

再生可能エネルギーの主力電源化に向けた取り組みの加速を求める

2018年10月12日
一般社団法人 日本経済団体連合会
資源・エネルギー対策委員会企画部会

はじめに

政府は、2018年7月に閣議決定した「エネルギー基本計画」において、再生可能エネルギーの主力電源化を目指して取り組む方針を明示した。経団連としても、再生可能エネルギーを主力電源化していくことは重要な政策課題と考える¹。

再生可能エネルギーの主力電源化に向けた動きは世界各国で進んでいる。わが国としても、S+3E²のバランスが取れた次世代の再生可能エネルギーのグランドデザインを描き、その実現に向けた取り組みを加速していく必要がある。

9月6日に発生した北海道胆振東部地震では、大規模電源の損傷・脱落に伴って周波数が不安定化、連鎖的な発電所の停止によって道内全域が停電するというかつてない事態が発生した。ライフラインとしての電力の重要性が再認識されるとともに、水力をはじめとする再生可能エネルギーが不足する電力供給を支える一助となったことは、再生可能エネルギーのポテンシャルの一側面を示したともいえる。今後、主力電源化の実現に向けては、再生可能エネルギーが一層安定供給に貢献する電源となる必要がある。

今般、総合資源エネルギー調査会の「再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」において、再生可能エネルギーの主力電源化に向けた各種の議論が進んでいることから、同小委員会の検討事項を中心に、以下のとおり考えを述べる。

1. なぜ今、主力電源化なのか：環境・エネルギー・産業政策上の機会と課題

戦後しばらくの間、わが国の電力供給の主力は水力であった。その後、経済成長に伴う電力需要の増加や石油危機の発生、さらには地球温暖化対策の機運の

¹ 以下、主力電源とは、供給力として一定の規模を有するのみならず、経済性や供給安定性の面でも自立した電源を指す。

² わが国のエネルギー政策の根幹をなす概念であり、安全性（Safety）の確保を大前提に、安定供給（Energy security）、経済効率性（Economic efficiency）、環境適合性（Environmental suitability）を鼎立させることをいう。

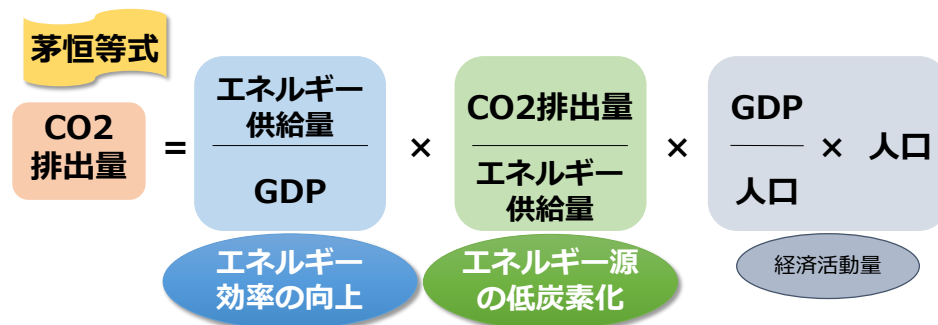
高まり等を受け、火力・原子力にも主力電源としての役割を求め、現在に至るまで、S+3Eのバランス確保を図り続けてきた。

そして今、環境・エネルギー・産業のいずれの政策分野の観点からも、機会獲得と課題解決の両面で、再生可能エネルギーを主力電源として活用していくことが求められている。

(1) 環境政策（地球温暖化対策）

改めて指摘するまでもなく、2015年のパリ協定の採択に代表されるように、世界の温暖化対策の機運は高まり続けている。

経済成長と温暖化対策を両立させるためには、エネルギー源の低炭素化とエネルギー効率の向上を並行して進めることが不可欠である。これは、以下に示した茅恒等式からも明らかである。



温暖化対策は地球規模で行う必要があることは言うまでもないが、その前提となる国内に目を向けると、わが国のエネルギー効率は引き続き高水準である一方、エネルギー源の低炭素化では、様々な制約から遅れをとっていると言わざるを得ない。エネルギー源の低炭素化に向け、原子力とともに、再生可能エネルギーの利用拡大が重要な役割を果たす。

(2) エネルギー政策

エネルギー政策では S+3E のバランスが重要であり、とりわけ環境面で、今後、非化石電源のより一層の拡大が重要な鍵になると目されている。原子力³と並んで非化石電源に位置づけられる再生可能エネルギーについては、環境適合性の向上やエネルギー安全保障の確保の観点から、より一層の活用が求められる。2030年度のエネルギーミックスに掲げられた22～24%の電源構成比を実現し、さらにその先の将来に向けて利用を拡大していくための布石を打つことが重要

³ 原子力は、これまで主力電源としての役割を果たしてきた実績があり、わが国にとってのベストミックス実現の観点から、安全性の確保を大前提に、活用を継続していくことが必要である。まずは2030年度のエネルギーミックスに盛り込まれた電源構成比（20～22%）の実現に向け、着実な取り組みを進めることが求められる。

