

今後のエネルギー政策に関する提言

— 豊かで活力ある経済社会の実現に向けて —

2017年11月14日

一般社団法人 **日本経済団体連合会**

目 次

はじめに	1
I. 豊かで活力ある経済社会を支えるエネルギー政策のあり方	2
1. エネルギー政策に関する基本的考え方と現在のエネルギー情勢	2
2. エネルギー価格から見た今後のわが国エネルギー政策のあり方	5
〔エネルギーコストの現状〕	6
〔電気料金から見た今後のエネルギー政策の方向性〕	7
3. エネルギー技術への投資拡大と海外展開	10
4. Society 5.0のもとでの新たなエネルギーシステムの構築	11
II. 各エネルギー源・政策課題に対する考え方	14
1. 省エネルギー	14
2. 化石燃料	16
〔石油〕	17
〔天然ガス〕	18
〔石炭〕	20
3. 原子力	22
〔安全性と信頼の確保〕	24
〔原子力の継続的利用〕	25
〔原子力事業環境の整備〕	27
〔核燃料サイクル・最終処分の実現〕	27
4. 再生可能エネルギー	30
〔導入拡大に向けた課題①：供給安定性〕	31
〔導入拡大に向けた課題②：発電等コスト〕	33
〔各電源の方向性〕	35
〔FIT制度の見直し〕	36
〔当面の施策の方向性〕	37
〔水素〕	38
5. エネルギーネットワーク	39
〔送配電網の維持・整備〕	40
〔電力需給への新たな技術の導入〕	41
6. 電力市場	42
おわりに：2050年とその先を見据えて	45
【参考：コラム】	46
1. 原子力の再稼働遅延による事業活動と国民生活への影響（試算）	
2. 原子力発電容量の半分を太陽光と風力で代替した場合の影響（試算）	
3. ドイツの再生可能エネルギー普及政策に学ぶ	

はじめに

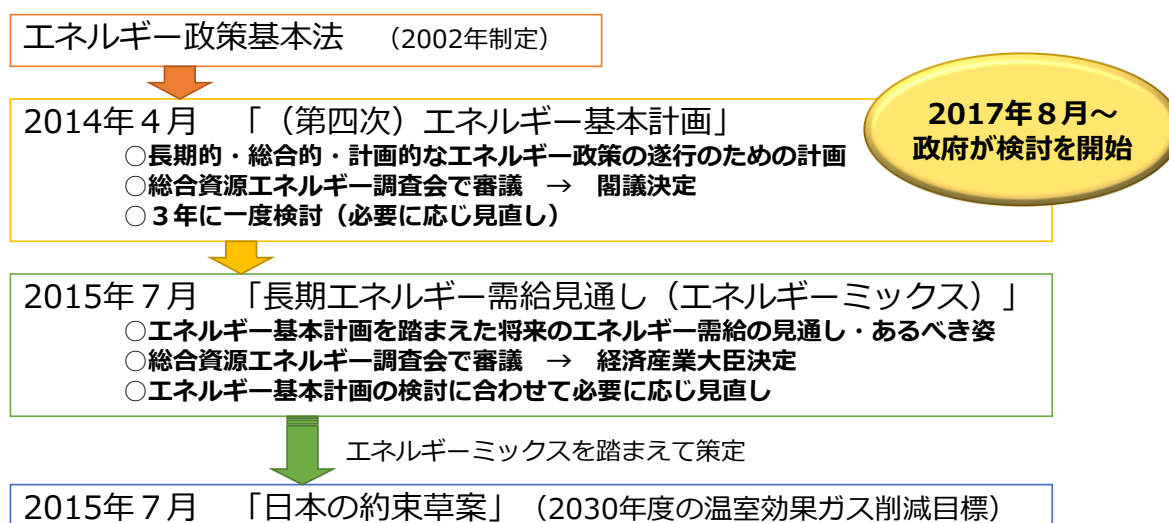
2014年4月に策定された現行エネルギー基本計画の策定から3年が経過したことを受けて、政府は2017年8月、新たな「エネルギー基本計画」の策定に向けた検討を開始した。特に中期的政策に関しては、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会において、2030年度の「長期エネルギー需給見通し」（エネルギーミックス）の実現に向けた課題を検討している。

わが国のエネルギーに関する現況は、2011年の東日本大震災直後に比べれば改善が見られるものの、引き続き多くの課題を抱えており、先行きにも懸念がある。

改めて述べるまでもなく、エネルギー問題は、国民生活と事業活動の基盤となる極めて重要な政策課題である。特に、わが国経済のデフレ脱却と経済再生に向けて、一層の民間投資の拡大が求められているなか、企業活力の維持・向上と事業環境の国際的なイコールフットィングの確保が不可欠である。これを実現するうえで非常に重要な要素の一つが、経済合理的な価格での安定したエネルギー供給である。

そこで、豊かで活力ある経済社会の実現を目指す観点から、今後のわが国のエネルギー政策のあり方について、2030年に向けた論点を中心に、以下のとおり提言する。

図表 1：エネルギー政策の基本構造



(資源エネルギー庁資料等を基に作成)

I. 豊かで活力ある経済社会を支えるエネルギー政策のあり方

1. エネルギー政策に関する基本的考え方と現在のエネルギー情勢

わが国のエネルギー政策の根幹をなすのは「S + 3 E」、すなわち、安全性 (Safety) の確保を大前提に、エネルギーの安定供給 (Energy security)、経済効率性 (Economic efficiency)、環境適合性 (Environmental suitability) の適切なバランスを実現することである。

安全性は、社会基盤としての大前提であり、社会的な納得を得られる水準が確保されなければならない。特に原子力については、福島第一原子力発電所事故の教訓等を踏まえ、安全性確保に向けた不断の努力が必要である。また、資源が乏しいわが国においては、エネルギーの安定供給を確保することが、健全な国民生活・事業活動の成立に欠かせない。エネルギー自給率向上に向けた努力を重ねるとともに、海外からのエネルギー資源の安定調達を図ることが肝要である。加えて、わが国がグローバル化のなかで生き抜くためには、国際的に見劣りしない、経済合理的な価格でのエネルギー供給が必須である。さらに、パリ協定の発効をはじめ国際的な機運が高まるなか、地球規模の気候変動対策に貢献していくためには、わが国の温室効果ガス排出の9割を占めるエネルギーについて、環境適合性に十分配慮することが不可欠である。このように、S + 3 Eという大原則の重要性は、今後とも、微塵も揺らぐことはない。

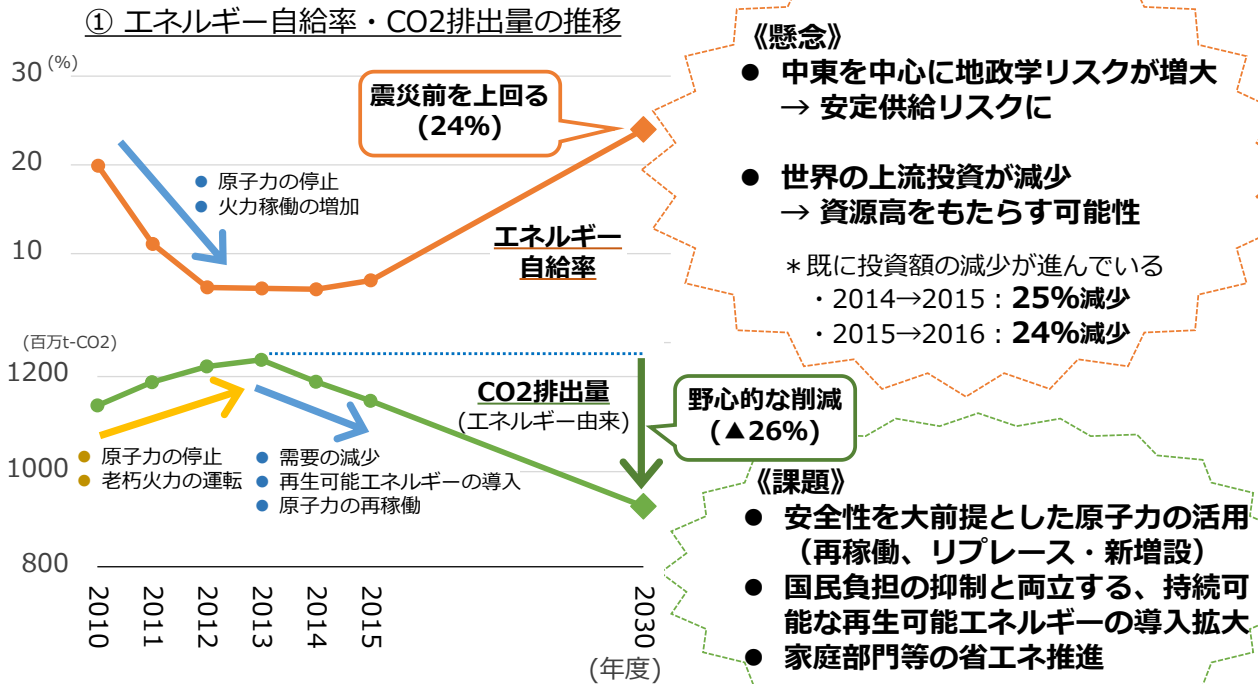
図表 2 : わが国のエネルギー政策における S + 3 E の重要性



(経団連事務局作成)

然るに足元の状況を見ると、下図のとおり、3Eのいずれについても、震災直後からは一定の改善が見られるものの、引き続き課題や懸念事項が存在する。

図表 3：3Eの進捗状況



② 電気料金等の推移

年度	2010	2013	2016	...	2030 (目標)
燃料費 (兆円)	5.0	9.2	4.2		5.3
再生可能エネルギー買取等 (兆円) ^{※1}	0	0.6	2.0		3.8~4.1
電力コスト (兆円)	5.0	9.8	6.3		9.2~9.5
電力需要 (億kWh)	10,294	9,666	9,278 ^{※2}		9,808
電気料金 (円/kWh)	20.4 _{家庭用} 13.7 _{産業用}	24.3 17.5	22.4 15.6		?

懸念 ● 電気料金の国際競争力は確保されるか

再生可能エネルギーコストの高止まり等
原油価格の上昇
再生可能エネルギー

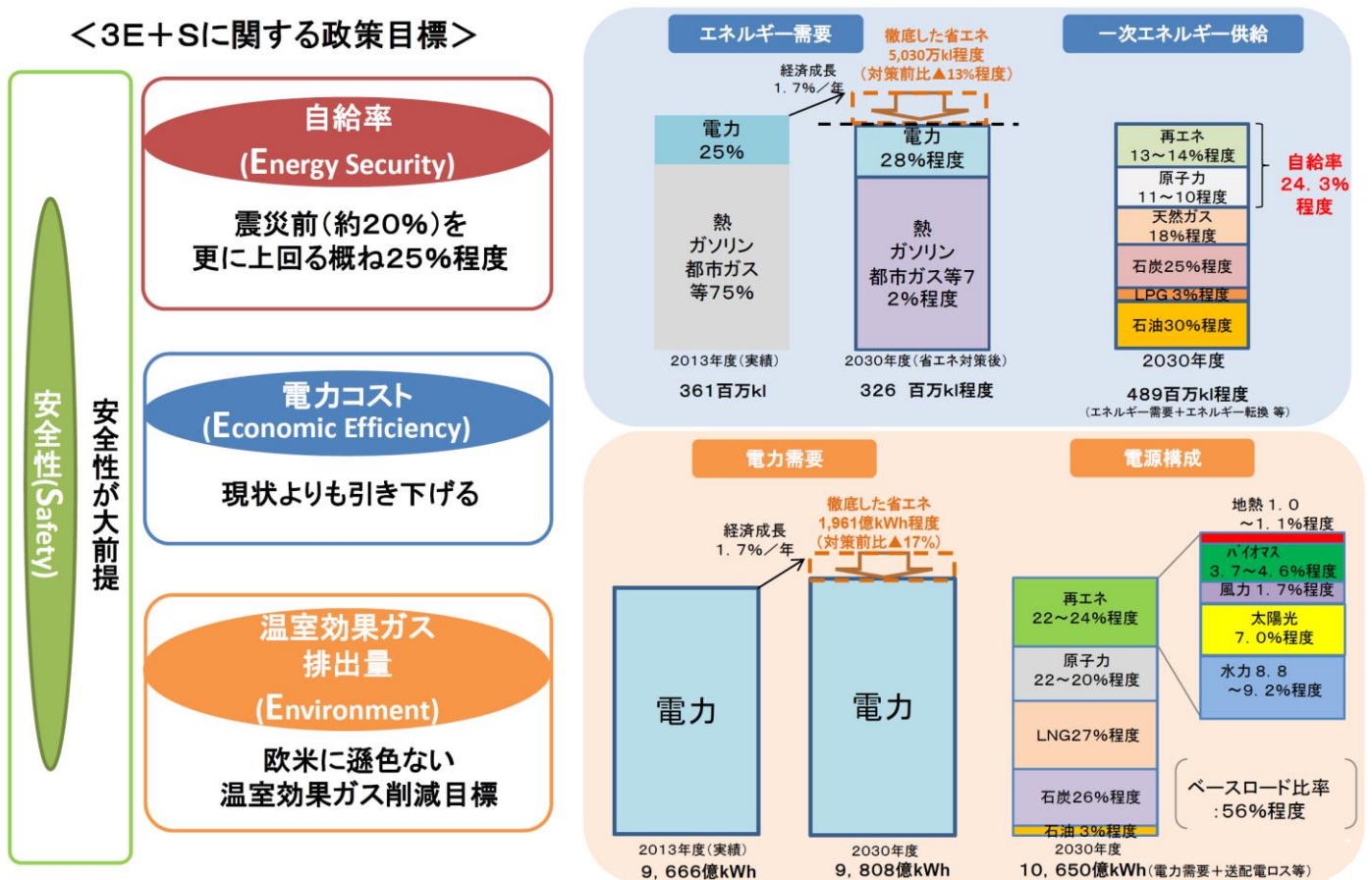
※1：FIT買取に要した費用の実績。2030年度目標については系統安定化費用0.1兆円を含む
 ※2：2015年度確報値

(長期エネルギー需給見通し、総合エネルギー統計、エネルギー白書 2017、2015年度の温室効果ガス排出量、第21回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会資料、第4回電力・ガス基本政策小委員会資料を基に作成)

現在のわが国において、S + 3 Eを同時達成できる「理想のエネルギー源」は存在しない。より一層の省エネを推進するとともに、化石燃料、原子力、再生可能エネルギー等の多様なエネルギー源を活用し、わが国の地理的・経済的事情に応じたベストミックスを追求する必要がある。

政府が2015年に定めた「長期エネルギー需給見通し」(エネルギーミックス)は、S + 3 Eのバランスを十分考慮した政策目標である。また、わが国の温室効果ガス排出の9割はエネルギー起源であることから、政府が2015年に国連に登録した中期目標(温室効果ガス排出量を2030年度に2013年度比で26%削減)は、エネルギーミックスを踏まえたものとなっている。エネルギーミックスの変更は国際社会に表明した温暖化対策目標の変更を意味するため、現段階で安易に変更すべきではない。こうした点も踏まえ、政府には、2030年度のエネルギーミックスの実現に向けた取り組み強化を求める。

図表 4 : 2030 年度のエネルギーミックスの概要

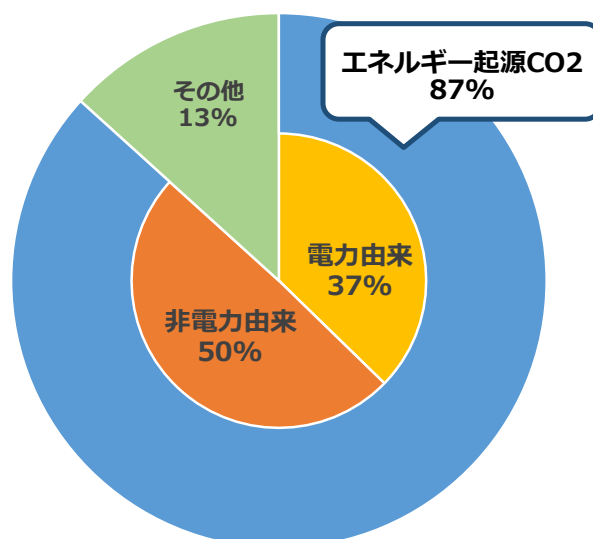


※電力コストの政策目標における「現状」は、ミックス策定当時の2013年度頃を想定

(出所：資源エネルギー庁資料)

ただし、エネルギー需給構造は個々のエネルギー源の事情によって変動するものであり、万が一、エネルギー情勢の変更等によってエネルギーミックスが実現できないことが明らかになった場合には、その変化に応じて温暖化対策目標を柔軟に見直すことが求められる。

図表 5 : わが国の温室効果ガス排出の内訳



※「電力由来」は自家発自家消費を含む

(環境省「2015年度の温室効果ガス排出量」、電力・ガス基本政策小委員会「電力需給検証報告書」(2017年10月)より作成)

2. エネルギー価格から見た今後のわが国エネルギー政策のあり方

S + 3Eは、いずれもエネルギー政策に不可欠なものである。とりわけ、わが国経済の再生に向けた道筋を確実なものとするためには、経済合理性の確保に留意した施策展開が重要と考える。

グローバル化が進展するなかで、製造業をはじめとしたわが国の多くの企業は、国内市場・海外市場の双方で海外勢との熾烈な競争に晒されている。わが国の産業向けエネルギーコストが他国と比べて高いことは、国内企業の体力減衰と海外移転を通じて国内投資を鈍化させる要因となる。企業の国内投資を拡大し、ひいては日本国民の生活を維持・向上させるうえで、国際的に競争力あるエネルギーコストの実現は極めて重要な環境整備の一つである。

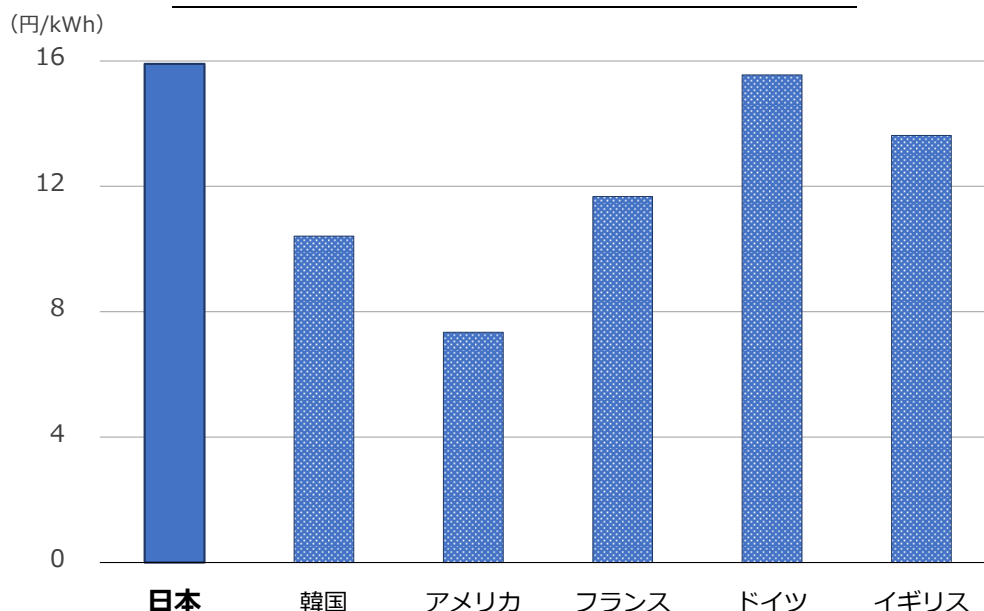
また、エネルギー需要家がエネルギーコストを予見できないと、寿命が長くエネルギー消費量の大きい設備の更新投資を行いにくい。更新投資が行われず中間製品を海外から輸入することとなれば、足元の国内投資を減少させるのみ

