

日本を支える電力システムを再構築する
— Society 5.0 実現に向けた電力政策 —

2019年4月16日

一般社団法人 **日本経済団体連合会**

提言の公表に寄せて

本提言は日本のエネルギー、とりわけ電力が危機に直面しているという問題意識の下に検討し、取りまとめを行いました。日本は国内に化石燃料資源をほとんど持たない国です。それにも関わらず、ほぼ停電の無い高品質な電力をどこでも使える環境が出来上がっています。しかし、東日本大震災以降、電力をめぐる状況は劇的に変化し、大きな課題を抱えることになっています。一方で、その対策に向けた議論は、必ずしも多くの方を巻き込んで進められているとはいえません。本提言では、こうした課題とその解決策について記述しています。

日本の現状をめぐるっては、大きく分けて4つの課題が挙げられます。

第一に、電源の構成比率に占める石炭や天然ガス等の化石燃料の割合が約80%に達しています。大震災直後はやむを得ないものと考えられていましたが、震災後8年が経過し、地球温暖化対策の観点から国際的な批判を強く浴びるようになりました。

第二に、地球温暖化対策として、太陽光・風力発電等の再生可能エネルギーを増やすことが求められますが、日本では大型の再生可能エネルギーに適した地域が偏在しており、大消費地に送る送電設備が決定的に不足しています。再生可能エネルギーを電力ネットワークに安定的に組み込む仕組みも十分整備されていません。

第三に、原子力発電は、震災以降、安全対策はしっかり進められていますが、様々な事情で再稼働できておらず、電力会社の大きな経営負担になっています。

第四に、結果として日本の電気料金は相対的に割高になっています。震災以前から進められてきた電力システム改革は、自由化による競争活性化を通じた電気料金の抑制を一つの目的にしてきましたが、結果としては投資抑制を招いているように思われます。

エネルギー並びに電力政策の基本はS+3Eです。しかし、このままでは、今後3E（安定供給、経済効率性、環境性）のいずれも保証できなくなる状況になっているといえます。これに対処するには技術開発や新たな設備への投資環境を整えることが必須であり、その方策を探ることがこの提言の目的です。エネルギー、電力の課題解決には長い時間がかかりますから、今すぐ着手し、継続的に取り組んでいくことが大切です。この提言がそのきっかけになれば誠に幸いです。

会長

中西 宏明

目次

提言の公表に寄せて

はじめに	1
1. 総論	2
(1) 電力システムを取り巻く動向と政策の方向性.....	2
① 3D に向かう世界の電力システム	2
② 電力投資の停滞を打開し、Society 5.0 へ	3
(2) 電力投資の全体像	4
(3) 2030 年以降の電力システム像の具体化	5
2. 電力需要	7
(1) 原単位改善への継続的努力と経済活動量の拡大.....	7
(2) 多様な需要家ニーズへの目配り	8
3. 発電分野	9
(1) 卸取引の市場化	9
① 安定供給の確保	10
② 発電に係る各価値の適正な取引	11
③ 市場設計全体の運用の検証	12
(2) 非化石電源の活用拡大	12
① 再生可能エネルギーの主力電源化	13
② 原子力の継続的活用	15
③ 蓄電・蓄エネルギー技術の開発と水素社会の実現.....	17
4. 送配電分野	19
(1) 次世代電力ネットワークの構築	19
(2) 社会便益と国民負担を衡量した系統整備	19
① コスト効率的な次世代化の推進	20
② 多様な電力供給モデルの検討	21
(3) 次世代化投資の確保	22
① 託送料金制度のあり方	22
② 託送料金負担のあり方	22
③ FIT 賦課金の使途拡大等に対する考え方	23
5. ファイナンス	24
結びにかえて	25

はじめに

改めて確認するまでもなく、エネルギーは国民生活や事業環境の基盤である。豊かで活力ある経済社会を実現する観点から、エネルギー政策においては、わが国の地理的・経済的事情を踏まえ、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）、環境性（Environment）のバランス（S+3E）を最大限追求する必要がある¹。

エネルギーをめぐる国際情勢は大きく変化している。新興国の台頭、火種が燦の中東情勢、シェール革命による化石燃料市場の変容、世界で進む再生可能エネルギーコストの劇的な低下等、予測困難な時代にあつて、わが国としては、多様な選択肢を保持し、それらのベストミックスを実現するなかで安定供給を確保していく必要がある。

また、2015年のパリ協定の採択を契機に、国際社会における気候変動対策への要請も強まっている。国際資本市場におけるESG投資への関心の高まりは、その1つの表れでもある。わが国として、パリ協定の長期目標の実現に向け、温室効果ガスの地球規模での大幅削減を目指す必要がある。

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り、国内排出削減におけるエネルギー政策の役割は極めて大きい。エネルギーミックスの確実な実現を通じて中期目標（2030年度に2013年度比26%の排出削減）を達成するとともに、パリ協定長期目標等のゴールに向け、イノベーションを通じて脱炭素化に挑戦していくべきである。

こうした時代の要請に応えつつ、わが国としては、エネルギー・環境投資を力強く推進し、成長を実現していくことが求められている。しかしながら、エネルギーの重要な一角を成す電力分野における投資の循環が、いまや危機的状況にある。

東日本大震災以降、原子力発電所の停止、再生可能エネルギーの固定価格買取（FIT）制度の導入、当面は大幅な拡大が見通しづらい電力需要、電力システム改革の一段の進展に伴う事業のスリム化の要請等により、原子力の安全対策をはじめとする一部領域を除き、電気事業への投資は停滞せざるを得ない環境に置かれてきた。これまで資源小国・技術立国として積み上げてきた技術力、産業競争力の基盤を維持していくことができるか否か、わが国は岐路に立たされている。

より広い観点から見ても、過度な火力依存や電力インフラの老朽化の進行と

¹ S+3Eを軸とするエネルギー政策に関し、経団連では「今後のエネルギー政策に関する提言」（2017年11月）、「長期エネルギー戦略に関する基本的な考え方」（2018年2月）等の提言を行ってきた。

いった課題が重く申し掛かるなか、現状を放置すれば、国民生活や事業活動の基盤となる電力供給における S+3E が損なわれ、結果として気候変動対策、産業競争力強化、レジリエンス強化、地域経済活性化等の幅広い重要政策課題に支障を来すことになりかねない。

折しも 2018 年 9 月には、北海道胆振東部地震によって北海道エリア全域が停電するというかつてない事象が発生した。電力という財の公益性・重要性が再認識されるとともに、ともすれば当然視されてきた電力の安定供給が、電源とネットワークが確保され、リアルタイムで需給を一致させる高度なオペレーションが機能している状況において初めて確保されるものであることを、広く認識させる契機ともなった。

今後、わが国は、世界に先駆けて Society 5.0²を実現し、地球規模で SDGs に貢献するとともに、国際競争力を強化していく必要がある。デジタル革新に立脚する Society 5.0 へと社会が変貌していくなかで電力の重要性はさらに高まると考えられ、社会にとって必要な電力投資が持続的に行われることは極めて重要である。国際競争力を長期的に維持していく観点からも、早急に対策を検討・強化する必要がある。そのためにも、供給事業者はもとより、需要家を含む社会全体が電力問題を自分ごととして捉え、多様な事業者の強みを活かした電力システムの次世代化が進められるとともに、国民的な議論が行われることが期待される。

電力投資の確保に向けては、政府においても対策が検討されているところであり、今後、官民が手を携えて電力システムの次世代化に取り組んでいく観点から、経済界の現状認識と今後に向けた提案を以下に示す。

1. 総論

(1) 電力システムを取り巻く動向と政策の方向性

① 3D に向かう世界の電力システム

足元、世界の電力システムが向かっている方向性は「3D」のキーワードで概括することができる。すなわち、脱炭素化（Decarbonization）、分散化（Decentralization）、デジタル化（Digitalization）である。

「脱炭素化」の観点からは、パリ協定の下、中長期を見据え、電源の脱炭素化を推進していくことが求められている。発電時に CO2 を排出しない非化石電

² デジタル革新と多様な人々の想像・創造力の融合によって、社会の課題を解決し、価値を創造する社会（「創造社会」）。狩猟社会、農耕社会、工業社会、情報社会に続く、人類にとって 5 番目の新たな社会のこと。詳しくは経団連提言「Society 5.0: ともに創造する未来」（2018 年 11 月）を参照。

源である原子力と再生可能エネルギーの拡大はもとより、CCUS・カーボンリサイクル³の実用化、エネルギーキャリアとしての水素利用、脱炭素化を追求する過程における高効率火力の活用等を組み合わせ、CO₂ 排出の長期大幅削減に挑戦していくことが重要である。脱炭素化に向けた取り組みを拡大していくことで、ESG 投資を呼び込む効果も期待できる。

