

国内外の再生可能エネルギーの現状と 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

2018年10月
資源エネルギー庁

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状について

(1) 直近の政策動向

〔参考〕北海道胆振東部地震を踏まえた電力需給の状況について
(再生可能エネルギーを中心に)

(2) 直近のデータについて (総論) (各電源の状況)

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案について

第5次エネルギー基本計画の策定（2018年7月）

- 2018年7月に**第5次エネルギー基本計画**を閣議決定。再生可能エネルギーについては、2030年に向けて**主力電源化**していく方向性を掲げた。

＜エネルギー基本計画の概要＞

「3E+S」

- 安全最優先（Safety）
- 資源自給率（Energy security）
- 環境適合（Environment）
- 国民負担抑制（Economic efficiency）

⇒

「より高度な3E+S」

- + 技術・ガバナンス改革による安全の革新
- + 技術自給率向上/選択枝の多様化確保
- + 脱炭素化への挑戦
- + 自国産業競争力の強化

2030年に向けた対応

～温室効果ガス26%削減に向けて～
～エネルギーミックスの確実な実現～

- 〔 ー現状は道半ば ー計画的な推進 〕
- 〔 ー実現重視の取組 ー施策の深掘り・強化 〕

＜主な施策＞

○ 再生可能エネルギー

- ・主力電源化への布石
- ・低コスト化,系統制約の克服,火力調整力の確保

○ 原子力

- ・依存度を可能な限り低減
- ・不断の安全性向上と再稼働

○ 化石燃料

- ・化石燃料等の自主開発の促進
- ・高効率な火力発電の有効活用
- ・災害リスク等への対応強化

○ 省エネ

- ・徹底的な省エネの継続
- ・省エネ法と支援策の一体実施

○ 水素/蓄電/分散型エネルギーの推進

2050年に向けた対応

～温室効果ガス80%削減を目指して～
～エネルギー転換・脱炭素化への挑戦～

- 〔 ー可能性と不確実性 ー野心的な複線シナリオ 〕
- 〔 ーあらゆる選択枝の追求 ー科学的レビューによる重点決定 〕

＜主な方向＞

○ 再生可能エネルギー

- ・経済的に自立し脱炭素化した主力電源化を目指す
- ・水素/蓄電/デジタル技術開発に着手

○ 原子力

- ・脱炭素化の選択枝
- ・安全円追求/バックエンド技術開発に着手

○ 化石燃料

- ・過渡期は主力、資源外交を強化
- ・ガス利用へのシフト、非効率石炭フェードアウト
- ・脱炭素化に向けて水素開発に着手

○ 熱・輸送、分散型エネルギー

- ・水素・蓄電等による脱炭素化への挑戦
- ・分散型エネルギーシステムと地域開発
- （次世代再エネ・蓄電、EV、マイクログリッド等の組合せ）

基本計画の策定 ⇒ 総力戦（プロジェクト・国際連携・金融対話・政策）

＜エネルギー基本計画における記載＞

第2章第1節3.

（1）再生可能エネルギー

②政策の方向性

再生可能エネルギーについては、2013年から導入を最大限加速してきており、引き続き積極的に推進していく。（略）これにより、2030年のエネルギーミックスにおける電源構成比率の実現とともに、**確実な主力電源化への布石としての取組を早期に進める。**（略）

第2章第2節3.

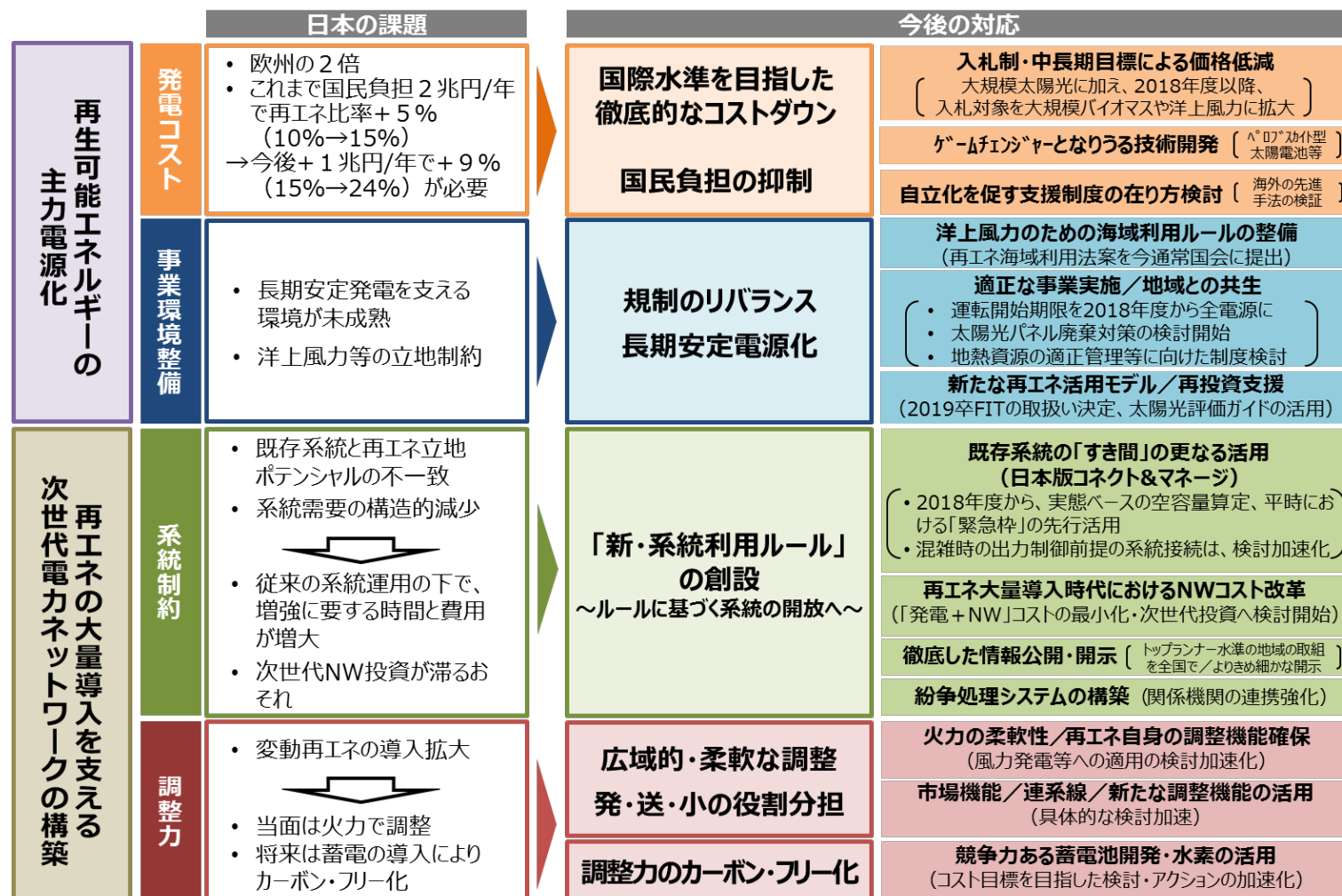
（略）

他の電源と比較して競争力ある水準までのコスト低減とFIT制度からの自立化を図り、日本のエネルギー供給の一翼を担う長期安定的な主力電源として持続可能なものとなるよう、円滑な大量導入に向けた取組を引き続き積極的に推進していく。（略）

⇒ **急速なコストダウンが見込まれる電源**（太陽光・風力）と**地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源**（地熱・水力・バイオマス）に分けて主力電源化に向けた取組を整理。

再エネ大量導入・次世代電力NW小委中間整理（2018年5月）の概要

- 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（山地憲治委員長）（以下「再エネ大量導入・次世代電力NW小委」という。）の中間整理においては、再エネの主力電源化に向けては、①**国際水準を目指した徹底的なコストダウン・増大する国民負担の抑制**を図っていくとともに、②**長期安定的な電源**としていくことが必要とされた。



競争導入による効率化推進

- **価格入札制の拡大**
(大規模太陽光に加えて、大規模バイオマス等及び洋上風力※へ拡大) 【⇒2018年度より実施】
※一般海域の利用ルールの整備を前提に、その適用案件が対象
- **中長期価格目標に向けてトップランナー方式での価格低減** 【⇒2017年度から実施済み】
- **大規模開発を可能とする規制緩和**
(一般海域や荒廃農地の活用等) 【⇒継続的に実施中】

技術開発の推進

- **ゲームチェンジャーになり得る革新的な技術開発の推進**
(ペロブスカイト型太陽電池や洋上風力の低コスト施工法等) 【⇒継続的に実施中】

自立化のためのFIT制度の在り方

- **欧州の例** (Feed-in Premiumや卸電力市場への直接販売制等) **を参考に、FIT制度の在り方を検討** 【⇒ 2020年度末までにFIT法の抜本見直し】

地域と共生した責任ある電源となるための取組

- 太陽光で先行適用されていた運用ルールを風力・中小水力・バイオマスへも適用
【⇒2018年度認定申請分より運用開始】
(①運転開始期限の設定
②出力増加時の価格変更
③土地の確保を証する書類の提出)
- 発電事業者による太陽光パネル廃棄費用の積立を担保する仕組の検討開始
【⇒2018年度中を目途に結論を目指す】
- 太陽光パネル廃棄費用の積立計画・進捗状況の毎年の報告の義務化
【⇒2018年度中に開始】

卒FIT再エネ電源への対応

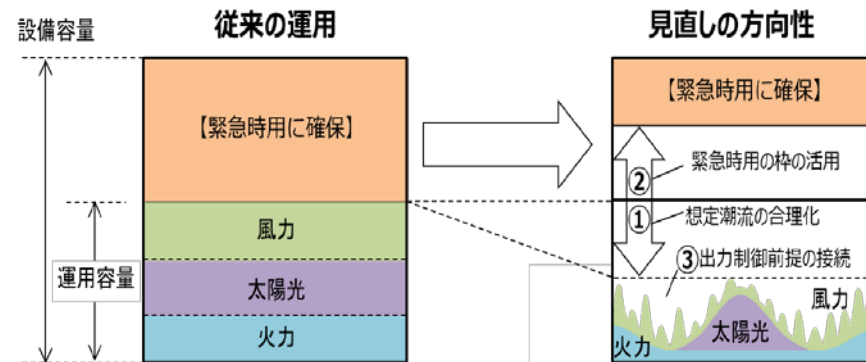
- 2019年以降にFIT買取期間が終了する住宅用太陽光に対して、買取期間の終了とその後のオプション（①自家消費、②相対・自由契約による売電）について、官民一体となって広報・周知を徹底
【⇒2018年度より本格実施】
- 一時的に買い手不在となった余剰電力は一般送配電事業者が無償で引き受け
【⇒一般送配電事業者了承済み】

立地制約のある電源の導入促進

- 海域利用ルール等の整備
(いわゆる「セントラル方式」の導入（①海域利用ルールの整備、②系統制約への対応、③関連手続の迅速化、④価格入札）)
【⇒再エネ海域利用法案を検討中】

既存系統の最大限の活用

- 「日本版コネクト&マネージ」の具体化
 - ①想定潮流の合理化【⇒2018年4月より適用】
 - ②緊急時用の枠の活用（N-1電制）
【⇒2018年度上期末までに新規電源に先行適用】
 - ③出力制御前提の接続（ノンファーム型接続）



円滑な事業化のための環境整備

- 出力制御の予見性を高めるための情報公開・開示の推進
（「需要に関する情報」、「送配電に関する情報」、「電源に関する情報」のうち可能なものから情報公開・開示を実行）【⇒2018年度中に実施】
- 工事費負担金の分割払いが認められる基準の明確化【⇒2018年度早期に検討】
- ルール整備を補完する仕組の検討【⇒2018年度中に一定の具体化】
（①事例集の作成・継続的な改定、②相談・紛争処理機能の強化、③情報発信機能の強化）

再エネ大量導入と国民負担の抑制を両立するNWコスト改革

- 「発電+NW」の合計でみた再エネ導入コストの最小化（次ページ参照）

次世代ネットワーク転換のための制度整備

- 再生可能エネルギー電源に対しても、発電側基本料金を導入し、kW一律で課金
（住宅用太陽光は現状においては適用対象外）【⇒2020年以降できる限り早期を目途に導入】
- 一般負担上限額を見直し、基準額を4.1万円/kWへ【⇒決定次第、即施行】

広域的かつ柔軟な調整を可能とする環境整備

- **風力発電のグリッドコードの整備**
 - 全国大で適用可能な要件の早期ルール化【⇒ 1~2年程度でルール化】
 - 適用開始【⇒2021年度以降順次】
- **火力及びバイオマス発電のグリッドコードの整備**
 - 先行して協議をする九州・四国に限らず、全国大で、具体的要件を検討
- **地域間連系線の一層の活用方策**について、詳細検討【⇒需給調整市場の検討と併せて議論】

調整の必要性自体を減らす取組

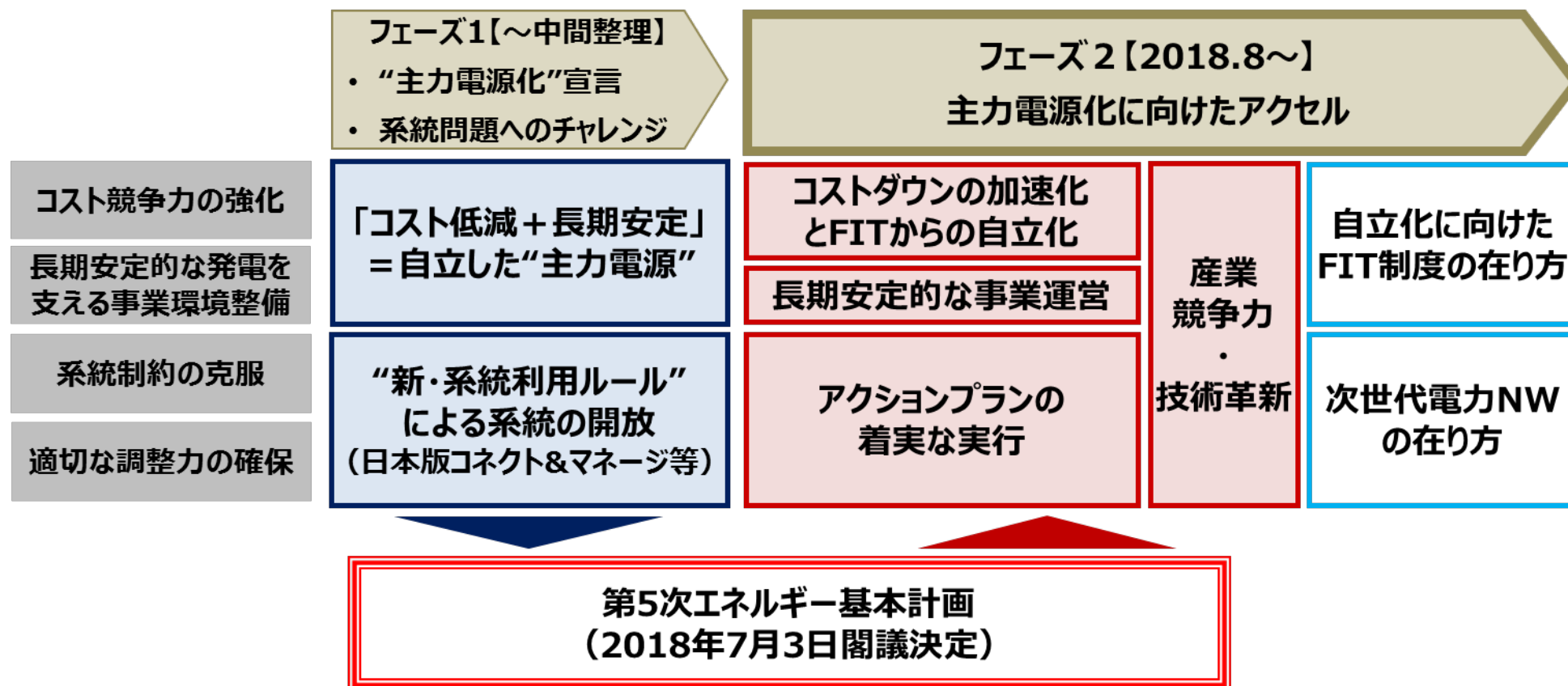
- **FITインバランス特例の見直しについて具体的検討**
 - ✓ 一般送配電事業者・発電事業者・小売電気事業者の適切な役割分担
 - ✓ 計画策定を実需給断面に近づけることの是非
 - ✓ 発電量の予測精度向上

次世代調整力の活用

- **上げDRの制度整備**に向けた省エネ法上の扱いについて検討【⇒2018年度中に実施】
- **カーボン・フリーな次世代調整力の実用化に向けた研究開発・実証の着実な実行**
 - ✓ バーチャルパワープラント（VPP）
 - ✓ 蓄電池
 - ✓ Power-to-Gas（水素）

主力電源化に向けた検討

- 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、**主力電源化の条件**である「**コスト競争力の強化+長期安定電源化**」を**深掘り**していく必要がある。また、「**系統制約の克服**」や「**適切な調整力**」の確保については、再エネ大量導入・次世代電力NW小委の中間整理でのアクションプランが着実に進んでいるか、検証を進める必要がある。
- これまで十分な時間を割けなかった「**再エネ産業の競争力**」も含め、こうした点を4つの柱に整理したうえで、**再エネ大量導入・次世代電力NW小委を再開して検討開始**（2018年8月29日）したところ。



