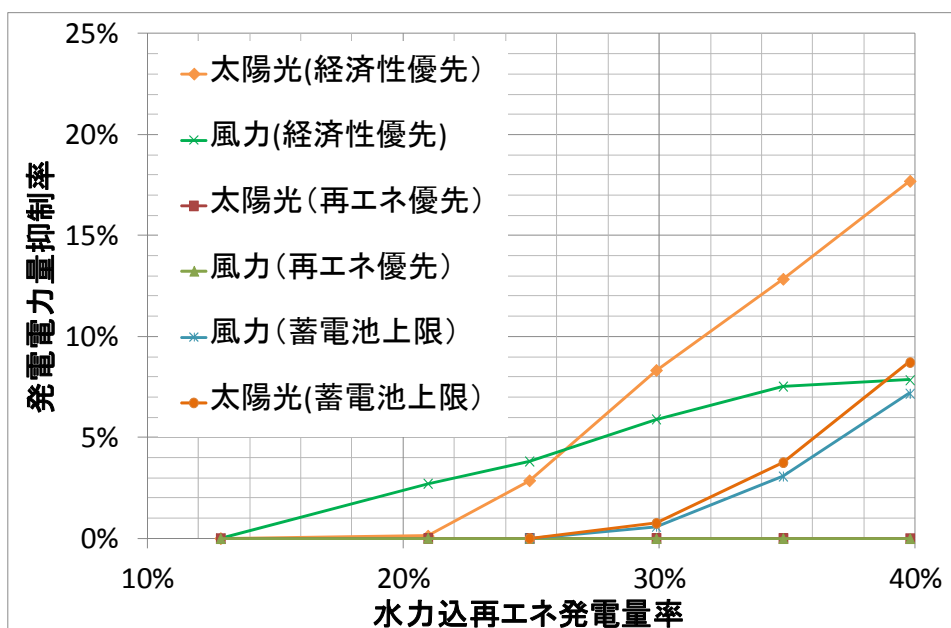


図4-8 太陽光発電・風力発電の抑制率 (2030年)

注：本稿で示す結果は、発電を対象としたモデル分析結果であり、系統制約は考慮しない。現実には、系統対策を実施するなら費用が必要であり、系統対策が実施されなければ再エネ発電の抑制率はさらに上昇する。

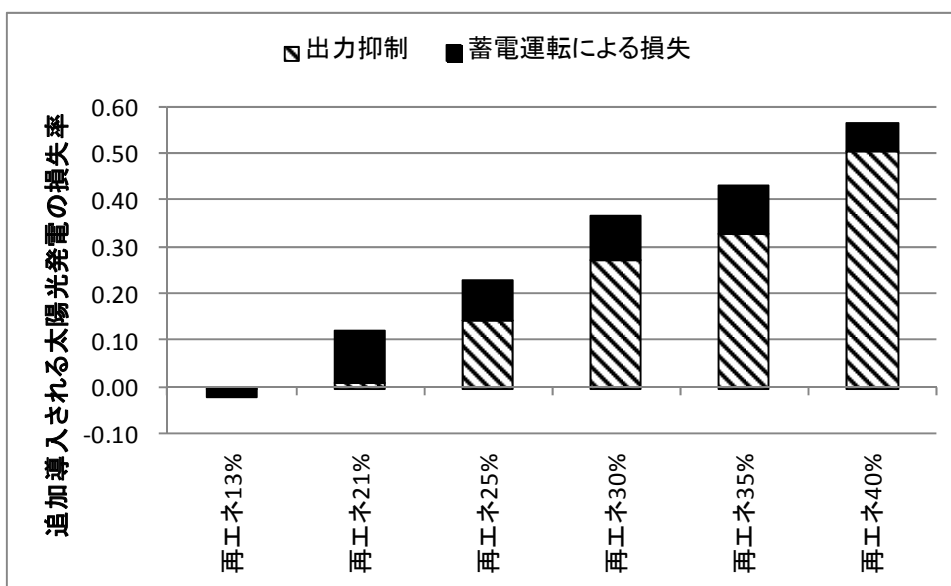


図4-9 追加導入する太陽光発電量の電力損失率 (経済性優先ケース、2030年)

注：太陽光発電の発電可能量に対して出力抑制や蓄電設備運転の増加で失われる電力量の比率と定義する。ただし、再エネ 13%から太陽光発電を追加導入すると、負荷パターンを改善して、揚水式水力の運転を減少させるので、損失率が負になっている。本稿で示す結果は、発電を対象としたモデル分析結果であり、系統制約は考慮しない。現実には、系統対策を実施するなら費用が必要であり、系統対策が実施されなければ再エネ発電の抑制率はさらに上昇する。

4.6. 計算結果4：「蓄電池上限」でも蓄電池対策は高価格

「蓄電池上限」ケースでは、蓄電池の設備容量に上限(15GW)を設けた上で、再エネ発電の抑制をできる限り避ける。

再エネ発電比率25%で蓄電池の導入量が12GW(長周期10GW、短周期2GW)へ増加し、同比率30%以上で蓄電池上限設備容量の15GW(長周期10GW、短周期5GW)へ達する(図4-10)。再エネ発電比率30%以上では、蓄電池の充電量よりも、揚水動力の方が大きい。これは、蓄電池による調整力に限界があるので、再エネ発電の大量導入時には、蓄電池だけでなく揚水式水力が活用されるためである(図4-11)。

「蓄電池上限」の平均発電単価は、蓄電池の導入量に上限を設定したため「再エネ優先」よりは低いですが、主に蓄電池の導入の影響により「経済性優先」よりも高くなる。再エネ発電を含む平均発電単価は、再エネ発電比率13%の9.4円/kWh に対して、比率30%で13.6円/kWh、40%で16.5円/kWh へ上昇する(図4-4)。火力・原子力・蓄電の平均発電単価は、再エネ発電比率13%の8.9円/kWh に対して、比率30%で10.5円/kWh、40%で12.3円/kWh へ上昇する(図4-5)。

