

総合資源エネルギー調査会

省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会

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（第2次）

2019 年 1 月

I. はじめに	3
1. 検討の背景	3
2. 本小委員会におけるこれまでの検討と中間整理（第2次）の位置付け	3
II. 再生可能エネルギーの主力電源化に向けて	5
II-1. コストダウンの加速化と FIT からの自立化	5
1. 新規案件のコストダウンの加速化	6
（1）目指すべきコスト水準	6
（2）入札制の活用	8
2. 既認定案件による国民負担の抑制に向けた対応	10
（1）事業用太陽光発電の未稼働案件への対応	10
（2）FIT 認定取得後の事業変更への対応	13
3. 再生可能エネルギーの自立に向けた取組の加速化	16
（1）需給一体型の再生可能エネルギー活用モデル	17
（2）非化石証書の活用	22
4. 住宅用太陽光発電設備の FIT 買取期間終了に向けた対応	23
（1）住宅用太陽光発電設備の意義と FIT 買取期間終了の位置付け	23
（2）2019 年 11 月の FIT 買取期間終了に向けた対応とスケジュール	24
（3）FIT 制度における住宅用太陽光発電設備のリプレースの取扱い	28
II-2. 長期安定的な事業運営の確保	28
1. 安全の確保	29
（1）電気事業法に基づく技術基準の適合性確認（法規制の執行強化）	29
（2）技術基準が定めた「性能」を満たす「仕様」の設定・原則化	30
（3）斜面設置する際の技術基準の見直し	30
2. 地域との共生	31
（1）FIT 認定基準に基づく標識・柵塀設置義務違反案件の取締り（法制度の執行強化）	31
（2）自治体の先進事例を共有する情報連絡会の設置	31
3. 太陽光発電設備の廃棄対策	32
（1）太陽光発電設備の廃棄等費用の積立てを担保する制度の必要性和検討の視座	32
（2）本制度の検討の方向性	33
（3）積立計画・進捗状況の報告義務化・公表	34
（4）有害物質への対応	35
（5）リサイクルへの対応	36
III. 再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築	37
III-1. 系統制約の克服	38
1. 日本版コネクト&マネージ	38
（1）想定潮流の合理化	38
（2）N-1 電制	38
（3）ノンファーム型接続	39

2. 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示	42
(1) これまでの議論と今後の進め方	42
(2) 需給バランス制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報	43
(3) 送電容量制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報	46
3. 系統アクセス業務等の改善	52
(1) 工事費負担金の分割払い	52
(2) 工事長期化への対応	53
(3) 系統容量の開放に向けた対応	55
4. ルール整備を補完する仕組み	56
5. 系統整備・増強を含めた次世代 NW 形成の在り方	57
6. 再エネ大量導入時代における NW コスト改革	59
(1) 既存 NW コスト等の徹底的なコスト削減	61
(2) 次世代 NW 投資の確保 (NW の投資環境整備・費用負担の在り方)	62
(3) 発電事業者のインセンティブの確保	64
7. 2030 年以降を見据えた次世代電力 NW システム	66
(1) 分散型エネルギーリソースと調和的な電力 NW の在り方	67
(2) 新ビジネス・他産業連携の可能性	68
Ⅲ－2. 適切な調整力の確保	69
1. 再生可能エネルギーの出力制御量の低減に向けた方策	70
(1) 地域間連系線の更なる活用 (エリアを越えた柔軟な調整)	70
(2) オンライン制御の拡大	71
(3) 火力発電等の最低出力の引下げ	72
(4) 出力制御における経済的調整	72
2. グリッドコードの整備	73
3. 目指すべき自然変動再エネの出力調整の在り方	74
(1) 検討の方向性	75
(2) 再エネ予測誤差に対応するための調整力の費用負担	75
Ⅳ. 再生可能エネルギーの産業競争力	78
1. 大規模化の動向	78
2. 分散化の動向	79
3. 電源別のアプローチ	79
(1) 急速なコストダウンが見込まれる電源	80
(2) 地域との共生を図りつつ緩やかに自立に向かう電源	81
Ⅴ. 今後の検討に向けて	82
委員等名簿	83
開催実績	84
参考資料	86

I. はじめに

1. 検討の背景

再生可能エネルギーを取り巻く状況は、大きく変貌してきている。再生可能エネルギーは従来、エネルギー安全保障と環境面でメリットがあるものの、経済面では課題があった。しかし、世界的には、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い発電コストが急速に低減し、他の電源と比べてもコスト競争力のある電源となっており、それがさらなる導入につながる好循環が生じている。さらに、エネルギー、経済成長と雇用、気候変動等に関する持続可能な開発目標（SDGs）を掲げる「持続可能な開発のための 2030 アジェンダ」の国連での採択や、世界全体で今世紀後半に温室効果ガス的人為的な排出量と吸収源による除去量との均衡の達成を目指すとする「パリ協定」の発効により、世界的に脱炭素化へのモメンタムが高まっており、再生可能エネルギーを積極的に調達しようとするといった需要家ニーズの多様化とも相まって、再生可能エネルギーへの投資が強力にけん引されている。

我が国においても、2012 年 7 月に再生可能エネルギーの固定価格買取制度（以下「FIT 制度」という。）が導入されて以降、太陽光発電を中心に再生可能エネルギーの導入が急速に進んだが、一方でその発電コストは国際水準と比較して依然高い状況にあり、国民負担の増大をもたらしている。2015 年 7 月に策定された長期エネルギー需給見通し（エネルギーミックス）においては、2030 年度の再生可能エネルギー導入水準（22～24%）を達成する場合の FIT 制度における買取費用総額を 3.7～4.0 兆円程度と見込んでいるが、2018 年度の買取費用総額は既に 3.1 兆円程度に達すると想定されており、再生可能エネルギーの大量導入に向けて国民負担の抑制が待ったなしの課題となっている。

また、再生可能エネルギーの導入拡大が進むにつれ、従来の系統運用の下での系統制約が顕在化しており、再生可能エネルギーの出力変動を調整するための調整力の確保も含め、再生可能エネルギーを電力系統へ受け入れるコストも増加傾向にある。さらに、小規模電源を中心に既に導入されている電源について将来的な再投資が滞るのではないかとといった長期安定的な発電に対する懸念に加え、地域との共生や発電事業終了後の設備廃棄に対する地元の懸念も明らかとなってきた。

エネルギー政策は、安全性を前提とし、安定供給、経済効率性、環境への適合を達成する、いわゆる「3E+S」の原則の下で進めていくべきであり、再生可能エネルギーが直面するこうした変化の中で、2030 年度に向けて、更にはその先も見据えた、再生可能エネルギー政策のかじ取りが求められている。

2. 本小委員会におけるこれまでの検討と中間整理（第 2 次）の位置付け

再生可能エネルギーは、発電時に温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることから、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギー源で

ある。世界が再生可能エネルギーの電力市場への統合に向けて大きくかじを切る中、我が国も、その最大限の導入と国民負担の抑制との両立を図りながら、2030年度のエネルギーミックスの着実な達成を目指さなければならない。そのためには、前述の課題や懸念を克服しながら、産業競争力の強化にも資するよう、再生可能エネルギーをコスト競争力のある自立した「主力電源」とし、その大量導入を持続可能なものとする必要がある。

こうした基本認識の下、本小委員会では、2017年12月の設置以降、①コスト競争力の強化（発電コストの低減）、②長期安定的な発電を支える事業環境整備、③系統制約の克服、④適切な調整力の確保という4つの論点を軸に、「コスト低減＋長期安定」が再生可能エネルギーの「主力電源化」をもたらすことを打ち出すとともに、系統制約の克服に向けた論点について集中的に議論を行い、2018年5月に中間整理（第1次）を取りまとめ、その内容を第5次エネルギー基本計画（2018年7月3日閣議決定）に反映したところである。

ここまでの議論を言わば「第1フェーズ」と位置付けるのであれば、次は「第2フェーズ」として、第5次エネルギー基本計画を踏まえた2030年の絵姿、更には2050年も見据えながら、再生可能エネルギーを社会に安定的に定着した主力電源としていくためのアクセルを踏んでいく必要がある。また、2018年7月の西日本豪雨や2018年9月の北海道胆振東部地震による大規模停電など一連の自然災害から電力システムのレジリエンス強化に向けた論点が投げかけられ、2018年10月には、九州エリアにおいて本土初となる再生可能エネルギーの出力制御が行われた。こうした中間整理（第1次）の取りまとめ以降に生じた新たな視点も交えつつ、①コストダウンの加速化とFITからの自立化、②長期安定的な事業運営の確保、③系統制約の克服／適切な調整力の確保に係るアクションプランの着実な実行、④再生可能エネルギーの産業競争力を軸に、論点を深掘りしながら、今後の政策対応について議論を進めてきた。

本中間整理（第2次）は、第5次エネルギー基本計画の策定以降、約5ヶ月間にわたり本小委員会で検討を深めてきた再生可能エネルギー政策に関する事項を整理し、2020年度末までに行われる電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（平成23年法律第108号。以下「FIT法」という。）の抜本見直しを含む再生可能エネルギーの自立化に向けたFIT制度の在り方や、2030年以降を見据えた次世代電力ネットワークの在り方の本格検討（第3フェーズ）に向けた道筋を示すものである。中間整理（第1次）と同様、委員の間で合意や認識の共有が得られた事項について、現状どのような進捗状況にあるのかを整理し、詳細にわたる検討等が必要となる事項については、今後、関係行政機関等において、誰がどのようなスケジュールで進めていくことになるのか等のアクションプランを明確にしている。ここで設定したアクションプランの実効性を高めるため、引き続き必要に応じてその進捗状況をレビューしていくことが重要である。

なお、本小委員会の議題は多岐にわたる一方で、再生可能エネルギーについて足下で生じている課題には速やかな対応が求められるものもあることから、引き続き、各議題につ

いて本小委員会で合意が得られた事項は、個別にパブリックコメント等の必要な手続を経た上で、順次、実施に移すことを求めていくこととした。

Ⅱ．再生可能エネルギーの主力電源化に向けて

エネルギーミックス（2030 年度）の再生可能エネルギー比率 22～24%を着実に達成するとともに、その後も再生可能エネルギーが持続的に普及拡大し、主力電源として大量に導入されていくためには、再生可能エネルギーが自立した電源となる必要がある。中間整理（第 1 次）においては、この自立した「主力電源」の要素として、①他の電源と比較して競争力ある水準までコストが低減することと、②我が国のエネルギー供給の大きな役割を担う、責任ある長期安定的な電源となることを提示し、その考え方は第 5 次エネルギー基本計画にも盛り込まれたところである。

再生可能エネルギーの主力電源化の実現を盤石なものとするため、上記 2 つの視点を軸に政策検討を更に深掘りし、取組を加速化させていくことが求められる。

Ⅱ－１．コストダウンの加速化と FIT からの自立化

欧州等に比べ発電コストが高い中で再生可能エネルギーの導入が拡大しているのは、FIT 制度が様々なリスクを極小化し投資回収を保障していることによるところが大きい。これはあくまで国民負担によって支えられた過渡的な措置であり、将来的には FIT 制度等による支援が無くとも、再生可能エネルギーが電力市場の中でコスト競争に打ち勝ち、自立的に導入が進むようにしなければならない。中間整理（第 1 次）においては、コストダウンの方策として、中長期価格目標に向けたトップランナー方式での価格低減や入札制の活用による競争等を示したが、国内外のコスト動向を踏まえつつ、新規案件のコストダウンの加速化に向けた取組の更なる具体化が必要である。

また、FIT 賦課金（国民負担）は 2018 年度で既に年間 2.4 兆円に達し、電気料金に占める賦課金の割合が産業用・業務用で 16%、家庭用で 11%に増大する中、FIT 認定を取得し過去の高い調達価格を確定させたまま長期間未稼働となっている案件が大量に滞留しているが、こうした既認定案件がもたらす国民負担に対する抜本的な打開策も不可欠である。

さらに、2019 年 11 月以降の FIT 買取期間終了を 1 つの先駆けとして、FIT 制度に頼らないビジネスモデルの検討が動き出しつつある中、それを早期に実現・確立していくため、FIT 制度からの自立化に向けた方向性を具体化していく必要がある。

1. 新規案件のコストダウンの加速化

(1) 目指すべきコスト水準

目指すべきコスト水準としての価格目標については、調達価格等算定委員会の意見を聴いて、経済産業大臣が定めることとなっている。¹このため、以下の方向性を踏まえて調達価格等算定委員会で検討し、具体化されることが適当である。

①事業用太陽光発電

事業用太陽光発電については、世界の市場における急速なコスト低減、複数の調査機関から日本でも現行の目標を下回る水準の見通しが示されていること及び国内のトップランナーの動向を踏まえると、コストダウンをより加速化していく必要がある。このため、価格目標については、「2030 年発電コスト 7 円/kWh」という価格目標を 3～5 年程度前倒すことを検討するべきである。また、価格目標は対象年度（前倒した場合：2025～2027 年度）に運転開始する案件の平均発電コストを指すことを明確にし、この着実な達成に向けて、適切な IRR 水準の設定と併せて売電価格を検討していくべきである。

特に、認定から運転開始までのリードタイム（例：運転開始期限＝3 年）を考慮して、この目標を実現するためにより効率的な売電価格を検討する（例：対象年度（2025～2027 年度）の 3 年前に相当する 2022～2024 年度に認定する平均売電価格 8.5 円/kWh を目指す²）必要がある。

②住宅用太陽光発電

住宅用太陽光発電については、中間整理（第 1 次）で示したとおり、蓄電池等と組み合わせながら自家消費モデルを促進しつつ、FIT 制度からの自立化を図っていくことが重要である。価格目標については、事業用太陽光発電のコスト低減スピードと歩調を合わせつつ、自立化を一層促していくため、現行の目標では「できるだけ早期に」としている卸電力市場価格並みの売電価格を実現する時期を、事業用太陽光発電と同時期（2025～2027 年度）と明確化することについて、自家消費も含めた「需給一体型の再生可能エネルギー活用モデルの在り方」³と併せて検討していくべきである。

¹ FIT 法第 3 条第 13 項において、経済産業大臣が価格目標を変更するときは、調達価格等算定委員会の意見を聴くこととされている。

² 発電コストは、資金調達コストを念頭に置いた割引率（3%）を付加したもの。2018 年度時点の調達価格が想定する適正利潤（IRR＝5%）とは異なる。発電コスト（割引率 3%）7 円/kWh を調達価格（割引率 5%）に換算すると、8.5 円/kWh に相当する。

³ 「3. 再生可能エネルギーの自立に向けた取組の加速化（1）需給一体型の再生可能エネルギー活用モデル」（本稿 P.17）参照。

③風力発電

風力発電については、国際的な動向、国内の発電コストの見通し及び国内のトップランナーの動向を踏まえ、現行の 2030 年発電コスト 8～9 円/kWh という陸上・洋上（着床式）の価格目標は、現時点では適正な水準と言える。しかしながら、一般的に風力発電は太陽光発電と比べてリードタイムが長く、かつ価格目標は対象年度（2030 年度）に運転開始する案件の平均発電コストを指すことを明確にすることを前提とすれば、現在のコスト低減スピードでは目標の実現が難しく、コスト低減に向けた取組をより深掘りする必要がある。

特に、認定から運転開始までのリードタイム（例：運転開始期限＝4 年（環境アセス適用案件は 8 年））を考慮して、この目標を実現するためにより効率的な売電価格を検討する（例：対象年度（2030 年度）の 4～8 年前に相当する 2022～2026 年度に認定する平均売電価格 12.1～12.9 円/kWh を目指す⁴⁾）必要がある。

【アクションプラン⁵⁾】

<事業用太陽光発電>

- 「2030 年発電コスト 7 円/kWh」という価格目標を 3～5 年程度前倒すことを検討
- 価格目標は、対象年度に運転開始する案件の平均発電コストを指すことを明確化
- 認定から運転開始までのリードタイムを考慮して、目標実現のためのより効率的な売電価格を検討

<住宅用太陽光発電>

- 「できるだけ早期に」という卸電力市場並みの調達価格を実現する時期を、事業用太陽光と同時期（2025～2027 年度）と明確化することについて、自家消費も含めた「需給一体型の再生可能エネルギー活用モデルの在り方」と併せて検討

<風力発電>

- 国内外のコスト動向を踏まえると、現行の 2030 年発電コスト 8～9 円/kWh という価格目標は、現時点では適正な水準
- 価格目標は対象年度（2030 年度）に運転開始する案件の平均発電コストを指すことを前提に、コスト低減に向けた取組をより深掘りする

- 上記の方向性を踏まえて調達価格等算定委員会で検討し、具体化を図る。

【➡調達価格等算定委員会（意見取りまとめ済み（2019 年 1 月 9 日））】

⁴⁾ 発電コストは、資金調達コストを念頭に置いた割引率（3%）を付加したもの。2018 年度時点の調達価格が想定する適正利潤（IRR＝8%）とは異なる。発電コスト（割引率 3%）8～9 円/kWh を調達価格（割引率 8%）に換算すると、12.1～12.9 円/kWh に相当する。

⁵⁾ 各項目について、本小委員会で整理された事項を枠内に「アクションプラン」として記載し、それぞれ検討・実施主体を明記している。色分けについては、青：既に実施済み・継続実施中のもの、緑：具体的なスケジュールが決まっているもの、赤：基本的な考え方が整理されており今後詳細を議論していくもの、としている。

(2) 入札制の活用

①入札制についての考え方

入札を実施する区分等については、FIT 法に基づき、調達価格等算定委員会の意見を尊重して、経済産業大臣が指定しているものである。中間整理（第 1 次）では、再生可能エネルギー電源を i) 急速なコストダウンが見込まれる電源と、ii) 地域との共生を図りながら緩やかに自立に向かう電源に切り分け、入札制の活用等により、自立化への橋渡しとなる仕組みを検討していくこととした。

これに鑑み、入札制度が事業者間の価格競争によってコスト低減を促していく仕組みであることを踏まえ、

- 1) 事業者間の価格競争が可能であり、入札制を活用することでコスト低減が可能な区分等、
- 2) 事業環境の条件（立地制約・系統制約等）のばらつきが大きいいため、こうした条件を揃えれば、入札制を活用することでコスト低減が可能な区分等、
- 3) 自家消費と組み合わせて事業を実施する、又は地域の農林業等と共生を図りつつ事業を実施するなど売電以外と併せて自立化が可能な区分等（入札等の価格競争がなじまない区分等）、

に再整理した上で、それぞれ適切な方法で FIT 制度からの自立化を図っていくべきである。

②入札制の今後の方向性

増大する国民負担の抑制を図り、FIT 制度からの自立化に向けたコスト低減を促していくため、今後入札制をより一層活用していくべきである。入札を実施する区分等については、調達価格等算定委員会の意見を尊重して、経済産業大臣が指定することとなっている⁶ため、以下の方向性を踏まえて調達価格等算定委員会で検討し、具体化されることが適当である。

- **事業用太陽光発電**：入札制の拡大によって大幅なコストダウンが実現している欧州の事例等に鑑みると、事業者間の価格競争を通じてコスト削減が可能であると考えられる。したがって、上記 3) の点について十分留意しつつ、原則全てを入札の対象とすることを検討するべきである。その際、競争性が確保され、入札によってコスト低減が可能となる範囲まで、早期に入札対象規模を拡大することが重要である。
- **風力発電**：中長期目標と実績のギャップを埋めていくため、コストダウンを加速していく必要があることから、欧州などの例に倣い、陸上・洋上（着床式）問わず、早期に入札制を導入することを検討すべきである。その際、例えば洋上風力発電（着

⁶ FIT 法第 4 条第 2 項において、経済産業大臣が入札を実施する区分等を指定するときは、調達価格等算定委員会の意見を尊重することとされている。

床式)に特に顕著に現れるように、立地制約や系統制約が大きいことを踏まえると、系統をはじめとした事業条件を可能な限りそろえる事業環境整備を行うことで、発電コストによる価格競争をより一層促進できるといった点に留意する必要がある。

- **小規模太陽光・地熱・中小水力・小規模バイオマス発電**：自家消費と組み合わせて事業を実施したり、地域の農林業等と共生を図りつつ事業を実施するなど売電以外と併せて自立化を図ろうとする例などを踏まえると、全国で一律に価格競争を行う入札制にはなじまないため、より効率的な調達価格の設定をしていくことを前提として、入札制への移行については、今後慎重に検討を進めていくべきである。いずれにせよ、こうした電源については、地域型の案件が多いことに配慮しつつ、地域と共生しながら自立化を図るモデルの支援策と併せて検討を進めていくべきである。

なお、入札対象範囲外となる規模の案件が入札対象範囲の規模の案件よりも経済的に有利になり、入札対象範囲外の規模の事業を優先的に開発するインセンティブが働くようなことが決してないよう、また、入札によるコスト低減効果が入札対象範囲外の調達価格にも適切に反映されるよう、入札対象範囲外の調達価格は入札の上限価格より低廉な水準に設定されるべきとの指摘が、複数の委員からあったことには留意が必要である。⁷

【アクションプラン】

＜事業用太陽光発電＞

- － 小規模案件に十分留意しつつ、原則全てを入札対象とすることを検討
- － その際、競争性が確保され、入札によってコスト低減が可能となる範囲まで、早期に入札対象規模を拡大することが重要

＜風力発電＞

- － 陸上・洋上（着床式）問わず、早期に入札制を導入することを検討
- － その際、事業条件を可能な限り揃える事業環境整備を行うことで、発電コストによる価格競争をより一層促進できる点に留意が必要

＜小規模太陽光・地熱・中小水力・小規模バイオマス発電＞

- － より効率的な調達価格の設定をしていくことを前提に、入札制への移行については今後慎重に検討
- － 地域と共生しながら自立化を図るモデルの支援策と併せて検討
- 上記の方向性を踏まえて調達価格等算定委員会で検討し、具体化を図る。

【➡調達価格等算定委員会（意見取りまとめ済み（2019年1月9日））】

⁷ 一部の委員からは、入札対象範囲外の調達価格が先に決定してしまう現行の仕組みの下では、入札における募集容量の設定が一層重要になるとの指摘もあった。

2. 既認定案件による国民負担の抑制に向けた対応

(1) 事業用太陽光発電の未稼働案件への対応

2012年7月のFIT制度開始以降、事業用太陽光発電は急速に認定・導入量が拡大し、資本費の低下などを踏まえて調達価格は半額以下にまで下落した(2012年度40円/kWh→2018年度18円/kWh)。価格低減率は他の電源に比べて非常に大きく、認定時に調達価格が決定する中で、大量の未稼働案件による歪みが顕著に現れている。具体的には、高い調達価格の権利を保持したまま運転を開始しない案件が大量に滞留することにより、①将来的な国民負担増大の懸念、②新規開発・コストダウンの停滞、③系統容量が押さえられてしまうといった課題が生じており、未稼働案件に適切に対応することで、国民負担の抑制に資するのみならず、新規開発の促進が可能となる。

こうした未稼働案件に対しては、これまでも累次の対策が講じられてきた。2017年4月に施行された改正FIT法においては、接続契約の締結に必要となる工事費負担金の支払いをした事業者であれば、着実に事業化を行うことが見込まれるとの前提の下、原則として2017年3月末までに接続契約を締結できていない未稼働案件の認定を失効させる措置を講じ(事業用太陽光発電は、これまでに約1,700万kWが失効)、加えて、2016年8月1日以降に接続契約を締結した事業用太陽光発電については「認定日から3年」の運転開始期限を設定し、それを経過した場合は、その分だけ調達期間(20年間)が短縮されることとした。しかしながら、2012～2014年度の認定案件だけでも、接続契約を締結した上でなお約2,352万kWもの案件が未稼働のまま滞留しているのが現状であり、このうち2016年7月31日以前に接続契約を締結したものは、早期の運転開始が見込まれるため当時は運転開始期限が設定されなかったが、現在は逆に規律が働かないまま未稼働となってしまう。

【図1】事業用太陽光発電の未稼働案件の状況

	既稼働	未稼働	合計	
2012年度認定【40円】	1,147万kW	335万kW	1,482万kW	◎未稼働案件：約2,352万kW 運転開始期限なし 運転開始期限有無 未判明分 運転開始期限あり 約1,100万kW 約600万kW 約600万kW
2013年度認定【36円】	1,355万kW	1,284万kW	2,639万kW	
2014年度認定【32円】	516万kW	733万kW	1,249万kW	
2015年度認定【27円】	174万kW	177万kW	351万kW	
2016年度認定【24円】	142万kW	654万kW	796万kW	
2017年度認定【21円】(※1)	16万kW	247万kW	263万kW	2016/8/1以降接続契約 ⇒ 運転開始期限(3年)を設定
合計(※2)	3,351万kW	3,430万kW	6,780万kW	

※1 2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。

※2 改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分については、243万kW(約1.9万件)を確認している。

FIT 法において、調達価格は、その算定時点において事業が「効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用」を基礎とし、「適正な利潤」を勘案して定めるものとされている。太陽光パネル等のコストが年々低下し、2018 年度の調達価格が 18 円/kWh となっている中で、運転開始期限による規律が働かず運転開始が遅れている事業に、認定当時のコストを前提にした調達価格が適用されることは、FIT 法の趣旨に照らして適切でないことは明確である。再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制との両立を図るため、認定当時のコストを前提にした高い調達価格ではなく、運転開始のタイミングに合わせて、改めて、その時点で運転開始する事業のコストを反映した適正な調達価格を適用するとともに、早期の運転開始を担保するための措置を講じ、これから再生可能エネルギーの導入量を更に伸ばしていくための環境を整える必要がある。

①措置の対象

- 2012 年度～2014 年度に FIT 認定を受けた事業用太陽光発電（10kW 以上）のうち、
- 運転開始期限が設定されていない（2016 年 7 月 31 日までに接続契約を締結した）未稼働案件を対象に、適時の調達価格の適用及び運転開始期限の設定のための措置（以下「今回の措置」という。）を講じる。

②運転開始のタイミングに合わせた適用判断

実際のコストを最も適確に反映した調達価格を適用するためには、「運転開始時」を基準に今回の措置の適用を判断することが基本であるが、系統側の要因や事業規模による公平性の課題を踏まえ、実務上は、「事業者側の準備は全て整っていて、あとは送配電事業者に発電設備を系統に接続してもらい通電するだけ、という状態になった時点」（運転開始準備段階に入った時点）を基準に、今回の措置の適用を判断することが適当である。

具体的には、送配電事業者が系統側の都合（系統増強に要する期間、系統連系工事の混雑具合等）のみに基づいて最短の「連系開始予定日（発電設備と電線路とを電気的に接続する予定日）」を決定できる状態を「運転開始準備段階」と考え、この連系開始予定日の決定に至るための実務上の手続として「送配電事業者への系統連系工事の着工申込み」を明確に位置付けて、送配電事業者が当該申込みを不備なく受領した日を基準に、今回の措置の適用を判断するべきである。

③運転開始のタイミングを踏まえた適正な調達価格

今回の措置においては、系統連系工事着工申込みを送配電事業者が受領した日を適用基準点とすることと、通常の案件には実態上「運転開始の 3 年前の年度の調達価格」が適用されることとのバランスを考慮し、施行日以降に着工申込みが受領された場合、

当該受領日の2年前の年度の調達価格を「適時の」調達価格として適用すべきである。^{8,9}

④運転開始期限

系統連系工事着工申込みの受領日の2年前の年度の調達価格が適用されることを前提に、通常案件が「認定時の調達価格を適用＋運転開始期限3年」であることとのバランスを踏まえ、

- 施行期日より前に着工申込みが受領されたものについては、今回の措置の施行期日から
- 施行期日以後に着工申込みが受領されたものについては、最初の着工申込みの受領日から

起算して、1年を運転開始期限とするべきである。ただし、運転開始期限を超過した場合の取扱いについては、調達価格等算定委員会での議論を経る必要がある。

⑤施行期日

既に運転開始準備に入っている事業には従来の調達価格が適用される仕組みとなることを念頭に、2019年4月1日を施行期日とするべきである。この場合、2019年3月31日までに着工申込みが受領されるものについては、これまでどおりの調達価格が適用され、2019年4月1日以降に着工申込みが受領されるものについては、その2年前の年度の調達価格が適用されることとなる。また、毎年4月1日を施行日として、対象年度を拡大していくことを基本とするべきである。

本小委員会の議論においては、事務局案よりも更に厳しい対応を求める意見が上がる一方、ファイナンスや運転開始期限に係る実務上の懸念も示されたが、上記の制度設計を前提としながら、パブリックコメントなど必要な手続を進め、それも踏まえながら、速やかに、送配電事業者と実務の詳細を詰めて具体化すべきとの方針を取りまとめた。

【アクションプラン】

- 大量の未稼働案件による歪みが顕著に現れている事業用太陽光発電（10kW以上）について、
 - － 2012～2014年度にFIT認定を受けたもののうち、運転開始期限が設定されていない（2016年7月31日までに接続契約を締結した）案件を対象に、

⁸ 例：2019年度に系統連系工事着工申込みが受領された場合、2017年度の調達価格21円/kWhを適用。

⁹ 入札対象に該当する規模の案件であっても、当該年度の入札対象外規模の調達価格を適用。

- 原則として 2019 年 3 月 31 日までに運転開始準備段階に入った（送配電事業者によって系統連系工事着工申込みが不備なく受領された）ものは従来の調達価格を維持し、間に合わなかったものは運転開始準備段階に入った時点の 2 年前の調達価格を適用する。
- 新たに運転開始期限（原則として 1 年間）を設定し、早期の運転開始を担保する。
【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者（パブリックコメントを踏まえ、一定の修正を加えた最終方針を 2018 年 12 月 5 日に提示済み）】
- 2015・2016 年度認定案件についても、毎年 4 月 1 日を施行日として対象年度を拡大することを基本とする。
【➡資源エネルギー庁（毎年、パブリックコメント等の必要な手続を経て実施）】
- 運転開始期限を超過した場合の取扱いについては、調達価格等算定委員会での議論を経て具体化する。
【➡調達価格等算定委員会（意見取りまとめ済み（2018 年 11 月 8 日））】

