

再生可能エネルギー普及拡大委員会 提言

2018年5月17日
自由民主党政務調査会

1. はじめに

エネルギーは、国民生活や産業競争力を左右する最も重要な経済社会基盤である。エネルギー基本計画の原則は3E+Sであるが、超少子高齢化とグローバル競争の激化に直面する我が国にとって、アベノミクスの生産性革命を実現し、日本が積極的な経済成長を中長期的に続けていくためにも、エネルギーを『安価・安定』的に供給する体制を維持していくことが不可欠である。

他方、パリ協定は日本も積極的に支持する世界共通の目標であり、産業界をはじめとするエネルギー需要家はCO2排出を極力抑えたエネルギー調達を迫られつつある。日本としては、2030年に向けた温室効果ガス▲26%、2050年に向けた▲80%に向けて全力で取り組むべきであり、SDGs（持続可能な開発目標）の観点からも目指すべきものである。

世界は今、再生可能エネルギーを『低コスト化・大量』に導入することによりCO2を削減しつつ、同時に経済成長を実現するデカップリングの方向へ歩み始めている。特に、世界最大のエネルギー消費国であり、同時に我が国の製造業やインフラ輸出における強力な競争相手である中国が、国内に超伝導大容量電線網を敷設しつつあり、太陽光エネルギーでは3円/kWhの低コストを達成し、「地球上で現時点で電気が届いていない約12億人（全人口の1/6）に再エネで電気を届ける」方針をとるなどエネルギー供給構造の変革を急速に推し進めていることに留意しなければならない。また、ESG投資も欧米を中心に世界的潮流となりつつある。

政府は現在、再エネを『主力電源』とすることを目指す方向に舵を切りつつあるが、CO2を排出しない基幹電源である原子力発電の再稼働の現状を踏まえれば、省エネや非化石価値取引市場の活用も進めつつ、現在8割以上ある火力比率を2030年において確実に6割（5,970億kWh）以下に抑える万全の対応が必要である。

エネルギーを巡るこうした状況変化を踏まえ、当委員会では、再エネの大量導入に伴う解決すべき課題に着実に対応する施策を今回のエネルギー基本計画改定に明記し、再エネが『主力電源』化の道を実践に進むよう以下に提言する。

2. 再エネ推進策に係る基本認識

国民が負担する再エネ関連コストをどう引き下げていくか？ —— これこそが、再エネを主力電源化していく際の最も困難な課題である。

日本での再エネ関連コストは、諸外国と比べても非常に高い。その主因として挙げられるものは、次の5つである。

- ①参入条件（FIT認定や環境アセスメントなど諸手続きに要する費用・時間）
- ②工事費等（多重下請け構造に起因する工事費の高さや、土地代の高さ等）
- ③系統制約（再エネ向け送電網の整備に要する費用・時間）
- ④出力調整（自然変動電源である太陽光・風力への火力・水力による補完）
- ⑤価格規制（FITに基づく買取価格と賦課金）

これらの課題を総合的に克服していくには、再エネ発電事業者の努力だけでは全く足りず、政府や地方自治体、需給バランス確保と電力系統の適切な整備を主導する電力広域的運営推進機関、電力会社による取組も必須となる。

日本の再エネ市場では、電力会社は、再エネ発電事業者との系統接続には重要な役割を担っている一方で、再エネ発電事業そのものへの関与には必ずしも積極的ではなく、再エネ発電事業者とのコミュニケーションにも壁が存在する。そのこともあって、「接続問題」が社会問題的にクローズアップされ、「純粋に電気技術的な理由以外で再エネ接続を拒んでいるではないか」との懸念が持たれ、相互にとってマイナスな状況があったことは事実である。

ところが、世界を見れば、再エネの主役はその国の基幹的な電力会社が担っているケースの方が多く、日本でも、電力会社が再エネを主力事業の一つとして展開していくべき時期にあると言える。