「経済性優先」を基準にして、「蓄電池上限」における再エネ発電の損失量を減らすための蓄電池等の対策費を計算する。蓄電池による再エネ発電対策費単価を、再エネ発電損失の減少量を発電システムコストの増額で除すことで計算すると、1kWh あたり 11円(再エネ発電比率40%)から104円(再エネ発電比率25%)になる。「蓄電池上限」ケースにおける主に蓄電による再エネ発電対策は、平均発電単価(9円～)と比較して、高単価の対策である。特に、再エネ発電比率25%ケースのように、再エネ発電量に対して過大な蓄電設備容量(12GW)を設置するとき、再エネ発電対策費単価が100円/kWh を超える場合もあるので、再エネ発電量と蓄電池容量のバランスには注意が必要である。

「蓄電池上限」においても、再エネ発電の大量導入時にさらに追加導入される再エネ発電量の損失率が高い。再エネ発電比率30%を超えて導入される再エネ発電量の約18%、同じく40%を超えて導入される再エネ発電量の約47%が、出力抑制や蓄電池運転により失われる。

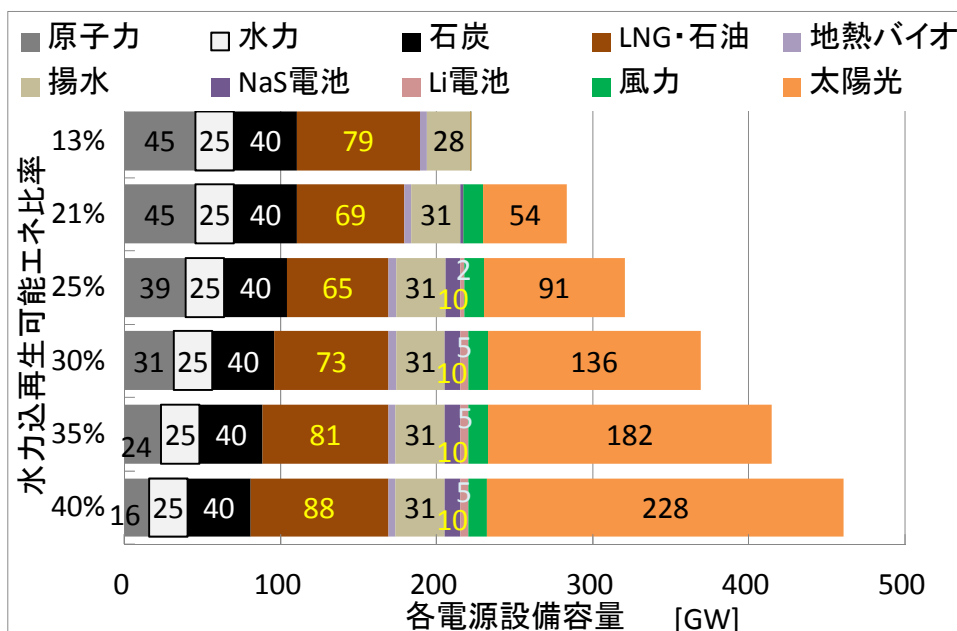


図 4-10 電源と蓄電の設備容量 (蓄電池上限ケース、2030年)

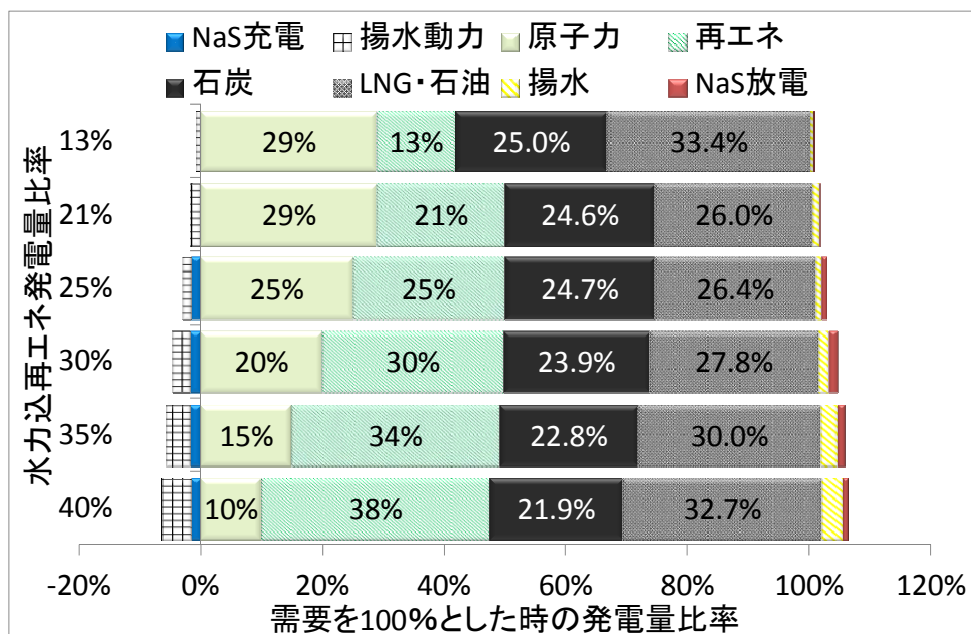


図 4-11 発電量比率（蓄電池上限ケース、2030年）

注：再生エネ発電の抑制があるので、再生エネ発電の発電量比率は、ケース名(例えば「再生エネ 40%」)よりも小さくなる。再生エネ発電の再生エネ発電の導入につれて、蓄電損失(主に揚水動力 - 揚水)が増加する。

4.7. 計算結果 5：CO₂原単位と石炭発電の増加ケース

本報告では、「石炭35%」ケース以外の各ケースでは、非炭素電源比率を50%(再生エネ発電 + 原子力発電)と想定したので、CO₂原単位の違いは少ない。ただし、再生エネ発電比率が高まると、出力抑制や蓄電による電力損失増加が発生するため、徐々にCO₂原単位が上昇する(図4-12)。

「石炭35%」ケースでは、CO₂排出原単位の高い石炭発電の比率が高まり、非炭素電源の比率が低下すると想定する。このため、経済性優先ケースにおいて、非化石電源比率が50%である再生エネ発電比率21%～40%のCO₂原単位は0.29～0.31kg-CO₂/kWhであるが、石炭35%ケースでは0.38 kg-CO₂/kWhへと、2割以上増加する(図4-12)。「石炭35%」ケースは、CO₂原単位が高いという問題がある。

石炭35%ケース(再生エネ発電比率25%、原子力発電比率15%、石炭発電比率35%)の再生エネ発電を含む平均発電単価は11.9 円/kWhであり、再生エネ25%ケース(再生エネ発電比率25%、原子力発電比率25%、石炭発電比率25%)の単価12.0 円/kWhとほぼ同じである。ただし、CO₂排出費用はゼロと想定している。