「分散化」に関しては、脱炭素化の要請も受けつつ、小規模な再生可能エネルギーや燃料電池といった分散型電源の導入が進展し、大規模集中型電源との適切な相互補完関係を形成していくと考えられる。分散型リソースは、熱や水素と電気を併給するなど、経済性ある形でのエネルギー効率の向上に資することが期待される。一方で、電力システムを複雑化させていくことや、変化の過渡期において系統側と分散側の二重投資が行われてしまった場合に社会経済上の非効率を生じることは課題であり、技術や制度の更新による解決が求められる。

「デジタル化」をめぐっては、AI・IoT・ビッグデータ等の活用が進むことで、大きく2つの効果が見込まれる。1つは既存事業の高度化であり、定期点検やトラブルによる発電所停止期間の短縮、送電線メンテナンスの省力化等が考えられる。もう1つは電力システムの構造変化であり、特に配電系統の高度化により、プロシューマー⁴間におけるP2P型電力取引の実現や、建物や地域単位で需要・供給の両面を管理する高度なエネルギーマネジメントの普及等が起こりうる。デジタル化による需給管理の高度化は、分散化の進行に対する技術面の解決策としても期待される。

3Dの方向性は、先端技術を活かして社会問題が解決される社会、多様なライフスタイルが選択でき、尊重される社会であるSociety 5.0の実現と軌を一にする。3Dの推進には、電力需給に関わる広範な分野における技術の開発・高度化・実装が必要であることは論を俟たない。そのための電力投資を、わが国として、確実に促進していくことが求められている。

② 電力投資の停滞を打開し、Society 5.0へ

翻ってわが国における電力投資の現状を見ると、危機的な停滞が続いている。

自由化が進むなかで小売事業を中心に新規参入は拡大してきたものの、それに伴う市場競争への対応とボラティリティの増大により、中長期を見据えた設

³ CCUS (Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage; 二酸化炭素回収・利用・貯留)。カーボンリサイクルは、CCUSのうち、特にCO₂を炭素資源として回収し再利用(リサイクル)する技術を指す。

⁴ 消費者(consumer)と生産者(producer)の両面の役割を担う主体。ここでは、屋根設置型太陽光発電を保有する個人のように、発電・売電と電力利用の両方を行う需要家を想定している。

備投資や研究開発投資の停滞が続く結果となっている。

大型発電所の新設・更新投資は限定的なものに留まっている。既設原子力発電所の安全対策には多くの資金が投じられているが、再稼働に時間を要し、電力投資の原資を圧迫している。再生可能エネルギーは、わが国においては、FIT制度のもと、莫大な国民負担に支えられて投資が進んできたが、自然変動電源である太陽光、そのなかでも小規模でありながら自家消費を前提としない案件に極端に偏重している。発電電力量の全量を固定価格で買い取るのみならず、インバランス責任も負わせないなど、発電事業者に対して制度的にリスクを排除した事業環境が保証されたために、資産運用感覚での投資が多くなっていることもあり、大部分は持続可能な電力投資と評価できない。

送配電事業にあっては、再生可能エネルギーの拡大等に伴って電力ネットワークの次世代化の必要性が顕在化しつつある。その一方で、系統電力需要の減少が見込まれることもあって、投資規模は抑制傾向にある。

このまま投資の停滞が続けば、3Dに向けた電力システムの変革が滞るのみならず、わが国の電力インフラが劣化し、エネルギー政策の基本原則である S+3E の確保すら危うくなる。S+3E をより高次元でバランスさせ、エネルギー制約から解放された人間本位の Society 5.0 を構築していくため、全体最適の視点のもとで、投資の予見可能性を高め、電力投資の促進を図る必要がある。

(2) 電力投資の全体像

電力投資をめぐっては、電力供給に携わる事業者間でも、発電（火力、原子力、再生可能エネルギー）、送配電、小売の各部門間で、卸取引制度や託送制度等を通じた金銭のやり取りが存在している。加えて、電力投資の繋がりは、当然、電力供給に携わる事業者以外とも結ばれている。投資の実現には金融機関・投資家からの資金提供が不可欠である。また、投資の原資は、電気料金を通じて、最終的には企業や消費者といった電力需要家が負担しており、年々増大する FIT 賦課金負担等によって電気料金負担が重くなっている現状を踏まえれば、さらなる電気料金の上昇は企業経営や家計を圧迫しかねない。

一方で、電力投資は、その本来の規模の大きさとも相まって、例えば設備メーカーへの関係機器の発注等、経済活動を通じて広く社会に波及していく。最終的には、労働サービス等を提供する国民にも渡ることになる。エネルギー・電力政策のみならず、わが国の経済成長、とりわけ地域経済活性化の観点からも重要である。

地域密着型のエネルギー関連事業と次世代型需要地系統の実現に向けた投資が並行して進めば、分散化が進行するとともに地域内での投資循環が加速する。これにより、分散化の進行に対応して全国大の電力供給のあり方、ネットワー

クが変化し、全国に新たな投資の循環が生まれる。さらに、全国で加速する投資が新たな技術やサービスを創出する。例えば、スマートメーター等のデータの解析や IoT、AI、ブロックチェーン技術等を活用した新たなビジネスが拡大していくことが見込まれる。それらを海外に売り込むことで、グローバルな投資循環が出現する。これは、海外の成長力を取り込むことはもちろん、技術自給率の向上にも繋がる。

このように、電力投資を促進し、3重の投資循環を強力に回転させることで、経済成長、地方創生、脱炭素化が強力に進展すると期待できる。こうした環境と成長の好循環を創出していくべきである。

(3) 2030年以降の電力システム像の具体化

電力関連事業の投資を確保し、技術の発展を促し、ひいては3Dの推進による Society 5.0時代の電力システムを効率的に構築していくためには、わが国の電力システムが向かう将来像を示すことが重要である。

将来像が示されることで、関係事業者は一貫性ある、時宜に適った投資戦略を展開しやすくなり、投資が活性化する。各事業者が将来の姿を一定程度予見して投資を行うことで、国全体として過剰投資を避けられるとも見込まれる。事業の見通しが得られることは、投資回収に時間を要する電気事業にあってファイナンスを確保するための基礎ともなるうえ、海外から見て不透明感が強いわが国のエネルギー政策の方向性が明示されることで、海外の事業者や資金を呼び込みやすくする効果も期待できる。さらに、需要家の視点からも、将来の需要端における S+3E のあり方が一定程度予見可能となり、国内事業に係る投資判断をより適確に行えるようになることが期待される。

そのため、政府には、第六次エネルギー基本計画の取りまとめにあたり、2030年以降における電力システムの長期的な将来像について、エネルギー全体の絵姿も踏まえつつ、電源、ネットワーク、需要、国民負担等のあり方を具体化したシナリオとして示すことを求める。

2030年以降を見据えた将来の電力システム像の考え方については、第五次エネルギー基本計画においても認識が示されているとおり、経済・社会・技術の動向に様々な不確実性がある。2030年に向けては単線ターゲットとしてエネルギーミックスが策定されているが、その先を見据えれば、現時点で見出される方向性を基に、複数のシナリオを描く必要がある。その際は、各シナリオにおけるエネルギー需給や技術構成を明確にして将来必要な技術や投資領域を示し、シナリオ分岐のパラメーターを提示することで民間事業者の予見可能性を高め、電力システムの次世代化を促進していくことが求められる。

**第五次エネルギー基本計画（2018年7月閣議決定）における
2050年に向けた各電源の位置づけ**

再生可能 エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> ・ 価格低下とデジタル技術の発展で主力化への期待が高まり ・ 経済的に自立し脱炭素化した主力電源化を目指す ・ 技術革新によるブレークスルーを要する課題に正面から取り組む
原子力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現状、実用段階にある脱炭素化の選択肢 ・ 経済的に自立し脱炭素化した再生可能エネルギーの拡大を図るなかで、可能な限り依存度を低減 ・ 人材・技術・産業基盤の強化に直ちに着手
火力	<ul style="list-style-type: none"> ・ エネルギー転換・脱炭素化が実現するまでの過渡期において化石エネルギー源は主力 ・ クリーンなガス利用にシフト、非効率石炭フェードアウト、世界の低炭素化支援

シナリオを策定する際、温暖化対策をはじめとする他分野の政策方針への目配りも重要ではあるが、それら既存の政策目標に拘泥すべきではない。S+3Eをより高い水準でバランスさせることを追求しつつ、イノベーションの実現等、外部要因によって左右される要素を織り込み、「到達すべき」理想像ではなく「到達する可能性がある」エネルギーシナリオを冷静に示す必要がある。

