

報告

再生可能エネルギー利用の長期展望



平成29年（2017年）9月26日

日本学術会議

東日本大震災復興支援委員会

エネルギー供給問題検討分科会

この報告は、日本学術会議東日本大震災復興支援委員会エネルギー供給問題検討分科会の審議結果を取りまとめ公表するものである。

日本学術会議東日本大震災復興支援委員会
エネルギー供給問題検討分科会

委員長	太田健一郎	(特任連携会員)	横浜国立大学・名誉教授
副委員長	橘川 武郎	(連携会員)	東京理科大学大学院イノベーション研究科・教授
幹事	秋元 圭吾	(連携会員)	公益財団法人地球環境産業技術研究機構・主席研究員
幹事	瀬川 浩司	(特任連携会員)	東京大学大学院総合文化研究科広域科学専攻・教授
	大政 謙次	(第二部会員)	東京大学・名誉教授
	川井 秀一	(第二部会員)	京都大学大学院総合生存学館学館長・特定教授
	福田 裕穂	(第二部会員)	東京大学大学院理学系研究科・教授
	大西 隆	(第三部会員)	豊橋技術科学大学・学長、東京大学・名誉教授
	花木 啓祐	(第三部会員)	東洋大学情報連携学部・教授
	植田 和弘	(連携会員)	京都大学大学院経済学研究科・教授
	春日 文子	(連携会員)	国立研究開発法人国立環境研究所・特任フェロー
	鬼頭 宏	(連携会員)	静岡県立大学・学長
	田辺 新一	(連携会員)	早稲田大学創造理工学部建築学科・教授
	江本 英史	(特任連携会員)	日本政策投資銀行中国支店次長
	小林 光	(特任連携会員)	慶應義塾大学大学院政策・メディア研究科・特任教授、東京大学・客員教授
	佐々木秀三	(特任連携会員)	福島県相双地方振興局長
	平沼 光	(特任連携会員)	公益財団法人東京財団・研究員兼政策プロデューサー

本報告の作成にあたり、以下の方々に御協力いただいた。

牛山 泉	足利工業大学理事長
西川 信康	石油天然ガス・金属鉱物資源機構地熱部部長
小林 久	茨城大学農学部地域環境科学科教授
池上 康之	佐賀大学教授 海洋エネルギー研究センター副センター長
近藤 道雄	福島再生可能エネルギー研究所上席イノベーションコーディネータ

本報告の作成に当たっては、以下の職員が事務および調査を担当した。

事務	盛田 謙二	参事官（審議第二担当）（平成 27 年 8 月まで）
	石井 康彦	参事官（審議第二担当）（平成 29 年 7 月まで）
	桑川 泰一	参事官（審議第二担当）（平成 29 年 7 月から）
	松宮 志麻	参事官（審議第二担当）付参事官補佐（平成 29 年 7 月まで）
	高橋 和也	参事官（審議第二担当）付参事官補佐（平成 29 年 7 月から）
	大西 真代	参事官（審議第二担当）付専門職付（平成 27 年 10 月まで）
	大橋 睦	参事官（審議第二担当）付専門職付（平成 27 年 10 月から）
	熊谷 鷹佑	参事官（審議第二担当）付専門職付（平成 28 年 4 月まで）
	大庭 美穂	参事官（審議第二担当）付専門職付（平成 28 年 4 月から）
	鈴木 宗光	参事官（審議第二担当）付専門職付（平成 29 年 1 月まで）
	石尾 航輝	参事官（審議第二担当）付専門職付（平成 29 年 1 月から）
調査	青木 智子	上席学術調査員

要 旨

1 作成の背景

東日本大震災に伴って発生した福島第一原子力発電所の事故により、我が国のエネルギー需給計画は根本的な変更を余儀なくされた。一方、昨年に発効したパリ協定の目標を実現するために、脱化石エネルギーが必須の課題となっている。このような背景を考えると、二酸化炭素を排出しない再生可能エネルギーの導入拡大が、日本のエネルギー戦略を構築する上で極めて重要である。

本報告は、2014年9月に日本学術会議から発出された報告「再生可能エネルギーの利用拡大に向けて」を踏まえ、長期的視野から見た我が国のエネルギーの在り方に関して審議するなかで、再生可能エネルギーの最大限の導入が必要であり、その実現に向けた検討を進めた結果をまとめたものである。

2 現状および問題点

2014年9月の報告「再生可能エネルギーの利用拡大に向けて」では以下の点を中心に報告した。

- 1) 我が国には、全電力需要だけでなくエネルギー消費量全体にも匹敵する量の再生可能エネルギーが存在する。
- 2) EU諸国の中には、再生可能エネルギーの発電比率が20%（水力を除く）を超え、基幹電源に位置付けられる国が増えている。
- 3) EU諸国では、再生可能エネルギーの拡大施策による国民の経済負担の再調整が課題となっている。
- 4) 我が国では、急速に進む太陽光発電に対し、風力発電や地熱発電の導入が遅れている。
- 5) 我が国の再生可能エネルギーの拡大に対する課題として、送電容量不足、電気料金上昇がある。

これらを受けて、今期は我が国の再生可能エネルギーの大量普及に向けた取組みはどうかあるべきか、長期的視野から審議した。ここでは、個々の再生可能エネルギーの精度の高い導入ポテンシャル評価、技術的見通し、国の制度の在り方、民間のファイナンスの在り方、貯蔵、輸送材料のための二次エネルギーの審議、さらには福島地区における再生可能エネルギー開発のあるべき姿を審議した。

3 報告の内容

(1) 再生可能エネルギー利用の長期展望

- 1) 太陽光発電は、再生可能エネルギー電力の買取制度により設備容量が大幅に増大した。一方、長期的には電力需要と供給との時間的空間的な不一致や高い価格が大きな問題である。こうした問題の解決には長期的には電力貯蔵・輸送技術の一段とした進歩、さらには新原理による革新的太陽電池の開発が必要である。

- 2) 安価な風力発電は、我が国では風況の良い地域に限られ、時間変動、地域変動が大きい。長期的には、季節変動を含む長期間の貯蔵、安価な海外風力利用を視野に長距離輸送技術の発展が重要である。
- 3) バイオマス発電では、植物の成長を考えた持続的燃料供給確保が重要である。そのため地域密着型の小規模分散型エネルギーとしての可能性が高い。また、長期的には熱電併給システム取り入れコストを下げる工夫などが必要である。
- 4) 地熱発電は、世界第3位の地熱資源量がありながら開発が進んでいない。これからは自然資源の適正利用に配慮し、地元住民をはじめ事業者、自治体が参画し、総合的地域振興を図る開発が必要である。長期的には、資源探査技術の向上による事業の量的拡大、高温岩体発電等の新技術開発が必要である。
- 5) 水力発電は、大型のものは開発済みであるが、設備更新によるリパワーとともに、長期的には大きな導入ポテンシャル（約900万kW）をもつ出力3万kW以下の中小水力の導入拡大を進める必要がある。高い電力価格が問題となるが、20円/kWhが一つの目標となっている。
- 6) 海洋エネルギー発電は、超長期の課題であるが、波力発電、海洋温度差発電、海流発電、潮流発電、潮汐発電と多岐にわたって検討されている。海洋に恵まれた我が国ではポテンシャルは大きい。何れも、コストとともに技術の一層の進歩が必要である。

(2) 超長期に向けた国の再生可能エネルギー政策の在り方

- 1) 21世紀半ば以降の超長期に向けては、一層の技術革新を起こすような研究推進制度が重要である。現状の再生可能エネルギーは高コストである。再生可能エネルギーを産業振興の一つとして持続的に拡大させる政策が必要である。
- 2) 超長期に向けた電力系統に関しては、直流送電を含め、より広域の系統整備が重要となる。さらに再生可能エネルギーの普及が進むと、系統整備だけでなく、蓄電池や水素等を活用したエネルギー貯蔵技術の高度化が必要になる。
- 3) 福島県は震災以後、県内の一次エネルギーの100%を再生可能エネルギーで賄うことを目標としている。ここでは電力系統連携による変動対策、地域格差解消の問題がある。また水素による貯蔵・輸送も開発中である。これらには産官学一体の取組みが必要であり、地域産業振興、被災地復興が期待される。
- 4) 再生可能エネルギーの多くは時間的変動、地球規模での偏在も大きい。これを解消できる技術として水素エネルギー技術などの蓄エネルギー技術が必要である。そのなかでも大量の水素を安価に供給する技術の確立が期待されている。
- 5) 再生可能エネルギー向けの円滑なファイナンスを実現するには、支援制度の安定性・透明性や、各技術固有のリスクに応じた支援策が必要である。金融スキームの開発や市場の整備による多様な投資家の参加が、新たな案件開発への再投資を可能にし、再生可能エネルギーの利用拡大につながる。

目 次

1	はじめに	1
2	再生可能エネルギー利用の現状と超長期展望	2
	(1) 太陽光エネルギー	2
	(2) 風力エネルギー	3
	(3) バイオマスエネルギー	4
	(4) 地熱エネルギー	6
	(5) 中小水力を中心にした水力エネルギー	7
	(6) 海洋エネルギー	9
3	超長期に向けた国の再生可能エネルギー政策の在り方	12
	(1) 長期に向けた制度	12
	(2) 超長期に向けた電力系統整備	14
	(3) 福島復興と再生可能エネルギー	15
	(4) 再生可能エネルギー利用拡大に向けた二次エネルギーの在り方	17
	(5) 再生可能エネルギー利用拡大に向けたファイナンスの在り方	19
4	おわりに	20
	<用語の説明>	21
	<参考文献>	24
	<参考資料1> 審議経過	27
	<巻末図表>	29

1 はじめに

2011年3月11日の東日本大震災とそれに伴う福島第一原子力発電所事故以降、我が国のエネルギー供給は大きく変化した。エネルギー供給は、経済性・効率、エネルギー安全保障、環境問題を複合的に考える必要があり、本質的に複雑な問題であるが、原子力の安全・安心に対する信頼、またエネルギー政策そのものに対する信頼の低下などによって、従来以上に複雑な状況にある。2014年度は、一次エネルギー国内供給における化石エネルギー依存度は高く(図1) [1]、エネルギー自給率は僅かである(図2) [1]。その一方で、2015年12月には第21回締約国会議(COP21)においてパリ協定が採択され、地球レベルでの温暖化対策が求められている。我が国の目標は、「2050年までに80%の温室効果ガスの削減を目指す」としている[2]。再生可能エネルギーは利用に際して温室効果ガスの排出は無い。人類の持続的発展に向けて、基幹となるべきエネルギーであることに疑いは無い。

日本学術会議は、東日本大震災に関する様々な問題の解決に向けて必要な審議を行うことを目的として2011年10月に「東日本大震災復興支援委員会」を設置した。2012年9月には、その中に「エネルギー供給問題検討分科会」を組織し、大震災を受けた我が国エネルギー供給問題のあるべき姿の審議を進めてきた。そして、2014年9月には報告書「再生可能エネルギーの利用拡大に向けて」を発出した [3]。

本分科会では、これをもとに検討を進め、再生可能エネルギーが抱える諸課題とともに今後の在り方を検討し、2050年までの長期展望とそれ以降の超長期の展望について本報告書としてまとめた。本報告では、2030年頃を中期、それ以降2050年頃までを長期、2050年以降を超長期と整理して記述を行った。

2 再生可能エネルギー利用の現状と超長期展望

(1) 太陽光エネルギー

① 太陽光発電の現状と長期展望

太陽光発電は、世界の再生可能エネルギー投資の中で最大の割合を占め（図3）[1]、その導入は世界的に急速に進んでいる（図4）[1]。我が国では、2012年7月の日本版再生可能エネルギー固定価格買取制度（FIT）導入以降、太陽光発電が再生可能エネルギー導入拡大の主力を担ってきた。FITで認定された太陽光発電の約4割が既に稼働しており、その割合は他の再生可能エネルギーよりかなり高く、2016年12月時点で稼働中の太陽光発電設備容量は約37.6GWである（表1）。その一方で、太陽光発電の設備認定が集中したいくつかの電力会社で、2014年には系統連系の申請が一時保留される事態となった。その対策として、現在は「指定ルール」の導入や、政府によって進められている系統安定化対策事業により接続可能量を増やす努力が続けられている。長期的に太陽光発電設備の導入拡大を進めるためには、我が国の系統を抜本的に強化する対策が必要になる。その一つは地域間連系の強化である。2020年に実施される発電事業者と送電事業者の法的分離はその重要な契機にもなる。一方、2019年以降の一般家庭のFIT終了、2032年の大規模太陽光発電事業者のFIT終了を見据えて、長期的な太陽光発電事業者の運営をサポートする体制を整える必要がある。

環境省の試算によれば、太陽光発電の設備容量として2020年には63GW、2030年には102GWが見込まれている[4]。しかしながら、この数字を達成するためには、前述の系統接続における諸課題を解決する必要がある。

長期的課題のもう一つの論点は、太陽光発電コストの抜本的な低減である。朝夕や曇天時の低照度でも高効率で発電できる太陽電池の開発などを進め、実質稼働率（発電量）を向上させ低コスト化に繋げる必要がある。また、新原理、新材料、新構造の研究によって高性能でありながら低製造コストを達成できる革新的な太陽電池の開発を進めると同時に、簡単に施工できる太陽光発電パネルの実現により Balance of System(BOS)コストの低減等も進める必要がある。

さらに、長期的には系統接続の制約を受けないオフグリッドでの利用やゼロエネルギービルディング（ZEB）、ゼロエネルギーハウス（ZEH）向けの建材一体型太陽電池（BIPV）などの技術開発を進めることによって、これらの設置が進めばかなりの導入ポテンシャルの上積みが見込まれる。今後は、このような需要喚起を進めるための制度設計も必要になる。

一方、太陽光発電の導入が進んでいない首都圏（東京電力管内）、近畿圏（関西電力管内）、中部圏（中部電力管内）では、地代が高いことが問題となっている。したがって、税金の軽減により土地使用料を低減させることなどによって、大規模太陽光発電の一層の導入拡大を後押しするとともに、土地の有効利用のため、農業との共存が可能なソーラーシェアリングの推進も必要であろう。

② 太陽光発電の超長期展望

太陽光発電は、超長期的にはFITに頼らず自立して普及するエネルギーになる必要

があり、前述の発電コスト低減に向けた技術開発を継続的に進める必要がある。我が国は、2030年までに従来型火力発電を下回る発電コスト7円/kWhの実現に資する高性能と高信頼性を両立した太陽電池の開発を進めている。現在、太陽光発電産業自体は他の製造産業と同様に新興国に市場を奪われつつある。これは超長期で考えた場合、エネルギーセキュリティ上で好ましいことではない。政府のコスト目標を達成できるよう、太陽光発電技術をさらに発展させるとともに、太陽光発電関連産業の強化や、その産業を担う人材の育成もおおそかにしてはならない。