である。

再生可能エネルギーの発電コストは世界的に下落しており、今後、国内での発電コストが同様に低下することによって利用が大幅に拡大すれば、エネルギー供給の大宗を輸入燃料に頼らざるを得ず、国際情勢による燃料価格の変動で安全保障や経済に大きな影響を受けるというわが国の構造的な弱点を克服できる可能性もある。

また、再生可能エネルギーは既に設備容量にして約 6,000 万 kW が導入されており、規模の面ではわが国の電力供給を担う主要な電源の一角であることは疑いようもない。しかし、これは取りも直さず、再生可能エネルギーが高コストあるいは不安定な電源のままであれば、電力の調達と安定供給の確保の両面で必要なコストが増加し、わが国の電力供給全体が高コストなものとなることを意味する。

特に、エネルギーに係る国民負担との関係では、現状、多くの国民負担が FIT 制度（固定価格買取制度）、すなわち再生可能エネルギー発電量の拡大に向けた補助制度に集中的につき込まれ、わが国の電気料金を諸外国に比して高止まりさせる大きな要因となっている⁴。電気料金の上昇は、国内市場・国際市場の双方で海外勢との熾烈な競争に晒される製造業をはじめ、わが国の多くの企業の競争力を減退させるのみならず、わが国のビジネス環境の魅力を大きく削ぎ、グローバルな都市間の立地競争に遅れを取ることもなりかねない。さらに、消費エネルギーの電力化が進むデータ駆動型社会、ひいては Society 5.0 の実現をも阻害することになる⁵。

再生可能エネルギーが主力電源として、火力・原子力並みに安価で安定した電力供給の担い手となるべく、次のステップに踏み出す時期が到来している。

(3) 産業政策

世界的に技術水準の向上と低コスト化が進み、今や再生可能エネルギーは、単なる温暖化対策・エネルギー供給対策にとどまらない、成長力の源泉として注目されている。

とりわけ、全国大の送配電網が整備されていない途上国が今後の経済成長に

⁴ 産業用・業務用の電気料金に占める賦課金の割合は既に 16%に達している（2017 年度、旧一般電気事業者平均；第 7 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料より）。

⁵ 個々の需要家が直面する FIT 制度による電気料金上昇は、賦課金総額を電力需要で除して得られる賦課金単価の上昇によってもたらされる。賦課金総額の抑制に加え、国内電力需要の拡大等によって賦課金単価の上昇を抑制する視点も重要である。

よって電力需要を拡大させると見込まれているなか、再生可能エネルギーには分散型電源としてそうした需要に応えるポテンシャルがある。気候変動対策や経済成長と並んでエネルギーアクセスの改善を謳う SDGs への貢献としても、再生可能エネルギーの寄与は大きい。

国内に目を向ければ、普及価格帯の太陽光パネル等、海外に遅れをとっている分野もあるものの、新型太陽電池や地熱発電設備、浮体式洋上風力発電設備など、わが国の技術が強みを有する分野もある。さらに、太陽光・風力といった自然変動電源の導入が拡大すれば、蓄エネルギー技術への需要も高まると考えられる。蓄電池の開発や水素社会の実現に向けた取り組みでは、わが国は世界の最先端を走っており、拡大する商機をわが国の成長力として取り込むことも期待できる。

これらのチャンスを実確につかみ取る観点から、再生可能エネルギーの社会実装を進めることには意義がある。国産技術の市場競争力が高まることによる技術自給率の向上は安全保障の観点からも好ましい。

加えて、再生可能エネルギーの利用を求める様々なステークホルダーからの要請に、わが国企業が応えることのできる環境づくりという観点も重要である。世界的に ESG 投資への注目が集まるなか、金融機関が投融資先企業の利用しているエネルギー源への関心を高めており、商品の買い手である消費者やサプライチェーン下流企業が再生可能エネルギーの利用を求める風潮も着実に強まっている。再生可能エネルギーが大量かつ安価に供給されなければ、わが国企業がこうした要請に十分応えることは難しく、結果として国際競争上不利にもなりかねない。