また、現時点で見通される技術水準を前提とすれば、わが国の地理的・経済的状况に鑑みて、特定の電源や技術への依存度を過度に高めることは、中長期の将来にわたり、国民生活と経済活動にとって大きなリスクとなる。2030年以降を見据えた場合でも、再生可能エネルギー、原子力、火力といった各種電源と、揚水、蓄電池、水素をはじめとする各種蓄エネルギー技術といった、あらゆる選択肢を組み合わせることによってベストミックスを追求していく大方針は堅守することが不可欠である。

加えて、国家の屋台骨を支えるエネルギー、その中でも国内政策として大きな比重を占める電力システムの新たな方針を策定するにあたっては、国民の理解を得ることが欠かせない。東日本大震災やパリ協定の採択、北海道全域にわたる大規模停電（ブラックアウト）等を経験するなかで、2010年代を通じて、エネルギー政策への国民の関心は高まってきた。しかしながら、現時点で、電力政策への正確な理解が深まっているとは言いがたい。国民理解を増進する観点からも、シナリオを策定する際には、モデル分析等を活用しつつ定量的に各シナリオ案をシミュレーションしながら、長期的視野に立った科学的な議論を、審議会等の公開の場で行うべきである。経団連としても、そうした議論に積極的に参画・貢献していく。

長期のシナリオが策定された後、それを当面の政策方針に落とし込んでいく定期的レビューの枠組み作りも必要である。技術的・経済的検証に基づく各シナリオへの到達可能性や残された期間等を勘案し、事業者が定める系統計画や

政府が講じる関係施策を具体化していく必要がある。

再生可能エネルギーや蓄エネルギーに関する技術が飛躍的に向上し、これらが国内においても低コスト化したケースなど、将来の電力システムの絵姿によっては、電気事業ならびに関係業界のビジネスモデルに大きな変革をもたらされる可能性がある。その場合、電力供給に関わる事業者だけでなく、地域をはじめ、広く経済社会のあり方に変容を促すことも起こりうる。将来シナリオの検討・策定・レビューの過程を通じて、各シナリオが実現した場合の社会へのインパクトについても検討していく必要がある。

なお、シナリオが策定されるまでの間においては、インフラ整備に長い時間と多額の費用を要することを踏まえ、まずは、将来の必要性が高いと認められるものから整備が進められるよう、必要な環境整備の検討を迅速に進めていくべきである。

また、今後の電力システムにおいては地域性が重要性を増すと考えられる。再生可能エネルギーを含む中～小規模の電源が新たな選択肢として登場するなか、重工業地域、オフィス街、住宅街、農村といった各地域の需要特性と、水源、地熱、日照、風況、土地利用の状況といった地理的条件の組み合わせによって、多様な電力需給の姿が成立していく。将来的には、全国大のシナリオのなかで各地域が主体的に地域のエネルギー像を考えていくことも重要である。

2. 電力需要

(1) 原単位改善への継続的努力と経済活動量の拡大

電力をはじめとするエネルギー需要は、エネルギー効率と経済活動量の積として表現できる。

$$\begin{aligned} \text{エネルギー需要量} &= \frac{\text{エネルギー需要量}}{\text{GDP}} \times \left(\frac{\text{GDP}}{\text{人口}} \times \text{人口} \right) \\ &= (\text{エネルギー効率}) \times (\text{経済活動量}) \end{aligned}$$

一般に、需要の拡大が見込めない市場に対して投資を拡大することは難しい。電力は国内の経済活動に伴って需要される以上、国内での活発な経済活動が、電力関連事業を魅力ある事業領域とし、積極的な投資を促す前提となる。とりわけ、人口の減少が見込まれるなか、経済成長を通じて GDP を拡大させていくことが重要である。

一方で、エネルギー効率の改善、すなわち省エネ・節電は、基本的に 3E のいずれの観点からも望ましい取り組みであり、継続的な技術開発を通じた努力の深化が必要である。石油危機以来わが国が磨いてきた省エネ技術の海外展開による地球規模の温暖化対策への貢献も求められている。

こうした状況を勘案すれば、わが国としては、省エネ・節電努力による不断の原単位改善に対する官民を挙げた取り組みを継続しつつ、適切な成長戦略によって、産業を振興するとともに新たな経済成長の種を育てていくべきである。その結果として、一定の電力需要も確保されると見込まれる。経済成長による需要規模の拡大と省エネ・節電による原単位改善を並行して進める考え方は、2030年度のエネルギーミックスとも整合している。

加えて、デジタル技術を軸に多様なライフスタイルが共存する Society 5.0の実現にあたって、電力のインフラとしての重要性は一層高まっていく。そうした次世代社会の要請に応えることができれば、経済成長の効果も含め、長期的に電力需要が創出されていくと考えられる。

(2) 多様な需要家ニーズへの目配り

電力には、細かい制御が可能、使用時に排気を生じない、火気を扱わなくて良い、といった強みがある。こうした電力の魅力を活かし、電動車を含む需要設備に係る技術開発や電力供給の低コスト化も推進することによって、社会経済に最適な形で電力が利用されていくことが望まれる。

電力需要家に目を向けると、一口に需要家といっても様々な主体が存在しており、一様に言い表すことはできない。多様な需要家のニーズに目配りを行うことで、国内における電力需要の基盤を確保していくことが可能と見込まれる。

素材産業や半導体製造業といった産業部門の電力多消費業種にとっては、国際的に見て遜色ない電気料金水準の確保が死活問題である。将来の電気料金動向は、各需要家が、耐用年数が数十年間にわたる設備投資の是非を判断する材料の1つとなる。電気料金が上昇した場合、グローバル企業による国内投資の減少や、地方経済を支える中小企業の廃業、それらを通じた実質的な海外への生産移転を加速させかねず、電力需要の大幅な減少やわが国の産業競争力の衰退にも繋がるのが強く懸念される。国際競争力ある電気料金水準によって大口国内需要を確保すべきである。

データセンター事業は新たな電力多消費事業であり、クラウドやAI、ビッグデータの幅広い活用が進むなかで、今後さらなる拡大が想定される。わが国へのデータセンター立地の誘因の1つは高品質な電力供給である。ものづくり立国として育んできた高品位な電力を維持していくことが重要となる。

また、消費者や投資家、下流事業者からのプレッシャー等を踏まえ、競争力の維持・向上の観点から再生可能エネルギー志向を強めている事業者も存在している。ただし、そうした再生可能エネルギー利用に感度の高い需要家にとっても、FIT 制度に支えられたわが国の再生可能エネルギープレミアムはあまりにも高く、結果として再生可能エネルギー利用モデルが実現しない状況にある。

安価な再生可能エネルギー電気ないしは環境価値が豊富に供給される環境を創出していく必要がある。

消費者においても、プレミアムを支払ってでも再生可能エネルギーを利用したい層、様々な家電の利用等により相対的に需要量が大きく安価なプランを志向する層、合理的な価格での電力アクセスを確保すべき中低所得者層など、様々な需要家がいることを認識したうえで対応していかなければならない。特に経済活動量の拡大によって電力需要を喚起する観点からは、シニア世代の活動量増加や地方経済の活性化等を通じて潜在的な成長力を顕在化させていくことが重要である。そのために、モビリティの確保をはじめとするハード・ソフト両面のインフラ整備等に取り組むべきである。

電気事業者には、ここまで挙げたような多様な需要家ニーズに応えるべく、他分野の事業者等とも連携しつつ、市場の縮小を回避しうる、魅力的な電力供給を行っていくことが求められる。一定の市場規模を確保し、電力投資が円滑に行われることが、S+3Eの確保、ひいてはわが国の経済成長や産業競争力強化においても重要であることを勘案すれば、電気事業者、需要家の垣根を越え、様々なアイデアを共有・検討し、電力小売市場の健全な発展に繋がる方策を探っていくことが望まれる。

3. 発電分野

(1) 卸取引の市場化

電力システム改革により、かつては原則として発送販一貫で担われてきた電力供給が、今後は発電・送配電・小売の連携によって実現される体制へと転換する。そのなかで発電分野においては、かねてより自由化が進められてきた。

しかし、単に自由な卸電力取引 (kWh) 市場を形成しただけでは、中長期的な3Eのバランスを損ねることになる。

電気は基本的に在庫を持ってないことから、安定供給を維持するため、常にピーク時の需要を上回る供給能力 (電源等) が確保されなければならない。そして、一度設置された電源は、売電収入が燃料費等の可変費を上回る限り、なるべく稼働させて収入を得ることが、少なくとも短期的に見れば経済合理的である。こうした条件下で電力量 (kWh) の卸取引を市場化した場合、同市場の約定価格は、約定したなかで最も可変費が高い電源の可変費に収斂することになる。加えて、発電コストに占める可変費が極めて安い再生可能エネルギーが政策的補助を受けつつ大量に導入されることで、供給過剰に拍車がかかり、市場価格を一層下落させる。