ならず、長期的には産業競争力を毀損することにもなりかねない¹。高度経済成長期に形成が進んだわが国の産業設備は、順次更新時期を迎えている。将来にわたって経済合理的価格でエネルギー供給が確保されるという予見可能性が高まれば、国内投資の促進に繋がる。

〔エネルギーコストの現状〕

エネルギーコストについて肝要となるのは、海外に比べて遜色ない価格が確保されることである。電気料金²の水準は、国内政策によって大きく変動するため、特に重要である。2000年代に入って欧州各国の電気料金が上昇したことで差が縮小しているものの、わが国の産業用電気料金は欧州主要国と比べて高い水準に留まっており、米国の2倍、韓国の1.5倍となっている³。

図表 6：主要国の産業用電気料金（2016年）



(英ビジネス・エネルギー・産業戦略省「International industrial energy prices」を基に作成)

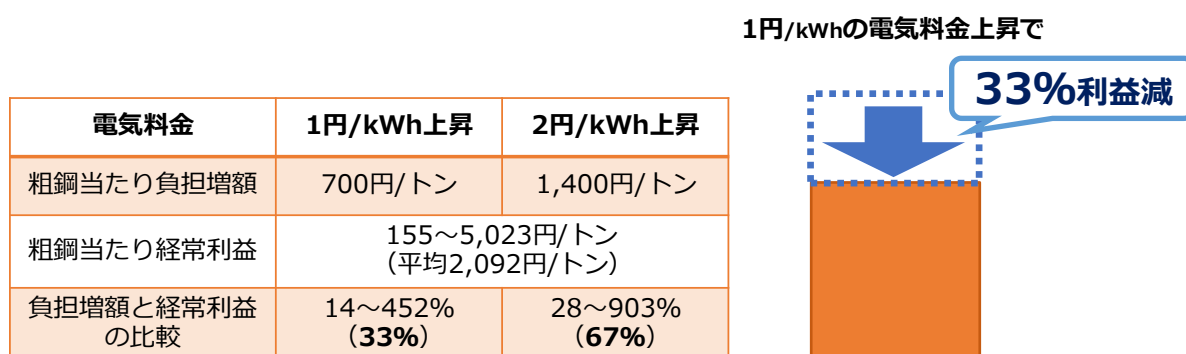
¹ 温暖化対策の観点からは、効率化の進んだ国内生産が海外での生産に切り替わることでエネルギー効率が悪化し、地球全体で見た場合のCO2排出が増加するという問題もある(カーボンリーケージ)。

² 本提言において、「電気料金」は、最終需要家の支払う小売電気料金のことを指す。

³ 再生可能エネルギー導入を積極的に拡大していることで知られるドイツの電気料金は、国民負担を原資として再生可能エネルギーの導入を促進した結果、大幅に上昇したが、ドイツの産業用電気料金は日本と同等の水準に抑えられている。これは、ドイツでは国際競争に直面する産業に対して広く再生可能エネルギー導入に係るコスト負担を減免しているためである。その分、家庭部門の負担は重くなっており、ドイツの家庭用電気料金は日本の約1.5倍(2015年)と極めて高い水準にある。

例えば電炉業の場合、電気料金単価が1円上昇すると経常利益の3分の1が失われるなど、電気料金が経営に与える影響は極めて大きく、事業の存廃を左右する死活問題となっている。

図表 7：電気料金が上昇した場合の経常利益への影響（電炉業の場合）



※1 粗鋼当たり電気使用原単位 700kWh/ t（標準的な普通鋼電炉業の原単位）で試算。

※2 公開情報から取得可能な普通鋼電炉 17 社の決算報告等を基に、2010 年度～2016 年度の粗鋼当たり経常利益を試算。平均は 7 年間の平均値。

(出所：日本鉄鋼連盟資料)

わが国の電気料金について、震災前の 2010 年度から直近 2016 年度までの変動の内訳を概観すると、燃料費が約 1.3 兆円増加した⁴ことに加え、2012 年に制度が開始された FIT⁵買取費用が年額約 2.7 兆円（賦課金単価 2.64 円/kWh）にまで拡大した。

FIT 賦課金は電気使用量に応じて一律の負担を求められることから、電気使用量の多い産業部門に特に影響が大きい。さらに、安価な夜間電力に対しても等しい単価が課された結果、操業時間等に工夫を凝らしてきた電力多消費産業の電気料金が大幅に上昇し、事業活動に甚大な影響を与えている⁶。

〔電気料金から見た今後のエネルギー政策の方向性〕

現下のエネルギー情勢に目を向けると、わが国における電気料金の水準には、一般的に以下のような上昇要因と低下要因の双方が存在する。

⁴ 大手電気事業者 9 社の燃料費の増加分（電力・ガス基本政策小委員会「電力需給検証報告書」（2017 年 10 月））。

⁵ 固定価格買取制度（Feed-in Tariff）。再生可能エネルギーの電気を、太陽光・風力といった発電種ごとに、一定の長期間（10～20 年）、市場価格よりも高い一定の単価で買い取る制度。2012 年に導入された。

⁶ 電力多消費産業の国際競争力を維持・強化する観点から、売上高あたりの電気使用量が一定量を上回る事業所については、省エネに取り組むことを条件に、FIT 賦課金負担の一部免除が認められている（賦課金減免制度）。

《低下要因》

① 経済合理的なエネルギー源の活用拡大

よりコストの安いエネルギー源を優先的に利用すれば、電気料金の抑制に繋がる。例えば、安全性の確認された原子力発電所の再稼働を進めるなど、安価で安定したベースロード電源⁷（石炭火力・大型水力・原子力）を積極的に発電に利用することが考えられる。

② 発電・送電の効率化・最適化

情報技術の導入による発電効率や送電設備利用率の向上等、関連設備が高度化すれば送電に要するコストが引き下がり、電気料金の抑制に繋がる。

③ 電力システム改革による競争の促進

電力自由化に伴って、各供給エリアで新規参入者と過去の規制対象事業者との間の競争が生じる。また、各供給エリアの範囲を超えた、より広域での卸取引も一層活発化していくことが期待される。健全な市場競争が進展すれば、電気料金の引き下げに繋がる。

《上昇要因》

① 経済性が劣るエネルギー源への補助

何らかの政策的理由により経済性に劣るエネルギー源にインセンティブを与えて利用を促すと、最終的には電気料金の上昇に繋がる。市場価格を上回る買取価格を設定している現行FIT制度はその代表的な例である⁸。

② 電力関連インフラの更新や新規整備・増強

高度経済成長期に増強が進められたわが国の各種電力インフラは、高経年化に伴う更新や、経済社会のあり方の変化に合わせた新規整備・増強が必要となりつつあり、投資が招請されている。一方で、投資に要したコストは利用者の料金に転嫁される。適切なインセンティブの付与等により需要地から遠い地点への電源立地を抑制する⁹など、電気料金の上昇幅を圧縮することが重要である。

⁷ 発電コストが安く、昼夜を通じて安定した出力が可能な電源のこと。

⁸ 2017年度から施行された新FIT制度では、大型太陽光に対する入札の導入や「未稼働案件」（FIT制度開始当初の高い買取価格で認定を受けたが、機器の値下がりを待って運転を開始しない案件）への対処等、国民負担の抑制に向けた見直しが行われた。こうした取り組みは電気料金の上昇を一定程度抑制するものであり、政府には今後とも継続的な制度の見直しを期待する。ただし、新規案件のFIT認定が行われている限り、電気料金への上昇圧力は働き続ける。既存の認定案件の買取期間が順次終了することが、電気料金の低減に繋がることが期待される。

⁹ 送配電網のあり方については「Ⅱ．5．エネルギーネットワーク」を参照。

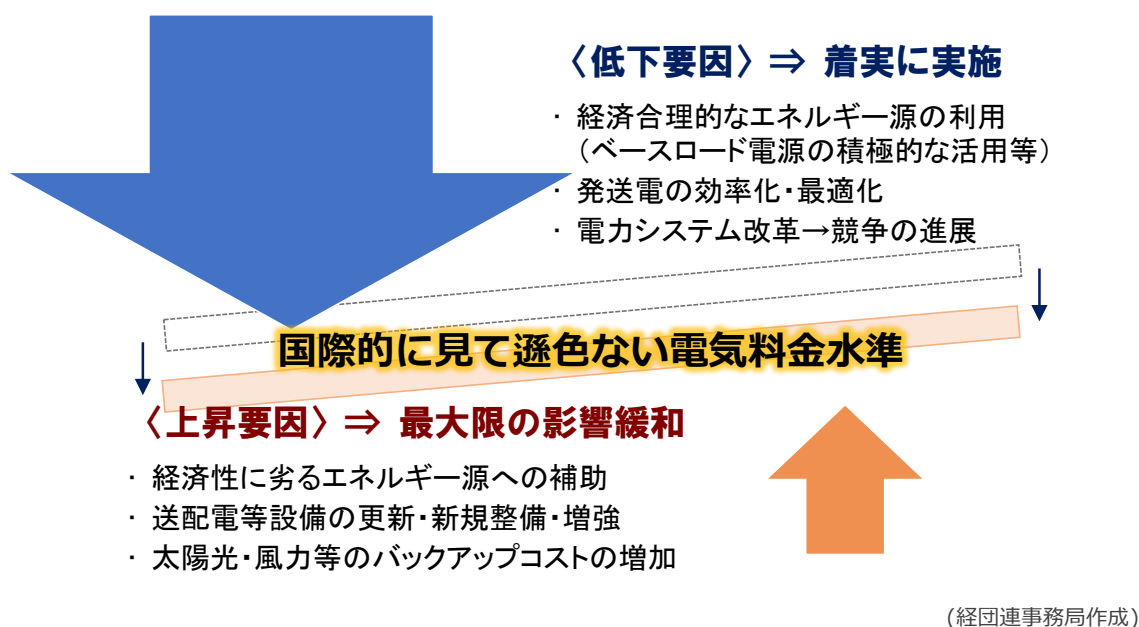
③ 自然変動電源のバックアップコストの増加¹⁰

天候等の自然条件によって発電量が変動する太陽光や風力を導入する場合、これらの発電量の変動を打ち消す「バックアップ」の電源等が必要となる。バックアップ電源等を確保するためのコストは、太陽光や風力自身の発電コストに加え、需要家の電気料金負担に別途上乗せされる。

これらの各要因は、設備投資にコストを要する一方で設備の高度化が発電電の可変コスト削減に繋がるなど、必ずしもそれぞれを独立に考えることはできず、一体的な考慮を要する。また、政策の検討にあたって、価格以外の影響も含めた検討が重要である。実際に施策を講じる際には、エネルギー政策の前提となるS+3Eは無論のこと、「Ⅱ.各エネルギー源・政策課題に対する考え方」に掲げるような個別の特性・課題に十分配慮する必要がある。

とはいえ、政策パッケージ全体としては、低下要因を着実に実施し上昇要因の影響を最大限回避・緩和することを通じて、国際的に見て遜色ないエネルギーコストの実現を目指すことを忘れてはならない。

図表 8：電気料金の主な上昇要因と低下要因



¹⁰ 変動電源のバックアップについては「Ⅱ. 4. 再生可能エネルギー」を参照。

3. エネルギー技術への投資拡大と海外展開

「未来投資戦略 2017」の「具体的施策」において、「環境エネルギー制約の克服と投資拡大」が一つの柱となっているように、環境・エネルギー分野は有望な投資分野である。

例えば、産業部門においては省エネ性能の高い生産設備の導入、民生部門では建築物の断熱改修や ZEB・ZEH¹¹の普及、運輸部門ではプラグインハイブリッド車¹²・電気自動車・燃料電池車等の次世代自動車関連の投資が進むと見込まれる。エネルギーマネジメントシステム¹³をはじめ、新たなエネルギーシステムにおいて役割を増す技術に対する投資の拡大も期待される。政府は、高度技術への投資を促すため、研究開発に対する財政的・税制的措置をはじめとするサプライヤー側への支援と、先進的設備に対する償却上の税制優遇措置等ユーザー側への支援の両方を講じていくべきである。

また、わが国の高度なエネルギー技術を海外に展開し、途上国の経済成長を後押しするとともにその成長力を取り込むことが、成長戦略・外交政策上極めて重要である。技術展開によって諸外国のエネルギー利用効率が向上すれば、地球規模での温暖化対策に大きく貢献することにも繋がる¹⁴。

官民連携して高度な化石燃料利用技術を海外に展開し、経済発展と環境対策¹⁵の両立を支援していくべきである。また、平和利用に限ることを大前提として、福島第一原子力発電所事故の教訓を最大限取り込んだ原子力技術を世界に展開し、安全性の高い原子力の平和利用を拡大していくことも望まれる。

海外への技術展開をめぐることは、既に「質の高いインフラ輸出」をキーワードとして官民を挙げた取り組み¹⁶が進められており、引き続き官民が密に連携して取り組むことが重要である。

¹¹ ネット・ゼロ・エネルギー・ビル (Net Zero Energy Building) およびネット・ゼロ・エネルギー・ハウス (Net Zero Energy House) は、快適な室内環境を保ちながら最大限の省エネを行い、さらに太陽光発電等でエネルギーを創ることで、年間のエネルギー収支をゼロに近づけた建築物。

¹² プラグインハイブリッド車 (Plug-in Hybrid Vehicle, PHV) は、ガソリンエンジンと電動モーターの両方を搭載するハイブリッド車のうち、コンセントからの充電によって走行できる車種のこと。

¹³ 電気、ガス、熱等のエネルギー需給を把握・管理することにより、最適な設備運用の実現や、需要家の省エネ行動促進等、エネルギー使用の合理化を実現するシステム。

¹⁴ 技術や製品・サービスを通じた海外での温室効果ガス削減に関しては、わが国の貢献分を包括的な形で可視化し、国際社会に示していくことが重要である。

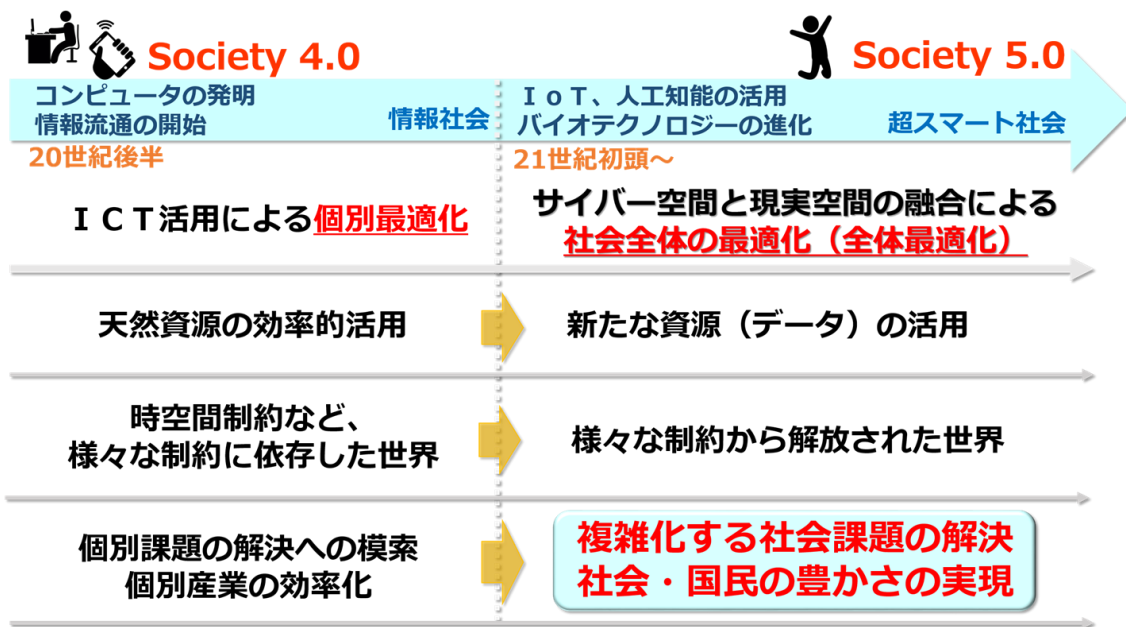
¹⁵ 化石燃料の高効率利用を通じた気候変動対策に加え、脱硫・脱硝・集塵等の技術の普及によって、化石燃料由来の健康問題の解消にも大きな貢献が可能である。

¹⁶ 例えば、経済界と政府が一体となってわが国の省エネ・新エネ技術の海外普及を図るために設立された「世界省エネルギー等ビジネス推進協議会」のような官民連携のプラットフォームが精力的に活動している。

4. Society 5.0のもとでの新たなエネルギーシステムの構築

ビッグデータに代表される新たなリソースをAI・IoTといった新技術を用い
つつ活用する Society 5.0 は、エネルギーシステムにも大きな影響を与える。

図表 9 : Society 5.0 の到来による経済社会の変化



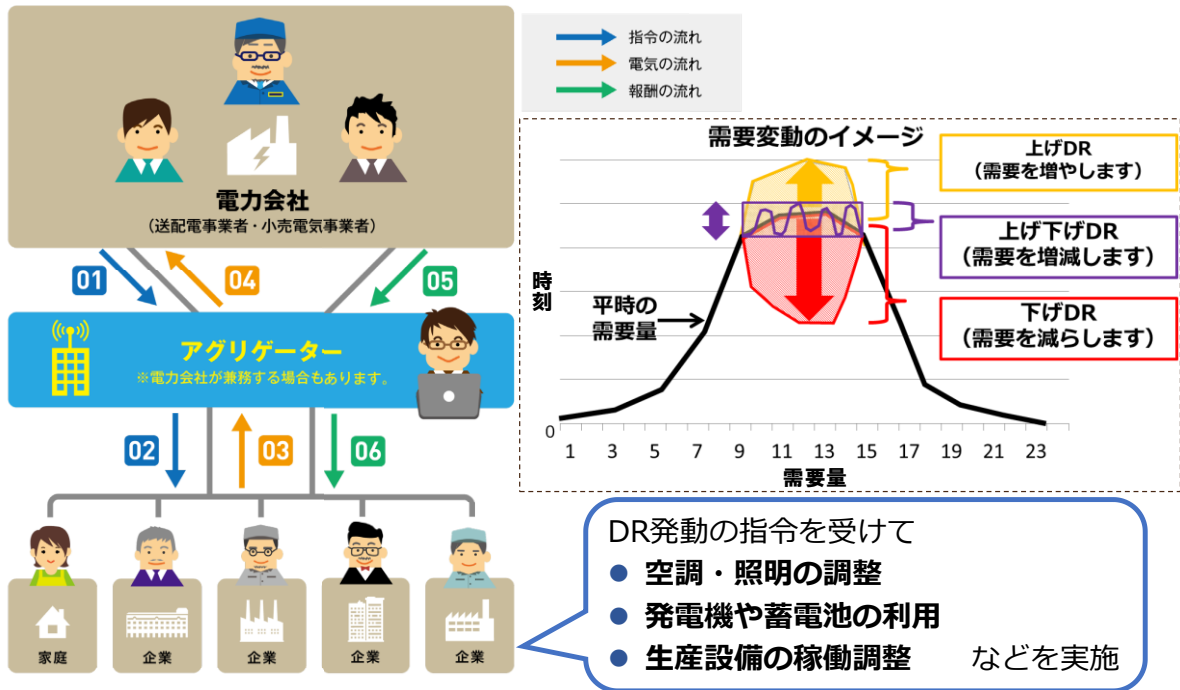
(出所：経団連「Society 5.0 実現による日本再興(2017年2月)」)