こうした観点を踏まえれば、産業政策上も、再生可能エネルギーのいち早い主力電源化が求められているといえる。

2. 主力電源化に向けて何をすべきか：低コスト・安定供給・持続的事業

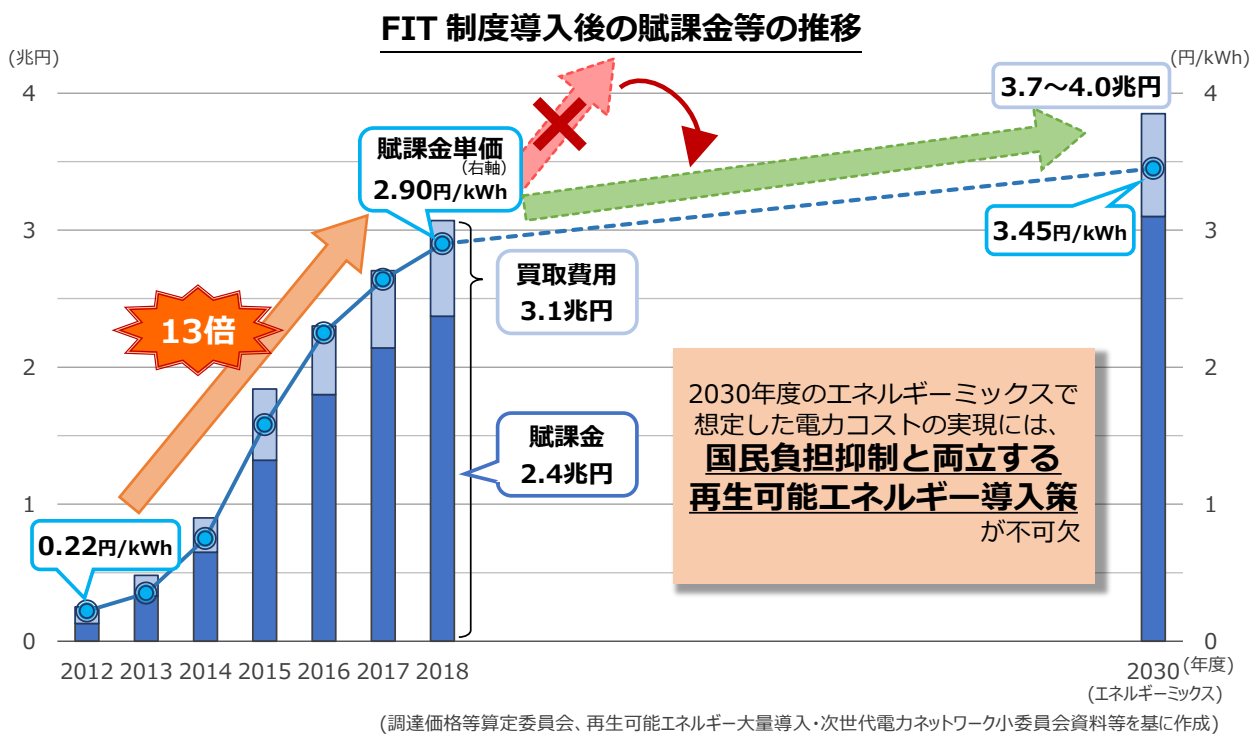
発電時に CO2 を排出しない電源である再生可能エネルギーは、今後の主力電源に求められる「低炭素な電源」という要件を自明に満たしている。これに加えて、再生可能エネルギーが主力電源となるためには、低コスト・安定供給・持続的事業の3点を満たす必要がある。

(1) 「低コスト」の実現

低コスト化は、再生可能エネルギーの主力電源化に向けて最も重要な要件である。コストが市場競争に十分耐えうる水準まで低下すれば、市場原理のもと、

再生可能エネルギーの導入は自然体で拡大する。

現在、多くの再生可能エネルギー事業は FIT 制度を前提に成り立っており、FIT 制度による毎年の買取総額は 2018 年度時点で 3.1 兆円に達している。あと 12 年を残す段階で、エネルギーミックスが想定した「2030 年度に 3.7~4.0 兆円」という水準に急速に近づいている。想定を超えて無制限に国民負担が増大すれば S+3E のバランスを損ねる以上、FIT 制度による買取上限額をエネルギーミックスの想定と整合的に定めることは不可欠である。その限られた国民負担のなかで最大限の再生可能エネルギーの導入を可能とするため、低コスト化の意義は極めて大きい。



① FIT 買取価格の合理化

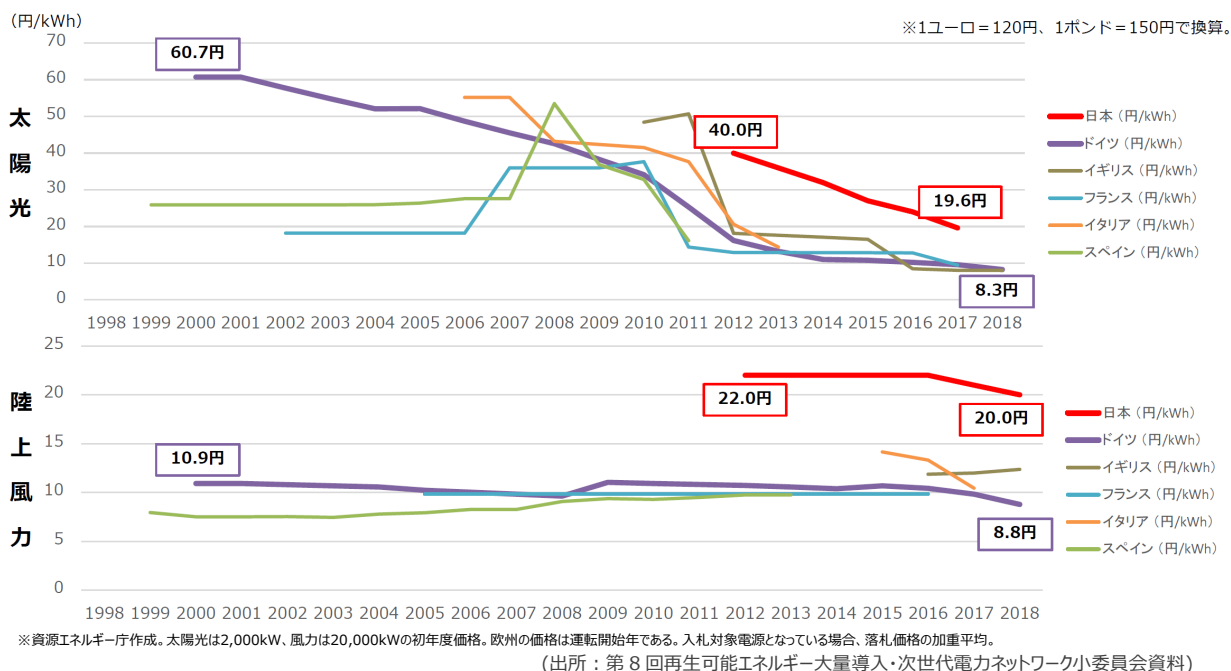
現行 FIT 制度の存在は、再生可能エネルギーの低コスト化に向けた大きな障壁の 1 つである。