このように、ベースロード電源である石炭発電比率を高めて、その分だけ原子力発電比率を下げる時、平均発電単価への影響は小さいが、CO₂原単位が上昇する。

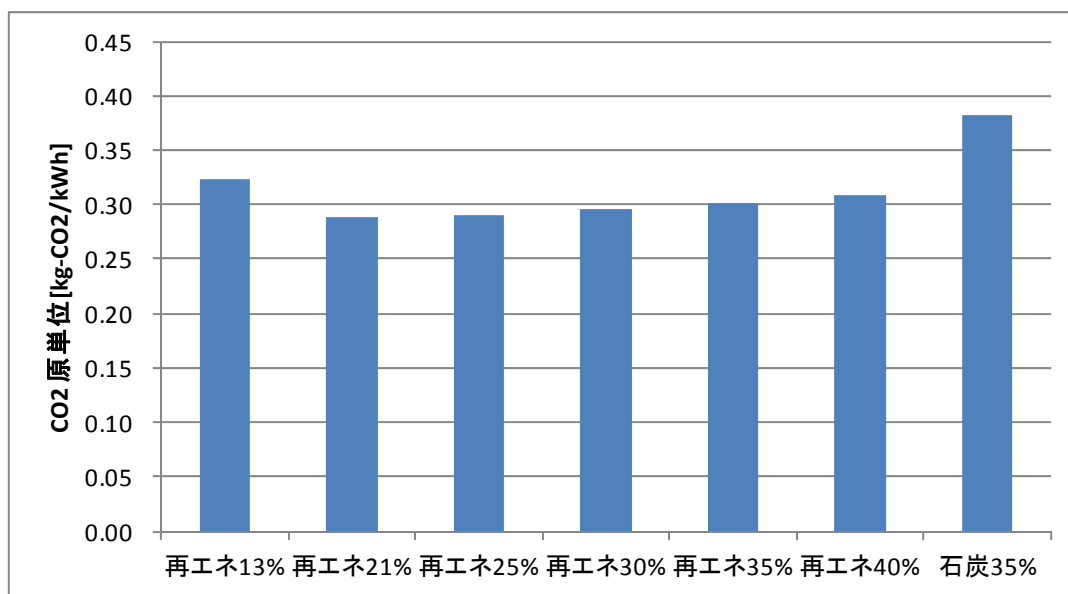


図 4-12 CO₂ 排出原単位（経済性優先ケース、2030 年）

注：非炭素電源比率は、再エネ 13%は 42%、再エネ 21%～40%は 50%で共通、石炭 35%は 40%とケース設定した。再エネ 21%～40%では、再エネ発電比率が高まると、電力需給調整や LFC 確保のため再エネ発電の抑制や蓄電池運転による電力損失が大きくなるため、若干ではあるが CO₂ 原単位が上昇する。

5. まとめ

本報告では、再エネ発電と原子力発電の比率を変化させ、発電システムの経済性への影響をマルチモード電源構成モデル(MM-OPG)で評価した。

その結果、再エネ発電比率が高まると、再エネ発電費用の増加、および、再エネ発電を含めた需給調整費用の増加のために、再エネ発電費用を含めた平均発電単価は上昇する。太陽光発電・風力発電をゼロと仮定した再エネ発電比率13%の再エネ発電を含む平均発電単価9.4円/kWh(2010年実質値、以下同じ)に対して、再エネ発電比率21%のとき11.1円/kWh、再エネ発電比率30%のとき13.2～15.0円/kWh、再エネ発電比率40%のとき16.2～21.2円/kWh に達する(図4-1)。再エネ発電比率13%の平均発電単価9.4円/kWh を比較基準(1.0)とすると、再エネ発電比率21%のとき1.2倍、30%のとき1.4～1.6倍、40%のとき1.7～2.3倍になる。再エネ発電比率が高まると、再エネ発電費用の増加、および、再エネ発電の調整のための費用が大きくなり、平均発電単価が上昇する。特に、再エネ発電の抑制をできる限り避けるケースでは、蓄電池の導入量が増加し、蓄電池の費用負担がかさむために、平均発電単価が高騰する。一方、経済性を基準に再エネ発電の抑制を行うケースでは、再エネ発電を出力抑制を含めた、再エネ発電の電力損失率が高いという問題がある。

再エネ発電費用を除いた火力発電・原子力発電・蓄電の平均発電単価も、再エネ発電の比率の上昇に伴い上昇する。再エネ発電比率13%の8.9円/kWh に対して、再エネ発電比率30%のとき9.7～12.6円/kWh、再エネ40%のとき11.4～21.4円/kWh へ上昇する。再エネ発電比率が高まると、蓄電池の設備費や運転費などの再エネ発電に対する調整費用が大きくなり、火力・原子力・蓄電の平均発電単価を上昇させる。

ただし、本稿で示す結果は、発電システムを対象としたモデル分析結果であり、系統制約は考慮しない。現実には、系統対策を実施するなら費用が必要であり、系統対策が不十分なら再エネ発電の抑制量がさらに上昇することに留意が必要である。

(参考文献)

IEA、World Energy Outlook 2014、IEA、2014

NEDO、二次電池技術開発ロードマップ2013、NEDO、2013

PJM、Fast Response Regulation Signal、PJM、2014、

<http://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services> (アクセス日 2015年3月23日)

RITE(地球環境産業技術研究機構)、エネルギーミックスの分析と温室効果ガス排出見通し、2015、

www.rite.or.jp/news/press_releases/pdf/press20150331.pdf (アクセス日2015年4月1日)

朝野賢司、太陽光発電・風力発電の大量導入による固定価格買取制度(FIT)の賦課金見通し、電力中央研究所ディスカッションペーパー14009、2015

エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会、コスト等検証委員会報告書、内閣府、2011

資源エネルギー庁、エネルギーミックスの選択肢の策定に向けた再生可能エネルギー関係の基礎資料、総合資源エネルギー調査会基本問題委員会(第22回)、2012、

http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_problem_committee/022/pdf/22-2.pdf (アクセス日 2015年3月23日)

資源エネルギー庁、固定価格買取制度の運用見直し等について、2015a、

http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/150122_press.pdf (アクセス日 2015年3月23日)