(2) 風力エネルギー

① 風力発電の現状と長期展望

風力発電は、好風況のところでは経済合理性に優れ、世界の風力発電導入量は着実に増大している(図5)[1]。しかしながら、我が国の導入拡大は鈍化している(図6)[1](表1)。日本の場合、太陽光発電に比べ風力発電の導入が遅れる理由はいくつかある。まず、風況が良く優れた事業性が期待できる地域が北海道北部西岸地域と東北北部、九州の一部に限られるうえ、特に北海道と東北北部地域は電力需要が少なく電力会社の系統が脆弱である点が挙げられる。また、こうした点を解決できる案件でも、地元調整や土地利用規制の対応、FIT制度開始とともに環境影響評価の対象になったこと、設備認定、ファイナンス、電力会社との連携協議等の長期化などがあり、風力発電事業の構造的問題が顕在化している。政府においても風力発電の最大限の導入を目指し、様々な課題への対応を検討している。風力発電の連系可能量の設定方法の妥当性や、出力制限の方法など様々な課題の検討・検証が行われている。北海道電力、東北電力では風力資源が豊富であるが、既申込み済みを考慮すると風力の新規の連系可能量は無いとされている。長期的にこうした問題を解決するためには、各電力会社の想定電源構成の見直し、地域間連系線の整備と地域間調整能力の活用などが必要になる。また、出力制御方法については、時間単位で出力の上限を制約する方がきめ細かい制御が可能であり、連系量が多くかつ逸失電力量が小さくなる可能性が大きい。今後運用に向けた具体的な検討が望まれる。

風力発電は風速の3乗に出力が比例するという特性から、風力発電ではわずかな風速の違いでも出力が大きく変化する。そのため、局所的な気象に支配される個別のウインドファームの出力は、常に大きく変動し、精度の高い予測が困難であるが、エリアを広げると各ウインドファーム間で平滑化効果が見込めるため、系統に与える影響は緩和される。それでも、ランプ変動と呼ばれる急激かつ大規模な出力変動が発生する場合があります。この変動は系統に大きな影響を与える。このため、風力導入の拡大を図るためには、ランプ変動の発生要因や予測手法を明らかにする必要がある。

政府は再生可能エネルギーの導入拡大に対応するため、全国規模での需給調整機能を強化する、周波数変換設備、地域間連系線の送電インフラの増強をすることとなっている[5]。電力広域的運営推進機関(OCCTO)では、送電線の増強に関して、送電線建設の入札制度や、地域間連系線の増強が検討中である。特に、今後の基幹送電線の

整備については、広域機関が地域間連系線の整備に関するルール（検討開始要件）を定めている。しかしながら、検討開始要件としては、災害時の電力融通や系統の混雑状況からの判断が主体となっており [6]、費用対効果の視点を踏まえつつ、今後は風力発電の導入拡大の視点も盛り込む必要がある。

自然変動の多い風力発電を大量導入するためには、正確な出力予測、系統運用者にとって発電量がわかること（可視性）、必要な時に出力を抑制できること（可制御性）の3点が重要になる。出力予測の精度を向上させるには、可視性を高めるため全国の風力発電所出力をオンラインで閲覧可能なシステムを構築したうえで、この情報を出力予測に活用できる仕組みの構築が必要である。可制御性については、現状、発電事業者任せの不確実な方法に頼らざるをえない状況である。既設の風力発電所は、電力会社からのオンラインによる出力制御に対応できていない地点がほとんどである。長期的にはオンライン化により、可制御性の向上を図ることが望ましい。

② 風力発電の超長期展望

我が国の風力発電のコストは、設備利用率の違いもあるが、資本費および運転維持費が欧米諸国と比較して突出して高い水準にあり、コスト競争力のある電源とするためには風力発電産業の育成が望まれる。特に、洋上風力発電については国の関与によって推進すべきである。ただし、洋上風力発電の導入ポテンシャルについては、経済合理性に鑑み過大な数字にならないように注意が必要である。超長期的には風力と蓄熱を組み合わせた風力熱発電等により、調整可能な電源にできるような技術開発を視野に入れる必要がある。

(3) バイオマスエネルギー

① バイオマスエネルギーおよびバイオマス発電のポテンシャル

我が国のバイオマスの年間賦存量（推定値）は、故紙等紙類、家畜排せつ物、食品廃棄物、建設発生木材、下水汚泥など廃棄物系バイオマス、林地残材（および未利用の農作物非食用部）等の未利用木質系バイオマスを合わせて5240万トンであり、国内一次エネルギー総量（石油換算5億k1）の4.6%に相当する（表2）。電力分の消費量を1.1億k1（約22%）と見積もれば、バイオマス発電のポテンシャルは約1%に相当する [3]。

② バイオマス発電の現状

バイオマス資源は再生可能ではあるが、持続性の観点から、原則として、成長量以内の収穫に留める必要があるため資源制約がある。また、分散型の資源であるため、集荷量を安定して確保するのが難しく、プラント出力を大きくすることに限界がある。一方、技術完成度の高い蒸気タービン発電方式では、出力規模が小さくなると発電効率が著しく低下する。たとえば、1MW～2MWの小出力プラントの場合の発電効率は8～12%と低く、5MW～20MWの中規模プラントになるとこれが20～30%まで向上する（図7）。

このため、発電コストは出力規模に大きく影響される。燃料（水分量40%）単価を

12000 円／トンと設定した未利用木材を用いた場合について、蒸気タービン発電方式によるバイオマス発電のコストをみると、発電規模 1 MW および 2 MW の場合、その発電コストはそれぞれ 122 円/kWh および 60 円/kWh、また発電規模が 5 MW、10 MW、および 20 MW の場合は、それぞれ 32 円/kWh、28 円/kWh、および 20 円/kWh と試算されている (図 7) [7]。2 MW 未満の小規模発電では、現行 FIT 制度の買取価格を超えるコストとなる。一方、5 MW の発電規模のケースが損益分岐点となり、これ以上の出力規模では FIT 制度を前提にすれば事業採算が取れることが期待される。なお、発電コストには、出力規模のほか、燃料費の影響が極めて大きい。発電コストに占める燃料費は、木質系燃料の場合 65%~80%に達する。一般家庭で購入している電力単価と同等レベルのコストになるには、上述の燃料費のもとでは、少なくとも 10 MW 以上の出力規模が必要になる。

我が国のバイオマス発電 FIT は、2012 年 7 月にスタートした。使用する燃料により、メタン発酵 39 円/kWh、未利用木材 32 円/kWh、一般木材 24 円/kWh、リサイクル木材 13 円/kWh、廃棄物 17 円/kWh の 5 区分 (いずれも税抜き) に加え、2015 年 4 月から未利用木材の小規模 (2 MW 未満) プラント の発電に対しては別区分化されて 40 円/kWh に引き上げられている。FIT 制度導入後のバイオマス発電の認定および稼働は大幅に増加し、2015 年末時点での認定および稼働はそれぞれ 328 件および 137 件であり、稼働容量は 475 MW である。バイオマス発電の主要燃料の木質系の場合、5~10 MW 規模の発電施設が一番多く認可され、その多くは未利用木材活用を目指している (表 3) [8]。

欧州におけるバイオマス燃料による小型バイオガス化発電および中大規模発電におけるコストをみると、10 円/kWh~15 円/kWh であり、その変動幅も大変小さく安定している。化石資源や他の再生可能資源の発電コストと比べても十分価格競争力があることがわかる (図 8)。なお、欧州のバイオマス発電においては、いずれの発電方式も電熱併用供給であり、いわゆる、コージェネレーションが採用されている。我が国の現状と比較すると、原料であるバイオマス燃料の価格および廃熱の有効利用による熱効率に大きな差異がある [9]。

③ 超長期展望

バイオマスは再生産可能エネルギーであり、多くの自然エネルギーと異なり、電力安定供給が可能な電源となり得る。一方、未利用木材および一般木材による発電は、木材の建材としての利用との競争を避けるべきであり、地域の経済、社会、環境に十分配慮し、廃材等のカスケード利用の観点から適切な活用を図るべきである。

なお、現行の FIT 制度のスキームは、長期的には市場メカニズムに統合されることが求められるので、買い取り価格は順次引き下げられることになる。FIT 制度導入以前のバイオマス発電設備は、地域の木材工業のエネルギー源として廃木材を活用し、ボイラー燃料として熱エネルギー利用が主たるものであった。バイオマスによる発電専用プラントの変換効率は最大 25~30%程度であり、石炭との混焼 (35~39%)、あるいはコージェネレーションによる電熱併用型総合システムを用いた熱効率の大幅な向

上が将来の普及の鍵となる。熱電併給システムはエネルギー資源の有効利用や二酸化炭素の排出削減からも重要である。住宅でも工場でも熱需要に合わせて運転することで総合的な熱効率を 80~90%まで高めることも可能である。

以上を概括すると、バイオマス発電では持続的な燃料供給の確保が重要である。原料事情から元来小規模分散型エネルギーであり、地域の実情に応じて原料供給の安定化を図ることが課題になる。未利用木材の活用により、地域エネルギーとして林業および林産業や地域の振興に資することが期待される。今後は、より小型で分散可能な熱電併給システムに向けた技術開発やカスケード利用のための仕組みや流通の構築が求められる。

(4) 地熱エネルギー

① 地熱発電の現状

我が国は世界第3位、約 2,300 万 kW の地熱資源量を有している一方、既存の地熱発電設備容量は 2014 年時点で 52 万 kW と、世界第9位にとどまり、資源量に比べ開発は進んでいない [10]。設備容量は、1990 年代後半以降、ほとんど変化せず、新規の開発は進んでいない。既存の地熱発電所における蒸気の減衰などにより、実際の発電量は、1997 年度の 38 億 kWh から 2014 年度の 26 億 kWh まで大きく減少している。

しかしながら、国の長期エネルギー需給見通し (2015 年 7 月) [11] では、2030 年度における地熱発電の導入見込みを、設備容量で約 90 万 kW~約 155 万 kW、発電量で 4 倍増に当たる 65 億 kWh~113 億 kWh としている。本委員会では、この目標をもとに長期および超長期の一層の導入に向けて考えることにした。

② 技術面の問題点

地熱の開発支援を行っている (独法) 石油天然ガス・金属鉱物資源機構は、新規有望案件発掘や掘削成功率引き上げのため、空中物理探査などの適用、三次元地震探査などに関する技術開発に力を入れている。さらに地熱貯留層の評価、管理などの技術開発や低コストの掘削技術などの開発、景観面に配慮した施設の小型化なども必要である。また、技術自体ではないが、技術者の確保や資質向上も大きな課題と認識されている。

③ 社会面・制度面の問題点

地熱開発が期待される地域では、すでに営業している温泉事業者や自然保護団体等の地元関係者との合意形成上の困難があり、地元の反対運動により開発計画がとん挫する事例もある。他方で、既存の地熱くみ上げ井戸の近傍では、FIT が適用される電源を安直に開発する方法として、地熱資源を便乗的、寄生的に開発する動きが出てきており、乱開発のおそれも生じている。これらのことからわかるように、関係者間の利害調整、開発の制御が円滑に行われていない。さらに、地熱開発は IRR が 12~13%と事業的には悪くはないものの、1 kW 当たり 100 万円にのぼる初期投資が必要とされており、成功確率の低さ、資本懐妊期間の長さ (探査活動から運転開始まで早くとも 10 年超かかるとされる) の要素も相まって、大型の開発案件であると、多額の資

本を用意し、固定できる強い経営主体が必要になる。前述の機構による出資はあるもののあくまで補助的なものであって、この面でも我が国の状況は十分ではない。このほか、系統への接続が容易でないという問題がある。

④ 地熱開発の加速化のための政策等

ア 事業の量ベースの拡大

国による、資源量の把握に向けた地表調査や掘削調査等に対する支援をさらに量的に拡充することは有益であり、その財源確保を政策的に図っていくことが望まれる。なお、これらの探査等を実地で担う技術者の増加や資質の向上を併せて図る必要がある。また、FIT 制度自体が政策リスクとならないよう、十分に長い期間にわたる予見可能性を与えるべきである。そのほか、引き続き、国関係機関の出資、送電網整備の事業の充実も強く求められる。

世界の地熱発電用タービンに関しては、我が国重電メーカーが大きな技術的な優位とシェア（重電3社で約70% [1]）を持っており、海外における地熱開発を、その調査段階から我が国が担い、開発に成功した場合は、海外で温室効果ガス排出削減分を排出削減クレジットとして国内に移転できる二国間クレジット制度（JCM）事業として構成することも関連コストの引き下げの観点で検討に値しよう。

イ 自然資源の適正利用に関する法運用の改善

自然保護といった公用規制の観点からは、自然環境保護や地元への配慮を前提に、2014、15年に規制緩和が行われた [12]。その趣旨に則り、地熱開発事業者には、自然環境や風致景観および公園利用への影響を最小化する場所選定や計画内容の選択、そして早期の地元合意の形成などが求められる。また国には、適切な立地選定と事業の迅速化に資するよう、必要な自然環境情報等を収集・整理して事業者を提供することが期待される。今後とも、こうした新たな取組みの効果や問題点を把握しつつ、確実な成果につながるよう不断の制度改善を図る必要がある。

ウ 実地の事業スタイルの進化、より広い人脈での事業実施

ハウス栽培や道路の融雪など、地熱を有効利用して地域振興を図る事業が、成果を収めている例があり、今後は、単に地熱開発にとどまらず、地元住民をはじめ温泉事業者・観光事業者・自然保護団体等や地元自治体が参画し、持続可能な形での地域振興を図るプロジェクトが進められるべきであろう。

エ 次世代技術の開発

既存の発電方式では活用困難な地下深部の高温地熱資源を活用するため、高温岩体発電、超臨界発電等の新たな発電技術を開発するとともに、極限環境で水や水蒸気の挙動を把握するためのセンサーの開発を進める必要がある。これらの技術開発には国による制度的な、積極的関与が期待される。

(5) 中小水力を中心にした水力エネルギー

① 概況

中小水力発電は、渓流水や農業用水、上下水道などを活用する中小規模のもので、主に河川部における導入が一般的である。日本では設備容量3万kW以下の水力発電が中小水力発電とされている。再生可能エネルギーの固定価格買取制度における中小水力発電の導入量は2016年8月末時点で21万kW（設備容量）、買取電力量は15,857万kWhに達している[13]。国のエネルギー基本計画では「未開発地点が多い中小水力についても、高コスト構造等の課題を踏まえつつ、地域の分散型エネルギー需給構造の基礎を担うエネルギー源としても活用していくことが期待される。」[10]とされている。