2012 年の制度開始当初から世界の標準的買取価格の 2 倍程度にあたる高額な買取価格を保証した FIT 制度は、わが国の再生可能エネルギー事業のコスト低減インセンティブを抑制している⁶。買取価格の引き下げは図られてきているも

⁶ 政府審議会において、国内で 10 円/kWh を下回る発電コストを実現している太陽光案件は、工事を自社で実施する、パネルをメーカーとの直接取引により調達する等の工夫を行っていることが明らかにされた（第 8 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料より）。このことは、FIT 制度の開始から 6 年の間に高い買取価格を前提とする多段階流通等の高コスト構造が固定化したことで、通常のサプライチェーンを利

の、現在でも、太陽光や風力でいえば、世界の標準的価格水準の2倍程度の価格帯での買い取りが続けられている。

国内外の再生可能エネルギー買取価格（太陽光・陸上風力）

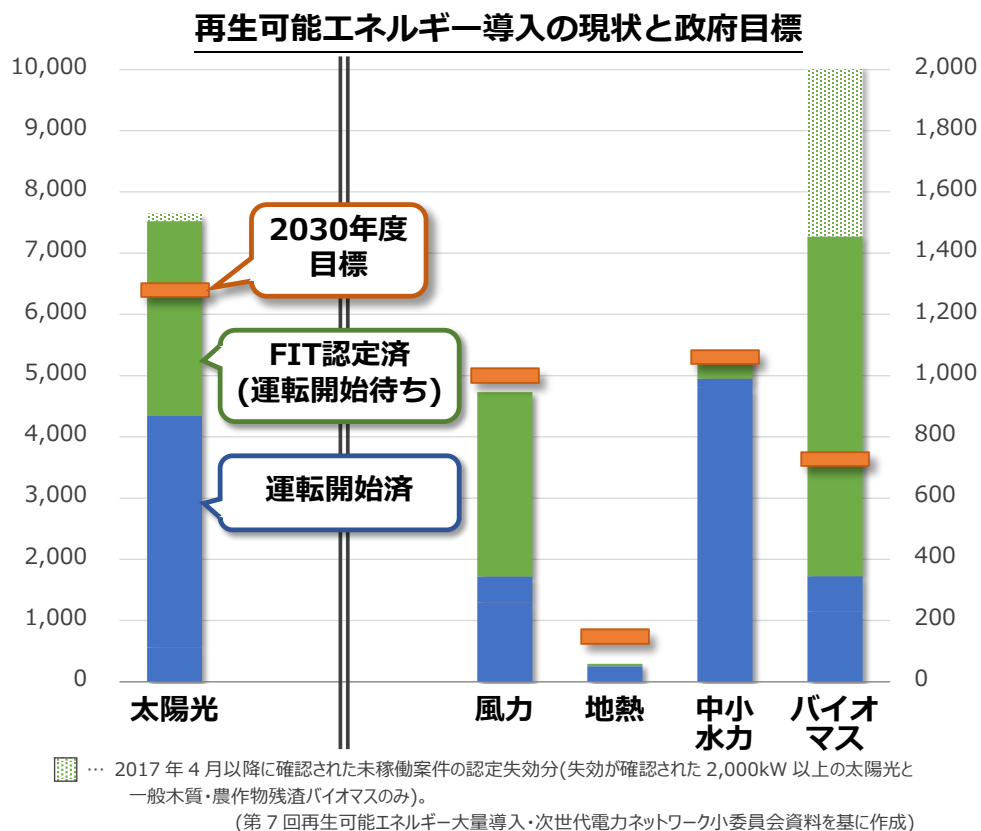


世界で進む再生可能エネルギーの低コスト化へのキャッチアップを促し、FIT制度による大きな国民負担を低減する観点から、国際標準価格を参照して forward-looking な買取価格を設定することが求められる。その前提のもとで、工事費、人件費、用地取得費、系統接続費等、わが国独自のコスト高の原因となりうる要素をトップランナー的なアプローチに基づき勘案することとすべきである。

