

これまでのヒアリングの結果概要

2021年4月7日

資源エネルギー庁

これまでの実施内容

- 本年3月に合計5回、各電源に関し、関係機関、事業者、関係省庁等に対するヒアリングを実施。
 - 3月8日 自然エネルギー財団（太陽光関連）、電力中央研究所（太陽光関連）、太陽光発電協会、環境省
 - 3月12日 REASP、自然電力、千葉エコ・エネルギー、パシフィコ・エナジー、
 - 3月15日 自然エネルギー財団（風力関連）、電力中央研究所（風力関連）、日本風力発電協会、農林水産省
 - 3月16日 経済同友会、JCLP、PVプランナー協会、国土交通省
 - 3月22日 日本地熱協会、
中小水力発電4団体（公営電気事業経営者会議、大口自家発電施設者懇話会、全国小水力利用推進協議会、水力発電事業懇話会）
日本有機資源協会、バイオマス発電事業者協会、木質バイオマスエネルギー協会
- 具体的には、以下の項目を明らかにしていくことを念頭に、①**2030年の再エネ導入に係る目標／推計**、②**再エネの現状及び実態**、③**行政の政策動向**等に関しヒアリングを実施。

①電源別・種類別の2030年に見込まれる具体的な導入容量。導入ペースやリードタイム

②その際の発電量、設備利用率等の前提条件

③①の導入容量を実現可能とする方策、根拠（どのように実現できるか。）

④導入に要するコスト（当該電源の単価の見通し。その根拠。）

⑤系統制約（出力変動、地理的偏在性等）の考え方

太陽光

太陽光の導入拡大に向けた課題と対応①適地確保（地上設置）

<事業者等からの主な意見>

（現状認識）

- ✓ 適地が少なくなってきた。低コスト化の鍵を握る造成費用の少ない平たんな土地が限られている。【自然電力、太陽光発電協会、千葉エコ・エネルギー、パシフィック・エナジー、PVプランナー協会、REASP】
- ✓ 造成・設置等の工事費用がシステム費用全体の20%から40%にまで上昇してきている。【パシフィック・エナジー】
- ✓ 不適切案件の存在により太陽光発電に対するイメージが悪化しており、新規案件開発の障害となっている。【自然電力、千葉エコ・エネルギー】
- ✓ 低コストで活用可能な平たんな農地の多くは第一種農地とみなされるため、農地転用が困難。【パシフィック・エナジー、PVプランナー協会】
- ✓ 再生困難な荒廃農地は転用可能性はあるが、山林化したものが多い、低コストで活用困難な土地が多い。有能な荒廃していない農地が安く手に入るところは契約が進んでおり、安い土地ほど荒廃しているケースが多い。【パシフィック・エナジー、PVプランナー協会】
- ✓ ゴルフ場や相続未了地等の候補地はあるが、預託金処理等のコストを考えると緩やかにしか進まない。【パシフィック・エナジー】
- ✓ これまでも防災設計や合意形成に2年、建設に2年かかっていたが、各地の条例や環境アセスの導入によってリードタイムは6年かかっている。【パシフィック・エナジー】

（適地確保に向けた方策）

- ✓ 改正温対法によるポジティブゾーニングを通じて、地域合意・用地開発を促進することが必要。【自然電力、太陽光発電協会】
- ✓ 例えば農地の5%に導入可能かどうかは、農村景観との兼ね合いなど、社会的な合意形成が図られるか否かにかかっている。【千葉エコ・エネルギー】
- ✓ 農山漁村再エネ法の活用等を通じた耕作地・荒廃農地の本格活用による普及拡大が必要。
【JCLP、自然エネルギー財団、自然電力、太陽光発電協会、千葉エコ・エネルギー、パシフィック・エナジー、REASP】
- ✓ スキー場、牧草地、ゴルフ場、相続未了地、山林、所有者不明土地等の候補地はあるため、その活用策を講じるべき。
【JCLP、自然エネルギー財団、自然電力、パシフィック・エナジー、REASP】

太陽光の導入拡大に向けた課題と対応①適地確保（地上設置）

<事業者等からの主な意見（つづき）>

（適地確保に向けた方策）

- ✓ 自治体や公団等で保有する**大規模開発等の余剰地、換地、公共遊休地**の有効活用を図るべき。【REASP】
- ✓ ダムやため池については特に規制はなく、**ダムについては国や自治体、ため池については農家の理解**がポイント。【自然エネルギー財団】
- ✓ **地域が主体となって事業開発を行う**ことで、**地域への収益源、農地利用や合意形成**、継続的な開発・工事・保守による**コスト削減**を期待。【自然電力】
- ✓ **高圧についての分割**は、既存系統設備を利用し全体コストを下げる効果があるため、認めてもらいたい。低圧分割と異なり社会的な問題も少ない。【自然電力】