（２）FIT 認定取得後の事業変更への対応

①事後的な蓄電池の併設

近年、事業用太陽光発電設備の設置に当たり、パワーコンディショナーの出力よりも太陽電池の合計出力を大きくして売電量を最大化する、いわゆる「過積載」が常態化している。系統安定化には資する一方、FIT 認定取得後に安くなった太陽光パネルを活用して過積載を行うことは、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制との両立に反することから、2017 年 8 月に、FIT 認定を受けた事業について事後的に太陽光パネルを一定規模以上増設する場合は、設備全体について最新の調達価格に変更する旨の制度改正が行われた。

こうした中、直近では、過積載の太陽光発電設備に事後的に蓄電池を併設して、日中にこれまでパワーコンディショナーによりカットされていた電気を充電し、夕方以降に放電・逆潮流して FIT 制度による売電収入を得るモデルが検討され始めている。蓄電池の価格が低減してきたことを受け、過去の高い調達価格が適用されている太陽光発電設備に事後的に蓄電池を併設することによって、これまで捨てていた再生可能エネルギー電気をその高い調達価格で売電しようとするものである。これは、当初想定されていなかった国民負担の増大につながるものであり、本小委員会では、「事後的な過積載」と同様の考え方にに基づき、現行制度上は当然に認められないことを確認した。事業者への適切な周知の観点から、この点について改めて明確化し発信することが必要である。

一方で、こうした蓄電池の併設は、これまで捨てていた再生可能エネルギー電気を有効に活用することで再生可能エネルギーの最大限の導入に資するものであり、また、

太陽光発電設備の発電量が低下する夕方に放電することによって、いわゆる「ダックカーブ」の解消にも資することから、系統運用上も望ましいと言える。このため、FIT 制度においても、以下の条件の下で事後的な蓄電池の併設を認めるべきである。¹⁰

- FIT 認定取得後に、過積載太陽光発電設備のパワーコンディショナーより太陽光パネル側に蓄電池を新增設する場合は、
 - 蓄電池に一度充電した電気を逆潮流させる際に、その電気を認定事業者にて区分して計量し、FIT 制度外で売電すること
 - 区分計量ができない場合には、設備全体についてその時点の最新の調達価格に変更すること

この運用については、蓄電池の設置・活用を促す観点から、必要な手続を経て、制度運用上の準備が整い次第速やかに施行するべきである。

【アクションプラン】

- 現行 FIT 制度では認められていない太陽光発電の過積載を利用した「事後的な蓄電池の併設」について、
 - ①認定事業者において蓄電池から放電する量を区分計量し、FIT 制度外で売電することまたは
 - ②区分計量できない場合は、設備全体についてその時点の最新の調達価格に変更することを条件に FIT 制度において認められるよう、制度改正を行う。
【➡資源エネルギー庁（パブリックコメント実施、2018 年 12 月 21 日に原案どおり最終方針を提示済み、2019 年 4 月 1 日施行）】

②バイオマス比率の変更

FIT 認定を受けたバイオマス発電設備については、毎月の総売電量のうち、その月における各区分のバイオマス燃料の投入比率（バイオマス比率）を乗じた分が、FIT 制度による売電量となっている。現状、各区分のバイオマス比率については、FIT 入札の落札案件を除き、FIT 認定取得後の変更（増減）に制度上の制約は設けられていない（届出によって変更が可能となっている）。

¹⁰ ただし、パワーコンディショナーよりも太陽電池（モジュール）側に蓄電池を設置した場合は、電気事業法における発電設備の出力は、パワーコンディショナーの出力ではなく、本則どおり太陽電池の合計出力で判断されることには留意が必要である。

こうした中、例えば、「一般木材等バイオマス 30%：石炭 70%」で認定を受けていた事業が、事後的に「バイオマス専焼(100%)」に変更するといった事例が発生している。再生可能エネルギーの最大限の導入の観点からは望ましいが、一方で、バイオマス燃料の価格低減等によって燃料調達に余力が生じ、バイオマス比率を増加させるといった場合には、認定当初には想定されなかった国民負担が事後的に生じることとなる。また、バイオマス発電事業の FIT 認定に際しては、i) 燃料の安定調達が可能な計画になっているか、ii) 燃料の持続可能性が確保された計画となっているか、iii) 同じ種類のバイオマスを利用する既存の事業者の調達に著しい影響を及ぼすおそれがないか等を審査しているが、事後的にバイオマス比率を自由に変動させることは、こうしたバイオマスに関連する産業全体の安定性を求める FIT 制度の趣旨に反するものである。

バイオマス燃料は重量が同じでも含有する水分率によって熱量ベースのバイオマス比率が変動する、バイオマス比率を増加させること自体は再生可能エネルギーの最大限の導入に資する、といった点にも留意しつつ、FIT 認定取得後のバイオマス比率の変更には以下のとおり一定の制約を設けるべきである。

- 新たに FIT 法に基づく特定契約を締結するもの
 - 認定に係るバイオマス比率に基づいて、FIT 制度による毎月の買取上限を設定
 - 買取上限を引上げやバイオマス比率の年間での減少¹¹についても、一定の制約を設ける（その変更時点の最新の調達価格に変更）
- 既に FIT 法に基づく特定契約が締結されているもの
 - 認定に係る比率を基準として、区分毎のバイオマス比率の年間での増減¹¹に一定の制約を設ける（その変更時点の最新の調達価格に変更）
 - 特定契約を自ら巻き直し、FIT 制度による毎月の買取上限を設定することも可能

この運用については、国民負担へ与える影響を踏まえ、必要な手続を経て、制度運用上の準備が整い次第速やかに施行するべきである。

【アクションプラン】

- バイオマス比率を変動させることによる国民負担の増大を抑制するとともに、バイオマスに関連する産業全体の安定性を求める FIT 制度の趣旨を踏まえ、FIT 認定取得後のバイオマス比率の変更に一定の制約を設ける。
【➡資源エネルギー庁（パブリックコメントを踏まえ、一定の修正を加えた最終方針を 2018 年 12 月 21 日に提示済み、2019 年 4 月 1 日施行）】

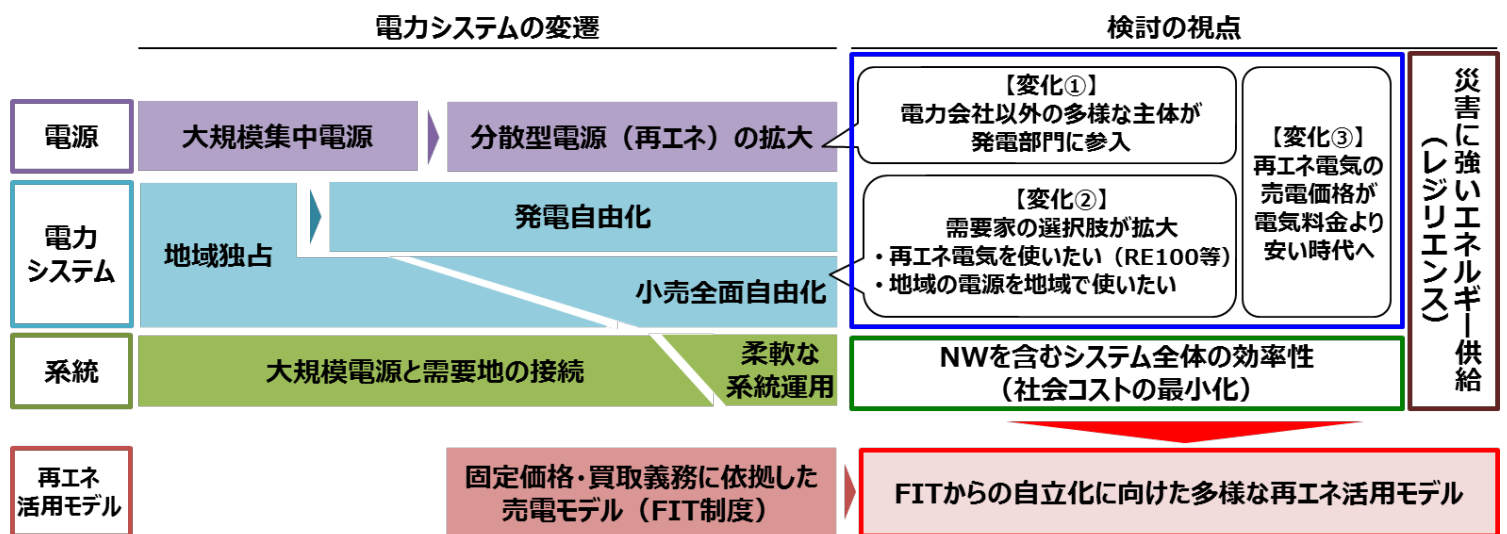
¹¹ 結果として年間でバイオマス比率の増加又は減少が生じているかについては、認定事業者に義務付けられている定期報告により確認。

3. 再生可能エネルギーの自立に向けた取組の加速化

電力システム改革の進展と再生可能エネルギーの大量導入によって、電力会社以外の多様な主体が発電部門に参入することで電力供給の担い手が多様化してきていると同時に、「再生可能エネルギー電気を使いたい」、「地域の電源を地域で使いたい」といった需要家側の多様化するニーズに対する選択肢が拡大している。すなわち、「大手電力会社が大規模電源と需要地を系統でつなぐ従来の電力システム」から「分散型電源も柔軟に活用する新たな電力システム」へと大きな変化が生まれつつある。また、住宅用太陽光発電のコストが家庭用電力小売料金の水準（24 円/kWh）に近付くなど、再生可能エネルギーのコスト低減が進むことで、FIT 制度による固定価格・買取義務に依拠した売電モデルから脱却し、需要と供給が一体となったモデルなどが拡大していくことが考えられる。

一方で、単に小さい電源を増やしていけば良いわけではなく、システムの活用も含めたシステム全体の効率性（社会コストの最小化）の追求と、地域経済・産業の活性化や災害時・緊急時における近隣地域でのエネルギー供給の確保（レジリエンス）をバランスさせながら再生可能エネルギーの活用モデルを構築していくことが重要であり、FIT 制度も含めた支援策の在り方についても、こうした視点から検討を進めていくべきである。

【図 2】電力システムの変容と再生可能エネルギーの新たな活用モデル



中間整理（第 1 次）までの議論においては、FIT 制度からの自立化を進めていくため、FIT 制度が無くとも再生可能エネルギー事業への新規投資の採算が取れるような事業環境を整備していく観点から、再生可能エネルギーの自立モデルを①自家消費を中心とした需要家側の再エネ活用モデルと、②売電を中心とした供給側の再エネ活用モデルに分類・整理し、議論を行った。また、本小委員会で採り上げた論点や事例以外にも、民間の創意工夫の中からイノベーションが生まれ、新たなビジネスが出てくることが期待されるため、

今後は、具体的なビジネスモデルを収集しつつ、それぞれ課題を整理し、必要な事業環境整備について検討を進めていくこととしていた。

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- 再エネ活用モデルを大きく①自家消費を中心とした需要家側の再エネ活用モデル、②売電を中心とした供給側の再エネ活用モデルに分類・整理し、必要な事業環境整備について検討を進める。【➡資源エネルギー庁】

このうち、自家消費と系統の活用を含む「需給一体型」のモデルについて、①家庭、②大口需要家、③地域、と需給の範囲を最小単位の家庭から地域単位へと徐々に拡大させながら、それぞれの論点と方向性について複数の事例を基に、事業環境整備の在り方について議論を深めた。また、売電を中心とした供給側の再エネ活用モデルの在り方については、今後行われる FIT 法の抜本見直しの議論とも密接に関連してくることから、議論の深掘りは今後の検討課題とするが、非化石証書の活用に係る取組についてのフォローアップを行った。なお、再生可能エネルギーの大量導入と自立化に向けては、需要家が再生可能エネルギーの利用を積極的に選択していく動きがあることを踏まえ、供給者の視点からの議論だけでなく、再生可能エネルギーを「選べる」ような設計と、それを選択したい需要家へのメッセージを発信していくことも重要である。

（1）需給一体型の再生可能エネルギー活用モデル

①家庭

住宅用太陽光発電が 2019 年以降順次、FIT 買取期間を終え、投資回収が済んだ安価な電源として活用されることや、住宅用太陽光発電の調達価格が家庭用小売料金の水準（24 円/kWh）と同額になり、自家消費の経済的メリットが大きくなる。こうした背景から、今後拡大し得ると考えられる家庭における再エネ活用モデルとして、「住宅用太陽光と蓄エネ技術を組み合わせた効率的な自家消費の推進」、「アグリゲーターによる、系統や蓄電池等を活用した家庭の余剰電力の有効活用」、「住宅用太陽光の自立運転機能の活用やエネファームなど他電源等と組み合わせた災害対策」を取り上げ、具体的な事例を基にそれぞれの課題と対応方針を整理した。¹²

i) 蓄電池の価格低減に向けた今後の取組

海外に比べ蓄電池の導入コストが高いという課題に対し、年度毎の目標価格を設定し、目標価格を下回った場合に限定して支援（価格低減スキーム）を実施してき

¹² このほか、一部の委員からは、既築住宅・既築建造物への太陽光発電設備の導入促進に向けた課題整理と政策対応の検討を進めるべきとの指摘もあった。

たが、こうした従来の価格低減に向けた取組に加え、事業者の負担（系統連系協議、規制への対応等）を軽減するべく、蓄電池に係る認証・規制の見直しを検討すべきである。これにより、技術的優位にある国内製品の海外市場獲得や海外製品の輸入促進にもつながると考えられる。

今後、特に機器の認証（①JET 認証¹³の対象機器の拡大（10kW 以上、系統連系機能付きの蓄電システム等）、②JET 認証審査期間の短縮化、③国際基準（IEEE、UL 等）との試験項目の統一化や相互認証）や④系統連系協議の迅速化（一般送配電事業者との系統連系申請時におけるスペックの簡略化、提出書類の統一化））について関係者間で課題の整理を行い、具体的な対策の検討を進めるべきである。

なお、一部の委員からは、蓄電池の普及・促進に当たっては、その経済合理性を十分に勘案するべきとの意見があった。

ii) 住宅用太陽光発電の自家消費における ZEH 支援の活用

住宅で使用するエネルギーと太陽光発電などで創るエネルギーをバランスして、年間で消費するエネルギーの量を実質的にゼロ以下にする ZEH（net Zero Energy House）については、太陽光発電について自家消費を行うよりも経済的インセンティブの大きな余剰売電に依拠して普及が進んでいること（平均自家消費率 25%程度）が課題であり、自家消費率向上に有効な機器の導入を追加で支援する ZEH+を今年度より実施している。

一方で、自家消費率を向上させようとする、必要となる蓄電池等の機器コストも増加することから、今後、自家消費率に合わせた支援の在り方を検討すべきである。また、今後、住宅用太陽光発電の発電コストが家庭用小売料金の水準（24 円/kWh）を下回っていくことが見込まれる中、省エネコスト等の動向を踏まえつつ ZEH 要件の在り方についても検討を行う余地がある。

iii) 再生可能エネルギーの自立化に向けた電気計量制度の見直し

現行の計量制度は、需要家が電力会社から電気を購入する場合などを念頭に、適切に需要家保護を図る観点から、電力量の計量器について、全数検定や表示機構の具備など厳格な規制を求めてきた。他方、近年、住宅用太陽光発電設備や蓄電池等の分散電源の普及に伴い、需要家も電気を販売する主体となり、我が国における再生可能エネルギーの拡大を牽引してきた。また、IoT などの新たな技術の進展に伴い新たなサービスが生まれ、消費サイドでの利便性向上の可能性も広がっている。

¹³ JET 認証を取得した機器は、系統連系申請において、提出データの免除等あり。

こうした近年の劇的な環境変化に対し、現行の電気計量制度は必ずしも十分に適応しているとは言えず、計量コストの増大や計量規制によって再生可能エネルギーを活用した新たなビジネスモデルが実現できないといった事態が生じつつある。より柔軟な計量制度を実現できれば、再生可能エネルギーの多様な自立モデルの構築を加速化させることが期待できる。

こうした中、まず足下では、中間整理（第1次）において、2019年以降に生じる卒FIT電源の売電のための環境整備として、逆潮流分の計量方法の整理（差分計量）を行った。これにとどまらず、卒FIT電源の第一の担い手である需要家が先駆者となって再生可能エネルギーの自立化を推し進めていくことが重要であり、課題の洗い出しを行いつつ、需要家が自ら発電した電気を柔軟に販売したり、アグリゲーターが分散型エネルギーリソースをまとめて調整しやすくしたりするための環境整備として、電気計量制度の更なる見直しを、需要家保護とのバランスを図りながら進めていくことが必要である。多様な計量ニーズや計量コストも踏まえた制度の見直し（例：差分計量）や、規制範囲や規定事項の再整理・明確化（例：面前計量）については、電力・ガス基本政策小委員会や次世代技術を活用した新たな電力プラットフォームの在り方研究会において検討が開始されたところであるが、本小委員会としても、再生可能エネルギーの自立化の観点からもこうした検討を注視し、必要に応じ状況をフォローアップしていくこととする。

②大口需要家

再生可能エネルギーのコスト低減の進展に加え、ESG投資の拡大やRE100など再生可能エネルギーを志向する企業の増加といった世界的なモメンタムの中で、我が国企業等の大口需要家においても、環境価値を持つ再生可能エネルギー電気へのニーズが高まっている。実際、欧米ではPPAによる再生可能エネルギー電気の調達が盛んになっており、日本においても、非FITの再生可能エネルギー発電事業から直接電力を購入するVirtual PPAの実現も視野に、ブロックチェーンを活用したP2Pの電力取引プラットフォームの開発に乗り出す事業者も登場している。

他方で、現状、我が国において導入されている再生可能エネルギーの大半はFIT制度を利用したものであるため、大口需要家が再生可能エネルギーを活用する手段としては、非化石証書等と組み合わせた系統電気の購入がメインとなるのが現状である。そのほかには、①敷地内（オンサイト）に再エネ電源を設置し、自家消費を行うモデルが考えられるが、立地上の制約次第では、②敷地外又は需要地から一定の距離を置いた場所（オフサイト）に設置された再エネ電源から供給を受ける、という選択肢もあり得る。また、③大口需要家がこうした需給一体型のモデルを構築することで、レジリエンス対策にもつながることが期待される。

なお、特に、オンサイト発電のみでは十分な供給力が賄えない場合や、物理的要因（太陽光パネルの設置場所が無い）等でオンサイト発電が困難な場合などには、オフサイトの非 FIT 再エネ電源を活用すること（上記②）も想定されるが、この点については、本小委員会の議論においても、「法律上の問題ではなく、いわゆる運用上の制約が生じており、事実上、ほとんどの事業者が 1 事業所への複数引き込みができないと考えている」、「自家消費と系統連系を共存させる際に、様々な商慣習やルールが問題として存在するのであれば、その障壁を取り除くべき」といった指摘があった。この点、事務局による関係者へのヒアリングや制度面での整理から、以下について確認した。i) について改めて明確化するとともに、ii) について関係機関で連携した相談・紛争処理機能による対応を検討すべきである。

- i) オフサイトの非 FIT 再エネ電源を自営線で引き込むことは、電気事業法（昭和 39 年法律第 170 号）上問題がないこと。また、先行事例も国内外含め多数存在すること。
- ii) 実態として、接続やバックアップに係る協議等で現場レベルの調整が難航する事例も存在すること。

③地域

電力・ガスシステム改革等が進展し、エネルギーシステムの構造が大きく変化する中、地域単位でも、エネルギー需給管理サービスを行う自治体や非営利法人等がエネルギー供給構造に参加する取組が生まれ始めている。こうした状況も踏まえ、地域における FIT 制度から自立した再生可能エネルギーの需給一体型のモデルの構築について、以下の視点から検討を進めていくことが重要である。

- 地域に賦存する再生可能エネルギーを活用した地産地消や、地域に新たな産業を創出するなどの地域活性化をどのように進めるか。その際、FIT 制度において地域との共生を図りながら緩やかに自立に向かうと位置付けた電源（小規模バイオマス発電等）を、どのように活用していくべきか。
- 「地域に根付いた電源を地域で使う」分散型エネルギーシステムが、効率的かつ経済的に成立するようになるためには、将来的な電力ネットワーク（託送サービス）はどうあるべきか。
- 緊急時に大規模電源などからの供給に困難が生じた場合も、地域において一定のエネルギー供給を可能にするなど、災害時における地域のエネルギー安定供給をどのように実現していくか。

i) 地域における再生可能エネルギーの活用モデル

地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源（小規模バイオマス発電等）は、FIT 制度からの自立を図る道筋を描くことが課題である。地域でエネルギー供給構造に参加する事業者がプレーヤーとなりながら、地域の再生可能エネルギーと熱供給、コジェネなど他の分散型エネルギーリソースを組み合わせたエネルギーシステムを経済的に構築し、普及拡大を目指すことが重要である。諸外国では、例えばドイツにおいてはシュタットベルケ（公営企業）が地域で再生可能エネルギーも含めてエネルギー供給するモデルが実現している。このような事例を踏まえつつ国内事業モデルを検証し、先導的事例の整理等自立的に普及する支援策を検討すべきである。

ii) 地域の分散型エネルギーシステムを支える電力ネットワークの在り方

2030 年以降を見据えると、分散化・広域化が進む中で電力 NW も変容していくことが見込まれるところ、分散型エネルギーシステムを支える託送サービスや費用負担の在り方について、関連する他の審議会等における検討も踏まえつつ、引き続き議論していく必要がある。¹⁴

iii) 災害時における地域のエネルギー安定供給

地域の再生可能エネルギーと自営線・系統配電線を活用することで、災害時にもエネルギーの安定供給を可能とするモデルが存在しているが、自営線など既存設備に頼らない系統整備は採算面が大きな課題となるため、災害等の緊急時には既存設備の活用が期待される。例えば、下位系統と上位系統を分離し（オフグリッド化）、下位系統のみで地域の再生可能エネルギー等を地域内で供給することが想定され、一般送配電事業者が運用を担う形であれば制度上は実施可能である。

他方で、オフグリッドエリア内の需給バランス、追加的な調整力とその負担主体、通常時と異なる運用体制（技術面の経験が乏しい）など、多くの課題が存在する。また、一般送配電事業者ではなく、エネルギーマネジメント事業者等が運用を行う場合には、一般送配電事業者が負う系統全体の運用・保安責任等との責任分界点等の切り分けや、料金精算方法も課題になると考えられる。引き続き、技術的要件の確認を行うとともに、上記を含めた論点の整理を行うべきである。

【アクションプラン】

- 自家消費と系統の活用を含む「需給一体型」の再エネ活用モデルについて、①家庭、②大口需要家、③地域の 3 つの視点から、必要な環境整備を進める。

¹⁴ 詳細は「Ⅲ－１．系統制約の克服 ７．2030 年以降を見据えた次世代電力 NW システム」（本稿 P.66）参照。

- ネットワークも含めた電力システム全体の効率性や、再生可能エネルギーによるレジリエンスといった視点も踏まえつつ、FIT 法の抜本見直しも見据えた支援策の在り方について検討する。

【➡資源エネルギー庁（FIT 法の抜本見直しは、2020 年度末までに行うこととされている）】

（２）非化石証書の活用

近年、RE100 など再生可能エネルギーとしての付加価値に着目した需要家側のニーズが世界的に拡大しつつある。国内においても FIT 制度に頼らないビジネスモデルの検討が動き出しつつある中、RE100 のような再生可能エネルギーに対する需要を更に喚起し、自立化へのドライバーとしていくことが重要である。

この点、本小委員会においては、中間整理（第１次）の取りまとめまでも、「再生可能エネルギーとしての付加価値が見える化し、それを活用しながら売電するモデルが競争力を持つようになるためには、どのような環境整備が必要か」といった観点から議論を行い、非 FIT 電源に係る非化石価値の活用等について着実に検討を進めるべき旨の方針を示したところ。その際、一部の委員からは、「こうした付加価値の活用に当たり、個別電源のトレーサビリティを確保したいというニーズに応えることも検討するべきではないか」との指摘もあった。

【中間整理（第１次）アクションプラン】

- 非 FIT 電源に係る非化石価値の市場取引について、着実に検討を進める。

【➡資源エネルギー庁（2019 年度の発電分から市場取引対象とすることを目指す）】

非 FIT 電源に係る非化石証書の取扱いについては、電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会において具体化に向けた検討が進められているところであるが、それに先んじて、FIT 電源に係る非化石証書に個別電源のトラッキング情報を紐付けて販売するスキームの実証が行われることとなった。

これまで販売されてきた非化石証書は FIT 電源に由来する環境価値を証書化したものであり、電源種や発電所所在地などの詳細は明らかにされていなかったが、当該実証実験においては、これらのトラッキング情報を証書に付与することとなる。2019 年 2 月に実施される FIT 非化石証書オークションに併せて、発電事業者・小売電気事業者の双方から参加を募り、全国大で実施される。このトラッキングスキームは、非化石証書に対応する電源種や発電所所在地等の属性情報を明らかにするものであり、非化石証書そのものの位置付けや販売方法等を変更するものではないが、今般、トラッキング情報付非化石証書が RE100

に使用可であることについて正式な回答が得られたところである。こうしたスキームの展開によって、再生可能エネルギーの付加価値を活用した売電モデルの自立化が加速していくことが期待される。

【アクションプラン】

- 非 FIT 電源に係る非化石価値の市場取引について、引き続き着実に検討を進める。
【⇒資源エネルギー庁（2019 年度の発電分から市場取引対象とすることを目指す）】
- FIT 非化石証書に係るトラッキングスキームの実証の結果を評価し、トラッキング情報付非化石証書の今後の取扱いについて検討を進める。
【⇒資源エネルギー庁（2019 年 2 月のオークションに併せて実証を実施）】

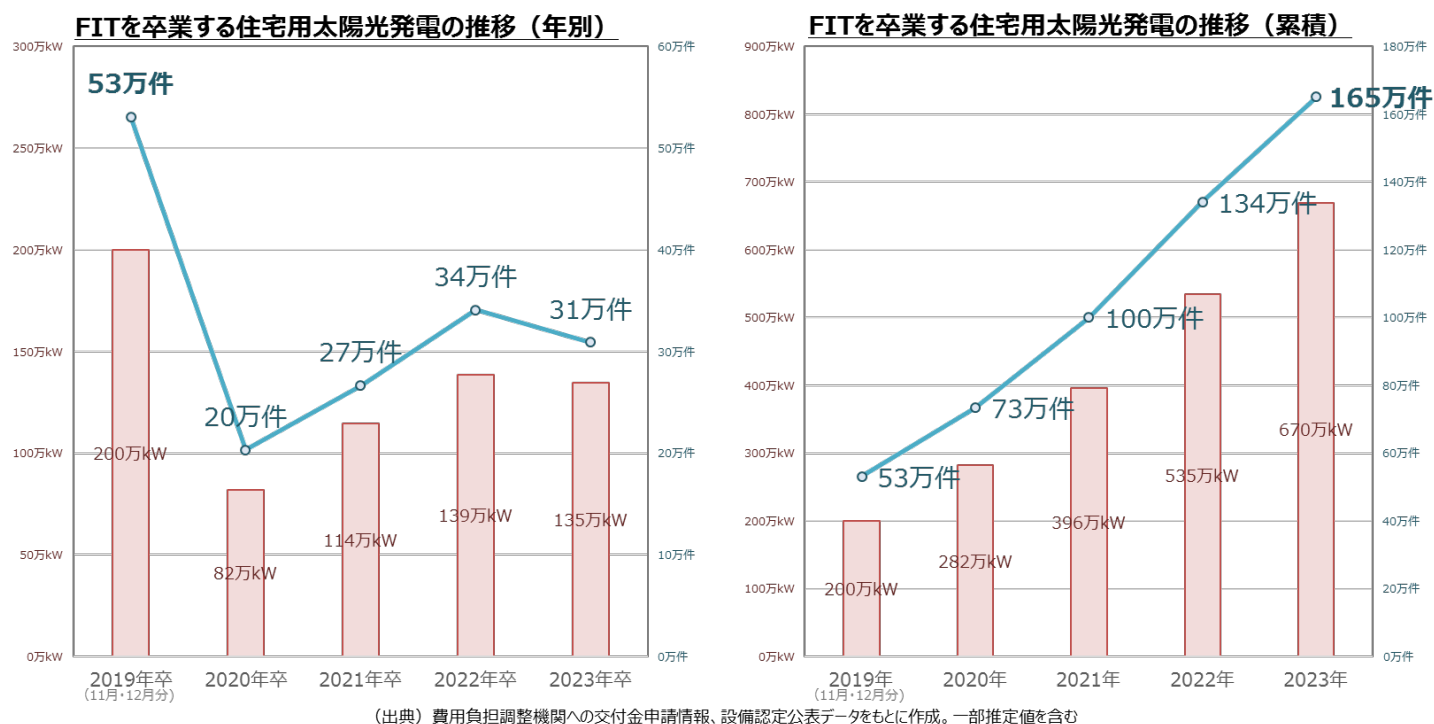
4. 住宅用太陽光発電設備の FIT 買取期間終了に向けた対応

（1）住宅用太陽光発電設備の意義と FIT 買取期間終了の位置付け

太陽光発電は、温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることでエネルギー安全保障にも寄与することに加え、火力発電などと異なり燃料費が不要であり、自家消費を行い、非常用電源としても利用可能な分散型電源となり得る特徴がある。一般家庭としても、太陽光発電設備を設置する理由は様々であるが、光熱費の節約や売電ができるといった経済的な理由だけでなく、自ら発電事業者として再生可能エネルギーの推進に貢献していくことを目指して導入が進められてきた。一般に、太陽光パネルは 20～30 年間、又はそれ以上発電し続けることが可能であり、特に住宅に設置されたパネルは改築・解体等をするまで設備が維持されて稼働し続けることが期待される。FIT 制度としても、当初より、最初の 10 年間は制度に基づく買取が行われ、その後少なくとも 10 年間は自家消費及び売電が行われることを想定してきた。