② ポテンシャル

日本の中小水力発電のポテンシャルについては環境省が2016年3月に公表した「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」[14]（以下、報告書）に詳細が報告されている。報告書では賦存量・導入ポテンシャル・シナリオ別導入可能量の3つのエネルギー量が算定されている（図9）[14]。

ア 賦存量

設置可能面積、河川流量等から理論的に算出することができるエネルギー資源量。現在の技術水準では利用することが困難なものを除き、種々の制約要因（土地の傾斜、法規制、土地利用、居住地からの距離等）を考慮しないもの。

イ 導入ポテンシャル

エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量。「種々の制約要因に関する仮定条件」を設定した上で推計される賦存量の内数。

ウ シナリオ別導入可能量

エネルギーの採取・利用に関する特定の制約条件や年次等を考慮した上で、事業採算性に関する特定の条件を設定した場合に具現化することが期待されるエネルギー資源量で導入ポテンシャルの内数。

各々のポテンシャルを算定すると、賦存量は979万kW、導入ポテンシャルは901万kW、シナリオ別導入可能量は266万～465万kWとされている。シナリオ別導入可能量は、経済産業省調達価格等算定委員会より公表されたFIT単価（24, 29, 34円/kWh）×買取期間（20年間）の3つのシナリオおよび事業性試算条件を設定し、それに基づき開発可能条件（税引前PIRR \geq 7%を満たす事業単価）を設定し、開発可能な仮想発電所の合計として示されている（表4）[14]。

③ コスト

コストについては、経済産業省の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が2015年5月に公表した「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」（以下 発電コスト報告書）[15]に詳細が報告されている。発電コスト報告書ではモデルプラントとして設備容量200kW、設備稼働率60%、稼働年数40年、建設費80万円/kWを想定した場合の発電コストを23.3円/kWhと算定している（図10）[15]。

これには、政策経費として、発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金等で賄われる経費のうち電源ごとに発電に必要と考えられる社会的経費（政府の予算措置分を計上する予算関連政策経費と、IRR 相当政策経費）が含まれており、これを除いた場合の発電コストは 20.4 円/kWh となる。

発電コスト報告書のモデルプラントは設備容量 200kW で建設費 80 万円/kW を想定しているが、中小水力発電は発電設備容量が同じであっても建設立地条件や設置方法などの条件によって建設費が大きく異なる場合があることには留意が必要となる。尚、発電コスト報告書では建設費 100 万円/kW を想定した場合の発電コストを 27.1 円/kWh と算定している[15]。

④ 3万 kW 以上の水力発電のポテンシャル

福島原発事故以降、新たなエネルギーとして中小水力が注目されているが、出力 3 万 kW 以上の水力発電にもポテンシャルはある。資源エネルギー庁の公表では、技術的・経済的に利用可能な 3 万 kW 以上の規模の水力エネルギー量について、現在工事中のものは設備容量 270,690kW、発電電力量 730,735MWh、そして未開発なものは設備容量 2,059,000kW、発電電力量 6,072,900kWh のポテンシャルがあるとされている。

⑤ 長期展望

中小水力発電の導入目標値は設定されていないが、環境省「中長期の温室効果ガス削減目標を実現するための対策・施策の具体的な姿（中長期ロードマップ）（中間整理）」[16]を基にした 2050 年の地球温暖化対策に関する中長期ロードマップ において 2050 年までの水力発電の導入見込み量が国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）から報告されている[17]。これにくわえ、環境省「平成 21 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」では中小水力発電の導入ポテンシャルを 80～1,500 万 kW としている[18]。NEDO の報告では導入ポテンシャル

（1,500 万 kW）を全て開発した場合、その導入量は合計 2,412 万 kW となることが示されている。

(6) 海洋エネルギー

① 概況

四方を海に囲まれ約 447 万 km²という世界 6 位の広大な排他的経済水域（EEZ）有する我が国において、波力、潮流などの海洋再生可能エネルギーは陸上以上のポテンシャルがあるとされている。

政府の第 9 回総合海洋政策本部会合（2012 年 5 月）にて決定された「海洋再生可能エネルギー利用促進に関する今後の取組方針」では、海洋再生可能エネルギーの利用に政府一丸となって取組むとされている[19]。2013 年 4 月に閣議決定された海洋基本法においても、実用化に向けた技術開発の加速や事業化を促進させるための施策を推進するとされている[20]。一方、海洋再生可能エネルギーの実用化の動向については、実績から考えてまだ実証実験段階といえる。

②ポテンシャル

ポテンシャルについては NEDO の「平成 22 年度成果報告書 海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務（2011 年 3 月）」に詳細が報告されている[21]。ここでは波力発電、海洋温度差発電、海流発電、潮流発電、潮汐発電について、以下の 3 つのエネルギー量が算定されている。

- 1) 海洋エネルギーポテンシャル：海水のもつ物理的な位置エネルギー・運動エネルギー・熱エネルギー。単位は単位時間あたりのエネルギー量[J/s]、すなわち仕事率[W]で表現する。ただし、海洋温度差発電の熱エネルギーでは、力学的エネルギーとエネルギーの質の違いを明示的に区別するため[Wh]で表す。
- 2) 導入ポテンシャル：地理的条件を考慮し、発電デバイスを海上または陸上に敷設した場合に得られる設備容量[kW]。設備容量とは、発電デバイスの最大出力(定格出力)の合計値。
- 3) 発電ポテンシャル：地理的条件を考慮し、発電デバイスを海上または陸上に敷設した場合に得られる年間を通じた総発電量[kWh/年]。発電デバイスの発電効率や設備利用率を考慮した発電量。

以上を現状の技術レベルを仮定して算定すると以下のようなになる(表 5)。波力発電は、海洋エネルギーポテンシャル：195, 101MW、導入ポテンシャル：5, 386MW、発電ポテンシャル：19TWh/年。海洋温度差発電は、海洋エネルギーポテンシャル：904, 232MWth、導入ポテンシャル：5, 952MW、発電ポテンシャル：47TWh/年。海流発電は、海洋エネルギーポテンシャル：205, 143MW、導入ポテンシャル：1, 276MW、発電ポテンシャル：10TWh/年。潮流発電は、海洋エネルギーポテンシャル：22, 137MW、導入ポテンシャル：1, 870MW、発電ポテンシャル：6 TWh/年。潮汐発電は、海洋エネルギーポテンシャル：286MW、導入ポテンシャル：172MW、発電ポテンシャル：0.38TWh/年[20]。

各国においてもポテンシャル調査が行われており、例えば、世界最大の排他的経済水域 (EEZ) を有するアメリカの波力発電の海洋エネルギーポテンシャル量は 2120 [TWh/year]で、15%の発電効率と 80%の稼働率を仮定すると発電ポテンシャルは 252 [TWh/year]と試算されている。

③ コスト

ア システム価格 (波力発電・潮流発電)

実証実験段階におけるシステム価格は波力発電 53～74 万円程度、潮流発電 46～56 万円程度とされているが今後商用プロジェクトに向けてさらにコスト削減が進むことが見込まれる。

イ 発電コスト

波力、潮流の実証実験段階 (10MW 級) における発電コストは波力発電 52 円/kWh 程度、潮流発電 23～32 円/kWh 程度とされている。海洋温度差発電については、出力 10MW 級で 20 円/kWh 前後、出力 100 MW 級で 10 円/kWh と算定されている。海洋温度差発電の実証実験が行われている沖縄県久米島では、発電に利用した後の深層海水を二次利用することで発電コストを低減する検討を行っている。政府の海洋基本計画では海洋エネルギー (波力、潮流、海流、海洋温度差等) を活用した発電技

術として、40 円/kWh の達成を目標としている。NEDO においても 2016 年以降の事業化時にこれを目標とした実証研究を行い、2020 年以降の事業化時に発電コスト 20 円/kWh 以下の実現に向け、発電性能や信頼性向上等に資する要素技術の開発を行うとしている。

④ 中長期展望

2050 年に 1400 億 kWh をまかなうことを目標として展望した海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）の海洋エネルギー開発ロードマップでは、波力発電については 2030 年までに 554MW、2050 年までに 7,350MW、潮流発電については 2030 年までに 760MW、2050 年までに 7,600MW、海洋温度差発電については 2030 年までに 2,550MW、2050 年までに 8,150MW の発電規模が期待されるとしている。海洋再生可能エネルギーは太陽光、風力などに比べ天候に大きく左右されることが無いという利点がある。また、海洋温度差発電を推進する久米島では現状の海洋深層水取水量（13000t/日）の 10 倍の取水量を確保することにより発電効率の向上と海洋深層水を利用した海産物の養殖等で、経済効果 80 億円、就業者数 1000 人規模の産業への成長を目指していることから、地域活性化という中長期的な視点においてもその利点は大きい。

3 超長期に向けた国の再生可能エネルギー政策の在り方

(1) 長期に向けた制度

① 国内外での再生エネルギー政策動向

我が国の再生可能エネルギーは、当初RPS（再生可能エネルギー割り当て基準）制度の下で普及促進を図ってきた。そして、東日本大震災・福島原子力発電所事故後は、再生可能エネルギー普及を加速させるため、FIT制度を導入し普及を図ってきた。

再生可能エネルギーは、CO₂を排出しないため、CO₂の環境外部性¹を考慮すると、それに相当する政策的な優遇措置が正当化される（なお、技術習熟による将来的な費用低減のために、一時的に更に高い費用での導入促進を誘発する政策も正当化される場合もある）。FIT制度導入以降、とりわけ大規模太陽光発電については大幅な拡大が見られた。一方で、高い買取価格²が将来20年間などの長期にわたって固定されることで、累積的に負担が増大し電気料金の上昇要因の一つとなってきた（2015年度の再生可能エネルギー賦課金は1.58円/kWh、総額約1兆3200億円/年[22]）。さらに、固定価格での買取が競争を生みにくく、コスト低下のインセンティブが働きにくい構造となっているとの指摘もなされている（表6）[22][23]。また、高い買取価格と優先給電ルール（優先給電については需給逼迫時に出力制限が可能なルールも導入されるようになった（第1節(1)項を参照））とが相まって、太陽光、風力発電の自然変動電源の大量導入により、今後、LNG火力の稼働率低下とそれに伴う発電事業者の収益悪化については国民負担増も懸念される。これらは、欧州でFIT制度を我が国に先駆け導入した国、ほぼすべてに共通した課題でもあり、欧州でも制度改正等で対応がなされてきている状況にある（図11）[22][24]。

我が国でも、2016年度に制度改正を議論し、2017年度から制度が改正されることとなった[25]。これにより、大規模太陽光発電に偏った導入を是正し、より経済効率的な再生可能エネルギーを含めバランスの良い発展を図ろうとするものである。そして、事業用太陽光発電については入札制を導入することとなった。一方、風力発電、地熱発電、中小水力など、長期の開発が必要な電源については、複数年の買取価格を提示するなど、投資の予見性を高めるような制度改正が行われている。これらの変更は、持続的な再生可能エネルギーの発展に一定程度貢献するものと考えられる。

なお、エネルギーは安全性（Safety）を前提としつつ、経済性（Economy）、エネルギー安全保障・安定供給（Energy security）、環境（Environment）のS+3Eのバランスを図ることが重要であり、日本政府は、2015年7月に長期エネルギー需給見通し（2030年のエネルギー需給の姿）を決定した[11]。その中で、再生可能エネルギーは、

¹ ただし、CO₂排出の環境外部費用の推計は難しく、大きな推計幅がある。推計幅が大きいものの、米国政府が、温暖化政策の費用便益判断に用いることが多い炭素の社会的費用（SCC）は、2010年32\$/tCO₂、2030年52\$/tCO₂（いずれも2007年価格表示）が現状では用いられることが多い[26]。

² FIT導入年の2012年度の家庭向け太陽光発電（10kW未満）は買取固定価格は42円/kWh、大規模太陽光発電（10kW以上）は40円/kWh（+税）。このとき、太陽光発電の買取価格は、炭素価格換算では46,000円/tCO₂程度と推計される（回避可能原価10.58円/kWh、火力平均CO₂排出原単位0.64kg-CO₂/kWhとした場合）。SCC推計に大きな幅があるものの、SCCと比較しても相当に高い炭素価格水準である。

発電電力量の比率として22～24%を目指すとした。最低限、この着実な達成の実現を目指すことは重要である。

② 長期に向けた政策の在り方

2015年12月に採択され、2016年11月に発効したパリ協定では、全体平均気温を産業革命以前比で2℃を十分に下回る水準に抑制するといった長期目標が合意された[27]。また、21世紀後半には、人為的排出とシンクによる吸収をバランスさせる（すなわち正味で排出量をゼロにする）といった目標にも合意がなされた。パリ協定を受けて、日本政府は、地球温暖化対策計画を決定した[2]。そこでは、世界全体での取組、技術イノベーション、経済成長との両立を前提としながら、2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目指すとしている。このような中、長期に向けて一層の再生可能エネルギーの拡大が不可欠である。

再生可能エネルギーの導入初期段階では、補助金やFITなどの政策誘導措置が必要な場面はあるが、超長期の再生可能エネルギーの発展のためには、事実上の導入補助金に大きく頼ったような制度では持続的な発展はない。一層の技術イノベーションを引き起こすような政策・制度が必要である。

また重要と考えられるのは、FIT後の再生可能エネルギーの在り方である。日本政府は、エネルギー供給構造高度化法において、2016年4月に小売電気事業者に対して2030年に非化石電源比率を44%（長期エネルギー需給見通しと整合的）にするように求める改正を行った。そしてそれに対応して、非化石電源価値取引市場の導入を検討している[28]。これにより、再生可能エネルギーの環境価値は市場で評価されるようになる。FITの場合は一律での電気料金の引き上げにつながってしまうが、非化石電源価値取引市場で環境意識が高い層が再生可能エネルギー証書を購入し、より大きな負担を行うことにより、FITの買取価格の引き下げを加速し幅広い層での負担増を抑制することが期待できる。これにより再生可能エネルギーの持続的な拡大を目指している。また、2030年非化石電源比率44%を小売電気事業者が履行するための市場活用も意図されている。しかし、市場価格が大きく乱高下するようでは、再生可能エネルギーの持続的な発展にはつながりにくいため、市場設計は慎重に行うことが必要と考えられる。

また、これまで地域間連系線利用は発電所と紐付きでの先着優先ルールが採用され、10年間の利用を確保し、またその後の更新も可能であった。このため、空押さえへの罰則措置はあったものの、地域間連系線利用が経済効率的になされていない懸念があった[28]。政府は、地域間連系線に間接オークション方式の導入を検討し[28]、既往の権利についても10年程度の経過期間を経て権利の消失を図る方針が示されている[29][30]。これにより、再生可能エネルギーもこれまでよりもエリア間の送電の機会が増し、再生可能エネルギーの活用機会が増すことは期待できる。