今後は、高度な道路交通システムや自動運転による大幅な渋滞減少・物流効率化、空調や照明のきめ細かい調整等、エネルギー使用の合理化が進むことが見込まれる。電力システムにおいては、現在は発動までに一定の時間がかかり、きめ細かな制御にも限界がある DR¹⁷が高度化しつつ普及し、リアルタイムで需要を調整する能力を獲得していくと考えられる。また、電気自動車の普及が、車載蓄電池を利用した再生可能エネルギーの地産地消や電力系統の安定性確保等に繋がることを期待される。加えて、送配電網・ガス導管・熱導管をはじめとするエネルギー関連設備が情報技術で高度に管理されるようになれば、安全性を維持した上で、設備稼働にあたっての安全マージンの適正化や停止点検回数の抑制等を通じ、既存インフラを最大限活用することができる。その結果として、投資効率の最大化が実現すると考えられる。

エネルギーインフラに関するデータの活用も進展すると見込まれる。スマートメーターから取得されるエネルギー消費データ等について、匿名性を確保し

¹⁷ デマンドレスポンス (Demand Response)。電力会社等との契約に基づき、電力需給の状況等に応じて需要家側が電力使用量を増減させる仕組み。需要家には経済的インセンティブが与えられる。

図表 10 : デマンドレスポンス (DR) の概要



(出所：経済産業省「デマンドレスポンス（ネガワット取引）ハンドブック」を整理・加筆)

たうえで活用していくことが期待される。特に電力分野では、極めて即応性の高い広域系統運用の実現や長期の投資判断の合理性の確認などを視野に、需要家の電気使用や送配電網の電力潮流等のリアルタイムのデータを活用し、「電力デジタルツイン¹⁸」を産学官連携で構築することも検討に値する。

総じて、Society 5.0の実現により、わが国はエネルギー制約の克服に一步近づくといえる。各要素技術の研究開発を引き続き推進するとともに、国家戦略特区のように新たな技術やアイデアの社会実装を促進する制度を柔軟に設計・運用していくことが求められる。また、エネルギー分野におけるイノベーションに関する産学官連携の取り組みをさらに強化し、社会の知見を幅広く活用していくことも重要である。

なお、Society 5.0の基盤となる情報通信技術の利用や半導体等の情報通信

¹⁸ 「デジタルツイン」とは、センサー等から得られるビッグデータ等を活用してサイバー空間上に実在するものの精緻なモデルを組み上げることで、高精度の実証、予測、最適化を可能とするものであり、Society 5.0を支えるサイバー空間における中核的な機能である。「電力デジタルツイン」とは、電力システムのデジタルツインを構築することを想定している。さらに、ガス等を含むエネルギーシステム全体を対象を拡張するとともに、電気自動車の導入が見込まれる運輸分野や街づくり分野にも拡張すれば、エネルギー需給の最適化や安定供給、新事業の創生により一層役立つと考えられる。

機器の生産が拡大することを見据えれば、停電がないなど、質の高い電気が低廉な価格で供給されることの重要性が一層増していく。Society 5.0を実現し、わが国の国際競争力を強化する観点からも、経済合理的な価格での電力の安定供給が前提となる。

Ⅱ. 各エネルギー源・政策課題に対する考え方

1. 省エネルギー

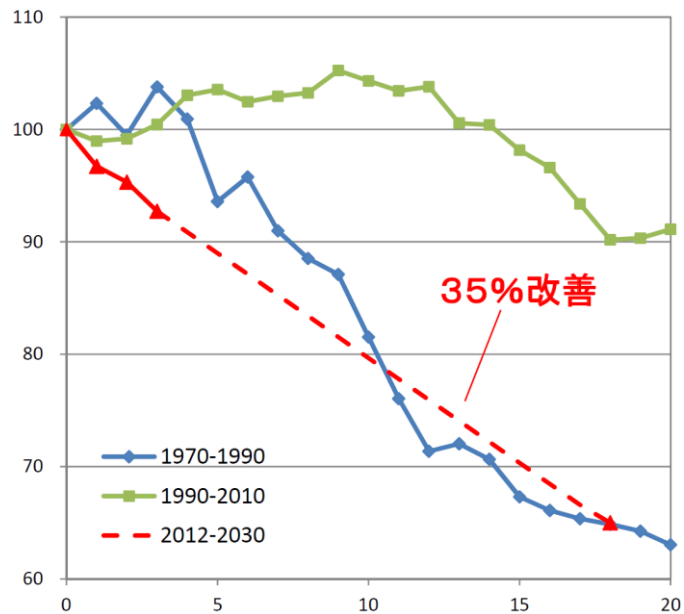
〔政策目標〕

- 石油危機後と同等の、極めて野心的なエネルギー効率の改善を実現する（2030年度までに2013年度比35%の改善）。

〔最近の動向〕

- 産業・業務部門：産業部門のエネルギー消費は減少傾向にある。さらなるエネルギー効率改善には投資・技術開発が必要。
- 家庭部門：IoTを活用した省エネ家電等、新しい省エネ技術の開発・普及が望まれる。
- 運輸部門：自動車の省エネ性能が向上している。一方、Eコマースの拡大による一般消費者向けの物流増加への対応が必要となっている。

図表 11：エネルギー効率改善の目標



※縦軸は1970年、1990年、2012年のエネルギー消費効率を100とした場合の各年のエネルギー消費効率

(出所：資源エネルギー庁資料)

省エネルギーは、基本的に3Eの全てを満たす重要な政策課題である。エネルギーミックスで掲げられた野心的な目標を、経済活動との両立を図りつつ実現するため、国を挙げて取り組む必要がある。

経済界としては、引き続き「経団連低炭素社会実行計画」を着実に推進して

図表 12 : 「経団連低炭素社会実行計画」に掲げられた国内事業活動における主な CO2 削減策

産業部門	業務部門
<p>(1)省エネ設備・高効率設備の導入</p> <ul style="list-style-type: none"> エネルギー多消費設備（モーター、変圧器、コンプレッサ、ポンプ、減菌機、ファン、炉、発電・変電、受電設備、ボイラー等）の効率改善、高効率機器への更新 機器のインバータ化 機器や配管等の断熱 エア漏れの低減・防止 照明のLED化 空調設備の高効率化 <p>(2)燃料転換</p> <ul style="list-style-type: none"> バイオマス燃料、太陽光、風力、都市ガスの利用 <p>(3)排エネルギーの回収</p> <ul style="list-style-type: none"> 排出温冷熱利用・回収 	<p>(1)省エネ設備・高効率設備の導入</p> <ul style="list-style-type: none"> 建物のエネルギーマネジメントシステムの導入 空調機、昇降機、通信装置、変圧器、コンプレッサ、ポンプ、冷凍・冷蔵設備、厨房機器等の更新・高効率化 機器のインバータ化 全熱交換器の導入・更新 自動消灯システムの導入 オフィスや店舗、看板の照明LED化 サーバ/ルーターの直流給電化 ヒートポンプの導入 <p>(2)燃料転換</p> <ul style="list-style-type: none"> 太陽光、風力の利用 <p>(3)運用の改善</p> <ul style="list-style-type: none"> 冷凍機温度変更 過冗長運転設備の停止 ネットワークのスリム化 熱源設備の自動制御 空調や機器（照明、OA機器、業務機器、昇降機、トイレ等）の間引き運転 空調温度の適正化、保守の徹底 人感センサーの導入 <p>(4)その他</p> <ul style="list-style-type: none"> ISO14001認証取得による省エネ活動推進 壁面/屋上の緑化（グリーンカーテン設置等）
運輸部門	エネルギー転換部門
<p>(1)省エネ機材・高効率機材の導入</p> <ul style="list-style-type: none"> 省エネ型車両/船舶/航空機材の導入 高効率空調機器へ更新 高効率電力保障装置や周波数変換装置へ更新 直流電力変換装置の導入 摩擦抵抗低減塗料の導入 照明のLED化 <p>(2)排熱の回収</p> <ul style="list-style-type: none"> エンジンの排熱回収による発電 	<p>(1)省エネ設備・高効率設備の導入</p> <ul style="list-style-type: none"> 高効率発電設備等の設置・改造（高効率な送配電設備の導入、高効率タービンへの取替え、ヒートポンプやコージェネレーションの導入等） スチームトラップの更新 動力のモーター化 ポンプのインバータ化 建屋内設備の高効率化（照明のLED化、空調設備の更新） <p>(2)燃料転換</p> <ul style="list-style-type: none"> マイクロ水力、太陽光、風力発電の活用 <p>(3)排エネルギーの回収</p> <ul style="list-style-type: none"> 熱交換器の設置 熱相互利用 排熱、大気熱の回収等 水素回収の推進 <p>(4)運用の改善</p> <ul style="list-style-type: none"> コンピュータ制御の推進（流量制御導入等） 複数装置インテグレーション（ボイラーの集約化） スチームの効率利用 LNG・LPGボンブ運用の変更 自然気化ガスの発生抑制 LPG出荷設備出温設定変更

（「経団連低炭素社会実行計画」を基に作成）

いく決意である。具体的には、国内事業活動における省エネのみならず、製品・サービスの活用段階での省エネ（主体間連携の強化）、さらにはわが国の優れたエネルギー利用技術・ノウハウの移転を通じた地球規模の省エネ（国際貢献の推進）や、革新的技術開発にも取り組んでいく。

政府は、2017年8月の省エネルギー小委員会意見を踏まえ、複数事業者が連携して行う省エネをより積極的に評価する方針である。例えば、グループ企業や特定地域の立地企業が全体としてエネルギー利用の最適化を図っているケースや、他社との間で工程の一部集約を行ったケースについて、実態に合わせて省エネ効果を評価できるようにすることが想定される。事業者の主体的な省エネを促すため、今後とも事業の実態に合わせた評価が行われる必要がある。

一方、生産設備の高効率化等¹⁹、大口の省エネ投資を促進するため、政府には、償却期間等に対する税制優遇措置、省エネ補助金の支援対象の拡大等を求める。

¹⁹ 生産設備のほかにも、例えば電子機器や蓄電池と親和性の高い直流電流による給電システムを構築すれば、直流-交流変換の回数を減らし、エネルギーロスを抑制することができる。

平成 30 年度税制改正に関する経済産業省要望にこうした措置が盛り込まれていることを高く評価する。効果的な省エネ対策への投資が一層促進されるよう、エネルギー効率向上のための財源について省庁の垣根を越えた重点化を行うことを通じて、支援が充実されることを期待する。

なお、排出量取引や炭素税といった明示的カーボンプライシング²⁰の導入によって省エネ等を推進すべきとの意見もあるが、既にエネルギーコストの高いわが国においては企業の省エネインセンティブが強く、追加的に炭素価格を引き上げる必要性は乏しい。加えて、エネルギー使用に関する価格弾力性は低いため、価格効果によって CO2 排出削減を行うためには極めて高率の炭素価格を課す必要があり、非現実的である。明示的カーボンプライシングには、国際競争力の低下やカーボンリーケージの誘発、長期的視点に立った技術開発の阻害等、様々な課題があることから、その導入・拡充に反対する。

民生分野の省エネを促進するためには、ZEB・ZEH の普及や高性能な空調機器等の導入を推進することと併せて、引き続き国民運動を展開することも重要である。

運輸部門については、引き続き、プラグインハイブリッド車、電気自動車、燃料電池車等の次世代車の開発・普及等に向けた施策を講じるべきである。省エネ法規制については、「荷主」の定義の変更²¹も含め、各社の事業の実態を踏まえた不公平感のない規制体系とすることが求められる。

2. 化石燃料

〔政策目標〕

- 低廉かつ安定的な化石燃料調達を確保するため、調達先の多角化や資源開発投資を進める。
- 化石燃料利用の高効率化に取り組む。

²⁰ OECD の定義によれば、カーボンプライシングのうち、炭素排出に直接価格をつける炭素税や排出量取引のような手法を「明示的カーボンプライシング」という。一方、石油石炭税等のエネルギー諸税や FIT 賦課金、省エネ法等のエネルギー効率規制のように、炭素排出に直接価格をつけないが排出削減に効果がある手法を「暗示的カーボンプライシング」と呼ぶ。

²¹ 従来、荷主は「貨物の所有者」と定義されていたが、インターネット通信販売事業者等のなかには、注文が成約した段階で所有権を購入者に移転している場合があり、捕捉が不完全となっていた。これを受け、省エネルギー小委員会は荷主の定義を「輸送の方法を決定する者」と改めることを提言している（「省エネルギー小委員会意見」（2017年8月））。

〔最近の動向〕

- 政府は積極的な資源外交を展開するとともに、改正 JOGMEC²²法によるリスクマネー供給等、海外資源の獲得への支援も強化している。
- 米国からの LNG・原油輸入実現等、非在来型資源²³の調達を開始された。
- LNG については仕向地条項²⁴の緩和等、調達の柔軟化に向けた動きが見られる。

化石燃料は、資源確保や CO2 排出の面で課題があるものの、2030 年度のエネルギーミックスにおいて一次エネルギー供給の 4 分の 3 程度を占めているように、引き続き原燃料として重要な役割を果たしていくことが期待されるエネルギー源である。有効活用を続けていくためにも、高効率化と低炭素化を図る必要がある。

在来型の原油や天然ガスは中東の賦存量が比較的多く、わが国に輸入される原油の 85%、天然ガスの 23%が中東から輸入されている（2016 年）。ホルムズ海峡やマラッカ海峡等の要衝を経由して輸入されているものも多い。エネルギー供給の多くを海外からの輸入に依存するわが国にとって、地政学リスクへの十分な目配りは重要である。一方で、北米でシェールガスやシェールオイルの生産が進むなど、非在来型資源の開発が拡大している。以前からの資源国に加えて、新たな輸入元からの化石燃料調達の可能性が広がっている。わが国政府は、引き続き、積極的な資源外交や海外権益確保への支援を行い、安定的かつ安価な資源調達を期すべきである。

わが国が育んできた高効率な化石燃料利用技術は、新興国の持続可能な成長を支えることができる。また、エネルギー資源の一大輸入国であるわが国は、高度化された石油精製設備を活用して海外に石油精製品を輸出する、大量に輸入される LNG の一部を第三国に転売する等、化石燃料関連の輸出にもポテンシャルを有する。資源国に留まらず、広く新興国との経済外交においても、化石燃料関連分野に力点を置く意義は大きい。

〔石油〕

石油は、可搬性、貯蔵性、利便性に優れ、幅広い用途を有する重要なエネルギー源である。さらに、災害等の緊急時にはエネルギー供給の「最後の砦」と

²² 独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構。化石燃料や鉱物資源等の探鉱・開発・備蓄に関して、民間企業への金銭面・技術面からの支援等を行う。

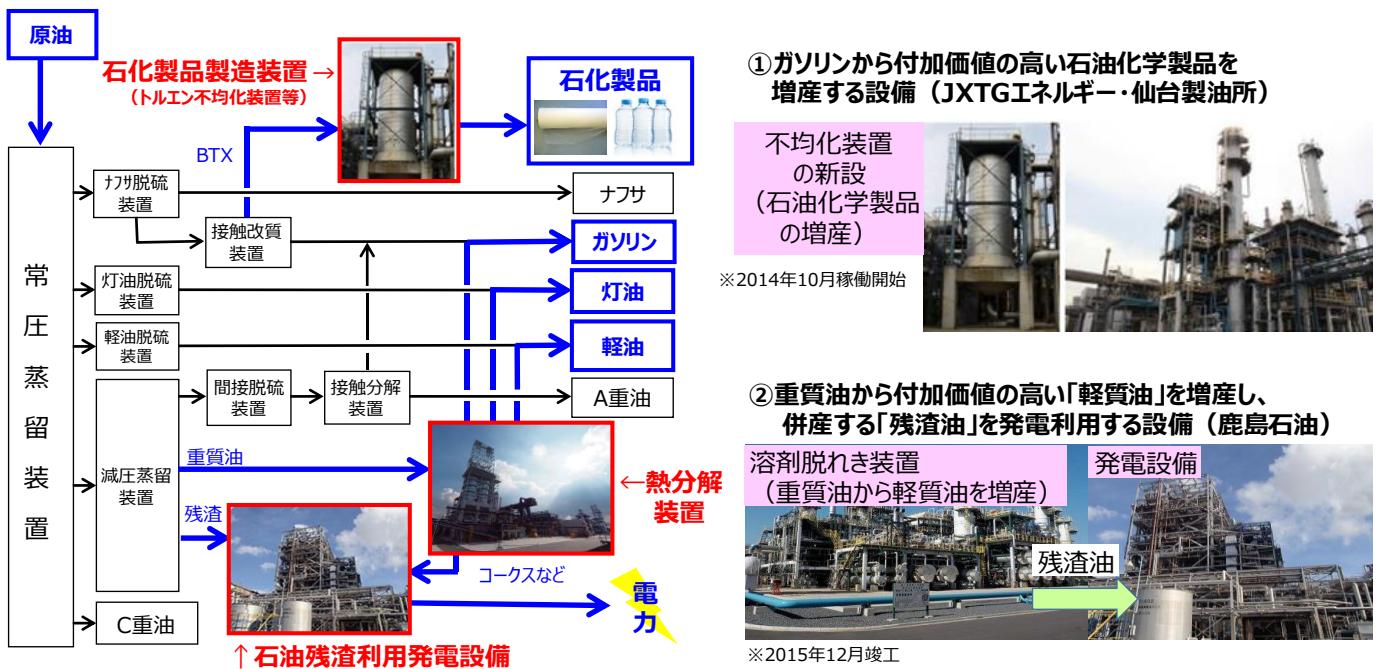
²³ 一般的な油田・ガス田以外から開発される石油・天然ガス資源のこと。シェールオイル・シェールガスのほか、オイルサンドや炭層メタンなどが該当する。

²⁴ 従来 LNG 調達の契約に盛り込まれることが多かった「第三者への転売を認めない」旨の規定。

しての役割を果たすことが期待されるため、今後とも強靱な供給体制を維持していくことが求められる。

そのためには、事業者において、設備の高度化を通じて、石油化学製品等の高付加価値製品の生産拡大や、重質油分解能力の向上、残渣油の有効利用等の取り組みが進められることが期待される。また、在来型原油とは性状の異なる非在来型原油の活用に向けた設備更新も必要となる。政府には、設備高度化²⁵やコンビナートの構造改善、サプライチェーンの強靱化等に対する制度的支援を求めたい。

図表 13 : 石油の「ノーブル・ユース」に向けた設備高度化の例



(出所：石油連盟・JXTG ホールディングス資料)

石油火力発電も、緊急時の電源として期待される。一方で、近年その稼働率は急激に落ち込んでいる。今後とも緊急時の対応力を維持するためには、設備そのものはもちろん、燃料輸送網等のサプライチェーンも保持されるような新たな方策について、早急に検討すべきである。

〔天然ガス〕

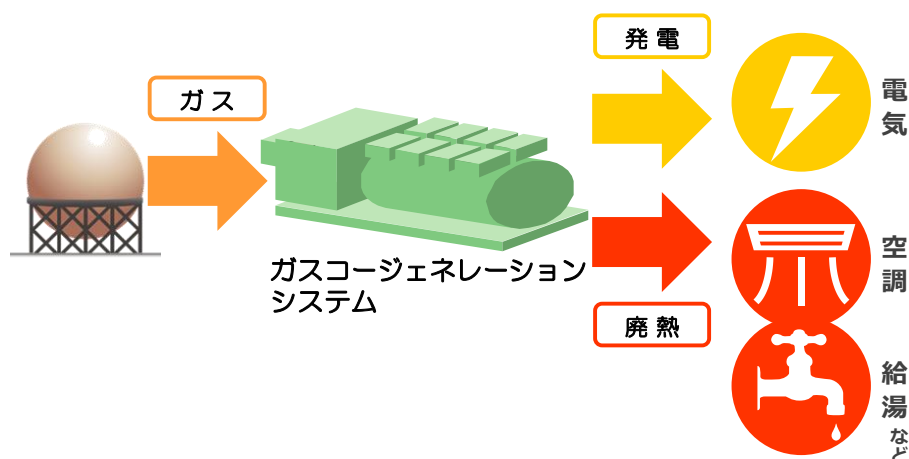
天然ガスは、賦存地域が比較的分散しており、化石燃料の中では CO2 排出が

²⁵ 重質油の分解に伴って発生する重質残渣は一般的な重油に比べ高粘度で硫黄分や窒素分を多く含有するため、利用設備の側にも追加の投資を要する。残渣油有効利用の拡大にあたっては、利用設備への支援も考慮すべきである。