入札制の最大限の活用も重要である。自家消費を主目的とする小規模のものや競争が働かない程度の数の案件しか存在しないものを除き、全ての電源を入札対象とすべきである。また、今後 FIT 法を改正し、例えば太陽光と風力など、複数の電源区分に跨る入札を実施すれば、さらに国民負担を抑制しつつ、コスト効率的に再生可能エネルギー導入を進めることができると期待される。

既に、太陽光・風力・中小水力・バイオマスについては、各々の運転開始済み容量と FIT 認定済み未稼働案件容量の合計が、2030 年度のエネルギーミックスで想定された導入量に匹敵ないし超過している⁷。認定済み未稼働案件の一部は

用する事業者のコストダウンが進められなくなっている可能性を示唆するものである。
⁷ FIT 制度下でも導入・認定量が伸び悩んでいる地熱に関しては、将来的にベースロード電源となることも期待されることから、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。また、地熱資源の開発規制については、常に最新の科学



事業実施にたどり着かないと考えられる⁸ものの、もはや平均的コストに適正利潤を乗せて支援対象を決めるべき状況にはなく、望ましい価格で事業を行える案件間で競争し、最も安価な水準のものを導入していくプロセスを繰り返すことで、自立した主力電源として再生可能エネルギーを導入すべき段階に来ているといえる⁹。

② 未稼働案件への対応

FIT制度に関し、限られた国民負担のもとでの最大限の再生可能エネルギー導入の観点から見直すべきもう一つの点が、未稼働案件への対応である。

2016年のFIT法改正とその後の省令等改正により、新認定制度への洗い替え、FIT認定取得前の接続契約締結の義務化、そして運転開始期限の設定と、未稼働案件の発生を抑制するための手立てが講じられた。しかしながら、そうした対策

的知見を反映した合理的なものとするのが望まれる。

⁸ 特に、買取価格等の変更を受けて2016～2017年度にFIT認定が急増した一般木材等バイオマスに関しては、事業者から「燃料調達が難しくなっており、FIT認定取得済案件のうち2割程度しか実際に導入されない」（調達価格等算定委員会「平成30年度以降の調達価格等に関する意見」, p.47）といった指摘もなされている。

⁹ なお、技術開発や事業のフェーズに応じ、研究開発・社会実装への適切な支援は引き続き必要である。特に、わが国の産業競争力強化につながる技術分野への支援を重点的に進めていくべきである。

にもかかわらず、未だに滞留を続ける未稼働案件が存在している。

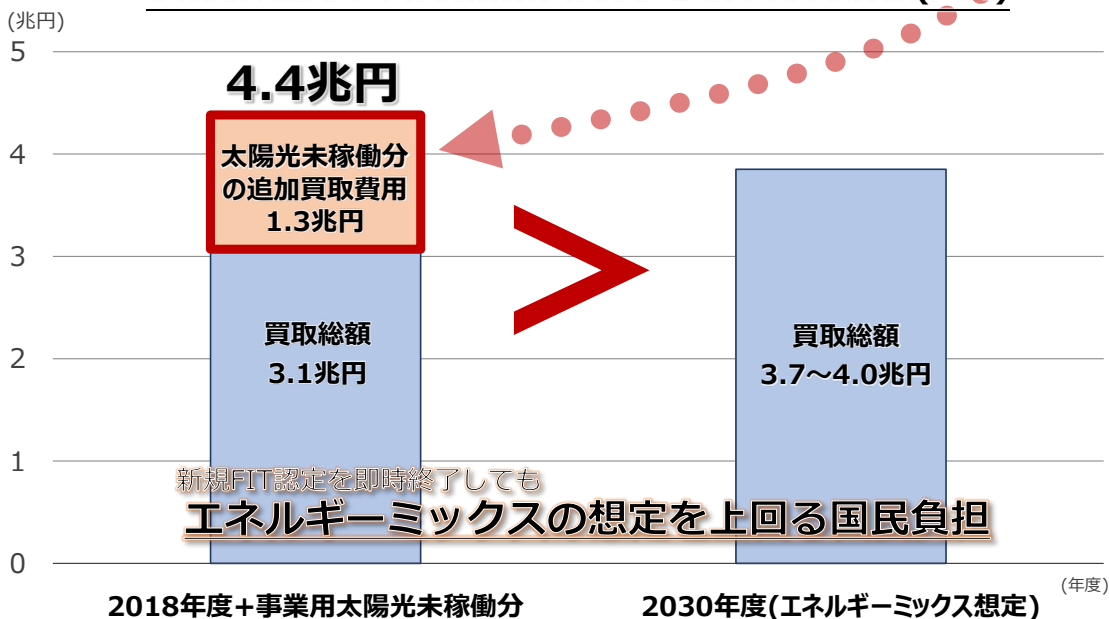
政府が公表した未稼働案件の容量に基づけば、例えば太陽光の未稼働分が稼働しただけでも、約 1.3 兆円の買取費用が追加で発生すると試算される。2018 年度の買取費用総額が 3.1 兆円であることを踏まえれば、2030 年度のエネルギーミックスで想定された 3.7~4.0 兆円という買取費用を、太陽光未稼働案件の稼働だけで超過する計算である。