1. 国内外の再生可能エネルギーの現状について

(1) 直近の政策動向

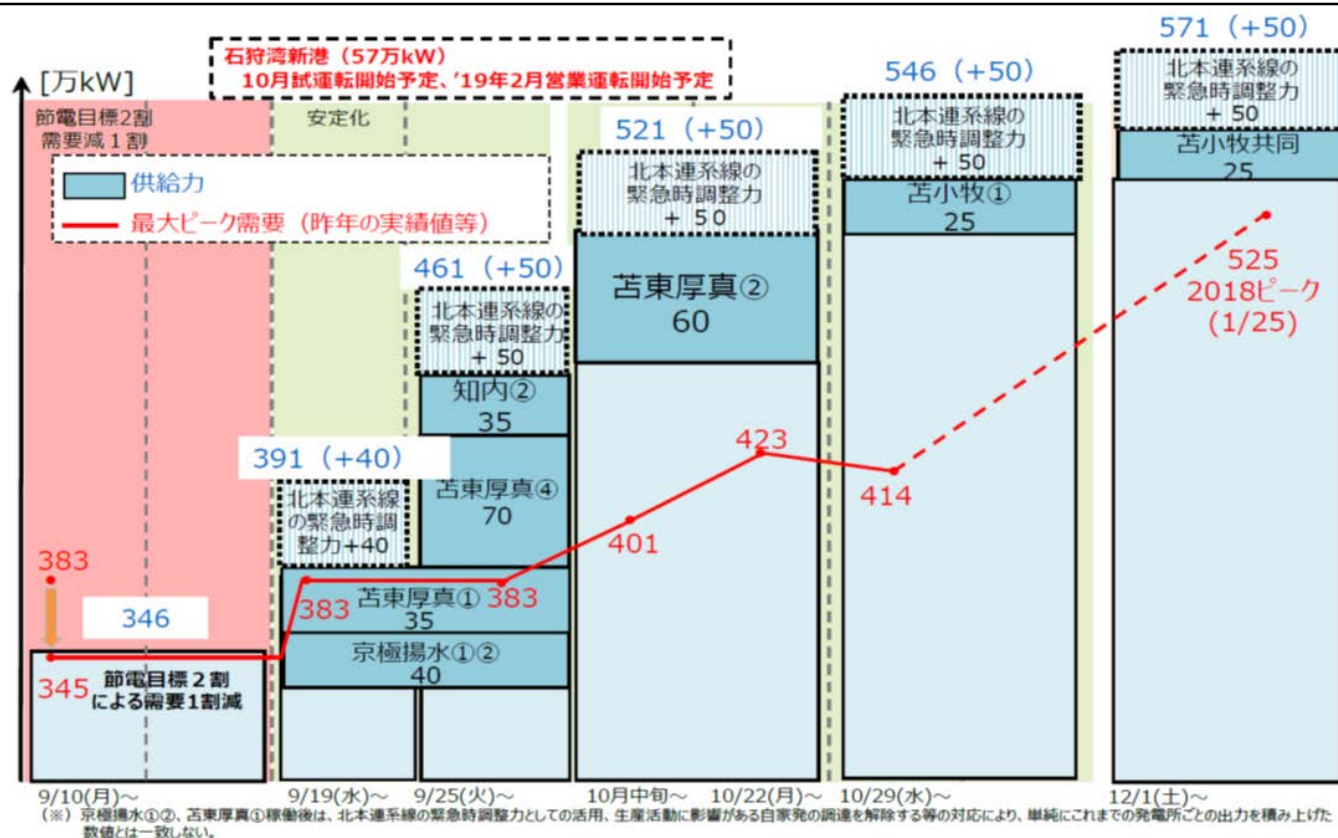
〔参考〕北海道胆振東部地震を踏まえた電力需給の状況について
(再生可能エネルギーを中心に)

(2) 直近のデータについて (総論) (各電源の状況)

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案について

平成30年北海道胆振東部地震を踏まえた電力需給対策

- 9月6日（木）の地震直後に北海道全域に及ぶ大規模停電が発生。9月8日（土）までに、道内ほぼ全域への送電を再開。
- その後、厳しい電力需給状況乗り越えるため、**北海道電力において、供給力の最大限の積み上げ**を行うとともに、**政府においても、9月10日の週に、節電要請**（需要1割減のための「節電2割目標」の設定）等を実施。
- 9月14日（金）までに京極揚水発電所が稼働したことで、**需給状況が大幅に改善**。9月19日（水）には、被災した苫東厚真発電所1号機の復旧により、**電力需給は安定化**。例年のように無理のない範囲での節電の取り組みへ移行。



- 再生可能エネルギーを安定的に運用するには出力変動に対応する調整力が必要不可欠なため、**調整力の確保状況と並行して**段階的に再生可能エネルギーを接続。

9/8 (土)7時頃～

再エネの出力変動に対する調整力の関係で電源種を限定して立上げ（南早来のレドックスフロー蓄電池を活用）

9/9(日)3時頃～

蓄電池付太陽光（特別高圧）についても接続要請。蓄電池付太陽光7箇所の内、4箇所故障、3箇所週末対応不可だったため、実際は月曜以降に接続

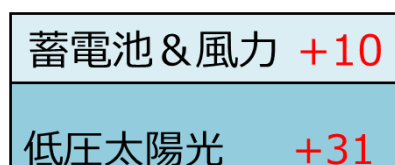
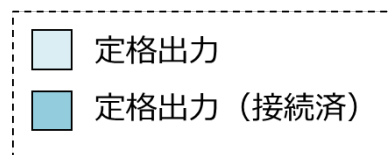
9/11 (火)9時頃～

北本連系線の余力が一部確保されたことから段階的に対象を拡大。高圧太陽光と風力発電28万kW（特高24.6万kW、高圧3.7万kW）を接続

9/14(金)16時頃～

京極揚水発電所の稼働により北本連系線の余力が安定的に確保され、特別高圧太陽光（出力変動緩和対策なし）を含め、全ての再エネを接続

[万kW]



蓄電池付太陽光 +10

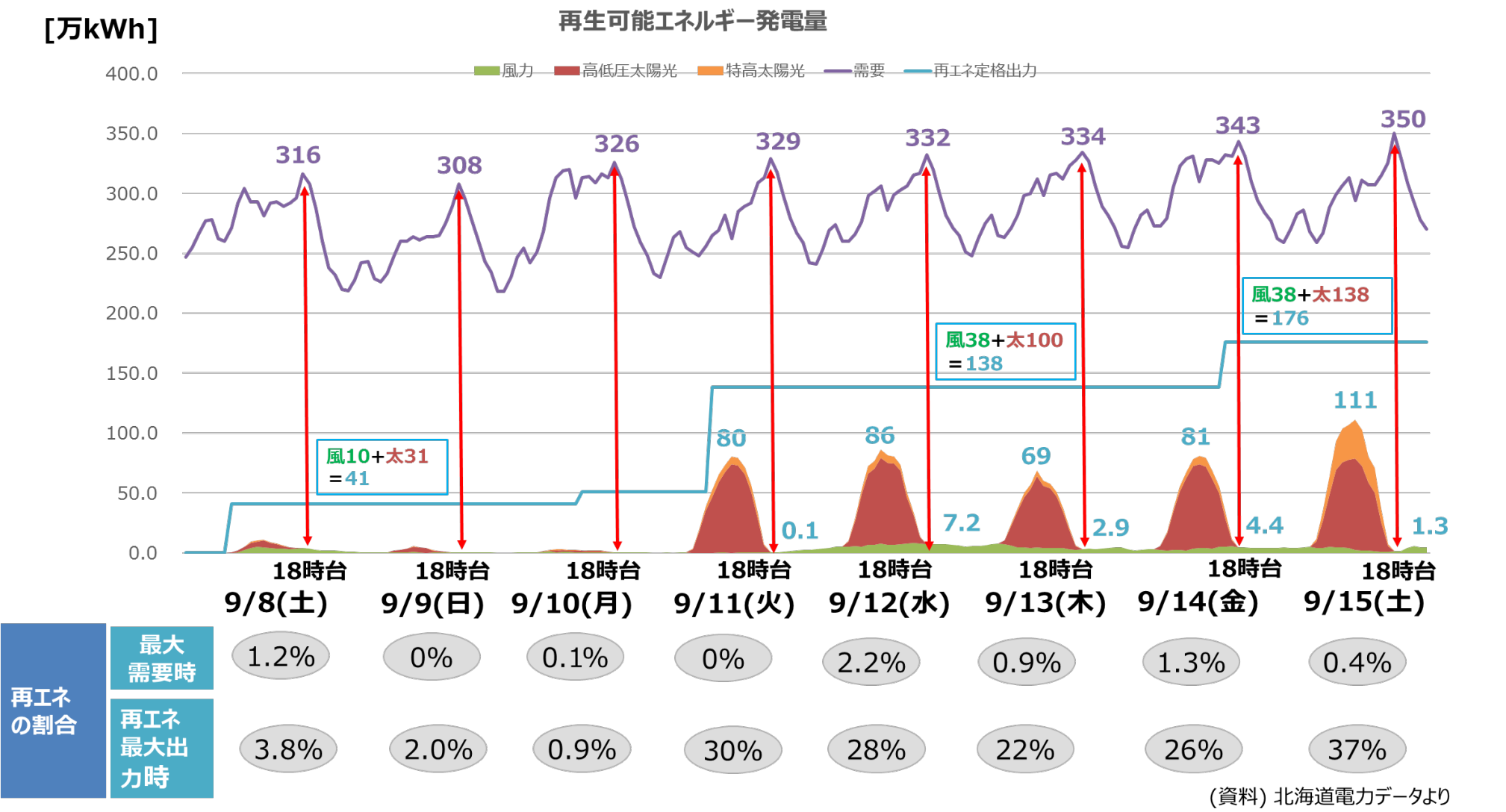
風力 +28

高圧太陽光 +59

特別高圧太陽光
+38

※低圧太陽光（うち住宅用は16）は停電解消後に事業者側の復旧に合わせて発電開始。

■ 再生可能エネルギーは出力最大時は需要比で20～30%程度で推移している一方、**最大需要時（18時台）**には**太陽光の出力が低下**するため需要に占める割合は低くなる。



災害時における家庭用太陽光発電設備の稼働状況について

- 家庭用太陽光発電設備の多くは、**停電時に自立運転を行う機能**を備えており、昼間の日照がある時間帯には太陽光により発電された電気を利用することが可能。**今般の地震後、経済産業省は、ホームページやツイッターを通じて、自立運転機能の活用方法を周知。**
- 今般の震災においても、**自立運転機能等の利用により、停電時でも電力利用を継続できた家庭が多数存在**することが確認されている（さらなる詳細は調査中）。

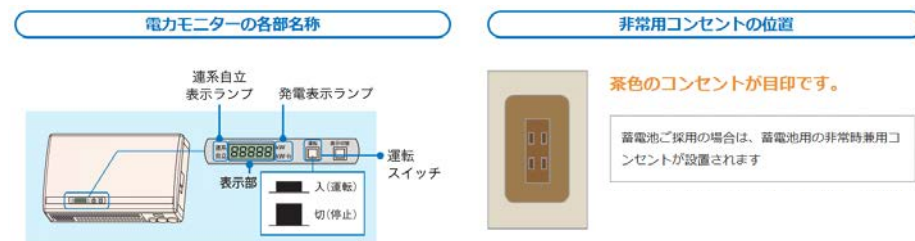
（参考 1）自立運転機能について

- 自立運転機能の使用方法は、概ね以下のとおりだが、メーカーや機種により操作方法が異なる場合があるので、取扱説明書の確認が必要。

- ① 自立運転用コンセント（茶色のコンセントが目印）の位置を確認し、取扱説明書で「自立運転モード」への切り替え方法を確認する。
- ② 主電源ブレーカーをオフにし、太陽光発電ブレーカーをオフにする。
- ③ 「自立運転モード」に切り替え、自立運転用コンセントに必要な機器を接続して使用する。

※停電が復旧した際は、必ず元に戻す。（自立運転モード解除⇒太陽光発電用ブレーカーをオン⇒主電源ブレーカーをオンの順で復帰）

＜ソーラーフロンティアの例＞



（参考 2）「自立運転機能」を活用した方の声

- 停電になっても、特に問題がなく、テレビもつけて情報を得ていた。冷蔵庫は付いたままで、食料も大丈夫だった。携帯の充電も問題なし。
- 冷蔵庫、テレビ、携帯充電が使えた。友達にも充電してあげることができ、喜んでもらった。
- テレビ視聴、ケータイ充電、炊飯、洗濯ができた。太陽が出ている間は困ることがなかった。
- （蓄電機能付きPVユーザー）停電であることに気づかなかった。

経産省ツイッター（2018/09/06）

- ご自宅の屋根などに太陽光発電パネルを設置されている方は、停電時でも住宅用太陽光発電パネルの自立運転機能で電気を使うことができます。自立運転機能の使用方法などは、こちらをご覧ください。

http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/announce/20180906.pdf

災害時におけるZEBの役割・蓄電池の稼働状況について

- 台風21号および北海道胆振東部地震による大規模停電においては、**ZEB（ネット・ゼロ・エネルギー・ビル）などにおいて電源を確保できた事例が報告されている。**
- また、資源エネルギー庁の実証事業により、北海道電力の管内にサイト用蓄電池（1.5MW）及びメガソーラー（5MW）を設置。事業終了後、稚内市に譲渡。9月6日（木）3:08に地震により、**当該蓄電池は系統から自動解列。すぐに系統から独立して、自営線で連系した公園、球場等に電力を供給し、非常電源として活躍。**現在も問題なく運転中。

ZEB

＜サービス付高齢者向け住宅における事例（北電管内）＞

- ・平成25年度当初予算による支援を受け新築されたサービス付き高齢者向け住宅（入居戸数：21戸）。
- ・新築時、非常時に備え太陽光発電設備が発電した電気を建物内事務所の壁コンセントで使えるように設計していた。
- ・地震発生直後に停電となったが、事前に策定していたマニュアルに従い対応したことで、当初設計通り、携帯電話・スマホ等の充電、テレビ、ラジオ、冷蔵庫の電源を確保できた。



屋根（赤枠部分）に
太陽光パネルを設置

蓄電池から球場等への電力供給

（実証概要）

- 実証事業名：大規模電力供給用太陽光系統安定化等実証研究
（平成18年度～22年度：69.8億円）
- 実証項目：大規模PVのNAS電池による出力制御技術の開発
（北海道電力、明電社、日本気象協会ほか）
- 運転開始日：平成21年2月
※実証終了後の平成23年に稚内市に無償譲渡。

（システム概要）

- 定格出力：1.5MW 蓄電池容量：11.8MWh
北海道電力変電所33kV連系



大型蓄電システム施設



メガソーラー（左）と自営線で連系している球場（右上）

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状について

(1) 直近の政策動向

〔参考〕北海道胆振東部地震を踏まえた電力需給の状況について
(再生可能エネルギーを中心に)

(2) 直近のデータについて (総論)

(各電源の状況)

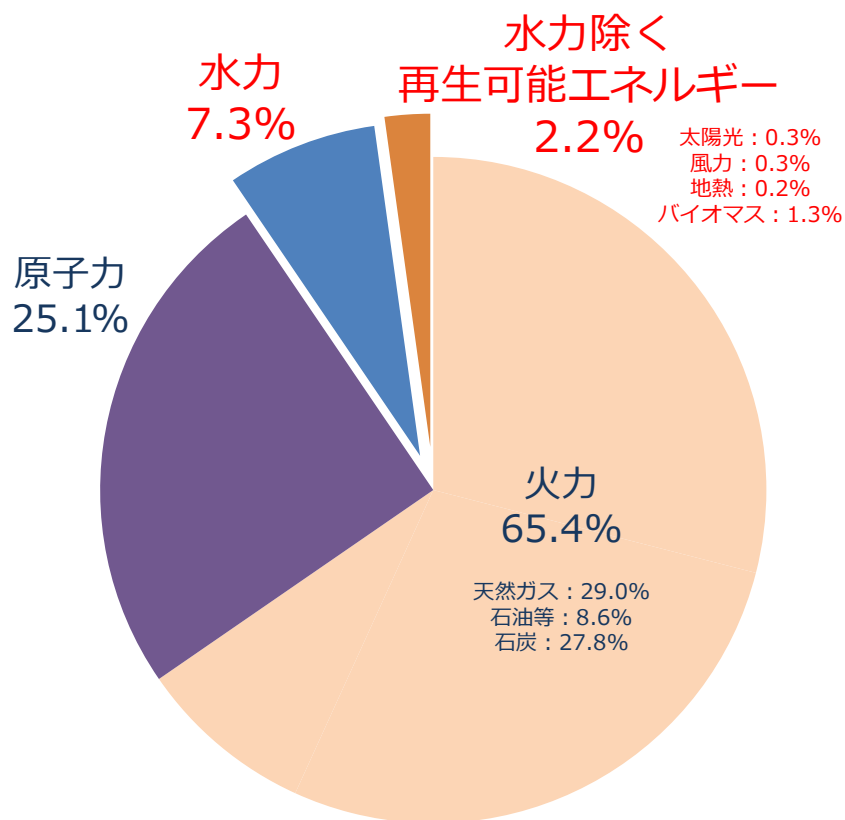
2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案について