そうした観点から今回、初の試みとして電力会社エリアごとにタスクフォースを設置し、それぞれから実状報告や論点提起を得た（詳細は別添）。

各エリアでは、電力会社を中心として、既に様々な先行的な取組が進みつつある中で更に加速していくべき多くの事項が明らかにされた。

こうした、各タスクフォースでの議論や自立分散型エネルギー分科会での議論も踏まえ、当委員会として次のような具体策の実施を政府に要請するものである。

3. 再エネの主力電源化に向けた具体策

(1) FIT 負担の適正化

再エネの低コスト化・大量導入に当たっては、FIT 買取価格を引き下げる必要がある。2017 年度に大規模太陽光に対して先行的に導入された入札制は、発電コストの低減を促す施策であり、今後、大規模バイオマスや洋上風力へと対象を拡大する予定で、積極的な活用が期待される。

FIT による再エネ買取総額及び賦課金総額は既に、それぞれ今年度で 3.1 兆円、2.4 兆円に達する見込みでありその大半を占めるのは、過去の高価格認定案件（2012～2014 年度認定の太陽光 40～32 円/kWh など）である。2017 年 4 月から施行された改正 FIT 法により、約 16GW（約 27 万件）（注 1）が接続契約を締結できずに失効したが、今もまだ未稼働の高価格認定案件は多数存在する。再エネ導入に係る国民負担を極力抑制していくためには、こうした過去案件を中心とした既認定案件の適正化を強く進めていくべきである。

（注 1）FIT 失効案件：2016 年 6 月 30 日までの FIT 認定案件約 96GW（約 315 万件）のうち、2017 年 3 月 31 日までに接続契約を締結できずに失効した案件は約 16GW（約 27 万件）。このうち、10kW 以上の事業用太陽光の失効案件は、約 14.6GW（約 26 万件）。

(2) 系統接続上の課題の克服

最近、①系統に繋げない、②接続時の系統増強費用が高い、③運転開始後の出力制御が心配であるといった、“系統制約”に対する危惧が広がっている。こうした系統制約上の課題に着実に対応するため、次のような対策に早急に取り組む必要がある。

①系統に繋げないとの懸念にこたえるため、欧州における先進的な取組も参考にしつつ、既存系統を最大限に活用するための新しい系統利用ルールを構築し、いわゆるコネクト&マネージを順次実行すべきである。過去の実績を基に将来の電気の流れをより精緻に想定しながら送電線の空き容量を算出する手法（想定潮流の合理化）の導入は、今年 4 月から既に開始している。この想定潮流合理化の考え方を基に様々な取組を導入した結果、東北北部の電源接続案件募集プロセスを行っている基幹系統において、空き容量が 60%増加することとなった。系統への連系を希望する事業者に対して新たな手法による空き容量を早急に示していくとともに、全体のインパクトについても、速やかに世の中に示していくべきである。

次に、緊急用の系統を開放すべく、事故発生時に系統から直ちに遮断する装置を付けることで接続する手法（N-1 電制（注2））を、今年度上半期中に導入することとし、混雑時に出力制御することを前提に接続する手法（ノンファーム型接続（注3））については、技術的な課題は多いものの、その導入を早く実現すべく、予測・制御・調整技術の開発・実証を進める必要がある。

また、N-1 電制もノンファーム型接続も、国における検討を待つことなく、地域の再エネ電源が接続しやすくなるよう、先行的に取り組んでいる事業者もいる。太陽光発電出力推定・予測の制度向上に向けて、日射量短時間予測システムを導入している事業者もいる。そのような先行事業者の事例も参考にしつつ、事業者による積極的な対応を後押ししていくことも重要である。

（注2）N-1 電制：送電線等の電力設備の故障発生時には電源制御を行うことで、緊急時に空けておいた容量の一部活用する方法。

（注3）ノンファーム型接続：送電線等の空き容量があるときには送電することができ、容量が不足する時には発電を抑制することを前提とする、新たな電源接続の考え方。

②接続時の系統増強費用が高いとの懸念にこたえるため、再エネ事業者の接続に係る負担の軽減策を講じる。そのためには例えば、接続時と運転時での負担を調整することで対応すべく、系統増強に係る一般負担上限を引き上げるとともに、発電側基本料金を導入していくことも検討すべきである。