少ない、3Eのバランスに優れたエネルギー源である。近年はシェールガス等の非在来型ガスの開発が進むなかで、賦存地域、確認埋蔵量ともに広がりを見せている。スポット契約の拡大等、契約内容の多様化も進みつつあり、今後の調達価格の安定化に寄与していくと考えられる。これらを勘案すれば、今後一層幅広い活用が期待されるエネルギー源といえる。

ガス火力発電については、天然ガスの有する3Eのバランスに加え、高効率で出力の柔軟な調整にも優れるGTCC²⁶も実用化している。また、柔軟な運転が可能な分散型エネルギー源²⁷として活用が期待されるコージェネレーションシステムは、高い発電効率に加え、熱供給システムと組み合わせることによって一層のエネルギー高効率利用の実現にも資するうえ、BCP²⁸対策としても有効である。

図表 14 : ガスコージェネレーションシステムの概要



(経団連事務局作成)

メタンハイドレートは、資源が乏しいわが国にとって貴重な国産燃料資源となる可能性を秘めている。また、将来的に輸入天然ガスを代替しうる資源の存在は、海外からの天然ガス調達において有利に働く。中国やインド等、諸外国においても技術開発が進んでいる砂層型の早期商業化を目指した技術開発を加速するとともに、表層型についても、引き続き産学官協力して、資源量や分布

²⁶ ガスタービン複合発電 (Gas Turbine Combined Cycle)。ガスタービンでガスを燃焼させて発電を行うとともに、その廃熱から水蒸気を作って発電を行う発電方式。二段階の発電によって高い発電効率が実現する。

²⁷ 分散型エネルギー源については「II. 5. エネルギーネットワーク」を参照。

²⁸ 事業継続計画 (Business Continuity Plan)。企業が災害等の緊急事態に遭遇した場合に、被害を最小限に抑え、重要な事業の継続や早期復旧を図ること。

の把握に向けた着実な探査を実施すべきである。

図表 15 : 調査・研究開発が進むメタンハイドレート



(出所：資源エネルギー庁パンフレット「日本のエネルギー」(2016年度版))

天然ガスは、とりわけ今後エネルギー需要の拡大が見通されているアジアにおいても、環境対策と経済成長を両立させるうえで重要なエネルギー源とみなされている。わが国が世界に先駆けて培った天然ガスのインフラ技術や高度利用技術を海外展開し天然ガス需要の開拓を図ることは、地球規模での環境対策への貢献ともなる。

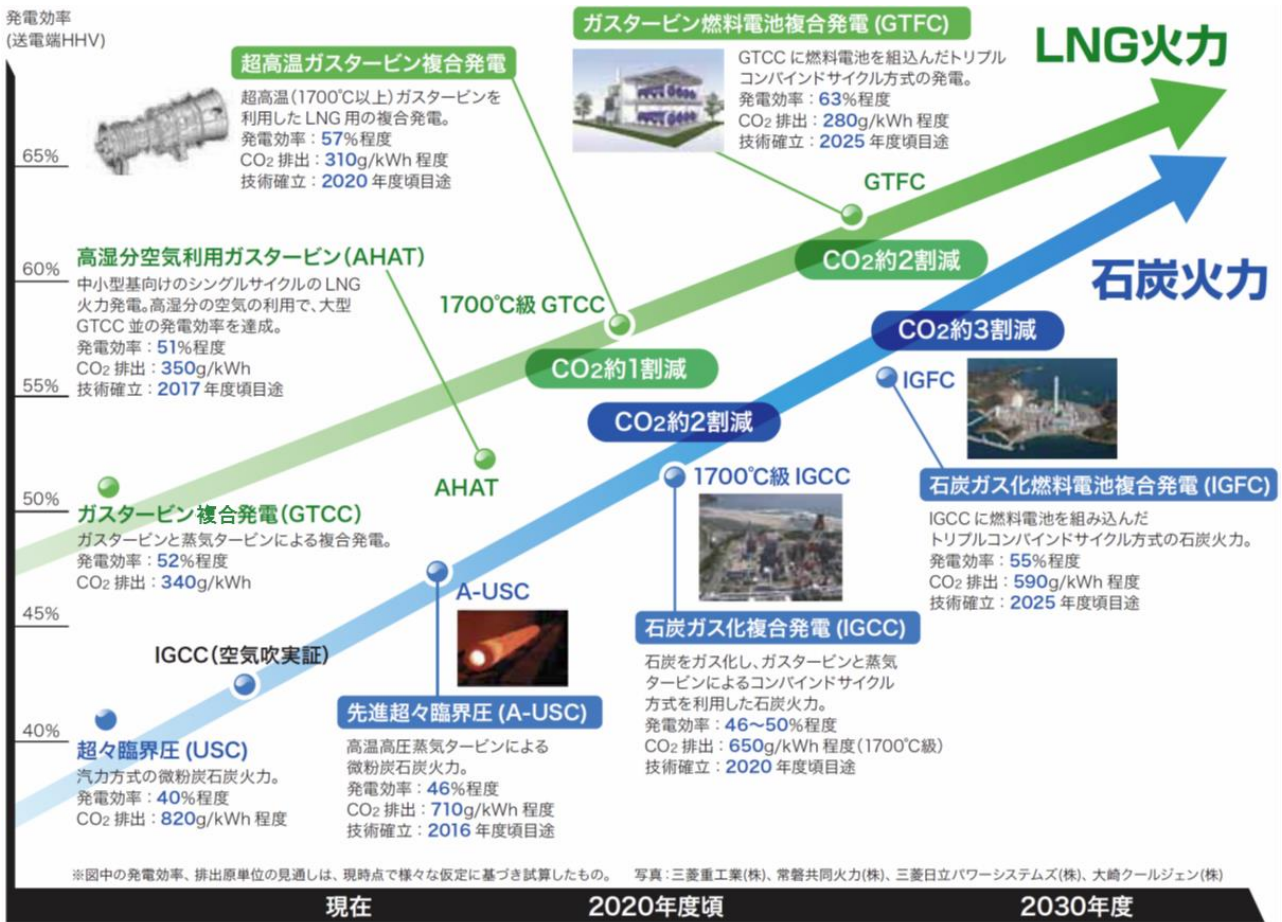
〔石炭〕

石炭は、CO₂ 排出量が多いという課題があるものの、世界各国に幅広く分布しているため安定的に確保しやすく、経済性にも優れている。今後とも産業用原料として重要であるほか、発電用燃料としても、経済性と出力安定性を活かし、ベースロード電源として大きな役割を果たすことが期待される²⁹。

わが国は、超々臨界圧石炭火力発電 (USC) の導入を順次進めてきたこと等により世界的に見て高い石炭利用効率を実現している。さらに、先進超々臨界圧

²⁹ 石炭火力発電所の新設計画が相次いでいることを理由に CO₂ 排出量の増加を懸念する声もあるが、電力業界は自主的目標として、政府が示したエネルギーミックスが実現することを前提に、2030 年度の CO₂ 排出係数を業界全体で 0.37kg/kWh 程度に抑えることとしている (電気事業低炭素社会協議会「低炭素社会実行計画」)。

図表 16：火力発電技術の高度化の見通し

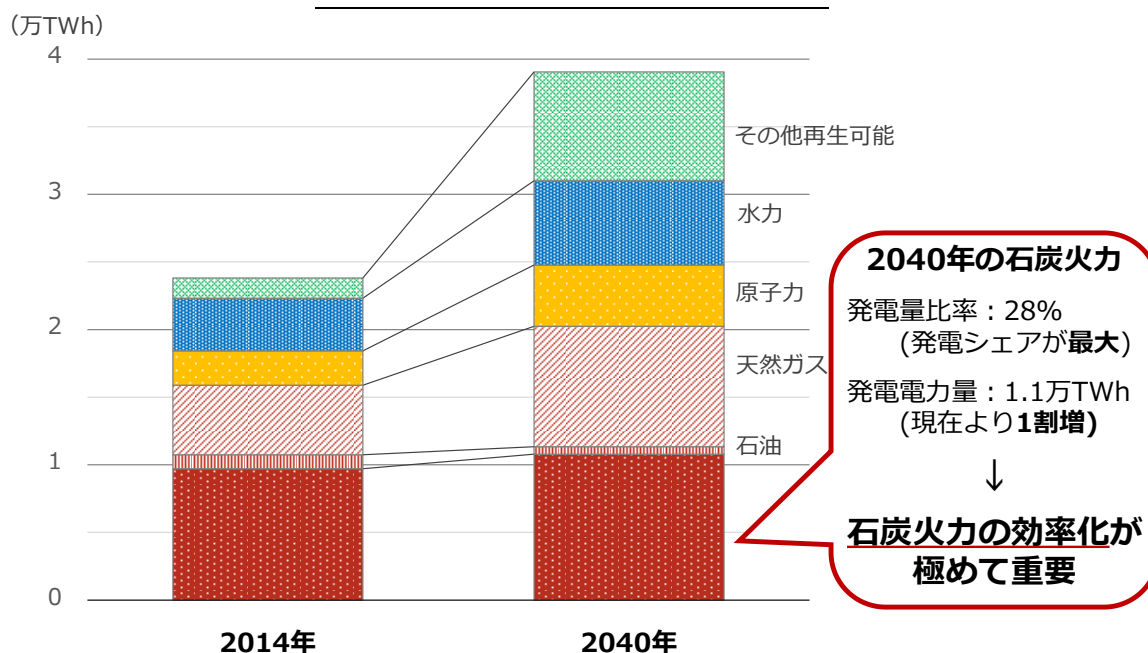


(出所：資源エネルギー庁パンフレット「日本のエネルギー」(2015年度版))

石炭火力発電 (A-USC) や石炭ガス化複合発電 (IGCC) の技術開発が進められており、今後一層の高効率利用が可能になると見込まれる。

新興国における需要拡大等により、今後とも、石炭火力発電は世界の電源構成上大きな役割を担う。わが国の高効率利用技術を世界に展開することは、地球規模での温室効果ガス削減に繋がる。わが国は、国内で高度な石炭利用技術を培うとともに、国際競争力の強化を図り海外の石炭火力の高効率化に貢献していくべきである。

図表 17：世界の電源構成の見通し



※2040年の見通しはIEA新政策シナリオによる。

(IEA World Energy Outlook 2016を基に作成)

3. 原子力

〔政策目標〕

- 原子力依存度を低減しつつ、安全性が確認された原子力発電所については重要なベースロード電源として活用する。
- 2030年度に電源構成の20～22%を原子力が担う。

〔最近の動向〕

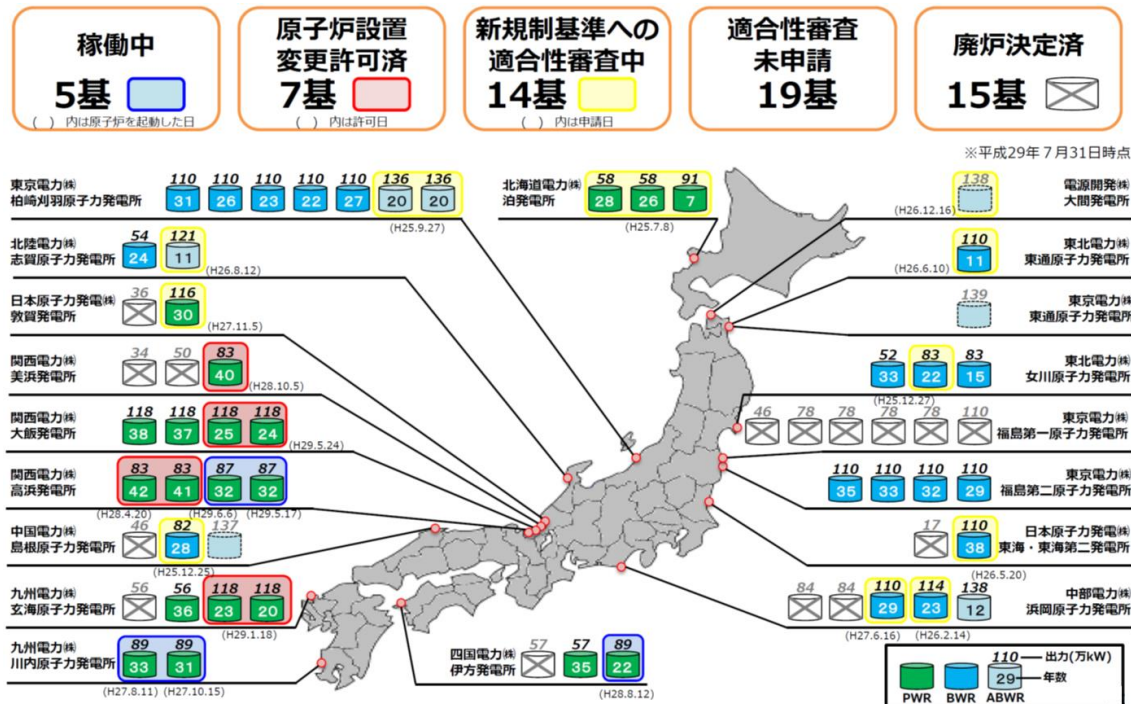
- 震災後6年が経過し、再稼働した原子力発電所は5基となっている。このほかに7基が設置変更許可を取得³⁰している。
- 規制のあり方の継続的な見直しや自主的安全性向上策の実施等、官民双方で一層の安全性向上に向けた取り組みを展開している。
- 電力自由化に対応した核燃料サイクル³¹事業の制度整備、最終処分の実現に

³⁰ 原子力規制委員会の審査を経て、新規基準に基づく設計上の安全性が確認された状態。いわゆる審査「合格」のこと。

³¹ 原子力発電所での発電後に残る「使用済燃料」から発電に利用可能なプルトニウム等を分離・抽出して新しい発電用燃料に加工し、再利用すること。

に向けた「科学的特性マップ」³²の提示など、バックエンド³³まで含めた環境整備が順次行われている。

図表 18：原子力発電所の再稼働の状況（2017年10月現在）



(出所：第21回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会資料)

2011年に発生した福島第一原子力発電所事故は、立地地域の住民に長期の避難生活を強い、地域経済にも甚大な影響をもたらした。発電所構内では廃炉・汚染水対策、構外では除染・産業再生等に向けた取り組みが、それぞれ進んできてはいるものの、未だ道半ばにある。福島第一原子力発電所の廃炉と福島復興の実現は、わが国経済の再生に欠かせない。また、原子力への信頼を取り戻す観点からも極めて重要である。経済界としては、引き続き、関係者と協力しながら、福島への復興に向けた取り組みを続けていく。

事故の教訓等を踏まえ、原子力発電所の安全性を確保することは、原子力の活用を検討するにあたっての大前提である。そのうえで、原子力は、環境適合性が高く、燃料価格の安定した準国産エネルギー³⁴であるとともに、経済性・出

³² 地層処分に関する地域の科学的特性に応じて客観的に色分けした全国地図。地層処分実施地点を選ぶ際に考慮すべき科学的特性とその分布をわかりやすく示すもの。地層処分に対する理解を深めるための材料となることが期待されている。

³³ 核燃料サイクルのうち、燃料製造を含め発電を行う部分を「フロントエンド」と呼び、再処理や最終処分といった部分を「バックエンド」という。

³⁴ 原子力は、万が一燃料輸入が途絶した場合でも輸入済燃料のみで数年間にわたって発

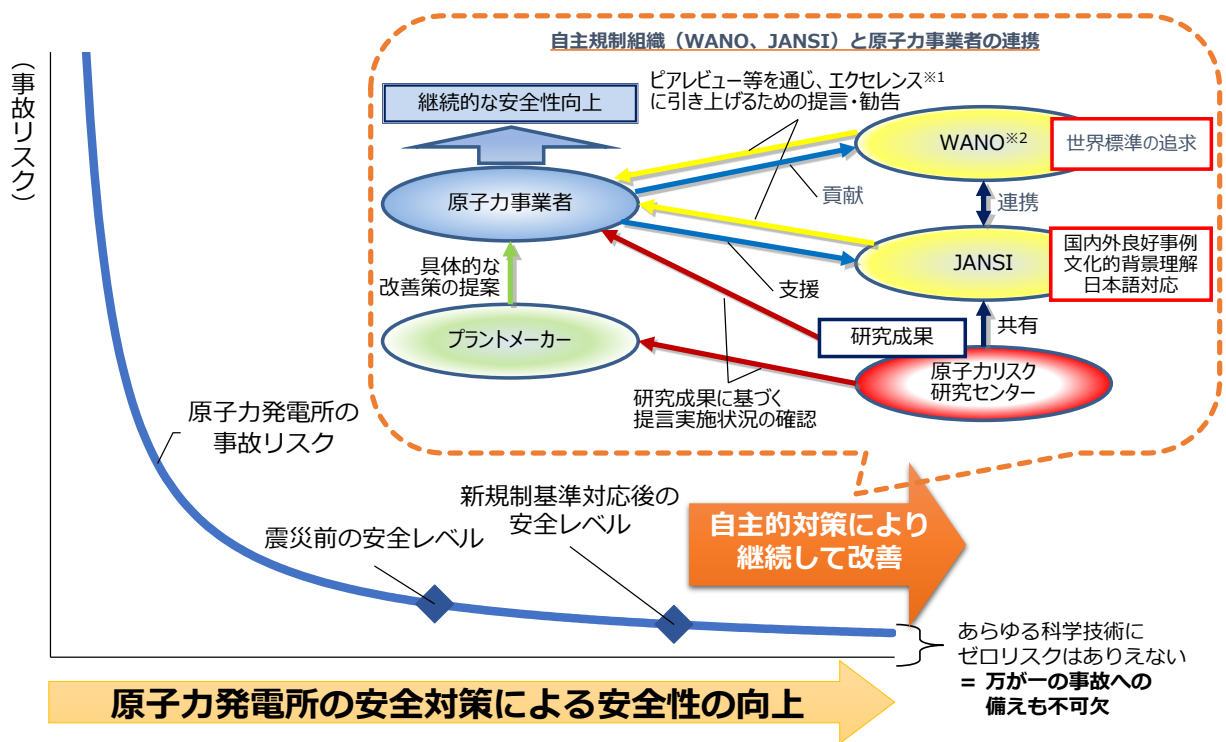
力安定性の面でも優れており、わが国におけるエネルギーのベストミックスに不可欠な電源であることから、今後ともベースロード電源として重要な役割を果たしていくことが期待される。

〔安全性と信頼の確保〕

安全性の確保においては、行政と事業者が一体となって、常に最新の知見を反映した、安全最優先かつ合理性のある規制基準を原子力施設に適用していくべきである。加えて原子力事業者には、規制の枠組みに留まらない自主的な安全性の向上に継続的に取り組むことが求められる。原子力事業者の自主規制組織である「原子力安全推進協会（JANSI）」の活動も含め、一層の安全性向上に向けた不断の取り組みを続けていくことが重要である。