再生可能エネルギーの拡大は新たな産業を拡大する一方で、再生可能エネルギー拡大に伴って国民負担増となれば、産業部門では産業競争力の低下をもたらす懸念がある。そうならず電力コストの増大によって他の消費低下をもたらす懸念がある。そうならず

まえば、持続的な再生可能エネルギーの拡大は達成できない。再生可能エネルギーを産業振興の一つとしていくには、大幅な電力コストの増大とならないように、持続的に拡大させることが重要である。技術開発を促す政策により、再生可能エネルギーコストの低減を図りながら、効果的、効率的かつ安定的に普及を図る政策が重要と考えられる。

③ 再生可能エネルギー利用に関する自然資源保全政策との統合

再生可能エネルギー源の風力、バイオマス、地熱、水力、海洋エネルギーの利用にあたっては、これらの自然資源の保全と環境に与える影響軽減が重要である。さらに、資源の持続的な利用をめざした政策が必要である。

その目的のため、例えば、「再生可能な自然資源の持続可能な利用に関する法律」（仮称）といった新たな法制度を設けることも構想されるべきである。この制度の下で、科学的手法の十分な活用を含む開発手続き、権利主体の特定手続き、地域関係者の参画、開発の収益の分配と不利益の処理などのルールを定めるべきであろう。ちなみに、再生可能な資源の持続可能な利用のルールが欠落している分野には、地熱、港湾区域外の海上の風力資源、地下水、不在山林地主の所有地や持ち主不明の土地に存する森林資源がある。このため、前述の法制度は広くこれらの資源の適切な利用の在り方をも包摂すべきと考えられる。

(2) 超長期に向けた電力系統整備

① 電力系統整備の基本的考え方

2016年2月に、政府の再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会報告書がまとめられ、再生可能エネルギーの導入拡大を進めるために、計画的な広域系統整備・運用が必要であり、連系線の利用計画等の運用ルールの見直しについても検討を進めることが明記された[31]。なかでも、計画的な広域系統整備とその運用について、電力システム改革に伴って設立された電力広域的運営推進機関は、エネルギーミックス等に基づき、再生可能エネルギーのポテンシャルを踏まえた広域系統の電力潮流シミュレーションを実施した上で、将来の広域連系系統の整備および更新に関する方向性を整理した「広域系統長期方針」を策定している。また、地域間連系線の有効活用のため、現在の連系線の利用計画等の運用ルールを見直すべきとする指摘がある。この方針と並行する形で、以下に述べる電力系統整備が進められている。

② 進行中の電力系統整備事業（長期）

風力発電では、事業性が期待できる地域が北海道北部西岸地域と東北北部などの特定地域に集中したうえ、こうした地域は電力需要が少なく電力会社の系統も存在しないか、もしくは脆弱である。そのため、これらの地域の風力発電で生まれる電力を送電するための北海道・東北地域内送電網整備事業が進められている。対象地域は、北海道北部名寄地区と、東北の下北・津軽半島、秋田沿岸、酒田・庄内（山形県）であり、風力関係の民間事業者が過半を出資する特定目的会社（SPC）を設立し、風力発電事業者が支払う利用料で投資を回収するという仕組みである。国が総事業費3100

億円の半分を補助している。また、福島県では、復興事業の一環として阿武隈地域の風力開発と SPC による送電線網の強化が進行している。一方、風力の資源が豊富なエリア（特に北海道、東北）では、エリア内での新規の系統接続ができない状況も生じており、導入拡大を図るためには、東京、中部、関西の各電力会社の調整力を活用した広域運用を採用し、系統連系可能量の拡大が望まれる。北海道電力は、北海道と本州を結ぶ新たな連系設備（北本連系設備）を直流連系設備により新ルートで建設している。2018 年度の運転開始を目指し青函トンネルへの電力ケーブル敷設などを採用し、工事が進められている。新ルートが完成すると北海道本州間の連系容量は、60 万 kW から 90 万 kW に増加する。

③ 大型蓄電池による電力系統強化事業

九州電力では、2016 年 3 月に出力 5 万 kW・定格容量 30 万 kWh のナトリウム硫黄（NAS）電池システムを備えた「豊前蓄電池変電所」が運用を開始した。これは経済産業省による「大容量蓄電システム需給バランス改善実証事業」によって設置された世界最大級の需給調整蓄電池変電設備である。九州電力が公開した、既存の揚水発電設備と豊前蓄電池変電所の運用を含めた 2016 年 5 月 4 日の需給バランスでは、同日 13 時に太陽光・風力の出力合計 490 万 kW と需要の 66%に達した[32]。同社は火力発電所の出力を下げ、それでも発生した太陽光の余剰電力を使って揚水発電の動力運転（汲み上げ）を行い、需給バランスを維持した。豊前蓄電池変電所は、太陽光への出力抑制量を減らす効果を期待されている。一方、同時期に東北電力が福島県南相馬市に稼働した大容量蓄電池システムは、それによる需給改善効果を「30 日等出力制御枠」の拡大に活用し、福島県内の再エネ発電事業者に優先的に割り当てることにしている。

④ 超長期の 2050 年に向けた直流送電網の整備

海外では、大量の電力を遠隔地に直流で送電する新手法が広がってきた。これは高圧直流送電（HVDC）と呼ばれる技術で、損失が交流よりも少なくなる。スイス Asea Brown Boveri（ABB 社）は、2014 年にアマゾン奥地にある大規模水力発電所から、大西洋岸まで 2400km を 60 万 V の HVDC で送る送電線を作り上げたと発表している[33]。送電できる電力量は原発 3 基分に相当する 315 万 kW と発表している。同社は、2010 年に中国でも向家ダム-上海間の約 80 万 kW、2000km の直流送電を行っているが、2016 年には、准東-皖南に 110 万 V 超高压直流送電線（約 5000km）を敷設することを発表している。日本では、海底ケーブルによる直流送電に適している所もあり、長期的にはこれも活用すべきであろう。

(3) 福島復興と再生可能エネルギー

① 現状と課題

福島県は 2011 年の震災を機にエネルギー政策を転換し、原子力に依存しない社会の構築を復興の理念に掲げ、再生可能エネルギーの導入拡大、関連産業の集積、研究開発の推進を図ることとした。その導入目標は県内で必要とされる一次エネルギー需要の 100%相当以上としており、2016 年度当初では 27%に達している[34]。エネルギー

一種別ごとの導入量は、2015年度末時点の設備容量で、太陽光763MW、バイオマス179MW、風力169MW、地熱65MW、中小水力17MW、大規模水力3,969MWとなっている。今後の伸長が期待されるのは太陽光と風力である。

福島県における再生可能エネルギー拡大の第一の課題は、電力系統のマクロ・ミクロの問題である。マクロ問題は再生可能エネルギー電源の変動に対応する電力会社の調整力限界である。東北電力系統に接続予約した再生可能エネルギーが増大した結果、太陽光発電は2014年秋から、無制限出力抑制を認めなければ同社の系統に連系できず、新規事業の融資を受けるのが困難な状況にある。さらに深刻なのは再生可能エネルギーが豊富にある場所に必要な電力系統がないというミクロの問題である。東北電力管内では、接続に適した66kVの送電線の空き容量が青森県、秋田県、岩手県の全域でゼロになっている。福島県でも、空き容量があるのは都市部とその近郊であり、先に言及したように、風力等の可採量がある会津地方や阿武隈山地では送電線が全く存在しないか、存在しても空き容量がない。そのため巨額の費用で送電線を新設等しなければ系統に接続できない。

人口減少もこの問題に拍車をかけている。福島県では2015年国勢調査で5年前より人口が11万人減少している。秋田、青森も同様で、東北電力管内7県で人口は計42万人減少した。工場撤退や省エネ等を原因とし、電力需要も減少したことにより、再生可能エネルギーの受容余地は狭まっている。

第二の課題は、地域主導による再生可能エネルギーの開発である。事業が県外企業・投資家等主導で行われる場合に経済振興や雇用創出効果が限られるため、地域参画をいかに進めるかが喫緊の問題となっている。

これら二つの課題に対し以下のような対策が重要と考えられる。

② 原発送電線の活用

電力系統対策の一つは、巨大な電力需要をもつ東京電力の送電線の活用である。福島第一原発のために建設された送電網には460万kW程度の空き容量があり、66kVと275kVを変圧できる変圧器もあるため、原発用の送電線を再生可能エネルギーに開放すれば、その連系量の拡大が可能となる。福島県が提唱したこの提案に東京電力も賛同し、変電所を改修して協力している。また、原発用送電線の一部を活用して東北・東京間連系線の容量を拡大する計画も、電力広域的運営推進機関において進められている。増強される東北・東京間連系線は再生可能エネルギーの拡大にも資するよう運用されることが望まれる。

中期的には、一步進んで東北電力と東京電力の電力広域運用の強化が望まれる。東京電力が保有する周波数調整機能に優れた可変速揚水発電3機、東北電力が実証中の大型蓄電池2機などの資産を有効に活用すれば、マクロな系統の問題は大幅に緩和されるであろう。

③ 水素利用への挑戦

電力系統の限界を回避するために再生可能エネルギーを貯めて利用することも重要である。国と福島県は、再生可能エネルギーから水素を製造、貯蔵、運搬、利用す

る社会の実現に向けたモデルを福島で創出することを目指し、「福島新エネ社会構想」を策定して実証等を進めている[35]。

水素製造については、再生可能エネルギーを用いた1万kW級の水素製造が計画され、水素の貯蔵・運搬に関しては、産総研の福島再生可能エネルギー研究所がMCH（メチルシクロヘキサン）を用いた有機ハイドライドに関する研究・実証を推進している[36]。いずれも2020年東京五輪で実証的活用を行う予定である。

この他に、系統の余剰電力の一部を水素製造に充てることにより、系統対策として活用することも望まれる。今後、風力発電はさらなる導入増大が見込まれるが、電力会社間の系統連系が風力発電のような分散電力向きでないエリアも多い。この場合には、風力発電の電力で水電解を行い、水素を製造し、これを燃料電池に用いて高効率発電を行うとともに自動車等車両用に用いることができる。この試みは世界的には欧州などで、国内では北海道、神奈川県などから提案され、実証試験もスタートしている。これにより系統制約の解消が期待できる。

④ スマートコミュニティの構築

福島県の新地町、浪江町、楡葉町などの被災地では、復興まちづくりを進めるにあたり、再生可能エネルギーを域内消費するスマートコミュニティの構築を検討している。現状では再生可能エネルギーの域内消費は高コスト等の課題が多いが、将来を見据えて実証を進め、長期的にはその拡大を図る必要がある。

⑤ 地域主導による開発と住民との対話

再生可能エネルギーの開発に地域が主導的な立場で参画することは、地域の経済振興のほか、住民対話の促進のために重要である。福島県では風力発電に否定的な住民意見が根強くあり、震災後も複数の風力発電計画が地元の反対により中止されたが、その一因は開発検討過程に地元企業や自治体の参画がなかったことにある。この経験から、現在は県がゾーニングして地元企業の参加を条件に事業者を公募し、合計300MWの風力発電事業について慎重に環境影響評価が進められている[37]。こうしたプロセスを経て、地元企業が風力事業の開発と維持管理のノウハウを蓄積し、産業と雇用を創出していくことが望まれる。

福島県の会津地方で調査が進められている地熱発電についても、住民の賛否は分かれているが、地元企業の参画や地熱の農業等への多角的利用等により地域経済に貢献し、地域と一体となった事業化を進めるべきである。一方、温泉熱の活用については土湯温泉のバイナリー発電などの試みも始まっている。

再生可能エネルギー事業に対しては地元金融機関も積極的に融資に関わり、利率の高い「再エネ定期」で地元還元している。国は補助制度の運用で地域参画を奨励し、産総研は地域の研究開発を支援している。再生可能エネルギーの継続的な拡大にはこのような産学官金一体の取組が不可欠であろう。

(4) 再生可能エネルギー利用拡大に向けた二次エネルギーの在り方

① 再生可能エネルギーと貯蔵・輸送

再生可能エネルギーの我が国のポテンシャルは水力発電、太陽光発電、風力発電、地熱発電が主だったものになる。これらは全て二次エネルギーとして電気が考えられており、電力系統とつながった利用が考えられている。しかし、これらの再生可能エネルギーの中でポテンシャルの大きい太陽光発電、風力発電は、ともに変動が大きく、電力系統と結びつけた際、系統の不安定性がすでに大きな問題となっている。これらを解決するために多くの場合、二次電池の活用が考えられている。大型電池として比較的新しいナトリウム硫黄電池、レドックスフロー電池も試されているところである。従来からある鉛蓄電池、リチウムイオン電池、ニッケル水素電池も重要であろう。

しかし大量の再生可能エネルギーを十分に活用するためには二次電池のみでは不足である。最近の気象では一月間太陽電池が作動しないこともあるかもしれないし、風力発電では季節間の変動も大きい。このための長期の備蓄も考えねばならない。また、地域によるポテンシャル差も大きい。これらの場合、電気での貯蔵・輸送のみでは困難であり、化学物質に変換して貯蔵・輸送する必要がある。特に最近では再生可能エネルギーを利用することによる電力系統への影響が大きな問題となっており、この意味でも化学物質に変換して貯蔵・輸送する手段が必要となっている。この化学物質として水素が考えられている。

② 水素エネルギーシステム

水素エネルギーの考え方は 1970 年代より検討されている。当初は数千キロを超える電力輸送手段として提案されているが、現在のところではその使用にあたって二酸化炭素を出さないところから、例えば自動車用として究極のエコカーとして開発が進められている。

水素は一次エネルギーから作る必要がある。水素エネルギーシステムでは二次エネルギーとして電気と水素が考えられている。水素はどんな一次エネルギーからでも作ることができる。特に電気エネルギーからは水電解を使えば技術的に容易に作ることができる。二酸化炭素による地球温暖化を考え、再生可能エネルギーを一次エネルギーに考えたとき、二次エネルギーは電気と水素にすることが望ましい (図 12) [38]。これが実現できれば今の化石エネルギーベースのエネルギーシステムに比べて環境への影響は二桁以上小さくなるはずである (図 13) [38]。化石エネルギーからの水素を用いても、燃料電池の変換効率が高いのでそれなりの二酸化炭素削減効果はあるが、再生可能エネルギーからの水素を用いることによりトータルシステムとして二酸化炭素排出をゼロにすることが可能である。

③ 大量で安価な水素に向けて

水素を二次エネルギーとして考える場合、大量で安価であることが必要である。すなわちこの元になる一次エネルギーも大量で安価でなければならない。我が国においては太陽光発電が進んでいるものの、安価な水素のためには太陽電池そのものも大幅なコストダウンが必須である。風力発電は地域差が大きく、安価で大量に得られそうなのは東北北部、ないしは北海道に限られる。一方、海外をみると安価な再生可能エネルギーは存在する。特に偏西風地帯には 2 円/kWh の安価で大量の風力エネルギーが