再生可能エネルギーの導入状況（１）電源構成

- 2016年度の電源構成に占める再生可能エネルギーの比率は14.5%となり、2010年度の9.5%から大きく増加。このうち、水力発電は7.6%、水力発電以外の再生可能エネルギーが6.9%となっている。

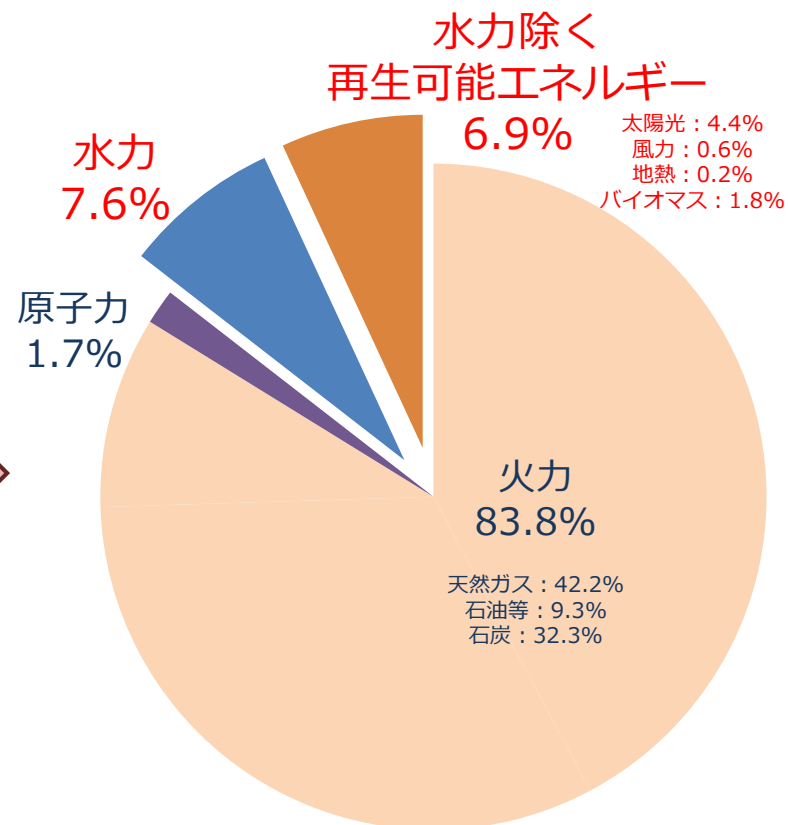
＜2010年度の電源構成＞

再エネ比率 = 9.5%

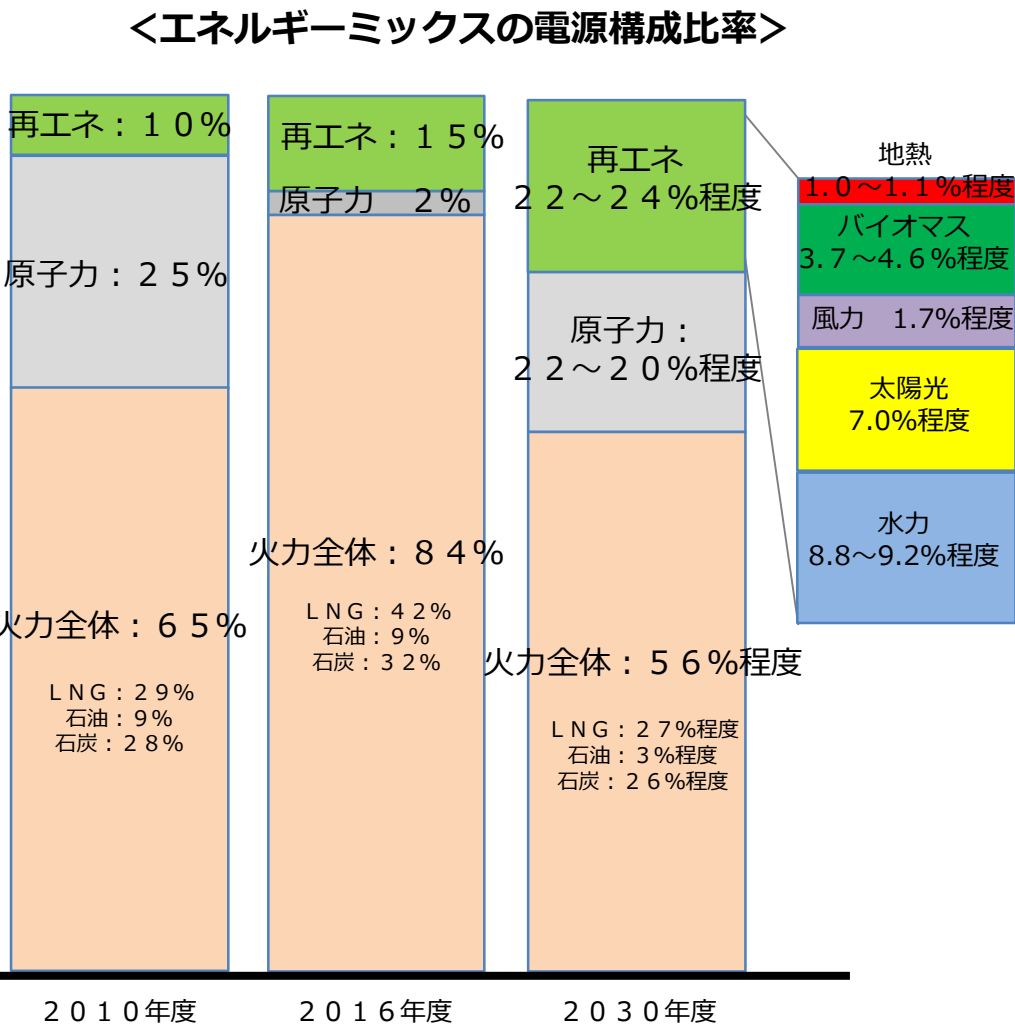


＜2016年度の電源構成＞

再エネ比率 = 14.5%



■ エネルギーミックスでは、**2030年度の電源構成に占める再生可能エネルギー比率は22～24%**となっており、まずはこの実現に向けて取組を進めていくことが重要。



単位： kW	導入量 18年3月	FIT前導入量 +FIT認定量 (18年3月)	ミックス (2030年度)	ミックス に対する 導入進捗率
太陽光	4,450万	7,570万	6,400万	約70%
風力	350万	910万	1,000万	約35%
地熱	54万	60万	140～155万	約37%
中小水力	970万	980万	1,090～1,170万	約86%
バイオ	360万	970万	602～728万	約54%

※バイオマスはバイオマス比率考慮後出力。
※改正FIT法による失効分は、2017年4月以降の失効分も含めて反映済。
※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。
※地熱・中小水力・バイオの「ミックスに対する進捗率」はミックスで示された値の中間値に対する導入量の進捗率。

再生可能エネルギーの導入状況（３）FIT認定量・導入量

- 2018年3月末時点で、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備は、**約4,148万kW**（制度開始前の約2.0倍）。FIT認定容量は、**約8,524万kW**。
- FIT認定容量のうち、運転開始済の割合は**約49%**。FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備の**約94%**、FIT認定容量の**約82%**を太陽光が占める。

＜2018年3月末時点のFIT認定量・導入量＞

設備導入量（運転を開始したもの）

再生可能 エネルギー 発電設備 の種類	固定価格買取 制度導入前	固定価格買取制度導入後							認定容量
	2012年6月末 までの 累積導入量	2012年度 の 導入量 (7月～3月末)	2013年度 の 導入量	2014年度 の 導入量	2015年度 の 導入量	2016年度 の 導入量	2017年度 の 導入量	制度開始後 合計	固定価格買取 制度導入後 2012年7月～ 2018年3月末
太陽光 (住宅)	約470万kW	96.9万kW (211,005件)	130.7万kW (288,118件)	82.1万kW (206,921件)	85.4万kW (178,721件)	79.4万kW (161,273件)	66.1万kW (133,205件)	540.8万kW (1,179,211件)	575.4万kW (1,245,908件)
太陽光 (非住宅)	約90万kW	70.4万kW (17,407件)	573.5万kW (103,062件)	857.2万kW (154,986件)	830.6万kW (116,700件)	543.7万kW (72,656件)	475.4万kW (53,417件)	3,350.8万kW (518,260件)	6,433.1万kW (684,727件)
風力	約260万kW	6.3万kW (5件)	4.7万kW (14件)	22.1万kW (26件)	14.8万kW (61件)	31.0万kW (157件)	17.6万kW (322件)	96.5万kW (585件)	653.0万kW (6,163件)
地熱	約50万kW	0.1万kW (1件)	0万kW (1件)	0.4万kW (9件)	0.5万kW (10件)	0.5万kW (8件)	0.6万kW (22件)	2.1万kW (51件)	8.2万kW (78件)
中小水力	約960万kW	0.2万kW (13件)	0.4万kW (27件)	8.3万kW (55件)	7.1万kW (90件)	7.9万kW (100件)	7.5万kW (86件)	31.4万kW (371件)	116.8万kW (580件)
バイオマス	約230万kW	1.7万kW (9件)	4.9万kW (38件)	15.8万kW (48件)	29.4万kW (56件)	33.3万kW (67件)	40.9万kW (77件)	126.0万kW (295件)	737.7万kW (591件)
合計	約2,060万 kW	175.6万kW (228,440件)	714.2万kW (391,260件)	986.0万kW (362,045件)	967.7万kW (295,638件)	695.8万kW (234,261件)	608.1万kW (187,129件)	4,147.5万kW (1,698,773件)	8,524.3万kW (1,938,047件)

48.7%

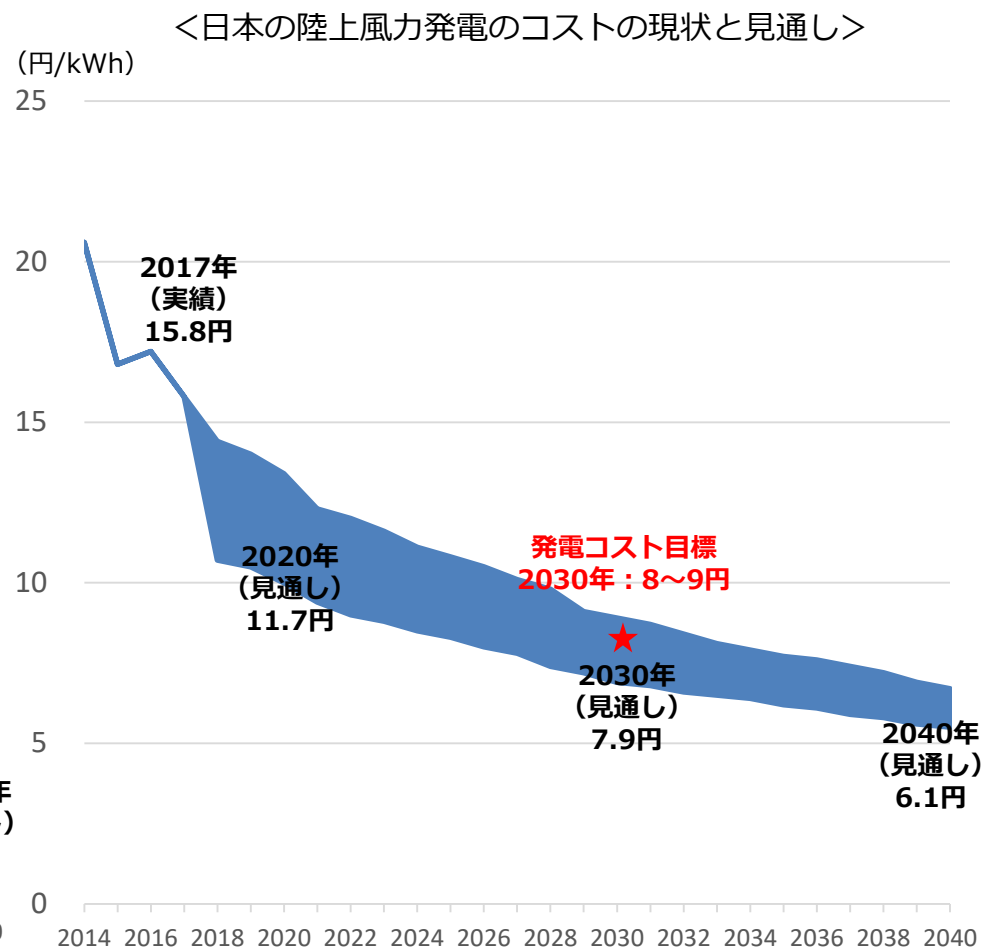
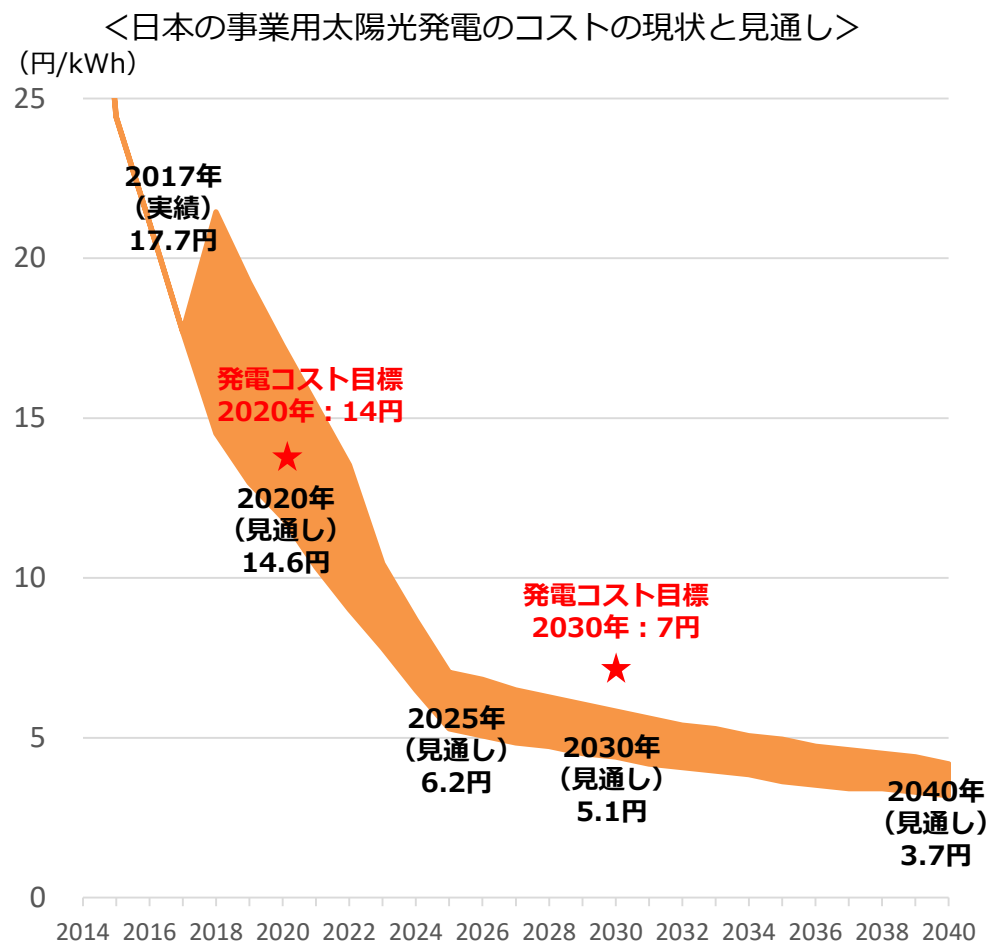
※バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。 ※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。

※改正FIT法による失効分は、2017年4月以降の失効分も含めて反映済。

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。

再生可能エネルギーの発電コスト 現状と見通し

- 民間調査機関のデータによると、現状の発電コストは、**事業用太陽光発電で2017年17.7円/kWh、風力発電で2017年15.8円/kWh**程度となっている。
- また、発電コストの見通しとしては、**事業用太陽光発電で2030年5.1円/kWh、風力発電で2030年7.9円/kWh**程度といった水準が示されている。



※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。2018年以降は見通し。資金調達コストを踏まえた割引率は太陽光：3%、風力：4%程度で計算。1\$=110円換算で計算。
 なお、Bloomberg NEFの推計は、日本の2020年度までは現行のFIT制度、2020年度以降はFIT制度からの自立化を前提としている。見通しのコストの値は、上位ケースと下位ケースの中央値。