<委員からの主な意見>

- 土地の活用に関して、その土地が**元来の用途で活用されなくなった機会費用**も考えて議論すべき。
- 完全に農地に戻すことが難しくなった土地を再エネのために開発することは食料自給などとバッティングしなければ良いが、それらの土地が、**森林化する前に活用できるよう定義を見直す**こともありうるのではないか。
- 営農型太陽光については、農業の機械化も進めていく中で大型の農業機械が使えなくなるといった点も考慮する必要。
- 日射量等を考えると**作付けできる作物には限界**があるのではないか。これまでの作付実績でも、まだ、**コメ等は限定的であることを考慮する必要**。
- ゴルフ場やダムなどいろいろな可能性に言及されているが、**これまで活用されなかった障害を取り払う議論**が必要ではないか。
- 地域に任せることは重要であるが、**地域に任せるとコスト増につながる**ことも考慮すべき。

太陽光の導入拡大に向けた課題と対応①適地確保（屋根設置）

<事業者等からの主な意見>

（現状認識）

- ✓ 中小企業等の需要サイドは、脱炭素化への意識がまだ十分でないことから、コスト面だけで検討するため、**新たな融資を受けてまで設置を考える需要家が少ない**。需要家側での**設置検討に2~3年**かかっている。【PVプランナー協会】
- ✓ 既築は、既に稼働中の建物への施工となるため、**熟練工による作業が必要**、**工事日の制約**の存在、クレーンでの搬入、足場確保が困難など様々な制約がある。【PVプランナー協会】
- ✓ アンカーレス工法が登場しているが、高さ30m以上では使えないため、**通常工法の場合、防水上の問題が生じる**ケースがある。【PVプランナー協会】

（適地確保に向けた方策）

- ✓ **新築住宅等の建築物への導入義務化**などの追加的な政策が必要。【自然エネルギー財団、PVプランナー協会】
- ✓ 義務化するということだけでなく、もう少し**インセンティブを与えるような形での支援**も考える必要。【経済同友会】
- ✓ 既築への**第三者所有モデル（初期費用なし等）の推進**により、需要家の導入時の初期費用負担の軽減が必要。【JCLP、太陽光発電協会】
- ✓ **自家消費モデルの推進、駐車場等の積極的活用**、RE100等の需要家による**PPAのニーズの拡大**が必要。【JCLP、太陽光発電協会】
- ✓ **軽量太陽電池の市場投入**により、耐荷重の低い工場・倉庫等の屋根などの**これまで利用が困難であった場所への設置拡大**が必要。【太陽光発電協会】

<委員からの主な意見>

- 再エネ導入量をこれから上積みするためには、**今の市場ベースでは難しく**、例えば、新築建物に設置を義務化するといったことが必要になってくるのではないかと。
- **義務化といっても、程度が様々あり**（注文住宅は提案を義務化する、建売は条件が非常に悪いところは免除する等）、**緩い義務化であれば大きなハードルなくできる可能性はあるのではないかと。**

太陽光の導入拡大に向けた課題と対応②産業の再構築

<事業者等からの主な意見>

(足元の産業の状況)

- ✓ FIT入札の状況を見ても、募集容量割れが続き低調。**今年度の実績は0.4GW**であり、このペースが続くと**10年で4GW**。急激な導入ペースの増加が必要。【REASP】
- ✓ 撤退する事業者が出てきており、これまで蓄積されたノウハウの散逸、技術不足が懸念される。結果、競争が働かずコストも下がらなくなることも懸念。PV協会では、過去4年間、年間10%の割合で会員が減少してる。【パシフィック・エナジー、PVプランナー協会】
- ✓ 2020年4月から環境アセスが導入されたことから、リードタイムを考えると今後6年（開発期間4年、建設期間2年）は、新設案件が増える状況にない。【パシフィック・エナジー】
- ✓ 不適切案件の存在により**太陽光発電に対するイメージが悪化**しており、**新規案件開発の障害**となっている。【自然電力、千葉エコ・エネルギー】

(今後の目指すべき産業像)

- ✓ **モメンタムを形成**して、早期に市場を回復させることが重要。**DCベースで早期に5GW/年、2030年には8~10GW/年のマーケットを形成**していく必要（※ACベースで、**早期に4GW/年、2030年には6~8GW/年程度**に相当）。【REASP】
- ✓ 2030年までの10年間は、**地上設置は年平均3~4GW程度、屋根設置は年平均3GW程度**の導入を可能とするマーケットをつくっていくべき。【太陽光発電協会】
- ✓ **ピーク時は6~7GW/年の導入**。これが1GW/年だと、多くの事業者等が離れて、ノウハウも断絶する。**3GW/年程度必要**。また、太陽光専業で工事をする業者が存在出来る環境が望ましい。【パシフィック・エナジー】
- ✓ **太陽光専業の建設業者とパートナー**を組み、日本の地形・規制に対応した工事を追求する必要。【パシフィック・エナジー】