再エネの普及拡大に不可欠な次世代送電網の整備の加速に向け、単に民間事業者任せということではなく、国として、投資にインセンティブが働く財政上の措置や料金制度を整備する必要がある。すなわち、再エネ導入拡大に伴って増加する費用（系統増強費用、需給調整費用など）について、一般送配電事業者が確実に回収でき、かつ、事業効率化の努力や技術革新・新規事業・海外展開への投資を促すインセンティブを与える方策を打ち立てるべきである。その際、再エネ適地の地域での系統負担が特に大きくなっていることにかんがみ、こうした偏在性を考慮した系統負担の在り方も検討する必要がある。

③運転開始後の出力制御が心配であるとの懸念にこたえるため、系統情報の公開を徹底し、エリアを超えた系統運用を強化していくことが重要。まずは、既にルール化されている上位二系統の実潮流及び空き容量の公開に加えて、下位の系統についても公開を進めていく必要がある。また、地域間連系線については、既存の容量を最大限活用していくこととしているが、例えば、北本連系線や関門連系線、東西融通（周波数変換装置）の更なる増強を求める声もある。地域間連系線の更なる増強については、経済合理性や世界の低炭素投資に係る潮流も踏まえつつ、より広域的な最適運用を進める観点からその検討を急ぎ、必要に応じて支援すべきである。

(3) 地域と共生した分散型の再生可能エネルギーの開発

水力・地熱・バイオマス・風力は、立地面の制約などにより、これまでの導入実績も限定的であるが、今後一層、それぞれ特性を踏まえながら、地域と共生する形で、太陽光も含めて再エネの開発・運用を進めていく必要がある。

地域との共生の観点から、地方公共団体等が太陽光や風力の適地をゾーン指定することも効果的であり、その際、大規模な太陽光発電については、環境アセスメントの対象とすることも含めて検討する必要がある。

また、地域の特徴ある資源を有効活用する観点から、寒冷地における雪冷熱の活用によるデータセンターの誘致なども有効な方策となる。地域内に点在する下水汚泥、家畜ふん尿、食物残さ、廃油などのゴミ等から発生するバイオガスやバイオディーゼル燃料を集約して効率的に発電するモデル作りも効果的である。

こういった施策を進める上では、再エネの普及拡大は国のみならず、地方公共団体の使命と位置づけることが不可欠である。そのための地方公共団体の取組を促進するため、地球温暖化対策推進法に基づく地方公共団体実行計画の策定・実施の支援を行うほか、マスタープラン策定への支援や事業化のためのコンサルティング機能の強化を図るなど、関係省庁が連携して事業化の一層の促進に取り組む。また、地域の人々がその地域の再エネ資源を自ら開発または活用し、地域の利益となるように使う「地域再省蓄エネモデル」の創出は、地域におけるエネルギーの自立と脱炭素化を促進するとともに、地方創生の鍵となる取組である。その際、地域の資金を含む民間資金を呼び込む視点も重要であり、地域低炭素投資促進ファンドの活用や呼び水としてのモデル事業支援策が期待される。

(4) その他個別電源ごとの対策

<水力>

既設水力発電所の有効利用等によって、1,350億 kWh の出力増加のポテンシャルがあるという指摘もある。高効率設備への更新を着実に進めるとともに、治水機能との調和を図りつつ、IoT やビッグデータを活用した既存ダムの運用効率の向上にも取り組むべきである。

大規模開発は見込めないものの、安定的に発電が可能な中小規模や新規地点の開発にも、水利権や用地の確保など利害関係者間での円滑な協議を行える環境が必要であり省庁の枠を超えて連繫する取組が求められる。

<地熱>

地熱発電は、日本には約 2,300 万 kW（原発 23 基分）もの資源が賦存し、そのタービン世界市場のうち日本製は 7 割を占める国際競争力上優位なエネルギー

一源で安定的に発電することができる。しかしながら、調査が長期間にわたり、生産井発見のために多数の調査井掘削が必要であるといった特有のリスク（不確実性）があるため、開発リスクの低減や開発リードタイムの短縮のための施策を確実に継続するとともに、温泉事業者の理解醸成に資する施策を講じていくべきである。

また、電力エリアにとらわれずに既に全国大で積極的に地熱発電の開発に取り組んでいる事業者もいることから今後は、国際競争力のあるエネルギー源として、日本のみならず、世界市場も視野に入れ、地熱の開発に取り組んでいくことも期待する。