FIT制度の調達価格

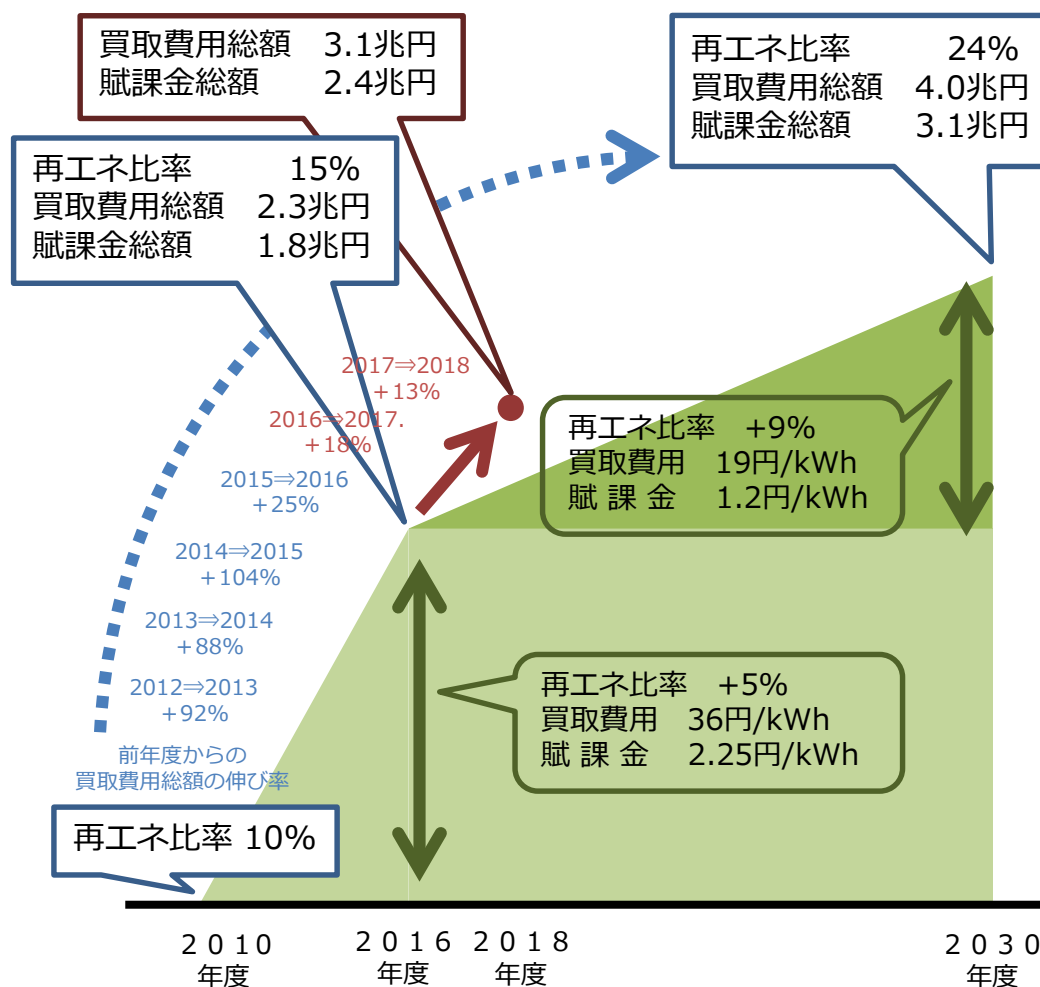
電源 【調達期間】	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2030年 価格目標	
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	4 0 円	3 6 円	3 2 円	2 9 円 2 7 円※1	2 4 円	入札制移行 (2,000kW以上)					7円	
				2 1 円 (10kW以上2,000kW未満)		1 8 円 (10kW以上2,000kW未満)						
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	4 2 円	3 8 円	3 7 円	3 3 円 3 5 円※2	3 1 円 3 3 円※2	2 8 円 3 0 円※2	2 6 円 2 8 円※2	2 4 円 2 6 円※2			市場価格 (2020年以降の目標)	
風力 【20年】	2 2 円(20kW以上) ※4					21円 (20kW以上) ※4	2 0 円 ※4	1 9 円 ※4	1 8 円 ※4		8～9円	
	5 5 円(20kW未満) ※3											
	3 6 円 (洋上風力 (着床式・浮体式))					3 6 円 (着床式) ※5						
						3 6 円 (浮体式)		3 6 円(浮体式)				
地熱 【15年】	2 6 円(15000kW以上) ※4										FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す	
	4 0 円(15000kW未満) ※4											
水力 【20年】	2 4 円(1000kW以上30000kW未満) ※4					24円	2 0 円(5000kW以上30000kW未満) ※4					
							2 7 円 (1000kW以上5000kW未満) ※4					
	2 9 円(200kW以上1000kW未満) ※4											
	3 4 円(200kW未満) ※4											
バイオマス 【20年】	3 9 円 (メタン発酵ガス)											
	3 2 円(間伐材等由来の木質バイオマス)			4 0 円(2000kW未満)								
				3 2 円(2000kW以上)								
	2 4 円(一般木材等バイオマス)					2 4 円 (20,000kW以上)	2 1 円 (20,000kW以上)	入札制移行 (10,000kW以上)				
						2 4 円 (20,000kW未満)		2 4 円 (10,000kW未満)				
	2 4 円(バイオマス液体燃料)					2 4 円 (20,000kW以上)	2 1 円 (20,000kW以上)	入札制移行				
						2 4 円 (20,000kW未満)						
	1 3 円(建設資材廃棄物)											
1 7 円(一般廃棄物・その他のバイオマス)												

※ 3 小型風力は、真に開発中の案件に限って経過措置を設ける。 ※ 4 風力・地熱・水力のリブレースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。

※ 5 一般海域利用ルール適用案件は、ルール開始に合わせて入札制移行。

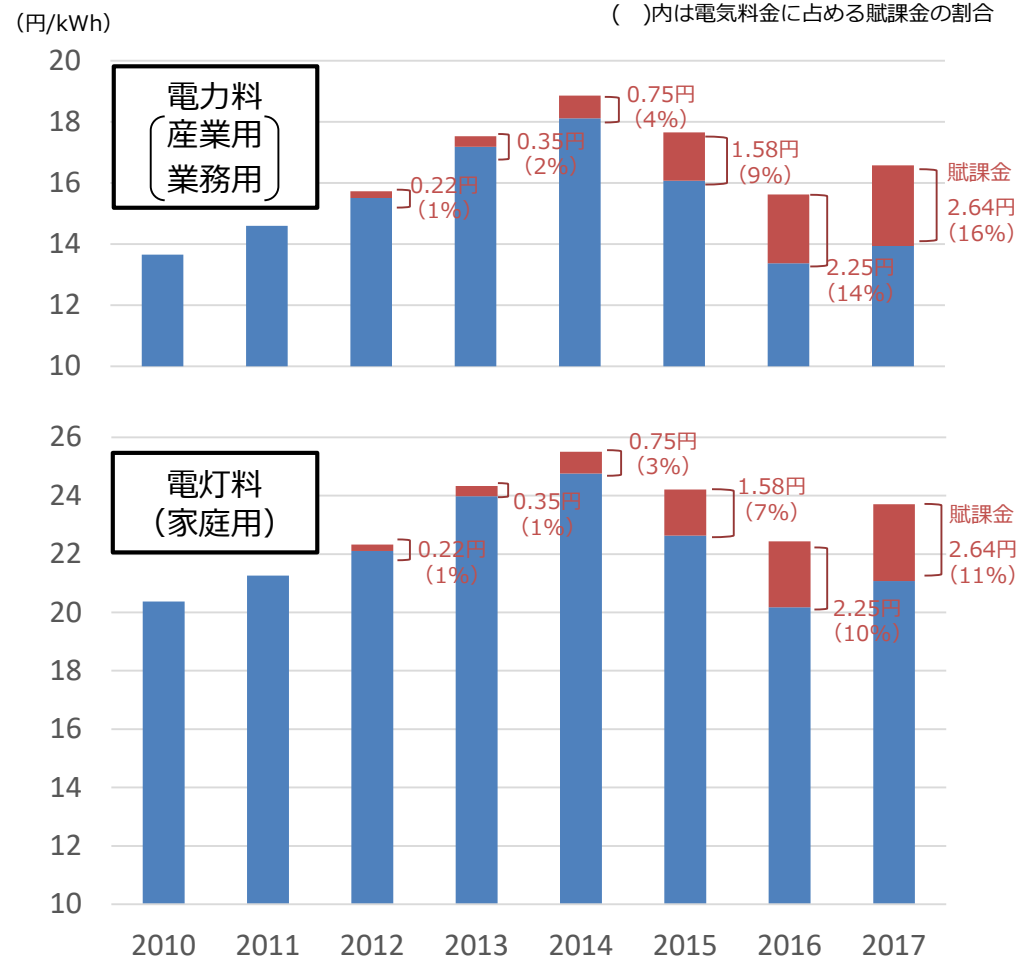
国民負担の状況

- 2018年度の買取費用総額は3.1兆円、賦課金（国民負担）総額は2.4兆円となっている。
- 電気料金に占める賦課金の割合は、産業用・業務用で16%、家庭用で11%に増大している。



＜旧一般電気事業者の電気料金平均単価と賦課金の推移＞

()内は電気料金に占める賦課金の割合



(注) 2016年度・2018年度の買取費用総額・賦課金総額は試算ベース。

2030年度賦課金総額は、買取費用総額と賦課金総額の割合が2030年度と2016年度が同一と仮定して算出。

kWh当たりの買取金額・賦課金は、(1) 2016年度については、買取費用と賦課金については実績ベースで算出し、

(2) 2030年度までの増加分については、追加で発電した再エネが全てFIT対象と仮定して機械的に、①買取費用は総買取費用を総再エネ電力量で除したものと、②賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

(注) 電力需要実績確報（電気事業連合会）、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁作成。
なお、旧一般電気事業者の電力料金平均単価はFIT賦課金減免を反映した数字となっている。

- 2012年度・2013年度などにFIT認定された案件を含め、FIT認定を受けているものの、**未稼働となっている案件が多く存在**する。（未稼働案件も系統容量確保済み。）
- 例えば、事業用太陽光の未稼働案件は以下のとおり。
 - 2012年度認定案件のうち、未稼働案件は3,345MW（23%）（※2012年度調達価格：40円/kWh）
 - 2013年度認定案件のうち、未稼働案件は12,841MW（49%）（※2013年度調達価格：36円/kWh）

（単位：MW）

<事業用太陽光>

	既稼働	未稼働	合計
2012年度認定	11,472	3,345	14,817
2013年度認定	13,547	12,841	26,388
2014年度認定	5,163	7,329	12,492
2015年度認定	1,741	1,771	3,512
2016年度認定	1,421	6,542	7,963
2017年度認定(※1)	164	2,469	2,633
合計(※2)	33,508	34,297	67,804

<風力>

	既稼働	未稼働	合計
2012年度認定	616	110	725
2013年度認定	114	98	212
2014年度認定	187	842	1,029
2015年度認定	41	446	487
2016年度認定	7	4,151	4,158
2017年度認定(※1)	0	1,380	1,381
合計(※2)	965	7,028	7,993

<バイオマス（一般木材等）>

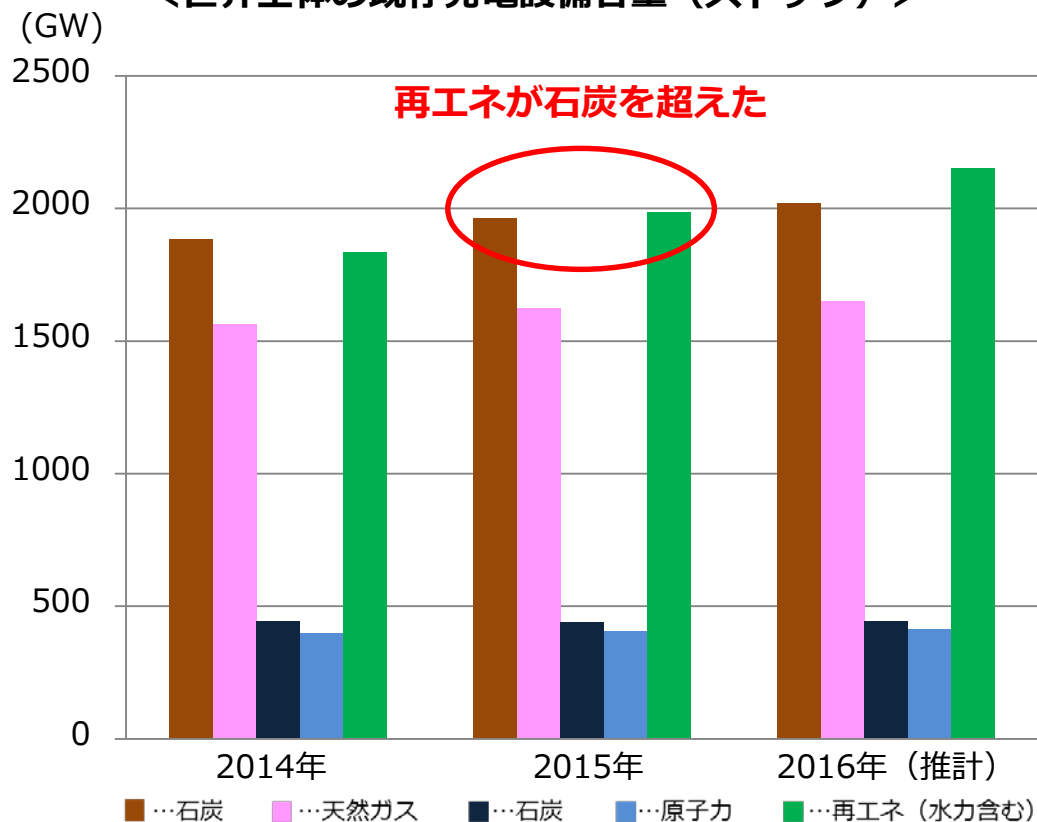
	既稼働	未稼働	合計
2012年度認定	15	0	15
2013年度認定	398	59	457
2014年度認定	160	275	435
2015年度認定	89	465	553
2016年度認定	0	8,743	8,743
2017年度認定(※1)	0	1,706	1,706
合計(※2)	662	11,247	11,909

※1 2017年度認定は、2018年4月から6月の間に新規認定された2017年度価格案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。

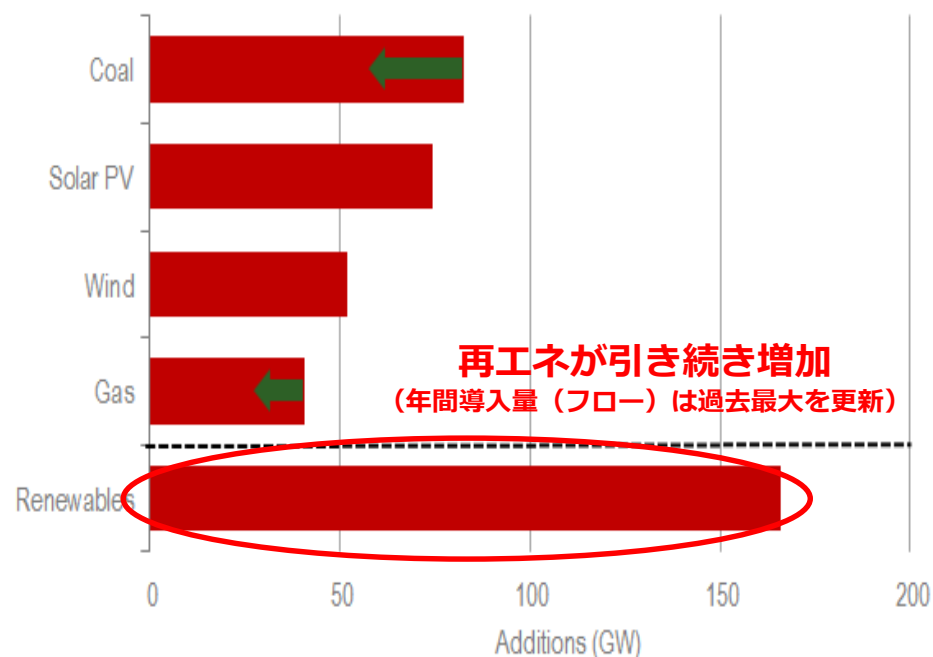
※2 改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分については、事業用太陽光：2,430MW（約1.9万件）、風力：約1,230MW（2,464件）バイオマス（一般木材等）：約5,520MW（186件）を確認している。

- 世界の再生可能エネルギー発電設備の容量（ストック）は2015年に約2,000GW程度まで増加し、石炭発電設備の容量を超えた。
- 2016年も引き続き再生可能エネルギー発電設備の容量は増加。年間導入量（フロー）は過去最大を更新した。