得られる可能性のある場所がある。このような一次エネルギーを利用できれば安価で大量の水素が得られることになる。これを我が国で活用するためには水素の長期間貯蔵、長距離輸送技術の一段とした進展が必要である。

④ 大量水素の貯蔵・輸送方法

大量水素を貯蔵・輸送する方法として、従来は気体か液体が利用されてきた。気体の場合はパイプラインか高圧容器が用いられる。パイプラインはインフラ整備が課題であり、高圧容器は大量輸送には向いていない。液体水素は液化する際のエネルギー損失が大きく、蒸発のために長期間の保存は困難である。近年、我が国ではトルエン等の有機化合物への水素の吸蔵、脱離を用いるシステムが開発中であり、これが完成すれば、大量水素の長期間備蓄、海を越えての長距離輸送が実現され、安価な海外グリーン水素輸入も可能になると思われる。

(5) 再生可能エネルギー利用拡大に向けたファイナンスの在り方

再生可能エネルギー事業向けのファイナンスは、2012年に開始された固定価格買取制度（FIT）により活発化した。FITにより事業のキャッシュフローが見通しやすくなり、特に大規模太陽光発電事業においてプロジェクトファイナンスが広まった（表7）[39]。一方、2015年には太陽光発電の接続申込み急増を受けて一部電力会社の新規接続については無制限・無補償の出力抑制が条件とされたほか、2017年4月からは入札制が導入されるなど、ファイナンスを取り巻く環境が変化しつつある。International Energy Agency (IEA) が作成したWorld Energy Outlook 2016によると、国内では2025年までに990億ドルの再生可能エネルギー投資が必要となる[40]。円滑なファイナンスを実現するためには、支援制度の安定性・透明性を確保し、将来の事業キャッシュフローの不確実性を抑えることが重要となる。

多様な再生可能エネルギー技術に対する投資・ファイナンスの促進には、FIT以外の支援策も重要と考えられる。太陽光発電と異なり、中小水力発電やバイオマス発電のように運転維持費や燃料費の割合が高い技術については運転開始後のリスクが大きく、また地熱発電については地下資源開発に長期を要し、その不確実性も高いといった特徴がある（図14）[39]。このため、各技術固有のリスクに応じた、データ整備、燃料調達、技術開発等に関する支援策との組み合わせが求められる。また将来の競争的な卸電力市場において政策的に再生可能エネルギーの導入が拡大すると、電力系統の調整力や供給予備力を担う火力発電について市場価格下落や設備稼働率低下のリスクが高まり、投資の停滞が懸念されている（図15）[41]。電力システム全体を俯瞰し、投資リスクやファイナンスへの影響も考慮した制度設計が、再生可能エネルギーの導入可能性を拡大させるであろう。

長期的には導入支援策の縮小が見込まれるなかで、再生可能エネルギー開発に必要な資金を、コストを抑えつつ確保するためには、多様な投資家の参加を可能にする金融スキームの開発や市場の整備が求められる。近年、再生可能エネルギーを含む環境関連事業に投資するグリーンボンドを発行する動きが世界的に広がるほか、海外では太陽光発

電投資の証券化や複数の再生可能エネルギーファンド上場が実現するなど、多様な投資家が参加できる仕組みが整えられてきた。国内でも、事業の開発・建設段階から運営段階にかけてリスクが低下する際に機関投資家や金融機関がリファイナンス（融資の組み換えや借り換え）を行う事例や、2015年に東京証券取引所が開設したインフラファンド市場に再生可能エネルギー発電設備向けファンドが上場するなど、投資家の裾野拡大に向けた動きが始まっている（図16）[42]。事業開発段階の高いリスクを許容できる開発事業者や投資家が、リファイナンスや上場を通じて早期に資金回収することで、新たな案件開発に再投資することも可能となる。今後、各種金融機関がノウハウを向上させて層の厚い金融環境を形成し、市場も活用しつつ幅広い投資家がファイナンスに参加することが、再生可能エネルギーの利用拡大につながると考えられる。

4 おわりに

政府は、2016年5月「地球温暖化対策計画」[2]を閣議決定した。この計画では、2050年までに2013年度比で80%の温室効果ガスの排出削減をめざすことが、長期的目標として示されている。2050年においても電源以外の用途での化石燃料の使用は回避できないことから、「温室効果ガス排出80%削減」は「ゼロエミッション電源100%」と事実上、同義であると言える。

その「ゼロエミッション電源」に該当するのは、再生可能エネルギー電源、原子力発電、二酸化炭素回収・貯留（CCS）付き火力発電の三者しかない。これらのうち原子力発電については、東京電力・福島第一原子力発電所事故を契機に、先行きの不透明感が一気に高まっている。この報告書を作成中の2016年末時点で稼働している原子力発電所は2箇所3基にとどまっており、バックエンド問題（使用済み核燃料の処理問題）が未解決であることを考慮すれば、原子力依存度は、今後、低減してゆくものと見込まれる。

また、火力発電にかかわるCCSの準備も立ち遅れている。とくに、分離・回収した二酸化炭素を国内で貯留することには、立地面で困難がともなうと予測される。

このような状況をふまえると、2050年に「ゼロエミッション電源100%」を実現するためには、否が応でも、再生可能エネルギー電源へ期待せざるをえないことになる。本報告書では、再生可能エネルギーの利用に関して、そのポテンシャルと実現性を超長期的観点から検討してきた。本報告で論じた再生可能エネルギー利用の展望が現実のものとなることを願って、本報告を終えることにしたい。

<用語の説明>

FIT (Feed-In Tariff) : 再生可能エネルギー固定価格買取制度

「再生可能エネルギー固定価格買取制度 (FIT)」は、再生可能エネルギーで発電した電気を、電力会社が一定価格で一定期間買い取ることを、国として義務付ける制度。電力会社が買い取る費用の一部を電気料金に賦課金として上乗せして集め、再生可能エネルギーの買い取りに充てる。これにより、コストの高い再生可能エネルギーでも普及がしやすい環境を作り出す制度である。日本では2012年7月から施行。

RPS (Renewable Portfolio Standard) : 再生可能エネルギー利用割合基準制度

RPS は、電力会社に対し、一定割合以上、新エネルギーから発電される電気を利用することを義務づけることで、新エネルギーの普及を図る制度。FIT と異なり、買取価格は固定されない。日本では2003年から施行され、2012年6月末で廃止。

二次エネルギー

自然界に存在し、それ自身がエネルギーを有する一次エネルギー（石炭、石油、天然ガス、水力、原子力、風力、太陽光など）を変換、利用できる形態に加工したエネルギーであり、ガソリン、軽油、都市ガス、電気、水素などのエネルギーのこと。

二次電池

蓄電池とほぼ同義。電池には、化学エネルギーを電気エネルギーに変換すること（放電）のみが可能なものと、放電時と逆方向に電流を流すことにより、電気エネルギーを化学エネルギーに変換して蓄積すること（充電）が可能なものがあり、前者は一次電池と呼ばれ、後者は二次電池と呼ばれる。

電力潮流

電力は一般的には発電所から電力需要のある方向へと流れるが、発電所が停止したりすると複雑な流れになる場合がある。その電力の流れのことを電力潮流と呼ぶ。各送電線は電力を流せる容量が決まっているためその制約を考慮し制御を行いながら、刻々と変わる電力需給をバランスさせていく必要がある。そして、その予測を行うのが、電力潮流シミュレーションである。なお、電力系統に、分散型の再生可能エネルギーが多く接続されると、電力の流れは一層複雑になり、その予測はより高度なものが求められることとなる。

ランプ変動

再生可能エネルギーが大きく導入されると、再生可能エネルギーによる電力供給量が時間によって急増したり、急減したりする動きが見られることがあり、これはランプ変動と呼ばれている。

オフグリッド

送電線に繋がれていない発電システムのこと。

コジェネレーション

略してコジェネとも呼ばれる。天然ガス、石油、LP ガス等を燃料として、エンジン、タービン、燃料電池等の方式により発電し、その際に生じる廃熱も同時に回収するシステムであり、電気と熱の両方を供給する。熱と電気を無駄が少なく利用できると、総合効率は高くなり、省エネルギーに大きく寄与する。

COP21 (The 21st Conference of Parties)

第 21 回目の国際連合気候変動枠組条約 (UNFCCC) 締約国会合 (COP) のこと。2015 年 11 月 30 日～12 月 12 日にパリで開催された。2020 年以降の国際的な気候変動対応の枠組みとなる「パリ協定」が合意された。

JCM (Joint Crediting Mechanism) : 二国間クレジット制度

温室効果ガス排出削減費用は途上国では先進国よりも安価なケースが比較的多く存在しているが、資金の制約から実施されないケースも多いと見られる。JCM は、日本政府が提唱し進めている制度であり、途上国と二国間でルールを定めた上で、日本の低炭素技術や製品、インフラ等の普及や移転による温室効果ガス排出削減・吸収への貢献を、日本の貢献分として評価する仕組み。

グリーンボンド

地球温暖化対策や再生可能エネルギー事業などのグリーンプロジェクトに要する資金を調達するために発行される債券。発行主体は国際機関から国・地方公共団体・民間企業まで多岐にわたる。

CCS (Carbon Dioxide Capture and Storage) : 二酸化炭素回収・貯留

発電所や工場における燃料の燃焼によって排出される CO₂を分離・回収し、それを地中もしくは海洋に貯留する技術。地中 1000 m 程度もしくはそれ以深の帯水層などに CO₂を貯留する。地中貯留の場合、一般的には CO₂漏洩が起こりにくい不透水層 (キャップロック層) の下に CO₂圧入を行い貯留する。なお、石油生産増進を行うために CO₂を注入したり、ガス生産に付随している CO₂を分離している場合、比較的安価に実施できるため、付随的便益のある CO₂回収、貯留は欧米を中心に既に実施されている。

ZEB (Zero Emission Building) : ゼロエネルギービル

正味でエネルギーを自給自足可能なビル。時間帯によっては、ビル外から電力供給を受けることはあっても、別の時間帯で余剰となったビル内に設置された太陽光発電等の再生可能エネルギーの電力を外部に供給 (売電) し、正味ではビルの外からのエネルギー供給は

ほぼゼロとなるようなビル。そのため正確には、ネットゼロエネルギービルと呼ぶこともある。

ZEH (Zero Emission House) : ゼロエネルギーハウス

正味でエネルギーを自給自足可能な住宅。時間帯によっては、住宅外から電力供給を受けることはあっても、別の時間帯で余剰となった住宅内に設置された太陽光発電等の再生可能エネルギーの電力を外部に供給（売電）し、正味では住宅の外からのエネルギー供給はほぼゼロとなるような住宅。そのため正確には、ネットゼロエネルギーハウスと呼ぶこともある。

<その他略語一覧>

BIPV (Building-integrated photovoltaics) : 建材一体型太陽電池

IEA (International Energy Agency) : 国際エネルギー機関

IRR (Internal Rate of Return) : 内部収益率

LNG (Liquefied Natural Gas) : 液化天然ガス

NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) : 新エネルギー・産業技術総合開発機構

OCTO (Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan) : 電力広域的運営推進機関

PIRR (Project Internal Rate of Return) : プロジェクト内部収益率

SPC (specific purpose company) : 特定目的会社

<参考文献>

- [1] 経済産業省資源エネルギー庁、「エネルギー白書 2016」、2016 年
<http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2016pdf/>
- [2] 経済産業省・環境省合同部会、「地球温暖化対策計画」、2016 年 3 月 4 日
- [3] 日本学術会議東日本大震災復興支援委員会エネルギー供給問題検討分科会、報告「再生可能エネルギーの利用拡大に向けて」、2014 年 9 月 26 日
<http://www.scj.go.jp/ja/info/kohyo/pdf/kohyo-22-h140926-1.pdf>
- [4] 環境省、「再生可能エネルギーの導入見込み量」、2013
https://www.env.go.jp/earth/report/h27-01/H26_RE_4.pdf
- [5] 経済産業省、プレスリリース「電力システムに関する改革方針抜粋」、2013 年 4 月
<http://www.meti.go.jp/press/2013/04/20130402001/20130402001-2.pdf>
- [6] 電力広域的運営推進機関 (OCCTO) 広域的取引の環境整備に関する検討開始要件
<https://www.occto.or.jp/kouikikeitou/oshirase/files/koikitekitorihikinokankyouseibiyuken201607.pdf>
- [7] 熊崎実、「木質バイオマスエネルギー発電」、日刊工業新聞社、2016 年
- [8] 経済産業省、「バイオマス白書 2016」、2016 年
- [9] International Energy Agency (IEA)、「Energy Technology Perspectives」、2014 年
- [10] 経済産業省資源エネルギー庁、「エネルギー基本計画 2014」、2014 年
http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/
- [11] 経済産業省資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会長期エネルギー需給見通し小委員会 (第 11 回会合) 資料 3、2015 年
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf
- [12] 鈴木真人ら、「最近の再生可能エネルギーの動向と地熱利用の現状」、日本経済研究所月報、2016 年
- [13] 経済産業省資源エネルギー庁、「固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト」
https://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html
- [14] 環境省、「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 8 月
<http://www.env.go.jp/earth/report/h28-03/index.html>
- [15] 経済産業省、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「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
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf
- [16] 環境省、中長期の温室効果ガス削減目標を実現するための対策・施策の具体的な姿 (中長期ロードマップ) (中間整理)、2010 年 12 月

- https://funtoshare.env.go.jp/roadmap/roadmap_detail.html
- [17] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)、「再生可能エネルギー技術白書第2版」、2014年3月10日
- [18] 環境省、「平成21年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」、2010年3月
- [19] 海洋再生可能エネルギー利用促進に関する今後の取組方針第9回総合海洋政策本部決定、2012年5月25日
<http://www.kantei.go.jp/jp/singi/kaiyou/energy/torikumihousin.pdf>
- [20] 海洋基本法、2013年4月26日閣議決定
- [21] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)、「平成22年度成果報告書 海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務」、2011年3月
- [22] 経済産業省調達価格等算定委員会 (第20回)、2016年
http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/020_01_00.pdf
- [23] 経済産業省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 (第12回)、2015年
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/01_2_02_00.pdf
- [24] 朝野賢司・岡田健司・永井雄宇・丸山真弘、「欧州における再生可能エネルギー普及政策と電力市場統合に関する動向と課題」、電力中央研究所研究報告書 Y15022、2016年5月
- [25] 資源エネルギー庁、「固定価格買取制度 (FIT) 見直しのポイント」、2016年
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/kaisai/01_point.pdf
- [26] Interagency Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government: Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis, 2013
- [27] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), Paris Agreement, 2015
- [28] 経済産業省総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力システム改革貫徹のための政策小委員会 (第4回) 資料、「電力システム改革貫徹のための政策小委員会 中間とりまとめ (案)」、2016年
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system_kaikaku/pdf/04_03_02.pdf
- [29] 電力広域的運営推進機関・日本卸電力取引所、「地域間連系線利用ルール等に関する勉強会中間とりまとめ」、2016年
https://www.occto.or.jp/iinkai/renkeisenriyou/files/renkeisen_chuukantorimatome.pdf
- [30] 電力広域的運営推進機関・日本卸電力取引所、「地域間連系線の利用ルール等に関する