事業用太陽光の FIT 認定状況

認定年度	調達価格 (円/kWh)	認定量合計 (万kW)	うち既稼働	うち未稼働		未稼働案件稼働時の買取費用(億円/年)*
2012年度	40	1,480.9	(1,130.0	350.9)	→	1,734
2013年度	36	2,639.1	(1,328.9	1,310.2)	→	5,826
2014年度	32	1,249.1	(506.4	742.6)	→	2,935
2015年度	29(～6月) 27(7月～)	350.9	(167.9	183.0)	→	644
2016年度	24	793.8	(122.5	671.3)	→	1,990
2017年度 (～12月)	21 (2MW以上は入札)	27.5	(7.2	20.4)		

未稼働案件の稼働で買取費用 **1.3兆円増**

事業用太陽光の未稼働案件が稼働した場合の買取総額(試算)



※設備利用率は 14.1%と仮定(2016年6月～2017年5月の1年間に発電された電力量と個々の設備の認定出力から算出された事業用太陽光(10kW以上)全体の設備利用率(調達価格等算定委員会「平成30年度以降の調達価格等に関する意見」より)。2015年度の調達価格は28.5円として試算。(第7回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料を基に作成)

特に、旧 FIT 法下で認定を取得し新認定に移行した、いわゆる「みなし認定」案件には、運転開始期限の適用を受けないものが存在している。再生可能エネルギー発電機器、とりわけ太陽光パネルの価格は数年来劇的な値下がりを見せており、過去の高い買取価格で認定を受けた案件が安価になった設備等を利用し

て事業を実施すれば、大きな利潤を得ることができる。しかしながら、こうした行為は FIT 制度の買取価格設定の基本理念である「適正コストに適正利潤を加える」という考え方から逸脱していると言わざるを得ない。

限りある国民負担は、過去に認定を取得した事業者に必要な以上に大きな利潤を与えるよりも、より効率的な事業実施が可能な後発の発電事業者の支援に充て、再生可能エネルギーの導入を最大限拡大すべきである。未稼働のまま認定後数年の時間が経っている案件、とりわけ運転開始期限の設定がないものについては、実際の施工時点あるいは運転開始時点でのコストを反映した適正な買取価格に見直すことが不可欠である¹⁰。

③ システムコスト全体での低コスト化

新たなエネルギー基本計画において指摘されているように、「電源別のコスト検証のみでは、実際に要する他のコスト（需給調整コスト、系統増強等に要するインフラコスト等）も含めたシステム全体でのコストの比較をすることは困難である」¹¹。再生可能エネルギー、とりわけ量的拡大が見通される太陽光・風力は、出力に間欠性がある自然変動電源であるため、安定供給には調整力が不可欠である。また、日照や風況、地価等に応じて立地を選択するために、既存系統の整備状況とは無関係に、特定地域に集中的に導入される傾向があり、系統増強コストの肥大化が懸念される。再生可能エネルギーは限界発電費用がゼロであることが強調されがちだが、前述のとおり固定費を含めた発電コストの低減が道半ばであるのみならず、調整力の確保や系統整備費用等を含めたシステムコスト全体で再生可能エネルギーがコスト競争力を獲得すること、ひいては再生可能エネルギーが使用端の電力コスト低減に貢献するようになることこそが本質的な目標であり、真に主力電源化するための要件であることを忘れてはならない。

そのためには、各種施策による発電コストの大幅な引き下げに加え、追加的な調整力や系統整備に要する費用を最大限圧縮する必要がある。各種施策による発電コストの低減はもとより、送配電事業者間で機器類の仕様統一や共同調達を進め、さらには IoT やビッグデータといったデジタル技術を活用した効率的なメンテナンスで保守費用を削減するなど、系統整備コストの圧縮に向けた一層の取り組みが求められる。加えて、再生可能エネルギーの発電出力の安定化や調整力の広域調達・運