<バイオマス>

バイオマス発電は、発生する熱を地域において有効活用することでエネルギー効率の向上に資するとともに、自立的かつ安定的にエネルギー供給が可能である。近年、輸入材が更に増えてきているが、国産材の燃料活用を進めるべきであり、路網の整備も含め、安定的に燃料を調達できる仕組みの構築が必要である。その際、製材等の既存利用に影響を及ぼさないよう、木材のカスケード利用（注 4）を前提としつつ、民有林と国有林が連携し未利用材等が効率的に供給できるような仕組みを検討すべきである。また、例えば、意欲ある林業事業者に地域の森林管理を包括的に委ね、森林の集約・再編を促したり、森林組合と連携した回収スキームを構築するなど、地域資源を持続的に活用して熱利用・熱電併給等を進める地域内エコシステムの確立を図り、こうした取組にあたり、森林環境税の活用も検討すべきである。

また、早生樹や竹など新たな木質資源の活用も有効であり、FIT 適用について、事業者が計画を立てやすくなるよう、耕作放棄地で育成した場合も含め、その扱いを早期に検討する必要がある。

家畜ふん尿から発生するバイオガスによる発電や熱利用の取組は、バイオマスによるエネルギー供給の拡大に加え、畜産農家のふん尿処理費用の軽減や、周辺環境の改善等にも資することから、これを一層推進することが重要である。

（注 4）木材を建材等の資材として利用した後、ボードや紙等の利用を経て、最終段階では燃料として利用すること。

<風力>

陸上風力発電については、適地を最大限活用するため、環境アセスメントの迅速化はもちろんのこと、農林地との調和・共生を目指しつつ農用地区域からの除外手続の迅速化に向けた方策を検討するなど、必要に応じて更なる規制・制度の合理化が必要である。国有林の「緑の回廊」においては、生態系保全と再エネ導入拡大の調和に向け、関係者の合意形成に向けた調整を行う必要がある。

洋上風力発電については、一般海域での開発促進に向けた制度整備や、それに基づく開発地区の指定を速やかに行うべきであり、洋上風力発電のポテンシャルが高い海域近くの港湾整備や、外国船籍の作業船（注4）・外国人技能者の活用に向けた検討も進めるべきである。

（注4）外国船籍の作業船：「カボタージュ規制」により自国内の物資又は旅客の輸送を自国船籍に限るとされている。

<太陽光>

太陽光発電については、小規模事業を中心に、事業終了後に太陽光パネルが撤去されず放置されてしまうのではないかと懸念が強い。太陽光を長期安定的な電源としていくには、適切なメンテナンス体制を確保し、再投資を促すとともに、将来大量に発生する太陽光パネル廃棄物に備える必要がある。その一助としても、小規模案件の安全規制強化や、適格事業者への経済合理性ある設備集約促進策を早急に検討すべきである。また、FIT 価格に廃棄費用が含まれているが、そのための積立てを維持する手段が存在しないため、別会計化を義務付ける必要がある。さらに、将来的には中古市場を通じた低廉な太陽光パネルの提供も視野に入れるべきである。まずは、リユース・リサイクル・処分についてコストも含めた正確な実態調査を行うとともに、リサイクルの低コスト化に向けた技術開発も実施する等、資源の有効利用を図っていく必要がある。

大規模事業については、2030 年の中長期価格目標として 7 円/kWh を設定し、それに向けた価格逡減や競争を通じてコスト低減を促す入札制度の促進を図っていることは評価できるものの、世界水準（最安値 2.5 円/kWh）と比べるとまだ高い。現状の取組に加え、再生利用が困難な荒廃農地の積極的な活用や防災対策等と調和したため池を活用した水上太陽光発電などにより、更なるポテンシャルの開拓に努めることが重要である。また、革新的な研究開発により、次世代型高効率太陽光パネルの開発を追求していく。

ZEH（ゼッチ）（ネット・ゼロ・エネルギー・ハウス）・ZEB（ゼブ）（ネット・ゼロ・エネルギー・ビル）の普及促進等を通じて、家・ビルに屋根置き太陽光・定置用蓄電池を標準装備させることにより、消費者による自家消費を促すことは効果的。そのような自家消費モデルにより、FIT からの自立に向けた市場環境を整えるとともに、2019 年以降に直面する FIT 買取期間の終了や、その後のオプションについて周知徹底を図ることが重要。その際、小売電気事業者やアグリゲーターによる競争的なビジネス機会を創出していくことも重要である。