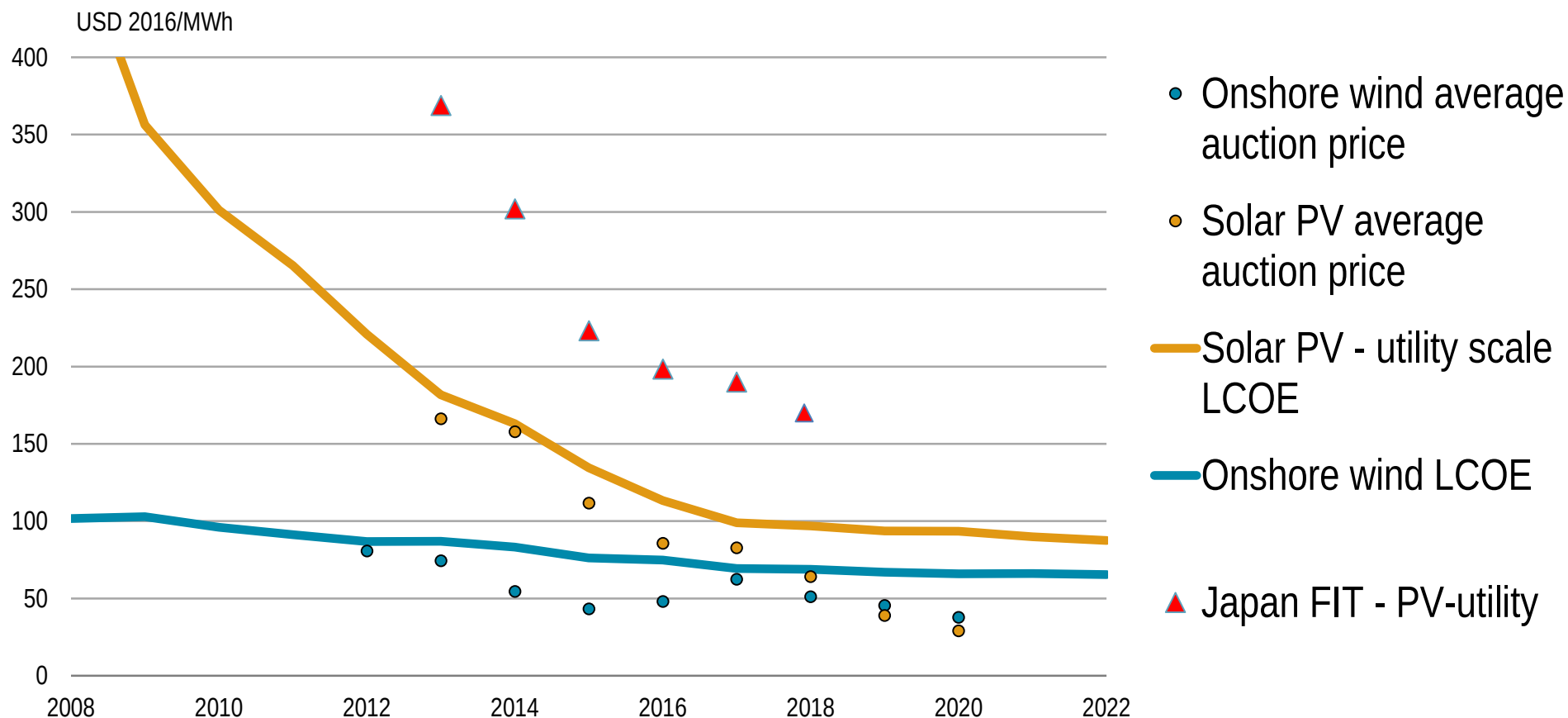
＜世界全体の既存発電設備容量（ストック）＞



＜世界全体の発電設備容量の増加（2016年フロー）＞



- 世界では、太陽光発電・風力発電を中心に再エネコストが低減傾向。
- なお、世界のLCOEと入札制度における落札価格の関係を分析すると、太陽光発電・陸上風力発電ともに、落札価格の平均値はLCOEの水準よりも低い傾向となっている。



※IEA Renewables 2017をもとに資源エネルギー庁作成。

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状について

(1) 直近の政策動向

〔参考〕北海道胆振東部地震を踏まえた電力需給の状況について
(再生可能エネルギーを中心に)

(2) 直近のデータについて (総論) (各電源の状況)

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案について

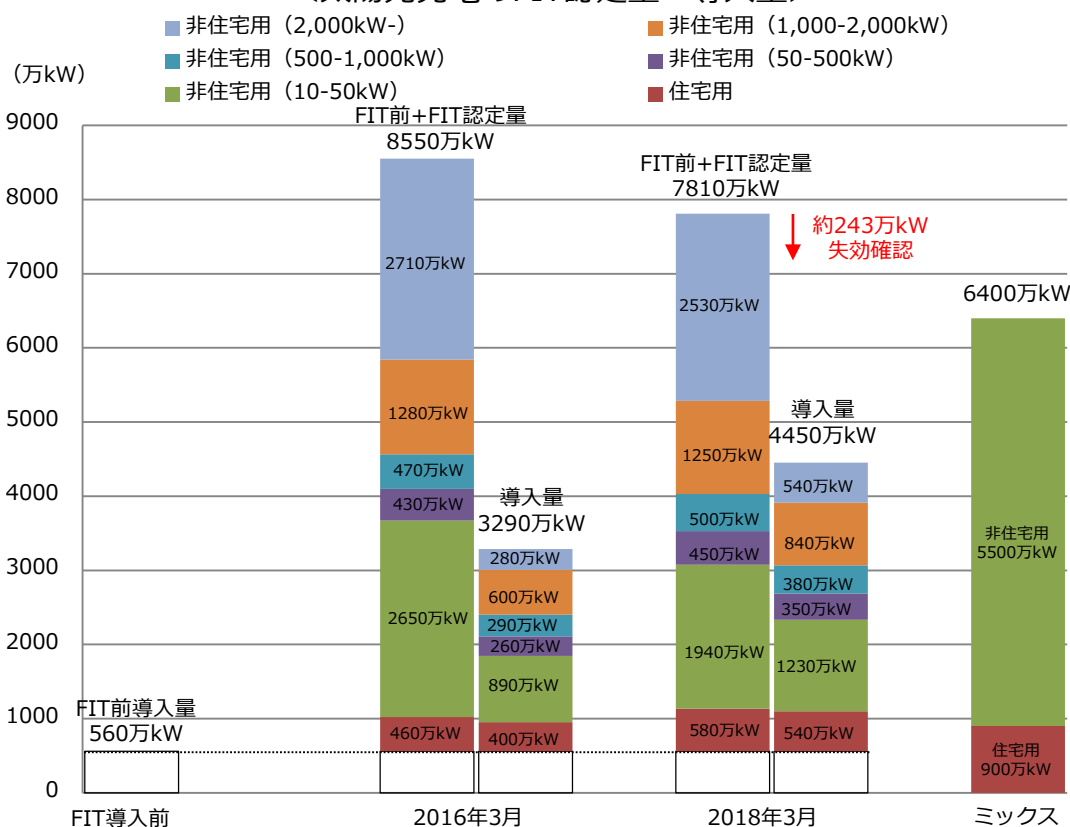
太陽光発電 FIT認定量・導入量・各国の買取価格

- 太陽光発電については、**エネルギーミックス (6,400万kW)** の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT認定量は**7,810万kW** (※) 導入量は**4,450万kW**。10kW～50kWの案件が多く、事業用太陽光の全件数に占める割合は、FIT認定量・導入量ベースともに95%程度となっている。

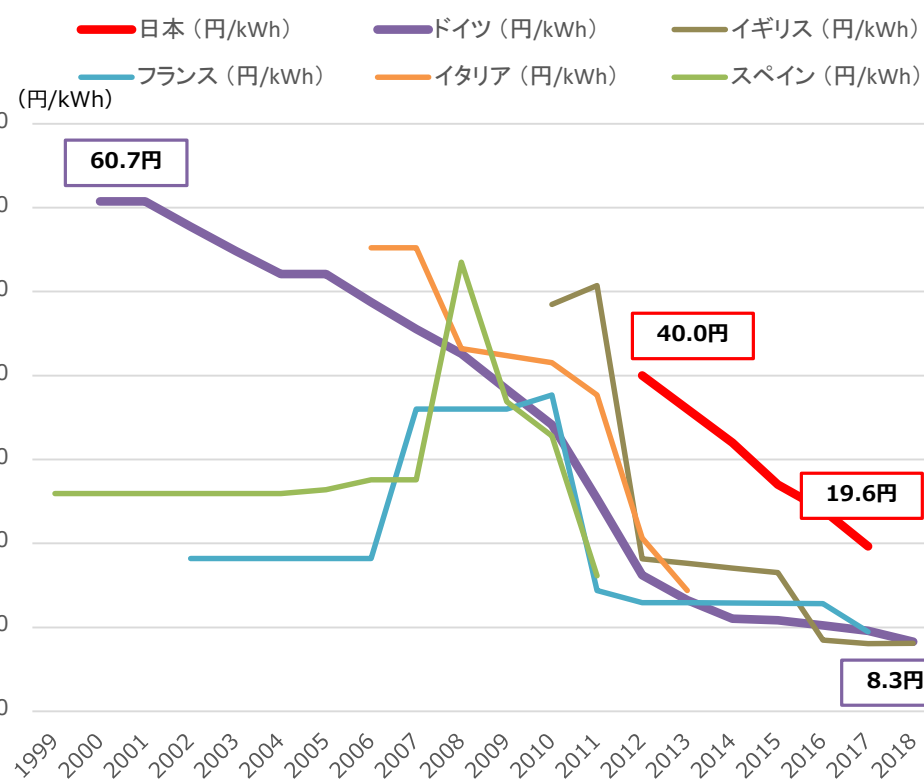
(※) このうち、改正FIT法による2017年4月以降の失効分として約243万kW (約1.9万件) を確認している。

- 最新の買取価格は、住宅用 (10kW未満) の2019年度の調達価格が**24円/kWh**、事業用 (10kW以上2,000kW未満) の2018年度の価格が**18円/kWh**であるが、**海外の買取価格と比べて高い**。**事業用 (2,000kW以上) は入札対象**となっている。

＜太陽光発電のFIT認定量・導入量＞



＜太陽光発電 (2,000kW) の各国の買取価格＞



※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、事業用太陽光：約243万kW (約1.9万件) を確認している。

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。

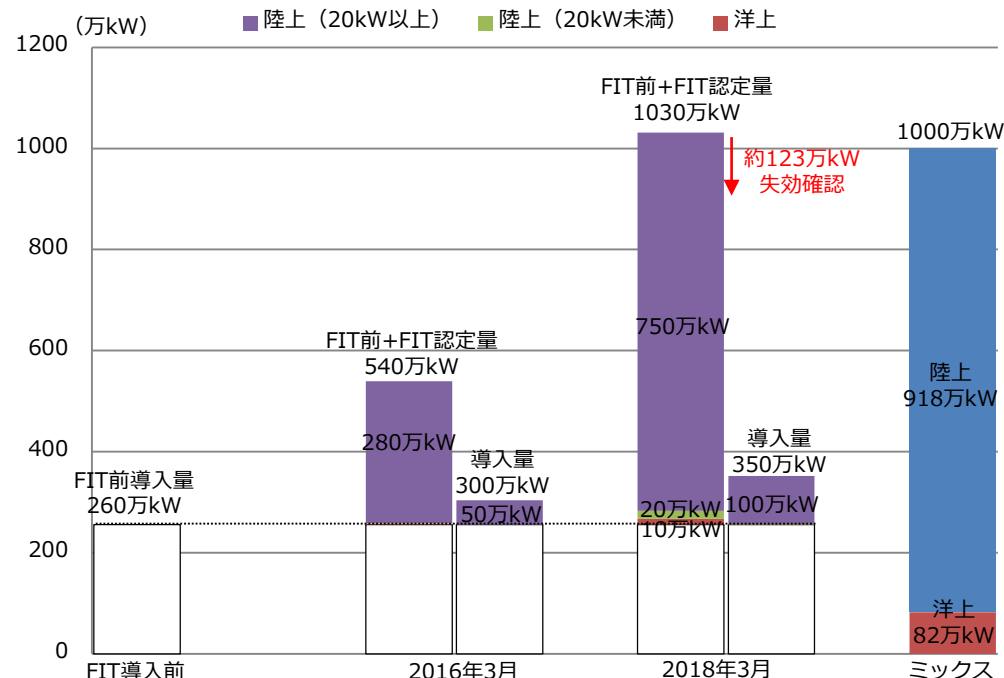
※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。

欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

風力発電 FIT認定量・導入量・各国の買取価格

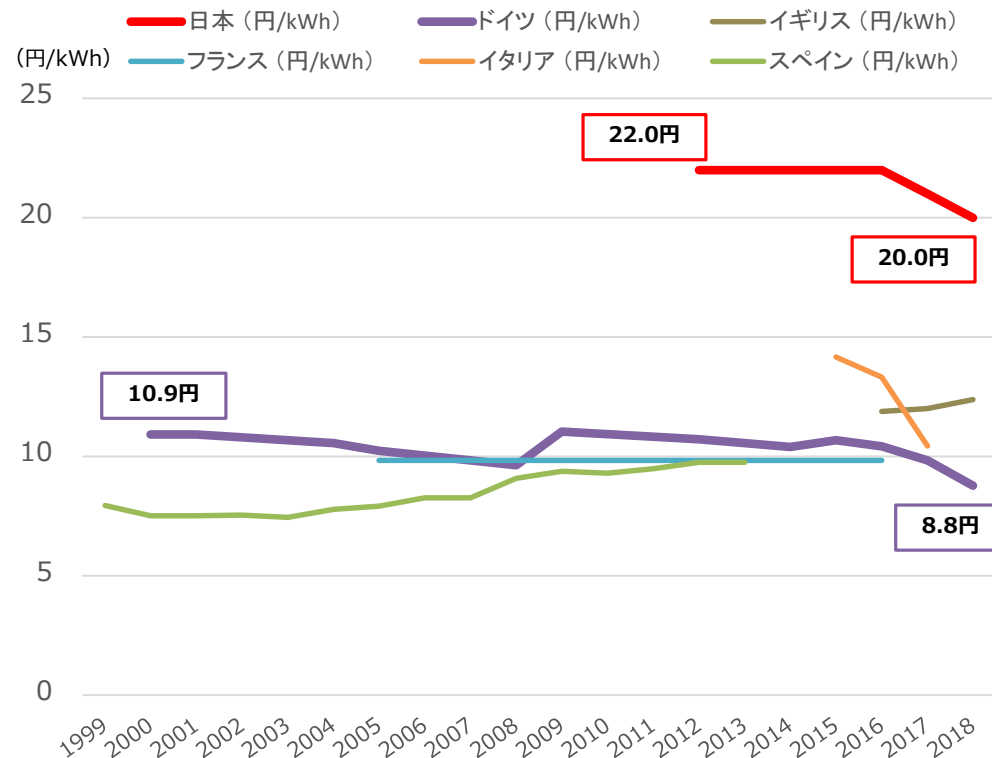
- 風力発電については、**エネルギーミックス（1,000万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**1,030万kW**（※）、導入量は**350万kW**。洋上風力（着床式・浮体式）発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。
（※）このうち、改正FIT法による2017年4月以降の失効分として約123万kW（2,464件）を確認している。
- 最新の買取価格は、陸上風力の2020年度の調達価格が**18円/kWh**、洋上風力の2019年度（着床式）・2020年度（浮体式）の調達価格が**36円/kWh**であるが、**海外の買取価格と比べて高い。一般海域の海域利用ルール**の適用案件は、**ルール開始とあわせて入札制に移行すること**となっている。

＜風力発電のFIT認定量・導入量＞



※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、約123万kW（2,464件）を確認している。
※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。