- る検討会（第5回）」、2016年
https://www.occto.or.jp/iinkai/renkeisenriyou/2016/files/renkeisen_kentouka_i_05_04.pdf
- [31] 経済産業省再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会報告書、2016年2月
- [32] 一般社団法人新エネルギー導入促進協議会ホームページ
<http://www.nepc.or.jp/topics/2017/0331.html>
- [33] Asea Brown Boveri (ABB) 社ホームページ: From the Amazon to the Brazilian coast
<http://www.abb.com/cawp/seitp202/30a165734440605fc1257d85002d0b4d.aspx>
- [34] 福島県企画調整部エネルギー課: 福島県における再生可能エネルギー導入実績、平成27(2015)年度
<https://www.pref.fukushima.lg.jp/uploaded/attachment/195629.pdf>
- [35] 経済産業省資源エネルギー庁、「福島新エネ社会構想」
http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/fukushima/pdf/001_02_00.pdf
- [36] 産業技術総合研究所福島再生可能エネルギー研究所、「水素キャリアチーム」
<http://www.aist.go.jp/fukushima/ja/unit/HyCaT.html>
- [37] 日本風力エネルギー学会、「風力エネルギー」「福島復興を牽引する再生可能エネルギープロジェクト」、2017年5月号 34頁
- [38] 太田健一郎、水素エネルギー時代に向けた電気化学、Electrochemistry 87(7), 1 2015
- [39] 江本英史、「再生可能エネルギー投資とファイナンス」、日本エネルギー学会誌 94 (7) 2015
- [40] International Energy Agency, World Energy Outlook 2016
- [41] 江本英史、「電力システム改革に関連した投資・消費の動向」、日経研月報 第463号、2017年1月
- [42] 日本取引所グループ、「概要 東証インフラファンド市場とは」
<http://www.jpx.co.jp/equities/products/infrastructure/outline/index.html>

<参考資料 1> 審議経過

平成 26 年

12 月 18 日 エネルギー供給問題検討分科会（第 1 回）

- (1) 委員長ほか役員の選出等
- (2) 国際シンポジウムについて
- (3) 今後の分科会の進め方について

平成 27 年

3 月 20 日 エネルギー供給問題検討分科会（第 2 回）

- (1) 国際シンポジウム報告
- (2) 最新動向について話題提供
 - ・電源ミックスをめぐって
 - ・再生可能エネルギー政策の課題
- (3) 今後の審議の進め方について

7 月 2 日 エネルギー供給問題検討分科会（第 3 回）

- (1) 最新動向について話題提供
 - ・太陽光発電
 - ・バイオマス
 - ・電力自由化後の火力発電
- (2) 今後の審議の進め方について

11 月 19 日 エネルギー供給問題検討分科会（第 4 回）

- (1) 「学術の動向」原稿について
- (2) 最新動向について話題提供
 - ・再生可能エネルギー電力の系統接続可能量
 - ・再エネ普及に影響の可能性のある昨今の動向
- (3) 今後の審議の進め方について

平成 28 年

4 月 21 日 エネルギー供給問題検討分科会（第 5 回）、

- (1) 最新動向について話題提供
 - ・我が国の地熱発電の現状
 - ・再生可能エネルギーと水素
 - ・福島における再エネ・新エネ施策
- (2) 今後の審議の進め方について

9 月 15 日 エネルギー供給問題検討分科会（第 6 回）

- (1) 最新動向について話題提供
 - ・国内外の風力発電の現状と将来展望

(2) 分科会報告書の基本方針、目次案の検討

平成 29 年

2月 27日 エネルギー供給問題検討分科会（第7回）

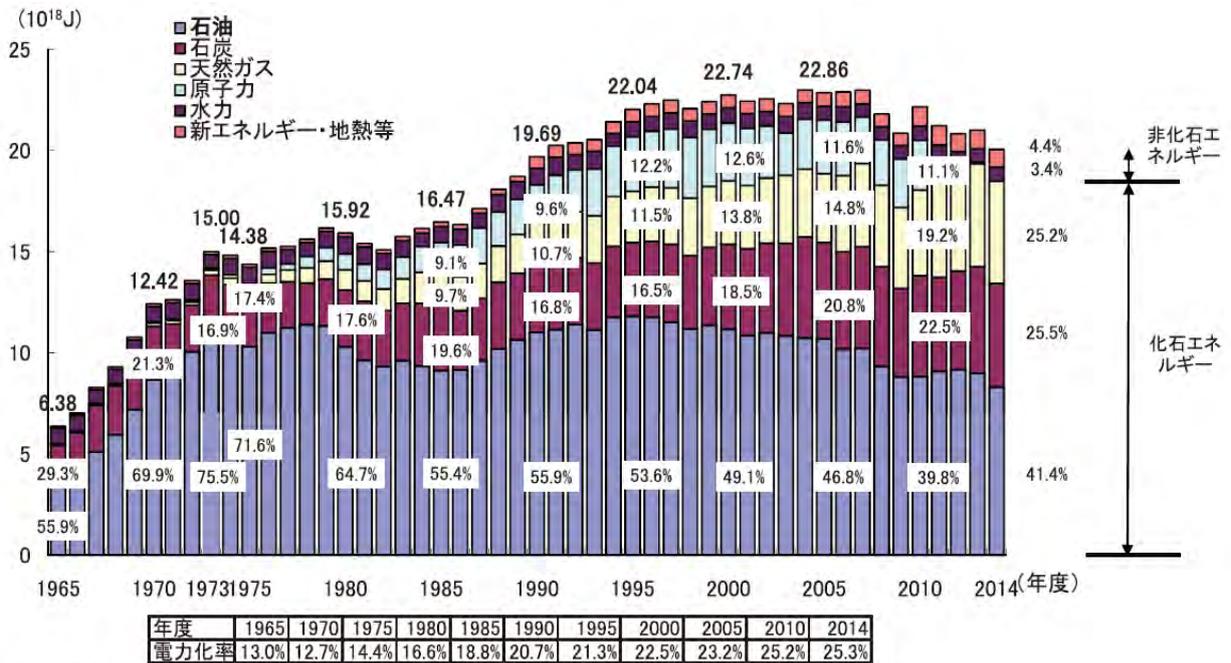
（1）報告書の検討

7月 16日 エネルギー供給問題検討分科会（第8回）メール審議
報告案「再生可能エネルギー利用の長期展望」について承認

9月 15日 東日本大震災復興支援委員会（第5回）

報告「再生可能エネルギー利用の長期展望」について承認

<巻末図表>



(注1)「総合エネルギー統計」では、1990年度以降、数値について算出方法が変更されている。
 (注2)「新エネルギー・地熱等」とは、太陽光、風力、バイオマス、地熱などのこと(以下同様)。

図1 一次エネルギー国内供給ならびに電力化率の推移
 (出典) 経済産業省資源エネルギー庁、「エネルギー白書 2016」、2016年

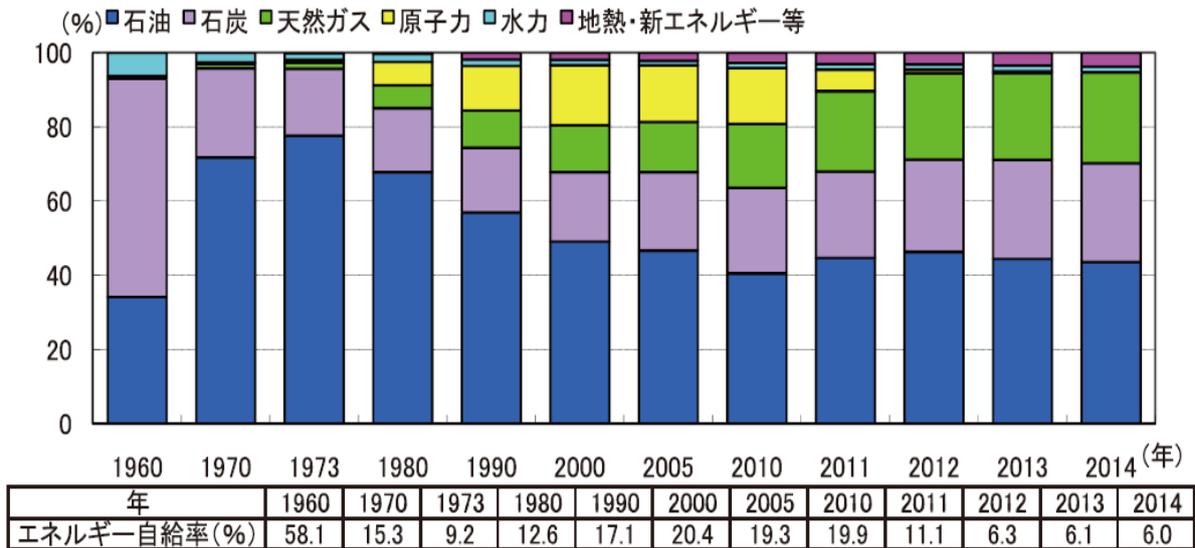


図2 日本の一次エネルギー国内供給構成および自給率の推移
 (出典) 経済産業省資源エネルギー庁、「エネルギー白書 2016」、2016年

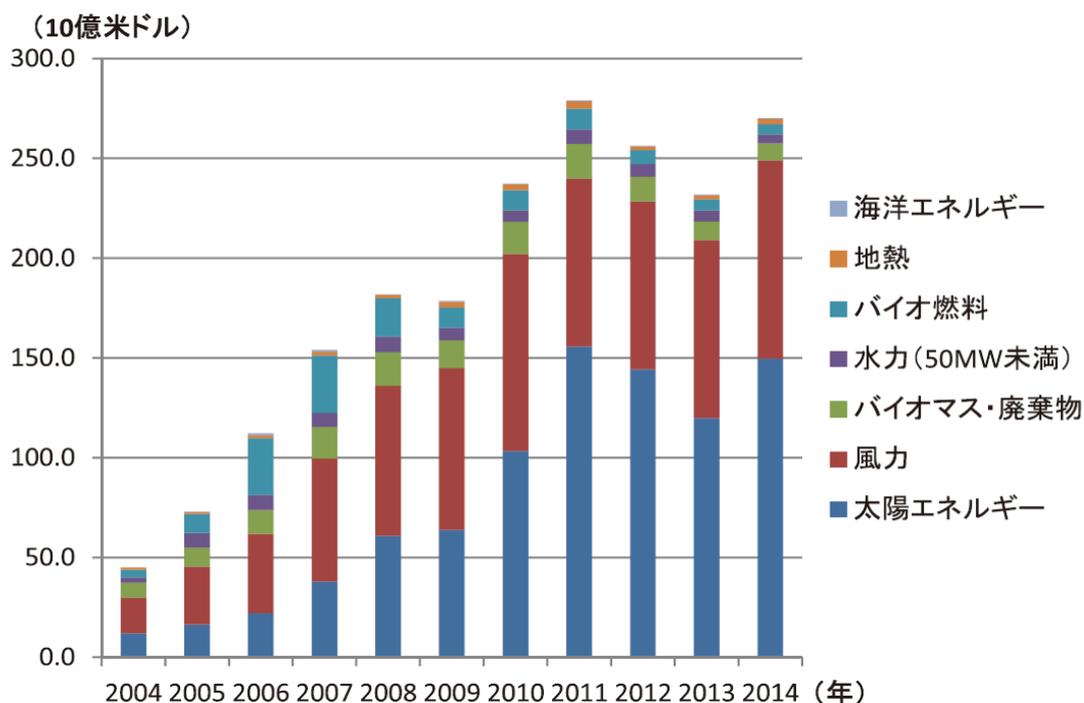


図3 再生可能エネルギーに対する世界の投資状況
 (出典) 経済産業省資源エネルギー庁、「エネルギー白書2016」、2016年

表1 2016年12月末時点における日本国内の再生可能エネルギー発電設備容量

	2016年12月 時点での 合計導入量 単位:万kW	買取制度前 2012年6月 迄の導入量 単位:万kW	買取制度後 2012年7月 以降導入量 単位:万kW	2016年12月 時点での未 稼働認定量 単位:万kW	買取制度で 認定された 設備量合計 単位:万kW	買取制度の 認定設備の 2016年12月 の稼働割合	認定済設備 の100%稼働 時の導入量 単位:万kW
	A+B	A	B	C	B+C	B/B+C	A+B+C
太陽光 (住宅)	924	470	454	77	531	85.5%	1,001
太陽光 (非住宅)	2,836	90	2,746	4,806	7,552	36.4%	7,642
太陽光 合計	3,760	560	3,200	4,883	8,083	39.6%	8,643
風力	324	260	64	244	308	20.8%	568
中小水力	983	960	23	57	80	28.8%	1,040
地熱	51	50	1	7	8	12.5%	58
バイオマ ス	307	230	77	322	399	19.3%	629
合計	5,425	2,060	3,365	5,513	8,877	37.9%	10,938

(出典) 経済産業省資源エネルギー庁 2017年3月発表資料
 「固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト」を基に委員会で作成