そうした状況のもとで、発電投資の固定費回収の見通しは加速度的に悪化、

不透明化していく。中長期的な視野から見れば発電投資が不足した状態が続き、供給能力不足による価格高騰が顕在化して初めて投資が行われることになる。電源開発には一定のリードタイムを要することから、その間、供給能力不足が懸念されるような状況が続くことになり、電力の安定供給に立脚した国民生活・事業活動は不安にさらされることになる。

電力という財の公益性に鑑みれば、その供給を自由市場に委ねることはできない。競争活性化と公益的課題への対応の両立を図ることが重要である。こうした問題意識は政府にも共有されており、新たな卸取引市場の整備等に係る精力的な検討が継続されている。その一環として、発電の価値が細分化され、各価値を個別に取引する体制が構築されようとしている。このような動向を踏まえた発電事業のあり方について検討していく必要がある。

① 安定供給の確保

改革後の電力システムにおける安定供給は、小売事業者が契約量に見合った供給力確保義務を負ったうえで、送配電事業者が最終段階(ゲートクローズ後)の需給バランス・周波数の調整義務を負い、両者が電源を保有する発電事業者から供給力や調整力を調達するという制度設計によって確保されることとなっている。発電・送配電・小売の各事業者がそれぞれの役割を果たすことが、安定供給確保の大前提である。

そうした設計のなかで、今後稼働率が低下する調整電源を発電事業者が保有するか否か、制度的に確実な担保はなく、市場が与えるインセンティブと発電事業者の資金調達力に依存することとなる。政府は後掲の容量市場や需給調整市場によって手当てすべく検討を進めているものの、それだけでは十分な対策にならないおそれがある。

電源の不足に備えては、電源入札制度がセーフティネットとして準備されている。将来的には、限界的な調整電源を送配電事業者に保有させることも選択肢として考えうる。いずれにせよ、インバランスの抑制に十分なインセンティブが働く制度設計によって調整力の必要量を抑制したうえで、調整電源の確保に必要な費用が適正に負担される仕組みを構築することが重要である。十分な調整力の確保と需要家負担の最小化の観点から検討を行っていくべきである。

多様な参入者が経済合理性を追求する新たな発電事業のもとで安定供給を確保する観点から、グリッドコード(系統連系要件)⁵の整備も重要である。2018年9月の北海道胆振東部地震においては、系統周波数の変動に伴って多くの風

⁵ 系統安定性を確保するため、送配電網に接続する電源に対して求められる要件を整備したものの。例えば遠隔制御機能や系統周波数に応じた出力調整機能の具備を求めることなどが考えられる。

力が発電を停止した。そうした周波数変動への対応や調整力の具備等、将来を見据えたグリッドコードを定めるべきである。併せて、その遵守を担保する仕組みも整備する必要がある。

② 発電に係る各価値の適正な取引

卸取引の市場化により、発電事業を取り巻く競争は激化していくと考えられる。まずは発電事業者自らが運営管理等の最大限の効率化に取り組み、競争環境に適合していくことが、政策を考えるうえでの前提である。AI や IoT の活用も含め、運転停止期間の最小化等を図るべきである。

そのうえで、新たな卸市場制度の設計にあたっては、市場における責任と権限の所在を十分明確にしておく必要がある。例えば、市場化で先行する英国においては、系統運用者と規制機関の2者が広範な役割を明確に分担している⁶。こうした海外事例も参考に、市場に関する責任体制を検討すべきである。

加えて、各価値の取引に係る現在の検討状況をめぐっては下表に掲げたような懸念が存在している⁷。政府においても、それぞれの課題を認識したうえで新市場等の制度設計を進めていると認識しているが、個々の発電投資の判断が市場設計を前提になされていくこともあり、引き続き十分な配慮のもとで設計・運用を行っていくことが求められる。併せて、将来を見据え、より高水準な競争活性化と公益的課題への対応の両立に向け、オープンな相対取引の活用等も含め、継続的な卸取引制度の改善を目指していくべきである。

なお、当初から完璧な制度設計を行うことが困難である以上、市場設計に限らず、各種制度が必要に応じて見直されることは当然である。しかしながら、頻繁に、あるいは唐突に制度変更が実施されうる状況では、事業者や金融機関が予見可能性を持って事業を行うことができず、投資や融資が萎縮してしまう懸念がある。政策の指針・規律を予め明示するとともに、政府と関係者との対話を十分に行うなどして、民間の活力を発揮させる制度運用を行っていくことが重要である。

⁶ 系統運用者であるナショナルグリッド社は、将来のエネルギーシナリオの作成、系統計画・運用、市場運営に至るまで一貫した責任を負う。規制機関である OFGEM（電力・ガス市場局）は、将来シナリオや系統計画の承認と託送料金への反映、市場の規制と監視等に一貫した責任を負い、問題発生時には迅速なルール変更を行う。

⁷ 表中に示した各価値に加え、慣性力を確保するための施策も検討課題である。直流電源が増加する将来を見据え、議論を行っていくべきである。

各価値の取引に関する制度設計の状況

価値	電力量(kWh) 実際に発電された電気	容量(kW) 発電することができる能力	調整力(ΔkW) 短時間の需給調整能力	環境価値 非化石電源で発電されたという価値
システム改革前	基本的に一般電気事業者内部で相対取引 発送販一体で設備形成			(顕在化されず)
システム改革開始後の状況	市場取引。旧一般電気事業者に対しては、政府が限界コストベースでの余力投入を要請	再エネ大量導入や発送電分離と kWh の市場化で発電事業者の長期収入予測の不確実性上昇	発電の自由化に伴い各送配電事業者による公募制に移行	市場取引では環境価値が埋没
政府の改革の方向性	「ベースロード市場」の創設等による競争環境整備	「容量市場」を創設。電源維持・新設インセンティブを発電事業者に供与	「需給調整市場」を創設し、調達の透明性確保、広域化	「非化石価値取引市場」を創設。証書化して価値を顕在化
今後の主な懸念	・限界費用ベースの市場価格が過当競争とならないか ・将来の公平な競争環境をどう実現するか	・需給逼迫前の電源新設インセンティブを確保できるか ・長期的に見た場合に国民負担の増大をもたらさないか	・必要量が間違いなく確保できるか ・十分な競争が働くか	・発電・小売分野における競争を不当に歪めないか ・高度化法の規制措置が妥当なものとなるか

③ 市場設計全体の運用の検証

各価値の取引に係る課題に加え、これら全体が運用開始された場合の電力市場全体の動向も重要である。現状、各制度相互の影響について十分な評価が行われているとは受け止めがたく、検証を実施する必要がある。

電力自由化で先行する欧米各国においても、電力卸取引の自由化に伴って顕在化する電力量以外の価値の必要性に対し、自由化の趣旨を損ねず一元的に対処する方策は確立されていない。わが国政府においても、諸外国の制度を参考にしつつ必要な補完的施策を導入しようとしているものと認識しており、その方向性自体に異論はない。

しかしながら、電力卸取引が、複数の市場と無数の主体が相互に関連する複雑系へと転換していくなかであって、電力という財が有する公益性を踏まえれば、制度移行後の状況について、モデルを用いるなどしてシミュレーションを行いつつ、審議会等の公開の場で、新制度全体が健全に機能することを検証すべきである。検証の結果を踏まえ、適宜、制度を柔軟に改廃するなど、さらなる追加的施策の展開を行っていくことが求められる。

(2) 非化石電源の活用拡大

非化石電源、すなわち原子力と再生可能エネルギーは、パリ協定の要請に答え、脱炭素化を目指していくうえで必須の電源である。加えて、準国産電源で

ある原子力と基本的に輸入燃料に依存しない再生可能エネルギーを活用することは、エネルギー安全保障の強化にも資する。

非化石電源は、基本的に可変費が小さい一方、固定費が大きいという特徴があり、可変費ベースで価格が決まる卸電力取引市場を通じた投資回収の見通しを立てることに難しさがある。また、再生可能エネルギーの一部は自然条件によって出力変動することもあり、予め約定量を定めての市場取引には馴染みにくい面がある。そのため、非化石電源については、各電源の特徴を考慮しつつ、中長期的に見た電力供給の経済合理性確保と非化石電源の導入拡大が両立するよう、市場環境を整備していくべきである。