資源エネルギー庁、風力発電の導入状況等について、総合資源エネルギー調査会新エネルギー小委員会(第9回)、2015b、

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/009_04_00.pdf (アクセス日 2015年3月23日)

資源エネルギー庁、再生可能エネルギー導入に伴う系統安定化費用の考え方について、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会、2015c、

http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/004/pdf/004_07.pdf (アクセス日2015年3月23日)

資源エネルギー庁、買取り価格・期間等、2015d、

http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/kakaku.html (アクセス日2015年4月15日)

総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ(第2回会合) 資料5、2015、

http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/002/pdf/002_09.pdf (アクセス日2015年3月23日)

調達価格等算定委員会、資料2 調達価格等算定委員会意見書作成に当たっての合意事項案、2012、

http://www.meti.go.jp/committee/shotatsu_kakaku/006_haifu.html (アクセス日2015年3月23日)

調達価格等算定委員会、調達価格及び調達期間に関する委員長案、2015、

http://www.meti.go.jp/committee/gizi_0000015.html (アクセス日2015年3月23日)

浜潟 純大、星野 優子、永田 豊、桜井 紀久、門多 治、2030年までの産業構造・エネルギー需給展望、電力中央研究所報告 Y12033、2013

柳澤明、青島桃子、伊藤浩吉、エネルギーミックスの選択肢に向けて、日本エネルギー経済研究所、

2015、<https://eneken.iej.or.jp/press/press150116b.pdf>（アクセス日2015年3月23日）

山本博巳、坂東茂、杉山昌広、火力発電の複数の運転モードと需給調整力を考慮した電源構成モデルの開発、電力中央研究所 研究報告 Y12030、2013

山本博巳、矢部邦明、坂東茂、永井雄宇、再生可能エネルギーの大量導入が電源の設備量と運転モードに及ぼす影響評価 揚水式水力の精緻化と全国大での試算、電力中央研究所 研究報告 Y14002、2014a

山本博巳、坂東茂、杉山昌広、渡邊 裕美子、マルチモード電源構成モデルによる太陽光・風力発電導入時の発電システムの評価、電気学会論文誌B（電力・エネルギー部門誌）、Vol. 134、 No. 9、pp.799-810、2014b

付録 A：再エネ発電の発電費用の想定

本報告では、再エネ発電の発電量はシナリオで与えられるとして、モデル分析の発電システムコスト最小化の対象外とした。再エネ発電の発電費用を次のような想定で計算して、計算結果の表示に用いた。

(1) 発電単価

想定した再エネ発電の発電単価を、図 A-1に示す。

2014年度以前の再エネ発電の発電単価は FIT 制度の実績の買取価格(資源エネルギー庁 2015d)を、2015年度の買取価格は 2015年2月の調達価格等算定委員会(2015)に示された買取価格案を参考に設定した。ただし、FIT の買取価格の想定では、IRR(内部収益率)を年間最高13%として、再エネ発電プロジェクトの利潤を含めている(調達価格等算定委員会 2012)。本報告では、発電費用を比較・分析するため、FIT 買取価格から発電費用を試算した。文献(エネルギー環境会議 2011)を参考に、すべての電源の利子率を年間3%とした発電単価を試算して用いた(図 A-1)。ただし、調達価格等算定委員会(2015)およびエネルギー環境会議(2011)を参考に、太陽光発電・風力発電・地熱発電の稼働年数を20年、バイオマス発電の稼働年数を30年、中小水力発電の稼働年数を40年と想定した。

太陽光発電の2020年、2030 年の発電単価は、コスト等検証委員会のコスト見通し(エネルギー環境会議 2011)の平均値と想定し、その間の発電単価を内挿した。

太陽光発電以外の再エネ発電の将来の発電単価は、コスト等検証委員会のコスト見通し(エネルギー環境会議 2011)で時系列的变化がないか大きく変化しないため、将来も一定と仮定した。