原子力の活用にあたっては、安全性の確保と並び、立地地域をはじめとする国民の信頼と理解を得ることが欠かせない。国民の信頼感醸成に向けて、政府、

図表 19：原子力発電所の安全性向上



※1 エクセレンス：その時点での世界最高水準の安全性

※2 WANO：世界原子力発電事業者協会。世界の原子力発電所の運転の安全性・信頼性向上に向け、相互支援、情報共有等を実施。

(電気事業連合会資料を基に作成)

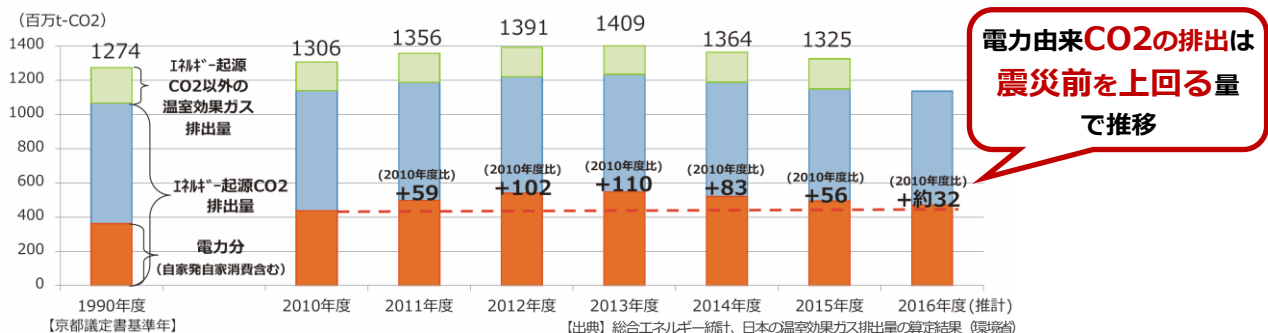
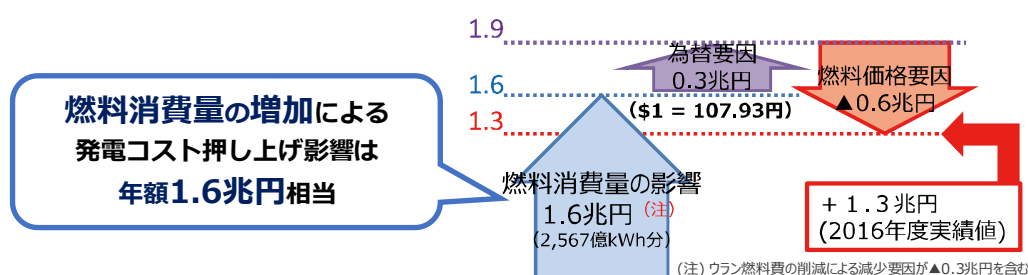
電が可能である。また、核燃料サイクルを通じた燃料のリサイクルによって、燃料を繰り返し利用することができる。こうした観点から、原子力はエネルギー安全保障上、国産エネルギー源に近い性質を持つ「準国産エネルギー」とみなされている。

原子力事業者など関係者は、新規制基準に適合した原子力施設の安全性とわが国のエネルギー事情を踏まえた原子力の必要性について、丁寧な説明を続けていくべきである。

〔原子力の継続的利用〕

震災後の原子力発電所の停止によって火力発電への依存度が高まり、CO2 排出量と輸入燃料費が増加するとともに、エネルギー安全保障の観点からも懸念が強まっている。

図表 20 : 原子力発電所停止の影響 (2010→2016 年度)



(出所：電力・ガス基本政策小委員会「電力需給検証報告書」(2017年10月))

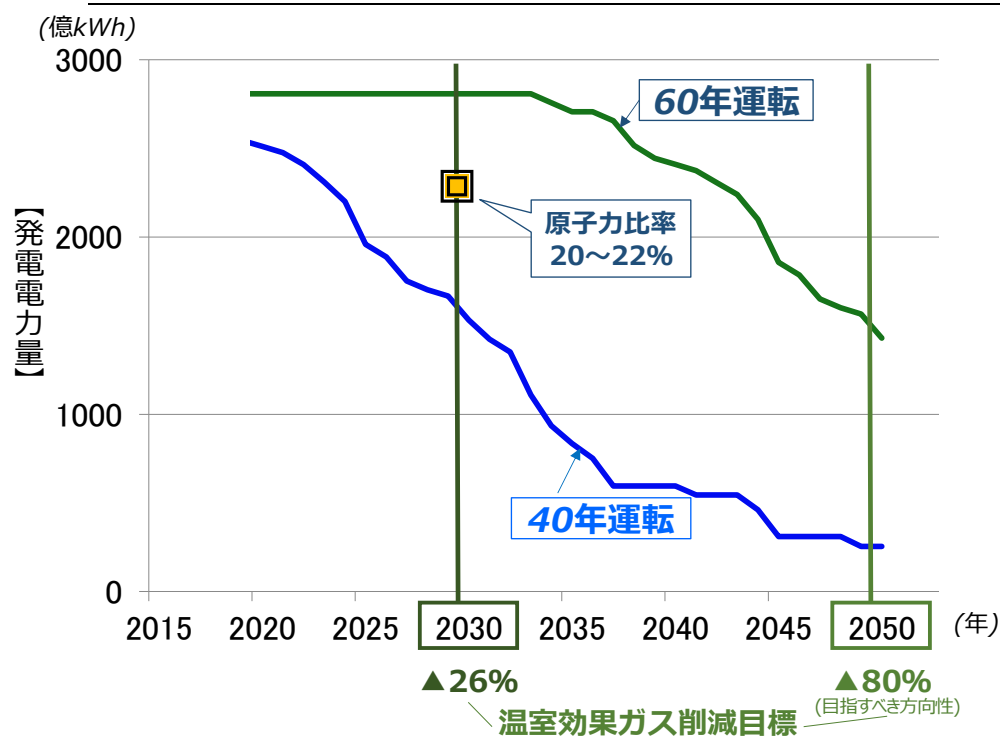
まずは新規制基準適合性審査を申請している原子力発電所の早期再稼働を実現することが不可欠である。加えて、再稼働したプラントもやがては運転期間が40年に達してくることから、運転期間60年への延長が必要となる。

さらに、2030年度以降も原子力を一定規模活用していくためには、建設中プラントの工事再開、リプレース・新增設³⁵等、原子力の発電量維持に向けた方策が求められる。とりわけリプレース・新增設については、国が態度を明確にしないなかで、事業者の投資判断が困難な状況となっている。また、事業の先行

³⁵ 原子力発電所の新增設は他の老朽原子力発電所の廃止と合わせて実施することも考えられるため、必ずしも原子力発電容量の拡大を意味しない。

きが不透明では地元理解を得ることも難しい。政府は温暖化対策の長期目標（目指すべき方向性）として「2050年に温室効果ガス80%減」を掲げており、原子力の継続的活用はそのビジョンへの接近にも不可欠である。政府は、長期的に原子力が果たす役割の重要性について示したうえで、リプレース・新增設を政府施策に盛り込むべきである。

図表 21：リプレース・新增設がない場合の原子力発電量の推移



※全プラント(45基)の稼働を想定(建設中3基(大間、島根3、東電東通)含む)
 設備利用率：70%と仮定
 60年までの運転延長認可済みプラント：高浜1・2号、美浜3号 (出所：電気事業連合会資料(経団連事務局加筆))

リプレース・新增設は、原子力に関する人材育成と技術開発を続けていくうえでも不可欠である。原子力人材・技術の充実は、既設を含む原子力発電所の安全性を高めることに繋がるうえ、安価で信頼性の高い原子力発電所を国内外で建設するうえでも欠かすことができない。仮に人材・技術が失われてしまった場合、将来的な原子力発電所の建設・保守・廃止等は他国に依存する他に道がなくなる。わが国が育ててきた人材・技術を継承するため、迅速な対応が必要である。

このほか、将来を見据え、各種新型炉に関する研究開発を継続していく必要がある。加えて、ITER³⁶事業への継続的な参画等を通じて、核融合発電の実現に向け、技術と人材を培っていくべきである。

³⁶ 日本・EU・米国・ロシア・中国・韓国・インドの7ヶ国・地域が共同で、核融合の実験炉を建設するプロジェクト。各国が部品を持ち寄り、フランスに建設する。

〔原子力事業環境の整備〕

原子力事業は、事業に必要となる巨額の投資を、安価な限界発電コストを活かして長期の運転のなかで回収していくという特殊性を有している。そのため、長期安定的かつ予見性の高い事業環境が整備されることで本来の経済性を発揮する。しかし、震災後、投資回収期間内に政策や規制が大きく変更された。こうした政策や規制の変更リスクに対する備えが整備されなければ、この先、原子力事業の担い手が不在となっていくことが懸念される。

また、長期・巨額の投資回収を前提とするため、原子力事業は短期的な競争を推進する電力自由化との親和性が低い。事業者の原子力への投資が中長期的な経済合理性に基づいて実施されるよう、事業者の投資・資金調達リスクを中長期的に低減するなど、事業の予見性を高める制度設計が必要である。

今後、万が一原子力事故が発生した場合に備える賠償制度は、原子力事業の重要な環境整備の一つである。迅速かつ確実な被害者救済と原子力の担い手確保の両立を図るため、原子力損害賠償法の改正にあたっては、原子力事故の賠償において国が現状より積極的な役割を果たすよう見直しを図るべきである。

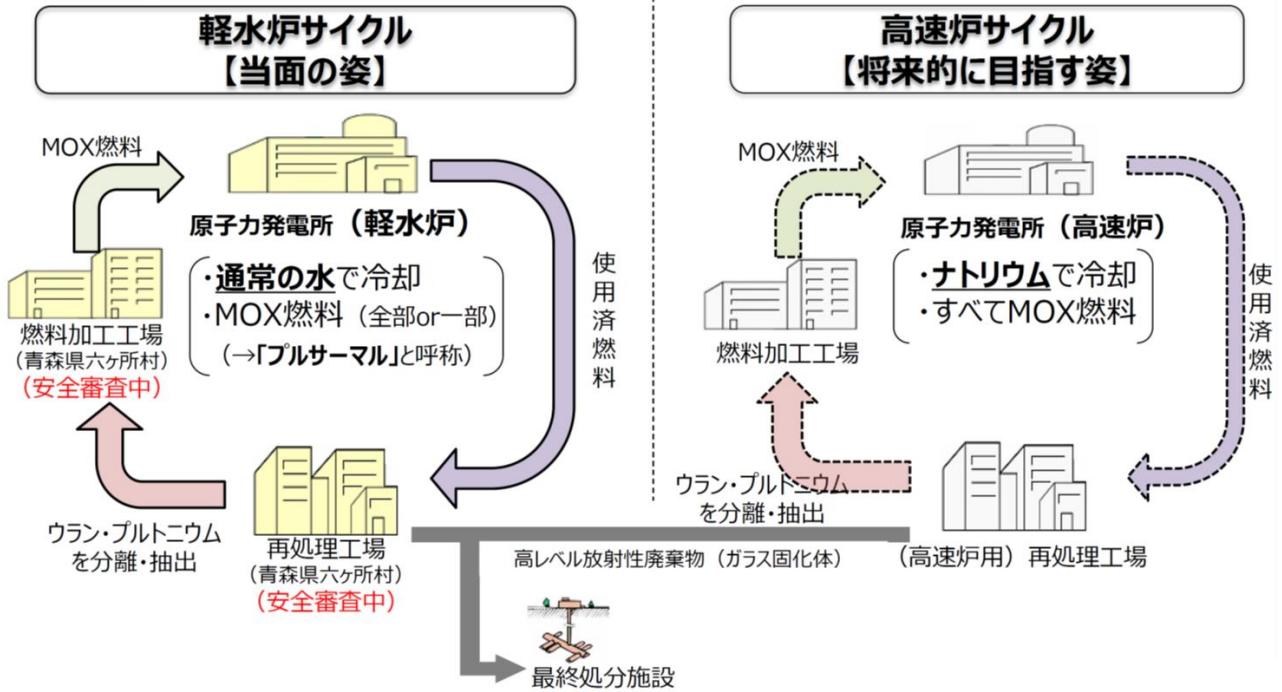
〔核燃料サイクル・最終処分の実現〕

再処理により得られるプルトニウム等の有効利用は、資源に乏しいわが国におけるエネルギー安全保障上、重要な意義を有する。高レベル放射性廃棄物³⁷の減容化と有害度低減の観点からも、核燃料サイクルが必要である。政府は、国内での高速炉サイクル実現に向けたロードマップを取りまとめ、着実に実行に移すべきである。また、高速炉サイクルが実用段階に至るまでの間は、今後とも、軽水炉サイクルにおいてプルトニウム等を利用していくべきである。

高レベル放射性廃棄物の最終処分は、原子力発電を利用するうえでいずれの国も避けて通ることのできない非常に重要な課題である。わが国においても、将来世代に負担を先送りすることなく、現世代の責任で処分の道筋をつけなくてはならない。この点、2017年7月に政府が「科学的特性マップ」（図表 23）を提示し、最終処分の実現に向けた重要な第一歩を踏み出したことを評価する。政府および事業者は、最終処分プロセスの着実な進展に向けて、国民の理解と信頼を得られるよう、丁寧な取り組みを続けるべきである。

³⁷ 原子力発電所の使用済燃料に由来する放射能の強い廃棄物。放射能が弱まるまで、長期間にわたる隔離ないし管理が必要。

図表 22：核燃料サイクルの概要と効果



比較項目	技術オプション	直接処分	再処理	
			軽水炉	高速炉
処分時の廃棄体イメージ				
発生体積比※1		1	約0.22	約0.15
潜在的有害度	天然ウラン並になるまでの期間※2	約10万年	約8千年	約300年
	1000年後の有害度※2	1	約0.12	約0.004
コスト※3	核燃料サイクル全体（フロントエンド・バックエンド計）	1.00 ~ 1.02 円 / kWh	1.39 ~ 1.98 円 / kWh	試算なし
	処分費用	0.10 ~ 0.11 円 / kWh	0.04 ~ 0.08 円 / kWh	※高速炉用の第二再処理工場が必要

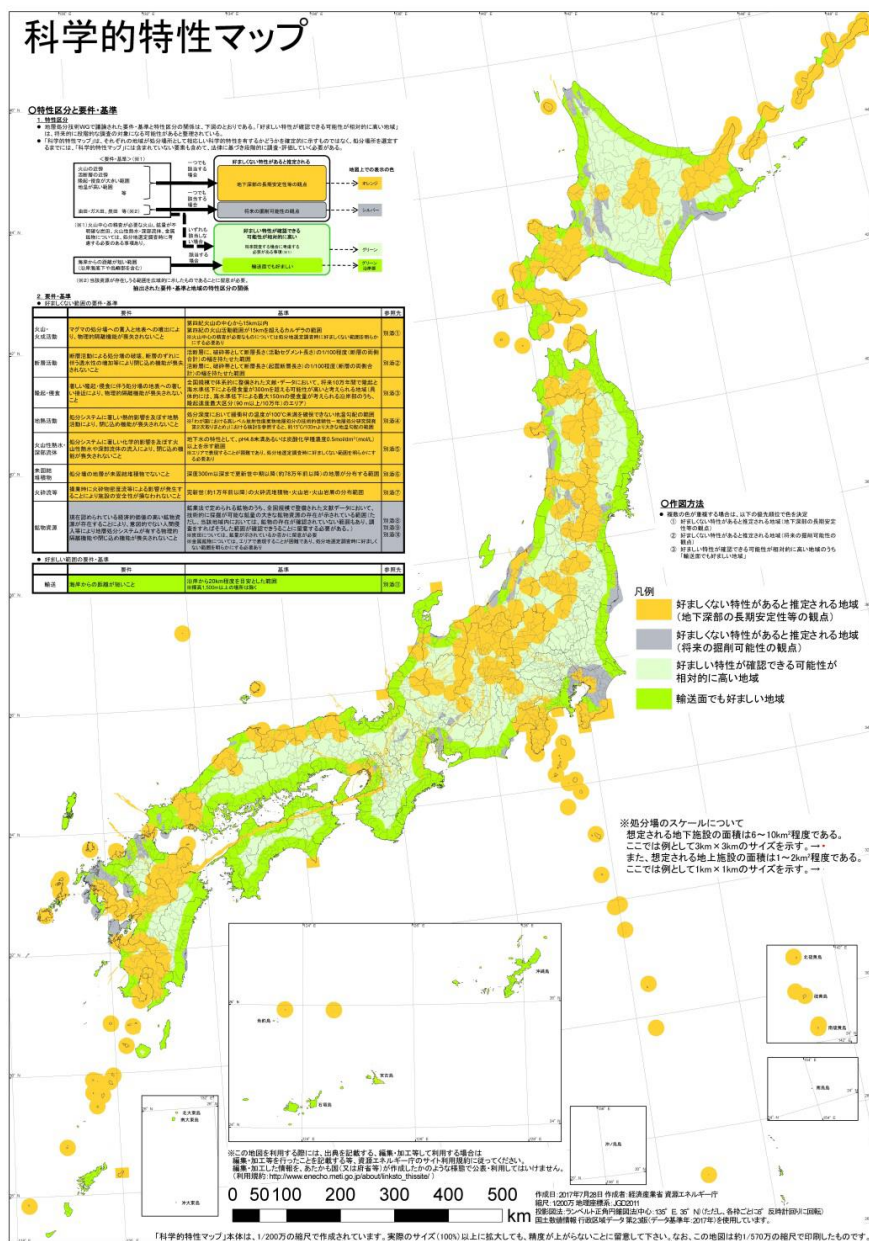
※1 数字は原子力機構概算例 直接処分時のキャニスタを1としたときの相対値を示す。

※2 出所：原子力政策大綱。上欄は1GWyを発電するために必要な天然ウラン量の潜在的有害度と等しくなる期間を示す。下欄は直接処分時を1としたときの相対値を示す。

※3 原子力委員会試算（2011年11月）（割引率3%のケース）軽水炉再処理については、使用済燃料を貯蔵しつつ再処理していく現状を考慮したモデルと、次々と再処理していくモデルで計算。

（出所：資源エネルギー庁資料、第12回原子力小委員会資料）

図表 23 : 「科学的特性マップ」(2017年7月公表)



※マップの原寸は200万分の1の縮尺。資源エネルギー庁ホームページ(下記 URL)からアクセスできる。
http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/rw/kagakutekitokuseimap/

原子力発電所の運転に伴って発生する高レベル放射性廃棄物は、強い放射能を持つため、長期間にわたって人間の生活空間から隔離(最終処分)する必要がある。現在、国際社会において最も安全な最終処分の方法と考えられているのが、地下深くに廃棄物を埋める「地層処分」である。

地層処分の実施にあたっては、実施地点における地下の科学的安定性を確保するとともに、地域住民をはじめとした国民の理解を深めることが欠かせない。2017年7月、政府は、「科学的特性マップ」を公表し、地層処分に関する地域の科学的特性に応じて全国を4色に色分けした。国民が広く地層処分について考えるきっかけとなることが期待される。

わが国には現在、約1万8,000トンの使用済燃料が存在している。丁寧な対話活動によって国民理解を深め、将来世代に負担を先送りすることなく、最終処分の実現に道筋をつける必要がある。