なお、非化石価値取引市場が開設されることを踏まえれば、市場環境が十分整備されることを前提に、今後、非化石電源の環境価値は非化石証書価格を通じて評価されることが原則となる。

① 再生可能エネルギーの主力電源化

再生可能エネルギーは、エネルギー・環境・産業の各政策側面から重要なエネルギー源である。国産電源としてエネルギー自給に、非化石電源として脱炭素化に、それぞれ貢献することができる。加えて、再生可能エネルギーを求める投資家や消費者、事業者等の声に応えられる事業環境を整備し、また今後の再生可能エネルギー・蓄エネルギー技術の開発で世界をリードすることでわが国の経済成長に繋げるといふ産業政策の側面からも、再生可能エネルギーの重要性は高まり続けている。そうした期待に応えていくための前提となる再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、低コスト化・安定供給・持続的事業の3要件を満たすことが必須であり、その実現のため、適正な事業環境の整備を進めていく必要がある⁸。

改めて指摘するまでもなく、現行FIT制度は、事業リスクを極限まで抑えることで再生可能エネルギー導入量の拡大に貢献したものの、極めて重い国民負担を生じている⁹。世界で再生可能エネルギーの低コスト化が進む今となつては、国内の割高な再生可能エネルギーを保護する制度として機能している面すらある。

FIT制度の抜本改正は急務であり、FIT法に定められた2020年度末までの抜本的な見直し¹⁰に向け、検討を開始すべきである。自立化に向けて支援の対象

⁸ 再生可能エネルギーに関する基本的な考え方については、経団連資源・エネルギー対策委員会企画部会「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）も参照。

⁹ 2019年度の買取総額は年間3.6兆円に達している。なお、エネルギーミックスは、2030年度に再生可能エネルギーの発電比率が22～24%となった場合のFIT買取総額を3.7～4.0兆円と想定して策定された。

¹⁰ FIT法附則第2条第3項に規定。

を絞り込むとともに、引き続き制度的補助が必要な部分については、例えば、FIT に替えて、欧州において採用が拡大している FIP 制度¹¹を採用することも一案である。なお、その場合、本制度のもとで想定される国民負担の額を予め明示するとともに、環境価値が市場で別途評価されることを前提とした買取価格を設定すべきである。

再生可能エネルギーのなかでも太陽光と風力は、いずれも急速な自立化が期待される電源である。当面は発電コスト目標の確実な達成に向け、入札制の活用等によって政策資源の配分を重点化すべきである。そのうえで、近い将来、可能な限り迅速に、政策補助から自立した市場売電を実現する必要がある。

変動電源のうち洋上風力は、わが国においてはこれから本格的な普及拡大が見込まれる電源である。地理的に分散させつつ大規模なウィンドファームの形で導入していくことで、再生可能エネルギーによる発電量を着実に増加させつつ、全体としては出力変動を一定程度緩和することも可能と見込まれる。昨年11月に成立した再生可能エネルギー海域利用法のもと、国が環境整備を主導しつつ、持続的かつ経済効率的な導入が進むことが望まれる。

水力と地熱は、電源特性上、ベースロードとしての活用が期待できる電源である。しかしながら、現状、事業化には遅れが見られており、ポストFIT時代におけるさらなる導入拡大策の検討を進めるべきである。地熱については、引き続き、最新の科学的知見を反映し規制の合理化を進めるとともに、技術開発の推進や制度的措置によって開発リスク・コストの低減を図ることが重要である。水力は、揚水も含め、工事費の大きさが拡大の課題となっている。再生可能エネルギーのポテンシャル、地域資源を有効利用するための補助という位置づけで、リプレースも含め、一定の支援を行うべきである。

なお、バイオマスは、コスト構造が火力に近く、他の再生可能エネルギーとの違いを踏まえた議論が必要となる。地産地消型の小規模バイオマスは、再生可能エネルギーの最大限の拡大にあたって欠くべからざるエネルギー源である。事業者、自治体、国の役割分担のもとで、住民理解の醸成等、コミュニティとの共生を図るとともに、国においては、林業の再興をはじめとする農林水産行政や廃棄物処理行政上の補助策について検討を進めるべきである。そのうえで、エネルギー政策上は、環境価値を市場で別途評価することを前提に、他の熱電併給可能な電源と同等に取り扱うべきである。

また、今後は自家消費・地産地消型の、売電を前提としない再生可能エネルギー

¹¹ Feed-in Premium。再生可能エネルギー等に対し、市場価格を参照したうえで、一定の基準に基づき補助（プレミアム）を与える制度。市場価格に一定額のプレミアムを上乗せする類型と、市場価格と基準価格の差額をプレミアムで補填するタイプの2種類に大別される。

ギーも拡大し、レジリエンス強化等に貢献していくことが期待される。そうした設備に対しては、地域社会等における便益を勘案して政策的な支援を行っていくことも選択肢となりうる。

このほか、より高い水準の環境適合を求める消費者・投資家が増えるなかで、環境性の向上を図る需要家が自ら再生可能エネルギーの開発に乗り出すケースも増加していくと考えられる。こうした動きも、再生可能エネルギーの活用拡大に向け、有望である。直流電源を利用するサーバー等の電子機器は、直流で発電する太陽光と組み合わせることでエネルギー効率の向上を図ることができる。再生可能エネルギーの経済合理性が高まれば、拡大するデータセンター等における自家消費モデルが成立していく可能性がある。オンサイトはもちろんのこと、オフサイトに設置された再生可能エネルギーの活用も含め、効率的かつ自主的な再生可能エネルギー導入が促進されるよう、引き続き、制度の明確化等の投資環境整備を行っていくべきである。

② 原子力の継続的活用

2011年に発生した福島第一原子力発電所事故は、国内外に大きな影響を及ぼし、とりわけ地域に甚大な被害をもたらした。震災後8年が経過する現在でも、廃炉・復興は道半ばにある。経済界としては、引き続き関係者と協力しつつ、福島の復興に向けた取り組みを続けていく。

今後の原子力の活用にあたっては、事故の教訓を踏まえて大幅に強化された安全規制に適合し、自主的取り組みの深化も進めるなかで、世界最高水準の安全性を確保していくことが大前提となる。各事業者が安全規制への適合を確保するとともに、2018年7月に設置されたATENA（原子力エネルギー協議会）の活動をはじめ、関係業界一丸となって、行政や学識者とも連携しながらさらなる安全性を追求していく必要がある。

一方で、原子力は、少なくとも現状想定しうる技術水準の範囲においては、わが国、そして世界が将来にわたって安定的にエネルギーを確保し、脱炭素化を目指していくうえで不可欠なエネルギー源である¹²。現状、政府は安全性が確認された原子力発電所の再稼働を掲げているものの、十分に力強いメッセージと受け止められているとは言い難い。原子力を継続的かつ安全に活用していくというメッセージを明確に発信する必要がある。

¹² 例えば、資源エネルギー庁の試算によれば、原子力同様にベースロード電源として活用する前提のもとで太陽光・風力と蓄エネ技術を組み合わせる場合、仮に太陽光・風力の発電コストが7円/kWh程度まで低下していたとしても、太陽光・風力+蓄電池のコストは69円/kWh、太陽光・風力+水素は32円/kWhとなる（エネルギー情勢懇談会提言より）。これに対して原子力のコストは、現時点においても11円/kWhを下回る水準である（第1回エネルギー情勢懇談会資料より）。

供給事業者の視点に立てば、原子力の継続的活用が実現するか否かが原子力事業の先行きに決定的な影響を与えることは当然である。しかし、それに留まらず、エネルギー需給全般の将来像についても、原子力利用の有無によって大きな見直しを余儀なくされるため、不透明感が高まっている。原子力政策を明確化することは、1つの電源種の扱いを明確化する以上の意味がある。

さらに、各立地地域の自治体・住民にとっては、原子力の先行きが地域の経済、雇用、将来像等に与えるインパクトは極めて大きなものとなる。これまでの原子力利用が各立地地域の自治体・住民の理解と協力に支えられて進んできた事実を十分認識し、今後も地元とともに、安全性の強化を図りつつ原子力の活用を続けていくという大方針を確固たるものにする必要がある。

原子力の先行きが不透明ななかでは、技術と人材の維持もままならない。わが国が保有する原子力技術・人材・産業基盤は、資源に乏しいわが国がS+3Eを追求するための貴重な資産であり、より安全で高度な原子力技術を長期的かつ継続的に追求していくためにこれらを確保していく姿勢を明確にする必要がある。

こうした観点から、政府は、安全性が確認された原子力発電所の再稼働に向けた取り組みを一層強化するとともに、原子力の長期的な必要性を明示し、リプレース・新增設¹³を政策に位置づけるべきである。