<委員からの主な意見>

- **発電事業者としての規律を有する事業者は残り**、単なる収益事業として考える事業者が撤退するという事は、エネルギー政策制度としては、望ましい方向。
- 急激な導入ペースの増加が必要という場合には、これまで**導入が急すぎて生じた国民負担等の反省を反映する必要**。
- **営農型の導入には自治体の関与がかなり重要**。自治体の関与がうまくいっている事例とその割合を今後もっと増やしていかなければならない。

太陽光の導入拡大に向けた課題と対応③系統整備

<事業者等からの主な意見>

(現状認識)

- ✓ 適地が減少する中で、**自営線費用や系統増強のための特定負担が増加傾向**にある。【パシフィコ・エナジー】
- ✓ 基幹系統についてはコネクト&マネージが進んでいるが、**ローカル系統、配電網の制約**が生じている。【自然電力、太陽光発電協会】
- ✓ 事業性がある場所でも、**空き容量が不足**している、**接続検討の回答までに時間**がかかる、**負担金が高額になる場合**がある。【REASP】
- ✓ **都市近郊の農地は系統制約が少ないが、それ以外の農地での導入拡大に向けては系統制約が迅速に解消される必要がある**。【千葉・エコエネルギー】

(系統容量の確保に向けた方策)

- ✓ 基幹系統のみならず、**下位系統・配電網を含めてコネクト&マネージを推進**すべき。**配電系統ノンファーム型接続**の実現など、先進的な配電系統の高度化／運用の実装に期待している。【自然電力、太陽光発電協会、REASP】
- ✓ **蓄電池の活用**や、**配電網のスマート化、需要側リソースの活用**等により同一系統へ接続できる容量を増加していくべき。【太陽光発電協会・パシフィコ・エナジー】

(調整力の確保に向けた方策)

- ✓ **蓄電池等のストレージコストの低減**を図っていくべき。【経済同友会、太陽光発電協会、パシフィコ・エナジー、REASP】
- ✓ 再エネ自ら調整力を発揮するための**グリッドコードの整備と製品開発**が重要。【経済同友会、太陽光発電協会】

(適地への立地誘導策)

- ✓ 再エネ適地への大規模需要設備の誘致をすすめるべき。【太陽光発電協会、REASP】
- ✓ 系統制約を受けにくい分散型電源、特に**自家消費モデル・オンサイトPPAモデルを推進**していくべき。【太陽光発電協会】

<委員からの主な意見>

- スマートシティ等との都市づくりにおいても、エネルギーというは大きなポイントとなり、**他のインフラと統合した形での整備**を進めていくことが重要。
- 系統制約もコスト増になるため、**系統コストも太陽光発電のコストに含めた議論**が重要。

太陽光の導入拡大に向けた課題と対応④制度整備

<事業者等からの主な意見>

(カーボンプライシング)

- ✓ カーボンプライシングの導入によって、地上設置型の太陽光発電が最安の電源となり、FIT・FIP制度外での普及拡大が見込まれる。【JCLP、自然エネルギー財団、太陽光発電協会、PVプランナー協会】
- ✓ カーボンプライシングについては、規制等の暗示的な炭素価格を含めた検討が必要。【電力中央研究所】

(コーポレートPPAの拡大、賦課金減免措置)

- ✓ 発電事業者が直接電気を需要家に売るためのコーポレートPPA・オフサイトPPAのニーズ拡大に対応した制度の拡充が必要。【JCLP、太陽光発電協会、REASP】
- ✓ FIT・FIPの支援を受けずに新規に導入されるPPA案件については賦課金減免措置等が必要。【JCLP、太陽光発電協会】

(固定価格買取制度)

- ✓ 再エネへの投資意欲を維持するためには、予見性の確保が重要。特に、発電側基本料金等の遡及的導入は、予見性を損なう可能性。予見性確保には、FIP制度を活用する事業者等の育成を含めた取引市場の成熟が必要。【自然エネルギー財団、パシフィック・エナジー】
- ✓ トップランナーだけで価格設定すると、平均的な事業者がついてこれず事業撤退してしまう。調達価格そのものの設定が実態と乖離しているトレンドとなっており、入札落札容量が低迷している。【太陽光発電協会、パシフィック・エナジー】
- ✓ 価格の予見可能性向上は重要。今回、複数年の調達価格が開示されたことはよかった。【千葉・エコエネルギー】
- ✓ FIT制度は再エネ普及政策として費用対効果に優れているとはいえ、その効果について評価検証が必要。また、賦課金への許容度も低い。英国のように買取総額による導入コントロールも検討すべき。【電力中央研究所】

<委員からの主な意見>

- カーボンプライシングについては、調達価格や炭素税など様々な反映のされ方があり、今後検討が必要。また、カーボンプライシングで効果を得るためには、かなり高額にしなければならないのではないか。
- 石炭火力は設備費を含めると9円～10円/kWhとなり、太陽光のコストが5.2円や6.4円/kWhであれば、自立できているという気がしており、FITでの支援は不要であるし、カーボンプライスも必要ないということだと考えられる。
- 国民負担軽減や公平性の観点から、賦課金免除により負担を他者に押しつけるようなことは公平性の観点で疑問があり、適切ではない。