4. 再生可能エネルギー

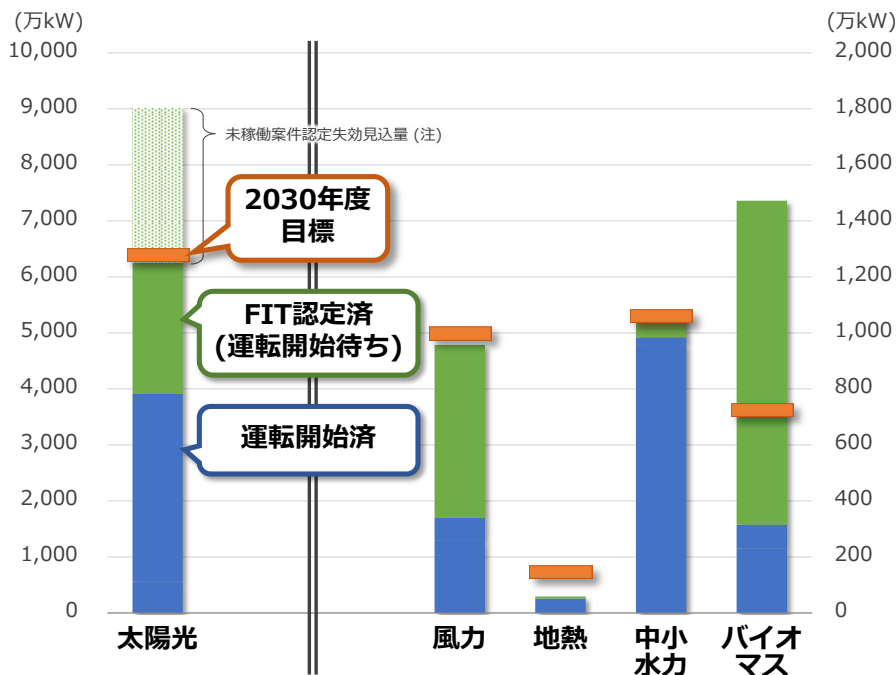
〔政策目標〕

- FIT 制度に基づき、再生可能エネルギーによって発電された電気の全量を市場価格よりも高い固定価格で買い取ることによって導入の拡大を図る。その際、国民負担の抑制との両立を図る。
- 2030 年度時点で、再生可能エネルギーが電源構成の 22～24%を担う（FIT 買取費用は 3.7～4.0 兆円と想定）。
- 自然条件によらず安定的な運転が可能な地熱・水力・バイオマスは積極的に導入を進める。
- 自然条件によって出力が変動する太陽光・風力は、コスト低減を図りつつ、国民負担の抑制の観点を踏まえて導入する。

〔最近の動向〕

- 再生可能エネルギーの発電比率は 10.5%（2011 年度）から 15.0%（2016 年度）まで拡大した。ただし、導入の大部分が太陽光に集中しており、再生可能エネルギー間のバランスが取れた導入が課題となっている。
- 導入拡大に伴って、需要家負担の増大、バックアップ電源の必要量増加、送配電網の容量不足といった課題が顕在化してきている。

図表 24：再生可能エネルギー導入の現状と政府目標（2030年度のエネルギーミックス）



(注)2017 年度の新 FIT 制度移行に伴って失効したと見込まれる認定案件（資源エネルギー庁試算による）。このグラフでは失効分の全量が太陽光であると仮定している。

(第 30 回調達価格等算定委員会資料を基に作成)

再生可能エネルギーは、自給率向上に資する国産エネルギー源であるのみならず、CO₂を排出しない³⁸ため地球温暖化対策にも資する。コスト面でも、基本的に限界発電費用がゼロであるため、将来的に抜本的な発電コスト低減を実現するポテンシャルを有する。長期的にはわが国のエネルギー供給において大きな役割を担うことが期待されるエネルギー源である。

一方で、現時点の技術と制度のもとでは、不安定・高コストという大きな課題があり、導入の拡大に伴って副作用が生じている³⁹。これらの課題を解決するため、産学官の総力を結集して取り組むことが必要である。以下でそれぞれの課題について詳述する。

〔導入拡大に向けた課題①：供給安定性〕

課題の第一は供給安定性である。再生可能エネルギーの導入拡大の中心を担う太陽光・風力は、天候等の自然条件で発電量が変動する。電気は需給をリアルタイムで一致させなければならないため、変動電源の発電量の増減を打ち消す「バックアップ」が必要となる。そのため、出力調整が可能なバックアップ電源や蓄エネルギー技術⁴⁰を併用して、毎瞬の供給電力量を調整しなければならない⁴¹。

こうした状況に鑑み、当面は、電力需給の安定を経済合理的に確保できる範囲で再生可能エネルギーを導入すべきである。

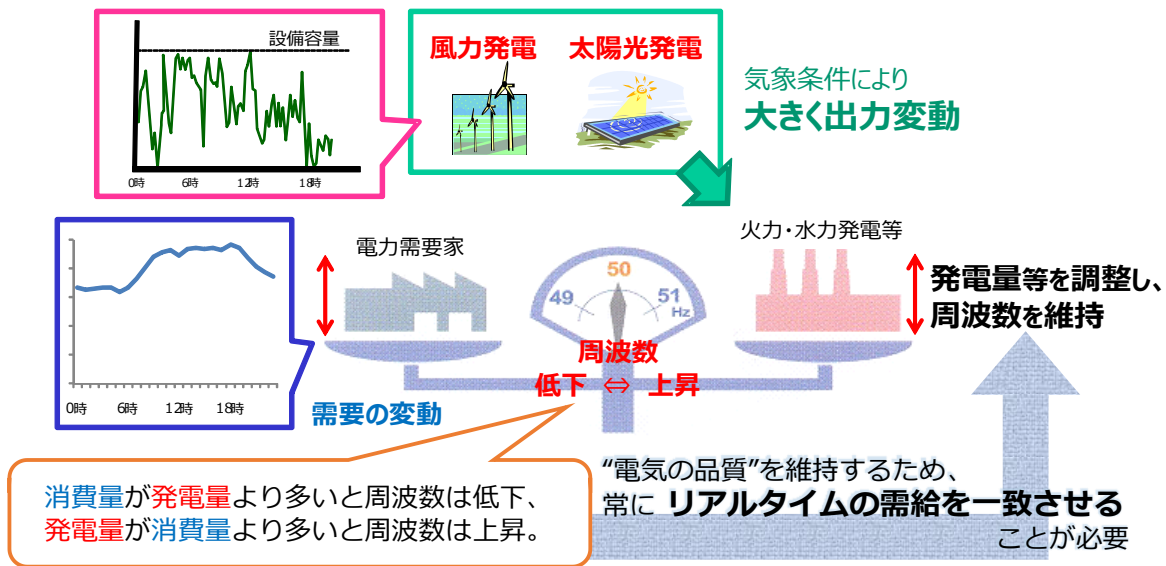
³⁸ 太陽光・風力といった自然変動電源は、火力発電を含む電源等によって短周期変動を含む出力変動を吸収することになるため、現時点においては実質的に一定程度のCO₂を排出しているといえる。自然変動電源の実質的なゼロエミッション化に向けて、安価で高性能な蓄エネルギー技術の確立が期待される。

³⁹ 供給安定性と発電コストに加え、太陽光や風力といった自然条件で発電量が変動する電源には設備利用率が低いという課題がある。例えば太陽光発電については、発電能力を最大限発揮するのは晴天の正午頃に限られる。そのため、同じ発電容量(kW)の発電設備であっても、設備利用率が12~25%程度となる太陽光や風力と60~80%程度の火力や原子力との間には、実際に発電する電気の量(kWh)に大きな開きがある。国土の有効利用等の観点から、自然変動電源とその他の電源を併用していくことが望まれる。

⁴⁰ 電気を蓄える蓄電池や、電気と相互に変換可能で貯蔵もできる水素のように、エネルギーの貯蔵に利用できる技術のこと。

⁴¹ 現在、バックアップの主力は火力発電が担っているが、変動電源の出力変動を打ち消すために運用されるバックアップ火力は、通常運転時に比べて設備利用率や熱効率が低下するためコスト回収が難しくなる。さらに変動電源の導入が拡大すると、出力減少に備えて多くの火力を低出力で待機させる必要が生じ、影響が一層大きくなる。実際、欧州においては、自然変動電源の導入拡大に伴って火力のコスト回収が困難化するという課題が既に顕在化している。

図表 25 : 電力の安定供給と自然変動電源



(出所：電気事業連合会資料(経団連事務局加筆))

将来的には、蓄電池をはじめとする蓄エネルギー技術や DR によるバックアップも期待される。とはいえ、蓄エネルギー技術は現時点ではコストが高く、自然変動電源のバックアップに利用するためには極めて大きな技術革新が必要である⁴²。DR についても、自然変動電源のバックアップとして利用するためには、技術の成熟が待たれる。蓄エネルギー技術の革新、DR の高度化、自然変動電源への出力調整能力の付与等に向けた研究開発に、産学官が連携して取り組むことが重要である。

自然変動電源の供給安定性確保に向けては、バックアップの活用のみならず、変動電源の側も安定的な発電に努めることが重要である。わが国では現在、再生可能エネルギーについて、全量買取を謳う FIT 制度のもとで優先給電が定められている。そのため、FIT 発電事業者は計画発電量を自ら設定する必要がない。また、供給過剰時の出力抑制に際しても、火力等を抑制してもなお需要を

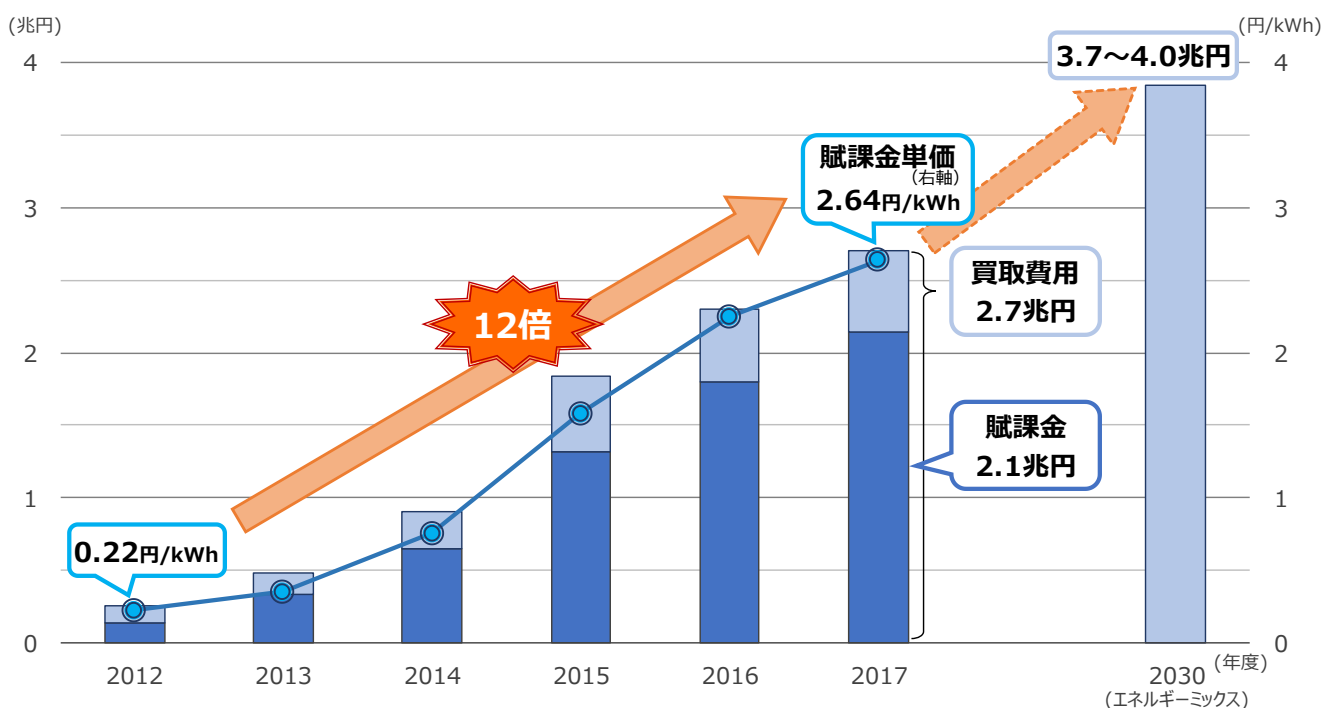
⁴² 例えば、資源エネルギー庁の試算によれば、あくまで目安ではあるものの、現在の電気料金を前提に経済性の成立する範囲で蓄電池を太陽光発電のバックアップとして利用するためには、太陽光発電コストを 2030 年目標（7 円/kWh）まで引き下げたうえで、蓄電池コストを現在の 100 分の 1（家庭用）～1000 分の 1（産業用）の水準とする必要がある。なお、同庁は電気自動車に搭載される蓄電池の価格が現在の 10 分の 1 の水準になれば電気自動車がガソリン車と対等に競争できると試算している（第 1 回エネルギー情勢懇談会資料）。まずは、電気自動車に搭載された蓄電池の活用によって、昼間に太陽光が発電した余剰電力を蓄電するなど、自然変動電源の効率的な利用が実現することが期待される。

超過する場合に初めて再生可能エネルギーが出力制御を受けることとなっている。電力の安定供給に係る社会的コストの最小化を図る観点から、再生可能エネルギーによる発電についても、通常の電源と同様、発電事業者が計画発電量を設定し、これに沿って発電を行うことが望ましい。また出力抑制⁴³は、再生可能エネルギーの出力制御も含め、安定供給を最も経済合理的に確保できる形で行うべきである。

〔導入拡大に向けた課題②：発電等コスト〕

第二の課題は発電等のコストである。再生可能エネルギーの発電コストは世界的に低下しており、一部では火力等の従来型電源と競えるまでになっている。一方で、現在、わが国の再生可能エネルギー事業のほとんどはFIT制度を前提としており、高額な買い取りがコスト削減インセンティブを失わせている。結果として発電コストは高止まりし、国民の負担が大きくなっている。FIT制度に基づいて再生可能エネルギーを買い取るためのコストは、2017年度現在で年間2.7兆円であり、政府試算によれば2030年度には年間3.7～4.0兆円（国民

図表 26：FIT 制度導入後の賦課金等の推移



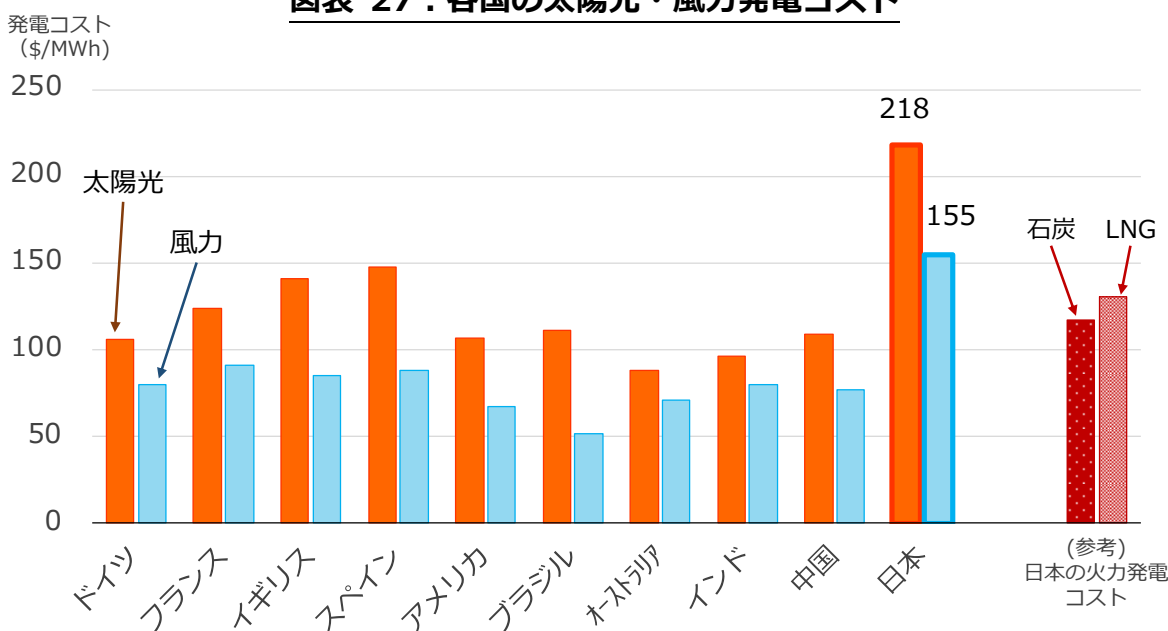
(第30回調達価格等算定委員会資料を基に作成)

⁴³ 出力抑制の際は、原則として、メリットオーダーに則り限界費用の高いものから出力制御を行う。再生可能エネルギーは基本的に限界発電費用がゼロであることから、通常の電源と同列に扱ったとしても頻繁に抑制されることはない想定される。

1人あたり約3万2,000～3万4,000円/年相当)になるとされている⁴⁴。

「いまや再生可能エネルギーは火力よりも安い」との言説が取り沙汰されるように、世界では再生可能エネルギーの低コスト化が進んでいる。一方でわが国においては、FIT制度のもとで長期（主に20年間）にわたる固定価格での買い取りが約束されることもあって事業者のコスト抑制に向けた取り組みが進まず、再生可能エネルギーの発電コストが高止まりしている。FIT事業者による運転費用年報の提出の徹底と適切な情報公開等を通じ、発電コストが高止まりしている原因を究明できる環境を整備する必要がある⁴⁵。

図表 27：各国の太陽光・風力発電コスト



※日本の火力発電コストは2014年モデルプラント。2014年の為替水準を参考に1ドル=105円として計算
(第8回再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会資料等を基に作成)

再生可能エネルギーの大幅拡大を目指すうえでは、地理的要因や人件費水準のようなわが国特有の価格高騰要因を相殺しても、なお安価な水準まで他のコスト要素を圧縮し、競争力ある自立した電源となることが求められる。発電コストを最大限抑制し国民負担による補助から自立化することが、持続可能な再生可能エネルギー利用のための必須要件であり、長期的に見て再生可能エネルギー

⁴⁴ 2030年度時点のFIT買取費用は4.7兆円にまで上振れするとの試算もある。なお、同試算では、買取費用の累積総額は94兆円にのぼるとしている（電力中央研究所「固定価格買取制度（FIT）による買取総額・賦課金総額の見通し（2017年版）」）。

⁴⁵ 住宅用太陽光を除くFIT電源には運転費用年報の提出義務が課されており、提出しなければFIT認定の取り消しもあり得るとされている。しかしながら、実際の運転年報提出率は多くの電源区分で5～8割程度、認定件数の多い小型の事業用太陽光に至っては3割程度と見られる。

ギーを最大限導入することに繋がる。政府・業界が一丸となって発電コストの抑制に取り組み、持続可能な導入拡大を図るべきである。

加えて、導入拡大に向けた課題①に挙げたように自然変動電源がバックアップとなる電源等を必要とするほか、火力や原子力といった従来型の電源と立地条件の異なる再生可能エネルギーを大量に導入するためには、新たな送配電網を整備していく必要がある⁴⁶。再生可能エネルギーの費用便益を考慮する際には、このような再生可能エネルギーを活用するためのコストについても、合わせて検討することが重要である。

〔各電源の方向性〕

《太陽光》

太陽光発電は、需要地での発電が可能な分散型電源であり、地産地消の主軸を担うことが想定される。発電コスト目標（2020年に14円/kWh、2030年に7円/kWh）を達成したうえで、出力変動を抑制するための蓄電池等と併せて、売電を前提としないエコシステムを構築することが期待される。

《風力》

風力発電は、大規模開発による発電コスト低減が有望視されており、国民負担による補助からの自立を前提に、当面は国が制度面での支援を実施して導入拡大を促すべきである。例えば、大型風車によって低廉な発電を行う洋上風力の立地について、自治体や漁業関係者との調整に国が積極的に関与するなど、引き続き制度の改善に向けた検討を進めることが重要である。

《地熱》

地熱発電は、安定的な発電が可能で、発電コストの低減も期待できることから、将来的にベースロード電源となることが期待される。わが国が有する世界有数の地熱資源を積極的に活用する観点から、技術開発の推進や制度的措置により開発リスク・コストの低減を図るべきである。地熱資源の開発規制については、常に最新の科学的知見を反映した合理的なものとするのが望まれる。