そうした政策を裏打ちする原子力事業への投資の観点からは、事業の予見可能性の確保が重要である。特に社会信頼の醸成は極めて大きな課題である。政府および事業者は、安全神話に陥ることなく、原子力利用の有無によってどのようなリスクと便益が生じるのか、率直かつ丁寧に説明し、広く理解を求める必要がある。

また、再処理、廃炉、最終処分といったバックエンドの環境整備や、万が一の原子力事故に備える原子力損害賠償制度の見直しも、原子力事業の予見可能性を確保するうえで重要となる。これらは原子力分野のなかでも国の果たすべき役割が大きい領域であり、政府には精力的な検討・対応を継続することを求める。こうした課題への対応がなされていることは、社会的信頼を獲得するうえでも重要である。

既に一定の立地環境整備や減価償却が行われている既設原子力発電所については、安全性を確認し地元の理解を得たうえで、着実かつ迅速に再稼働していくことが重要である。震災後8年の間、追加的な安全対策投資はもちろんのこと、再稼働に向けて、いずれ運転することが可能な状態を維持するためだけに

¹³ 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。

も、多くのコストが投下されている。最適なエネルギーミックスの実現の観点に加え、再稼働によってコストの回収が見込めるという経営判断もあつての状況であるが、再稼働の時期がずれ込むほど、厳しい判断を迫られることになる。これ以上の廃炉が進めば、2030年度エネルギーミックスが掲げる原子力比率（電源構成の20～22%）の達成も困難となる。

投資の観点からは、原子力は極めて大きな初期投資によって特徴付けられる。その投資を長期の安定稼働を通じて回収することが基本的な事業モデルであり、稼働率の向上や長期間の運転など、安定的な事業環境の確立が投資収益性の改善に繋がる。

安全規制への迅速な対応において、原子力事業者側の取り組みが重要であることは言うまでもないが、規制側においても、現行規制と同等以上の安全性をプラント全体としてより効率的・効果的に達成できるような規制の合理化と、それを通じた審査の迅速化に遅滞なく取り組むべきである。

また、震災から現在までに経過した8年間という期間は、原子力発電所の通常の運転期間40年の2割に相当する。仮に運転期間を60年に延長したとしても、全体の1割超にわたって、一切運転していない期間が存在することになる。運転年限の計算におけるプラントが稼働していない期間の取り扱いについて、技術的観点から安全性について検討したうえで、可能な範囲で40年ないし60年の運転期間から控除すべきである。加えて、米国では運転期間を80年間まで延長する申請も行われ始めている。運転期間を60年間よりもさらに延長した場合の安全性についても、技術的観点から検討を行うべきである。

加えて、さらなる安全技術、高速炉等の新型炉、さらには核融合に至るまで、着実な技術開発を推進し、将来の人類のエネルギーを確保していくことも重要である。一例として、海外で技術開発が進む小型炉は、規模の経済には逆行するものの、今後の技術開発等により経済性が向上すれば、分散型電源として活用されるポテンシャルがある。熱電併給に加え、例えば高温ガス炉での安価な水素製造が水素社会の実現に貢献することにも期待がある。産業部門等の新たなユーザーの参入や非電力利用・熱電併給の可能性も含め、課題解決に向けた検討を進めるべきである。

③ 蓄電・蓄エネルギー技術の開発と水素社会の実現

自然変動電源が拡大していくなかで、今後、蓄電・蓄エネルギー技術の重要性は急速に増大していき、自然体では十分な速度・規模での投資が進まないことが考えられる。わが国が強みを有する蓄電池や水素等の関連技術のさらなる開発を、先手を打って推進することで、低コスト化の道筋を示し、社会実装へとアプローチしていくべきである。

蓄電・蓄エネルギー分野は、電力需給上の意義の大きさもさることながら、その他のエネルギー政策、さらには各種産業政策とも関係が深い。幅広い視点から施策を講じるべきである。

特に運輸部門においては、各国政府・各企業が電動化に向けた目標を掲げて取り組みを始めており、蓄電・水素技術の社会実装の草分けになると考えられる。わが国においても、2018年8月に自動車新時代戦略会議が中間整理を策定し、「Well-to-Wheel Zero Emission」を目指して、2050年までに世界に供給する日本車の温室効果ガス排出量を8割程度（乗用車は9割程度）削減するという野心的な目標を掲げた。これが実現する場合、乗用車に占める電動車率は100%に達すると想定されており、その実現に向け、技術革新のみならず、インフラや制度面での環境整備を進めていくことが重要と指摘している。引き続き官民連携のもと、産業政策の観点を踏まえた戦略を展開していくべきである。

電動車に組み込まれた蓄電池は、輸送用の利用を主目的として社会に導入されるため、電力システムにおける費用対効果を勘案することなく利用可能な蓄エネルギーリソースとなる。V2G¹⁴技術の活用や中古車載バッテリーのリユース等により、電力システムとの積極的な統合を図るべきである。

水素の活用に向けては、製造、貯蔵・運搬、使用の各段階について、技術開発にアプローチすべきである。製造段階においては、再生可能エネルギー余剰電力の利用、化石燃料の改質とCCUSの組み合わせ、高温ガス炉の活用等、多様な技術を競わせ、経済性を追求すべきである。貯蔵・運搬段階についても、液化水素、アンモニア、合金や有機化合物への吸蔵、メタネーションといった多様なキャリアを想定すべきである。使用段階においては、運輸のみならず発電部門における水素利用の可能性を引き続き探るとともに、水素の産業利用についても、水素価格低減の程度に応じた可能性について検証を進めていくことが求められる。

2019年1月、世界経済フォーラム（ダボス会議）での安倍首相の演説においては、気候変動対策のための非連続のイノベーションとして、CCUと水素への期待が表明された。特に、同演説で打ち出されたように2050年の水素価格が現在の10分の1まで低減すれば、エネルギー需給の姿は大きく転換しうる。さらなるイノベーションの創出に向け、官民連携して取り組みを加速していくことが期待される。

¹⁴ Vehicle to Grid。電動車のバッテリーから系統側への電力供給を行うこと。電動車のバッテリーを電力ネットワークに接続された蓄電池として扱うことが可能となり、自然変動電源の出力や需要の変動に応じた充放電制御が行われるようになると期待される。

4. 送配電分野

(1) 次世代電力ネットワークの構築

送配電分野においては、電力ネットワークを「次世代化」していくことが大きな目標であり課題である。システムの次世代化によって、より高い水準でのS+3Eの実現はもとより、本提言の「総論」で記載した3D（脱炭素化・分散化・デジタル化）の追求も可能となる。そうした方向で、順次、既存システムを更新していく必要がある。

具体的には、送電網については、臨海部に立地する大型発電所を前提とした従来型の送電網を、大規模再生可能エネルギーの適地からの送電に適したものとすべく、順次、送電ルートの最適化や必要な箇所の容量拡大を進めていかなければならない。それにより、脱炭素化の鍵となる再生可能エネルギーのさらなる拡大、とりわけ洋上ウィンドファームをはじめ、大規模でコスト低減ポテンシャルを期待できる再生可能エネルギーの導入が期待される。

配電網については、AI・IoTを用いた需要予測・監視制御等、デジタル技術を活用していくことが肝要である。地域共生型の小規模再生可能エネルギーやEVを含む蓄電池をはじめとした分散型リソースと、地域の電力需要を最適管理することによって、3Eを大幅に向上させることができるポテンシャルがある。各需要家のニーズに応じて集中型・分散型エネルギー源を組み合わせ、より柔軟に利用することも可能になる。さらに、隣家から電力を購入するなど、域内での地産地消によって地域の経済循環を強化できる可能性もある。

こうした変革のなかで想定される自然変動電源の大量導入は、系統安定性を確保するうえで大きなチャレンジである。遠くない将来、昼間の時間帯を中心に、需要のほとんどを変動電源で賄うようなケースも現れてくると考えられる。そうした場合の系統安定化の仕組みについて検討を行う必要がある。

また、系統全体をデータに基づき管理することで、送配電システム全体を通じた運用を最適化し、上述のような取り組みを効果的に行うことができるようになるが見込まれる。スマートメーターによって取得した情報をもとに、新たなビジネスモデルを展開することも可能となる。そうした背景を踏まえ、特にデータ利用と経営情報・個人情報の取り扱いのルールについて、検討を深めるべきである。

なお、わが国における国際連系線の整備については、建設費用の分担の問題もさることながら、東アジアの地政学情勢、エネルギー安全保障の観点も踏まえつつ、極めて慎重に検討する必要がある。