＜風力発電（20,000kW）の各国の買取価格＞

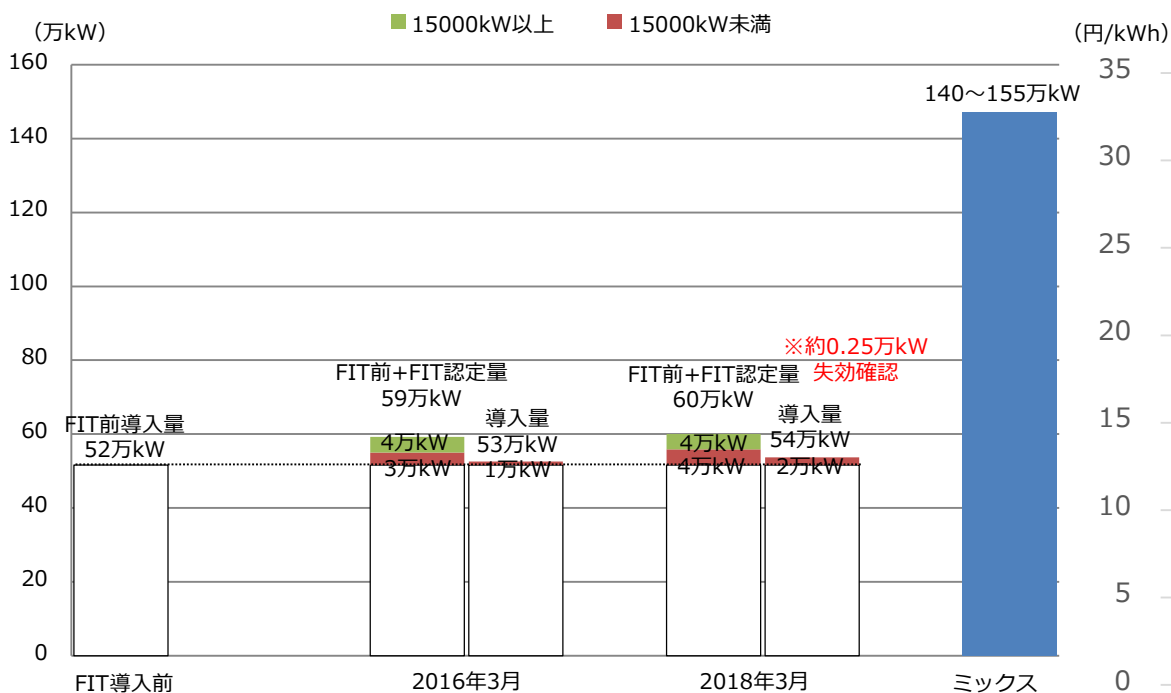


※資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

地熱発電 FIT認定量・導入量・各国の買取価格

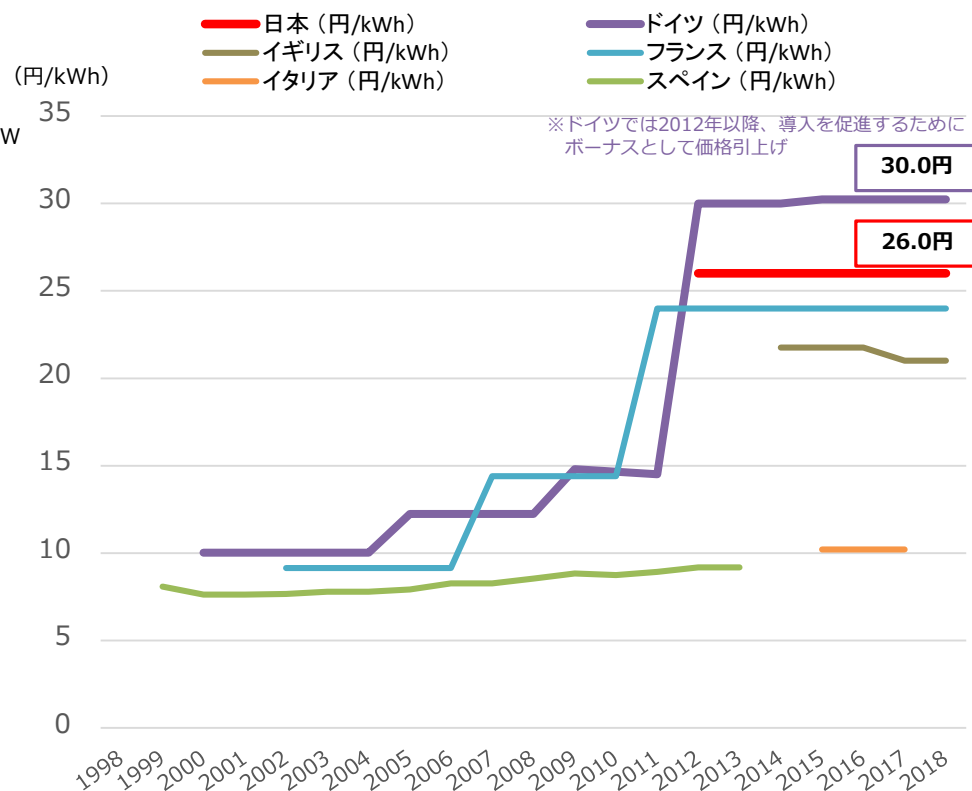
- 地熱発電については、**エネルギーミックス（140～155万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT認定量は**60万kW**（※）、導入量は**54万kW**。
（※）このうち、改正FIT法による2017年4月以降の失効分として約0.25万kW（15件）を確認している。
- 最新の買取価格は、2020年度の調達価格が15,000kW以上で**26円/kWh**、15,000kW未満で40円/kWhとなっている。

<地熱発電のFIT認定量・導入量>



※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、約0.25万kW（15件）を確認している。
※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。

<地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格>

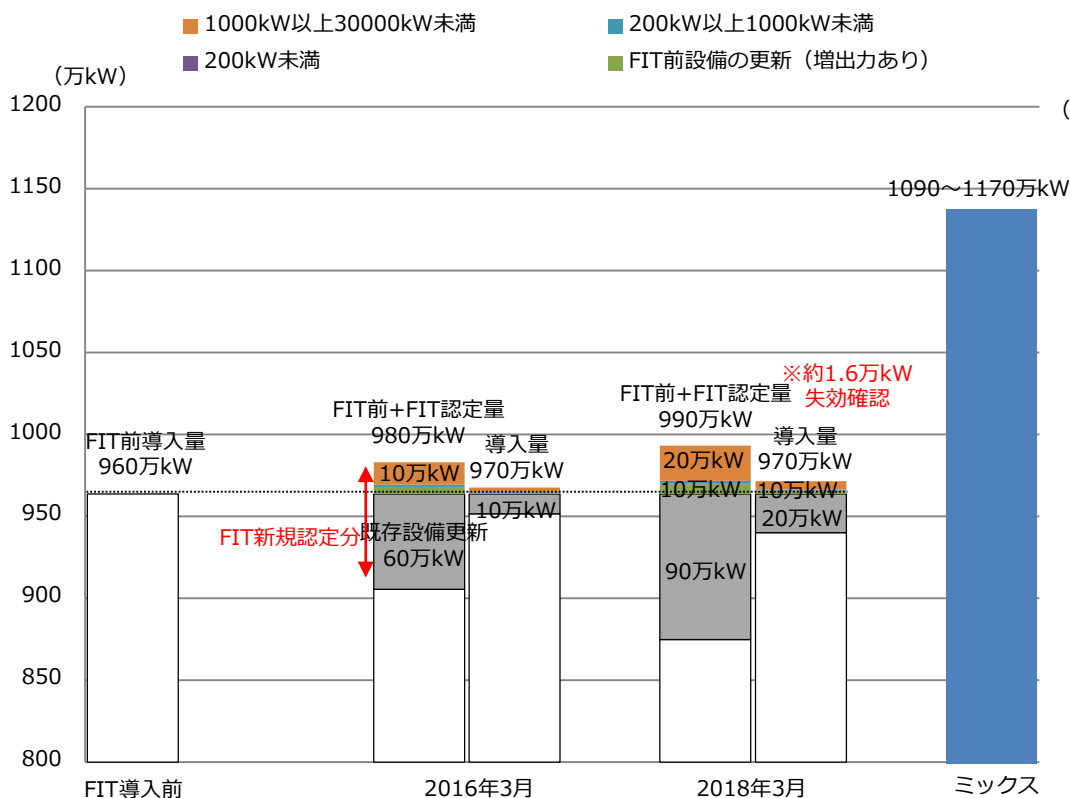


※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。ただし、イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

中小水力発電 FIT認定量・導入量・各国の買取価格

- 中小水力発電については、**エネルギーミックス（1,090～1,170万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**990万kW**（※）、導入量は**970万kW**。
（※）このうち、改正FIT法による2017年4月以降の失効分として約1.6万kW（14件）を確認している。
- 最新の買取価格は、2020年度の調達価格が200kW以上1,000kW未満で**29円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。

＜中小水力発電のFIT認定量・導入量＞

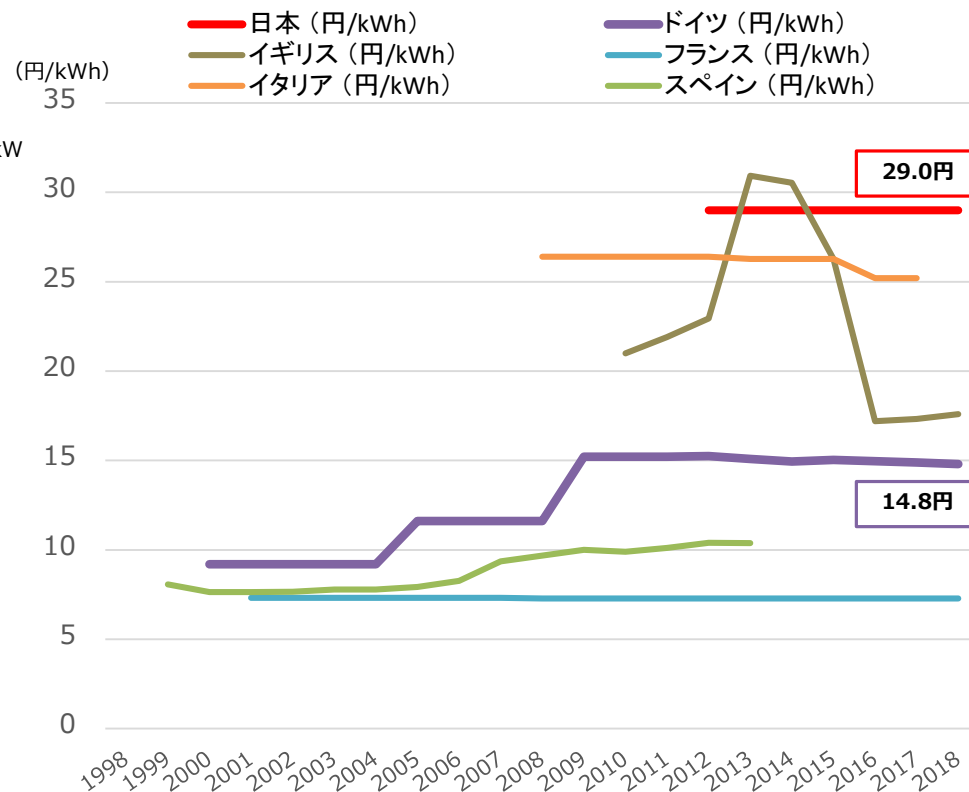


※改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分については、約1.6万kW（14件）を確認している。

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。

※新規認定案件の75%は既存設備の更新（増出力なし）、5%は既存設備の更新（増出力あり）と仮定している。

＜中小水力発電（200kW）の各国の買取価格＞



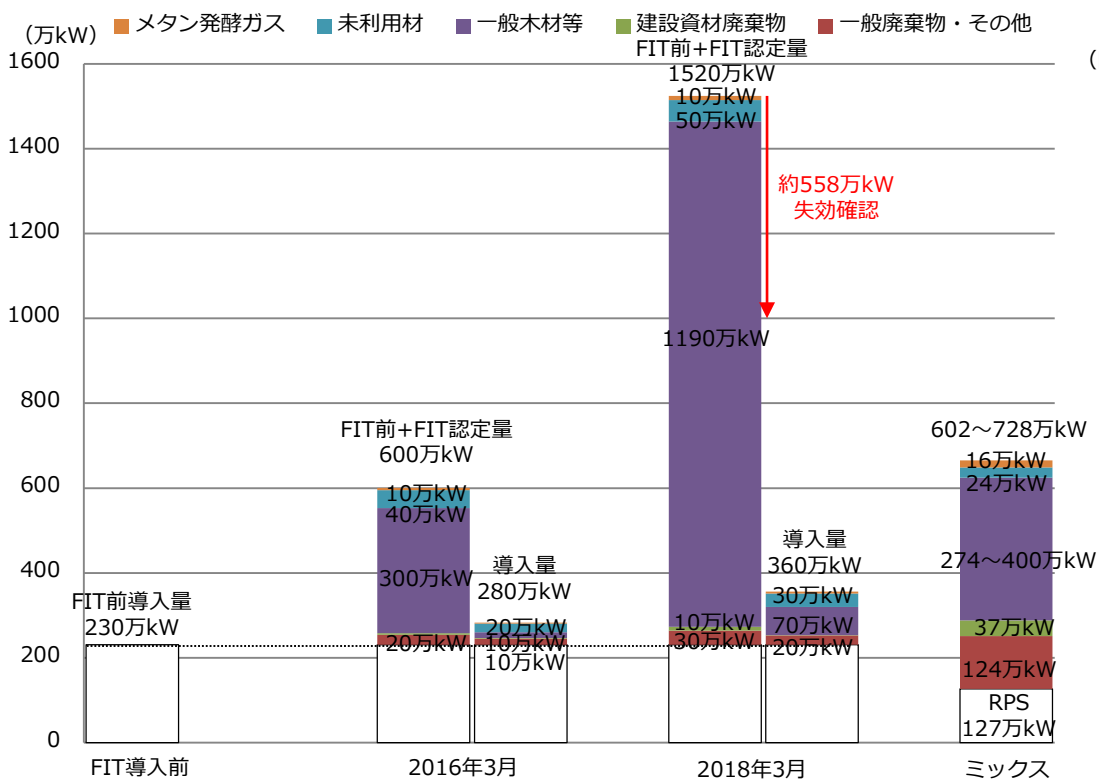
※資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。

欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。フランスは発電効率等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

バイオマス発電 FIT認定量・導入量・各国の買取価格

- バイオマス発電については、**エネルギーミックス（602～728万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT認定量は**1,520万kW**（※）、導入量は**360万kW**。2016～2017年度に輸入材を中心とした大規模な一般木材等バイオマス発電のFIT認定量が急増した。
（※）このうち、改正FIT法による2017年4月以降の失効分として約558万kW（240件）を確認している。
- 最新の買取価格は、一般木材等（10,000kW未満）の2018年度の調達価格が**24円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。**一般木材等（10,000kW以上）とバイオマス液体燃料（全規模）については、2018年度より入札制に移行した。**

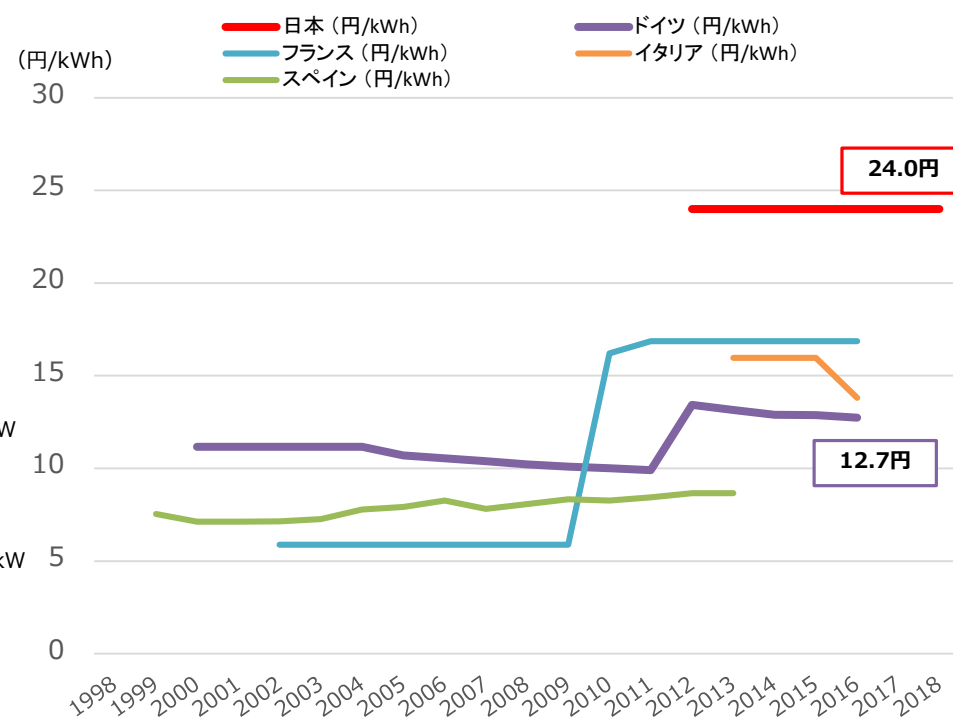
＜バイオマス発電のFIT認定量・導入量＞



※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、約558万kW（240件）を確認している。

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。※バイオマス比率考慮済。

＜バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）の各国の買取価格＞



※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。

欧州（イタリアを除く。）の価格は運転開始年である。イギリスはFIT制度では支援対象外。

入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。

フランス・ドイツは技術等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状について

(1) 直近の政策動向

〔参考〕北海道胆振東部地震を踏まえた電力需給の状況について
(再生可能エネルギーを中心に)

(2) 直近のデータについて (総論) (各電源の状況)

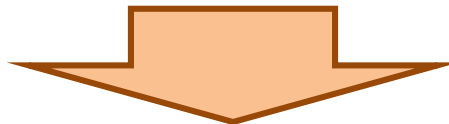
2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案について

昨年度の本委員会で御議論いただいた事項（フレームワーク）

- 昨年度の本委員会では、**コスト低減に向けたさらなる取組の強化**を図るとともに、リードタイムの長い電源については、**改めて向こう3年間の価格等を検討**した。
- 今年度の本委員会では、**昨年度のフレームワークを踏襲**しつつ、あわせて**直近の動向も踏まえた検討**を行っていくことが必要ではないか。

第30回調達価格等算定委員会（2017年9月28日）
資料1より作成

- 再エネの「最大限の導入」と「国民負担の抑制」の両立に向け、改正FIT法に基づく新制度1年目の検討（昨年度）に当たっての基本方針は、
 - 中長期目標を勘案した価格設定
 - 競争を通じて価格低減を図る入札制度の活用
 によってコスト低減を促し、将来的なFITからの自立化を目指すとともに、あわせて、
 - リードタイムの長い電源（風力、地熱、水力、バイオマス）については、事業の予見可能性を高めて導入拡大を図るべく、複数年度（向こう3年間）の価格を設定。
- 新制度2年目の検討（今年度）に当たっては、
 - 各電源について、国際水準を目指し、コスト低減に向けたさらなる取組の強化を図る。
 - リードタイムの長い電源については、国際情勢や導入量等を踏まえて、改めて向こう3年間の価格等を検討
 ※この際、来年度・再来年度の既決事項との関係を整理することが必要。