太陽光のコストに関する意見

<事業者等からの主な意見>

- ✓ 業界全体で7円のコスト目標を2030年前に達成することは簡単ではない。足下でもトップランナーは10円を切っているが、業界平均でみると13-14円であり、どうしても2030年頃までかかる。トップランナーではなく平均的な事業者を見据えて調達価格を設定して欲しい。【太陽光発電協会】
- ✓ 建設・開発コストは、下げ止まっている。工事費が全体に占める割合が40%となりパネル等の価格低下だけではコスト引き下げが困難。災害対策からの要求水準上昇。適地減少による自営線費用も増加。自社でも2030年に7円達成が限界。【パシフィコ・エナジー】
- ✓ 造成工事なし、最小限の排水設備という好条件の案件で、2030年のコストが20年回収で8.4円、30年回収で6.4円。現実的水準の案件であれば20年回収で9.5円、30年回収で7.2円。【自然電力】
- ✓ 荒廃農地であっても、実際には造成困難・コスト高な土地が大半。また、様々なコストダウンの工夫を実施してきたが、これ以上のコストダウンを図る新たな手法が見当たらない状況。【PVプランナー協会】
- ✓ 太陽光発電の場合kwh収入がベースとなるため、共食い効果（PVが昼間などの特定の時間帯に集中的に発電するため、導入量が増えるほど価値が低下する効果）を踏まえたコスト目標の設定が重要。【電力中央研究所】
- ✓ 世界に比して日本は高コスト。コスト高になるプロジェクトには、①古い認定案件（高い調達価格）である、②個別コストの精査が難しいEPC一括発注、という共通点があり、2030年にかけて解消可能。【自然エネルギー財団】

<委員からの主な意見>

- 単純にパネルのコストだけの問題ではなく、商慣習や約款、規制などによって非常に設置がやりにくく、コストが高止まりしているのではないかと。
- IEA等では、LCOEについて、調整力も含めたValue-Adjusted LCOEという議論がされている。

2030年太陽光に係る導入容量について

	導入容量 GW	内訳		算定の考え方
		屋根置き	地上置き	
JCLP	222	-		<ul style="list-style-type: none"> ・屋根置き及び地上置きの設備利用率はそれぞれ13.7%、13.9% ・潜在量／経済性／時間軸を踏まえた再エネポテンシャルの概算。
自然エネルギー財団	145	62	83	<ul style="list-style-type: none"> ・屋根置き及び地上置きの設備利用率はそれぞれ13%、14~5% ・カーボンプライシング等による社会的費用の内部化や住宅や建築物への段階的義務付け等の追加的な政策により導入
経済同友会	120	-		<ul style="list-style-type: none"> ・設備利用率は17.2% ・外部の諸機関が公開している試算資料を参考に検討。
REASP	101.5~135	-		<ul style="list-style-type: none"> ・DCベースで早期に5GW/年、2030年には8-10GW/年のマーケットを形成（※ACベースで、早期に4GW/年、2030年には6-8GW/年程度に相当）
太陽光発電協会	100-125	47.5	77.5	<ul style="list-style-type: none"> ・屋根置き及び地上置きの設備利用率はそれぞれ約13.7%、約16% ・2030年までの10年間は、地上設置は年平均3~4GW程度、屋根設置は年平均3GW程度の導入が前提。（2021年度から5.1GW導入）
電中研	92	19	73	<ul style="list-style-type: none"> ・屋根置き及び地上置きの設備利用率はそれぞれ12.5%、17% ・未稼働分が一定の割合で導入されることに加え、住宅用・非住宅ともに直近の認定量を踏まえてそれぞれ0.7GW、1.3GW導入すると想定。
既認定案件が稼働した場合の試算	70-75	15.5~15.6	54.1~59.2	<ul style="list-style-type: none"> ・既認定案件が50%~75%導入すると想定。
エネルギーミックス	64	64		-
現状 (2019年度)	55.8	14.5	41.3	-