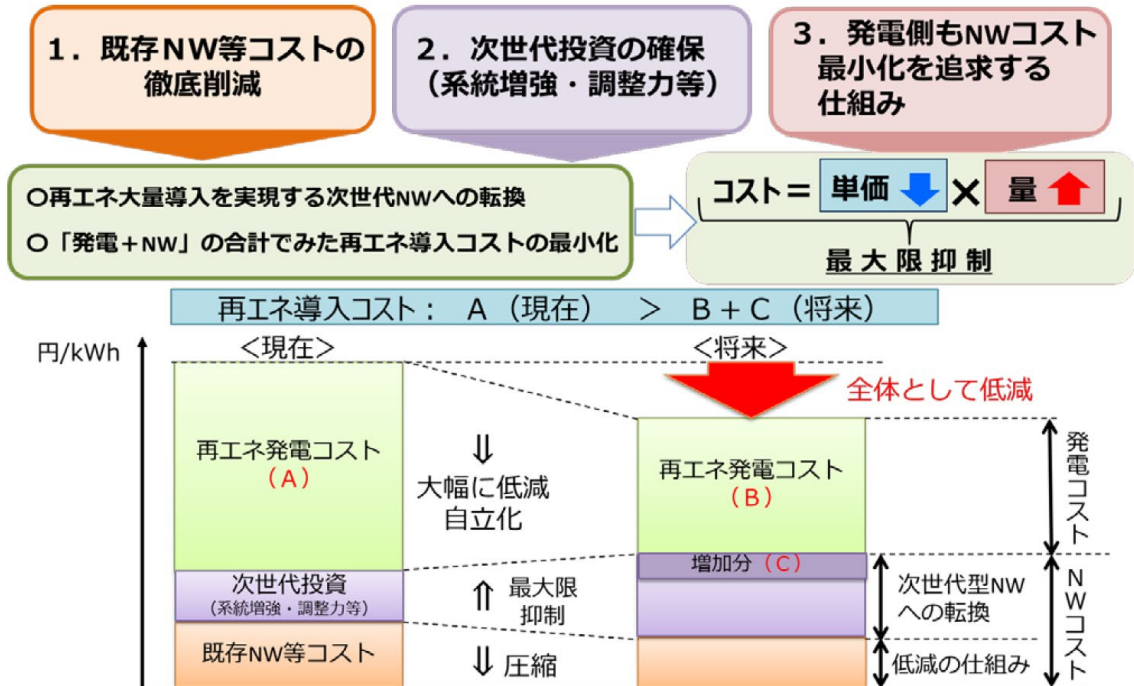
¹⁰ 買取価格の見直しに伴い、認定を取得していた案件の一部は実施が断念されると想定される。そうした案件を FIT 認定済のまま滞留させることは望ましくないため、既に設定されている運転開始期限に加え、認定から一定の期間が経過した未稼働案件の認定を一律で失効させる期限を設けることも考えられる。

¹¹ 「エネルギー基本計画」（2018年7月），p.97。

用によって調整力確保のコスト合理化も進めていくことが重要である。

政府はこうした課題を踏まえ、再生可能エネルギーのシステムコストを確実に引き下げるべく検討を進めていると認識している。実効ある対策を推進していくべきである。

電力ネットワークコスト改革に係る政府の基本方針



※日本版コネクと&マネージ等により、必要となるNW投資量を低減させることも必要
(出所：再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 中間整理(2018年5月))

(2) 「安定供給」の実現

再生可能エネルギーが主力電源と評価されるためには、電力の安定供給に貢献する電源となることが必須の要件である。

① 発電出力の安定化

まず、系統に接続する再生可能エネルギーに対し、適切なグリッドコードへの適合を求め、安定供給を確保すべきである。特に、系統側の制約に基づく出力制御への対応はもとより、柔軟な出力調整によって再生可能エネルギーが系統の安定に積極的に貢献できることが必要である。Society 5.0時代に求められる電力の品質（電圧や周波数の安定度）は、これまで以上に高いと考えられる。再生可能エネルギーがわが国の高品質な電力供給を支えるものとなるよう、産学官連携の下で検討が進められることを期待する¹²。

¹² 現在、系統の周波数・電圧は、慣性力を有する同期発電機が複数存在することで安定的に維持されており、非同期電源である再生可能エネルギーの導入拡大により慣性力が低下

また、現状、FIT 制度に付随するインバランス特例等の措置により、FIT 発電事業者は自ら発電予測を行う必要がない、あるいはインバランス責任を負わない、といった運用が行われている。こうした仕組みのもとでは発電事業者の安定供給インセンティブが高まらない。天候予測が現在の技術では困難であるといった事情を踏まえ、出力予測や故障・事故対策に実直に取り組む事業者に過度なペナルティを課さないことを前提に、発電事業者が自ら計画発電量を設定し、これに沿って発電を行うような制度にできるだけ早期に改めるべきである。

② 調整力の確保

発電出力を安定化する取り組みを行ったうえで、必要な調整力の確保に向け、需給調整市場や各種規定の整備を進めるべきである。特に需給調整市場については、現時点では調整力が費用に見合う価格水準で取り引きされるか不透明である。市場取引の状況等に鑑みて、制度を適宜見直していくことが必要である。

さらに、現在は主として火力や揚水が担っている調整力について、将来的にはデマンドレスポンス（DR）や蓄電池、水素といった各種技術の役割が拡大していくことが期待されている。エネルギー政策・科学技術政策の両面から、こうした技術の研究開発・実証を支援すべきである。