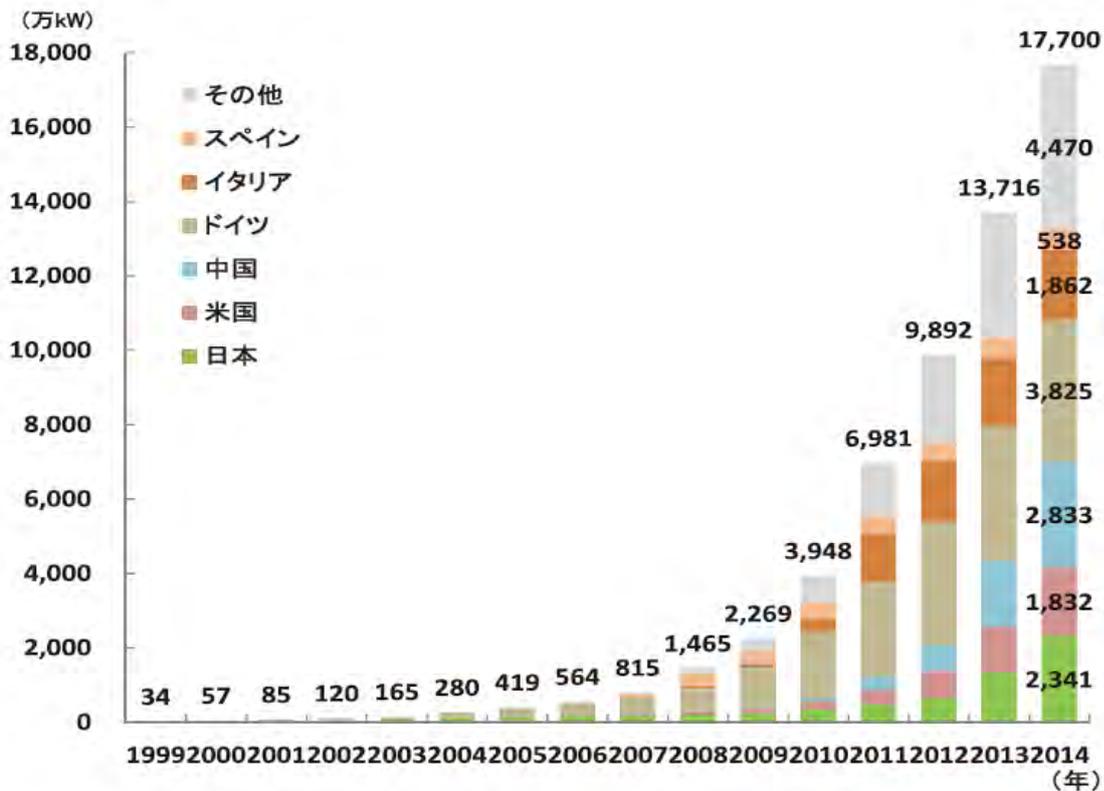


図4 世界の太陽光発電の導入状況（累積導入量の推移）
 （出典）経済産業省資源エネルギー庁、「エネルギー白書 2016」、2016年

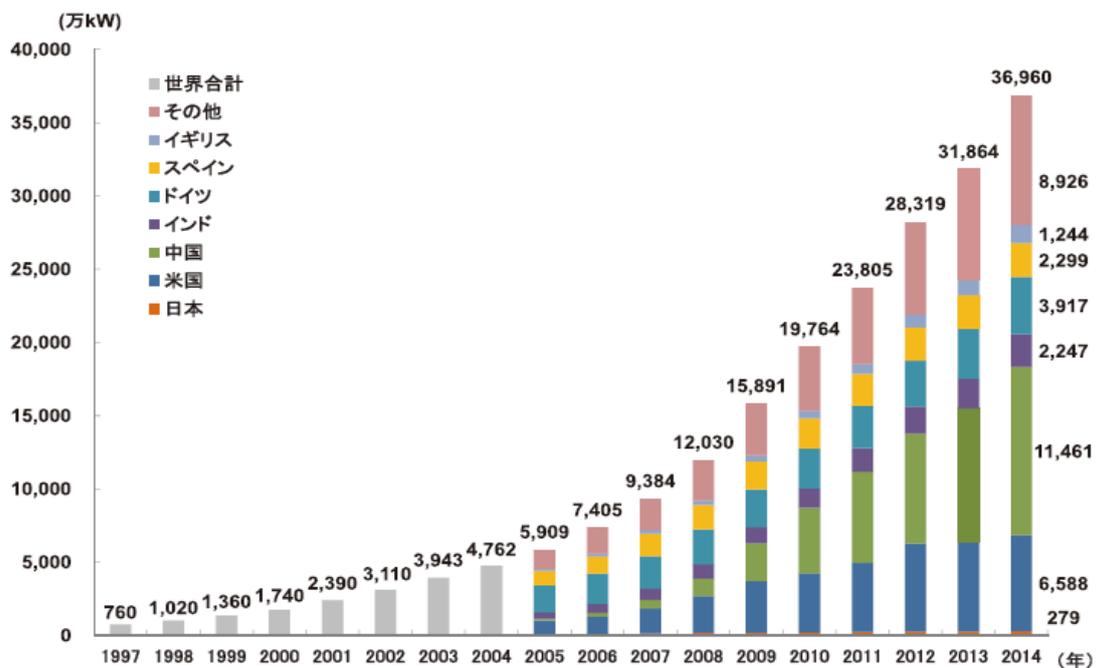


図5 世界の風力発電の導入状況（累積導入量の推移）
 （出典）経済産業省資源エネルギー庁、「エネルギー白書 2016」、2016年

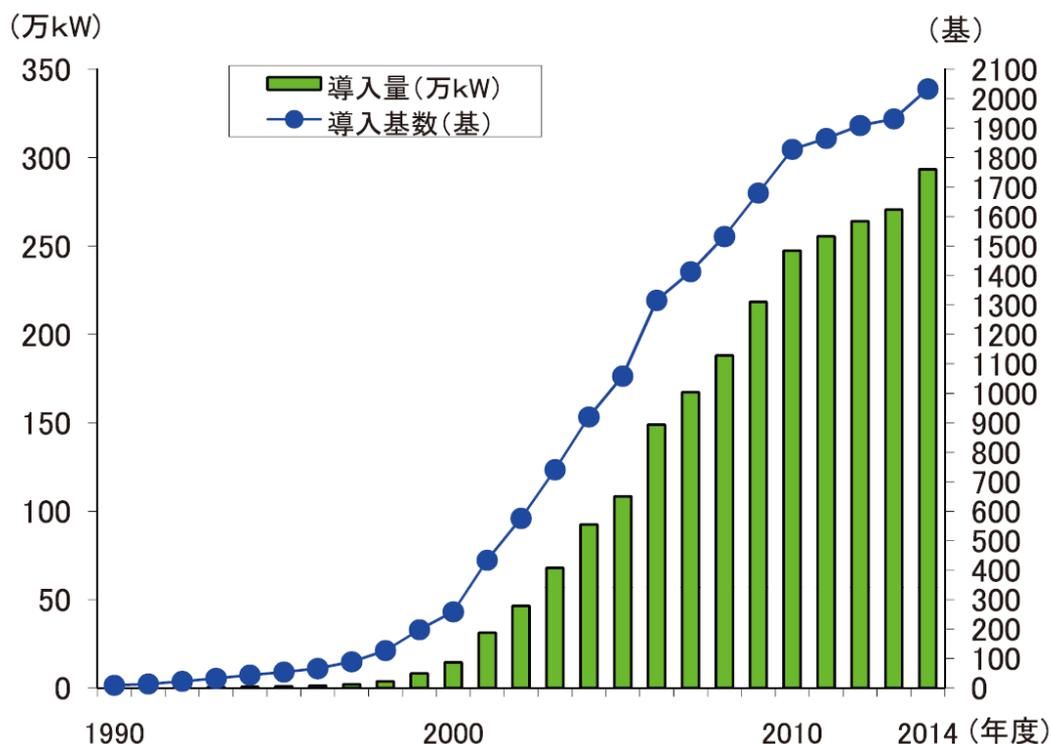


図6 日本における風力発電導入の推移

(出典) 経済産業省資源エネルギー庁、「エネルギー白書 2016」、2016年

表2 バイオマスエネルギーのポテンシャル

公表資料名	公表日等	乾燥重量 (万t) 石油換算 (万kL)			合計/年	備考
		廃棄物系	未利用系	資源作物		
バイオマス ニッポン総合 戦略	2006.3.31 閣 議決定	5,600万t 2,400万kL	1,200万t 550万kL	1,300万t 620万kL	8,100万t 3,570万kL (1,300PJ)	国内一次エネルギー総量 (5億kL)の8%。電力 消費量(22% = 1.1億 kL)の約1%
バイオマス活 用推進基本計 画	2010.12.17 閣議決定	4,440万t その他湿潤 重量 18,910万t	800万t その他湿潤 重量 1,400万t		5,240万t その他湿潤 重量 20,310万t	国内一次エネルギー総 量(5億kL)の4.6%。電力 消費量(22%、1.1億kL) の1%
NEDO再生可 能エネルギー 技術白書	2014.2月				510PJ	日本の一次エネルギー供 給量19.8EJ/年の約3%に 相当 「総合資源エネルギー調 査会新エネルギー部会 (第30回)」(2009、 経済産業省)より

(出典) 日本学術会議東日本大震災復興支援委員会エネルギー供給問題検討分科会、
報告「再生可能エネルギーの利用拡大に向けて」、2014年9月26日

表3：FITにおけるバイオマス発電稼働・認定状況
(2015年12月末時点)

	メタン発酵	未利用木材		一般木質	リサイクル木材	廃棄物	合計
		2,000kW未満	2,000kW以上				
稼働件数	60	3	22	11	2	39	137
認定件数	125	12	46	72	3	70	328
稼働容量 kW	15,752	2,345	185,316	137,699	9,300	125,036	475,448
認定容量 kW	42,511	12,439	378,488	2,194,979	11,060	221,826	2,861,303

(出典) 経済産業省、「バイオマス白書 2016」、2016年

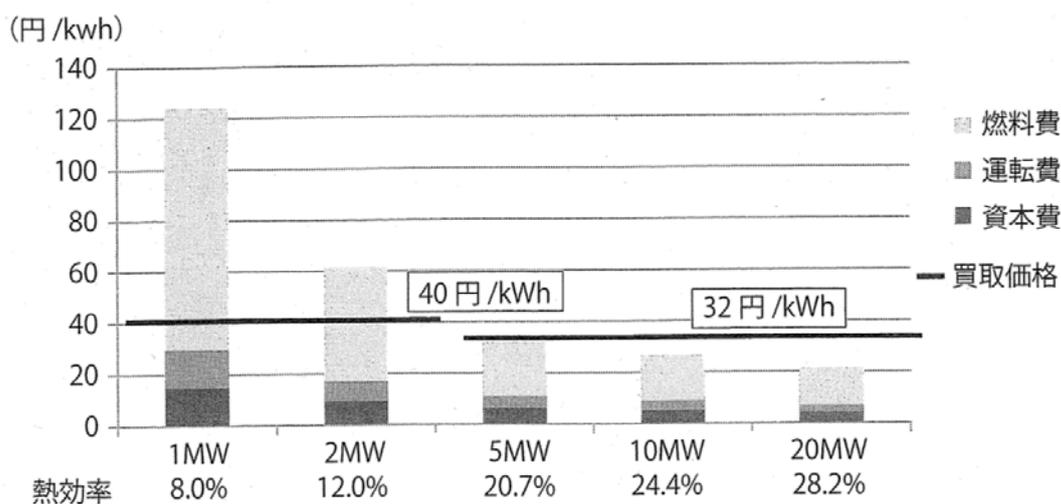


図13 蒸気タービンによる木質バイオマス発電
出力規模別発電コストとFITの買取価格 (円/kWh)

(前提) 燃料：未利用木材 12MJ/kg (水分 40%)、単価：12,000/t

(出所) 多喜真之、山本博巳、市川和芳「国内バイオマス発電の経済性評価」第31回エネルギー・システム・経済・環境コンファレンス (エネルギー資源学会)、2015/1/27-28

図7 蒸気タービンによる木質バイオマス発電

(出典) 熊崎実、「木質バイオマスエネルギー発電」日本工業新聞社、2016年

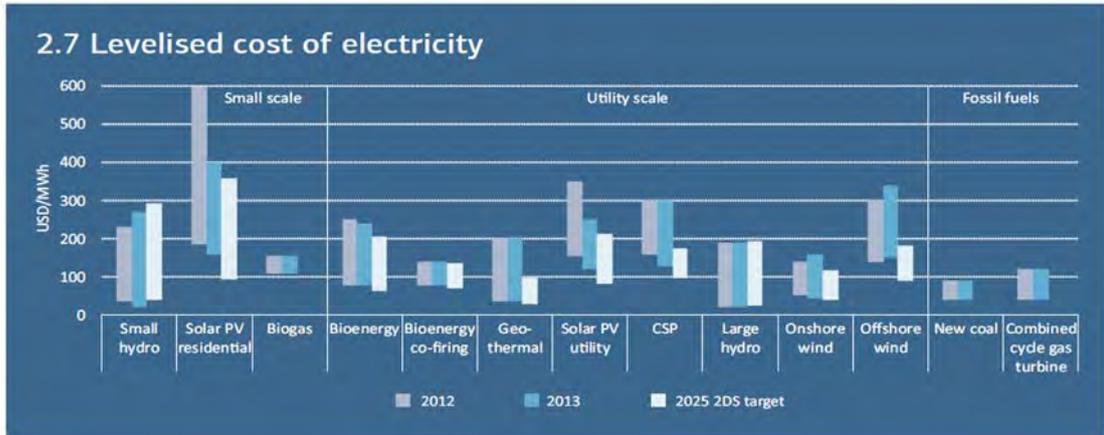


図8 再生可能エネルギーによる発電コストの比較
 (出典) Energy Technology Perspectives 2014

3つのポテンシャルの関連性概念図

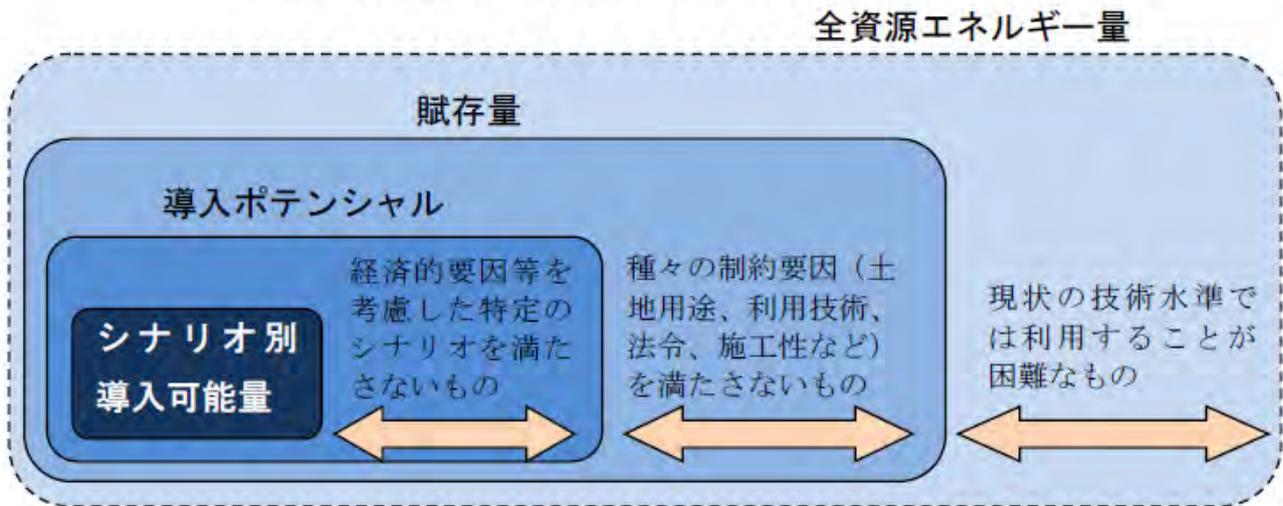


図9 再生可能エネルギーポテンシャルの3つの概念
 (出典) 環境省地球環境局地球温暖化対策課、

「平成27年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

表4 中小水力発電のシナリオ別導入可能量集計結果

シナリオ	シナリオの内容	開発可能条件	地点数 (地点)	設備容量 (万 kW)	年間 発電電力量 (億 kWh/年)
1	24円/kWh×20年間で税引前 PIRR ≥7%を満たす	事業単価 < 115 万円/kW	2,222	266	142.3
2	20円/kWh×20年間で税引前 PIRR ≥8%を満たす	事業単価 < 90 万円/kW	922	157	82.6
3	29円/kWh×20年間で税引前 PIRR ≥7%を満たす	事業単価 < 139 万円/kW	3,978	371	202.8
4	34円/kWh×20年間で税引前 PIRR ≥7%を満たす	事業単価 < 163 万円/kW	6,040	465	255.7