（今年度の本委員会の議論の方向性（案））

- ◆ **昨年度のフレームワーク**（コスト低減強化+リードタイム長い電源は改めて向こう3年間の価格等を検討）**を踏襲**
- ◆ あわせて**第5次エネルギー基本計画（2018年7月）**において**再エネの主力電源化**が掲げられたことを踏まえて検討

FIT制度の調達価格

今年度の本委員会で御議論いただく事項（案）

電源 【調達期間】	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2030年 価格目標
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	4 0 円	3 6 円	3 2 円	2 9 円 2 7 円※1	2 4 円	入札制移行 (2,000kW以上)					7円
				※1 7/1～ (利潤配慮期間終了後)		2 1 円 (10kW以上2,000kW未満)	1 8 円 (10kW以上2,000kW未満)				
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	4 2 円	3 8 円	3 7 円	3 3 円 3 5 円※2	3 1 円 3 3 円※2	2 8 円 3 0 円※2	2 6 円 2 8 円※2	2 4 円 2 6 円※2			市場価格 (2020年以降の目標)
				※2 出力制御対応機器設置義務あり							
風力 【20年】	2 2 円(20kW以上) ※4					21円 (20kW以上) ※4	2 0 円 ※4	1 9 円 ※4	1 8 円 ※4		8 ～ 9 円
	5 5 円(20kW未満) ※3										
	3 6 円 (洋上風力 (着床式・浮体式))					3 6 円 (着床式) ※5					
						3 6 円 (浮体式)		3 6 円(浮体式)			
地熱 【15年】	2 6 円(15000kW以上) ※4										FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す
	4 0 円(15000kW未満) ※4										
水力 【20年】	2 4 円(1000kW以上30000kW未満) ※4					24円	2 0 円(5000kW以上30000kW未満) ※4				
							2 7 円 (1000kW以上5000kW未満) ※4				
	2 9 円(200kW以上1000kW未満) ※4										
	3 4 円(200kW未満) ※4										
バイオマス 【20年】	3 9 円 (メタン発酵ガス)										
	3 2 円(間伐材等由来の木質バイオマス)			4 0 円(2000kW未満)							
				3 2 円(2000kW以上)							
	2 4 円(一般木材等バイオマス)					2 4 円 (20,000kW以上)	2 1 円 (20,000kW以上)	入札制移行 (10,000kW以上)			
						2 4 円 (20,000kW未満)		2 4 円 (10,000kW未満)			
	2 4 円(バイオマス液体燃料)					2 4 円 (20,000kW以上)	2 1 円 (20,000kW以上)	入札制移行			
						2 4 円 (20,000kW未満)					
	1 3 円(建設資材廃棄物)										
	1 7 円(一般廃棄物・その他のバイオマス)										

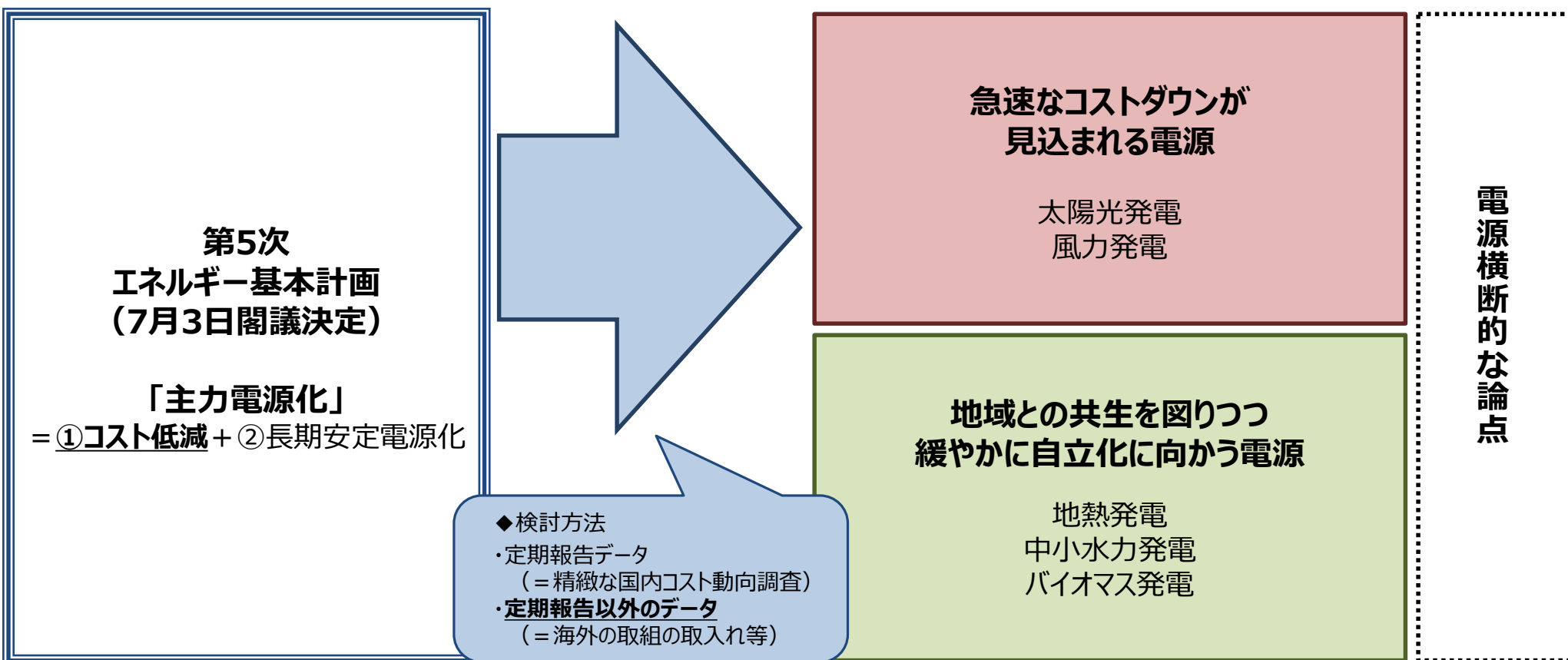
FIT制度
からの
中長期的な
自立化を
目指す

※3 小型風力は、真に開発中の案件に限って経過措置を設ける。 ※4 風力・地熱・水力のリブレースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。

※5 一般海域利用ルール適用案件は、ルール開始に合わせて入札制移行。

今年度の本委員会の主な論点案（全体のフレームワーク）

- 今年度の調達価格等算定委員会では、**第5次エネルギー基本計画**で2030年に向けて再生可能エネルギーを**主力電源化**していく方向性が示されたことを踏まえ、**コスト低減の加速化をより一層強化する方策**を検討していくこととしてはどうか。
- その際、第5次エネルギー基本計画で整理した電源の考え方に基づき、①**急速なコストダウンが見込まれる電源**（太陽光発電・風力発電）と②**地域との共生を図りつつ緩やかに自立に向かう電源**（地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電）のそれぞれに対して、国内外のコスト動向を見極めつつ、**電源の性質に沿った適切な方法でコスト低減を促す**という視点で検討することが重要ではないか。



今年度の本委員会の主な論点案（総論）

<総論（電源横断的な論点）>

● 複数年度価格設定

- 2020年度末にFIT法抜本見直しの期限が到来することも踏まえつつ、2021年度の調達価格等の検討に当たっては、電源の性質に応じて複数年度価格設定の考え方を整理するべきではないか。

● 適正な利潤（IRR）

- 現在のIRR水準の設定から6年が経過している中で、資金調達コストなどの実態を踏まえて、IRRの水準を再検討するべきではないか。（供給量勘案上乗せ措置等）

2016年度の本委員会意見における指摘事項（抜粋）

- （略）来年度以降は全電源のIRRを維持した上で、今後の導入量、FIT認定量等の推移を良く注視して、上乗せ分のIRRの取扱いについて、引き続き検討を行うこととした。

2017年度の本委員会意見における指摘事項（抜粋）

- バイオマス発電については、一般木材等バイオマス区分全体ではFIT認定量が急増していることから、バイオマス発電全体でFIT認定量が急増していると考えて、この措置を廃止するという考え方もある。他方で、一般木材等バイオマス（バイオマス液体燃料以外）の10,000kW未満やメタン発酵ガス・未利用材・建設資材廃棄物・一般廃棄物その他バイオマスの各区分については、認定量の急増は見られないことから、引き続き「供給量勘案上乗せ措置」を継続することとし、今後の導入量やFIT認定量等の推移を良く注視することとした。

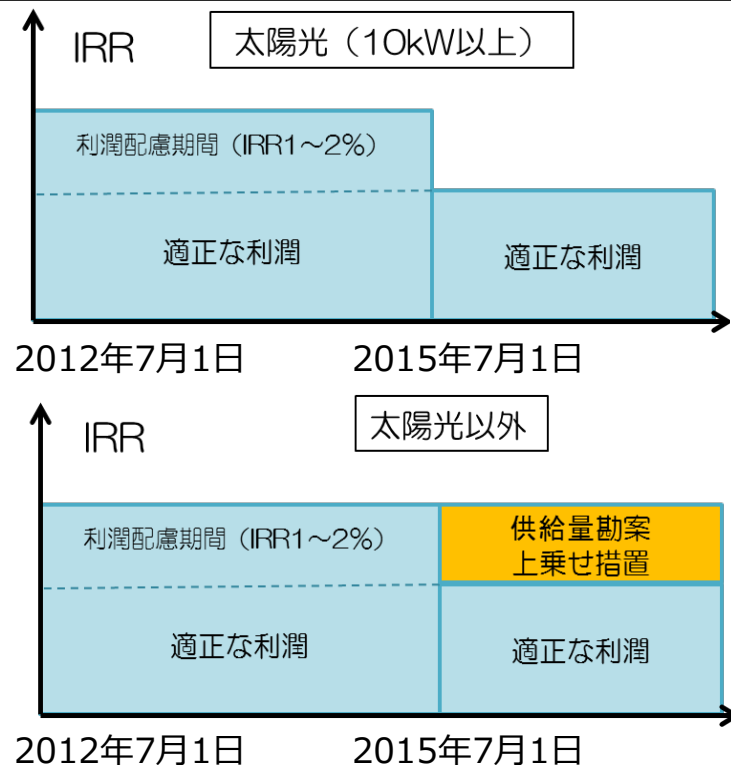
● 発電側基本料金の調整措置（再エネ大量導入・次世代電力NW小委から議論を御提案いただいた事項（参考参照））

- 発電側基本料金は2020年以降に導入されるため、具体的な水準や契約関係・導入時期等を見据えつつ、その調整措置については来年度以降の委員会で検討することとしてはどうか。

- 調達価格の設定に当たって想定している適正な利潤（IRR）の水準は、**制度開始当初に国内外の金利水準や各電源の事業リスクを踏まえて、区分ごとに設定**されたもの。
- FIT制度上、集中的に再エネ電気の利用拡大を図るため、FIT法の施行の日から3年間（2012年7月1日～2015年6月末）については、**利潤配慮期間として1～2%のIRRが上乘せ**されていた。2015年6月末をもって利潤配慮期間は終了したが、太陽光発電以外は十分に導入が進んでいないことから、**「供給量勘案上乘せ措置」**として**1～2%のIRRの上乘せを維持**している。今後どの程度この措置を継続するかについては、**今後の導入量、FIT認定量等の推移を注視**することとされている。

<現行の想定IRR>

	F I T 調達価格想定
太陽光（10kW未満）	3.2%
太陽光（10kW以上）	5% ※利潤配慮期間中は6%
陸上風力	8%
洋上風力	10%
地熱	13%
中小水力	7%
バイオマス （以下に挙げる区分以外）	4%
バイオマス （未利用材）	8%
バイオマス （メタン発酵ガス発電）	1%



（※）なお、10kW未満の太陽光発電については、大宗が住宅用であり、IRRを保証するという考え方はなじまないといった考え方が余剰電力買取制度から踏襲されている。このことから、調達価格の算定に当たって、IRRとして一般的なソーラーローンの金利である3.2%を採用してきているため、利潤配慮期間終了後も同水準のIRRを維持することとされている。

- FIT買取期間中の電源に関する発電側基本料金については、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
の中間整理において、**発電側基本料金の導入（※）までに調達価格等算定委員会において御議論**
いただくこととされた。

（※）2020年以降できるだけ早期を目途に導入を目指すこととされている。

第4回再エネ大量導入・次世代電力NW小委（2018年3月22日）資料2より抜粋

再生可能エネルギーに対する発電側基本料金の適用の在り方①

- 発電側基本料金は、**発電・NWコスト全体の削減・最適化を図るべく、送電網の効率的な利用を促す**ことが目的であり、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立に資するもの。系統設備コストの一部を最大kWに応じて発電側に課金するものであり、これを導入する場合には、**再生可能エネルギー電源も含め、kW一律で課金することが原則。**
- 他方、FIT電源は固定価格での買取となっており価格転嫁ができない等の**制度上の制約**や、**電源の特性**を踏まえ、以下のような対応が必要ではないか。

FIT買取期間中の 再エネ電源

- FIT電源は、**FIT制度による買取期間中はあらかじめ定められた固定価格で買い取られる**ため、他の電源と異なり、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制度**となっている。
- このため、発電側基本料金の導入に当たっては、**FIT買取期間中・終了後を問わず他の電源と同様の条件で課金することを基本**としつつ、①FIT認定を受けて既に調達価格が確定しているもの、②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、検討するべきではないか。**
- その際、前回の小委員会では、「既存FIT電源のうち、利潤配慮期間の高いIRRを基に算定された調達価格の適用を受けているものについてまで、調整措置を適用する必要はないのではないか」との御指摘もあったことも踏まえ、**具体的な調整措置の在り方については、調達価格等算定委員会においても議論いただいてはどうか。**

住宅用太陽光 発電設備 (10kW未満)

- 住宅用太陽光発電設備については、事業者ではなく**一般家庭が設置するもの**であることにも配慮し、**発電側基本料金の対象外とすることが**適当ではないか。

再エネ大量導入・次世代電力NW小委
中間整理（2018年5月）（抜粋）

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の考え方

（略）発電側基本料金の導入に当たっては、FIT買取期間中・終了後を問わず他の電源と同様の条件で課金することを基本としつつ、①FIT認定を受けて既に調達価格が確定しているもの、②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、検討するべきであるが、**具体的な調整措置の在り方については、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。**（略）

【アクションプラン】

- 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）】

<急速なコストダウンが見込まれる電源（太陽光発電・風力発電）>

（１）太陽光発電

● 価格目標（※）

- 事業用太陽光発電については、直近のコスト動向や将来のコスト見通し等を踏まえつつ、コストダウンを加速化するためには、**価格目標を前倒すことが適切か、前倒す場合はどの程度前倒すべきか。**
- 住宅用太陽光発電については、自家消費も含めた「FIT制度から自立したモデルの在り方」を並行して検討しつつ、**卸電力市場並み（11円/kWh）並みの調達価格を実現する時期をいつに設定すべきか。**

● 事業用太陽光発電の入札制（入札対象・入札量・上限価格・入札の方法（スケジュール等））（※）

- 事業用太陽光発電については、海外の事例や日本のこれまでの入札結果等を踏まえつつ、**今後より一層その活用を進めていくべき**ではないか。その検討に当たっては、**小規模の太陽光発電に留意しつつ、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入札対象を拡大することを原則**とすべきではないか。

● 入札対象外の事業用太陽光発電の2019年度の調達価格（※）

- 事業用太陽光発電のうち**入札対象外**となる区分も、**より効率的な水準の調達価格**を設定するべきではないか。

● 事業用太陽光発電のうち地域公共案件の取扱い（※）

- **地域公共案件**については、どのような配慮が適切か。

● 住宅用太陽光発電の2020年度以降の調達価格

- 住宅用太陽光発電については、これまでは価格低減のスケジュールを提示するという観点から、2016年度の本委員会で向こう3年間の調達価格を設定したところであるが、**リードタイムが短い**ことも踏まえると、**今年度の委員会で2020年度の調達価格を決定することが適切か。**

- 太陽光発電については、現行では、以下の価格目標を掲げているところ。
 - ― 事業用：2020年発電コスト14円/kWh・**2030年発電コスト7円/kWh**
 - ― 住宅用：2019年売電価格24円/kWh・**できるだけ早期に売電価格11円/kWh**
- なお、ここでいう「発電コスト」とは、資金調達コストのみを念頭に置いた割引率（3%）を付加したもの。現時点で調達価格等算定委員会が想定する適正利潤（IRR=5%）と異なる。
 - ― **発電コスト（割引率3%）7円/kWh**は
 - ― **調達価格に換算（割引率5%）すると、8.5円/kWh**に相当。

【現状】

現行のシステム費用は、約30万円/kWで欧州の2倍

モジュール・PCS：1.7倍

- ・ 国際流通商品でも内外価格差が存在。
- ・ 住宅用は過剰な流通構造で3倍の価格差。

工事費・架台等：2.1倍

- ・ 太陽光専門の施工事業者も少なく、工法等が最適化されていない。
- ・ 日本特有の災害対応や土地環境による工事・架台費増。

競争促進と
技術開発により
国際価格に収斂

工法等の最適化、
技術開発等により低減

【目標】

<事業用太陽光>

- ・ **2020年 20万円/kW**
(発電コスト14円/kWh※に相当)
- ・ **2030年 10万円/kW**
(発電コスト7円/kWh※に相当)