このような状況の中、2009 年 11 月に開始した余剰電力買取制度の適用を受けた住宅用太陽光発電設備を含め、2019 年 11 月以降順次、買取期間が終了することになる。2019 年 11 月・12 月だけで約 53 万件・200 万 kW が対象となり、累積では 2023 年までに約 165 万件・670 万 kW に達する見込みである。しかし、これは FIT 制度という支援制度に基づく 10 年間の買取りが終了するに過ぎず、その後も 10 年・20 年の長きにわたって自立的な電源として発電していくという役割が期待される。また、買取期間が終了し投資回収が済んだ再生可能エネルギー電源を活用するビジネスモデルが自立化の先駆けとなって、FIT 制度が無くとも再生可能エネルギー発電事業への継続的な新規投資が生まれる事業環境が醸成されることが期待される。

【図 3】 FIT 買取期間終了を迎える住宅用太陽光発電設備の状況



（２）2019 年 11 月の FIT 買取期間終了に向けた対応とスケジュール

中間整理（第１次）では、FIT 買取期間終了後の基本的な考え方として、こうした環境変化は需要家にとっては自家消費型のライフスタイルへの転換を図る契機となり、小売電気事業者やアグリゲーターにとっては新たな供給力と需要を獲得するビジネスチャンスとなることから、買取期間の終了とその後の対応について、官民一体となって広報・周知を徹底することが重要であるということを確認した。

【中間整理（第１次）アクションプラン】

- 買取期間の終了とその後のオプション（①自家消費、②相対・自由契約による売電）について、官民一体となって広報・周知を徹底する。

【➡資源エネルギー庁、電力その他関係業界（2018 年度から本格的に実施）】

住宅用太陽光発電設備の設置者は、発電・売電を行う供給者ではあるが、同時に、保有する情報量や交渉力に劣る消費者でもあるため、買取期間の終了を迎える対象者がその事実を認知し、その後の太陽光発電設備の使い方を積極的に選択するようになるための工夫が必要である。また、事業者側の動きとしては、買取期間終了後も買取りを行うことを表明する事業者、既に具体的な買取メニューを発表して営業活動を展開する事業者、蓄電池等の営業販売を行う事業者も出て来ているが、小売全面自由化時とは異なり、誰がターゲットであるか（どの世帯が、いつ買取期間終了を迎えるか）が第三者からは特定できない

ため、現在買取を行っている事業者とそれ以外の事業者との間の競争上の公平性に関する懸念も上がっている。

こうした観点から、消費者の利益を図るための対象者に対する適切な情報提供の在り方や、FIT 買取期間終了を契機としたビジネスを展開する事業者間の公平な競争を促す対応とスケジュールの在り方について、以下のとおり対応方針を整理した。¹⁵

①政府による広報等

政府としての広報は、買取期間が終了し始める 1 年前を目途に新聞広告を行うのを皮切りに、制度に関する情報提供や FIT 卒業電源の活用メニューを提供する事業者のポータルとなる専用サイトの開設、Web 広告、各種イベント等を多面的に実施していくべきである。その中で、誤った情報や誤解を招く表現による営業に対する注意喚起を行うとともに、この制度移行期に生じ得る消費者トラブルに対しては、消費者庁や電力・ガス取引監視等委員会とも連携して対応していく必要がある。¹⁶

②自治体による対応

自治体においても、地域における再生可能エネルギーの導入促進のため、発電設備の導入補助や自治体出資の新電力の設立が進められてきたところ、これらを通じ、FIT 買取期間が終了する電源を把握している自治体では、対象者への個別通知などの対応を検討しているほか、自治体新電力での買取りを検討するといった動きがある。こうした地域の動きについても、政府による広報・周知や現在の買取事業者による個別通知等との連携を図っていくべきである。

③旧一般電気事業者（小売）による買取メニュー等の発表時期

FIT 買取期間の終了を迎える住宅用太陽光発電設備の余剰電力は、現在、その大宗を旧一般電気事業者の小売部門が買い取っている状況。こうした中、対象者が選択肢の具体的な検討をできるようにする観点からは、旧一般電気事業者（小売）がなるべく早期に FIT 買取期間終了後の買取メニュー等を提示することが重要である。また、一部の小売電気事業者からは、営業戦略の観点から、旧一般電気事業者（小売）による早期の買取メニュー等の提示を望む声も寄せられている。

このため、旧一般電気事業者（小売）については、2018 年中に買取メニュー等の発表時期（いつ具体的なメニューを発表するか）を公表して予見性を確保した上で、十分な検討期間を設ける観点から、2019 年 4 月から遅くとも 6 月末（FIT 買取期間が終了し始める 4 ヶ月前）までには具体的な買取メニュー等を発表し、契約締結はそれ以

¹⁵ 一部の委員からは、事業者間の競争の進捗を注視し、必要に応じて競争の公平性の確保を図るための追加的な対策を検討するべきとの意見もあった。

¹⁶ 一部の委員からは、現在の政府による広報から更に踏み込み、報道機関も巻き込んで、より広く丁寧な説明を行っていくことが重要との指摘があった。

降に行うことを求める。なお、2019 年 4 月より前に具体的な買取メニュー等を提示する場合も、公平な競争の観点から、旧一般電気事業者（小売）による契約の締結（予約を含む）の解禁は、2019 年 4 月以降とすることが望ましい。

④現在の買取者による個別通知

全ての FIT 卒業対象者に確実に認知してもらうため、買取期間が終了する旨の個別通知を行うことを現在の買取者に要請するべきである。通知時期については、検討を先延ばしし過ぎることなく、かつ十分な検討期間を確保する観点から、各対象者の買取期間終了の 6 ヶ月～4 ヶ月前（システムの制約により技術的に困難な場合は、3 ヶ月前）の間に行うことが適当である。

また、現在の買取者として旧一般電気事業者（小売）が大宗の対象者の個人情報保有しているという実態に鑑みれば、新たに FIT 卒業電源の買取り等を希望する事業者との間の情報格差の観点から、個別通知においては競争上の特別な配慮が必要である。具体的には、旧一般電気事業者（小売）が個別通知で自社の買取メニュー等を提示する場合は、①買取期間終了時期、②余剰電力の活用について様々な選択肢が存在すること、③何の手続きも行わない場合はどうなるか、といった中立的な記載と必ず同一紙面上でセットにして記載することを求める。

⑤旧一般電気事業者（小売）による営業・契約

住宅用太陽光発電設備の余剰電力の買取りにおける現在の旧一般電気事業者（小売）の競争力を踏まえれば、競争上の地位を利用して自己のサービスに誘導しようとする営業活動は制限されるべきであり、また、その契約においても一定の制約を設けることが適当である。

特に、FIT 買取期間終了当初は「とりあえず」これまでと同じ買取者への売電を継続させてしまう消費者が相当数存在する可能性があることに加え、現在の買取者以外は FIT 買取期間が終了する世帯を正確に捕捉できないことを踏まえれば、旧一般電気事業者（小売）については、FIT 卒業電源の買取等契約の解除を著しく制限する内容の契約条項の設定は避けるべきである。例えば、契約の解除を一切許容しない期間は設定しないことや、少なくとも当該消費者にとって FIT 買取期間終了後 1 回目の買取り等の契約においては、違約金そのものを設定しないことが望ましい。

【アクションプラン】

- 2019 年 11 月に向けて、政府としても積極的に広報を行うとともに、自治体や民間の取組とも連携して対応する。

【➡資源エネルギー庁等（ポータルサイト開設・新聞広告実施済み）】

- ①FIT 買取期間の終了を迎える対象者がその事実を認知し、太陽光発電設備の使い方を積極的に選択するようになるための適切な情報提供や、②現在買取りをを行っている事業者とそれ以外の事業者との間の公平な競争を促す観点から、以下について要請する。

(1) 旧一般電気事業者の買取メニューについては、

- 2018 年内にメニューの発表時期を公表し、
- 2019 年 4 月から 6 月末までには具体的なメニューを発表して、契約締結はそれ以降に行う。

【➡旧一般電気事業者（小売）（全 10 社がメニュー発表時期を公表済み）】

(2) 現在買取りをを行っている事業者は、

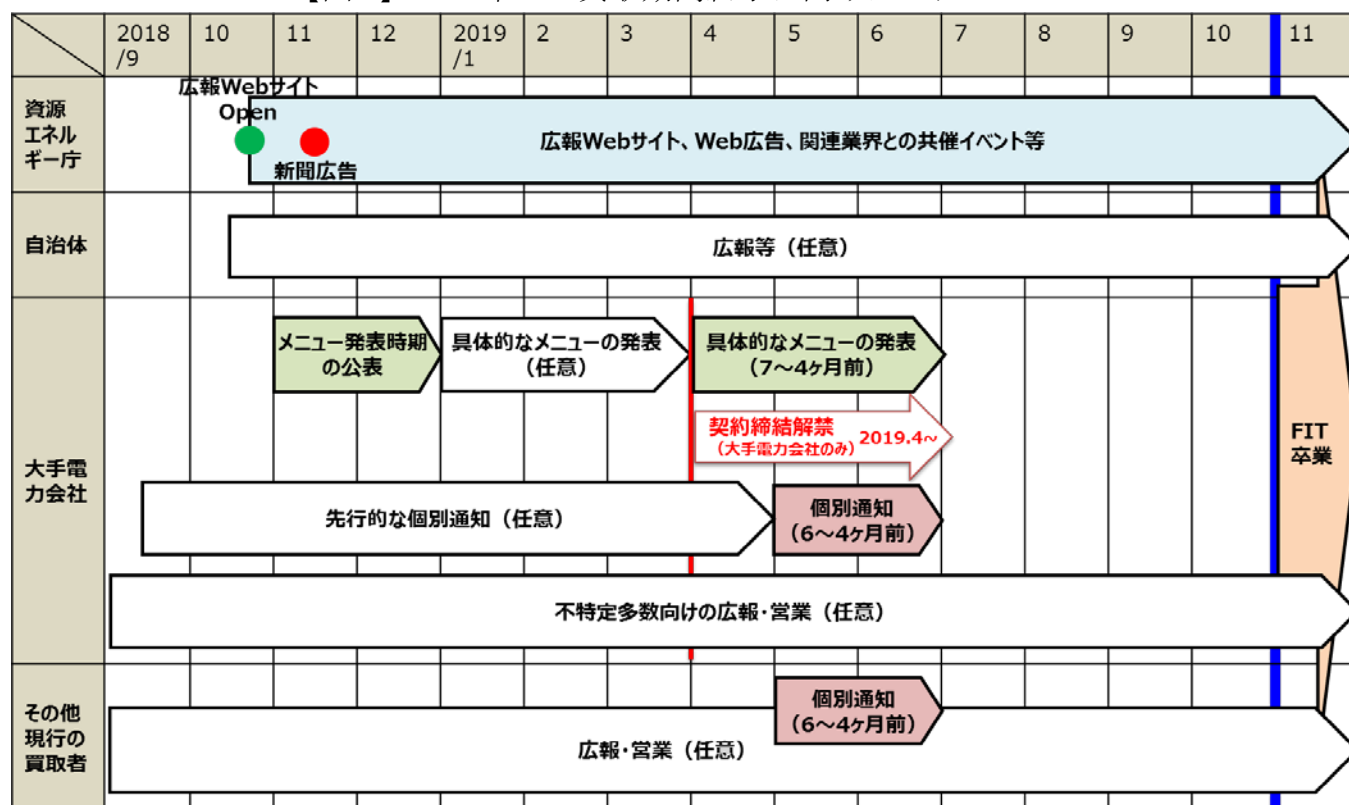
- 原則として買取期間終了の 6 ヶ月～4 ヶ月前に、FIT 卒業対象者へ個別通知を行う。
- 旧一般電気事業者については、自社のプランを提示する場合は、必ず中立的な案内とセットで記載する。

【➡現在買取りをを行っている事業者（買取期間終了の 6 ヶ月～4 ヶ月前）】

(3) 旧一般電気事業者については、少なくとも買取期間終了後の 1 回目の契約については違約金を取らないなど、営業や契約に一定の制約を設ける。

【➡旧一般電気事業者（小売）（電気事業連合会から了承あり）】

【図 4】2019 年 FIT 買取期間終了に向けたスケジュール



（３）FIT 制度における住宅用太陽光発電設備のリプレースの取扱い

本小委員会の議論において、一部の委員・オブザーバーから、買取期間終了後（又は買取期間終了間際）に太陽光パネルを貼り替えて同じ住所で再度 FIT 制度の認定を受けようとする事例（リプレース）について、FIT 制度の趣旨と国民負担の観点から指摘があった。

この点については、調達価格等算定委員会において、リプレースは、再生可能エネルギーの導入拡大と国民負担の抑制に資するため、その促進は重要だが、原則として FIT 制度に頼らずにリプレースを行うべきと指摘されている。こうした指摘を踏まえ、代替性の低いインフラの有効利用という観点から、リプレースの調達価格区分は風力・水力・地熱発電に限定して定められている。本小委員会としては、太陽光パネルを貼り替えて同じ住所で再度 FIT 制度の認定を受けようとする住宅用太陽光発電設備のリプレースについては、調達価格区分を設定しておらず、FIT 制度による再認定・買取りを想定していないため、事業用太陽光発電と同様、FIT 制度の適用は認められないことを確認した。

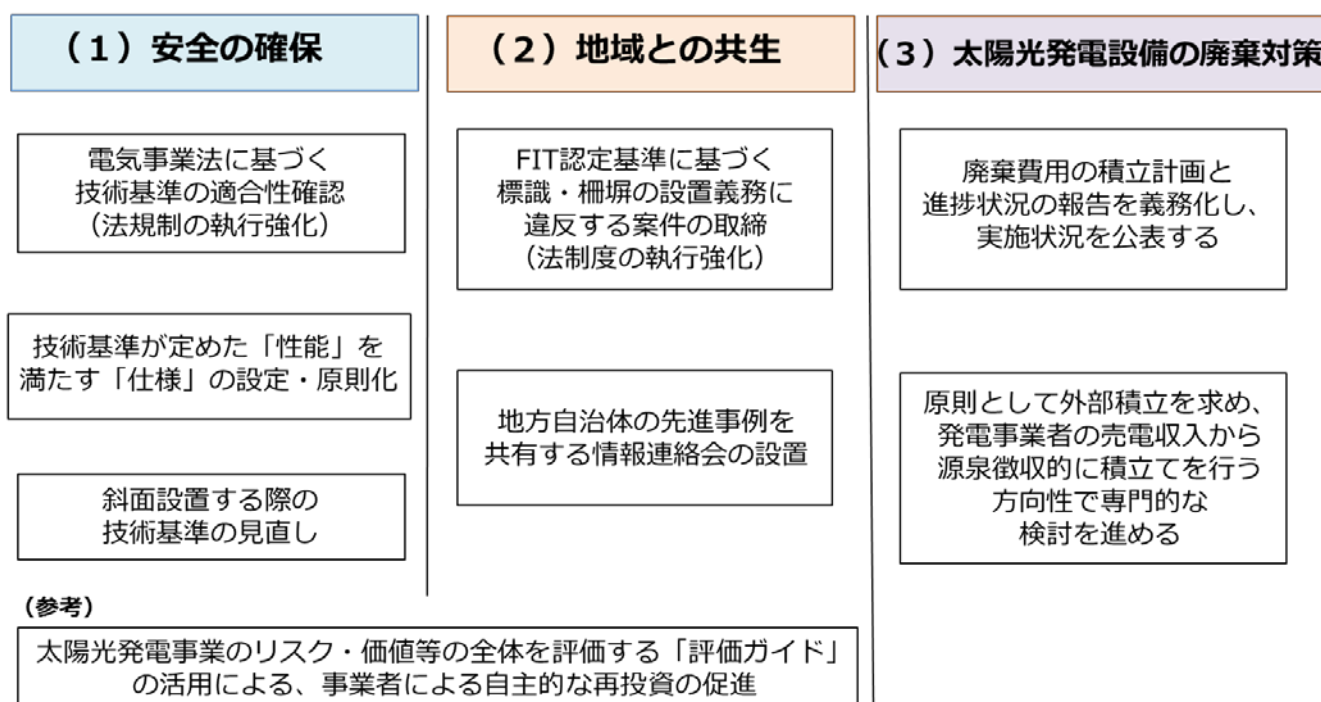
Ⅱ－２．長期安定的な事業運営の確保

FIT 法の施行から 6 年半が経過したが、FIT 制度により参入が急速に拡大した太陽光発電のプレーヤーを中心に、設置工事・メンテナンスの不備等による安全面での不安や、景観や環境への影響等をめぐる地元との調整における課題などが顕在化している。「地域との共生」に向けた課題を克服するため、信頼ある発電事業者としての必要十分な規律や地元との円滑な調整の在り方について検討する必要がある。また、小規模な事業が多い中、FIT 制度による買取期間が終了した後も再生可能エネルギー発電事業が適正に継続され、更には将来的な再投資が行われるような事業環境を作り上げていくことも重要である。直近の災害により顕在化した再生可能エネルギー発電事業への懸念等も踏まえ、再生可能エネルギーが責任ある長期安定的な電源として社会に安定的に定着するために必要な対応を具体化していくことが求められている。

FIT 制度の創設以降、10～50kW 未満の小規模太陽光発電が急激に増加しており、事業用太陽光に占める割合は、導入件数では全体の約 95%（約 48 万件）、導入容量では全体の約 37%（約 12GW）を占める。こうした中、昨今の豪雨・台風等の災害に伴い、太陽光パネルの崩落・飛散等が発生しているが、FIT 買取データからは、太陽光発電設備について、電気事業法上の事故報告義務がない 50kW 未満での被害件数も多いと推定される。また、再生可能エネルギーの導入が進むにつれ、景観や環境への影響等をめぐり、立地地域において調整が難航する事案も顕在化してきた。さらに、将来的に太陽光発電設備が適切に廃棄されるのかといった懸念も顕在化してきている。

こうした課題に対し、(1) 安全・保安面の規律強化、(2) 地域住民・自治体との調整円滑化、(3) 太陽光発電設備の廃棄対策といった施策を総合的に実施することにより、再生可能エネルギー発電事業の長期安定的な事業運営を確保していく必要がある。

【図 5】 長期安定的な事業運営の確保に向けた対応の方向性



1. 安全の確保

(1) 電気事業法に基づく技術基準の適合性確認（法規制の執行強化）

現行制度においては、50kW 未満の太陽光発電に対しては、電気事業法では技術基準への適合義務が課されているが、専門性のある者による確認は行っていない状況。¹⁷ 今般の災害による被害状況を踏まえると、一部の 50kW 未満の太陽光発電所において、安全上必要な性能を満たしていない懸念がある。

このため、電気事業法に基づく技術基準の適合性に疑義があると思われる案件を特定した上で、電気事業法や FIT 法に基づく報告徴収・立入検査を実施し、必要に応じて指導、改善命令、認定取消し等の厳格な対応¹⁸を速やかに行うべきである。

¹⁷ 2,000kW 以上は工事計画届にて国が確認し、500kW 以上は使用前自己確認の法定手続にて確認。50～500kW は、工事開始前に選任された電気主任技術者による、保安規程に基づく点検義務がある。

¹⁸ 電気事業法に基づく技術基準適合命令に違反した場合には、同法に基づき罰金が科せられるとともに、FIT 法における関係法令遵守義務違反として、FIT 認定を取り消すこととしている。

（２）技術基準が定めた「性能」を満たす「仕様」の設定・原則化

現状、電気事業法が定めた電気設備の技術基準は、安全上必要な「性能」を国が定めるものであり、これを満たす設備を、事業者の責任で設計・工事・確認し、設置することとなっている。¹⁹

50kW 未満の太陽光発電については、その多くが FIT 制度の創設以降、発電事業に参入した事業者であり、一部の事業者においては、電気保安に関する専門性を有していないために、構造強度が不十分な疑いのある設備を設置している可能性がある。そのため、50kW 未満の小規模太陽光発電については、電気事業法に基づく技術基準が定めた「性能」を満たすために必要な部材・設置方法等の「仕様」を定め、これを原則化していくべきである。

（３）斜面設置する際の技術基準の見直し

傾斜地への太陽光発電設備の設置は、平地への設置と比べてリスクが高く、十分な技術的検討を行った上で行う必要がある。このため、電気事業法においては、現行の技術基準においても、太陽光発電設備を、急傾斜地の崩壊による災害の防止に関する法律（昭和 44 年法律第 57 号。以下「急傾斜地法」という。）の指定する斜面（周辺に一定規模以上の人家や病院等の施設が存在するなど特別な要件を満たす場合）に設置する際には、当該区域内の急傾斜地の崩壊を助長するおそれがないように施設することと定められている。ただし、急傾斜地法の指定を受けていない斜面については、相対的にリスクが低いと考えられていたため、技術基準上特段の定めがなかった。

先に発生した西日本豪雨では、急傾斜地法の指定を受けていない斜面に設置された太陽光発電設備が崩落したことを踏まえれば、急傾斜地法の指定を受けていない斜面についても、太陽光発電設備の斜面設置に係る技術基準²⁰を見直すことが適当である。

【アクションプラン】

- 50kW 未満の太陽光発電設備について、電気事業法に基づく技術基準への適合性を確認する。【➡経済産業省産業保安グループ、資源エネルギー庁（速やかに実施）】
- 50kW 未満の太陽光発電設備について、電気事業法に基づく技術基準が定めた「性能」を満たすために必要な部材・設置方法等の「仕様」を設定・原則化する。
【➡経済産業省産業保安グループ（2018 年度中に検討開始）】
- 太陽光発電設備の斜面設置に係る技術基準の見直しを行う。
【➡経済産業省産業保安グループ（2018 年度中に検討開始）】

¹⁹ 電気事業法では、事業者自らが技術基準を満たすこととなっている。その上で、安全上のリスクに応じて、50kW 以上の太陽光発電設備に対しては主任技術者の選任、500kW 以上に対しては使用前の自己確認、2,000kW 以上に対しては工事計画の届出が義務付けられている。

²⁰ 電気事業法上の斜面設置時の要件を満たしていない場合には、FIT 法においても、関係法令遵守義務違反として、FIT 認定を取り消すこととしている。

2. 地域との共生

(1) FIT 認定基準に基づく標識・柵塀設置義務違反案件の取締り（法制度の執行強化）

2017 年 4 月に施行された改正 FIT 法では、FIT 認定事業者に対し、発電設備への標識及び柵塀等の設置を義務付けたところであり、これを設置していない事業者に対し、必要に応じて口頭指導を行っている。しかしながら、改正 FIT 法の経過措置期間²¹を超過した 2018 年度においても、標識や柵塀等が未設置の設備や柵塀の設置が不適切な設備の情報が引き続き寄せられている。

このため、FIT 認定事業者に対し、標識及び柵塀等の設置義務について 2018 年中に改めて注意喚起を実施し、またその際、ロープ等での不適切な柵塀の設置を防ぐため、適切な柵塀や不適切な柵塀の設置事例を提示するべきである。注意喚起後も引き続き標識や柵塀等が未設置との情報が寄せられた案件については、必要に応じ口頭指導や現場確認も行った上で、認定基準違反として、FIT 法に基づく報告徴収、立入検査、指導、改善命令、認定取消し等の厳格な対応を、速やかに行うことが適当である。

(2) 自治体の先進事例を共有する情報連絡会の設置

全国の各地域でトラブルになる再生可能エネルギー発電設備が増加したことから、改正 FIT 法においては、条例も含めた関係法令の遵守を義務付け、関係法令遵守違反の場合には、指導及び助言、改善命令、認定取消し等の対応を行うこととした。条例を関係法令に含めたのは、地域の特性や事情が様々であることから、地域でのルールを国が法令等で一方的・一律的に求めることは適切ではないという考え方によるものである。

この仕組みを実効性あるものとするためには、自治体による条例策定等の自律的な制度整備が必要となるが、国もそれを支援することが求められている。このため、条例策定など地域での再生可能エネルギーに係る理解促進のための先進的な取組を進めている自治体の事例等を全国に共有する場として、自治体と関係省庁を参加者とする連絡会を 2018 年 10 月中に新たに設置することが適当である。再生可能エネルギーが長期安定的に地域で定着するためには、分散型電源としてまさに地域で活用され、地域経済の活性化や地方創生の礎になることが必要である。このような観点から、地域に根付いた再生可能エネルギーの事業化や事業体の育成、長期安定的な事業継続のためのメンテナンス体制の構築等についても、本連絡会のテーマとして取り扱っていくことが適当である。

²¹ 標識及び柵塀等の設置について、改正 FIT 法施行以前（2017 年 3 月 31 日以前）に旧認定を受けた発電設備については、改正後の FIT 法の認定を受けたものとみなされた日から 1 年以内に設置することとされている。

【アクションプラン】

- 標識及び柵塀等の設置義務について 2018 年中に改めて注意喚起を実施し、また、その際、適切／不適切な柵塀の設置事例を提示する。

【➡資源エネルギー庁（2018 年 11 月に実施済み）】

- FIT 認定基準に基づく標識・柵塀の設置義務に違反する案件の取締りに本格着手する。

【➡資源エネルギー庁（速やかに実施）】

- 自治体の先進事例を共有する情報連絡会を設置する。

【➡資源エネルギー庁（2018 年 10 月 30 日に第 1 回を開催済み）】

3. 太陽光発電設備の廃棄対策

（1）太陽光発電設備の廃棄等費用の積立てを担保する制度の必要性和検討の視座

太陽光発電事業は、参入障壁が低く様々な事業者が取り組むだけでなく、事業主体の変更が行われやすい状況にある。こうした中で、太陽光パネルには有害物質（鉛、セレン等）が含まれていることもあり、発電事業の終了後、太陽光発電設備が、放置・不法投棄されるのではないかとといった懸念がある。具体的には、住宅等の建物設置の太陽光発電設備は、建物の撤去に伴って廃棄されることが一般的であるため空家・廃墟にならない限り放置の懸念は少ない一方で、事業用太陽光は、自己所有地で実施される場合は実態上事業が終了していてもコストのかかる廃棄処理をせずに有価物と称して放置されたり、借地で実施される場合も含めて廃棄等費用を捻出できない場合には他の土地に不法投棄されたりする懸念がある。

太陽光発電設備の解体・撤去工事に伴い発生する廃棄物の処理の責任は、廃棄物の処理及び清掃に関する法律（昭和 45 年法律第 137 号。以下「廃掃法」という。）に基づき、排出者（太陽光発電事業者、解体事業者等）にあるが、発電事業が終了した時点で太陽光発電設備の解体・撤去及びそれに伴い発生した廃棄物の処理に係る費用（以下「廃棄等費用」という。）の確保のための制度的な対応を取ることによって、放置・不法投棄のリスクを低減することができる。

FIT 法においては、制度創設以来、発電事業終了後の廃掃法等に基づく適正な廃棄等の実施を前提として、調達価格の中で廃棄等費用を計上しており、発電事業者が FIT 調達期間終了後（運転開始 20 年後）に備えて積立てを実施することが期待されるものの、低圧の小規模事業を中心に実施率が低いのが現状。2018 年 4 月から事業者による積立てを義務化したものの、積立ての水準や時期は事業者の判断に委ねられるため、適切なタイミングで必要な資金確保ができないのではとの懸念は引き続き残ることとなる。こうした懸念を払拭するため、中間整理（第 1 次）においては、前述の積立ての義務化に加えて、発電事業

者による廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度（例えば、第三者が外部で積立てを行う仕組み）について、検討を開始する旨のアクションプランを示していたところ。²²

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- 発電事業者による廃棄費用の積立てを担保するための施策について、検討を開始する。

【→資源エネルギー庁（2018年度中を目途に結論を目指す）】

廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度（以下「本制度」という。）の具体的な検討に当たっては、主力電源として太陽光発電事業の継続・普及に資する制度とするため、以下の3つの観点から検討を進めることが適当である。

- **資金確保**：既に稼働しているものも含めて、10kW以上の全ての案件について、廃棄等処理に必要な資金を、FIT 調達期間終了後（運転開始 20 年後）の期間も含めて可能な限り確実に確保することが期待される。
- **社会コスト**：制度執行に当たって、太陽光事業者、電力会社（小売事業者・送配電事業者）、費用負担調整機関等の関係者によるコストを最小限にすることが期待される。
- **長期安定発電**：FIT 制度による買取期間が終了した後も、発電事業が長期安定的に適正運用されることを促す。すなわち、太陽光発電設備の早期廃棄等処理を促すものではなく、むしろ将来的な再投資が行われ、長期安定的に発電事業が行われることを促すようなものとすることで、結果として廃棄等を最小限化することが期待される。

（2）本制度の検討の方向性

積立ては、資金の管理・運用の主体により、第三者機関で積立てを行う外部積立と発電事業者自ら廃棄等に必要な資金を貯蓄する内部積立に大別される。本制度の目的に照らせば、資金確保の確実性が重要であるため、事業者による積立金の使用を制限し、資金引出し時に第三者による審査等を必要とする外部積立を求めることを基本とするべきである。

また、外部積立の骨格となる資金確保の流れとしては、i) 発電事業者自らによる外部積立、ii) 発電事業者の売電収入から積立金を差し引くことにより、費用負担調整機関が源泉徴収的に積立て、の2つが考えられるが、発電事業者自らによる外部積立（i）では、内部積立と同様、事業者の積立支払いが適切に行われずに、資金確保の実効性が確保されない可能性（未払いリスク）がある。特に資金確保の実効性の観点から、FIT 法に基づく特定契約の変更等の意思に関わらず発電事業者からの積立てを可能とする措置を講じた上で、費用負担調整機関が源泉徴収的に廃棄等費用を積み立てるような資金の流れ（ii）とすることが適当である。

²² 10kW 未満の案件については、家屋解体時に適切に廃棄されると想定されるため、本制度の対象外として検討。

このほか、外部積立の設計に当たっては、FIT 法に基づく特定契約との関係整理、太陽光発電事業者が事業実施途中で倒産・廃業した場合への対応、積立ての金額水準・回数・時期をはじめとした詳細な論点について、引き続き、専門的な視点から検討を深めていく必要がある。