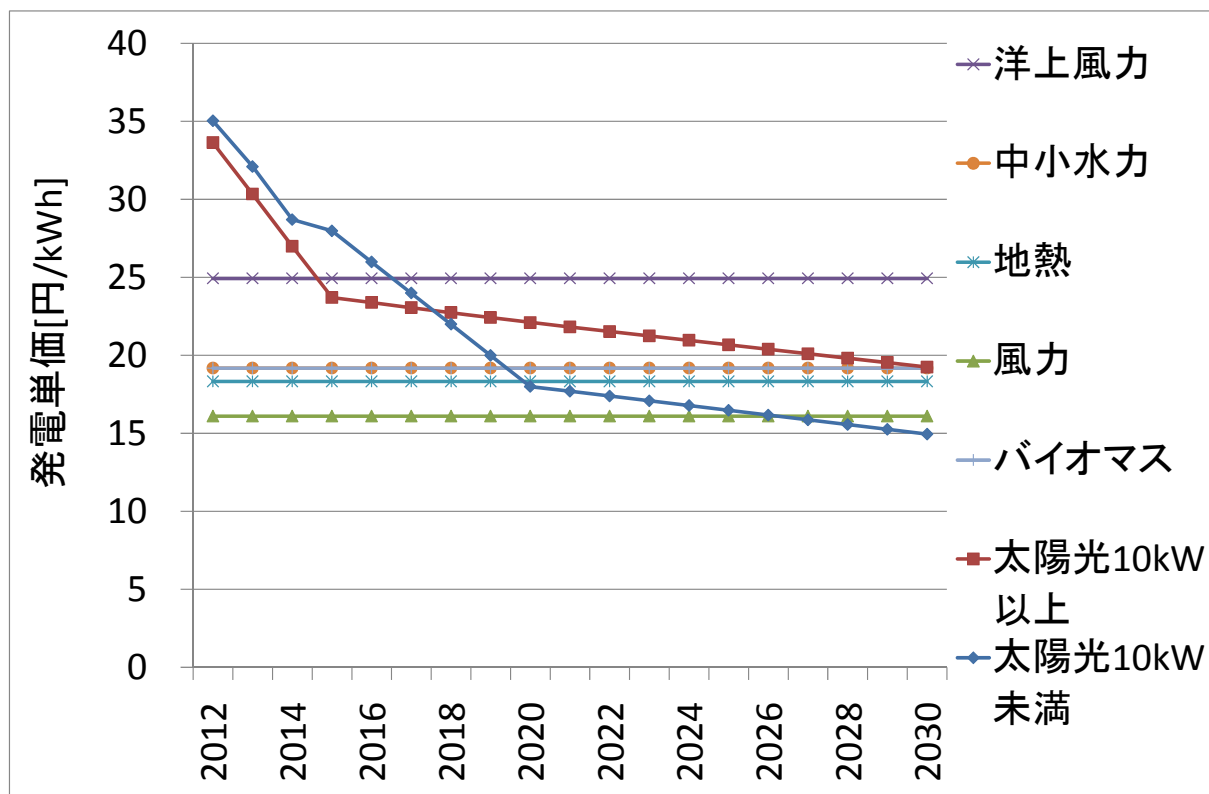


図 A-1 再エネ発電の年度別の発電単価の想定

注：単価は 2010 年実質値。文献(調達価格等算定委員会 2015、エネルギー環境会議 2011)等から、すべての電源の利子率を年間 3%とした発電単価を試算して用いた。

(2) 発電単価と導入設備容量の対応

FIT 制度では2014年度以前の認定設備の買取価格には認定年度の買取価格が適用されること、および、FIT 制度の買取価格は発電費用に IRR を加味して決定したものであることを考慮して(調達価格等算定委員会 2012)、2014年度以前に認定された太陽光発電は、認定年の発電単価で建設されると仮定した。本報告では、再エネ発電比率が高いケースほど、2014年度までに設備認定された設備の建設が進むと想定した(図 A-2)。

2030年の再エネ別の発電量比率は、3.4節に記載した。

2030年時点の発電費用の想定をまとめておく(表 A-1)。

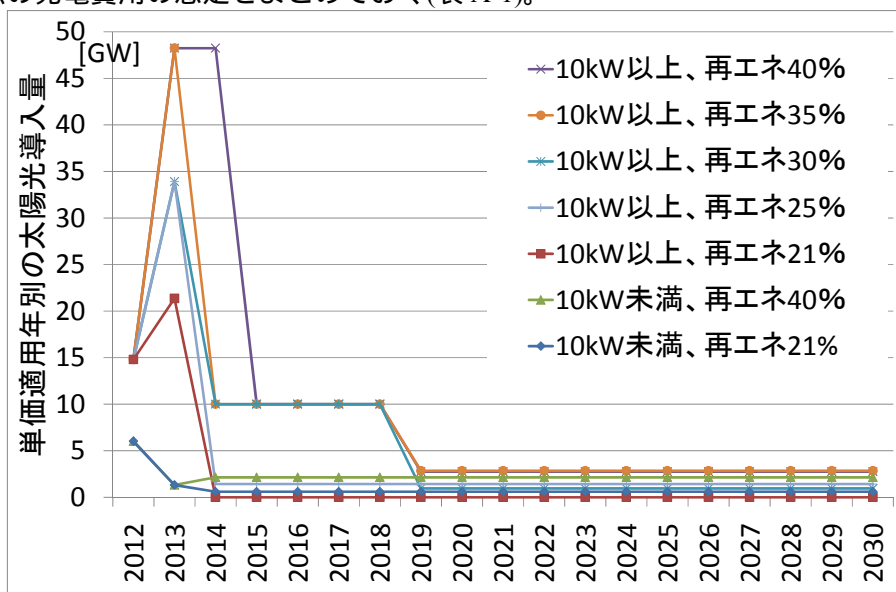


図 A-2 太陽光発電の発電単価と導入設備容量の対応の想定

注：文献(朝野 2015)を参考に作成。2014 年度以前の認定設備の買取価格には認定年度の買取価格が適用されること、および、FIT 制度の買取価格は発電費用に IRR を加味して決定したものであることを考慮して、2014 年度以前の認定設備の太陽光発電は認定時の発電単価で建設されると仮定した。

表 A-1 再エネ発電比率ごとの再エネ発電の発電費用

再エネ発電量の比率	発電費用[兆円/年]
13%	0.9
21%	3.2
25%	4.2
30%	5.4
35%	6.6
40%	8.0

注：金額は 2010 年実質値。FIT 制度対象の再エネ発電の発電費用。電気事業用の水力発電と地熱発電の発電費用を除く。電気事業用の水力発電と地熱発電の発電費用を、文献(エネルギー環境会議 2011)の発電単価を用いて、0.78 兆円/年と想定した。FIT 対象電源の平均発電費用は、再エネ発電量の比率 13%のとき 19 円/kWh、比率 21%以上では 24 円/kWh になる。

付録 B 発電部門の調整費用と平均発電単価上昇の内訳

太陽光発電・風力発電のような自然変動電源を含めて電力需給調整するためには、火力発電の出力調整や、蓄電設備の充電・放電などの需給調整運転が必要である。また、自然変動電源が発

電しない状況に備えて、火力発電等の発電設備を確保しておき、需給調整に備える必要がある。これらの、再エネ発電に備えた発電部門における調整に関わるコストは、調整費用と呼ばれる(総合資源エネルギー調査会 2015)。

本報告では、発電部門の調整費用を次のように定義する。

- (1) 再エネ発電を導入しても、発電部門の調整や出力抑制が必要ない場合を想定する。この場合、再エネ発電を導入しても、平均発電単価は変化しない(図 B-1の(a)、(b))。
- (2) 現実には、太陽光発電・風力発電を大量導入すると、次の理由により、再エネ発電費用を除いても発電単価が上昇する(図 B-1の(c))。主な理由は次の通りである。(i) 蓄電設備の増設により、蓄電設備の設備費が増加すること。(ii) 蓄電設備の運転の増加により、電力損失が増加して、その分の追加の燃料費が必要なこと。2015年3月時点で、FIT 制度で電力会社が調達する電力に対して、蓄電による調整運転の増加による電力損失の費用は考慮されていない。これは、調達した再エネ電力は、蓄電等による電力損失なしで、販売される想定になる。この想定の下では、再エネ発電の調整のための蓄電による電力損失量に相当する、火力発電の追加発電量が必要になり、その費用負担が系統側(火力・原子力・蓄電)に発生する(図 B-1参照)。(iii) 再エネ発電のバックアップのために火力設備の削減が難しく、再エネを除く発電量あたりの火力発電の設備費が増加すること。(iv) 火力発電の部分負荷運転や起動停止により燃料効率が悪化すること。(v) 火力・原子力・蓄電の電源構成が変化すること。例えば、石炭発電や原子力発電のベースロード電源の比率と LNGCC の比率が変化すると、平均発電単価が変化する。