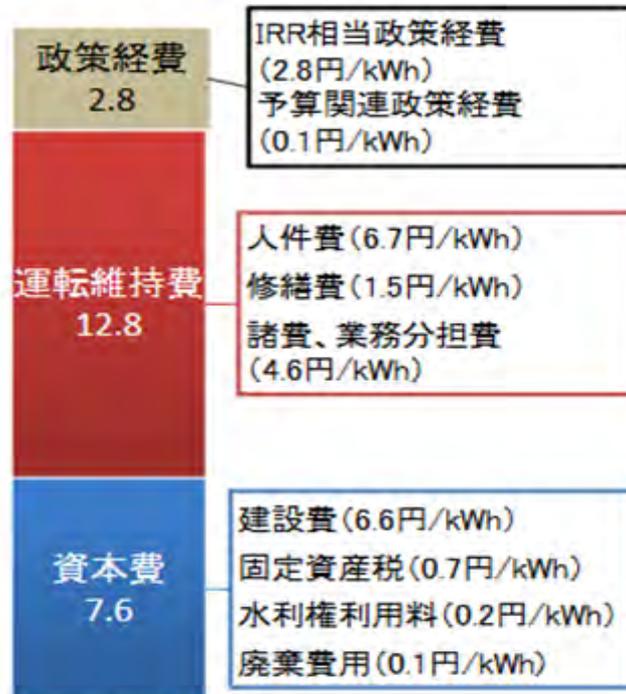
(出典) 環境省地球環境局地球温暖化対策課、
「平成 27 年再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」、2016 年 3 月

小水力発電コスト(2014年)

23.3 円/kWh

(政策経費を除いた場合: 20.4円/kWh)

※建設費 80万円/kWの場合



※モデルプラントとして、
設備容量200 kW、設備利用率60%、
稼働年数40年のプラントを想定。

図10 小水力発電コストの内訳

(出典) 経済産業省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、
「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

表5 現状技術におけるポテンシャル算定結果

	波力	海洋温度差	海流	潮流	潮汐
海洋エネルギーポテンシャル [MW]	195,101	904,232 (*)	205,143	22,137	286
導入ポテンシャル [MW]	5,386	5,952	1,276	1,870	172
発電ポテンシャル [TWh/年]	19	47	10	6	0.38

(*) MW_{th}

(出典) 国立開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)、
「海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務」、2011年3月

表6 太陽光発電の発電コスト・買取価格の国際比較

太陽光	資本費 (\$m/MW)	稼働率	運転維持費 (\$/kW/年)	発電コスト (\$/MWh)	FIT価格 (\$/kWh)
ドイツ	1.00	11%	32	106	8.9(入札価格)
フランス	1.39	14%	32	124	10.6(入札価格)
イギリス	1.22	10%	32	141	16.5
スペイン	1.39	16%	32	148	-(FIT廃止)
トルコ	1.99	16%	32	196	13.3
米国	1.69	17%	21	107	-(RPS制度)
ブラジル	2.06	21%	26	111	7.8(入札価格)
豪州	1.36	20%	19	88	-(RPS制度)
インド	1.03	19%	18	96	6.3-10.2
中国	1.38	16%	14	109	7.8-9.7
日本	2.49	14%	67	218	22.5

上位：青 中位：緑 下位：橙 最下位級：赤 (出典)Bloomberg New Energy Finance資料より資源エネルギー庁作成、FIT価格は資源エネルギー庁調べ

(出典) 経済産業省調達価格等算定委員会 (第20回) 資料[1]、2016年



図11 欧州における太陽光発電に関するFIT制度等の変遷

(出典) 経済産業省調達価格等算定委員会 (第20回) 資料[1]、2016年

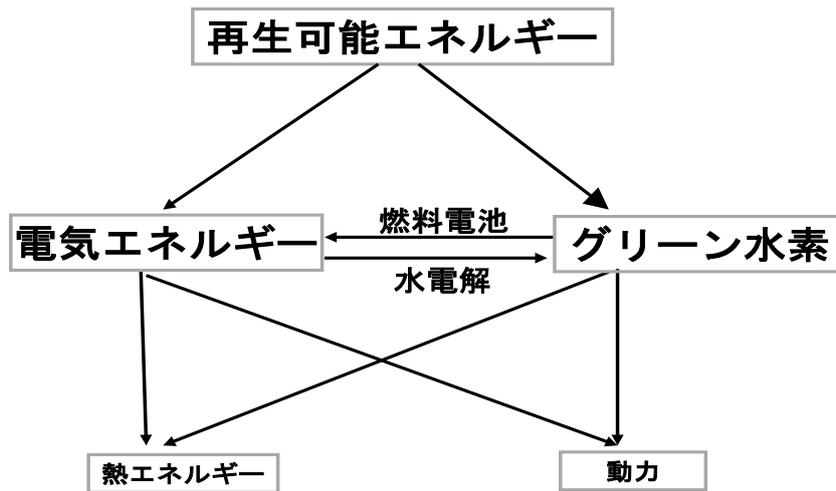


図 12 グリーン水素エネルギーシステム
 (出典) : 太田健一郎、「水素エネルギー時代に向けた電気化学」
 Electrochemistry 87(7), 1、2015 年

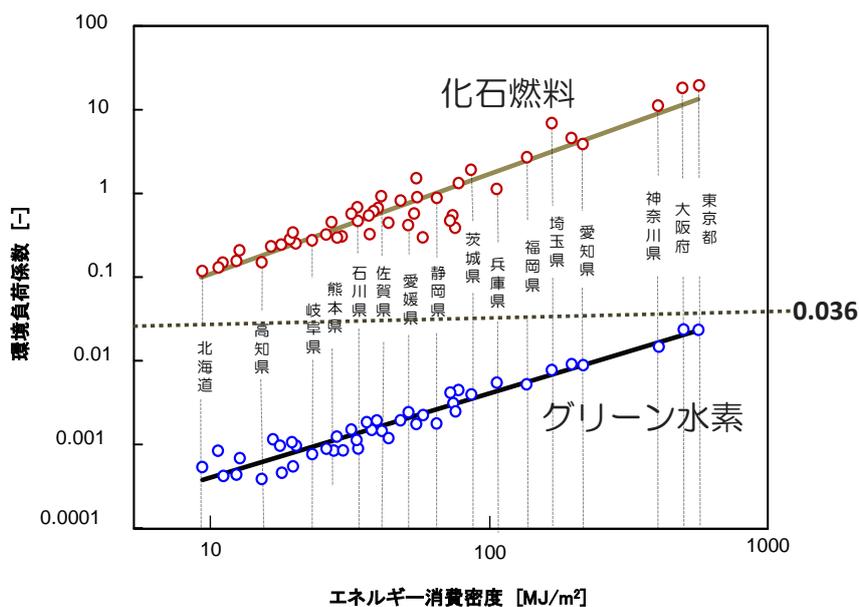


図 13 グリーン水素社会と化石エネルギー社会の環境負荷係数
 (出典) 太田健一郎、「水素エネルギー時代に向けた電気化学」
 Electrochemistry 87(7), 1、2015 年

表7 コーポレートファイナンスとプロジェクトファイナンス

	プロジェクトファイナンス	コーポレートファイナンス
借入人	プロジェクトのために新設される特別目的会社(SPC)	既存企業
資金使途	プロジェクトに限定	厳格には限定されない場合が多い
返済原資	プロジェクトのキャッシュフロー	借入企業全体のキャッシュフロー
担保	プロジェクト会社の資産・権利	借入企業の資産
事業リスクの負担	プロジェクト関係者間で分担	借入企業が負担
事務工数・コスト	大	小

(出典) 江本英史、「再生可能エネルギー投資とファイナンス」

日本エネルギー学会誌 94 (7)、2015年

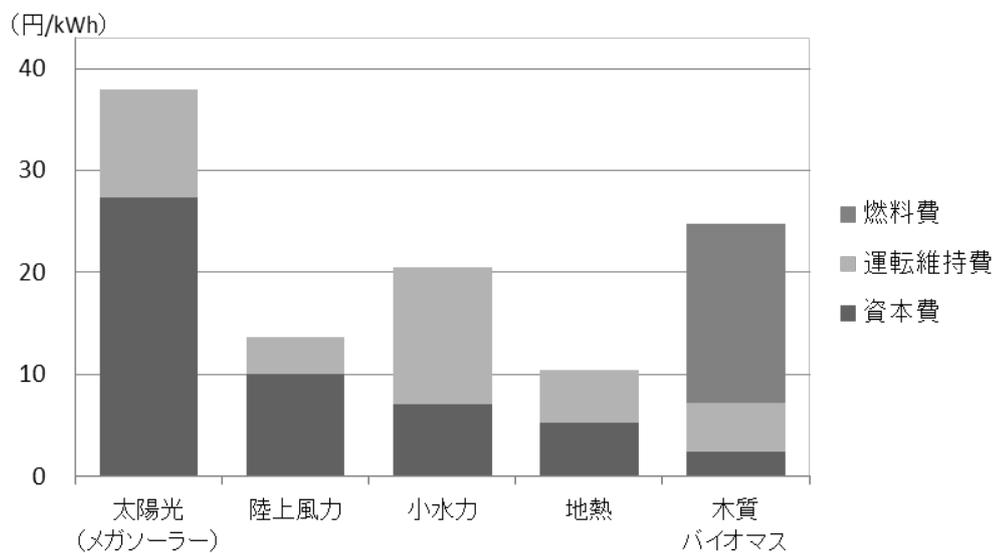


図14 各種再生可能エネルギー発電のコスト構造

(出典) 江本英史、「再生可能エネルギー投資とファイナンス」

日本エネルギー学会誌 94 (7)、2015年

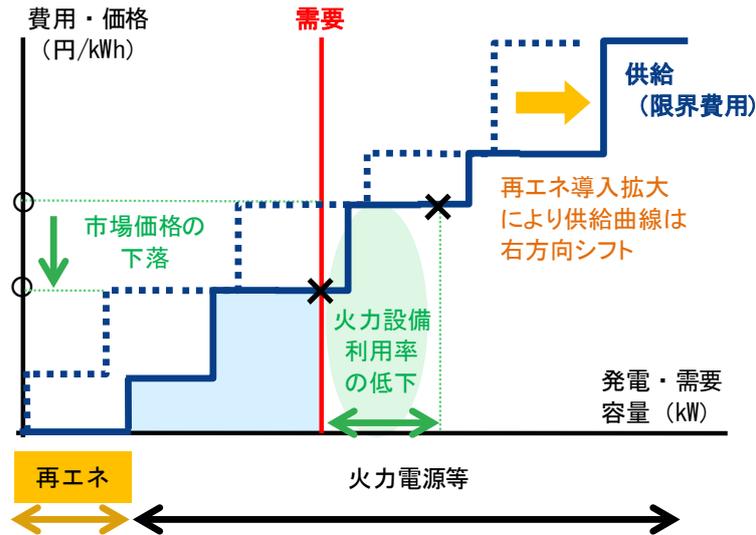


図 15 再生可能エネルギー導入拡大に伴う火力発電投資のリスク増大 (イメージ)
 (出典) 江本英史、「電力システム改革に関連した投資・消費の動向」日経研月報第 463 号、2017 年

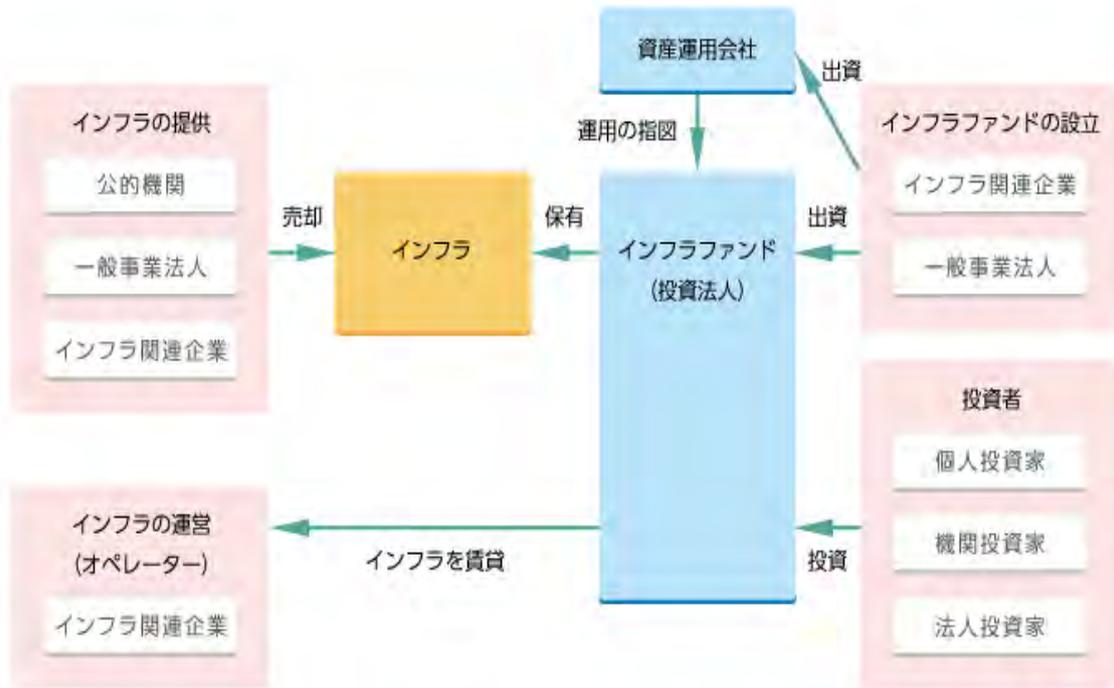


図 16 インフラファンドスキームの例
 (出典) 日本取引所グループ HP

<http://www.jpx.co.jp/equities/products/infrastructure/outline/>