他方、内部積立は、事業者が柔軟に資金を使用できるため、事業者が長期安定稼働に資するよう必要な修繕等を行うような再投資を機動的に実施しやすく、廃棄等費用を最小化しやすいという利点がある。例えば、発電所にあるパネルの一部に故障が見られた際、故障した太陽光パネル部分だけを交換するリプレース投資を実施することは、発電事業を長期安定的に継続できるだけでなく、架台等を再利用でき、架台等の撤去工事も不要となるため、廃棄等費用が少なく済むこととなる。このため、例えば廃棄等費用が確実に確保される蓋然性が高く、長期安定発電の責任・能力を担うことが可能と認められる事業者に対しては、内部積立を認めるという方策も考えられることから、今後の制度設計は、こうした点にも留意して進めていく必要がある。

上記の外部積立に関する詳細論点や、内部積立が認められるための条件等の具体的な制度設計については、専門的な検討の場を設け、検討を深めることとする。

【アクションプラン】

- 太陽光発電設備の廃棄等費用の積立てを担保する制度について、資金確保という制度の目的に照らして、原則として外部積立を求め、発電事業者等から積立金を差し引くことにより、費用負担調整機関が源泉徴収的に積立てを行うことを基本とする。
- 他方、長期安定発電の責任・能力を担うことが可能と認められる事業者に対しては、内部積立を認めることも検討する。
- 上記の方向性の下で、特定契約との関係等の外部積立に関する詳細論点や、内部積立が認められるための条件などの具体的な制度設計については、専門的視点からの検討の場を設け、引き続き検討する。

【→資源エネルギー庁（詳細も含め早期の結論を目指しつつ、法令上の措置が必要な場合には、2020 年度末までに行うこととされている FIT 法の抜本見直しの中で具体化）】

（３）積立計画・進捗状況の報告義務化・公表

中間整理（第１次）においては、本制度の設計と並行して、すぐに出来ることから着手すべく、2018 年度中に、現行 FIT 制度の運用の中で i) 廃棄費用の積立計画・進捗状況の毎年の報告を義務化し、ii) それを認定事業者の情報として公表することなどがアクションプランとして掲げていたところ。

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- 同時に、現行 FIT 制度の執行強化にも取り組み、
 - － 廃棄費用の積立計画・進捗状況の毎年の報告を義務化し、
 - － それを認定事業者の情報として公表するほか、
 - － 必要に応じて報告徴収・指導・改善命令を行う。

【➡資源エネルギー庁（2018年度中）】

この点について、以下のとおり進捗状況を確認した。

- まずは2018年4月に事業計画策定ガイドラインを改正し、
 - － 従前では努力義務となっていた廃棄等費用の積立てを遵守事項とした。
 - － 事業計画の策定に当たって明らかにすべき事項として、事業計画の項目に廃棄費用積立ての開始時期と終了時期、毎月の積立金額を追加した。
- これを受けて、2018年7月より、FIT 認定事業者の義務である定期報告（運転費用報告²³）に廃棄費用に関する項目を追加することにより、廃棄費用の積立計画・進捗状況の報告を義務化した。
- この報告義務化によって収集したデータに基づき、既に公表している FIT 制度の事業計画認定情報とともに、2018年度中に、廃棄費用の積立状況を公表予定。

（4）有害物質への対応

太陽光パネルに含有される有害物質の情報が、産業廃棄物処理業者に伝わっていないために、望ましい最終処分方法で処理されていないケースがあるのではないかとといった指摘があったこと、また、産業廃棄物の不適正な処理を防止するためには、排出事業者から産業廃棄物処理業者に対し当該産業廃棄物の有害物質等の情報が提供されることが重要であることから、中間整理（第1次）では、パネルメーカーと産業廃棄物処理業者の情報共有ガイドラインの実施を徹底することが、アクションプランとして掲げていたところ。

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- 太陽光パネルに使用されている有害物質について、「使用済太陽電池モジュールの適正処理に資する情報提供のガイドライン」に基づき、産業廃棄物処理業者に積極的に情報提供を行っていく。【➡太陽光パネルメーカー及び輸入販売業者（着手済み）】

この点について、以下のとおり進捗状況を確認した。

²³ FIT 認定事業者は、認定基準において、直近の1年間に要したランニングコスト等を毎年経済産業大臣に報告することとされている。

- 情報共有ガイドライン対応メーカーは、実施開始当初は 1 社のみだったが、その後順調に増加し、現在 16 社²⁴が対応。この 16 社で 2017 年の国内における太陽光パネル出荷量²⁵の約 4 割を占める。引き続き、輸入メーカーを含め対応を徹底していく。
- 太陽光発電協会では、太陽電池モジュールの処理が可能な中間処理業者の一例を公開しており、排出事業者が適正処理の委託先を見つける場合の参考情報を提供している。

(5) リサイクルへの対応

産業廃棄物の最終処分場のひっ迫を解消し、資源の有効利用を図るためには、太陽光パネルのリユース・リサイクルを促進することが必要であるが、大量廃棄は足下で現実には発生していないこともあり、中間整理（第 1 次）では、リユース・リサイクル・処分の実態把握を行うため、基礎的・包括的な実態調査を実施することをアクションプランとして掲げていたところ。

【中間整理（第 1 次）アクションプラン】

- リサイクルについて、まずは環境省と経済産業省が共同で実態把握を行っていく。
【➡環境省、資源エネルギー庁（着手済み）】

この点について、以下のとおり進捗状況を確認した。

- 資源エネルギー庁において、当該調査の 1 つとして、将来の想定パネル排出量のモデルについて、i) 出力低下に起因して排出され、ii) FIT 買取期間終了も一定期間発電事業が継続されてから排出されるなど、より現実に即した仮定の下で、推計の精緻化を図った。
- 本推計によると、太陽光パネルの年間排出量のピークは 2035～2037 年頃であり、年間約 17～28 万トン程度、産業廃棄物の最終処分量の 1.7～2.7%に相当する。

²⁴ ガイドラインに基づき自社 Web サイトに情報提供を行っている旨を太陽光発電協会宛に連絡した企業数（2018 年 10 月時点）。

²⁵ 資源総合システム調べ（一部推定）。

Ⅲ. 再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築

「再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築」を進める上で課題となる「系統制約の克服」と「調整力の確保」については、2017年12月の本小委員会の設置以降、多くの時間を割いて議論を行い、「日本版コネクト&マネージ」を始めとした既存系統を最大限に活用するための方策を中心に、網羅的なアクションプランを中間整理（第1次）で取りまとめたところである。このため、今回の中間整理（第2次）においては、まずは第5次エネルギー基本計画の策定以降、本小委員会の議論と並行してどの程度アクションプランが実行に移されてきたか、その進捗状況を確認することに主眼を置くこととする。

さらに、このうち「再生可能エネルギーの主力電源化等に向けた次世代NWの形成」に係る論点については、中間整理（第1次）の取りまとめまでにも本小委員会で議論を行ったが、その後、第197回国会で海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（平成30年法律第89号。以下「再エネ海域利用法」という。）が成立したことで、導入される再生可能エネルギーの規模・特性に応じた系統形成の在り方について新たな議論のフェーズを迎えつつある。また、北海道胆振東部地震による大規模停電を始め、自然災害と電力の安定供給について再考を迫る事象が生じ、他の審議会等においてレジリエンスの強化を含む系統形成の在り方について一定の方向性が示されたことは、中間整理（第1次）の取りまとめ以降に生じた事象として本小委員会での検討においても十分に留意する必要がある。こうした新たな視点も交えつつ、2030年以降も見据えた「系統整備・増強を含めた次世代NW形成」について本格的に検討に着手し、更に議論を深めていくべきである。

また、2018年10月には、九州エリアにおいて本土初となる再生可能エネルギーの出力制御が行われた。その実績は、今後、再生可能エネルギーの大量導入が進み、より柔軟な系統運用が求められる中での「調整力の確保・調整手法の高度化」に向けた示唆を与えるものであり、こうした実態も踏まえながら、中間整理（第1次）までに議論してきた事項も含め、改めて議論を深めていく必要がある。

なお、本小委員会においては、主にシナリオ・データに基づくシミュレーションの環境整備等の観点から、デジタル化の推進について議論してきたが、こうした観点に限らず、系統運用の効率化や新たなビジネスとの調和、さらには政策・制度検討への活用に当たっても、デジタル化の要請は非常に強い。電力システム全般のデジタルトランスフォーメーションとそれに呼応したサイバーセキュリティ対策の強化を着実に進めていくことが必要である。

Ⅲ－１．系統制約の克服

１．日本版コネクト&マネージ

既存系統の最大限の活用に向け、想定潮流の合理化、N-1 電制、ノンファーム型接続からなる「日本版コネクト&マネージ」については、本小委員会において、関係者間での課題に関する調整が済んだものから、着実に実現していくという基本方針に合意した。中間整理（第１次）では、既存系統の最大限の活用のために、更なる取組を検討すべきであり、今後の検討体制については、基本的な方向性の提示や重要論点に係る議論は国で行い、技術的な内容を含む詳細検討は電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）において行うべきとしていたところである。

こうした点を踏まえ、「日本版コネクト&マネージ」に関するアクションプランの進捗状況を以下のとおり確認した。

（１）想定潮流の合理化

過去の実績をもとに各電源の将来の稼働の蓋然性評価を行い、より精緻な最大潮流を想定して送電線の空き容量を算出する「想定潮流の合理化」については、2018 年 4 月 1 日から全国的に導入がなされており、中間整理（第１次）においては、今後、想定潮流の合理化によって空き容量がどの程度増加したのかについて定量的に評価し、効果が公表されることが期待される旨を示していたところ。

【中間整理（第１次）アクションプラン】

- 2018 年度から、想定潮流の合理化の考え方にに基づき空き容量の算定を行う。

【➡広域機関、一般送配電事業者（2018 年 4 月 1 日から適用済み）】

広域機関からの報告により、想定潮流の合理化の適用による効果として、全国で約 590 万 kW^{26,27}の空き容量の拡大が確認された。

（２）N-1 電制

落雷等による事故時には電源を瞬時に遮断する装置を設置することを条件に、緊急時用に確保している送電線の容量の一部を平常時に活用する「N-1 電制」について、中間整理（第１次）においては、N-1 電制の適用（電制装置設置者と費用負担者を分ける本格適用）による機会損失の費用について N-1 電制導入後の新規接続電源が負担する前提で詳細な制

²⁶ 最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。

²⁷ 空き容量のない系統に空き容量が生じたケースだけでなく、十分に空き容量がある系統の空き容量が更に増加したケースも含む。

度設計を進め運用を開始し、その後必要に応じ見直していくことが適当であるとの方針を示した。また、N-1 電制を前提として接続する新規電源を電制対象者とするケース（電制装置設置者と費用負担者が一致）については先行的に適用することとし、2018 年度上期末までに詳細ルールを取りまとめられるよう、技術的検討を進めることとしていた。

【中間整理（第 1 次）アクションプラン】

- 電制装置設置者と費用負担者（N-1 電制を前提として接続する新規電源）が一致するケースは、技術的な検討が済み次第、先行適用する。

【➡広域機関、一般送配電事業者（2018 年度上期末までに）】

- 運用と経済（費用負担）を分ける本格適用については、まずは「新規電源の特定負担とする案」で詳細設計を進め、運用を開始し、その後必要に応じて見直していくとの基本的方向性で検討する。【➡広域機関、資源エネルギー庁】

広域機関の報告により、「N-1 電制の先行適用」が 2018 年 10 月から実施され、これによって全国で約 4,040 万 kW^{28,29}の接続可能容量が生じるという効果が確認された。

また、海外調査の結果から、N-1 故障時に電源制限することを前提とした設備形成を行っている国はないことも報告された。本来 N-1 電制の対象となり得る多数の電源を遮断し電源制限（電制）する代わりに別の電源を身代わりで電制させ、その機会損失費用を事後的に精算する「N-1 電制の本格適用」に向けては、高圧に接続される電源を含め多数の事業者から精算する日本独自の費用精算の仕組みを構築する必要があるが、引き続き広域機関において具体的な仕組みを検討し、2022 年度中の適用開始を目指すことを確認した。

【アクションプラン】

- 電制装置設置者と費用負担者を分ける本格適用について、引き続き費用精算の仕組みなど具体的な仕組みの検討を進める。

【➡広域機関、資源エネルギー庁（2022 年度中の適用開始を目指す）】

（3）ノンファーム型接続

系統の混雑時には出力制御することを前提とした新規の接続を可能とする「ノンファーム型接続」について、中間整理（第 1 次）においては、ノンファーム電源の優先給電ルール上の取扱いや、ファーム電源の事業予見性の在り方等、基本的な方向性を含む様々な論点があり、関係者間の合意形成、システムの構築、実施に至るまで相応の時間がかかると

²⁸ 最上位電圧の変電所のみで評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。

²⁹ 速報値であり、数値は変わる場合がある。

想定されるが、可能な限り早期実現を目指し、スケジュール感を示しつつ、鋭意検討を進めるべきである旨を示していた。

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- 関係者間の合意形成、システムの構築、実施に至るまで相応の時間がかかると想定されるが、可能な限り早期実現を目指し、スケジュール感を示しつつ、鋭意検討を進める。

【➡広域機関、資源エネルギー庁】

広域機関からは、ノンファーム型接続については、日本における再生可能エネルギー電源の連系の中心となる小規模電源が多数接続される配電システムを含めた仕組みは海外にも例がなく、全くの新規の検討が必要であり相当程度時間を要するとの報告がなされた。また、海外事例では基幹システムでのファーム電源の暫定接続として実施しており、日本においても、基幹システムに接続する電源に対してノンファーム型接続を適用することは、比較的实现可能性が高いと考えられることから、今後開発が期待される大規模な洋上風力発電などは基幹システムがシステム制約になることも踏まえ、基幹システムでのノンファーム型接続の検討を進めることが提案された。具体的には、まずは海外の例に倣い、ファーム電源の暫定接続として平常時の混雑処理を行うスキームについて実証を行うものである。その上で、配電システムも含めた恒久的なノンファーム型接続については、関係事業者等のコンセンサスを得つつ、引き続き課題の克服に向けた検討を進め、その状況を踏まえて具体的なスケジュールを提示するとの提案が示された。

この点、本小委員会の議論においては、「再生可能エネルギー電源は配電システムへの接続が中心であり、それが基幹システムの混雑に影響している例も多く、再エネ事業者の切実な期待はむしろ配電システムでのノンファーム型接続にある」、「欧米とはシステム構成という前提が異なるため、一概に海外に例がないから難しいとは言えないのではないか」、「暫定ノンファームは将来必ず増強することを前提とした哲学だが、日本においては社会コストがより安くなるような仕組みとして恒久ノンファームを志向すべき」、「ノンファーム電源がスポット市場で取引できず、ノンファームで接続しても実態上活用できる規模が小さいのであれば、費用対効果を踏まえた設計が必要」、「ファーム／ノンファームについて、需給制約上の優先順位とシステム混雑時の優先順位の整理が必要ではないか」、「暫定ノンファームはもちろんのこと、恒久ノンファームについてもスケジュールを示して検討を進めるべきではないか」など、オブザーバーも含め様々な意見があった。

今後は、まずは海外でも例のあるファーム電源の暫定接続に関する仕組みの検討を行うことが必要である。また、恒久的なノンファーム型接続の導入に向けて、配電システムも含めた様々な電圧階級で具体的な電源を選定し、フィージビリティスタディを行った上で、実

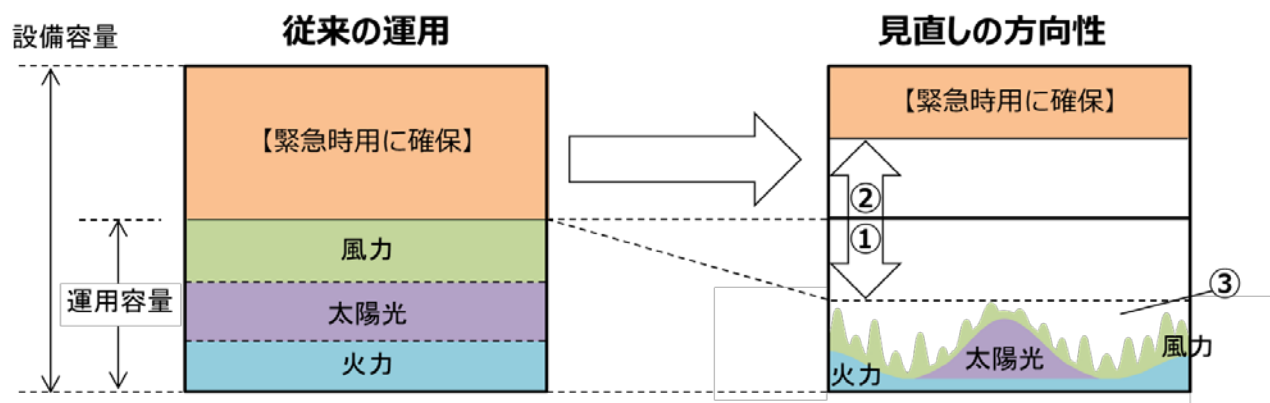
系統での実証を実施していく。³⁰制度の検討に当たっては、需給バランス・系統混雑における優先順位等の基本的な考え方や FIT 制度など既存制度との整合性について、国の関係審議会においても並行して検討を行っていく必要がある。³¹

【アクションプラン】

- 日本独自のノンファーム型接続を検討するためのフィージビリティスタディを行う。また、実証に向けて具体的な地点や電源の選定を検討する。
【⇒広域機関、資源エネルギー庁（2019 年度中目途）】
- ファーム電源の暫定連系に関する仕組みを構築する。
【⇒広域機関、資源エネルギー庁（2019 年度中目途）】
- 基幹系統における恒久ノンファーム型接続の検討を着実に進める。また、配電系統を含めたノンファーム型接続についても、早期に検討を進めていく。
【⇒広域機関、資源エネルギー庁】

【図 6】 日本版コネクト&マネージの進捗状況

	従来の運用	見直しの方向性	実施状況（2018年12月時点）
① 空き容量の算定	全電源フル稼働	実態に近い想定（再エネは最大実績値）	2018年4月から実施 約590万kWの空容量拡大を確認※1
② 緊急時用の枠	半分程度を確保	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、枠を開放	2018年10月から一部実施 約4040万kWの接続可能容量を確認※1, 2
③ 出力制御前提の接続	通常は想定せず	混雑時の出力制御を前提とした、新規接続を許容	制度設計中



※ 1）最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。
※ 2）速報値であり、数値が変わる場合がある。

³⁰ 一部の委員からは、基幹系統の混雑が配電系統への接続にも影響を与えている状況に鑑み、何がネックでつなげないのかを接続検討回答の中でより丁寧に説明する必要があるとの指摘もあった。

³¹ 一部の委員からは、「トップランナー方式をフィージビリティスタディに活かし、ベストプラクティスを共有すべき」、「市場活用や経済合理性の観点も織り込んで検討を行うべき」、「ノンファーム電源がスポット市場・時間前市場をどう活用できるのかによって、予測誤差も含めてフィージビリティスタディの結果は変わってくるので、ノンファーム型接続の制度設計と整合的なものとしてほしい」といった指摘があった。

2. 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示

(1) これまでの議論と今後の進め方

再生可能エネルギーの導入拡大によって系統制約が顕在化するにつれ、出力制御が実施される可能性が高まってきている。こうした中、発電事業の収益性を適切に評価し、投資判断と円滑なファイナンスを可能とするため、事業期間中の出力制御の予見可能性を高めることが、既存系統を最大限活用しながら再生可能エネルギーの大量導入を実現するために極めて重要である。一方で、発電事業者の事業判断の根拠となる出力制御の見通しを送配電事業者が示そうとすると、安定供給重視の万全の条件とする、見通しよりも高い出力制御が現実が発生する事態を確実に避ける、といった観点から見積り自体が過大となるおそれがある。

このため、中間整理（第1次）においては、一般送配電事業者や広域機関が基礎となる情報を公開・開示し、それを利用して発電事業者やコンサルタント等が出力制御の見通しについて自らシミュレーションを行い、事業判断・ファイナンスに活用する、という形になるよう役割・責任分担を見直すとともに、シミュレーションの精度を高めるために必要な情報が適切に公開・開示されるようにすべき、との基本的な考え方を示した。³²その上で、①需給バランス制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報と、②送電容量制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報に分けて議論し、適切な公開・開示に向けた具体的なアクションプランを取りまとめたところである。

他方、一部詳細については今後検討することとしていたため、今回の中間整理（第2次）においては、アクションプランの進捗をフォローアップしつつ、こうした残された論点について対応方針を明確化することとした。今後、関係規程類の改正作業やパブリックコメントを経て、原則として2019年度当初を目途に広域機関も含めた関係規程類の改正を行った上で、可能な限り早期に施行し、新たな情報公開・開示の運用を開始することが適当である。ただし、後述の「電源に関する情報」については、開示に向けた準備に一定の時間を要することから、2019年度中を目途に運用を開始するよう準備を進めるべきである。

なお、系統情報の公表については、国が公表の考え方を示した「系統情報の公表の考え方」を策定し、これを踏まえた公開・開示すべき情報項目、公表時期、更新頻度の詳細については、広域機関の業務規程・送配電等業務指針で定めている。これらのルールを変更する場合、パブリックコメント、評議員会の議決、総会の議決（業務規程のみ）、理事会の議決、経済産業大臣の認可といった複数の所要のプロセスが電気事業法等に基づき規定されているため、一連のルール整備に更に数ヶ月時間を要することになる。この点、「系統情報公表の考え方」を踏まえて業務規程・送配電等業務指針に記載されている内容（公開・開示する情報項目、公表時期、更新頻度等）について、例えば業務規程・送配電等業務指

³² 一部の委員からは、「一般送配電事業者等によるシミュレーションの必要性も引き続き一定程度残るのではないか」との指摘もあった。

針とは別に定めることとすれば、より機動的にルールを整備を行い、系統情報の公開・開示を早期に実現させることができる。このように、国等における一定の検討のプロセスを経て示されるガイドライン等を踏まえて、広域機関のルールに定めている事項のうち詳細な事項は、関係規程類の見直し等により手続を合理化し、ルール整備の機動性を向上させるべきである。

また、今後、出力制御のシミュレーションを実際に発電事業者やコンサルタント等が行う中で、情報の過不足に対する見直しニーズも生じ得ることから、公開・開示する情報については必要に応じて不断に見直しを図っていくべきである。

（２）需給バランス制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報

中間整理（第１次）においては、需給バランス制約による出力制御のシミュレーションのために活用ニーズが大きいと考えられる情報は、少なくともトップランナーの取組の水準に合わせた情報公開・開示を進め、まずは系統情報にアクセスできるようにするとともに、利用者にとってアクセスしやすい・利用しやすい形となるよう地道な改善を進めるべきとの方針を示した。その際、特に活用ニーズが高い情報としては、接続・申込ステータスの詳細区分や、30日等ルール対象と指定ルール（無制限・無補償）対象の出力制御区分などがあり、先行して情報公開を進めている事例があるが、こうした情報は過去一定期間分の月次データを月次更新するなど、統一的な形で情報公開を進めることが重要であるとの指摘も行ったところである。

【中間整理（第１次）アクションプラン】

- シミュレーションの精度向上に向けて活用ニーズが大きいと考えられる情報は、少なくともトップランナーの取組の水準に合わせた情報公開・開示を進め、まずは利用者が情報にアクセスできるようにする。【➡一般送配電事業者】
- 既に公開・開示されている情報も含めて、系統情報の利用者にとってアクセスしやすい・利用しやすい形となるよう、情報公開・開示の方法について、地道な改善を進める。【➡一般送配電事業者、広域機関】
- 情報公開・開示の状況については、審議会等の場で定期的にレビューしていく。
【➡資源エネルギー庁（2018年度中目途）】

こうしたアクションプランを踏まえ、活用ニーズの高い情報の取扱いや一般送配電事業者における取組の改善状況等について、進捗状況の確認と対応方針の明確化を行った。

①活用ニーズの高い情報（i）接続・申込ステータスの詳細区分

九州エリアでは、接続・申込ステータスの詳細区分については、「接続検討申込」・「接続契約申込」・「承諾済」・「接続済」の4区分の形式で、太陽光発電・風力発電・バイオマス発電・水力発電（揚水除く）・地熱発電の容量が、九州電力のホームページで公開されている。また、太陽光発電における4区分については、「承諾済」及び「接続済」に含まれる指定ルール（無制限・無補償）対象の内訳も併せて公開されている。

他方、他エリアの一般送配電事業者は、各社とも九州電力と同様の4区分のステータスで整理はしておらず、また、関連する情報の一部は各社の各営業所において紙面管理をしているため情報の再整理に一定の時間を要するが、各社統一の区分で公開を進めるに当たり、「①接続検討申込」・「②接続契約申込+承諾済」・「③接続済」（②③については、指定ルール対象も明記）の3区分であれば早期に対応可能であることが確認された。また、この3区分であっても、将来の稼働の蓋然性が異なるステータスとして認識することにより、将来の再生可能エネルギー電源の導入量の評価は一定程度可能と考えられ、事務局がコンサルタントに行ったヒアリングにおいても、当該3区分表示でも相当程度のシミュレーションが可能であることが確認された。

こうした一般送配電事業者の管理実態や、コンサルタント等のシミュレーション実施者の活用ニーズを踏まえれば、下記のとおり公開準備を進めることが適当である。

<接続・申込ステータスの詳細区分の公開>

- 電源種を太陽光・風力・バイオマス・水力・地熱に分類し、接続・申込ステータスの区分を「接続検討申込」・「接続契約申込+承諾済」・「接続済」の3区分で公開（太陽光は、10kW未満と10kW以上に分けた上で掲載）
- 太陽光又は風力発電設備の指定電気事業者である一般送配電事業者においては、「接続契約申込+承諾済」・「接続済」に含まれる指定ルール（無制限・無補償）の対象も明記して公開
- 2018年10月から2019年3月までの6ヶ月間の情報を、規程類の改定後速やかに公開し、その後は月次で更新（バックナンバーはCSV形式のファイル等で継続的に公開）³³
- 上記で進めるものの、公開内容の統一性を維持したまま、更に詳細な情報公開を行うこと、上記の公開スケジュールに先立って対応することは妨げない

②活用ニーズの高い情報（ii）出力制御区分の内訳

指定電気事業者のエリアにおける実際の出力制御は、FIT法施行規則に基づき、「指定ルール（無制限・無補償）」と「指定ルール以外」という区分だけでなく、「指定ル

³³ 従前からの公開内容は、従前の形式で公開を継続。

ール以外」の中でも各電源の定格出力や契約申込時期によって、出力制御対象外事業者及び無補償による年間の出力制御時間に上限がある事業者に区分し実施するため、当該区分ごとの導入量が指定ルール事業者の出力制御量に影響する。そのため、出力制御量のシミュレーションの精度を向上させるためには、「指定ルール以外」の出力制御区分の内訳についても、一定の情報を公開することが適当である。

その際、出力制御区分の内訳を公開する主たる目的は、接続希望者が指定ルール事業者（無制限・無補償）となる場合に、自らの出力制御量がどの程度になるかを把握するための情報であることを踏まえ、まずは、太陽光発電又は風力発電の指定電気事業者指定されているエリア³⁴から、下記のとおり公開を進めるべきである。

<出力制御区分の内訳の公開>

- 当面の間、太陽光または風力発電のいずれかが指定電気事業者（＝東京・中部・関西以外）のエリアを対象とし、必要に応じて対象エリアの拡大を検討する。
- 現時点で公開対象となるエリアにおいては 2019 年 3 月末時点からの情報を速やかに公開する。
- 当該情報を紙面管理で行っており、情報の再整理に時間を要するエリアもあるため、情報更新の頻度は、少なくとも 3 ヶ月毎とする。

③継続的な改善

中間整理（第 1 次）を踏まえて、一般送配電事業者においては、i) 指定電気事業者である一般送配電事業者による出力制御見通しの算定に係る基礎情報の拡充、情報の統一化（2018 年 11 月系統ワーキンググループの資料にも反映）や、ii) 系統ワーキンググループで公表している「接続可能量」算定に用いたシミュレーションデータの再掲、継続的な公表といった継続的な改善を進めていることを確認した。

また、情報アクセスに対する利便性向上の一環として、各一般送配電事業者のホームページにおいて関連する情報の集約を進めるとともに、再生可能エネルギー発電事業者が多く閲覧すると考えられる資源エネルギー庁ホームページ「なっとく！再生可能エネルギー」内において、上記の一般送配電事業者ホームページや広域機関で公表される情報に一括してアクセスできるよう調整を進めていくべきである。

情報公開に当たっては、今後も、再生可能エネルギー発電事業者、コンサルタント及び金融機関の声も踏まえつつ、一般送配電事業者、広域機関、事務局で連携しながら必要な改善を地道に進めていくことが重要である。

³⁴ 国から指定を受けたエリアにおいて、太陽光・風力発電ごとの接続契約申込量が一定値を超えた場合、それ以降に契約申込みを行う事業者は、指定ルール（無制限・無補償）の出力制御区分となる。

【アクションプラン】

- 接続・申込ステータスの詳細区分は、以下のとおり公開する。
 - － 再生可能エネルギー電源種ごとの「接続検討申込」・「接続契約申込＋承諾済」・「接続済」の3区分（太陽光発電は10kW未満と10kW以上に分けた上で掲載）
 - － 太陽光発電又は風力発電の指定電気事業者である一般送配電事業者においては、「接続契約申込＋承諾済」・「接続済」に含まれる指定ルール（無制限・無補償）の対象も明記
 - 「指定ルール以外」の出力制御区分の内訳³⁵についても、まずは指定電気事業者のエリアを対象に一定の情報を公開する。
- 【➡一般送配電事業者、資源エネルギー庁、広域機関（2019年度当初を目途に関係規程類を改正し、早期に運用開始）】
- 【➡一般送配電事業者（2019年3月末時点の情報から速やかに）】