(2) 社会便益と国民負担を衡量した系統整備

電力システム改革により電力供給が発電・送配電・小売の連携によって実現

される体制へと転換するなかでも、送配電事業は引き続きエリア毎の独占を原則とする非競争領域とされた。したがって、各事業者には、全体最適の観点から中長期の将来像を想定しつつ、効率的な投資によって次世代電力ネットワークを構築していくことが期待される。

① コスト効率的な次世代化の推進

次世代電力ネットワークの構築は極めて重要だが、最大の課題となるのがそのための費用である。電力系統は巨大なインフラであり、ひとたびハードウェアへの投資を決めれば巨額の支出を伴う。そもそも、高度経済成長期に重点的に整備された送配電インフラは総じて高経年化が進んでおり、この更新支出だけでも負担の増加が懸念される。

したがって、系統電力需要の伸び悩みが見込まれるなか、過剰投資を避け、電気料金を抑制する観点から、まずは最大限既存設備を活用すべきである¹⁵。政府が検討を進め、順次実施している日本版コネク&マネージの取り組みは、追加的な設備投資を抑制しつつ、発電事業者の事業機会や再生可能エネルギーへのアクセス可能性を拡大するものである。適用する制度と適用範囲を迅速に拡大すべく、引き続き事業者と協調して精力的に取り組んでいくことを求める。

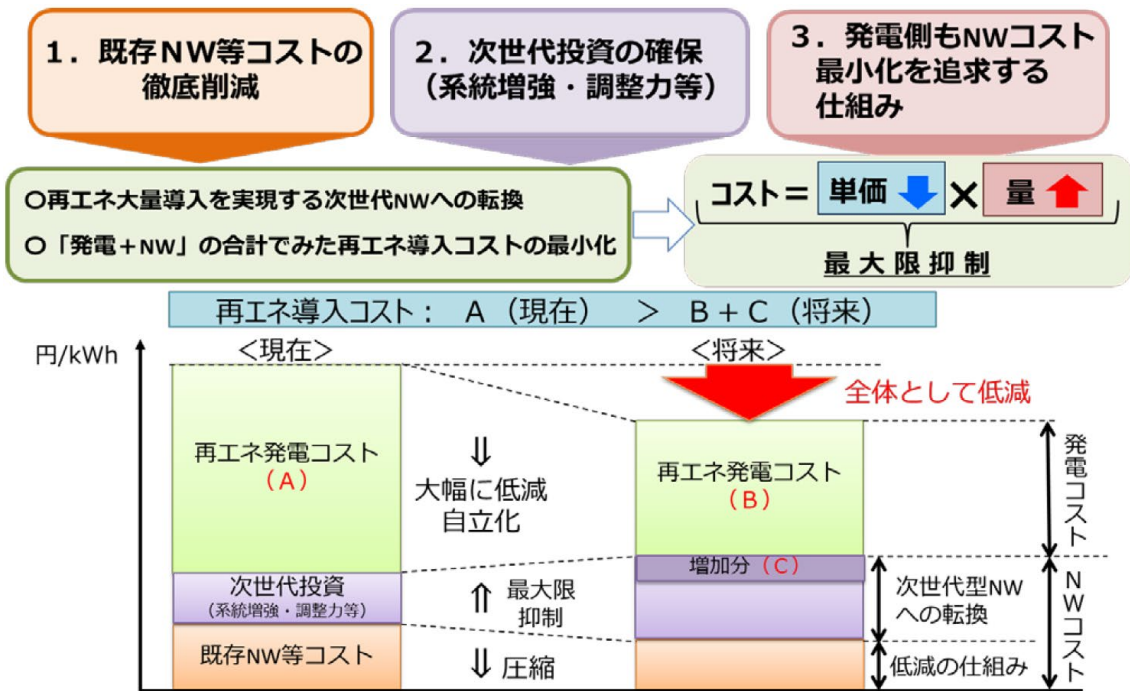
そのうえで、系統整備が国民負担によって行われる以上、その必要性については、費用対効果に基づき慎重に判断する必要がある。特に自然変動電源の立地適地から送電するための送電線は、設備利用率が低迷し、経済性確保が困難となる懸念もある。費用対効果を確認する際は、燃料費削減はもとより、レジリエンスの向上、市場分断の改善、系統安定度の向上や温室効果ガスの削減といった多面的な便益を踏まえることとし、データに基づく検討を行うべきである。海外事例¹⁶を参考にした手法の開発が求められる。

政府においては、系統次世代化および再生可能エネルギー導入のさらなる拡大と国民負担の抑制を両立させる観点から、「再生可能エネルギー発電コスト＋系統コスト」の合計単価を現在よりも引き下げる政策方針を示している。この方針のもと、電力需要の維持・拡大によって単位あたりのコスト負担を薄めつつ、コスト効率的な系統次世代化を進めていくことが求められる。

¹⁵ 既存ネットワークコストの低減に向け、事業者横断的な機器仕様の統一も有意義である。既に架空送電線等、一部機器の仕様統一に関し、各送配電事業者がロードマップを作成して取り組み、国がレビューする枠組みが構築されている。今後、現在対象とされている機器の仕様統一の着実な進展とともに、対象の拡大や国際標準規格の導入などの観点も含め、取り組みのさらなる充実・加速が期待される。

¹⁶ 例えば欧州の送電事業者である ENTSO-E は、送電線増強による便益について、安定供給（必要な予備力の圧縮、系統安定性向上等）、社会経済厚生（発電コスト抑制、CO2 排出量削減等）、送電損失といった要素の改善を中心に、貨幣価値による評価を行う手法を開発している。

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 多様な電力供給モデルの検討

費用便益分析の実施にあたっては、従来の大原則となってきたユニバーサルサービスについても、予断なく再検討を加えるべきである。

現在、送配電サービスについては、遍く日本国内において、電力の提供と一定の供給信頼度の確保が保証されている。また、託送料金水準も、送配電事業者毎に異なるものの、各エリア内においては一律とされている。しかし、高齢化や過疎化・人口減少が進み、系統電力需要は低調に推移する可能性が否定できない。さらに、電力供給の分散化がこれに拍車をかける。今後の社会を考えれば、一定程度の人口減少に対応し、電力システムを含む生活インフラをコンパクト化・ネットワーク化していくことが求められる。

一方で、デジタル技術や小型電源、蓄エネルギー技術の発達は、例えばオフグリッド化¹⁷のように、従来の制約にとらわれない新たな電力利用の選択肢を個々の需要家に提示していく。そうした時代にあっては、地域やライフスタイルに応じた多様な電力供給の形が存在しうる。旧来の全国一律の供給モデルにとらわれない、ニーズに応じた電力供給のあり方を念頭に置くべきである。その際は、供給のあり方に応じたコスト負担がなされる制度としていく必要もある。

¹⁷ 大規模系統に接続せず、自家発自家消費・地産地消のみによって電力需給を成立させること。

このほか、例えば一定の状況下では安定供給を保証しない供給契約の可能性など、必ずしも現状にとらわれない多面的な検討を行うべきである。

(3) 次世代化投資の確保

適切性が確認された送配電投資によって次世代電力ネットワークの整備を図るうえでは、投資原資を確保する必要がある。その際には、費用分担の応益性を考慮し、発電、送配電、小売の間での負担のあり方、あるいは需要家負担の内訳等について検討することが不可欠である。特に地域をまたがる投資については、現状、負担者と受益者が必ずしも一致しないケースがあることに留意する必要がある。

① 託送料金制度のあり方

現在、送配電投資の原資を回収する手段となっているのが託送料金制度である。

現行の託送料金制度においては、将来の投資と経費の見通しに基づき算定した原価によって託送料金が設定されている。系統電力需要の拡大が見通せないなか、厳格な査定¹⁸と事後評価のもとで、送配電事業者は投資拡大の判断を行いつらい状況にある。結果として中長期的な投資インセンティブが働きにくい制度になっていると指摘されている。そうしたなか、今後、高経年化に伴う単純な更新投資を行うだけでも送配電事業者は大幅な支出増を求められることになる。さらに次世代化のための投資まで行うことは、ほぼ非現実的とすらいえる。

そのため、引き続き総括原価方式による確実な投資回収を基本としつつ、託送料金制度を改める必要がある。既存ネットワークコストの徹底的な削減を行い、投資効率の最大化を図ることを前提に、投資インセンティブが働く仕組みをビルトインし、必要な投資原資を確保できる仕組みを構築すべきである。

例えば英国では、S+3Eの評価指標¹⁹の達成にインセンティブを与えることで、必要な投資を促進している。また、削減したコストの一部を事業者に還元する仕組みとすることでコスト削減のインセンティブも喚起し、投資促進と事業効率化の両立を図っている²⁰。このような海外事例も参考に、託送料金制度の見直しを行うべきである。