再エネ発電の出力抑制による需給調整は、発電単価の上昇要因にはならないため、調整費用には分類しない(図 B-1の(C))。ただし、再エネ発電の出力抑制により、再エネ発電の発電機会が失われるため、その分の火力発電量の増加が必要になり、社会負担としての発電費用の総額は増加する。

再エネ発電比率13%を基準ケースと仮定して、各ケースの調整費用による火力・原子力・蓄電(系統側電源)の平均発電単価の増分を計算する(図 B-2)。

その結果、再エネ優先ケースでは、蓄電設備による調整費用による発電単価の上昇が大きい。再エネ発電比率30%、40%における蓄電池設備による発電単価の増分はそれぞれ、1kWh あたり3.7円、10.9円になる。特に、再エネ発電比率が高いときには、蓄電設備による発電単価が高額になる。次に大きいのが、蓄電設備の運転によるもので、再エネ発電比率30%、40%において、発電単価の増分はそれぞれ、1kWh あたり0.2円、0.5 円である。

蓄電池上限ケースでも、蓄電設備による発電単価の上昇が大きい。再エネ発電比率30%、40%における蓄電池設備による発電単価の増分はそれぞれ、1kWh あたり1.3円、1.6円になる。再エネ発電比率30%、40%で蓄電設備容量は上限(15GW)に達しており、その費用は一定であるが、単価計算の分母である再エネ発電を除いた発電量が減少するので、蓄電池設備による発電単価の増加が生じる。次に大きいのは、火力発電設備による発電単価の増分であり、再エネ発電比率30%、40%においてそれぞれ、1kWh あたり0.3円、0.5 円になる。

経済性優先ケースでは、蓄電設備による平均発電単価の増分が、再エネ発電比率30%、40%においてそれぞれ、1kWh あたり0.4円、0.8円になる。火力設備費による発電単価の増分が、再エネ発電比率30%、40%においてそれぞれ、1kWh あたり0.4円、0.5円になる。

なお、本報告では再エネ発電量の増加分だけ、ベースロード電源である原子力発電量が低下するケース設定のため、再エネ発電量の増分による火力発電量への影響が小さく、火力発電関連のコスト影響が大きく計算されない。例えば、原子力発電比率が一定で再エネ発電比率が増加するケース設定を行えば、再エネ発電量の増加が火力発電量を削減して、火力発電関連のコスト影響がより大きくなる可能性があるため、今後数値分析を行いたい。

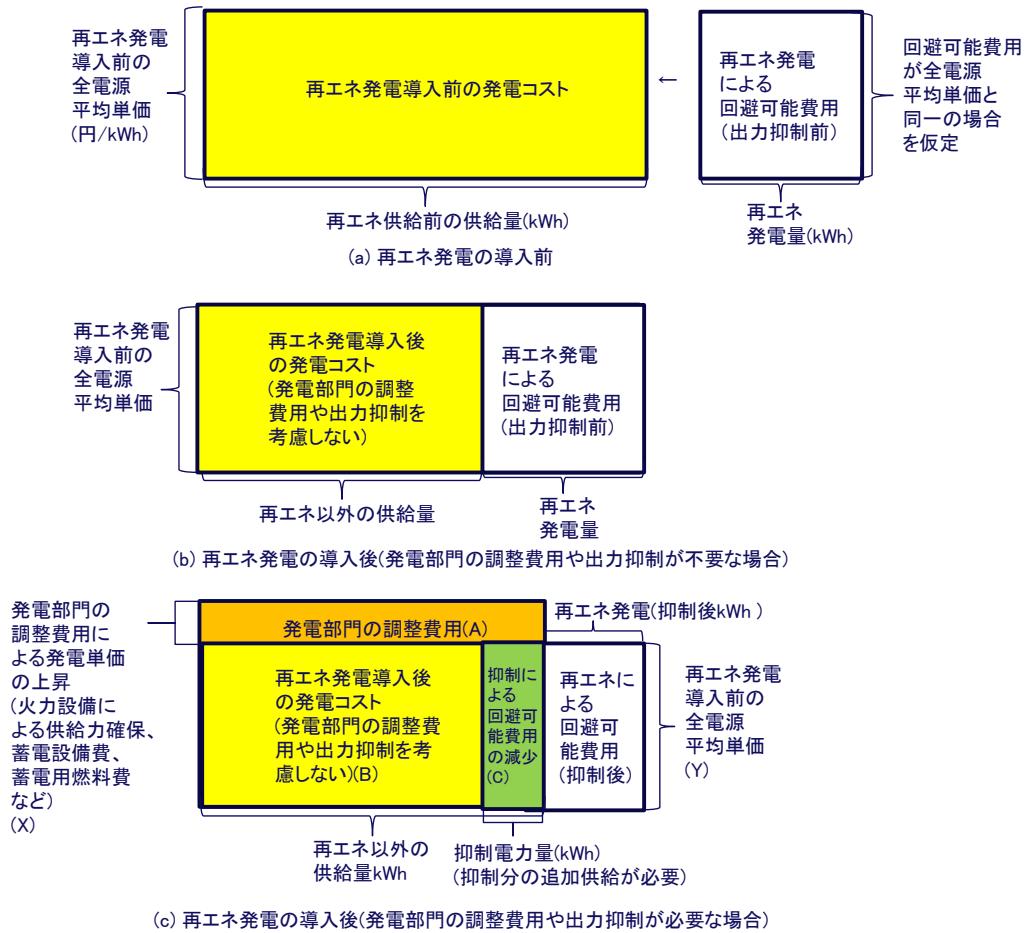


図 B-1 発電部門の調整費用の概要説明

注：(c)の A が発電部門の調整費用、A+B+C が調整を考慮した系統側発電費用に相当する。X が発電部門の調整費用による発電単価の上昇、X+Y が調整費用を含んだ系統側発電単価に相当する。