（3）送電容量制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報

①需要・送配電に関する情報

送電容量制約（系統混雑）による出力制御の見通しを高めることは、日本版コネク
ト&マネージの下で行う再生可能エネルギー発電事業の収益性判断と資金調達に不可
欠であり、中間整理（第1次）においては、まずは「需要に関する情報」や「送配電
に関する情報」だけでも、対応可能なものから公開・開示を行うべきとの方針を示し
たところである。

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- ①地点別需要実績（需要カーブ）、②154kV以上の系統構成と潮流（実績・計画）³⁶につ
いて、広域機関で取りまとめることも含め公開を前提とした準備を進める。
 - 並行して、まずは必要性の高いエリアから速やかに一般送配電事業者が公開・開示する
こととする。
- 【➡資源エネルギー庁、広域機関、一般送配電事業者（2018年度中を目途に一定の具体
化）】
- 【➡一般送配電事業者（速やかに対応）】

これを踏まえて、東北北部エリアの電源接続案件募集プロセスにおいては、「需要に関
する情報」及び「送配電に関する情報」について、2018年6月に先行して東北電力から
事業者への開示が実施された。

³⁵ 「出力制御対象外」、「無補償による出力制御時間の上限が30日」「無補償による出力制御時間の上限
が360時間・720時間」がある。

³⁶ 66kV以下の地点別需要及び潮流については、変圧器2次側母線単位で集約する。

他方、上記のとおり、中間整理（第 1 次）においては、公開内容は①地点別需要実績及び②154kV 以上の系統構成と潮流（実績・計画）としたが、公開主体や電源線に 1 ユニットの電源しか接続していない場合の電源線潮流についての取扱いは未定であった³⁷ことから、需要・送配電に関する情報の公開主体、公開単位及び公開内容の詳細について以下のとおり明確化を行った。

- i) **公開主体**: 一般送配電事業者は新規電源からのアクセス申請に対して検討を行う主体であり、地点別需要実績や潮流実績・計画は一次的には一般送配電事業者が保有する情報となっていることから、公開主体は各一般送配電事業者とするべきである。
- ii) **公開単位**: 中間整理（第 1 次）では、電源が 1 ユニットのみに接続する場合の電源線潮流については配慮が必要である旨を指摘したが、個別需要家の需要実績が判明する場合についても競争情報に該当し得ることから、配慮が必要である。したがって、後述の電源に関する情報の開示単位も踏まえ、需要・送配電に関する情報は変電所単位かつ 1 時間単位の実績を公開することとした上で、個別需要実績がわかる場合や電源が 1 ユニットのみに接続している電源線潮流については、近傍変電所と合わせて公開するべきである。
- iii) **公開内容**: 中間整理（第 1 次）では、①地点別需要実績と②154kV 以上の系統構成と潮流（実績・計画）について公開することのみを明記したが、出力制御のシミュレーションには、送電線の投資・廃止・作業停止計画や、ループ系統においてはインピーダンスも必要になるとの指摘があることから、具体的な公開内容は下記のとおりとすることが適当である。

< 地点別需要・系統潮流実績、系統構成・計画潮流の公開条件 >

- 公開範囲: 154kV 以上の系統（沖縄エリアについては、最大公称電圧である 132kV の系統）について公開
- 実績情報の更新: 1 年毎に更新（当初は過去 1 年分を公開）

< 系統構成・計画潮流の詳細 >

- 計画潮流: 1 年度目、5 年度目
- 送電線の投資・廃止計画: 10 年間
- 送電線の作業停止計画: 2 年分の年間計画、1 年以上の過去計画（当初は半年分以上³⁸）
- ループ系統については、送変電設備のインピーダンス

³⁷ 電源線に 1 ユニットの電源しか接続していない場合の電源線潮流については、電源に関する情報の取扱いも踏まえて検討を行うこととしていた。

³⁸ 一般送配電事業者の中には、過去計画については紙面でしか管理していない会社もあり、実務を勘案し、当初は半年分以上とした。

②電源に関する情報

中間整理（第 1 次）までの議論において、系統シミュレーションに必要な情報のうち「電源に関する情報」については、一部の発電事業者から、特に 30 分コマ単位で個別電源の発電出力実績を公開・開示することについて、競争への影響に対する懸念が示された。他方で、欧州等では個別電源の過去の発電出力実績を 30 分又は 1 時間単位で公開している国が多いことから、「欧州等では競争上の懸念が生じない（又は小さい）ため公開できるが、日本では競争上の懸念が大きいため開示すらできない」という結論を導くような、背景となる制度や市場構造の相違があるのか否かについて整理を行ったが、「これをもって『欧州では公開できるが、日本では開示すらできない』と結論づけるに足る相違があるとまでは言い難い」との評価に至った。

電源に関する情報は、系統シミュレーションの精度を高め日本版コネクト&マネージの効果を最大化する観点から政策的必要性が大きい一方、前述の「経営上重要な情報であり競争への影響が懸念される」との声や、公安上の問題にも十分な配慮が必要である。こうした点を踏まえ、中間整理（第 1 次）においては、目的と手段のバランスの取れた対応を行うという考え方の下、電源に関する情報については公開ではなく「開示」とし、開示請求者を系統に接続しようとする発電事業者であって、出力制御の見通しについてシミュレーションを行う目的で情報を利用しようとする者に限定した上で、開示請求者は「目的外利用の禁止」や「ペナルティ」を含む秘密保持契約（以下「NDA」という。）を締結するべきとの方針を取りまとめた。他方で、開示請求を行うことができるタイミングや回数、NDA に盛り込むべき内容、開示する情報の詳細等、一部は引き続き詳細を検討するとしていたところである。

【中間整理（第 1 次）アクションプラン】

- 開示請求を行うことができるタイミングや回数、NDA に盛り込むべき条項や NDA 締結に当たってのガイドライン、NDA 違反の監視やサンクションの在り方、発電出力実績の時間単位や開示対象期間、66kV 接続電源の取扱い³⁹など一部の詳細は引き続き検討としつつ、必要な規程等の改正も含め、速やかに準備を進めていく。

【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者、広域機関（2018 年度中に結論を得る）】

本小委員会では、このアクションプランを踏まえた事務局による整理を基に、開示内容等の詳細について議論を行い、以下のとおり方針を取りまとめた。

³⁹ 66kV の系統に接続する電源については、具体的な系統構成上の立地を明らかにしないことも選択肢としつつ、その他は同様の情報を開示する方向で検討することとしていた。

i) 開示内容等

- **開示請求者**：中間整理（第1次）においては、発電事業を行おうとする者も含めた系統に接続しようとする発電事業者としていたが、出力制御のシミュレーションを行い事業判断に使用することを踏まえれば、開示請求者は、ある程度の事業の蓋然性が高まったと考えられる「接続検討申込みをしたこと」を条件とするべきである。
- **開示請求のタイミング・回数**：中間整理（第1次）においては、ファイナンスの実態を踏まえて、少なくとも接続時のシミュレーションの最初の1回に限定しないこととしていたが、運転開始後にも出力制御見通しを算定することがファイナンスの条件になっている場合があることに鑑みれば、運転開始前に1回まで開示請求を行うことができることとした上で、運転開始後も開示主体が必要性を確認した上で毎年度1回は開示請求が行えることとするのが適当である。
- **開示手数料**：開示主体の実務への影響にも配慮し、開示請求者は一定の手数料を支払うこととするべきである。
- **開示主体**：広域機関又は一般送配電事業者が考えられるが、一般送配電事業者は新規電源からのアクセス申請を受ける主体であり、現在も託送業務のため今般開示を行う情報の多くを既に把握していることを踏まえれば、開示主体は各一般送配電事業者とすることが適切である。
- **開示範囲**：一般送配電事業者が開示主体になることも踏まえ、接続検討申込みを行った一般送配電事業者の供給エリア全体とすることが適当である。
- **情報の更新頻度**：一般送配電事業者は、発電所から系統へ逆流する潮流情報は保有しているが、今回の開示対象情報である電源の新設・停廃止計画や発電所の全てのユニット毎の発電実績までは保有していないため、開示対象となる発電事業者から情報提供を受ける必要がある。これを踏まえ、電源に関する情報は、当初は過去1年分の情報を開示することとし、その後の更新は年度ごとに行うこととするのが適当である。
- **154kV以上に接続する電源の発電出力実績（発電機単位）**：中間整理（第1次）においては、方向性は提示しつつ詳細は引き続き検討することとしていたところであるが、開示内容は以下のとおりとすることが適当である。
 - － 匿名、系統構成とセット
 - － 開示対象期間：情報更新日（当初運用開始日）から起算した3ヶ月前～14ヶ月前の1年間
 - － 1時間単位
 - － 電源種・設備容量等のスペック：電源種、発電機単位の設備容量・LFC幅・最低出力・変化速度、発電所単位の運用制約（燃料消費制約、地熱の蒸気井の減衰等による制約、海水温制約、取水量制約、大気温度制約）

- **154kV 以上に接続する電源の新設・停止・廃止計画**：供給計画と可能な限り整合的な内容とするべきである。⁴⁰
- **66kV に接続する電源**：一部のオブザーバーから、接続している電源の数が多いため一般送配電事業者の業務量との兼ね合いで慎重に検討するべきとの指摘があったが、情報更新頻度は年度ごととすることや、シミュレーションの精度向上の重要性を踏まえれば、具体的な系統構成上の立地は明らかにしないものの、その他は154kV 以上に接続する電源と同様の情報を開示することが適当である。

ii) NDA の内容、違反への対処等⁴¹

- **NDA に盛り込む条項**：中間整理（第1次）においては、「目的外利用の禁止」や「ペナルティ」を含めるという方針を示していたところであるが、一般的に NDA に盛り込まれるべき条項も踏まえ、NDA は開示主体と開示請求者の二者契約とした上で、下記の事項を条項として盛り込むことを検討するべきである。⁴²
 - － 目的：開示請求者の発電所の出力制御頻度のシミュレーションに活用する⁴³
 - － 秘密保持義務：（例）開示請求者はコンサル等へシミュレーションを委託する場合、その第三者とも NDA を締結し、第三者もその責を負う
 - － 秘密情報の不保証：本情報によって開示請求者が損害を被っても、開示主体は責を負わない
 - － 監査：開示請求者は、情報の管理状況に関する監査や報告等に協力する
 - － 損害賠償：NDA に違反した場合、開示主体または情報提供者の損害を賠償する責を負う
 - － 違約金：（例）NDA に違反した場合、開示請求者へ 1,000 万円の支払いを求める
- **NDA 違反の監視・サンクション**：一般送配電事業者（開示主体）に外部からの NDA に関する問合せ窓口を設置しつつ、上記のとおり NDA に違反した場合の違約金や損害賠償に関する条項を設定することが適当である。他方、NDA 違反が起こらないよう、開示情報（データ）が第三者（シミュレーションの受託者を除く）へ提供されないよう適切な措置が講じられることも重要である。

⁴⁰ 様々な熟度・検討段階にある新設・停止・廃止の計画が含まれるため、地元調整等が未了など、今後の状況変化があり得る情報等については、必ずしも整合性を求めない（地元調整の進捗等は発電事業者等が確認）。

⁴¹ 一部の委員からは、電力は専門性が高いため、専門性の高い人材が紛争解決プロセスに関与して早期の紛争解決を図る ADR のような仕組みが必要ではないか、との意見もあった。

⁴² 本項で示した事項は NDA に盛り込むことを検討するべき事項の一例であり、当該事項の詳細の見直しやこれ以外の事項の追加に関する今後の検討を妨げるものではない。

⁴³ 一義的には出力制御のシミュレーションに活用されることが想定されるが、今回の情報開示の趣旨に照らせば、NDA を締結した開示主体（一般送配電事業者）と開示請求者（発電事業者）において、開示情報を基に円滑な接続のための協議が行われることも当然に期待される。

- **NDA 締結のガイドライン**：「系統情報の公表の考え方」を改正し、上記を踏まえた NDA に盛り込む条項について明記するべきである。

iii) 電源に関する情報の提供

一般送配電事業者（開示主体）は、開示対象となる電源情報を保有する発電事業者等との既存契約に矛盾が生じ得る場合や、一般送配電事業者が保有していない一部の情報の提供を受ける必要がある場合に、系統連系済みの当該発電事業者等と必要に応じて情報提供の合意を取得した上で、当該発電事業者等から情報提供を受けることとなる。このため、発電事業者は、「系統情報の公表の考え方」等に基づき一般送配電事業者へ電源情報の提供を行うことが求められるが、実態として、一部の発電事業者が情報提供に応じないなど、一般送配電事業者が情報を得られない場合もあると考えられ、その場合は、どの電源の情報が開示されないのかを、シミュレーションを行う開示請求者が適切に把握できるようにすることが重要である。

このため、必要に応じ規程類を整備した上で、各一般送配電事業者において、①発電事業者等による情報提供の有無が推定できる系統図を公開する、②情報提供に応じない発電所名を開示請求者へ開示する、③必要に応じて審議会等の場で議論するため、電源種別の発電事業者等の情報提供に係る対応状況を国に報告するといった措置を講じるべきである。なお、こうした情報提供の合意を取得するには一定の期間を要するため、開示を行う時期については実務面にも配慮して検討するべきである。

一方、「仮に上記の仕組みが効果的に機能しないのであれば、出力制御のシミュレーションに必要な情報の提供という今回の目的から離れて、既に電源に関する情報が公開されている諸外国の例も参考に抜本的な見直しを行うべき」との意見もあった。また、中間整理（第1次）取りまとめまでの議論の中においても、「電源に関する情報についても、原則『公開』であるべき」、「系統に接続しようとする発電事業者だけでなく、研究機関等も含め多くの人が情報を活用しシミュレーションを行えるようにすることが、今後の電力市場にとって重要」といった意見があった。この点については、中間整理（第1次）において、今回の議論の目的とは異なる政策目的の下で公開を求めていくという別途の議論が今後行われることは期待されるが、今回の目的の範囲でも、競争上の影響を評価しながら、開示の在り方について然るべきタイミングで検証していくべきことを確認したところであり、本小委員会としてのこの考え方に変更はない。

また、全体を通じて、「ネットワーク運用におけるデジタル化が遅れていて、集計・対応に時間がかかること自体が問題であり、しっかりとデジタル化を進めることが重要」といった指摘や、中間整理（第1次）までの議論の中で、「情報公開・開示に関する全体のポリシーについて合意が得られない、データに関する共通の技術仕様が決まっていない等の理

由で情報の公開・開示が進まないといった事態は避けるべきであり、可能なものから速やかにアクセスできるようにすべきである」との意見があったことは、今回の中間整理（第2次）においても改めて言及することとしたい。

【アクションプラン】

- 需要・送配電に関する情報については、各一般送配電事業者のホームページで、変電所単位かつ1時間単位の実績を公開する（個別需要実績がわかる場合や電源が1ユニットのみ接続している電源線潮流については、近傍変電所と合算）。
- 電源に関する情報については、以下のとおり開示を行う。
 - 開示主体は各一般送配電事業者、開示請求者は接続検討申込済みの系統連系希望者
 - 開示請求者は一定の手数料を支払い、開示主体とNDAを締結した上で、接続検討申込みを行ったエリア全体の情報（年度ごとに更新）を、運転開始前に1回、運転開始後にも必要に応じ毎年度1回まで開示請求することができる
 - 違約金や損害賠償に関する条項を含むNDAの具体的な条項は「系統情報の公表の考え方」に明記し、一般送配電事業者にはNDAに関する問合せ窓口を設置
 - 各一般送配電事業者が、①発電事業者等による情報提供の有無が推定できる系統図を公開、②情報提供に応じない発電所名を開示請求者へ開示、③必要に応じて、国に対して電源種別の発電事業者等の情報提供に係る対応状況を報告する

【➡一般送配電事業者、資源エネルギー庁、広域機関（2019年度当初を目途に関係規程類を改正し、早期に運用開始（電源に関する情報は、2019年度中を目途に運用開始）】

3. 系統アクセス業務等の改善

（1）工事費負担金の分割払い

工事費負担金の支払いについては、契約後に一括して支払うのが原則となっており、この例外として「工事が長期にわたる場合」には、分割払いを含む支払条件の変更について「協議を求めること」が可能となっている。この点、中間整理（第1次）においては、分割払いが認められる場合の基準を明確にするための検討を進める旨のアクションプランを定めたところ。

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- 分割払いが認められる場合の基準を明確にするべく、ルール化に向けて具体的な検討を進める。【➡広域機関、一般送配電事業者（2018年度早期に）】

このアクションプランの進捗状況について、工事費負担金の分割払いが認められる基準について整理の上、以下のとおり広域機関及び各一般送配電事業者のホームページに掲載されたことを確認した。なお、分割払いの方法は、協議によってその詳細が決められるものであるため、本基準をベースに、結果としてそれぞれの案件に応じた分割払いとなるケースも考えられることにも留意が必要である。

<工事費負担金の分割払いが認められる基準>

- 工事が長期にわたる場合^{※1}の工事費負担金の分割については、一般送配電事業者において、工事設計・発注などの工程毎の切り分けを検討^{※2}の上、工事工程単位で分割払い（必要費用分をその都度の前払い）。
 - ※1) 複数年にわたって主要設備（送電、変電等）の資材の発注が伴う場合等
 - ※2) 切り分けによって工事費等が増加しない範囲で検討
- 電源接続案件募集プロセスなど複数事業者共同負担の場合には、金融機関の債務保証等により、他事業者に影響がないことを担保することで、前述の工事工程単位での分割払い。
- 分割払いが困難な場合には、一般送配電事業者はその理由を示す。

（２）工事長期化への対応

新たに系統に接続するために系統増強工事が必要となる場合において、工期が長期にわたり、結果として接続に要する時間が長すぎる、といった声が再生可能エネルギー発電事業者等から挙げられている。この背景には、再生可能エネルギー関連設備自体の工事の増加に加え、送配電等設備の高経年対策工事等も増加傾向にあり、工事に従事する人手不足が顕在化しているという構造的課題がある。この点、中間整理（第１次）においては、可能な限り迅速な系統への接続を可能とするため、具体的な方策について検討を行うべきである旨を示したところ。

【中間整理（第１次）アクションプラン】

- ①北海道における特定目的会社（SPC）の事例のように、事業者自らが工事を実施する事例の拡大
 - ②増強工事完了までの間、暫定的に連系を可能とする方策の活用拡大
 - ③工事の効率化や生産性向上策等、全国大で限られた人材を最大限に活用するための方策
- について検討を行う。【➡一般送配電事業者】

上記のアクションプランについて、以下のとおり進捗状況・取組の方向性を確認した。

①事業者自らが工事を実施する事例の拡大

系統の工事については、現状のルールにおいても事業者自らが送電線の新設工事を行うことが可能であり、例えば、送電網の整備が脆弱である北海道の道北地域においては、事業者自らが送電事業を行う特定目的会社（SPC）を設立、送電事業ライセンスを取得し、地域内送電網の整備・運営を行っている。このような事例に加え、一部の事業者においては、発電設備から需要設備までを自ら施工・所有している自営線で供給している事例も存在する。また、東北北部エリアの電源接続案件募集プロセスにおいては、必要となる工事箇所の数や規模が多くなるため、可能な限り、電源線の整備について発電事業者による施工を東北電力が依頼しているところ。

こうした事例を、後述のワンストップサイト等で周知することで、早期連系を望む発電事業者が一般送配電事業者に関係工事の施工を依頼するのではなく、自ら工事を実施することを検討しやすい環境整備を進めるべきである。

②暫定的に連系を可能とする方策の拡大

東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセスは、入札対象工事が大規模なため、工事が長期になることによりプロセス完了から実際の連系までに10年超の期間を要するという課題があった。課題解決のため、新エネルギー小委員会系統ワーキンググループにおいて、優先系統連系希望者のうち、暫定連系を希望する事業者については、一定の制約を条件に工事の完了を待たずに暫定的な連系を認めるための具体的な手法を検討し、整理が進んだところ。

今後、当該募集プロセスのように、工事が長期にわたる場合などにおいては、必要に応じて、暫定的な連系が可能となるような検討を行っていくべきである。

③全国大で限られた人材を最大限に活用するための方策

一般送配電事業者等は送電工事において、工事効率化や生産性向上の取組を実施している。一例としては、設備のスリム化による作業そのものの縮小、工法の見直しによる作業効率の向上などにより、工事期間の短縮を図っている。また、電力会社と送電工事会社の間で各種コミュニケーションを図り、工事量と送電電工数のバランスを確認した上で、各電力会社が中長期の工事計画を策定している。加えて、従前より送電電工はエリアをまたいで作業を行っているが、働き方改革を推進していく中で、より丁寧なコミュニケーションを行い、送電電工の更なる業務環境の改善を行うことで、定着率向上にも取り組んでいる。

引き続き、各電力会社間での仕様統一化なども進めることで工事の効率化や生産性向上策等を図りつつ、官民挙げて送電電工の確保・支援策についても取り組み、全国大で限られた人材を最大限に活用していくべきである。

（３）系統容量の開放に向けた対応

現行ルール（経済産業大臣の認可を必要とする広域機関の送配電等業務指針）では、系統の容量は、接続契約申込みの受付時点をもって暫定的に確保されることになっているが、接続契約申込み後、契約締結に至らなかったり、工事費負担金が支払われないなどの理由により、長期間にわたり発電事業が開始されていない案件が散見されていた。この点、中間整理（第１次）において、滞留する案件により確保されている系統容量を取り消す取組を円滑かつ迅速に進めていくため、送配電等業務指針等に規定する基準や手続を標準化・明確化するとともに、一定の事由に該当する場合には原則として連系等を拒み、系統容量を取り消すよう規定の改正を行うべき旨のアクションプランを示したところ。

【中間整理（第１次）アクションプラン】

- 滞留している案件が抑えている系統容量の開放については、工事費負担金の契約や支払いに関する部分を中心に、広域機関の「送配電等業務指針」など現行ルールの明確化や、容量を取り消す手続の標準化を進める。

【➡広域機関、一般送配電事業者（2018年度早期に）】

このアクションプランを踏まえ、2018年9月19日、送配電等業務指針（第105条第1項第3号）に基づき「期日までに工事費負担金を支払わない場合」に連系等を拒み、系統容量を取り消すまでの標準手続例が広域機関のホームページに掲載されたことを確認した。また、アクションプランに従って広域機関の送配電等業務指針を変更することとし、変更案についてパブリックコメントが行われたところである。なお、当該送配電等業務指針の変更は、他の新規電源の接続の妨げとなっているような場合に、基準の明確化等を前提として系統容量を取り消すものであり、電気事業法第17条第4項に規定する接続の請求に応ずる義務に照らしても適切な措置であることも確認した。

このほか、接続契約締結後、工事費負担金を一般送配電事業者に支払った上で、なお、運転開始に向けて、諸手続や工事等の実施といった進捗が見られず、運転開始までに至らない案件も散見される。その理由の１つに、事業環境変化などにより、事業者側の判断として、当該事業を前に進めることが困難になったものの、工事費負担金を支払済みであるため、事業の撤退をしたくても撤退できない、といったことが挙げられる。

この点、事業者の都合により事業を撤退する場合、支払済みの工事費負担金は、接続契約締結時に併せて締結している工事費負担金契約等に基づき、それまでに生じた費用（例えば、調査・測量費用、発注済の工事部分など）や（原状回復が必要な場合）原状回復工事に要する費用を算定した上で、当該費用を差し引いた残余额を返金することとなる。一

般送配電事業者は、事業者から、事業の撤退・返金の求めがあれば対応することとなっている。

前述の未稼働案件対策に係る事業用太陽光発電も含め、このような対応が進むことにより、運転開始に向けた動きが見られない案件のために確保し続けている系統容量が開放されることが期待される。こうした点についても明確化した上で、後述のワンストップポータルサイトを活用し、適切に周知を図っていくなど、系統容量の開放に向けた取組を着実に進めていくことが重要である。

4. ルール整備を補完する仕組み

現場の実態に対応し、ルール整備を補完するための仕組みとして、系統接続等に係るルールの解釈に係る相場観を形成するため、中間整理（第1次）において、①事例集の作成・継続的な改定、②関係機関（資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関）の連携深化による相談・紛争処理機能の強化、③系統接続等に係る様々なルールについてのワンストップポータルサイトの創設等の情報発信機能の強化について検討を行うべき旨のアクションプランを示したところ。

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- ルール整備を補完する仕組みとして、事例集の作成・継続的な改定、相談・紛争処理機能の強化、情報発信機能の強化について検討する。

【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関（2018年度中に一定の具体化）】

上記のアクションプランについて、以下のとおり進捗状況・取組の方向性を確認した。

①事例集の作成・継続的な改定

関係機関で受けた相談事項等のうち、ルールに対する説明を補足するのが適当な事項、発電事業者と一般送配電事業者の間でルール解釈の認識が相違しやすい事項について、実際の事例紹介及び関連する審議会での議論や各機関の提供情報を Q&A 形式で作成し、公開する。公開後も関係機関間で協議を行い、指針の改定等に応じて事例集の改定も行っていくべきである。

②相談・紛争処理機能の強化

発電事業者等が相談内容に応じて適切な関係機関を容易に選択できるよう、後述するワンストップポータルサイトにおいて、各関係機関が担当する系統接続に係る相談

内容の範囲や各関係機関が受け持つ紛争処理内容の範囲を明示する。今後、事例集の改訂等を通じて相談・紛争処理事例を関係機関で共有することで、更なる連携の深化を図っていくべきである。

③ワンストップポータルサイトの開設

資源エネルギー庁ホームページ内の「なっとく！再生可能エネルギー」の中に、系統接続を希望する事業者等の実務者向けに再生可能エネルギー電源の接続等に係る様々なルール等について紹介するポータルサイト「なるほど！グリッド（仮称）」を開設する。当該ポータルサイトにおいて、事例集や相談・紛争処理の関係機関の紹介だけでなく、出力制御シミュレーションに役立つ公開情報等も一元的に公開することにより、利用者にとって有用な情報を効率的にアクセスできるようにしていくべきである。なお、「なっとく！再生可能エネルギー」のホームページリニューアルが 2019 年早々に実施を予定されているため、「なるほど！グリッド（仮称）」も同時期での開設をできるよう準備を進めるべきである。

【アクションプラン】

- ワンストップポータルサイトを開設し、事例集の作成・公開・改定や、関係機関による相談・紛争処理機能等についての総合的な情報発信を進める。
【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関（2019 年早々にポータルサイト開設）】

5. 系統整備・増強を含めた次世代 NW 形成の在り方

前述のとおり、系統制約の克服に向けて、まずは「既存系統の最大限の活用」に向けた取組を進めてきたところであるが、2030 年以降も見据えれば、「系統整備・増強を含めた次世代 NW 形成」について本格的に検討に着手すべきである。

国際エネルギー機関（IEA）は、自然変動再エネの導入比率に応じて電力システムの運用を 4 つのフェーズに区分しているが、変動再エネを大前提とした系統と発電機能が必要となるフェーズ 4 にはアイルランドとデンマークが、出力制御が起こり柔軟な調整力や大規模なシステム変更が必要となるフェーズ 3 には欧州各国（ドイツ、スペイン、英国等）と並んで九州も位置付けられている。再生可能エネルギーの出力制御は、自然変動再エネが増えれば電力の需給バランスを保つために必然的に起き得るものであり、アイルランド（フェーズ 4）やスペイン（フェーズ 3）などでも行われているところ、今後、日本においてもより柔軟な NW 運用が求められる。さらに、日本においては、FIT 制度の開始後、急速に再生可能エネルギーの導入が進んだことで、一部の地域で系統制約が顕在化し、発電事業

者の負担が高額となる基幹系統における系統制約も発生している。こうした中、系統整備・増強を含めた次世代 NW 形成の検討を進めるに当たっては、再生可能エネルギーの主力電源化へ向けて、「大規模電源と需要地を NW でつなぐ従来の電力システム」から「分散型電源も柔軟に活用する新たな電力システム」へと長期的な転換を進めていくことを念頭に置く必要がある。

また、再エネ海域利用法が第 197 回国会において成立、公布された。今後、同法に基づき、風況・海象等の自然条件が良く、系統接続が見込まれる等の要件を満たす場所を国が「促進区域」として指定し、当該区域における洋上風力発電の立地を促進していくことになる。一方、既存系統と洋上風力等の立地地域に特性がある再生可能エネルギーの適地には乖離が存在する。これまでも電源接続案件募集プロセスを通じた発電事業者の発意に基づく基幹系統の増強は行われてきたが、洋上風力発電のように立地制約があるため計画・開発の初期段階では事業化の予見性を担保しにくい電源については、必要な系統増強が大規模になるほど更に不確実性が高まり、現在の仕組みではそれを実現するために必要な参加者を確保できない可能性も想定される。この点、例えばドイツでは、TSO4 社による再生可能エネルギーの導入に係る複数の将来シナリオの想定と、それに基づき増強・拡張が必要な送電線を特定した上で策定した NW 開発計画を、BNetzA（規制当局）がそれぞれ法令に基づき承認することで、法的拘束力を持たせる仕組みとしている。再エネ海域利用法の成立を契機に、国民負担の抑制の観点から、発電コストと系統コストのトータルでの最小・最適化を目指す中で、再生可能エネルギーの大量導入に向けて、再生可能エネルギーの規模・特性に応じた系統形成を進めるため、費用負担の在り方も含め、具体的な方策を検討していくべきである。一部の委員からは、あるべき系統形成とその実現に向けたロードマップを描いた基本計画（マスタープラン）の策定について検討するべきとの指摘もあったところであり、こうした視点も含めて議論を深めていく必要がある。⁴⁴

さらに、例えば北本連系線については、現在の潮流実績によれば北流（東北エリアから北海道エリアへの潮流）において混雑が発生しているが、将来の北海道エリアにおける再生可能エネルギーの大量導入等を考慮すれば、今後、南流（北海道エリアから東北エリアへの潮流）により混雑が発生する可能性もある。また、平成 30 年北海道胆振東部地震による北海道全域にわたる大規模停電（ブラックアウト）を踏まえ新たに設置された「電力レジリエンスワーキンググループ」の中間取りまとめ（2018 年 11 月）においては、新北本連系線整備後（合計連系容量 60 万 kW から 90 万 kW に増強後）の更なる増強、及び現在の北本連系線の自励式への転換の是非について速やかに検討に着手し、新北本連系線整備後