太陽光の導入コストの見込み

団体名	コスト見込み	考え方
JCLP	<ul style="list-style-type: none"> ■ 住宅用屋根22円、営農型18円、公共施設・工場等14円、耕作放棄地等12～14円、非住宅屋根12円。環境省ポテンシャル調査におけるシナリオ1または2を想定。 	
自然エネルギー財団	<ul style="list-style-type: none"> ■ (屋根置き) 2030年 6.4円/kWh (+蓄電池) =9.2円/kWh ■ (地上設置) 2030年 5.2円/kWh (+販売コスト+発電側基本料金) =6.6円/kWh ■ 世界に比して日本は高コスト。コスト高になるプロジェクトには、①古い認定案件(高い調達価格)である、②個別コストの精査がし難いEPC一括発注、という共通点があり、2030年にかけて解消可能。 	
経済同友会	<ul style="list-style-type: none"> ■ 具体的な記載なし。 	
REASP	<ul style="list-style-type: none"> ■ 2030年7円/kWh(その他固定費を除く)。系統、土地代、許認可手続や税金等その他固定費、事業者の利益は外部環境に左右されるため、サポートが必要。 	
太陽光発電協会	<ul style="list-style-type: none"> ■ (住宅) 小売価格比ではパリティを達成しているが、市場拡大とストレージパリティを目標に、さらなるコスト低減を目指す(スポット卸価格レベル等)。 ■ (非住宅) トップランナーは2025年頃に7円/kWhを目指す。業界平均では、全領域で7円/kWhの達成時期を2030年から前倒しするのは困難(開発費、工事費、維持管理費等の削減と稼働年数の長期化。モジュール返還効率向上)。 	
電力中央研究所	<ul style="list-style-type: none"> ■ (屋根置き) 2030年度買取価格 11円/kWh。22円/kWhから段階的な低下を想定。 ■ (地上設置) 2030年度買取価格 8.5円/kWh。12円/kWhから段階的な低下を想定。 	
自然電力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 好条件ケース(CAPEX105,000円/kWDC、造成工事なし、最小限の排水設備工事、最小限の連系工事負担金) 20年回収：8.4円/kWh、30年回収：6.4円/kWh ■ 現実的水準ケース(好条件ケースに20,000円/kWDC追加) 20年回収：9.5円/kWh、30年回収：7.2円/kWh ⇒大量導入実現の現実的な水準 	
パシフィコ・エナジー	<ul style="list-style-type: none"> ■ 売電価格によって回収が必要な費用の太宗は、システム費用であり、これが半分になれば、現在同社が達成している15円/KWhの約半分の売電価格実現が可能。 ■ システムコストを半減させ(9万円/KWac)、売電価格7円を実現するのは2030年近傍となる見込み。 	

風力発電

風力の導入拡大に向けた課題と対応①案件の迅速な形成

<事業者等からの主な意見>

(現状認識)

- ✓ 案件が法アセスに集中しており、事務手続の遅滞が生じていること、本来、地域で完結できるアセスメントに環境省、経産省の関与が必要となり、さらに時間がかかっている。【自然エネルギー財団】

(アセス対象の見直し)

- ✓ 規模要件で一律に環境アセスメントの対象とするのではなく、環境へのインパクトを与えそうな案件をしっかりと選んで適用していく方法が望ましい。【自然エネルギー財団】
- ✓ 環境アセスメント対象となる案件の規模要件の見直しが必要。【日本風力発電協会】

(アセスの迅速化・運用の改善)

- ✓ 迅速な案件形成のためには、手続の合理化・迅速化、環境アセスメント情報の共有・公開が急務。【自然エネルギー財団】
- ✓ アセスのプロセスの中で、自治体、環境省、経済産業省と重複している部分や、国アセスに集中していることによるプロセスの遅延といった点を解消していくべき。【自然エネルギー財団、日本風力発電協会】
- ✓ 以前、経産省と環境省で実施していた“前倒し調査”、改正温対法による期間の短縮が必要。【日本風力発電協会】
- ✓ 洋上風力に関し、環境アセスメントは、生態系のリスク評価が難しいため、例えば、海鳥の渡りの時期に風車を一時的に稼働停止することでバードストライクの減少に取り組むなど、順応的な運用の在り方を科学的な知見を元に議論することが必要。【電力中央研究所】

(各種許認可の迅速化)

- ✓ 現状2年近くを要する森林エリアでの風車設置にかかる許可手続きの期間を半減することで、開発中案件を1年程度導入前倒しすることが可能。【日本風力発電協会】
- ✓ 所有者不明土地使用手続について、特に山間部の場合、共有地を含め多数の地権者同意承諾や隣接地の地権者同意承諾が必要となるため、手続きの迅速化を図る。【日本風力発電協会】

<委員からの主な意見>

- 環境アセスメントを緩和をすることで、安易に導入し批判が集まるとかえって導入が進まなく懸念がある。
- 現在の認定なしの案件が、全て2030年までに稼働するといった想定になっているが、楽観的すぎるのではないか。

風力の導入拡大に向けた課題と対応②適地確保

<事業者等からの主な意見>

(現状認識)

- ✓ 好適地に対する規制の存在により、導入が進まない。【日本風力発電協会】

(導入拡大に向けた対応策)

- ✓ 保安林区域の指定解除について、「公益上の理由により必要が生じたとき」に該当する事業として取り扱われるように解除要件を見直して欲しい。【日本風力発電協会】
- ✓ 保安林のほとんどは、水田改良、土砂流出の防止等のために使われており、解除は容易ではないため、保安林の解除より先に、ほかの適地について検討する必要がある。【電力中央研究所】
- ✓ 自然公園区域内には自然環境が維持されていない箇所や一括りに指定された海岸線などが存在するため、再検討により設置可能となる可能性がある。【日本風力発電協会】
- ✓ 緑の回廊への立地を推進するため、国が方向性を示す。【日本風力発電協会】
- ✓ 耕作放棄地・荒廃農地について、農山漁村再エネ法の積極的な活用と、耕作放棄地における設置許可要件の緩和を、農地転用許可制度及び農業振興地域制度へ適用する。【日本風力発電協会】