《水力》

大型水力発電は、低コストで、出力も安定したベースロード電源であり、積極的な活用が望まれる。事業者には、発電量向上のための取り組みを継続する

⁴⁶ 現在の送配電網は、燃料輸入や海水利用の観点から臨海部に立地する火力や原子力を想定して形成されているが、再生可能エネルギーは内陸部にも立地するうえ、日照や風況の良い地域に集中的に立地する傾向がある。そのため、立地地域の送配電網の容量や需要地までの送電線の容量が制約要因となる。再生可能エネルギー導入の大幅拡大に向けては、こうした送配電網の制約を克服していく必要がある（送配電網のあり方については「5. エネルギーネットワーク」も参照）。

とともに適切な設備更新を期待したい。

中小型水力発電は、未開発地点が多く出力が安定していることから、コストを最大限抑制しつつ導入を行い、地域のエネルギー供給においてベースロード電源とすることを目指すべきである。

《バイオマス》

バイオマス発電は、比較的安定した発電が可能で地域活性化にも資する⁴⁷。とりわけ木質バイオマス発電は、森林整備・林業活性化への貢献が期待される。森林・林業施策に基づく支援によって導入拡大を図ることが求められる。

〔FIT 制度の見直し〕

FIT 制度は、需要家に過大な負担を課しており、エネルギー政策経費としても突出した規模になっているのみならず、「導入量の拡大による再生可能エネルギー発電コストの引き下げ」という目的も達成されていない。さらに、FIT 制度が高い買取価格を保証する結果、わが国における再生可能エネルギーによる発電の大部分が FIT 電気⁴⁸となってしまう、再生可能エネルギーの環境価値の購入を希望する需要家のニーズ⁴⁹が満たされない状況が続いている。

政府には、2017 年度に施行された新制度が国民負担の抑制に繋がるか見極めつつ、不断の検証と見直しを継続することを求める。併せて、FIT 法附則に定められているとおり、2020 年度までに制度の抜本的な見直しを行う必要がある。具体的には、エネルギーミックスの想定を超えて無制限に国民負担が増大することは S + 3 E のバランスを損ねるため、FIT 制度による買取総額の上限をエネルギーミックスと整合的（3.7～4.0 兆円）に定めたいうえで、その範囲内で、エネルギーミックスの想定導入量を踏まえつつ電源区分ごとの買取上限額を設定し、これを超過する分については、FIT 制度による補助の対象外とすべきである⁵⁰。

⁴⁷ バイオマス発電には輸入燃料を利用するケースも多い。2015 年までに FIT 制度下で運転を開始したバイオマス発電所で利用された一般木材等のうち、国産材は 4 割、輸入材は 6 割であった（第 22 回調達価格等算定委員会資料）。バイオマス発電は新設計画が多く存在しており、国内の森林保全や地域経済の活性化に資する国産材に加え、輸入材についても、森林認証等による合法性の担保やライフサイクルでの温室効果ガス排出削減を確認しつつ、持続可能な形で適切に利用していくことが望まれる。

⁴⁸ FIT 認定を受けた再生可能エネルギーによって発電された電気を FIT 電気と呼ぶ。FIT 電気の環境価値は FIT 電源の買取費用を負担する全国民に均霑すると定められているため、FIT 電気自体に環境価値はない。

⁴⁹ 再生可能エネルギーの購入を希望する需要家にとっては、合理的な価格であることに加え、発電設備、発電日時、発電電力量等の確認が可能であるなど、国際的に通用するトレーサビリティを有する再生可能エネルギーを調達できることが重要である。

⁵⁰ 地熱・中小水力は出力の安定した再生可能エネルギーであるが、導入量と FIT 認定量を合計してもエネルギーミックスの想定に届いていない。そのため、FIT 制度に代わる制度的支援策についても検討すべきである。

特に、次のような制度の合理化を迅速に進める必要がある。

- ① 経済合理性ある再生可能エネルギーの導入を促す観点から、現在は大型の事業用太陽光のみが対象となっている入札の対象を拡大する⁵¹。
- ② 負担者である国民の納得を得るため、FIT 発電事業者から提出された運転費用年報を取りまとめ、詳細な結果を公開する。
- ③ 需要家が支払う賦課金単価の算出根拠を明らかにする観点から、電源区分・買取単価別に、当年度の支払額予測や過年度の支払実績・予測誤差を公開する。併せて、各電源の買取価格の具体的な算出方法を明示する。

〔当面の施策の方向性〕

再生可能エネルギーは、長期的にエネルギー供給上大きな役割を担うポテンシャルがあるが、現時点においては、導入にあたって、FIT 賦課金等の広義の補助金のみならず、バックアップ電源の確保や送配電網の整備といった追加的な社会的コストが必要である。しかし、現状、再生可能エネルギーの環境価値、自給率への貢献、地域経済活性化への寄与といった長所のみが過度に注目され、種々の政策立案にあたって、費用便益のバランスが必ずしも十分考慮されずに議論が行われているケースがある。今後の施策展開に当たっては、必要となる様々なコストと再生可能エネルギー導入による便益の双方について、その全体像を国民に提示し、十分な理解・納得を得たうえで政策決定がなされるべきである。

一方で、再生可能エネルギーの導入に関しては、許認可等手続きやステークホルダーとの調整の場の整備、あるいは環境アセスメントの合理化といった規制・制度面の課題も存在している。こうした障壁が市場競争力のある再生可能エネルギーの導入までも阻むことがないように、政府には、事業者はじめ関係者と連携し、合理的な規制・制度体系の構築に取り組むことを求める。

⁵¹ なお、入札の実施にあたっては、募集する電源の総量をエネルギーミックスにおける導入量と整合的に定めるべきである。

〔水素〕

水素は、二次エネルギーではあるが、使用時にCO₂を排出しないエネルギー源である。発電等での活用によってサプライチェーンの整備を進め、利用シーンを拡大していくことが期待される。海外からの調達にあたっては、有望な水素原料である褐炭を筆頭に中東以外からも広く調達が可能と目され、エネルギー安全保障に貢献する。

利用面でも、単体の水素を燃料電池での発電等に用いるだけではない。例えば、水素からアンモニア⁵²を生成して石炭火力発電所での混焼に用いる、あるいは水素からメタンを生成して「CO₂フリー都市ガス」⁵³として利用する等、エネルギー源としての広範な用途が想定される。

将来的には、自然変動電源由来の電力で生成した「CO₂フリー水素」の活用が進むことも期待される。CO₂フリー水素は、製造段階まで含めてCO₂を排出しないエネルギー源であるのみならず、自然変動電源の余剰電力で水素を製造して貯蔵しておく蓄エネルギー技術としても有望であるため、再生可能エネルギーの導入可能量拡大の観点からも期待がある。

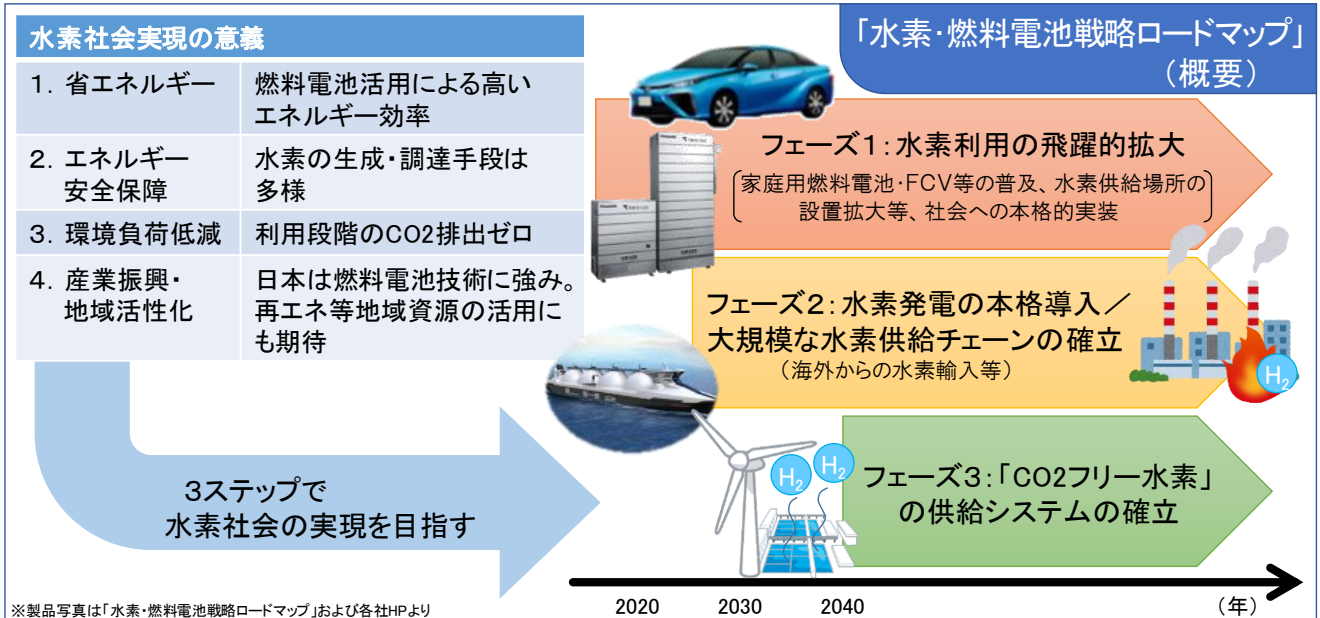
水素をめぐり、政府は「水素・燃料電池戦略ロードマップ」を2014年に取りまとめ、2016年に改訂した。さらに2017年中の「基本戦略」策定、年度内のロードマップ改訂を目指すなど、技術開発・制度改正等の検討とフォローアップを実施している。特に「基本戦略」には、わが国が水素をエネルギー源としてどのように活用していくか、具体的な案が盛り込まれる見通しである。盛り込まれた方策については、次期エネルギー基本計画にも反映すべきである。

水素については、民間事業者も燃料電池車や純水素型燃料電池、アンモニア利用技術の開発・普及に乗り出すなど、官民双方の取り組みが進められている。規制改革も順次進められており、水素社会の実現に向けて着実に歩みを進めているといえる。今後は、引き続き官民連携して規制改革の着実な推進やさらなる技術開発・実証に取り組むとともに、水素価格の低減を通じて水素普及の素地を作っていくことが重要である。併せて、2050年に向けたエネルギー政策を検討する際には、水素の位置づけについても明確化することが求められる。

⁵² アンモニア (NH₃) は、水素と同様、燃焼時にCO₂を排出しない。これまでも工業プロセスで広く利用されており扱いも比較的容易なことから、水素社会の実現を後押しする役割が期待される。

⁵³ 火力発電所や工業プロセスから回収したCO₂と水素とを合成して都市ガスの主成分であるメタン (CH₄) を生成し、これを都市ガスとして利用する構想。既存のガス導管網・機器を利用可能であるため、インフラコストを抑制しつつ水素社会の実現を図ることができる。

図表 28 : 水素・燃料電池戦略ロードマップの概要



(経済産業省「水素・燃料電池戦略ロードマップ 概要」(2016年3月)を基に作成)

5. エネルギーネットワーク

〔政策目標〕

- 自然災害の際等にも安定したエネルギー供給が確保されるよう、強靱なエネルギーネットワークを構築する。
- 電力・ガスシステム改革にあわせ、ネットワーク部門の中立性を確保する。

〔最近の動向〕

- エネルギーシステム改革後も安定したエネルギー供給を確保すべく、審議会等の場で各種検討が行われている。
- 送電網については、電気料金への影響を最小限に留めつつ、供給信頼度の確保⁵⁴、円滑かつ低廉な送電設備利用、確実かつ効率的な設備更新・形成を実現するための「広域系統長期方針」が取りまとめられた。

⁵⁴ 広域系統長期方針において、供給信頼度の確保とは、「需要に対する適切な供給力及び送電容量が確保されること」(アデカシー)と、「ネットワーク設備に故障が発生した場合でも周波数・電圧等が適切に維持されること」(セキュリティ)の2点が達成されていることをいう。

電気・都市ガス・熱のエネルギーネットワークは、将来を見据え、引き続き大規模集中型電源⁵⁵を活用するとともに、再生可能エネルギー⁵⁶やコージェネレーションシステムのような分散型エネルギー源⁵⁷も活用していくことを意識する必要がある。具体的には、まず、分散型熱源・電源を用いて需要場所で発電し廃熱も活用する熱電併給により、エネルギー効率が向上することが期待される。一層の効率化を進めるうえでは、地域全体で熱等を融通することによってエネルギー効率をさらに改善することも有望である。また、大幅な導入拡大が見込まれる分散型電源の電気を地産地消することで、送配電網の追加整備コスト等を抑制できる可能性もある。加えて、地場のエネルギー産業が拡大すれば、地域経済の活性化にも資する。

こうしたエネルギーネットワークのあり方は、今後一層の人口減少に直面するわが国の都市政策であるコンパクトシティ化とも整合的である。都市再開発等、その他の都市政策とも連携しつつ、エネルギーネットワーク整備の集中化・重点化が図られることを期待する。

〔送配電網の維持・整備〕

今後、わが国においては、人口減少や一層の省エネ・節電が進むと考えられる。地球温暖化対策等の観点から、電化の推進が図られると考えられるものの、系統電力需要の大きな拡大は見通されない。現下のわが国の電気料金は国際的にみても高水準にあり、送配電網整備の費用を徒に電気料金に付加していくことが許される状況にはない。こうした状況を踏まえれば、既存設備を最大限活用することが今後の送配電網のあり方を考える上での前提となる。

一方で、高度経済成長期に整備が進んだ送配電網は、設備の老朽化が進みつつあり、安定供給を維持する観点から更新投資の充実が不可避となっている。加えて、将来的なエネルギーシステムの変革を見据えた設備投資も必要である。特に、従来型の電源と立地条件が大きく異なる再生可能エネルギー等の分散型電源導入に対応した送配電網の形成や、電力システム改革に伴う制度変更に対応するシステムの更新等は不可欠である。

⁵⁵ 火力や原子力のように、大型の発電所で大量の発電を行い、送配電網を通じて需要地まで電気を送り届ける電源のこと。

⁵⁶ 「Ⅱ. 4. 再生可能エネルギー」に記載したとおり、現時点において、わが国の再生可能エネルギー導入はFIT制度のもとでの多大な国民負担による支援なくしては成り立たない状況にある。分散型エネルギー源としての活用をはじめ、再生可能エネルギー導入の大幅拡大に向けては、再生可能エネルギーの自立化が大前提となる。

⁵⁷ 熱電併給を行うコージェネレーションシステムのほか、「住宅や公共施設の屋根に容易に設置できる太陽光や、地域の多様な主体が中心となって設置する風力発電、小河川や農業用水などを活用した小規模水力、温泉資源を活用した小規模地熱発電、地域に賦存する木質を始めとしたバイオマス、太陽熱・地中熱等の再生可能エネルギー熱等」が該当する（第四次エネルギー基本計画）。

したがってわが国には、電力の安定供給や電力品質の維持を前提に、託送費用の圧縮を志向しつつ、一方で費用便益を考慮して真に必要な送配電網への設備投資を促進していくことが求められる。

現在、広域機関等において、広域メリットオーダー⁵⁸の実現、供給信頼度の確保、再生可能エネルギー導入による燃料費抑制やCO2削減等を総合的に勘案した送配電網投資の便益分析のあり方について検討が行われており、議論が成熟していくことが期待される。

また、送配電網に余裕のある地点への発電所立地や、需要地近傍からの電源調達のように、送配電コストを抑制できる取り組みにインセンティブを与えるなど、託送料金の抑制策を講じる必要がある。併せて、送配電事業の規制のあり方の見直し⁵⁹等も含め、必要な送配電投資を着実に実施するためのインセンティブについても検討を行うべきである。

上述のような費用便益分析とインセンティブに基づいた適切な送配電網整備の計画・実行により、送配電網整備に係る費用を負担する電力需要家にとって納得感がある形で送配電網の維持・更新が進められていくことを期待する。

送配電網投資のあり方をめぐっては、政策を実施した場合に電気料金負担の合計と内訳がどのように変化するかを示したうえで議論が行われることが欠かせない。今後、新たな措置等を検討する場合には、審議会等の公開の場で定量的な比較を実施すべきである。

〔電力需給への新たな技術の導入〕

今後、拡大する自然変動電源の電力システムへの統合を深化していくためには、蓄エネルギー技術の進歩が不可欠である。電気自動車の増加によりコスト低下と性能向上を伴いながら普及していくと見込まれる蓄電池には大きな期待がある。電気自動車を系統に接続された蓄電池として扱えるよう、電気自動車から系統への逆潮流を認めること等について、制度の検討を行う必要がある。加えて、電気を水素に変換して貯蔵する Power to Gas 等、電気以外の形態での蓄エネルギーも有望である。それぞれの技術の長所・短所を踏まえた最適運用が可能となるよう、研究開発・技術実証への支援を継続していくべきである。

電力システム改革の進展とIoTの発達に伴って、単に小売電気事業への新規

⁵⁸ メリットオーダーとは、経済合理的な電源稼働が実現することをいう。広域メリットオーダーとは、従来の供給エリアを越えて、より広い地域全体で見てメリットオーダーが成立することである。

⁵⁹ 例えばイギリスにおいては、コスト上昇の抑制、再生可能エネルギーの導入可能量拡大、供給安定性の確保といった課題に対する送配電事業者のパフォーマンスを測定し、評価に応じて事業収益を増減させる制度がある（RIIO; Revenue = Incentives + Innovation + Outputs）。

参入者が登場するだけに留まらず、個別世帯や街区等の小さな単位で電力の取引・融通が可能となるなど、需要家の選択肢や新たな事業機会が大きく拡大しようとしている。こうしたイノベーションを実現させるためには、配電網のスマート化や送配電システムの再設計が必要であり、技術開発投資が必要となる。また、高度化し普及が進んだ DR を通常の電源同様に取り扱うなど、技術進歩に応じて各種制度設計を順次進めていくことも重要である。

6. 電力市場

〔政策目標〕

- 電力システム改革を通じて以下の3点を実現する。
 - ① 安定供給を確保する。
 - ② 電気料金を最大限抑制する。
 - ③ 需要家の選択肢や事業者の事業機会を拡大する。

〔最近の動向〕

- 2016年12月、「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」が、さらなる競争の活性化および公益的課題（環境適合性や安定供給の確保）への対応を達成する観点から、今後の施策の方向性を取りまとめた。
- 上記とりまとめを受け、各種の詳細制度設計について検討が行われている。

競争原理の導入による経済効率の追求と、安定供給や環境適合性といった公益的課題の解決は、何らかの政策的な手当なしには両立しない。加えて、震災後、常に最新の安全基準に適合する必要があるという原子力の課題が顕在化したほか、FIT 制度が導入されるなど、単純な市場競争と馴染まない制約条件が加わった。結果として、設計が進められている新たな電力システムは極めて複雑なものとなっている。

一連のシステム改革を通じて最も重要な点は、新制度への移行によって国民全体が電気料金引き下げと安定供給確保というメリットを得られることであり、わが国産業の国際競争力が強化されることである。現在進められている制度設計では、需要家が改革の利益⁶⁰を享受できることが見通しにくい状況であり、先行きに懸念がある。ましてや、新制度で取引コストがかさむなどすれば、需要家の負担が増すことにもなりかねない。

⁶⁰ 政府は新設を予定している非化石価値取引市場において、実際の電気 (kWh) とは別に、電気の環境価値だけを卸取引できるようにしている。同市場で再生可能エネルギー由来の環境価値を調達した小売電気事業者が「再生可能エネルギー電気」の小売供給を行うことが期待されているが、再生可能エネルギーの電気をリーズナブルな価格で調達したい需要家のニーズに応えられるプランが提供されるか否かは不透明である。