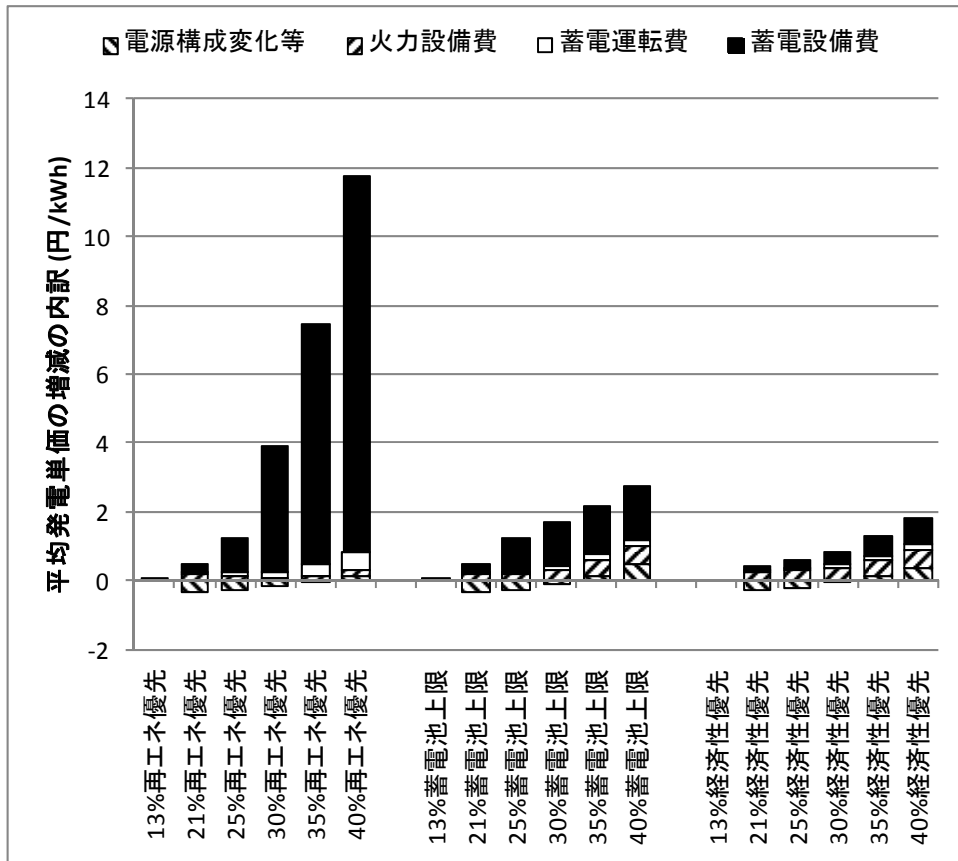


図 B-2 再生エネルギー発電比率と発電部門の調整費用による平均発電単価の増減

注：計算方法は次の通りである。基準ケースを再生エネルギー発電比率 13%と仮定する。本報告では、原子力発電および火力発電の比率を外生シナリオで与えたため、これら外生シナリオの影響による影響を避けるため、外生シナリオを反映した基準発電単価を定める。具体的には、基準 13%ケースの計算値から、石炭発電、LNGCC 等、原子力発電の発電単価(設備費単価、燃料費単価)を計算する。次に、各電源の発電単価を、比較ケースの発電量比率で加重平均して、比較ケースの基準発電単価(設備費単価、燃料費単価)を計算する。これにより、再生エネルギー発電比率 21%、25%、30%、35%、40%の比較用の基準発電単価(電源別の設備費単価、燃料費単価)を作成する。各ケースの発電単価の計算値から、比較用の基準発電単価を差し引いて、火力設備費単価の増減を計算する。また、蓄電運転費は、蓄電運転による電力損失量に基準ケースの火力平均の変動費単価(6.0 円/kWh)を乗じて費用換算することにより、簡易的に計算した。

付録 C 再生エネルギー発電比率と発電単価上昇に関する既報との比較

本報告における再生エネルギー発電比率と再生エネルギー発電を含む平均発電単価の上昇の関係を、2015年に公開され、広く知られている、RITE(2015)および日本エネルギー経済研究所(柳澤他 2015)と比較する。

比較の基準を、3件の報告で共通して計算されている、再生エネルギー発電比率20%(ただし本報告は21%)の平均発電単価とする。同一文献で再生エネルギー発電比率20%の報告値が複数ある場合は、低位の平均発電単価を基準とする。基準の平均発電単価は、RITE(R) 12.6、日本エネルギー経済研究所(E) 12.5、本報告(D) 11.1 円/kWh(2010年実質値)である。このように、平均発電単価は、発電費用の範囲、電源構成、化石燃料価格・円ドルレート、など想定の違いが影響するため、一致しない。想定条件の統一は非常に困難なため、各文献の基準値からの平均発電単価の変化を比較する。

なお、RITE(2015)は炭素価格を含み、炭素税は IEA (2014)の New Policy Scenario レベルの38 USD/t-CO₂(2010年実質値)である。日本エネルギー経済研究所は、連系線増強費用と再生エネルギー発電支援金を含む。それに対して、本報告ではこれらの費用を考慮していない。

ベースロード電源である石炭発電と原子力発電の合計比率を図 C-1に示す。再エネ発電比率20%(本報告は21%)のとき、本報告(D)の石炭・原子力発電比率が最も高い。これが本報告の平均発電単価が低い原因の一つである。

再エネ発電比率が上昇すると、基準価格に対する平均発電単価は上昇する(図 C-2)。

再エネ発電比率20%(本報告は21%)を基準に、再エネ発電比率25%のときの平均発電価格の上昇は、0.9～1.3円/kWh の上昇で、報告間に大きな差はない。再エネ発電比率30%のときには、RITE(2015)の増分が本報告の下限值に、日本エネルギー経済研究所の平均発電単価の上昇は本報告の上限・下限の平均値に近い。再エネ発電比率35%のときには、日本エネルギー経済研究所の平均発電単価の上昇は、本報告の下限值よりも高いレベルにある。

ただし、RITE(2015)は再エネ発電比率20%から再エネ30%への変化で、石炭発電・原子力発電比率の20ポイントの低下を想定する。本報告は再エネ21%から30%への変化で、石炭発電・原子力発電比率の9ポイントの低下を想定する(図 C-1)。本報告で RITE(2015)における石炭発電・原子力発電比率の低下とその分の LNGCC の増加を想定すれば、本報告の再エネ発電比率30%のとき、約0.7円/kWh の単価上昇の要因になる。従って、図 C-2においては本報告の発電単価上昇の下限値が RITE(2015)の発電単価増分と近いのだが、本報告で RITE におけるベースロード電源比率の低下を想定すれば、本報告の平均発電単価の上昇は RITE よりも大きくなる。