<委員からの主な意見>

- 保安林、緑の回廊それぞれ政策目的がある。こうした法目的と整合的に土地利用が可能になるような工夫や条件の検討が必要。
- 保安林、自然公園、所有者不明土地等について、地域合意や政策目的との整合性はありつつ、支障がない場所は指定解除や許可の円滑化等々の対策を進めていくべき。
- 洋上風力における漁業への影響や景観への配慮といった声を踏まえると、導入にあたっての社会的制約を考慮した検討が必要。

風力の導入拡大に向けた課題と対応③系統制約の解消

<事業者等からの意見>

(現状認識)

- ✓ 接続契約申込済の案件については、基本的に系統制約は問題ないと考えられる。現在のアセス対象案件については、アセス開始段階で系統確保が一定程度考慮されていると考えられる。【自然エネルギー財団、電力中央研究所、日本風力発電協会】
- ✓ 広域需給モデルを用いた需給バランスを検討した結果、現在の増強計画の範囲で需給バランスの維持は可能であり、**太陽光と風力を併せた出力制御電力量は2%未満**におさえられる可能性がある。【自然エネルギー財団】

(対応策)

- ✓ 導入拡大に向け、送電線利用ルールを早期に見直すとともに、実潮流ベースによる系統連系・運用を早期実現すべき。【自然エネルギー財団、日本風力発電協会】
- ✓ 制約ある地域では、**地内送電網の増強、ハブ変電所の新設、基幹送電線**（地域間及び地内）の**増強**等（プッシュ型の系統形成を含む）が必要。【日本風力発電協会】
- ✓ 洋上風力の送電線について、**発電/送配電の責任・費用の分界点**を、**変電所/集電所まで**として欲しい。
- ✓ 風力由来電力を大需要地に送電可能とする**マスタープラン**を策定すべき。**海底直流送電**については、**2030年前**に少なくとも北海道から本土に**最低でも最低容量2GWを1本敷設**されることが必要。【日本風力発電協会】

<委員からの主な意見>

- 海底直流送電等の議論は、送電の系統コストが高くなる中での解決方法だと理解しており、**全体としてインフラをどうやって安くつくっていくのかという視点で検討**をすべき。
- 現在のコネクト&マネージ、東北の増強や既存のものを考慮すると、2030年で導入される分について、送電線の制約がどの程度あるのかの分析が必要。
- 風力発電は規模も大きいため、**フォルトライドスルー、遠隔制御、自律制御等のいろいろな機能**が考えられ、系統への貢献という観点からそのコストや実現方策の検討が必要。

風力のコストに関する意見

<事業者等からの意見>

- ✓ コスト削減には量の拡大が鍵で、大量導入するウインドファームも大きくするといった工夫が必要。【日本風力発電協会】
- ✓ 入札制度の導入により、コストはかなり下がっていくと考えられる。欧州でも想定以上に下がってきており、日本でも規模が確保できれば同じ傾向となるのではないか。【日本風力発電協会】
- ✓ タービンの内外価格差について、2010年頃はまだあったが、かなり解消されてきており、2030年に向けては内外価格差はほとんど考えなくてもよい。【自然エネルギー財団】
- ✓ タービンの内外価格差について、極端に高いということはないが、現状でも、まだ、欧州に比べて割高であると考える。【日本風力発電協会】
- ✓ 海外と比較した場合に日本のコストは高いが、国の状況も踏まえるべき。同じヨーロッパでも、山岳地帯であるスイスやオーストリアでは日本と同様にコストは高い。【日本風力発電協会】
- ✓ 様々な地理的な条件もあり、沿岸部においては比較的輸送は簡易だが、山間部においては輸送路をどういうふうに確保していくのが課題。【自然エネルギー財団】
- ✓ 起立式のトレーラーの活用や4 MW風車を運んで現地で5 MW、6 MWといった羽にするといったことで、大型化への対応は可能。【日本風力発電協会】

<委員からの主な意見>

- ブレードが大型化することによって、運ぶための道路の整備等のコストが増加する懸念もあるのではないか。
- 平地の限られている日本で、陸上で4MW以上の風車を設置できる場所は限定的ではないか。
- 量の導入によってコスト削減が進む一方で、条件が悪くなって、設備利用率が下がりコストが上昇する懸念もあるのではないか。