新市場の具体的な設計に関して、経団連としては、今般の電力システム改革について、2017年1月に「電力システム改革に関する意見」を取りまとめた。同提言で指摘した点を引き続き注視しており、政府には慎重な制度設計を求めたい。

図表 29：新市場創設に向けた経団連の主張と政府の主な検討状況

	ベースロード電源市場	容量市場(集中型)	非化石価値取引市場
目的・趣旨	新電力が安価で安定したベースロード電源にアクセスできるようにする。 ⇒ 安価な電力供給、需要家の選択肢拡大	発電設備への投資回収の予見性を確保することで、将来的な需給逼迫を回避する。 ⇒ 電気料金の安定化	①小売電気事業者の高度化法目標(非化石電源比率44%)達成を後押し ②FIT制度による国民負担の軽減 ③環境価値を評価する需要家の選択肢拡大
スケジュール	2019年度(取引開始) 2020年度(受渡開始)	2020年度(受渡開始) 2021年度以降(容量契約発効)	2017年度頃(FIT電源のみ) 2019年度(全非化石電源)
経団連の主張 (「電力システム改革に関する意見(2017年1月)」)	①売り手の供出量と価格および買い手の調達量に一定のルールを設け、安定供給、料金低減、需要家の選択肢拡大を図るべき。 ②産業用の電気料金が上昇するとの指摘もあり、料金に与える影響を注視することが必要。	①需要家の負担増に留意して設計すべき(新設電源と既存電源の扱いを分け、新設電源に対し、契約期間で優遇等) ②再エネ導入促進に伴う調整コストは、容量市場に頼ることなく、発電側で負担すべき。 ③広域機関による電源入札制度などとの整合性を図り、固定費の二重払いを避けることが必要。 ④必要な容量を確保している事業者に対し、容量メカニズムで新たな負担を求めめることは不適切。	①FIT制度により高い賦課金の支払を強いられ、必要家の負担軽減を図る趣旨には賛同。FITに頼らない再エネの導入や電気料金引下げの原資への充当を期待。 ②エネルギー供給構造高度化法等との関係での懸念が解消されないまま、市場創設を急ぐことには反対(※)。
政府における最近の主な検討状況	○新電力のベースロード電源へのアクセスを確保するとともに需要家にベースロード電源の価値を届ける観点から、売り手の供出量や買い手の調達量に一定のルールを設ける案を検討中。 例・新電力需要と全体のベースロード電源比率や電源開発の進展等を踏まえた供出量の設定 ・新電力の実需要を超えない購入枠の設定	①新設電源については契約期間を優遇する案を検討中。 ②固定費の二重払いを避けることを論点として検討中。 ③容量価値は容量市場でのみ取引する案を検討中(相対契約の場合は差金決済で対応可能)。	①市場開設に向けた実務的設計を卸電力取引所で実施中(当面の取引はFIT電源のみ)。 ②非FIT電源分の取引の制度設計については今後検討予定。

※エネルギー供給構造高度化法のもとで、小売電気事業者は 2030 年度に非化石電源比率 44% を実現することが義務付けられている。非化石価値取引市場は、卸電力取引において実際の電気(kWh)と非化石価値を別個に取引する道を開くツールであり、同市場からの調達によって非化石電源比率を達成することが可能となる。懸念点としては、①自ら非化石電源を開発できる小売電気事業者は限られるため多くの事業者が市場で非化石証書を調達することとなり、結果的に電力部門への排出権取引制度導入とほぼ同義になる ②仮に再生可能エネルギーと原子力がエネルギーミックスの想定ほど稼働しなかった場合、取引される証書の絶対量が不足し、証書価格が急騰し、ひいては電気料金を通じて国民負担となる ③多くの非化石電源を保有する事業者とその他の事業者の間で、競争環境の公平性が損なわれる ④証書の転売により利益を得ようとする事業者が現れる——等がある。

おわりに：2050年とその先を見据えて

国民生活と事業活動の基盤であるエネルギー問題は、国家の根本をなす重要課題である。また、エネルギー分野は、発電所、送配電網・導管網、エネルギー需要機器等、設備の形成や利用が長期にわたるインフラが多く、需給体制の変更・整備の完遂には非常に時間がかかる。そのため、エネルギー政策の検討は常に長期の将来を見据えて行う必要がある。

エネルギー基本計画の見直しに向けて、政府は現在、2030年度のエネルギーミックスの実現を主眼においた総合資源エネルギー調査会での検討に加えて、経済産業大臣の私的諮問機関として「エネルギー情勢懇談会」を設置して、2050年に向けたわが国のエネルギー需給の絵姿を検討している。長期を見据えた検討を行っていることを評価する。政府が別途検討を続けている「長期温室効果ガス低排出戦略」⁶¹の策定にあたっては、S + 3 Eに立脚したエネルギー政策の観点から考えられるわが国の望ましい絵姿と統合的な議論がなされることを期待する。

一方で、2050年のような長期を見据えた場合、革新的技術の開発・普及等、社会に非連続な変革をもたらす要因が存在しうることから、将来の予測は極めて困難である。不確実性の高さを踏まえ、単一のシナリオに依拠することのない、柔軟な政策像を描き出す必要がある。複数の将来像を視野に入れながら足元の政策を考慮することは、幅広いイノベーションの芽を育むことにも繋がる。

わが国のエネルギー需給のあり方、またそれを形作るエネルギー政策は、わが国の将来の産業構造に大きな影響を及ぼす。エネルギー政策の検討にあたっては、日本国民が引き続き豊かな生活を享受していく観点から将来の産業ビジョンを描き、そのビジョンを念頭に責任ある議論を深める必要がある。

以上

⁶¹ 「長期温室効果ガス低排出戦略」の策定にあたっては、①「環境と経済の両立」を前提に持続的発展を目指す、②カーボンバジェット等の硬直的な目標管理にとらわれず、様々な不確実性に柔軟に対処する、③「2050年80%削減」の長期目標は、「地球温暖化対策計画」に明記された条件・原則（経済成長との両立等）の下で「目指すべき『方向性』」である旨の位置づけを明確にしつつ、妥当性を検証する、④エネルギー政策のみならず、成長戦略等の各種重要政策との整合性を確保する——といった観点から検討を行うことが重要である（経団連「今後の地球温暖化対策に関する提言」（2017年10月））。

〔参考：コラム1〕原子力の再稼働遅延による事業活動と国民生活への影響（試算）

安全性の確認された原子力発電所の再稼働が遅れ、2030年度のエネルギーミックスの想定（原子力発電比率 20～22%）が実現しなかった場合、わが国の事業活動と国民生活にどのような影響を与えるのだろうか。仮に、2030年時点の原子力比率が15%に留まった場合に、不足分をLNG火力で補填したケースと、再生可能エネルギーで補填したケースについて、エネルギーミックスが実現したベースケース（原子力比率 22%）と比較した（電力中央研究所試算）。

(1) GDP の減少：2030年の実質GDPが2.5～2.7兆円減少

2030年の実質GDPは、ベースケースと比べ、LNG補填ケースで2.5兆円、再生可能エネルギー補填ケースで2.7兆円減少する。これは、①化石燃料輸入の増加に伴う「輸入増」、②物価上昇に伴う実質所得の減少がもたらす「消費減」、③物価上昇を通じた国際競争力の低下（海外価格に対する国内価格の相対的な上昇）による「輸出減」や「設備投資減」による。

2017年から2030年までの累積では、実質GDPが11～13兆円減少する。そのうち設備投資の減少は、2017年から2030年までの累計で2.3～2.5兆円に達し、特に製造業への影響が大きい（図表A）。

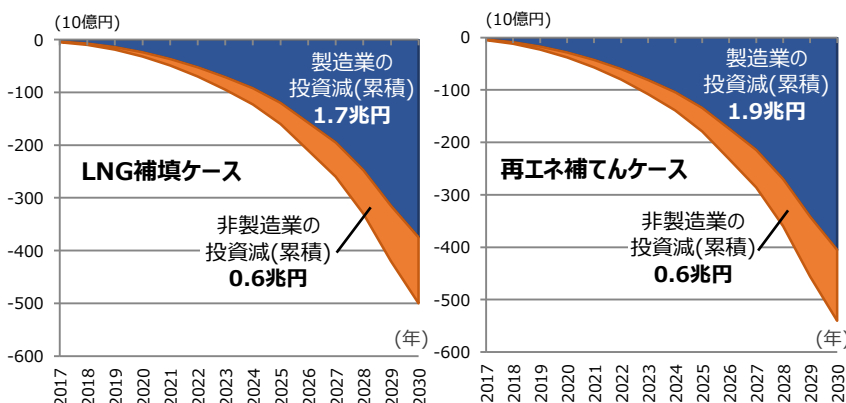
(2) 生産額の減少：機械産業が1.8～2.0兆円の減少など、製造業に大きな影響

2030年の実質生産額は、ベースケースと比べて、製造業で3.0～3.3兆円減少し、第三次産業の1.7～1.9兆円を大幅に上回る（図表B）。製造業においては、エネルギー多消費の素材産業が0.9～1.0兆円の減少となるほか、自動車や半導体などの機械産業ではそれを上回る1.8～2.0兆円の減少となる。機械産業の影響が大きいのは、電気料金上昇に伴う国際競争力の喪失によって輸出が減少するためである。

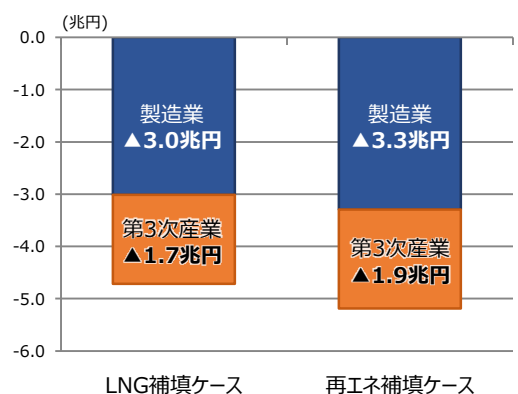
(3) 家計所得の減少：一人あたりGDPが2.1～2.3万円の減少

2030年の可処分所得は1.0～1.2兆円の減少となる。一人あたりGDPでは、2030年において2.1～2.3万円の減少となり、2ヶ月分の消費税支払額と同等の負担が上乗せされることになる。

図表 A：2030年までの実質設備投資の累積的減少



図表 B：実質生産額の減少(2030年)



※図表 A、図表 Bとも、エネルギーミックスが実現したベースケースと比較した場合の差分。

(出所：電力中央研究所「原子力発電比率の変化に伴う経済的影響の評価」
(<http://criepi.denken.or.jp/jp/serc/source/Y17502.html>))

〔参考：コラム2〕 原子力発電容量の半分を太陽光と風力で代替した場合の影響（試算）

原子力と再生可能エネルギーはともに「非化石電源」であり、地球温暖化対策と自給率向上に資する。原子力に対する国民理解が十分に深まらない状況にあるなか、原子力を再生可能エネルギー（例えば太陽光と風力）で代替する議論が散見される。

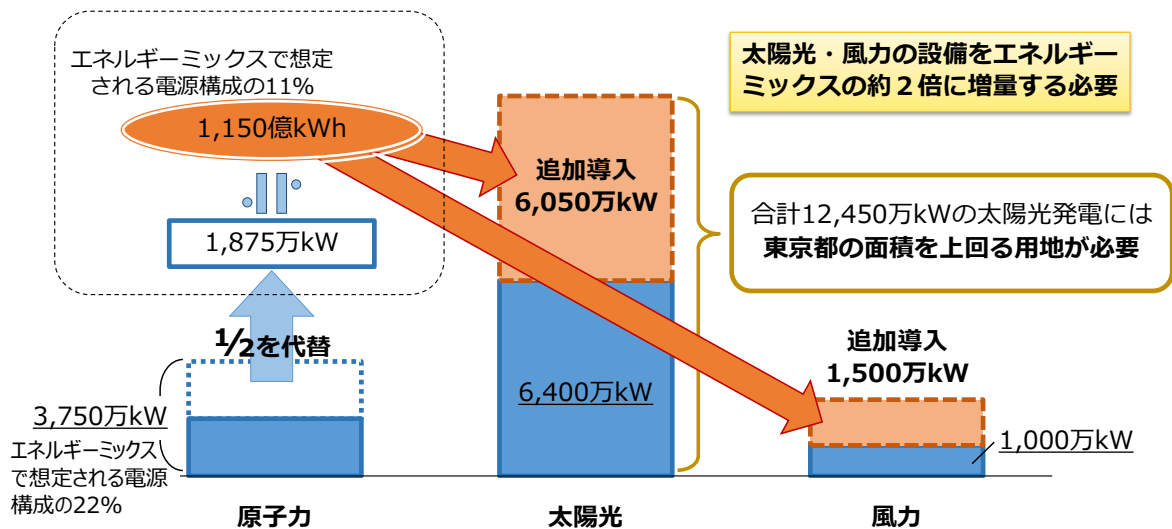
自然条件で出力が変動する太陽光・風力によって出力の安定した原子力を代替することはそもそも極めて困難だが、仮に、2030年度エネルギーミックスで想定する原子力発電電力量（20～22%）の半分を太陽光と風力で代替した場合に、どの程度の設備容量が必要なのか、試算した。

その結果、太陽光と風力は、2030年度エネルギーミックスで想定した設備導入量（太陽光 6,400 万 kW、風力 1,000 万 kW）の約 2 倍の発電設備（太陽光 12,450 万 kW、風力 2,500 万 kW）が必要になる（太陽光 12,450 万 kW を発電するためには、東京都の面積を上回る用地が必要）。原子力発電の設備利用率が概ね 70% である一方、太陽光や風力は 12～25% 程度に留まるため、同じ発電量（kWh）の確保に必要な発電容量（kW）が大きくなる。

コスト的にも、現行 FIT 制度の下で追加導入が行われれば、2030 年度 FIT 買取費用が現在の想定額（3.7～4.0 兆円）を大幅に上回るほか、太陽光や風力の適地と需要地を結ぶ送配電網の増強や、天候等に起因する出力変動を吸収するためのバックアップ電源等の確保など、追加的な対策も必要となり、一層の国民負担が避けられない。

再生可能エネルギーの導入拡大はエネルギー政策上重要であるものの、再生可能エネルギーで原子力を代替することは、国民負担や用地確保といった点で課題が大きい。

図表 C：エネルギーミックスで想定される原子力の半分を再生可能エネルギーで代替した場合の発電容量（試算）



※下線はエネルギーミックスで想定されている発電容量

※追加導入の風力は、NEDO 想定 of 導入可能量(事業性・実現性等を加味)を適用

(電気事業連合会試算に基づき作成)

〔参考：コラム3〕ドイツの再生可能エネルギー普及政策に学ぶ

再生可能エネルギーは、長期的にはわが国のエネルギー供給において大きな役割を担うことが期待されるものの、普及拡大にあたっては多くの課題がある。諸外国はこうした課題をどのように乗り越えようとしているのか。以下では、再生可能エネルギーの普及に先進的に取り組んできたドイツの事例を概観しつつ、わが国への示唆を考える。

(1) FIT 賦課金の負担軽減

ドイツでは、FIT 賦課金の増大が問題となっていることを受けて、政府が太陽光発電設備の価格低下を買取価格に速やかに反映させる制度改正を行うなど、コストダウンを進める施策を次々に実施してきた。しかし、賦課金抑制効果は十分とはいえず、2017年の賦課金単価は6.88 ユーロ/kWh（電気料金への2割超の上乗せに相当）にのぼる。

ドイツ政府は、賦課金高騰の原因として、太陽光の導入量に上限を設けなかったことを挙げている。導入量の上限値設定は、FIT 制度下で導入量のコントロールを行っていないわが国に対して重要な示唆を与えるものである。

(2) 環境適合性の確保

FIT による補助を受けた再生可能エネルギーが大量に市場に流入することで、卸電力市場の取引価格が下落している。この影響で、コスト競争力で勝る石炭・褐炭火力の稼働が増加する反面、環境性に優れた天然ガス火力の閉鎖が進んでいる。その結果、ドイツ政府は、CO2 排出削減が進まず、2020年の削減目標は大幅な未達になると予測している。

わが国における政策検討にあたっては、電力自由化のなかでどのように環境適合性を確保していくのかを意識することが重要である。

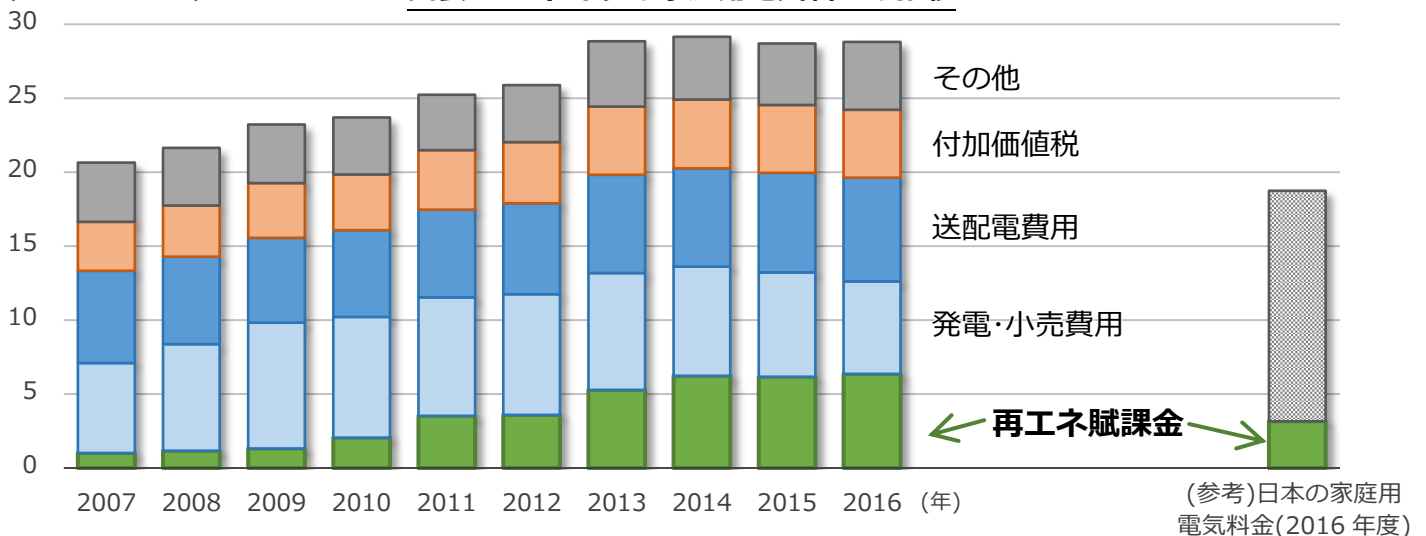
(3) 送電ネットワークの確保

ドイツでは風力発電のポテンシャルが北部に偏在しているが、国内の送電線整備は地元の反対等で遅れている。送電網で結ばれた隣国に余剰電力を送るなどして需給のバランスを維持しているものの、過去に近隣諸国との間に軋轢を生じたこともあり、地域によっては風力発電の導入量に制限を設けている。

島国であるわが国では、送配電網が海外と結ばれていない。自国内での供給安定性確保について、より慎重に考慮する必要がある。

(ユーロセント/kWh)

図表 D：ドイツの家庭用電気料金の推移



※日本の家庭用電気料金は第4回電力・ガス基本政策小委員会より。2016年の為替水準を参考に1ユーロ=120円として計算。

なお、ドイツは企業の国際競争力を確保する観点から産業部門にFIT 賦課金の大幅な減免を認めているため、その分、家庭の負担が一層重くなっている。

(ドイツ連邦エネルギー・水道連合会「BDEW-Strompreisanalyse November 2016」を基に作成)