⁴⁴ 一部の委員からは、「まずは NW が大量導入の懸念になり得る洋上風力発電のための系統形成についてだけでも議論を進めてはどうか」、「マスタープランの取りまとめに至らずとも、再生可能エネルギーのポテンシャルや系統ニーズについて議論する『プロセス』を経るだけでも、NW の高経年化対策の在り方も含めた検証に活かせるなど、意味は大きいのではないか」といった意見もあった。

の更なる増強については、シミュレーション等により増強の効果を確認した上で、ルートや増強の規模含め、今春までを目途に具体化を図ることとされた。加えて、各地域間を結ぶ連系線等について、各種の地域間連系線強化対策の現状も踏まえつつ、需給の状況等を見極めながら、増強・活用拡大策について検討し、その際、北本連系線の新北本連系線整備後の更なる増強等も含めて、増強等の意義を整理するとともに、レジリエンス強化と再生可能エネルギーの大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方（託送制度改革を含む）についても、政府にて検討に着手することとされた。⁴⁵

このように、系統整備・増強を含めた次世代 NW 形成については、再生可能エネルギーの主力電源化に加え、昨今の一連の災害を踏まえたレジリエンスの強化も含めた、多様な視点・目的から検討を進めていくことが必要である。

【アクションプラン】

- 新北本連系線整備後の更なる増強については、シミュレーション等により増強の効果を確認した上で、ルートや増強の規模含め、具体化を図る。
【➡資源エネルギー庁、広域機関（今春までを目途に具体化）】
- 各地域間を結ぶ連系線等について、東日本大震災後に講じられている各種の地域間連系線強化対策の現状を踏まえつつ、需給の状況等を見極めながら、増強・活用拡大策について検討を行う。【➡資源エネルギー庁、広域機関】
- レジリエンス強化と再生可能エネルギーの大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方について、海外の先進事例を参考にしながら、総合的に検討を行う。【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、一般送配電事業者】

6. 再エネ大量導入時代における NW コスト改革

再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制を両立するためには、再生可能エネルギーの導入に係るコストを可能な限り引き下げつつ、系統を始めとした必要な投資が行われることが必要となる。このため、発電コストとネットワーク（NW）コスト（系統・調整力）のトータルでの最小化を実現するシステムへの移行が重要となる。

こうした共通認識の下、中間整理（第1次）においては、今後、再生可能エネルギーの導入の拡大等に伴い増大する NW コストを最大限抑制するため、（1）既存 NW 等に係るコストについては、安定供給の維持を前提としつつ徹底的なコスト削減を促す仕組みを構

⁴⁵ 一部の委員からは、「複数シナリオに基づいたシミュレーションによって費用対効果を検証するべき」、「レジリエンスを錦の御旗にすることなく、再生可能エネルギーの導入拡大も含めた増強の目的と費用対効果・誰に便益が生じるかを明確にした上で、誰がどのように負担すべきものかを検討するべき」との意見があった。

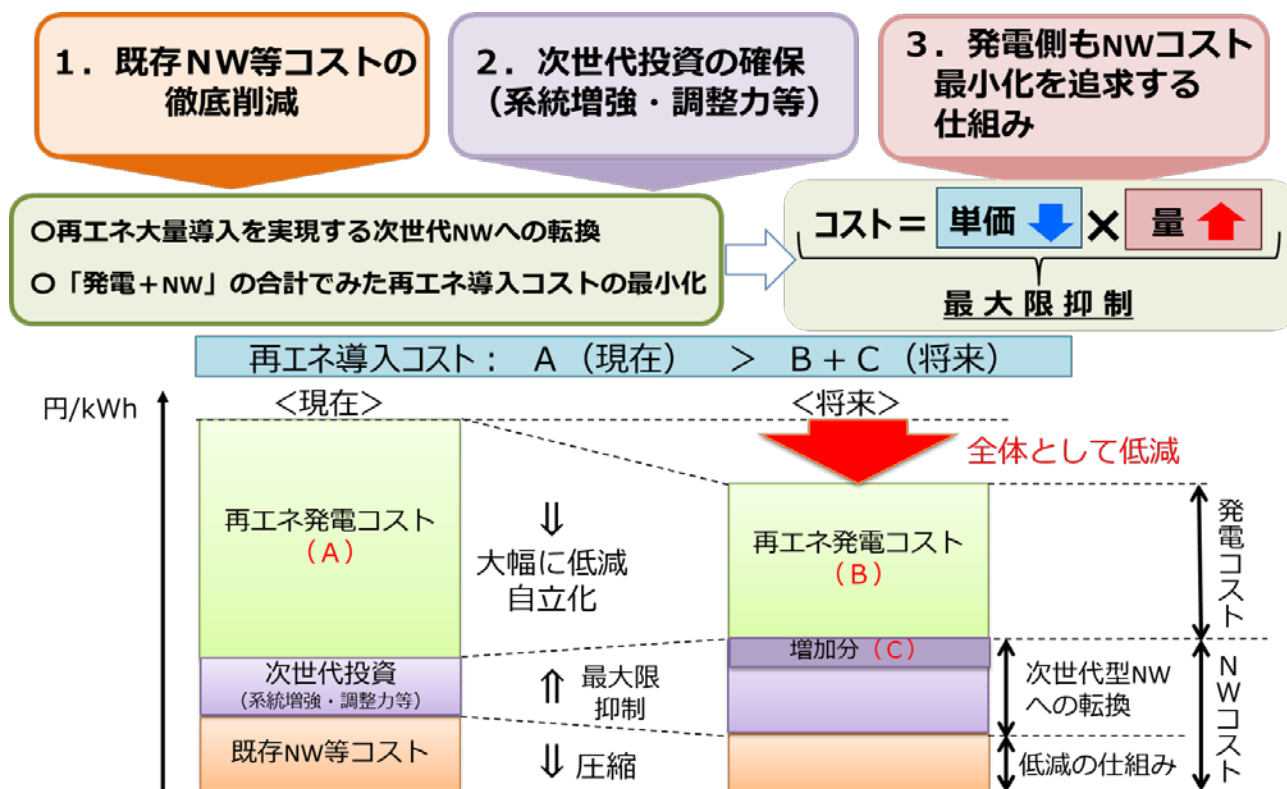
築し、その上で、(2) 再生可能エネルギーの大量導入を始めとした NW を取り巻く環境変化に的確に対応し次世代 NW への転換を実現するため、未来に向けた投資を促進する制度環境整備も同時に進め、また、(3) 発電事業者も NW コストを意識した事業展開を行うためのインセンティブを確保すべきであるという基本的な考え方を示し、具体的な方策について検討を深め、順次実行に移していくべき旨の方針を取りまとめた。

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- 再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制を両立し、系統接続費用を抑えていくため、
 - ①既存 NW 等コストの徹底的なコスト削減
 - ②次世代 NW 投資の確保
 - ③発電側も NW コスト最小化を追求するインセンティブの確保
 を基本とする政策パッケージを検討する。
- 再エネ大量導入を実現する次世代 NW への転換に向け、「発電+NW」の合計でみた再エネ導入コストを最小化する。
- 短期・中長期の論点を切り分けて整理し、関係する機関や審議会等とも連携しながら、パッケージの実現に向け検討を進めていく。

【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】

【図7】 電力 NW コスト改革に係る3つの基本方針（概念図）



※日本版コネクト&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

（１）既存 NW コスト等の徹底的なコスト削減

再生可能エネルギーの最大限の導入を図りつつも、国民負担を抑制していく観点から、再生可能エネルギーの導入拡大等に伴い増大する NW コストを最大限抑制するため、既存 NW 等のコストを徹底して削減する必要がある。

中間整理（第１次）においては、まずは、「調達改革と情報開示」パッケージとして、①各社間や海外、自営線等と比較を行い、仕様等について標準化、②この際、IEC 等への準拠や競争入札の拡大も併せて追求、③各社に具体的な仕様や価格水準を含む調達に関する国への情報開示を求め、標準化された仕様等に準拠できない場合は、合理的な説明を求める仕組みの検討（Comply or Explain 原則）、④各社の自主的ロードマップの提出と取組状況の確認（定期的なプレッジ&レビュー）する仕組みの検討、⑤信頼性と効率性を両立するための社内外の安全基準の設定の仕方の検討を行う方針を取りまとめた。また、標準化した仕様等に基づく料金査定と事後評価の厳格化や、既存 NW コスト等の不断の効率化を促す託送料金制度についての検討を行うべきとの方向性も示したところである。

【中間整理（第１次）アクションプラン】

- 海外の制度や他の産業の仕組みも参考としつつ、まずは再エネ大量導入に関連した設備（接続増強関連等）から、徹底的なコスト削減を実現する方策を検討する。
- 具体的には、各社の調達改革と仕様等の標準化によるコスト削減を促進するため、一般送配電事業者各社間や海外事業者との調達状況等の比較や、ベンチマークの設定、情報開示を行うとともに、不断の効率化を促す託送料金制度についても検討する。

【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】

この既存 NW 等のコストの徹底削減の一環として、各社の仕様統一化を進め、調達手法を改善するとともに、定期的な国への情報開示による取組状況の確認が行われる方策について、以下のとおり取組の方向性を取りまとめた。

①仕様統一化

既存 NW コストの低減と、再生可能エネルギー電源の接続費用の低減を目指すため、まずは、調達額が大きく、新規の電源アクセスの際にも使用される以下 3 品目について、仕様統一化に取り組むべきである。⁴⁶その際、2018 年度中に各社にて統一化に向けたロードマップを作成し、2019 年度以降の料金審査専門会合において、各社の達成状況を報告するべきである。また、仕様統一に当たっては、IEC 等への準拠も当該プロセスにおいて検討していくべきである。

⁴⁶ 一部の委員からは、まずは 3 品目でスタートした上で、将来は拡大していくべきとの指摘があった。

- 架空送電線（ACSR/AC）：仕様数 2 → 全国大で統一⁴⁷
- ガス遮断器（66・77 kV）：10 社個別仕様 → 全国大で統一
- 地中ケーブル（6 kV CVT）：10 社個別仕様 → 全国大で統一

②取組状況の定期的なプレッジ&レビュー

各社ロードマップの作成に当たっては、統一化された仕様への準拠等についてベンチマーク（今後の評価項目。例えば、「各品目調達総量における統一化品の割合」、「調達コストの削減率」等）を設定し、進捗状況について報告を求め、未達の場合は個別に事情説明を求めるべきである。

また、各事業者の仕様統一化品の導入や調達方法に係る進捗状況を比較し、優良事例の各社間共有を図るとともに、調達方法の工夫も併せて行い、共同調達など可能な限りの取組を実施するべきである。

【アクションプラン】

- 2018 年度中にベンチマークを設定のうえ、各社ロードマップを作成する。
【➡一般送配電事業者（2018 年度中）】
- また、対象品目について、IEC 等各種規格への準拠を検討しつつ、2019 年度中に標準仕様を策定する。【➡一般送配電事業者（2019 年度中）】
- 各社の設定したベンチマークについて、2019 年度以降の料金審査専門会合において進捗状況の報告を求め、各社の徹底的なコスト削減を促すとともに、優良事例を共有する。
- 上記について効果を確認しつつ、コスト削減に向けた更なる方策について検討する。
【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会（2019 年度以降）】

（2）次世代 NW 投資の確保（NW の投資環境整備・費用負担の在り方）

人口減少等に伴う需要減少要因、高経年化対策等の構造的課題に加え、再生可能エネルギーの大量導入に対応するための系統増強・調整力確保を始めとした環境変化への対応が必要となる。

中間整理（第 1 次）においては、こうした構造的課題・環境変化と現行の系統構成や託送料金制度とのミスマッチといった課題認識の下、次世代 NW への転換を図るために、海外の先進事例も参考にしながら、コストを最大限抑制しつつ、再生可能エネルギーの大量導入への対応や長期視点での投資を促進する制度環境の整備を進めるためのアクションプランを示したところである。

⁴⁷ アルミ送電線には通常の仕様（ACSR）と、耐食性の高いもの（ACSR/AC）が存在するが、価格差が小さいため、耐食性の高い仕様に全国で統一。

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- 既存 NW コスト等と次世代投資の「切り分け」を行い、海外の先進事例も参考にしつつ、次世代投資を促進する託送料金制度の在り方について検討する。

【⇒資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】

- 再生可能エネルギーの適地偏在性により、系統増強が必要な地域の電力会社が大部分の増強コストを負担し、結果的に再エネの入る地域の電気料金だけが上昇し得るという課題への対処について検討する。【⇒資源エネルギー庁】
- 自然変動電源の導入が拡大する中、適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みを構築する。【⇒資源エネルギー庁、広域機関、電力・ガス取引監視等委員会】
 - － 全国大で調整力を広域的にかつ最適に活用するための仕組み（需給調整市場）
 - － 「ピーク需要の7%」という調整力確保基準の定量的検証と負担の在り方
 - － 揚水発電の設備維持を図る方策
- 分散型電源等が増加すると、NW の利用率が更に低下し得る一方、系統設備はピーク時を想定して維持・整備する必要があることも踏まえ、現行の託送料金が抱える課題に対応する方向で託送料金制度の見直しを行う。

【⇒資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】

中間整理（第1次）で示したこうした考え方に加え、前述のとおり、「系統整備・増強を含めた次世代 NW 形成」は、再生可能エネルギーの主力電源化やレジリエンスの強化を含め、多様な視点・目的から行われるところ、これらの目的やそれによって生まれる便益を踏まえた費用負担の在り方（どのような費用か、誰が負担すべきか、どのように負担すべきか）について検討することも必要である。

また、欧米等においては、効率化を促進する制度を追求した結果、NW 投資が困難となったことから、効率化と NW 投資が両立するような方向での制度改革を進めていることについても事務局から報告があった。⁴⁸こうした諸外国における投資環境整備に資する制度の事例も参考としながら、「NW の投資環境整備・費用負担の在り方」について、今後更に議論を深めていく必要がある。⁴⁹

⁴⁸ 一部の委員からは、欧米等における制度改革については、その導入と NW 投資の増加との関係性について、より詳細な分析を行った上で、慎重にその評価を進めるべきとの指摘があった。

⁴⁹ 一部の委員からは、託送制度において、NW 投資を促す仕組みを導入した場合、その結果として、事業者の託送料金を下げるインセンティブに影響を与える可能性があることを踏まえて制度設計をするべきとの指摘があった。

【アクションプラン】

- レジリエンス強化と再生可能エネルギーの大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方について、海外の先進事例を参考にしながら、総合的に検討を行う。

【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、一般送配電事業者】（再掲）

（３）発電事業者のインセンティブの確保

発電コストと NW コストのトータルで最小とするためには、一般送配電事業者のみならず発電事業者の協力が不可欠であり、発電事業者も NW コストを意識した事業展開を行うためのインセンティブを確保する必要がある。中間整理（第１次）においては、既に導入済みの系統増強における一部特定負担方式に加え、発電側基本料金等を導入するとともに、再生可能エネルギー発電事業者の負担とのバランスを取る観点から、一般負担上限の見直しを行う等、系統を効率的に活用するための仕組みを導入する方針を取りまとめたところである。

①再生可能エネルギー電源に対する発電側基本料金の適用

中間整理（第１次）においては、再生可能エネルギー電源についても、FIT 買取期間中・終了後を問わず他の電源と同様に kW 一律で課金することを原則とするが、FIT 電源については、発電側基本料金による追加コストを転嫁することができないという制度上の制約を踏まえ、i) FIT 認定を受けて既に調達価格が確定しているもの、ii) 発電側基本料金の導入後に FIT 認定を受ける（調達価格が決まる）ことになるもの、それぞれについて、どのような場合に FIT 買取期間中の調整措置が必要か、調達価格等算定委員会等において議論される必要があるとの方針を取りまとめたところである。

また、住宅用太陽光発電設備については、一般家庭が設置するものであること、送配電網の維持・運用にかかる追加費用を生ずる効果は限られていると考えられること等に鑑み、現状においては発電側基本料金の対象外とすることが適当との考え方も示した。

【中間整理（第１次）アクションプラン】

- 再生可能エネルギー電源に対しても、他の電源と同様、FIT 買取期間中・終了後を問わず、kW 一律で課金する仕組みを導入する。
【➡電力・ガス取引監視等委員会（2020 年以降できるだけ早期を目途に導入を目指す）、資源エネルギー庁】
- FIT 買取期間中の電源については、価格転嫁ができないことを踏まえ、どのような場合に、どのような調整措置が必要か、調達価格等算定委員会等において議論を行う。

【➡調達価格等算定委員会等（発電側基本料金の導入までに）】

- 住宅用太陽光発電設備については、現状においては発電側基本料金の対象外とする。

【→電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁】

このアクションプランを踏まえ、2018年6月、電力・ガス取引監視等委員会の送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WGは、系統利用者（発電設備設置者）に「系統利用の受益に応じた負担」を求めること等を内容とする「中間とりまとめ」を公表した。その後、電力・ガス取引監視等委員会は、この内容を踏まえた託送料金制度の見直しについて、経済産業大臣に建議を行ったところであり、2020年以降のできるだけ早い時期を目途に導入することを目指し、現在、発電側基本料金の導入等に必要な制度整備やスケジュールの具体化に向けた作業が進められていることを確認した。

また、FIT買取期間中の電源に係る調整措置の在り方については、発電側基本料金の具体的な水準や契約関係・導入時期等を見据えつつ、2019年度以降の調達価格等算定委員会において検討されることとなった。⁵⁰

②一般負担上限額の見直し

中間整理（第1次）においては、発電側基本料金の導入によって、系統に接続している電源が系統コストの一部をkW一律で負担していくことになるのであれば、現在は需要家への負担の平準化を図る観点や効率的な設備形成の観点から設備利用率に応じて電源種ごとに傾斜が設けられている系統接続時の初期費用の一般負担上限についてもkW一律とし、負担を平準化することが適当であるとの考え方を示したところである。

その際、見直し後の一般負担の上限額については、2016年の上限額設定時に基準額を4.1万円/kWとした考え方の妥当性を踏まえ、まずは一律4.1万円/kWとした上で、見直し後の系統設備形成の効果について適切にモニタリングし、必要に応じて見直しを行うべきであるとの方針を取りまとめた。また、見直し後の一般負担の上限額の適用時期については、広域機関において一般負担の上限額の見直しを決定次第、速やかに施行することとし、施行後に接続契約の申し込みを行う案件（募集プロセス案件においては、施行後に開札に伴う「優先系統連系希望者」が決定するもの）から適用の対象とするべきとした。ただし、施行時に既に接続検討の申し込みが正式に受理されている案件（募集プロセス案件においては、応募がされている案件）において、見直し前

⁵⁰ 一部の委員からは、「発電側基本料金の導入によって発電事業者が系統接続費用を後年度に分割払い的に負担することを前提に、系統接続時の初期負担を抑制する一般負担上限額の見直しを実施したという趣旨を踏まえれば、後年度負担に調整措置を講じてしまうと単純な国民負担の増加となるが、その負担が需要家に転嫁されるようなことは決してあってはならない」、「少なくとも、利潤配慮期間の調達価格が適用されるFIT電源については、既に制度上十分な配慮がなされており、追加的な調整措置は講じるべきではない」との意見があった。

の一般負担上限額が見直し後の kW 一律の額よりも高い電源については、見直し前の一般負担の上限額を適用するべきとの考え方も示したところである。

【中間整理（第 1 次）アクションプラン】

- 発電側基本料金の導入を前提に、一般負担の上限額も kW 一律とする方向で見直す。
- その際、見直し後の上限額については、現状の額を決めた際と大きな環境変化はないと考えられることから、引き続き 4.1 万円/kW を基準額とし、この適用時期については、広域機関において決定次第、即施行とする。【➡広域機関】
- 上限額見直し後の系統設備形成の効果についてモニタリングし、必要に応じて見直しを行う。【➡広域機関、資源エネルギー庁（見直し施行後、定期的に）】

このアクションプランを踏まえて広域機関において審議やパブリックコメントの手続が行われ、2018 年 6 月 6 日付けで、アクションプランに沿った内容の一般負担上限額の見直し・適用が実現したことを確認した。

7. 2030 年以降を見据えた次世代電力 NW システム

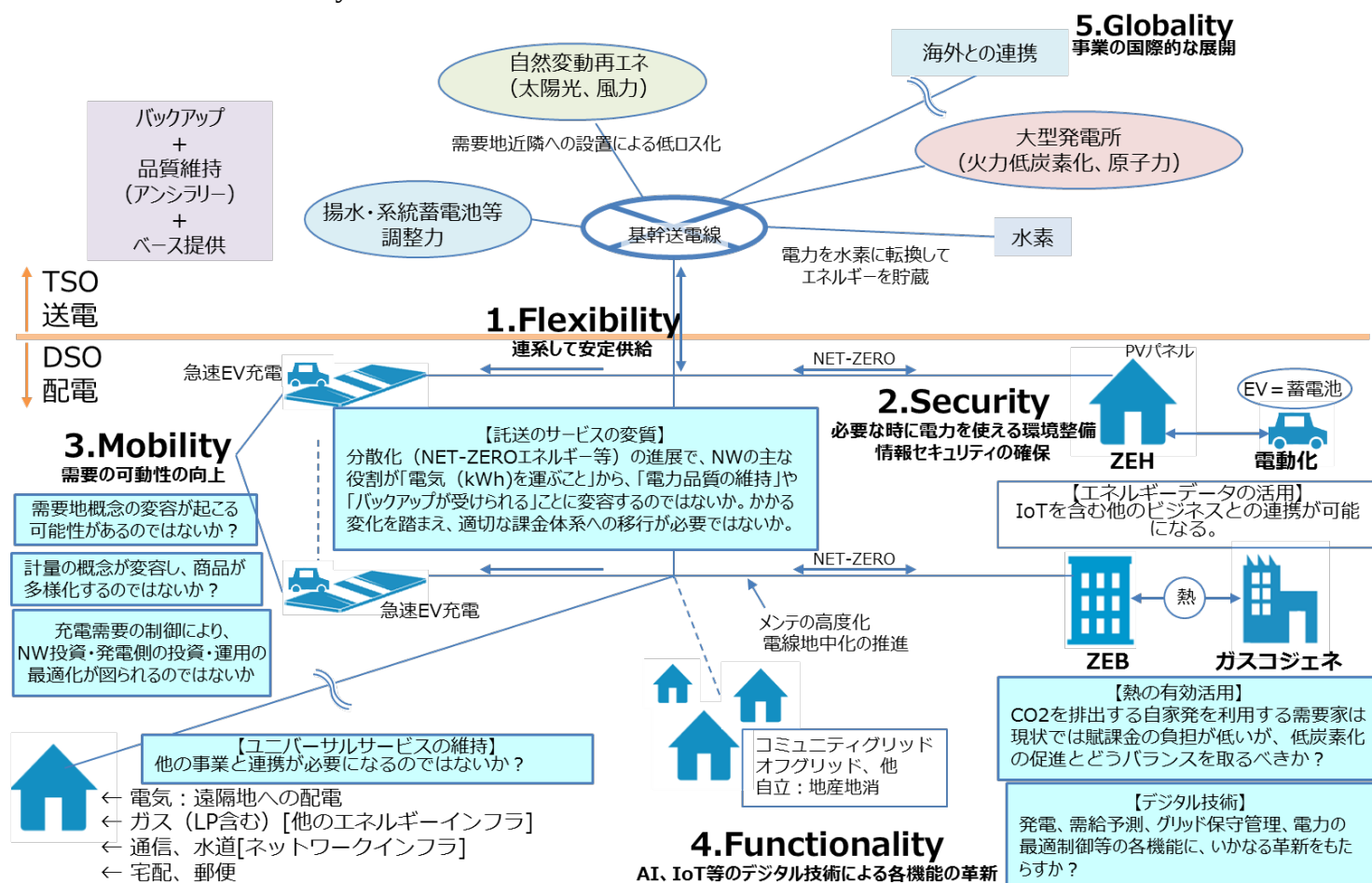
2030 年以降も見据えれば、目下の課題である再生可能エネルギーの大量導入に加え、人口減少等に伴う需要減少要因、高経年化対策等の構造的課題の顕在化、蓄電池や水素等の次世代型調整力等における技術革新やデジタル化の進展等、NW を取り巻く様々な環境変化が発生することが想定される。これらの環境変化は不確実性・非連続性を含んでいるため、正確な予測は困難であるが、都度都度の見直しを行う前提の下、次世代の電力 NW システムの在り方を描き、そこからバックキャストして必要な投資は何かを考え、そのために必要となる制度・政策を講じていくことを追求すべきである。

中間整理（第 1 次）においては、大きな方向性としては、送電と配電それぞれにおいて求められる機能・役割に変化が生じつつ、全体として「広域化（例えば、送電レベルでの全国大での最適運用）」「分散化（例えば、配電レベルでの多様なプレイヤーの参画）」が進展していく可能性が高いとの前提の下、次世代電力 NW の在り方について、将来の電力 NW の絵姿とともに、これを構築するためのコストを誰が、どのように負担していくのか、について検討を進めていくことが必要との認識を共有した。

【中間整理（第 1 次）アクションプラン】

- 将来の電力 NW の絵姿とともに、これを構築するためのコストを誰が、どのように負担していくのか、継続的に議論を行う。
【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】

【図 8】 Beyond 2030 の電力 NW システム（「分散化」「広域化」）（イメージ）



中間整理（第 1 次）で示したこうした考え方の下、大規模集中型から小規模分散型も含めた多様なプレーヤーのインフラへ転換させていく観点から、分散型エネルギーリソースと調和的な電力 NW はどうあるべきか、また、分散型エネルギーリソースを活用する新ビジネス・他産業連携のプラットフォームとしての萌芽について、具体的な事例を基に議論を深めた。なお、複数の委員から、需要減少が見込まれる中にあっても増加する再生可能エネルギーによる供給力を受け入れるため、電力 NW の在り方だけでなく、需要側における電化の推進等についても検討することが重要との指摘があった。

（１）分散型エネルギーリソースと調和的な電力 NW の在り方

分散型エネルギーは、①再生可能エネルギーの最大限の活用による自給率向上、②電気と熱を組み合わせた面的利用、送電ロス回避によるエネルギー供給構造の効率化、③非常に時にエネルギー供給するエネルギーシステムの強靱化、④地域活性化に資するものであり、これらをいかに効果的に活用していくことは、エネルギー政策だけに留まらず、社会的意義が大きい。2030 年以降を見据えれば、i) 再生可能エネルギーを始めとする分散型エネルギーリソースのコスト低下、ii) IoT 等デジタル化や価格シグナルに基づき制御されるディ

マンドリスポンス（DR）／バーチャルパワープラント（VPP）の実装化などイノベーションの進展、iii) 小売全面自由化や発送電分離による電力システム改革といった大きな変革が進んでいく。こうした変革の中で、非常時にも地域のエネルギーの安定供給を可能とするモデルの構築や分散型エネルギーリソースと調和的な電力 NW の在り方について検討を進めていく必要がある。

例えば、太陽光発電を中心にコスト低減が進み、家庭用だけでなく産業用においても、FIT 調達価格が電気料金（NW 利用料込み）と同等以下になりつつある。こうした状況では、発電した電気を系統を通じて FIT 売電するよりも、自家消費の方が経済合理的となるため、再生可能エネルギーの開発・消費行動が劇的に変化する可能性がある。先んじてコスト低減が進んだ欧米諸国では、ESG 投資や RE100 などを始めとする民間事業者の主体的・積極的な取組姿勢とも相まって、自家消費や電力販売契約（PPA）などにより、FIT 制度を前提としない、需給一体的な形で分散型エネルギーの開発が加速している。日本でも、既にこうした FIT 制度に頼らない電源開発の萌芽があり、今後、取組の加速が期待される。

また、デジタル化は、IoT、ロボット、人工知能（AI）、ビッグデータといった、社会の在り方に影響を及ぼす新たな技術の進展をもたらすと予想される。エネルギー関連分野では、①AI、IoT を用いた需給予測の高度化や、②発電所運転の最適化、③DR や VPP による分散型の電力のアグリゲート・最適制御等、多様な可能性を秘めている。他方、デジタル化によりサイバー攻撃による脅威も高まり、分散化による電力システムにおけるプレイヤーの増加と相まって、サイバーセキュリティの強化が政策課題として更に重要性を増してくることに十分に留意する必要がある。

加えて、再生可能エネルギーの大量導入を始めとする技術革新等の外部環境変化に伴い、多様な電力の取引形態や計量コストの増大が想定される一方、現行の電気計量制度は必ずしも十分に適応しているとは言えず、こうした変化に柔軟に対応しうる電気の計量制度の見直しを進めていく必要がある。需要家保護を図りつつ、より柔軟な電気計量制度が実現できれば、分散型エネルギーリソースの活用含め、再生可能エネルギーの多様な自立モデルの構築を加速化させることが期待できる。

（２）新ビジネス・他産業連携の可能性

例えば、デンマークにおいて、Enel 社（イタリア）の逆潮機能付 EV 充電ポートを起点として世界初の V2G の商業化が実現された事例では、EV 充電ポートと制御システムによって NW 事業者と EV 所有者をつなげることで、新たな取引機会が創出された。また、台湾においては、電動バイクメーカーgogoro 社による蓄電池充電ステーションの整備・普及、電池交換型電動バイクの社会実装によって、EV の近時の課題である充電に要する時間の短縮化が実現した。

今後の分散型エネルギーの推進に加え、こうした配電分野を中心とした新たなビジネスモデルとも整合的な形で、次世代 NW について検討を進めていく必要がある。また、海外の先進事例の調査により、電力関連データの活用による配電分野を中心とした新たなビジネスモデルや電力 NW の高度化の可能性も示唆されているところ、データ活用促進のための環境整備についても併せて検討を行うことも重要である。こうした検討については、次世代技術を活用した新たな電力プラットフォームの在り方研究会において議論が行われているが、着実な検討が進められることが期待される。