2030年風力に係る導入容量について

	陸上風力 導入容量 (GW)	洋上風力	算定の考え方
経済同友会	45	15	・陸上及び洋上の設備利用率はそれぞれ25.6%、30.0%。 ・外部の諸機関が公開している試算資料を参考に検討。
JCLP	21	20	・洋上（着床）及び洋上（浮体）の設備利用率はそれぞれ35%、40% ・潜在量／経済性／時間軸を踏まえた再エネポテンシャルの概算。
自然エネルギー財団	19.2	10.1	・陸上の設備利用率は30.5%。 ・環境アセスメント手続中の案件の想定は以下を参照
JWPA	18~26	認定量10	・陸上及び洋上の設備利用率はそれぞれ25%、35% ・環境アセスメント手続中の案件の想定は以下を参照 ・リードタイム短縮及び好適地への立地促進により、さらに6~8GW上積み
電力中央研究所	15	5	・陸上及び洋上の設備利用率はそれぞれ16.3~24.8%、30% ・環境アセスメント手続中の案件の想定は以下を参照
REASP	12.1	13.6	・カーボンニュートラル実現に向けたバックキャスト
既認定案件が稼働した場合の試算	11.3	0.7	・既認定案件が100%導入すると想定。
エネルギーミックス	9.2	0.8	—
現状 (2019年度)	4.2	0	—

<参考：各機関における環境アセス案件に対する考え方>

- ✓ 自然エネルギー財団：**準備書段階以降の案件は100%、方法書段階の案件は90%**、転換促進ケースでは**配慮書段階の案件は40%**それぞれ稼働すると想定。（アセス案件は全体19.9GW（配慮書：6.5GW、方法書7.7GW、準備書3.0GW、評価書2.7GW）※20年3月末時点）
- ✓ JWPA：環境アセスメント**手続が2年以上停滞している案件は除外**した上で、**手続中の案件は100%稼働**。（アセス案件は全体13GW（配慮書：2.5GW、方法書7.0GW、準備書1.7GW、評価書1.3GW、終了0.4GW）※21年1月末時点）
- ✓ 電力中央研究所：**方法書送付済案件の約80%**が稼働すると想定。（方法書送付済案件の約8割：4.4GW）

風力の導入コストの見込み

団体名	コスト見込み	考え方
経済同友会	<ul style="list-style-type: none"> ■ 具体的な記載なし。 	
JCLP	<ul style="list-style-type: none"> ■ 洋上浮体32円～、洋上着床29～32円と想定。環境省ポテンシャル調査におけるシナリオ 1 または 2 を想定。 	
自然エネルギー財団	<ul style="list-style-type: none"> ■ (陸上) 2030年度 7.4円/kWh ■ (洋上) 2030年度 5.6円/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> ■ (陸上) タービン価格：国際価格、その他費用：現在の国内費用を統計及び事業者ヒアリングから、技術効果を見込んで推計、発電量：最新機種のパワーカーブを用いて計算 ■ (洋上) BNEF, 2019, New Energy Outlookにおける日本の見通しを適用
JWPA	<ul style="list-style-type: none"> ■ (陸上) 2030年 8～9円/kWh ■ (着床式洋上) 2030～2035年 8～9円/kWh※認定取得ベース 	<ul style="list-style-type: none"> ■ (陸上) 26GW導入が前提。接続費は、地内送電網の増強とハブ変電所の新設をTSOが実施、発電側の負担は資本費全体の0～5%を前提。インバランスコスト及び発電側課金は考慮せず。 ■ (洋上) 日本版セントラル方式による公募実施により、2030～2035年に10GW以上導入を前提とする。接続費は、欧州各国の仕組みを導入し、TSOが敷設と費用を負担する前提。
電力中央研究所	<ul style="list-style-type: none"> ■ (陸上) 2025年度認定から買取価格 12円/kWh ■ (洋上) - 	<ul style="list-style-type: none"> ■ (陸上) 買取価格は2021年度以降は16円/kWhから段階的に低下し、2025年度認定から12円/kWhと想定。リプレイスは16円/kWh。 ■ (洋上) 買取価格は2021年度以降は33円/kWhから毎年度3円ずつ低下と想定。
REASP	<ul style="list-style-type: none"> ■ 2030年8～9円/kWh (その他固定費を除く)。系統、土地代、許認可手続や税金等その他固定費、事業者の利益は外部環境に左右されるため、サポートが必要。 	

地熱

地熱導入拡大に向けた課題と対応に関するヒアリング結果

<事業者団体からの主な意見>

(課題)

- ✓ 地元の反対、有望地が自然公園や国有林・保安林の中にある、規制が存在する、といったことにより、開発が進展しない（保安林解除手続、環境影響評価に時間がかかる）。

(導入見通し)

- ✓ JOGMEC、NEDOの技術開発結果、各種規制緩和による手続期間の短縮、温対法改正による手続のワンストップ化など、国・JOGMEC・NEDOの支援や規制・制度の見直しをすることで、開発期間の短縮を図ることが可能（初期調査から運転開始に至るまで、規制に関する手続等により、10年を超える実態から10年未満にするというのは難しいが、全く不可能ではない）。
- ✓ 新規有望地点の発掘、地域受容の推進、国有林や自然公園などの規制緩和によるリードタイムの短縮、JOGMEC・NEDOと共同で開発中の最新技術の適用などによる掘削成功確率の向上、経済性向上のためのインセンティブ付与、休止案件の発掘などの方策・施策が必要。
- ✓ 中小規模は新規開発が難しいため、大規模を推進していく。