③ 送配電網の次世代化

次世代における再生可能エネルギーの最適利用に向けては、送配電網が担う役割も重要となる。

今後、屋根置き太陽光や小規模バイオマス、EV 車載を含む蓄電池といったリソースの配電網への接続が増加すると考えられる。こうした電源を組み合わせることで、配電系統内部での需給調整、上位系統への影響の最小化を図ることが可能となる。

送電網に関しては、臨海部に設置された大型発電所による送電から、再生可能エネルギー立地適地よりの送電へと、リバランスが進んでいくことが想定される。既存設備の更新を進めるなかで、漸次、送電ルートや容量の最適化を図っていくべきである。

送配電網の次世代化に向けては、送配電事業において、単なる既存設備の維持に留まらない戦略的な投資を促す制度設計が必要である。諸外国の事例も参考に、事業規制のあり方の見直し¹³等も含め、必要な投資を着実に実施するための

すると系統安定度が低下する懸念がある。電力システム全体として、こうした課題にも対応していく必要がある。

¹³ 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

インセンティブについて検討を進める必要がある。

なお、こうした見直しにあたっては、燃料費の抑制や CO2 削減、系統安定性等を適切に勘案した費用便益分析を公開プロセスにより実施するなど、費用負担者となる電力需要家にとって納得感ある形で検討が行われることが重要である。特定の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定量的に示したうえで、公開の場で議論を行うべきである。

(3) 「持続的事業」の実現

持続的事業の実現は、再生可能エネルギーが一過性のブームでなく、将来、少なくとも数十年間にわたって、わが国の電力供給の主力を担うために不可欠となる要件である。

現行 FIT 制度が再生可能エネルギーの事業リスクを限りなく低減した結果、現状、責任ある発電事業への参入ではなく、資産運用の観点から発電設備を設置するケースが相当数存在していると考えられる。現に、FIT 制度によって急激に導入が拡大したわが国の再生可能エネルギーは、その大部分が太陽光であり、とりわけ小規模な事業用太陽光に極端に偏重している¹⁴。こうした小規模案件のなかには遊休地を効率的に活用するなどして潜在的に低い発電コストで電力供給を行っている案件もあるものの、多くは資産運用の一環として「太陽光発電所に投資している」感覚で発電事業に参入していると考えられる。

今後、主力電源として、コスト面でも、発電量管理等の実運用面でも、通常発電事業としての自立した運営が求められるなか、資産運用の一環としての再生可能エネルギー発電事業への参入は魅力を失うと思われる。結果として、FIT 制度等による補助の縮小・終了に伴って、再投資が行われず、発電事業からの離脱が進むことが予想される。

再生可能エネルギーを主力電源化していくうえでは、単なる投資目的の事業主体でなく、責任・規範を持って発電事業を担う主体に参入を促す必要がある。さもなければ投資環境の悪化に伴って急速に事業撤退が起これ、電力の安定供給に差し障る事態ともなりかねない。これは、わが国の経済社会にとって由々しきことである。規範ある事業者を育成するため、発電事業としてしかるべき水準

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; $\text{Revenue} = \text{Incentives} + \text{Innovation} + \text{Outputs}$)。

¹⁴ 事業用太陽光のうち、認定容量の約 3 割、件数では 95% が設備容量 50kW 未満の小規模案件となっている (第 7 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料より)。

の規律を整備し執行することが求められる¹⁵。

そうした規律が事業の集約・大規模化を促せば、事業者にとって再生可能エネルギーが主軸事業の一つとなり、事業の継続可能性が大いに高まるとともに、再生可能エネルギーの市場競争力強化、産業の強靱化にも資すると考えられる。適切な規律の整備に向け、足元から準備を進めるべきである。

大規模事業者の参入に備える観点からも、一刻も早く市場ベースの再生可能エネルギー事業への移行が進むことが望まれる。

おわりに

ここまでに示した課題は、いずれも現時点から検討を深め、可能な限りの対応を早急に進めていくべきものである。

一方で、再生可能エネルギーの主力電源化に向けては、2020年度までに行うFIT法の抜本見直しをはじめ、これに留まらない対応が必要となる。経団連としては、引き続き、再生可能エネルギーの主力電源化を通じたわが国経済社会の便益の最大化に向け、政策動向を注視するとともに、必要な検討を行っていく。

以 上

¹⁵ FIT制度のもとで急速に導入が進んだ太陽光発電に関しては、太陽光パネルが製品寿命を迎える2040年頃、短期間に大量の廃棄が行われる見通しである。太陽光パネルの放置や不法投棄を防ぎ、含有される有害物質の処理等を含め適切な廃棄がなされるよう、廃棄に至るまで発電事業者が責任を持って対応することを確認・徹底すべきである。ただし、FIT制度上、事業用太陽光については買取価格のうち資本費の5%が廃棄等費用として計上されており、発電事業者には廃棄費用積立の義務も課されるようになった。既に国民負担によって廃棄費用を確保している以上、適正処理のための費用を二重に国民に求めることがないよう、適切な制度設計を行う必要がある。政府には引き続き、事業者と連携しつつ対応を進めることを求める。