【アクションプラン】

- 電力関連データの活用を含む配電分野を中心とした新たなビジネスモデルや電力 NW の高度化の実現、また、電力関連データの活用を円滑に行うことができる環境整備に向け、プライバシー保護等の留意すべき事項と現行規制との関係等の論点整理を行う。
- 需要家保護を図りつつ、こうした外部環境変化に対応し得る電気の計量制度の見直しを行う。
- EV の電気を建物等との間で充放電することにより、電力需給調整に活用する際の効果検証など、分散型エネルギーリソースをアグリゲーションするビジネスの実装化に向けた取組を推進する。

【➡資源エネルギー庁】

Ⅲ－２．適切な調整力の確保

次世代電力 NW への転換を進めていくためには、系統の整備・増強以外にも、再生可能エネルギーを大量導入していく中での「調整力の確保・調整手法の高度化」も併せて検討していくことが重要である。現在のように、再生可能エネルギー電源が他の火力発電等の調整力に依存するモデルから、再生可能エネルギー電源自身も一定程度の調整力を具備して系統安定に貢献するとともに、送配電事業者・発電事業者・小売電気事業者の適切な役割分担の中で市場等を活用した効率的な調整が行われるようなモデルに転換していくことが必要である。

また、2018 年 10 月には、九州エリアにおいて本土初となる再生可能エネルギーの出力制御が行われた。中間整理（第 1 次）の取りまとめまでに本小委員会で議論してきた事項も含め、自然変動再エネの調整に係る方策を総合的に講じることにより、再生可能エネルギーの出力制御量を減らすことも可能となる。九州エリアにおける出力制御の実績から得られた示唆も踏まえながら、引き続き調整力の確保・調整手法の高度化に向けた検討を深めていく必要がある。

1. 再生可能エネルギーの出力制御量の低減に向けた方策

九州エリアでは、毎月 5 万 kW のペースで太陽光発電の導入が進んでいる。この結果、2018 年のゴールデンウィーク 5 月 3 日（13 時）には、再生可能エネルギーの出力が全体需要の 93%（太陽光発電だけで 81%）を記録し、足下でもなお再生可能エネルギー導入が進行している。太陽光発電・風力発電といった再生可能エネルギー電源は天候や日照条件等の自然環境によって発電量が変動する特性があるため、地域内の発電量が需要量を上回る場合には、電気の安定供給を維持するため、発電量の制御が必要となる。

こうした場合、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則（平成 24 年経済産業省令第 46 号）や広域機関の送配電等業務指針で定められた優先給電ルールに基づき、火力発電の抑制、揚水運転、地域間連系線の活用などを行い、それでもなお発電量が過剰となる場合には再生可能エネルギーの出力制御を実施することとされており、九州本土では、需要が落ち込んだ 2018 年 10 月・11 月の週末及び 2019 年の年始に、電力の需要と供給のバランスを維持するため、優先給電ルールに基づいて火力の制御、揚水の活用、関門連系線を活用した他地域への送電等を行った上で、再生可能エネルギーの出力制御を計 9 回実施した。

実際の制御は、法令等で予め定められたルールや新エネルギー小委員会系統ワーキンググループで議論された手順に従って行われたものであるが、（１）地域間連系線の更なる活用、（２）オンライン制御の拡大、（３）火力発電等の最低出力の引下げ、（４）出力制御における経済的調整といった取組を追加的に行うことで、出力制御量の低減が可能となる。加えて、予測精度の向上や運用システムの高度化による予測誤差の低減等を通じて、再生可能エネルギーの出力制御量を低減するための不断の取組が必要である。このほか、「需給に応じたダイナミックプライシングのような小売料金メニューも調整のシステムを改善する大きなきっかけになると考えられ、こうした料金メニューの開発・提供が期待される」といった意見も委員からあった⁵¹。

（１）地域間連系線の更なる活用（エリアを越えた柔軟な調整）

需給調整市場を通じた調整力の広域的な調達・運用には、エリア間で調整力に値差がある状況において安価な調整力が有効活用できる、エリア間で売り手間の競争が期待できる、といったメリットがある。他方、調整力を広域的に調達した場合、実運用で確実に発動できるよう連系線の容量確保が必要となるため、連系線の混雑が頻繁に発生するような状況においては、卸電力取引に与える影響についても考慮する必要がある。また、調整力の広域的な運用を卸電力取引後の空き容量の範囲で行うのか、あらかじめ枠取りをしておくのか、といった論点もある。

⁵¹ 「再生可能エネルギーの出力制御量の低減」自体が最上位の目的ではなく、あくまで経済合理性を追求しシステム全体として効率的に調整していくことが目的であるべきであり、「再生可能エネルギーの出力制御量の低減」はその実現のための方策の一つであるとの指摘が、複数の委員からあった。

中間整理（第 1 次）においては、このような状況を踏まえつつ、より効率的な需給運用に資する調整力の広域的な調達・運用を実現するための連系線の更なる活用方策について、広域機関において詳細検討を行い、その検討状況や検討結果を踏まえ、国において基本的な方向性や重要な論点に係る議論を行うべきとの方針を取りまとめた。

【中間整理（第 1 次）アクションプラン】

- 調整力の広域的な調達、広域的な運用を行うメリットに鑑み、卸電力取引に影響があり得ることも踏まえた上で、連系線にあらかじめ一定の枠を設けることの是非も含め、連系線の一層の活用方策について詳細検討を行う。

【➡広域機関、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会（需給調整市場の検討と併せて議論）】

九州エリアにおける個別の取組を例に見ると、関門連系線に流せる再生可能エネルギーの量は、これまで 45 万 kW であったが、関門連系線事故の制御対策等を行うことにより、送電可能量を拡大することが可能である。2017 年以降、九州電力では、①連系線の運用改善（+10 万 kW）や②OF リレーを活用した電源制限量の確保（+50 万 kW）によって、再生可能エネルギーの送電可能量を拡大してきた。また、国の補正予算事業によって、③転送遮断システムによる電源制限量の確保（+30 万 kW）を進めている。この結果、2018 年度末までに、関門連系線の再エネ送電可能量は当初の 45 万 kW から 135 万 kW 程度⁵²に拡大する見込みである。転送遮断システムの導入によって再生可能エネルギー 30 万 kW の追加送電が可能な場合、出力制御量を相当程度削減する効果が期待される。

（2）オンライン制御の拡大

現状の九州電力の運用においては、オフライン制御は前日 16 時に制御量を確定し、発電事業者自らが当日 9～16 時に発電を停止させる。一方、オンライン制御は当日 2 時間前に制御量を確定し、必要時間帯で自動制御するため、2 時間前の需給予測に応じた柔軟な調整が可能である。

オンライン制御は再生可能エネルギー全体の制御量低減に加えて、発電事業者の機会損失の低減や人件費の削減にも資することから、電力各社の再生可能エネルギー運用システムの開発状況を踏まえつつ、出力制御のオンライン制御化を進めていくべきである。

【アクションプラン】

- オフライン事業者に対して、遠隔制御装置の設置を促す。

【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者、太陽光発電協会、日本風力発電協会】

⁵² 一定の仮定の下で試算した数値であり、需要動向や電源制御機能付電源の稼働状況によって変動する。

（３）火力発電等の最低出力の引下げ

自然変動再エネ（太陽光・風力）の導入拡大に伴い、急激な出力変動や小刻みな出力変動等に追随可能な調整力の必要性が高まり、日本においても、今後、自然変動再エネが有する制御機能や柔軟性を有する火力発電等の調整力としての重要性が一層高まっていくことが想定される。このような状況を踏まえ、火力発電・バイオマス発電については、中間整理（第１次）において、具備すべき調整機能（最低出力、自動周波数制御（AFC）機能、日間起動停止運転（DSS）等）を特定し、その具体化に向けた検討を進める方針を取りまとめた。また、既存の火力発電・バイオマス発電についても、再生可能エネルギーの大量導入時代に適切に対応できるよう、同様の調整機能を具備することを促していく必要があるとの考え方も示したところである。

【中間整理（第１次）アクションプラン】

- 火力発電及びバイオマス発電については、調整における「柔軟性」を確保するため、先行して協議が行われている九州・四国に限らず、全国大で、最低出力や出力変化速度などの要件について具体的な検討を進める。

【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者、発電事業者】

九州エリアでは、九州電力が優先給電ルールに基づく電源Ⅲ（火力等）の出力制御対象事業者（18 社）に対して出力制御指令への確実な対応を要請している。このうち 12 社については出力制御時に定格出力の 30%以下への引下げに合意済みであるが、その他の 6 社（火力 1 社、混焼バイオマス 2 社、専焼バイオマス 3 社）は発電設備の技術的制約により、2018 年末時点の最低出力は 55～80%に留まっている。これらの事業者は、3 年かけて最低出力引下げによる発電機への影響等を分析し、最終的に 50%への引下げを目指しているが、他の事業者との公平性や太陽光・風力の出力制御の低減等の観点から、発電事業者は、可及的速やかに（少なくとも）最低出力 50%への引下げを図るべきである。

（４）出力制御における経済的調整

エリア全体の需給バランス制約による出力制御については、発電事業者間の公平性及び効率的な出力制御のための柔軟性を確保するため、一般送配電事業者は、必要に応じて出力制御ルールの事業者ごとにグループ分けを行った上で、年度単位で出力制御の機会が均等となるように順番に出力制御を実施することとしている。一方、主に中小規模の太陽光設備には中央給電指令所から直接制御指令を受ける機能がなく、前日段階で制御指令を受けることから、予測誤差を踏まえ、より多くの発電設備に対して制御をかけなければならない。

このため、中間整理（第 1 次）においては、実際の出力制御は、直前であっても出力制御が可能な大規模の再生可能エネルギー設備等に対して指令を行うことで、出力制御範囲を抑制（住宅用太陽光発電設備等の小規模電源の出力制御頻度を減少）し物理的な制御の実運用を効率化するとともに、追加収益・逸失利益を経済的に調整するといった手法等の実現に向けて、①追加収益・逸失利益の算定方法、②費用調整の実務、③買取価格の異なる電源間の調整（収支不一致の調整）等の実務上の課題をクリアするための具体的な検討を行っていくべき旨の方針を取りまとめたところである。

【中間整理（第 1 次）アクションプラン】

- 経済的調整制度を導入するため、①追加収益・逸失利益の算定方法、②費用調整の実務、③買取価格の異なる電源間の調整（収支不一致の調整）等について実務的な検討を行う。

【➡資源エネルギー庁】

九州エリアでは、太陽光発電の導入量は 812 万 kW（2018 年 9 月時点）で、このうち現時点で出力制御の対象となっているものは、導入量の約 5 割に相当する約 441 万 kW（オフライン制御 305 万 kW、オンライン制御 136 万 kW）でしかない。こうした出力制御の実態も踏まえ、当日制御可能なオンライン制御への切替の促進と並行して、経済的調整の実務的手法の検討を着実に進めるべきである。

2. グリッドコードの整備

前述のとおり、自然変動再エネの導入拡大に伴い、急激な出力変動や小刻みな出力変動等に対応するための調整力の必要性が高まり、電力システムで求められる対応が高度化することから、日本においても、今後、自然変動再エネが有する制御機能や柔軟性を有する火力発電・バイオマス発電の調整力としての重要性が一層高まっていくとの認識の下、自然変動再エネ自身も必要な調整機能を具備するよう、グリッドコードの整備に向けたアクションプランを取りまとめたところである。

その際、将来的には、電力ネットワークの最適利用の観点から電源種や発電技術によらないグリッドコードを実現していくことが望ましいものの、再生可能エネルギーの大量導入のための調整力確保は待ったなしの課題であることを踏まえ、まずは新規の風力発電が具備すべき調整機能（出力抑制、出力変化率制限等）を特定し、そのグリッドコードを具体化するとともに、これらの検討を踏まえつつ、太陽光発電など他の電源についても併せて検討を進めていく必要性についても確認したところである。

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- 風力のグリッドコード整備については、スピード感をもって成案化を進め、まずは全国大で適用可能な要件の早期ルール化・適用開始を目指す。
【➡資源エネルギー庁、日本風力発電協会、一般送配電事業者（1～2年程度でルール化／2021年度以降順次導入）】
- 太陽光発電など他の電源のグリッドコードについても、並行して検討を進める。
【➡資源エネルギー庁】

こうした中、前述の電力レジリエンスワーキンググループにおいて、レジリエンスの高い電力インフラ・システムを構築するための課題や対策について議論が行われた。その中間取りまとめ（2018年11月）においても、自然変動再エネについて、周波数変動への耐性を高めるための対応を行うこととされたところ、こうした状況も踏まえつつ、再生可能エネルギーの大量導入を見据えたグリッドコードを整備していく必要がある。

【アクションプラン】

- グリッドコードの体系の在り方、各種電源に求めるべき要件や制御機能、既設電源への対応等について検討を進める。
【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者、各業界団体等】

3. 目指すべき自然変動再エネの出力調整の在り方

社会コストを最小化しつつ、再生可能エネルギーの大量導入を実現するためには、自然変動電源に起因するインバランスを可能な限り減らし、その解消に必要な調整力を最小化する必要がある。

FIT 電源については、FIT 制度によって固定価格での売電収入が保証されるという特性と計画値同時同量制度の整合性を保つため、FIT 発電事業者の代わりに一般送配電事業者又は小売電気事業者が発電計画を作成し、インバランスリスクを負う「FIT インバランス特例制度」が設けられており、現状ではその大半を、一般送配電事業者が計画作成を行う FIT インバランス特例制度①が占める。FIT インバランス特例制度①の下では、前日 10 時入札のスポット市場で小売電気事業者が市場調達を計画的に行うことができるよう、一般送配電事業者は発電計画を前々日 16 時に策定し、小売電気事業者に通知している。一方、自然変動電源は、天候予測の精度等によって、ほぼ必然的に予測誤差によるインバランスを発生させている状況であり、エリアインバランスの大半を太陽光発電の予測外れが占めている。

今後、再生可能エネルギー（特に太陽光発電）の導入拡大が進むにつれ、インバランスが一層増大する可能性がある中、中間整理（第1次）においては、一般送配電事業者・発電事業者・小売電気事業者の適切な役割分担の下で、市場メカニズムを活用しながら発電計画と発電実績とのギャップを縮減し、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくするための対策（発電量の予測精度向上、発電計画の通知時期を可能な限り実需給断面に近づける等）の検討を進めるべき旨の方針を示したところである。

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- 再生可能エネルギーを最大限導入していく観点からも、一般送配電事業者・発電事業者・小売電気事業者の適切な役割分担を考慮しつつ、計画策定を実需給断面に近づけることの是非や発電量の予測精度向上等、再生可能エネルギーに起因するインバランスを減らすための具体的な検討を進める。

【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関】

（1）検討の方向性

こうした検討は、FIT 買取期間の終了や将来的な FIT 制度からの自立化も見据え、FIT インバランス特例制度の在り方や、自然変動再エネのインバランスに対する一般送配電事業者・発電事業者・小売電気事業者の適切な役割分担の在り方について総合的に勘案し進めていく必要がある。

その際、方向性としては、本来は発電・小売電気事業者が計画値同時同量を遵守すべきであることや、昨今の技術革新や新規事業の展開を踏まえ、コスト削減の観点から、一定範囲の再生可能エネルギー予測変動分の調整は発電・小売電気事業者自身が行うことが合理的となる事業形態・制度を目指すことが望ましい。また、このように発電・小売電気事業者が再生可能エネルギー予測変動分を調整することが合理的となるよう、市場を活用した調整の在り方、更には市場のあるべき姿についても議論を深めることが必要である。

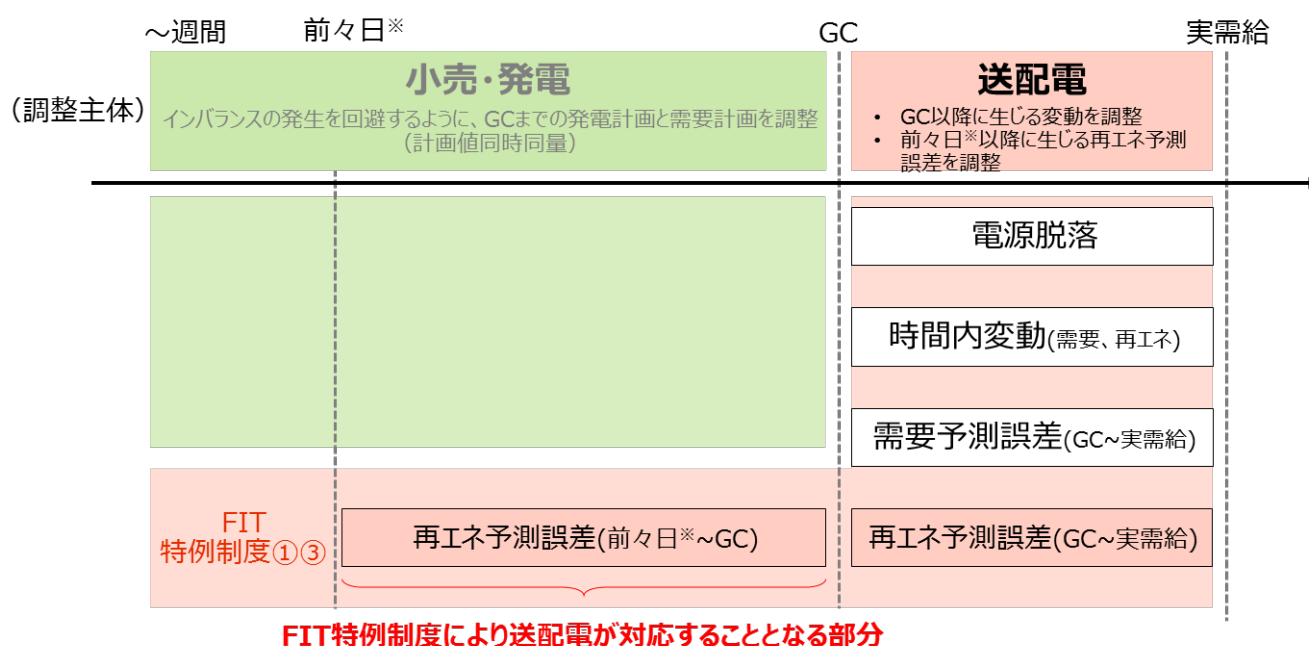
（2）再エネ予測誤差に対応するための調整力の費用負担

FIT インバランス特例制度①・③では、一般送配電事業者がそれぞれ前々日・前日に再生可能エネルギー発電出力を予測して配分し、その値を発電計画値としているため、それぞれ前々日・前日から GC（ゲートクローズ：実需給 1 時間前）までの再エネ予測誤差が発生する。一般送配電事業者は、FIT インバランス特例制度①・③により GC 前に発生する予測誤差に調整力で対応するが、その際、発生するインバランス（kWh）に係る負担については、インバランスリスク料として FIT 交付金から一般送配電事業者に補填される制度となっている。ただし、この調整力は事前に確保（ ΔkW ）しておく必要があるが、その確保にかかる費用については、インバランスリスク料の議論の際に勘案されておらず、また、託

送原価にも計上されていないため、現状では回収できない費用として一般送配電事業者が負担している。

この点、広域機関より、需給調整市場における「三次調整力②」の ΔkW は、FIT インバランス特例制度①・③により GC 前に発生する再エネ予測誤差に対応するために確保するものであること、及び三次調整力②の ΔkW の算定の考え方について報告があった。また、過去1年間の実績を用いた試算からおおよその規模感も提示された。

【図9】FIT インバランス特例制度により生じる再エネ予測誤差



※FIT特例制度③については、前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。

こうした中、まずは、一般送配電事業者による出力予測の予測誤差自体を減らすなど、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくし、国民負担の抑制を図ることが重要である。そのため、予測精度のデータや運用実態、全体のインバランス設計も鑑み、実現可能な方策について検討を進めることが必要である。

こうした一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、これに対応するための調整力の確保にかかる費用について、その負担の在り方を検討する必要がある。三次調整力②については、2021年度を目途に創設される需給調整市場において調達が始まるため、再エネ予測誤差に対応する調整力を確保するための費用については、2021年度以降は、需給調整市場で実際に調達された三次調整力②の ΔkW の確保にかかる費用を基に算定することができる。⁵³

⁵³ 調達実績を集計できるまでの間は、暫定的に、今般広域機関から示されたような三次調整力②の ΔkW 相当の調整力を確保するための費用の試算を基に算定することもあり得る。

また、これらの費用は、FIT インバランス特例制度に起因して必要となっていること、更には FIT インバランス特例制度により生じるインバランスリスク（kWh）は既に FIT 交付金で手当てしていることも踏まえ、生じざるを得ない相応の予測誤差とその調整力の確保にかかる費用が残る場合には、FIT 交付金を活用して負担することについて検討すべきである。ただし、その際は、現行のインバランスリスク料の考え方と同様、かかる費用を自動的に全て補填するのではなく、予測誤差を削減し確保すべき調整力を減らすインセンティブが働く仕組みにする必要がある。また、本小委員会における議論においては、FIT 交付金による補填の対象となる ΔkW の量と単価について、相当厳格かつ慎重に精査する必要があるとの意見や、FIT 発電事業者がインバランスリスクを負う仕組みを FIT 法抜本見直しに向けて検討すべきといった意見があった。こうした方策について、今後行われる FIT 法の抜本見直しも見据え、2020 年度を目途に具体化できるよう検討を進めるべきである。

【アクションプラン】

- 一般送配電事業者による出力予測の予測誤差自体を減らすなど、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくし、国民負担の抑制を図るため、データの予測精度や運用実態、全体のインバランス設計も踏まえ、実現可能な方策について検討を進める。

【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関、一般送配電事業者（2019 年度中目途）】

- 一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減について広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、予測誤差を削減し確保すべき調整力を減らすインセンティブが働くようにしつつ、その調整力の確保にかかる費用を FIT 交付金により負担する仕組みを構築する。

【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関（2020 年度を目途に具体化）】

IV. 再生可能エネルギーの産業競争力

再生可能エネルギーの産業競争力を高めることは、世界の市場で日本が「稼ぐ」産業分野を開拓する観点から重要であるほか、効率的な事業運営を通じて Energy Efficiency の向上をもたらし、安定的な事業運営によって Energy Security に寄与することから、エネルギー政策上も意義が大きい。

日本においては、固定価格・買取義務に依拠した FIT 制度により、参入障壁の低い太陽光発電を中心に、大小様々なプレーヤーが再生可能エネルギー発電事業に参入し、電力供給の担い手が劇的に多様化している。電力システム改革の進展と相まって、「大手電力会社が大規模電源と需要地を系統でつなぐ従来の電力システム」から「分散型電源も柔軟に活用する新たな電力システム」へと大きな変化が生まれつつある。一方で、世界の潮流を見ると、再生可能エネルギーのグローバル・トップ・プレーヤーは様々な形で大規模化を追求し、国際展開を通じて収益性を高めている。産業競争力の側面から見ても、単に小さい電源を増やしていけば良いわけではなく、大規模化を通じた事業効率性・収益性・安定性の追求と、分散化（地産地消、需給一体型モデル）による地域経済・産業の活性化や非常時のエネルギー供給の確保等をバランスさせていくことが重要である。

こうした基本認識の下、再生可能エネルギー発電事業における産業競争力の考え方について、①大規模化と②分散化の視点、更にはこれらを③電源別の視点からも整理し、議論を行った。

1. 大規模化の動向

大規模化の動向については、Iberdrola（スペイン）、RWE（ドイツ）、Ørsted（デンマーク）、Equinor（ノルウェー）の4社のビジネスモデルに関する調査をもとに、グローバル・トップ・プレーヤーがこれまで歩んできた事業拡大の経緯や収益構造などから、日本の再生可能エネルギー産業が目指すべき方向性について議論を行った。

グローバル・トップ・プレーヤーは、既存の経営資源も活用しながら、M&A や技術開発を通じて、技術の獲得やプロジェクト・ポートフォリオの拡大による事業の深化、電源ポートフォリオの拡大による事業の多様化など、大規模化を進め競争力を高めてきている。また、洋上風力発電を中心に、大規模事業者がコーポレートファイナンスによる資金調達を主体とし、資金調達コストを抑えて事業のコストダウンを進めながらプロジェクトを展開する傾向が見られる。単にコーポレートファイナンスを追求すれば良いわけではなく、あくまで事業者が発電事業・プロジェクトのポートフォリオを拡大させるという経営戦略を描き、そのビジネスモデル全体としてリスク評価ができる状況の中でコストダウンの手法として取り組まれているものであるが、プロジェクトファイナンス一辺倒ではなく、資金調達コストを抑制する1つの有効なモデルとして、日本においても大いに参考にすべきである。

現状、日本においては、再生可能エネルギーの担い手は発電事業を本業としない小規模な事業者が多く、大規模な発電事業者による再生可能エネルギーへの投資が進んでいないが、資金調達コストも含めたコストダウンを進め、世界と伍して戦えるプレーヤーを生み出していくためにも、大規模発電事業者がポートフォリオを多様化させていくことが期待される。また、先行する海外事業者の知見も活用しながら、プロジェクト開発から建設まで、技術を有するプレーヤーが既存の経営資源を組み合わせ、競争力を高めていく工夫も必要である。

こうした観点から、2020 年度末まで行われる FIT 法の抜本見直しも見据えた支援制度の検討に当たっては、再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、一定の水準を満たせば誰もが成功できる現在の仕組みから、競争力ある再生可能エネルギー事業者が市場で成功を収めることができる仕組みへ転換していくことも念頭に進めていくべきである。

2. 分散化の動向

電力・ガスシステム改革等が進展し、エネルギーシステムの構造が大きく変化する中、地域に賦存する再生可能エネルギーを活用した地産地消を通じて地域に新たな産業を創出するなど、地域単位でエネルギー需給管理サービスを行う自治体や非営利法人等がエネルギー供給構造に参加する取組が生まれ始めている。世界でも、前述のような再生可能エネルギーのプレーヤーやプロジェクトの大規模化が進む一方で、地域における分散型電源としての活用も進んでおり、こうした国内外の状況を改めて整理しながら、分散化の中で再生可能エネルギー発電事業がどのように競争力を持ち得るか、議論を行った。

分散化の中では、電気だけでなく、遠隔地への供給が困難な熱と併せた供給（熱電併給）を中心に、他のエネルギーと再生可能エネルギーとを地域で一体的に運用し、エネルギーインフラ事業全体で供給安定性と収益性を確保するモデルが競争力を持つ傾向が見られる。また、例えば小規模な太陽光発電については、分散化の中にあって世界では屋根設置など需給一体型モデルにおいて活用される傾向にあり、特に 50kW 未満の超小規模な全量売電の地上設置型事業が膨大な容量にのぼる日本は、産業競争力の観点から見ても世界とは様相が異なると言える。

こうした観点から、例えば、熱電併給型の小規模バイオマス発電や、屋根設置型など自家消費的な需給一体型モデルの太陽光発電といった地域分散型電源の活用をどのように促進し、競争力ある地域のエネルギー供給モデルを構築していくか、FIT 法の抜本見直しも見据えた支援制度の在り方と併せて検討していくことが必要である。

3. 電源別のアプローチ

本小委員会では、再生可能エネルギー電源を、①急速なコストダウンが見込まれる電源（太陽光・風力）と②地域との共生を図りながら緩やかに自立に向かう電源（地熱・中小

水力・バイオマス)の2つに分類し、今後の将来像について議論を行ってきた。他方、各電源の中においても、その特徴に応じてスピードや影響度合いが異なるものの、大規模化と分散化が進展しているのが実情。電源ごとに規模やプレーヤー等は異なっており、それぞれについて大規模化や分散化の動向を丁寧に踏まえながら、今後の政策対応を検討していくことが重要である。

(1) 急速なコストダウンが見込まれる電源

①太陽光発電

プロジェクト開発が比較的容易であることもあり、世界的にも多様なプレーヤーが参入しているが、国内最大発電事業者の7倍程度の規模の発電事業者も存在する。産業競争力の観点から見ても、大規模化による Utility-scale としての活用と、自家消費を中心とした地域分散型電源としての活用に大きく二分していく傾向にある。

国内では、発電事業を本業とする事業者のみならず、商社、ゼネコン、ファンド、メーカー等の多種多様な業種の事業者が参入している。特に、50kW 未満の小規模設備については、発電事業者は個人事業主も含め、業種によって類型化し切れないほどの様々なプレーヤーが存在する。将来的な再投資を進める観点からも、大規模化による事業効率性・安定性を追求していくことが必要である。

一方、自家消費や蓄電池を活用した需要地近接の地産地消電源として活用する小規模電源としての将来像の実現に向けては、地域の需要家や EV・蓄電池等を取りまとめ電力の需給バランス調整をビジネスとして実施する分散型エネルギーリソースアグリゲーターが一定の役割を果たすことを求められる。

②風力発電

世界では、プレーヤーとプロジェクトの大規模化と劇的なコストダウンが進展。国内最大発電事業者の10倍近い規模の発電事業者が存在する。太陽光発電に比べ高い技術力を要することから、グローバル・トップ・プレーヤーは M&A による技術の獲得等を通じた事業拡大を進めてきている。また、洋上風力発電(着床式・浮体式)を中心に、プロジェクトファイナンスからコーポレートファイナンスを主体とした資金調達にシフトし、ファイナンスコストを抑える傾向が顕著になってきている。

国内における風力発電の発電事業者としては、風力発電を本業として営む事業者以外にも、陸上風力については地方自治体、洋上風力(着床式・浮体式)については造船会社などが存在。施工を行う大手建設会社が自ら発電事業者となる場合もある。また、特に洋上風力(着床式)では、国内外の大規模な発電事業者が参入の意向を示している。

(2) 地域との共生を図りつつ緩やかに自立に向かう電源(地熱・中小水力・バイオマス)