日本エネルギー経済研究所において、連系線増強費用および再エネ発電支援金による単価上昇分は、再エネ発電比率20%と比較して、再エネ比率25%で約0.3円/kWh、30%で約0.6円/kWh、35%で約0.8円/kWh に相当する。また、日本エネルギー経済研究所において、再エネ発電比率20%から35%への変化のとき、ベースロード電源比率の26ポイントの低下を想定する。一方、本報告においては、再エネ21%から35%への変化で、ベースロード電源比率の14ポイントの低下を想定する。本報告で、日本エネルギー経済研究所におけるベースロード電源比率の低下を想定すると、再エネ発電比率35%のときに約0.8円/kWh の単価上昇の要因になる。連系線増強費用、再エネ発電支援金、およびベースロード電源比率の低下を合計すると、本報告の再エネ発電比率35%のときの平均発電単価を約1.6円/kWh 上昇させる要因となり、このとき本報告の平均発電単価上昇の下限と日本エネルギー経済研究所の値が近くなる。

このように、本報告で報告した再エネ発電比率の上昇による発電単価上昇の下限(経済性優先で再エネ発電の抑制を認める)は、ベースロード電源比率や系統安定費などの費用を考慮すれば、RITE(2015)の推計よりも大きく、日本エネルギー経済研究所(柳澤他 2015)の推計値に近い。本報告で報告した再エネ発電比率の上昇による発電単価上昇の上限(再エネ発電優先で抑制を極力認めない)は、再エネ発電の抑制をできる限り避けるために大量の蓄電池の設置を行い、そのコストが必要なため(付録 B 参照)、RITE(2015)および日本エネルギー経済研究所の報告値を大きく上回る。

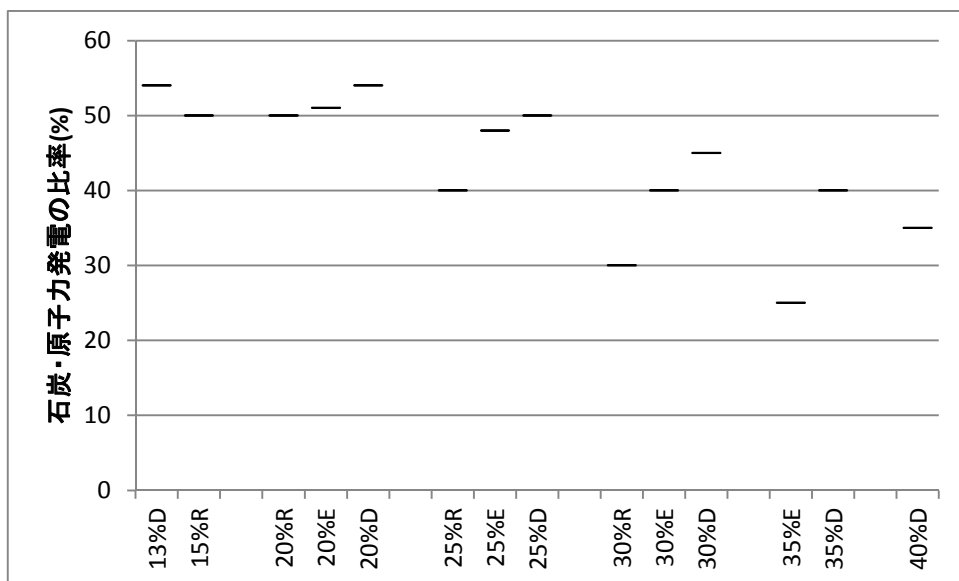


図 C-1 石炭発電・原子力発電合計の発電量比率
(RITE、日本エネルギー経済研究所、本報告の比較)

注：電力需要に対する比率。RITE(2015)(図中では R)、日本エネルギー経済研究所(柳澤他 2015)(図中では E)および本報告(図中では D)から作成。例えば、ラベルの 13%は再エネ発電比率 13%を意味する。参考のため、本報告の想定では、石炭発電・原子力発電の比率が 10%低下して LNGCC で代替すれば、再エネ発電を含む平均発電単価は約 0.6 円/kWh 上昇する。

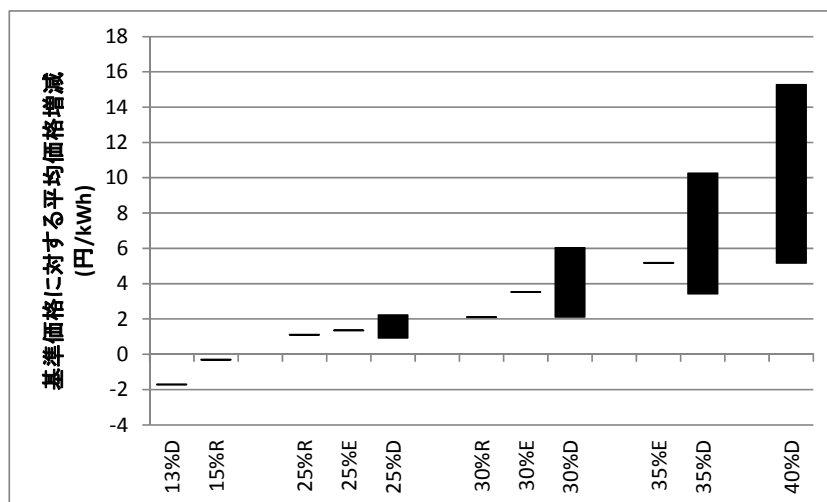


図 C-2 再エネ発電を含む平均発電単価の増減
(RITE、日本エネルギー経済研究所、本報告の比較)

注：2010 年実質値。凡例の 13%は再エネ発電比率 13%を示す。R は RITE(2015)、E は日本エネルギー経済研究所(柳澤他 2015)、D は本報告を意味する。再エネ発電比率 20%(D は 21%)の出典別の平均発電単価の低位の値を基準とする。基準の平均発電単価は、R 12.6、E 12.5、D 11.1 円/kWh である。発電単価は、発電費用の範囲、電源構成、化石燃料価格・円ドルレート、など想定の違いの影響により、一致しないが、想定条件の統一は非常に困難なため、各基準値からの平均発電単価の変化を比較する。