<カーボンフリー調整力としての蓄電池・揚水・水素等>

火力による太陽光・風力のバックアップに加え、カーボンフリー調整力として蓄電池や揚水発電、水素の活用を進めるにあたり、地域の特色に合わせた取組を進めることが重要。各地に存在する揚水発電の最大限の活用、蓄電池のコ

スト低減に向けた取組や、車載用蓄電池のリユース・リサイクル事業による蓄電池の普及拡大を図っていく必要もある。

また、住宅用太陽光や蓄電池の導入が進み、それらの分散型エネルギーリソースを制御するVPP（Virtual Power Plant）等の効果的な活用を可能とするためには、インフラとしてスマートメーターの早期の普及が重要である。

電力会社によっては、系統側に蓄電池を置くことにより再エネ事業者の費用負担を軽減する先進的な取組を進めている例もあるが、負担割合の見直しも含めた更なる再エネ事業者の費用負担軽減策を今後検討していくべき。

さらには、変動する再エネ自身に出力変動緩和機能を持たせることも可能であり、風力発電について当該機能の活用が検討されているところであるが、速やかな結論を期待する。

水素による蓄電技術の開発も重要であり、2017年末に再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議において策定された水素基本戦略の着実な実施を図っていくことが求められる。また、ダムに設置した小水力発電から水素を製造し地域内の施設等に輸送して活用する、あるいは、蓄エネの需要が高い離島などで水素と蓄電池等を組み合わせ再エネを最大限活用するなど、地域の特性に適した水素の新たな活用モデルの実証も進められており、他の地域への普及拡大も期待できる。

火力についても、石炭のガス化による高効率複合発電技術や、CO₂分離・回収と燃料電池を組み合わせた革新的低炭素石炭火力発電のように高効率化と低炭素化を両立する技術実証が進んでおり、これらの早期の実用化を目指すべきである。

4. おわりに ～ 今後に向けて

日本では、2012年7月のFIT施行を皮切りに、再エネの導入が飛躍的に進んでおり、2017年においてその電源構成に占める割合は15%を占めるに至っているが2030年の電源構成目標である22～24%には遠い状況。

再エネの主力電源化に当たっては、まずは、この目標を達成することが第一歩となるがこのエネルギーミックスで示されている目標値はキャップ（上限）ではない。当委員会でヒヤリングしたIRENA（国際再生エネルギー機関）事務局長によると、現時点での世界の再エネ平均導入率が24%であり、今の日本の目標は世界をリードする比率とは言えない。

2030年以降も見据え、再エネを『主力電源』と位置づけることにより、現在の目標にとどまることなく再エネの更なる導入をめざし、かつ、そのための具体策の提案・着実な実施を、政府・与党が関係事業者とともに一丸となって取り組んでいくことが肝要である。

他方、自然変動電源である太陽光・風力の導入が拡大すれば、調整力の確保が重要な課題となる。現在は主に火力で対応しているため、今後、カーボンフリーな調整力としての蓄電池や水素が円滑に普及していくよう、必要な環境整備を行っていくべきである。

同様に、カーボンフリーである原子力は安価・安定供給が可能で実用段階にある脱炭素化の重要な選択肢である。その活用について当委員会は、脱原発かどうかの議論にはくみせず、現行エネルギー基本計画上の2030年における原子力比率自体にはコメントしない。だが世界では、大型原子炉の安全性向上、運転期間延長などに加えて、小型原子炉の開発も始まっており、社会的要請にこたえるイノベーションへの挑戦が世界で始まっていることに留意する必要がある。

さらに、再エネ関連コストが十分に下がり主力電源化するまでの過渡期においては、石炭火力のように安価・安定供給が可能な電源は、電気料金上昇の抑制に資するため、更なる高効率化を図りつつ活用することの重要性は無視できない。

再エネの主力電源化を実現しつつ、3E+Sの観点からバランスのとれた供給体制を構築していくことが極めて重要であり、それが、責任あるエネルギー政策である。