(コスト見通し)

- ✓ 国・JOGMEC・NEDOによる技術開発や規制・制度の見直し等により、コスト低減に向けて努力を続ける。
- ✓ 資源の特性上、優良な資源から開発が進み、後年度になるとコスト高になる実態があり、技術革新や施策などでコスト高騰を避ける努力が必要。

<委員からの主な意見>

- 大手商社は、ケニアやフィリピンなどに投資しているが、日本では誰もプロモートする者がいない。日本の市場は諸外国と比べて魅力がないのではないか。
- 中小規模のコストが40円/kWhだとすると、別の価値があるということでなければ、一般的な電源として成立しないのではないか。
- 賦存量としては非常に期待が大きいですが、2030年のエネルギーミックスにおける地熱発電の発電容量の実現は非常に厳しい状況。
- FIT制度は、小規模なものの導入促進には役立ったが、大規模なものにはあまり効いていないと理解。

中小水力

中小水力導入拡大に向けた課題と対応に関するヒアリング結果

<事業者団体からの主な意見>

(課題認識)

- ✓ 開発地点の奥地化や系統容量不足への対応など、コストや制度面での課題が存在。

(導入見通し)

- ✓ 新設・既設のリードタイムは7年以内、設備利用率は45～60%。
- ✓ 中小水力はFIT認定取得に際してある程度地元調整、法関係が進んでいるので、既認定の未稼働分を着実に導入すること、新規導入の着実な取組が必要。
- ✓ 包蔵水力調査では5,000kW以下が80%を占めているが、出力が小さいとコストが厳しくなるため、既設インフラの利用などの導入を図る必要。
- ✓ 国交省、農水省などそれぞれが持っているダムについて、その地点で経済性が得られるかどうか、といった論点に関し、一つ一つ導入可能性を検討している。

(コスト見通し)

- ✓ 新規案件は1,000kW以下が多く存在。既存インフラの利用など、コスト低減に努める。

<委員からの主な意見>

- 開発適地が非常に難所化しているということだが、難所化を示すデータや文献はあるか。
- 貯水池でも発電に使われていないものがあり、これを発電用に転換するということの可能性があるのではないか。今後、貯水池で発電用に転換できるものがどの程度あるか。

バイオマス

バイオマス導入拡大に向けた課題と対応に関するヒアリング結果

<事業者団体からの主な意見>

(課題)

- ✓ 経済的な自立、国産燃料増加、森林によるCO2吸収量復活のための循環利用、輸入燃料の持続可能性維持・ライフサイクルGHG削減、地域経済活性化等が課題。

(導入見通し)

- ✓ 一般木質等区分について、既認定未稼働のうち206万kW(既認定未稼働案件約550万kWのうち約4割)が運転開始見込み。現状のFIT・FIP入札容量が継続するという前提の下、新規導入が進む。
- ✓ 稼働済の発電所で利用される国産材の割合は、会員数社へのヒアリングで10%から20%程度を想定。国産燃料増化政策や輸入燃料の持続可能性確保等により、燃料の安定調達が可能になる。2030年以前の石炭火力のバイオマス専焼への転換について、現在、停止のスケジュールが見えないことから、2030年以降に転換されると想定。
- ✓ 未利用、建設資材廃棄物、一般廃棄物等の既認定分はほぼ導入。燃料材の特質を踏まえた生産・供給システムの構築等により、安定供給とコスト低減を図ることにより、新規導入が進む。
- ✓ メタン発酵ガス系は、1.2万kW/年で導入増加と試算。2025年度以降については、有機性廃棄物の適正処理・資源化の促進等が進んだ場合の導入急加速シナリオとして、1.8万kW/年を試算。

(コスト見通し等)

- ✓ 輸入燃料は、マーケットの成熟等により、中長期的に価格下落が見込める。一般木質等区分については、2030年、ガス火力並み15円/kWhの売電価格を目指す。
- ✓ 木質系について、15円/kWhを目指して、できる限りのコスト低減を図る。一方で地域で産出される資源を活用する国内木質バイオマス発電の有用性を考慮する必要がある。
- ✓ メタン発酵ガス系は、平均資本費220万円/kWh、平均運転維持費10万円/kWhを暫定目標と設定。今後業界で精査。系統制約の解消が必要。

<委員からの主な意見>

- 国産材と輸入材とでは、明らかに輸入材のほうがコスト的に不利だが、目標値が同じ水準というのは、国産材の目標値は低すぎるのではないか。
- 有限で貴重な資源であるバイオマス資源を、持続可能にどのように確保していくことができるか、という点が非常に重要。
- 国産材の利用拡大を前提に、集材範囲を考慮すると、立地可能な地点は限られるのではないか。