いずれの電源も、一部の大規模なものは競争力を持って自立し、小規模なものは地域と共生する地域分散型電源として活用される傾向にある。

地熱は、国内でも旧一般電気事業者が自由化以前から多くの地熱発電所を保有しており、海外では日本の5倍程度の規模の地熱発電設備を有する事業者も存在する。他方、国内で拡大しているのは熱水・蒸気の温度が低いバイナリー方式(70~150℃程度)で、比較的小規模なものが多い。中小水力は、都道府県や市町村が主体となって発電事業を行う事例が多く、また、農業用水路等の落差を活用した農業関係の事業者による事業も存在する。バイオマスは、国内では燃料に応じて様々な業種・規模の事業者が参入し、地元林業とも密接に連携している。海外では、バイオマス専焼で極めて大規模に事業を実施している事例や、熱電併給の取組が進んでいる。

本小委員会の議論においては、今後の検討に当たり、リードタイムが非常に長く開発リスクの大きい地熱発電のコスト低減と導入拡大に向けた取組をどのように進めていくか、中小水力発電の開発リスクをどのように低減し新規開発地点の開拓を進めていくか、国産材の供給構造が十分でなく輸入材に依存したバイオマス発電が増加していることについてどう考えるか、といった諸課題を踏まえ、支援策を具体化させていくべきとの指摘があった。こうした電源種ごとの課題や特性も勘案しながら、FIT法の抜本見直しも見据えつつ、競争力ある地域のエネルギー供給モデルを構築するための方策を検討していく必要がある。

【アクションプラン】

- 競争力ある再生可能エネルギー発電事業は「大規模化」と「分散化」に大きく二分していく傾向にあるとの認識の下、
 - 資金調達コストも含めたコストダウンを進め、グローバルに戦えるプレーヤーを生み出していくため、大規模発電事業者によるポートフォリオの多様化や、技術を有するプレーヤーが競争力を高めていく工夫を促す観点から、競争力ある事業者が市場で成功を収めることができる仕組みへ転換していくことも念頭に、FIT法の抜本見直しも見据えた支援制度の検討を進める。
 - 50kW未満の超小規模な全量売電の地上設置型太陽光発電が膨大な容量にのぼる状況は、産業競争力の観点から見ても世界とは様相が異なることを踏まえ、地域分散型電源(熱電併給型の小規模バイオマス発電、屋根設置型など需給一体型モデルの太陽光発電等)の活用を促進し、競争力ある地域のエネルギー供給モデルを構築していくための方策を、FIT法の抜本見直しも見据えた支援制度の在り方と併せて検討する。

【➡資源エネルギー庁(FIT法の抜本見直しは、2020年度末までに行うこととされている)】

V. 今後の検討に向けて

本小委員会においては、これまで約 1 年間にわたり、再生可能エネルギーの主力電源化と、再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築に向けた政策対応について検討を行い、足下の課題に対して打つべき策を順次講じてきた。引き続き残された論点が多いものの、世界が再生可能エネルギーの電力市場への統合に大きく舵を切る中、日本もそれに追いついていくための土台となる議論を積み重ね、政策の方向性を示すことができた。こうした議論の下で、太陽光発電のコストダウンにはようやく萌芽が現れ、系統制約の緩和には一定の効果が生じるなど、官民一体となった努力の成果が確実に現れつつある。一方、本小委員会の議論を通して、再生可能エネルギー政策は、エネルギー供給の在り方や電力システムの設計と密接不可分であるだけでなく、地域との共生やレジリエンスの強化、IoT 等を活用したネットワーク運用の抜本的な高度化・効率化の必要性など、「3E+S」を追求していく中で、非常に多面的な目的・視点から包括的な議論の下で進めていく必要があることも顕著となった。

2020 年 4 月の送配電部門の法的分離により我が国の電力システム改革はまた新たなフェーズに入り、容量市場や需給調整市場など市場機能を活用した電力システムの運用が本格化していく。こうした電力システムの転換と併せて、再生可能エネルギー政策も、これまでの固定価格・買取義務に依拠して「量」を増やすことを最優先とした電源政策から、発電事業者としての責務と市場を意識した発電行動を促し社会コストを最小化する観点も加え、競争力ある電源として電力市場・NW に統合していくことに主眼を置いたネットワーク政策へと比重を移していくことが重要になる。2020 年度末の FIT 法抜本見直し期限まであと 2 年余りと迫る中、再生可能エネルギーが自立していくための橋渡しとなる支援制度の在り方や、大量に導入された再生可能エネルギーが地域と共生しながら定着し長期安定的な事業運営を行う規律ある事業環境の在り方、脱炭素化に向けた電力レジリエンス強化・次世代 NW 形成のための電気事業制度の在り方など、必ずしも 2020 年度末の期限を待つことなく関係審議会等においてそれぞれ具体的な制度設計を進め、主力電源化を盤石なものとするための総合的な政策パッケージを示していく必要がある。

総合資源エネルギー調査会
省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会
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
委員等名簿

委員長

山地 憲治

公益財団法人地球環境産業技術研究機構（RITE）
理事・研究所長

委員

岩船 由美子

東京大学生産技術研究所 特任教授

江崎 浩

東京大学大学院情報理工学系研究科 教授

荻本 和彦

東京大学生産技術研究所 特任教授

小野 透

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長代行

新川 麻

西村あさひ法律事務所 パートナー

高村 ゆかり

東京大学国際高等研究所

サステナビリティ学連携研究機構 教授

辰巳 菊子

日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会 常任顧問

長山 浩章

京都大学国際高等教育院 教授

松村 敏弘

東京大学社会科学研究所 教授

松本 真由美

東京大学教養学部附属教養教育高度化機構

環境エネルギー科学特別部門 客員准教授

圓尾 雅則

SMBC 日興証券株式会社 マネージング・ディレクター

オブザーバー

安達 正畝

日本地熱協会 運営委員長

大森 聡

電気事業連合会 事務局長

岡本 浩

東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長

川越 祐司

株式会社エネット 代表取締役社長

佐藤 悦緒

電力広域的運営推進機関 理事

中島 大

全国小水力利用推進協議会 事務局長

祓川 清

一般社団法人日本風力発電協会 副代表理事

日置 純子

電力・ガス取引監視等委員会事務局

ネットワーク事業制度企画室長

増川 武昭

一般社団法人太陽光発電協会 事務局長

森崎 育男

一般社団法人日本有機資源協会 専務理事

（五十音順・敬称略）

総合資源エネルギー調査会
省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会
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
開催実績

第 7 回（2018 年 8 月 29 日）

- 再生可能エネルギーの主力電源化に向けた今後の論点について

第 8 回（2018 年 9 月 12 日）

- コストダウンの加速化に向けた対応
- 住宅用太陽光発電設備の FIT 買取期間終了に向けた対応

第 9 回（2018 年 10 月 15 日）

- 自立の加速化と既認定案件による国民負担の抑制に向けた対応
- 再エネ事業の長期安定化に向けた事業規律の強化と地域共生の推進

第 10 回（2018 年 11 月 21 日）

- 再生可能エネルギーの自立に向けた取組の加速化（多様な自立モデルについて）
- 太陽光発電設備の廃棄対策について
- 出力制御の予見性を高める情報公開・開示について

第 11 回（2018 年 12 月 26 日）

- 再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築について
- 再生可能エネルギーの産業競争力について
- 中間整理（第 2 次）（骨子案）について

第 12 回（2019 年 1 月 17 日）

- 中間整理（第 2 次）（案）について

(参考) 開催実績 (第1回～第6回)

第1回 (2017年12月18日)

- 再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題と次世代電力ネットワークの在り方
- 住宅用太陽光発電に係る2019年以降のFIT買取期間終了を契機とした対応について

第2回 (2018年1月24日)

- 系統制約の克服に向けた対応について (その1)
- FIT発電事業の適正化について

第3回 (2018年2月22日)

- 系統制約の克服に向けた対応について (その2)
- 立地制約のある電源の導入促進について
- 2017年度のFIT認定審査について

第4回 (2018年3月22日)

- 系統制約の克服に向けた対応について (その3)
- 2030年以降を見据えた再生可能エネルギーと次世代電力ネットワークの在り方について

第5回 (2018年4月17日)

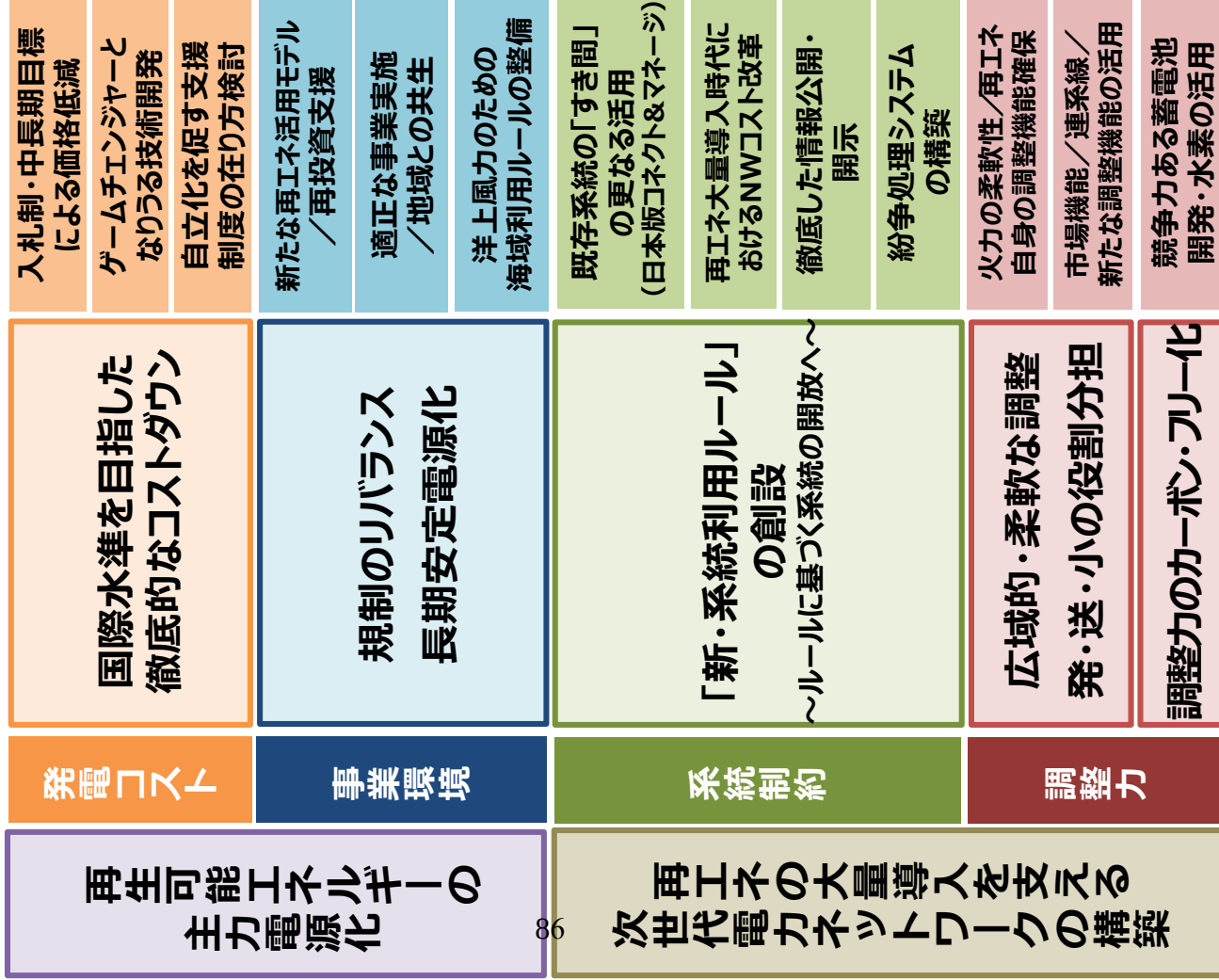
- 系統制約の克服に向けた対応について (その4)
- 中間整理 (骨子案) について

第6回 (2018年5月15日)

- 中間整理 (案) について

(参考1) 第5次エネルギー基本計画を踏まえた検討の視点と今後の対応

中間整理 (第1次)



中間整理 (第2次)



産業競争力と
技術革新の追求

(参考2) 再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力NWの構築【進捗状況】

Ⅲ－１.系統制約の克服				
		第１次アクションプラン	対応状況	現状・第２次アクションプラン
１．日本版コネクト&マネージ	(１) 想定潮流の合理化	・ 2018年度から、想定潮流の合理化の考え方に基づき空き容量の算定を行う。 【⇒広域機関、一般送配電事業者（2018年4月1日から適用済み）】	実施済	・ 全国大で約590万kWの効果を確認。
	(２) N-1電制	・ 電制装置設置者と費用負担者（N-1電制を前提として接続する新規電源）が一致するケースは、技術的な検討が済み次第、先行適用する。 【⇒広域機関、一般送配電事業者（2018年度上期末までに）】 ・ 運用と経済（費用負担）を分ける本格適用については、まずは「新規電源の特定負担とする案」で詳細設計を進め、運用を開始し、その後必要に応じて見直していくとの基本的方向性で検討する。 【⇒広域機関、資源エネルギー庁】	実施済 一部検討中	・ 全国大で約4040万kWの効果を確認。 ・ N-1電制については2018年10月1日から電制装置設置者と費用負担者（N-1電制を前提として接続する新規電源）が一致するケースについて、適用済み。 【⇒広域機関、一般送配電事業者（2018年10月1日から適用済み）】 ・ 電制装置設置者と費用負担者を分ける本格適用について、引き続き費用精算の仕組みなど具体的な仕組みの検討を進める。 【⇒広域機関、資源エネルギー庁（2022年度中の適用開始を目指す）】
	(３) ノンファーム型接続	・ 関係者間の合意形成、システムの構築、実施に至るまで相応の時間がかかると想定されるが、可能な限り早期実現を目指し、スケジュール感を示しつつ、鋭意検討を進める。 【⇒広域機関、資源エネルギー庁】	検討中	・ 日本独自のノンファーム型接続を検討するためのフィジビリティスタディを行う。また、実証に向けて具体的な地点や電源の選定を検討する。 【⇒広域機関、資源エネルギー庁（2019年度中目途）】 ・ ファーム電源の暫定連系に関する仕組みを構築する。 【⇒広域機関、資源エネルギー庁（2019年度中目途）】 ・ 基幹系統における恒久ノンファーム型接続の検討を着実に進める。また、配電系統を含めたノンファーム型接続についても、早期に検討を進めていく。 【⇒広域機関、資源エネルギー庁】
２．出力制御の予見性を高めるための情報公開・開示	(２) 需給バランス制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報	・ シミュレーションの精度向上に向けて活用ニーズが大きいと考えられる情報は、少なくともトップランナーの取組の水準に合わせた情報公開・開示を進め、まずは利用者が情報にアクセスできるようにする。 【⇒一般送配電事業者】 ・ 既に公開・開示されている情報も含めて、系統情報の利用者にとってアクセスしやすい・利用しやすい形となるよう、情報公開・開示の方法について、地道な改善を進める。 【⇒一般送配電事業者、広域機関】 ・ 情報公開・開示の状況については、審議会等の場で定期的にレビューしていく。 【⇒資源エネルギー庁（2018年度中目途）】	実施準備中 (2019年度～)	・ 接続・申込ステータスの詳細区分は、以下のとおり公開する。 － 再生可能エネルギー電源種ごとの「接続検討申込」・「接続契約申込＋承諾済」・「接続済」の3区分（太陽光発電は10kW未満と10kW以上に分けた上で掲載） － 太陽光発電又は風力発電の指定電気事業者である一般送配電事業者においては、「接続契約申込＋承諾済」・「接続済」に含まれる指定ルール（無制限・無補償）の対象も明記 【⇒一般送配電事業者、資源エネルギー庁、広域機関（2019年度当初を目途に関係規程類を改正し、早期に運用開始）】 ・ 「指定ルール以外」の出力制御区分の内訳についても、まずは指定電気事業者のエリアを対象に一定の情報を公開する。 【⇒一般送配電事業者、資源エネルギー庁、広域機関（2019年3月末時点の情報から速やかに）】
	(３) 送電容量制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報 ①需要・送配電に関する情報	・ ①地点別需要実績（需要カーブ）、②154kV以上の系統構成と潮流（実績・計画）について、広域機関で取りまとめることも含め公開を前提とした準備を進める。 【⇒資源エネルギー庁、広域機関、一般送配電事業者（2018年度中を目途に一定の具体化）】 ・ 並行して、まずは必要性の高いエリアから速やかに一般送配電事業者が公開・開示することとする。 【⇒一般送配電事業者（速やかに対応）】	実施準備中 (2019年度～)	・ 需要・送配電に関する情報については、各一般送配電事業者のホームページで、変電所単位かつ1時間単位の実績を公開する（個別需要実績がわかる場合や電源が1ユニットのみ接続している電源線潮流については、近傍変電所と合算）。 【⇒一般送配電事業者、資源エネルギー庁、広域機関（2019年度当初を目途に関係規程類を改正し、早期に運用開始（電源に関する情報は、2019年度中を目途に運用開始））】

	(3) 送電 容量制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報 ②電源に関する情報	・ 開示請求を行うことができるタイミングや回数、NDAに盛り込むべき条項やNDA締結に当たってのガイドライン、NDA違反の監視やサンクションの在り方、発電出力実績の時間単位や開示対象期間、66kV接続電源の取扱い など一部の詳細は引き続き検討しつつ、必要な規程等の改正も含め、速やかに準備を進めていく。 【⇒資源エネルギー庁、一般送配電事業者、広域機関（2018年度中に結論を得る）】	実施準備中 (2019年度～)	・ 電源に関する情報については、以下のとおり開示を行う。 - 開示主体は各一般送配電事業者、開示請求者は接続検討申込済みの系統連系希望者。 - 開示請求者は一定の手数料を支払い、開示主体とNDAを締結した上で、接続検討申込みを行ったエリア全体の情報（年度ごとに更新）を、運転開始前に1回、運転開始後にも必要に応じ毎年度1回まで開示請求することができる。 - 違約金や損害賠償に関する条項を含むNDAの具体的な条項は「系統情報の公表の考え方」に明記し、一般送配電事業者にはNDAに関する問合せ窓口を設置。 - 各一般送配電事業者が、①発電事業者等による情報提供の有無が推定できる系統図を公開、②情報提供に応じない発電所名を開示請求者へ開示、③必要に応じて、国に対して電源種別の発電事業者等の情報提供に係る対応状況を提供報告する。 【⇒一般送配電事業者、資源エネルギー庁、広域機関（2019年度当初を目途に関係規程類を改正し、早期に運用開始（電源に関する情報は、2019年度中を目途に運用開始）】
3. 系統アクセス業務等の改善	(1) 工事 費負担金の分割払い	・ 分割払いが認められる場合の基準を明確にするべく、ルール化に向けて具体的な検討を進める。 【⇒広域機関、一般送配電事業者（2018年度早期に）】	実施済	・ 工事費負担金の分割払いが認められる基準について整理の上、2018年12月に広域機関及び一般送配電事業者の各ホームページに掲載。 【⇒広域機関、一般送配電事業者（2018年12月）】
	(2) 工事 長期化への対応	①北海道における特定目的会社（SPC）の事例のように、事業者自らが工事を実施する事例の拡大 ②増強工事完了までの間、暫定的に連系を可能とする方策の活用拡大 ③工事の効率化や生産性向上策等、全国大で限られた人材を最大限に活用するための方策について検討を行う。 【⇒一般送配電事業者】	実施準備中 (2019年～)	・ こうした事例について、4.ルール整備を補完する仕組みにおけるワンストップポータルサイト等での周知を実施準備中。 【⇒資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関（2019年早々にポータルサイト開設）】
	(3) 系統 容量の開放に向けた対応	・ 滞留している案件が抑えている系統容量の開放については、工事費負担金の契約や支払いに関する部分を中心に、広域機関の「送配電等業務指針」など現行ルールを明確化や、容量を取り消す手続の標準化を進める。 【⇒広域機関、一般送配電事業者（2018年度早期に）】	実施済 一部実施 準備中	・ 容量を取り消すまでの標準手続例を2018年9月に広域機関ホームページに掲載。 【⇒広域機関、一般送配電事業者（2018年9月）】 ・ 広域機関の「送配電等業務指針」の変更案について、2018年12月にパブリックコメントを実施。
4. ルール整備を補完する仕組み		・ ルール整備を補完する仕組みとして、事例集の作成・継続的な改定、相談・紛争処理機能の強化、情報発信機能の強化について検討する。 【⇒資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関（2018年度中に一定の具体化）】	実施準備中 (2019年～)	・ ワンストップポータルサイトを開設し、事例集の作成・公開・改定や、関係機関による相談・紛争処理機能等についての総合的な情報発信を進める。 【⇒資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関（2019年早々にポータルサイト開設）】
5. 系統整備・増強を含めた次世代NW形成の在り方			検討中	・ 新北本連系統整備後の更なる増強については、シミュレーション等により増強の効果を確認した上で、ルートや増強の規模含め、具体化を図る。 【⇒資源エネルギー庁、広域機関（今春までを目途に具体化）】 ・ 各地域間を結ぶ連系線等について、東日本大震災後に講じられている各種の地域間連系統強化対策の現状を踏まえつつ、需給の状況等を見極めながら、増強・活用拡大策について検討を行う。 【⇒資源エネルギー庁、広域機関】 ・ レジリエンス強化と再生可能エネルギーの大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方について、海外の先進事例を参考にしながら、総合的に検討を行う。 【⇒資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、一般送配電事業者】

6. 再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革		・再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制を両立し、系統接続費用を抑えていくため、 ①既存NW等コストの徹底的なコスト削減 ②次世代NW投資の確保 ③発電側もNWコスト最小化を追求するインセンティブの確保 - を基本とする政策パッケージを検討する。 ・再エネ大量導入を実現する次世代NWへの転換に向け、「発電＋NW」の合計でみた再エネ導入コストを最小化する。 ・短期・中長期の論点を切り分けて整理し、関係する機関や審議会等とも連携しながら、パッケージの実現に向け検討を進めていく。 【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】		・以下の各項目においてアクションプランを設定。
	(1) 既存NWコスト等の徹底的なコスト削減	・海外の制度や他の産業の仕組みも参考としつつ、まずは再エネ大量導入に関連した設備（接続増強関連等）から、徹底的なコスト削減を実現する方策を検討する。 ・具体的には、各社の調達改革と仕様等の標準化によるコスト削減を促進するため、一般送配電事業者各社間や海外事業者との調達状況等の比較や、ベンチマークの設定、情報開示を行うとともに、不断の効率化を促す託送料金制度についても検討する。 【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】	検討中 ※各社ロードマップは2018年度中に策定	・2019年度以降仕様の標準化に取り組む3品目を設定。 【➡資源エネルギー庁・一般送配電事業者】 ・上記対象品目について2018年度中にベンチマークを設定のうえ、各社ロードマップを作成する。 【➡一般送配電事業者（2018年度中）】 ・また、対象品目について、IEC等各種規格への準拠を検討しつつ、2019年度中に標準仕様を策定する。 【➡一般送配電事業者（2019年度中）】 ・各社の設定したベンチマークについて、2019年度以降の料金審査専門会合において進捗状況の報告を求め、各社の徹底的なコスト削減を促すとともに、優良事例を共有する。 ・上記について効果を確認しつつ、コスト削減に向けた更なる方策について検討する。 【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会（2019年度以降）】
	(2) 次世代NW投資の確保（NWの投資環境整備・費用負担の在り方）	・既存NWコスト等と次世代投資の「切り分け」を行い、海外の先進事例も参考にしつつ、次世代投資を促進する託送料金制度の在り方について検討する。 【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】 ・再生可能エネルギーの適地偏在性により、系統増強が必要な地域の電力会社が大部分の増強コストを負担し、結果的に再エネの入る地域の電気料金だけが上昇し得るという課題への対処について検討する。 【➡資源エネルギー庁】 ・自然変動電源の導入が拡大する中、適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みを構築する。 【➡資源エネルギー庁、広域機関、電力・ガス取引監視等委員会】 - 全国大で調整力を広域的にかつ最適に活用するための仕組み（需給調整市場） - 「ピーク需要の7%」という調整力確保基準の定量的検証と負担の在り方 - 揚水発電の設備維持を図る方策 ・分散型電源等が増加すると、NWの利用率が更に低下し得る一方、系統設備はピーク時を想定して維持・整備する必要があることも踏まえ、現行の託送料金が抱える課題に対応する方向で託送料金制度の見直しを行う。 【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】	検討中	・同左 ・加えて、レジリエンス強化と再生可能エネルギー大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方について、海外の先進事例を参考にしながら、総合的に検討を行う。 【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会（再掲）】

	(3) 発電事業者のインセンティブの確保 ①再生可能エネルギー電源に対する発電側基本料金の適用	・再生可能エネルギー電源に対しても、他の電源と同様、FIT買取期間中・終了後を問わず、kW一律で課金する仕組みを導入する。 【➡電力・ガス取引監視等委員会（2020年以降できるだけ早期を目途に導入を目指す）、資源エネルギー庁】 ・FIT買取期間中の電源については、価格転嫁ができないことを踏まえ、どのような場合に、どのような調整措置が必要か、調達価格等算定委員会等において議論を行う。 【➡調達価格等算定委員会等（発電側基本料金の導入までに）】 ・住宅用太陽光発電設備については、現状においては発電側基本料金の対象外とする。 【➡電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁】	実施済 一部検討中	・発電側基本料金の考え方を2018年6月に示し、経済産業大臣に建議。 【➡電力・ガス取引監視等委員会（2020年以降できるだけ早期を目途に導入を目指す）、資源エネルギー庁】
	②一般負担上限額の見直し	・発電側基本料金の導入を前提に、一般負担の上限額もkW一律とする方向で見直す。 ・その際、見直し後の上限額については、現状の額を決めた際と大きな環境変化はないと考えられることから、引き続き4.1万円/kWを基準額とし、この適用時期については、広域機関において決定次第、即施行とする。 【➡広域機関】 ・上限額見直し後の系統設備形成の効果についてモニタリングし、必要に応じて見直しを行う。 【➡広域機関、資源エネルギー庁（見直し施行後、定期的に）】		・一般負担の上限額を見直し、4.1万円/kW一律として2018年6月から適用開始した。 【➡広域機関】
7. 2030年以降を見据えた次世代電力NWシステム		・将来の電力NWの絵姿とともに、これを構築するためのコストを誰が、どのように負担していくのか、継続的に議論を行う。 【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】	検討中	・電力関連データの活用を含む配電分野を中心とした新たなビジネスモデルや電力NWの高度化の実現、また、電力関連データの活用を円滑に行うことができる環境整備に向け、プライバシー保護等の留意すべき事項と現行規制との関係等の論点整理を行う。 ・需要家保護を図りつつ、こうした外部環境変化に対応し得る電気の計量制度の見直しを行う。 ・EVの電気を建物等との間で充放電することにより、電力需給調整に活用する際の効果検証など、分散型エネルギーリソースをアグリゲーションするビジネスの実装化に向けた取組を推進する。 【➡資源エネルギー庁】
Ⅲ－2.適切な調整力の確保				
		第1次アクションプラン	対応状況	第2次アクションプラン
1. 再生可能エネルギーの出力制御量の低減に向けた方策	(1) 地域間連系線の更なる活用（エリアを越えた柔軟な調整）	・調整力の広域的な調達、広域的な運用を行うメリットに鑑み、卸電力取引に影響があり得ることも踏まえた上で、連系線にあらかじめ一定の枠を設けることの是非も含め、連系線の一層の活用方策について詳細検討を行う。 【➡広域機関、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会（需給調整市場の検討と併せて議論）】	検討中	同左
	(2) オンライン制御の拡大		検討中	・オフライン事業者に対して、遠隔制御装置の設置を促す。 【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者、太陽光発電協会、日本風力発電協会】
	(3) 火力発電等の最低出力の引下げ	・火力発電及びバイオマス発電については、調整における「柔軟性」を確保するため、先行して協議が行われている九州・四国に限らず、全国大で、最低出力や出力変化速度などの要件について具体的な検討を進める。 【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者、発電事業者】	検討中	同左

	(4) 出力制御における経済的調整	・ 経済的調整制度を導入するため、①追加収益・逸失利益の算定方法、②費用調整の実務、③買取価格の異なる電源間の調整（収支不一致の調整）等について実務的な検討を行う。 【➡資源エネルギー庁】	検討中	同左
2. グリッドコードの整備		・ 風力のグリッドコード整備については、スピード感をもって成案化を進め、まずは全国大で適用可能な要件の早期ルール化・適用開始を目指す。 【➡資源エネルギー庁、日本風力発電協会、一般送配電事業者（1～2年程度でルール化／2021年度以降順次導入）】 ・ 太陽光発電など他の電源のグリッドコードについても、並行して検討を進める。 【➡資源エネルギー庁】	検討中	・ 同左 ・ 第1次アクションプランの検討に加え、グリッドコードの体系の在り方、各種電源に求めるべき要件や制御機能、既設電源への対応等について検討を進める。 【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者、各業界団体等】
3. 目指すべき自然変動再エネの出力調整の在り方		・ 再生可能エネルギーを最大限導入していく観点からも、一般送配電事業者・発電事業者・小売電気事業者の適切な役割分担を考慮しつつ、計画策定を実需給断面に近づけることの是非や発電量の予測精度向上等、再生可能エネルギーに起因するインバランスを減らすための具体的な検討を進める。 【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関】	検討中	・ 一般送配電事業者による出力予測の予測誤差自体を減らすなど、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくし、国民負担の抑制を図るため、予測精度のデータの予測精度や運用実態、全体のインバランス設計も踏まえ、実現可能な方策について検討を進める。 【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関、一般送配電事業者（2019年度中目途）】 ・ 一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減について広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、予測誤差を削減し確保すべき調整力を減らすインセンティブが働くようにしつつ、その調整力の確保にかかる費用をFIT交付金により負担する仕組みを構築する。 【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関（2020年度を目途に具体化）】