② 託送料金負担のあり方

託送料金制度の見直しにあたっては、その費用の分担のあり方についても検

¹⁸ 送配電事業者が託送料金の値上げを申請した際に、国が実施する。

¹⁹ 停電時間やCO2削減目標等。

²⁰ 2013年に導入された料金規制「RIIO」(Revenue = Incentives + Innovation + Outputs)による。

討すべきである。

現在の制度においては、送配電インフラに係る固定費の多くを従量料金で回収している状況にある²¹。このままでは、系統電力需要が減少するなどした場合、電力ネットワークの維持が困難になるおそれがある。

加えて、設備の高経年化や太陽光・風力の拡大に伴って送配電設備費用が増加すると kWh あたり託送料金が上昇し、それによって自家発自家消費への移行が促され、さらなる系統需要の減少に繋がる可能性がある²²。その系統需要の減少が一層の託送料金単価の上昇を招き、需要減と料金増が連鎖的に発生する状況、いわゆるデススパイラルが発生しうる。

また、分散型自然変動電源の増加に伴う自家消費・地産地消の増加は、系統を流れる電力量を減少させるが、災害時の対応等も含めたピーク電力まで同等に減るわけではなく、レジリエンス等を考慮すれば、設備容量を減少させることは難しい。

こうした課題が顕在化してしまえば、総コストの抑制と電力ネットワークの次世代化を両立させていくことは困難となる。社会全体として経済合理性を高める観点から、系統にバックアップを依存する自然変動電源を活用した分散型需給モデルがクリームスキミングとならないような費用分担を実現する必要がある。国民生活への影響に配慮しつつ、固定費を基本料金で回収する託送料金体系へと近づけていくべきである。

政府が 2020 年以降できるだけ早い時期の導入を目指して検討を進めている kW ベースの発電側基本料金は、そのための 1 つの有効な手段と評価できる。

③ FIT 賦課金の用途拡大等に対する考え方

電力ネットワークへの投資は、原則、託送料金収入を原資として行われるべきであるが、託送料金以外の資金を系統整備に充てることも、可能性としては考えられる。特に、次世代電力系統の整備が再生可能エネルギーの主力電源化を支えるインフラ整備である面を重視する観点からは、所期の目的を果たした FIT 制度を抜本的に再検討するなかで、上述のとおり費用便益分析等によって必要性が認められた投資であって、適切な検証のもと全国の需要家で負担すべきと判断された次世代系統の整備費用に限り、FIT 賦課金を系統整備に用いて全国の需要家で広く薄く負担することも、検討の俎上に載せられうる 1 つの手

²¹ 送配電事業に係る固定費と可変費の比率が 8 : 2 である一方、託送料金に占める基本料金と従量料金の比率は 3 : 7 である。

²² 実際に新たな自家発電設備の設置判断が下されるのは、系統電気料金が自家発電の平均コストを構造的に上回ると見通される場合である。現状においては、設置に要するコスト、時間、用地等の諸条件に鑑みて、まずは屋根置き太陽光の導入が加速する可能性が高いと考えられる。

段として想定し得ないことはない。

その場合、大前提として、単純な賦課金の使途拡大は受け入れられない。今後、FIT 負担の減少分だけ電気料金が低下することは産業界の悲願であり、少なくとも現行制度下において、その負担軽減分を他の用途に回すことには反対である。仮に賦課金の使途拡大を志向するのであれば、「3. 発電分野」で述べたような FIT 制度改革を行ったうえで、次の4点の対策とパッケージとすることが不可欠である。

第一に、賦課金の意義が、kWh ベースで計量される再生可能エネルギー電気の利用から kW ベースで検討される系統設備の整備へと転換することから、負担についても、kWh ベースでなく kW ベース、あるいは契約口数ベースにするなど、国民生活への影響に配慮するとともに丁寧な説明を行いながら、分担のあり方を抜本的に再検討すべきである。その際には、産業の国際競争力等について考慮することも重要である。

第二に、賦課金負担の総額に関しては、2030 年度に再生可能エネルギー買取総額 3.7~4.0 兆円というエネルギーミックスの想定を上限として堅守すべきである。

第三に、賦課金負担の総額は、時を追って減少させることを明確化する必要がある。併せて、賦課金による補助を終了するタイミングについても何らかの形で明確に規定すべきである。

第四に、賦課金が「査定なき財源」とならないよう、金額の算定諸元や算定方法、使途の内訳等を公開し、専門的な料金審査を受ける体制を確実に整える必要がある。

以上のような観点を踏まえつつ、次世代系統整備を託送料金だけで行う場合と賦課金をはじめ託送料金以外の資金を充当する場合のそれぞれについて、長所・短所を比較衡量し、適切な形で次世代投資原資の確保を図るべく、慎重に検討を行っていくことが求められる。

5. ファイナンス

電力システム改革に伴い、電気事業に係るファイナンスのリスク・リターンも変容していく。現在政府で検討が進んでいる投資回収手段だけでなく、資金調達段階における対策についても検討を行う必要がある。

旧一般電気事業者の一般担保付社債の発行が終了することに伴い、発電事業においては、今後は新規参入事業者も含め、通常資金調達方法をとっていくことになる。他方で、金融危機が発生した際などには社債市場が機能不全に陥ることもある。実際、東日本大震災後の 2011 年度には、電力 10 社の社債発行額の合計は 1 兆円程度減少した。また、電力システム上、発電事業者が建設す

る調整電源は欠かせない役割を担うが、自然変動電源の増加に伴う稼働率の低下により投資回収期間が延びることが見込まれるため、今後、資金調達が困難化していくと懸念される。

また、送配電事業は、当面、総括原価方式が維持されるが、投資を超長期で回収する事業が独立するため、投融資先としての魅力が必要となる。長期資金を集められる制度が求められる。

将来にわたる電力の安定供給の重要性に鑑みれば、電力インフラへの資金の流れが止まることのないよう、一定の手当てを講じておくべきと考えられる。こうした観点から、調整電源や送配電網に係る資金調達手段として、セーフティネットとしての役割を含め、財政投融資を活用したツーステップ・ローンの枠組みを利用できるようにしておくことなどを検討すべきである。民間資金の呼び水となる効果も期待できる。

電力システムの次世代化に向けて、国内だけでなく、世界から資金を調達しうる環境を整備していくことも重要である。世界の機関投資家においては ESG の側面への配慮に傾斜を強めるトレンドも見られ、脱炭素化への寄与等を梃子に ESG 投資を呼び込めるようにしていくことも望まれる。

電力システム改革によってファイナンスにも変化が迫られるなか、官民が歩調を合わせて新たな資金調達モデルを描き出すことで、わが国の電気事業に内外資本の目が向けられる環境を作り出すべきである。

結びにかえて

インフラは、一度建造すれば長期にわたって役割を果たす。その特徴は、ともすれば、どのようなインフラも未来永劫使い続けることはできないという事実を覆い隠してしまいかねない。現状、電力インフラは、安定供給を軸にその役割を果たし続けているが、必要な投資を平準化した場合に本来要する規模の投資が行われているとは言いがたい状況が続いている。電力投資の先送りは、現在の負担こそ抑制できるものの、将来世代にツケを回すことになる。民間の力で国の重要インフラが支えられている現状を踏まえ、必要な投資がしっかりと確保されるよう、政府には適切な制度設計と不断の検証・見直しを重ねて求めたい。経済界としても積極的に議論に参画していく。

本提言で示した種々の提案は、わが国が S+3E の高度化を追求し、その過程で国内においても 3D を加速させていくために取り組むべき方向性である。2050 年等、長期の将来に向けては不確実性が大きく、現実にはどの程度 3D が進展していくか、現時点で見通すことは困難だが、今後、電力システムに相当程度の変化が迫られていくことは確実である。電気事業や関係業界のビジネスモデルは、既に電力システム改革や世界市場の変化によって徐々に変貌しつつあるが、将

来的に一新される可能性すらある。そうした場合には、電力システムの変化によって、電力だけに留まらず、地域経済や国土利用、産業構造といった極めて広範な領域に影響が生じることになる。わが国としては、不確実性を織り込んだ複線シナリオで電力システムの将来を描き、社会の絵姿を透かし見て、所要の対策を検討していく必要がある。そのうえで、将来の方向性について広く国民と認識を共有し、国を挙げてその実現に挑戦していかねばならない。

続く停滞という足元の危機を脱し、電力システムはもとより、わが国の経済社会全体が健全かつ力強く発展し、Society 5.0を実現していけるよう、国を挙げた取り組みが推進されることを希求する。

以 上