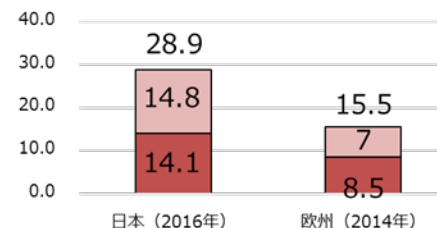
<住宅用太陽光>

- ・ **2019年 30万円/kW**
(売電価格が家庭用電力料金24円/kWh並み)
- ・ **出来るだけ早期に 20万円/kW**
(売電価格が電力市場価格11円/kWh並み)

※2020年14円/kWh、2030年7円/kWhはNEDO技術開発戦略目標

太陽光競争力強化研究会取りまとめ（2016年9月、現行目標設定時）

万円/kW 日欧のシステム費用比較(非住宅)



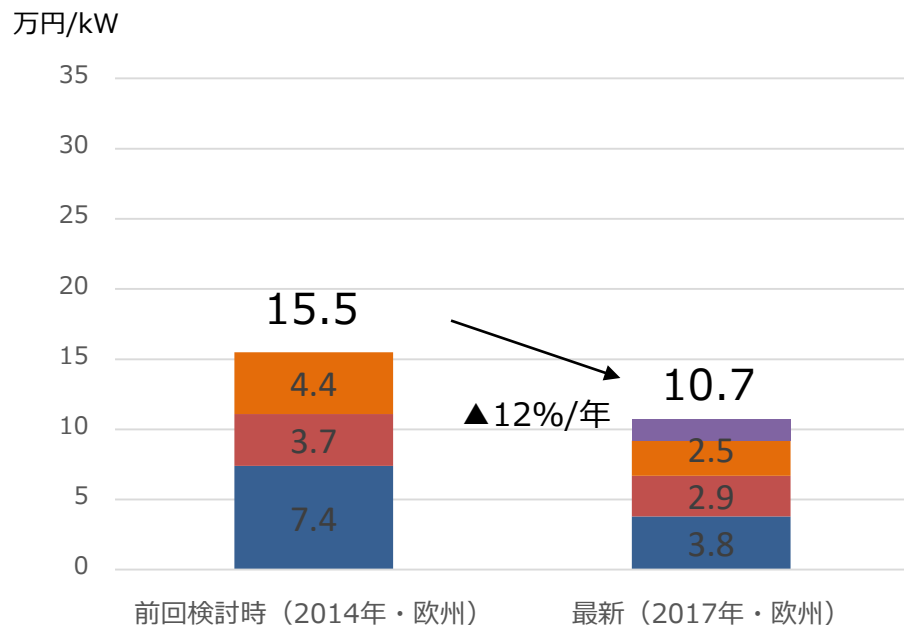
■ モジュール・PCS ■ 工事費・架台・BOS

出典：太陽光発電競争力強化研究会報告書

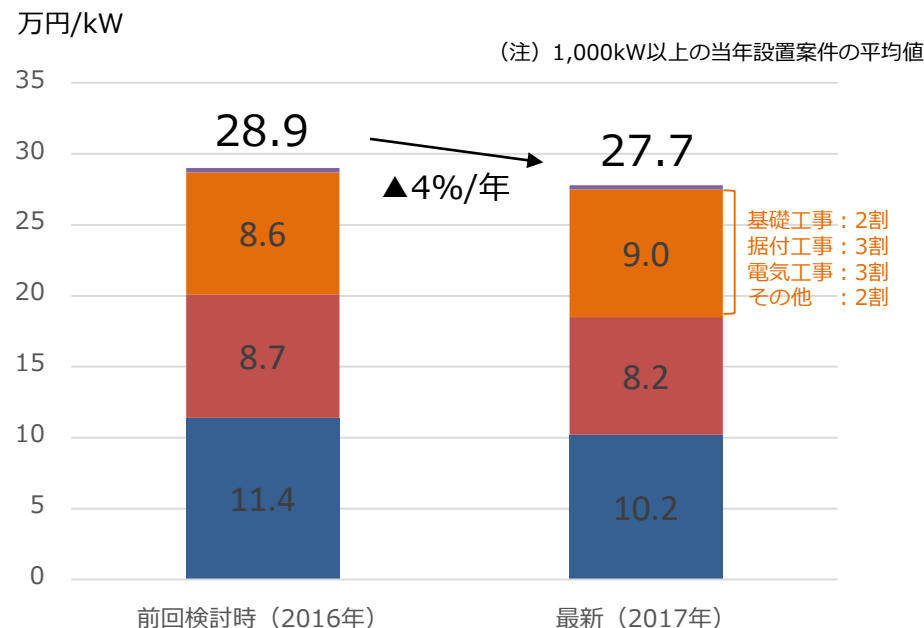
- 欧州の事業用太陽光発電のシステム費用は、**2014年～2017年の3年間で大きく低減**。他方、日本では2016年～2017年で微減にとどまっており、**国内外の差は拡大**している。

＜事業用太陽光のシステム費用＞

世 界



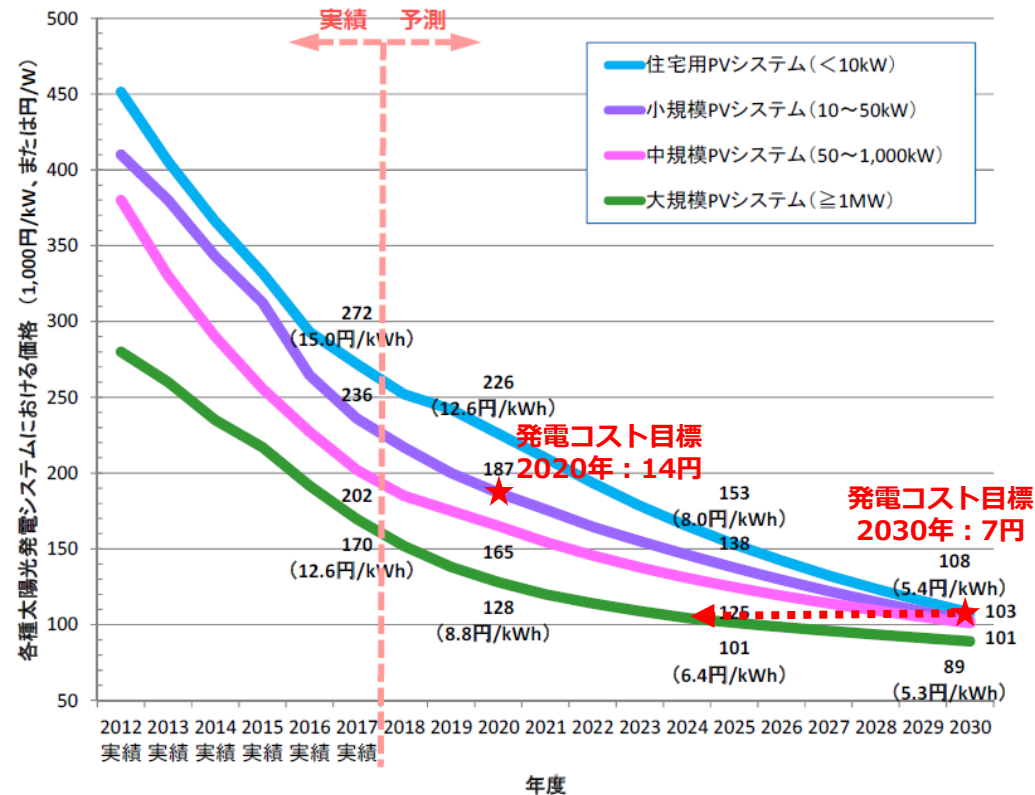
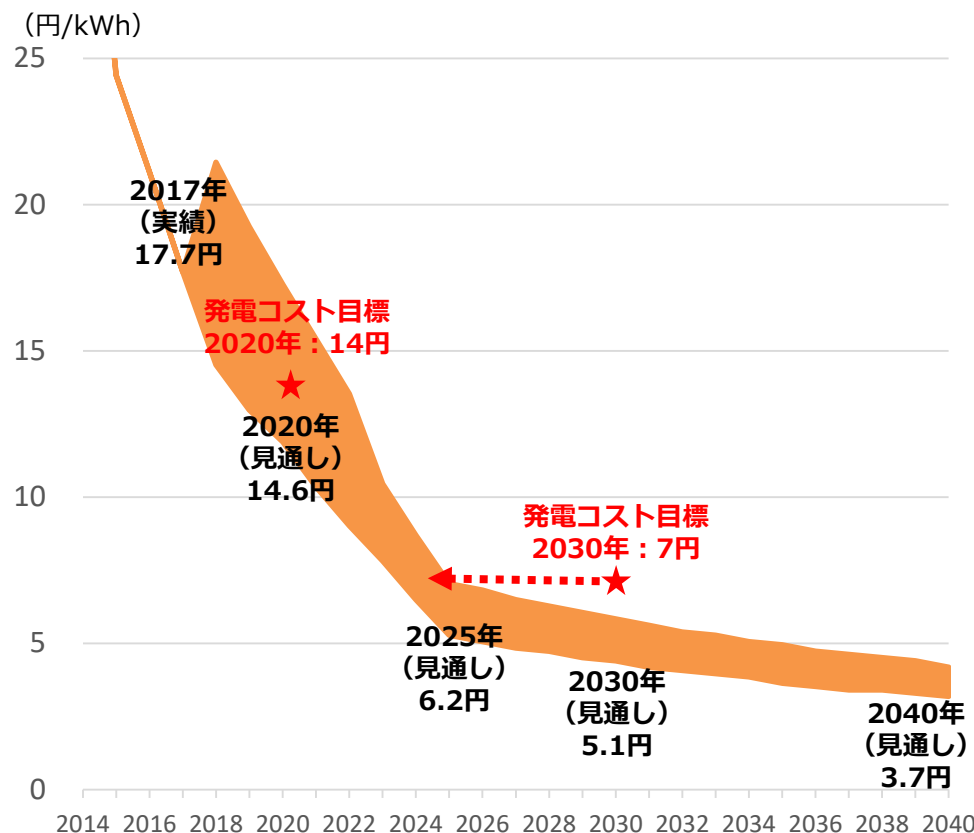
日 本



■ モジュール ■ PCS・架台等 ■ 設置工事 ■ その他

※日本は定期報告データより作成。欧州は「JRC: PV Status Report」よりNEDO作成。

- 民間調査機関が今年6月に公表したデータでは、日本の太陽光発電の発電コストについて、**2030年に5.1円/kWh程度まで低減**することが見通されている。
- また、別の民間調査機関の推計によると、日本の太陽光発電の発電コストについては、**大規模案件では5円/kWh台の水準**が実現できる見込みとなっている。



※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。2018年以降は見通し。資金調達コストを踏まえた割引率は3%、1\$=110円換算で計算。なお、Bloomberg NEFの推計は、日本の2020年度までは現行のFIT制度、2020年度以降はFIT制度からの自立化を前提としている。見通しのコストの値は、上位ケースと下位ケースの中央値。

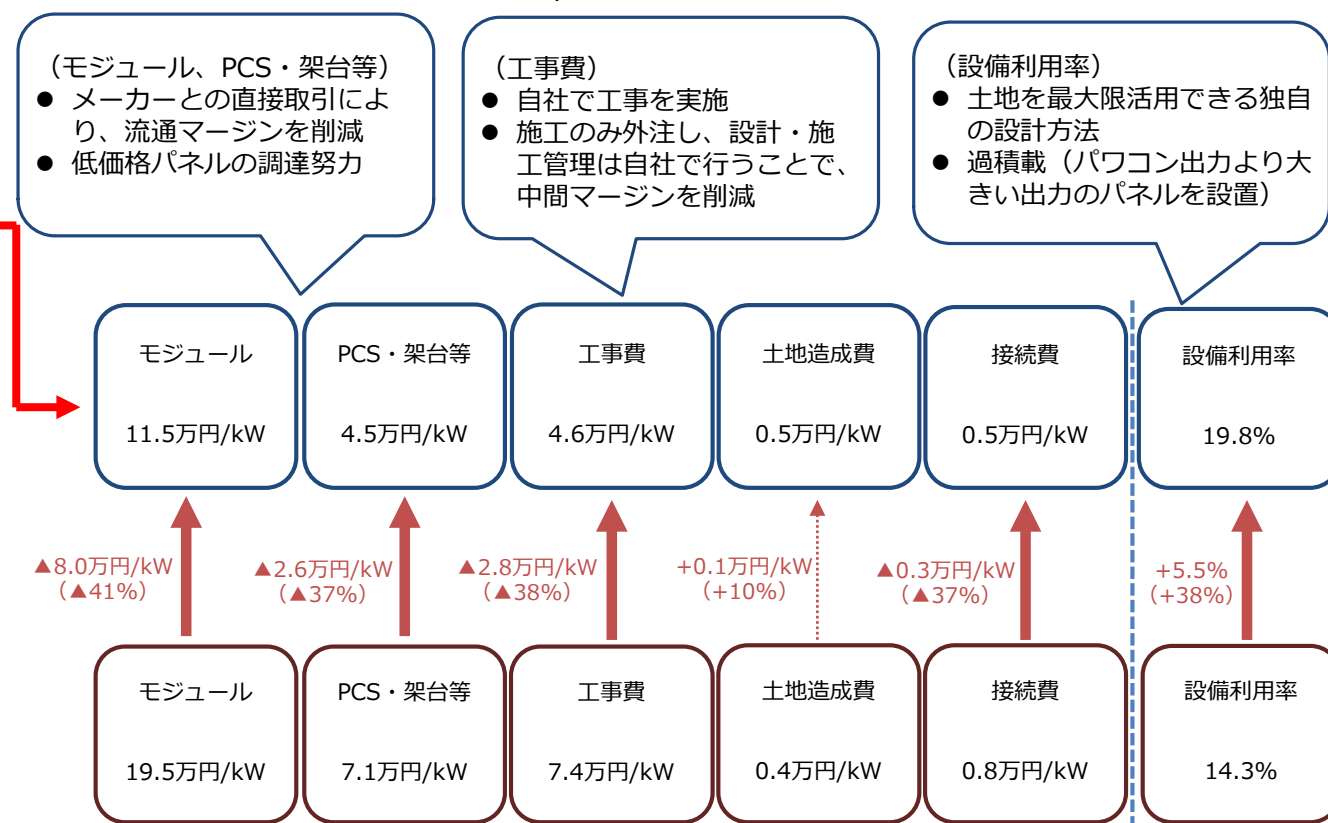
※資源総合システム社調査。割引率は3%を想定。(導入・技術開発加速ケース)

- 事業用太陽光発電については、定期報告データの提出があった事業者（153,060件）のうち、**119件（全体の0.1%）**が10円/kWh未満で事業を実施できている。10円/kWh未満の事業者は、**モジュール、PCS・架台等・工事費**が**平均的な案件よりも4割減程度**となっている。
- 設備利用率については、**平均的な案件よりも4割増程度**となっており、**約20%程度**となっている。

<事業用太陽光発電のコスト動向>

機械的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	1 件
7円/kWh～8円/kWh	4 件
8円/kWh～9円/kWh	26 件
9円/kWh～10円/kWh	88 件
10円/kWh～11円/kWh	119 件
11円/kWh～12円/kWh	384 件
12円/kWh～13円/kWh	922 件
13円/kWh～14円/kWh	2,004 件
14円/kWh～15円/kWh	3,571 件
15円/kWh～16円/kWh	5,410 件
16円/kWh～17円/kWh	7,422 件
17円/kWh～18円/kWh	8,797 件
18円/kWh～19円/kWh	10,212 件
19円/kWh～20円/kWh	11,887 件
20円/kWh以上	102,213 件
合計	153,060件

【10円/kWh未満の水準の平均値】

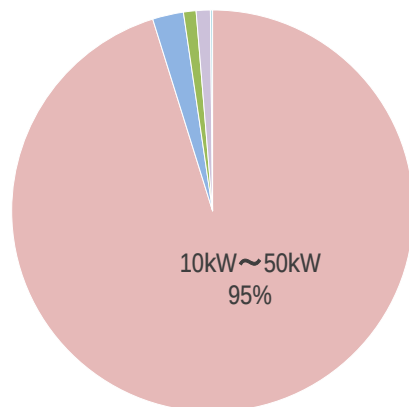


【全案件の平均値】

平成29年度の調達価格等算定委員会で使用した定期報告データより作成。（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。割引率は3%と仮定。最新の調達価格の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

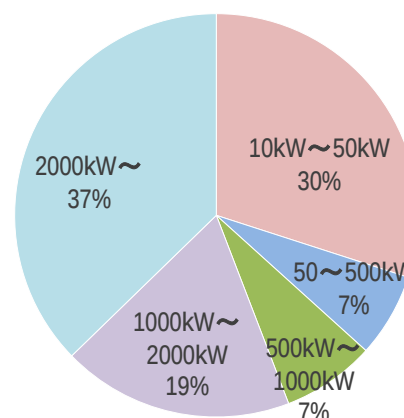
- 事業用太陽光発電については、**10kW以上50kW未満の小規模案件がその大半**を占める。具体的には認定件数では全体の95%、認定容量では全体の30%となっている。
- 2,000kW以上の**認定容量は全体の37%**となっているが、**導入容量では全体の16%**にとどまる。

認定件数



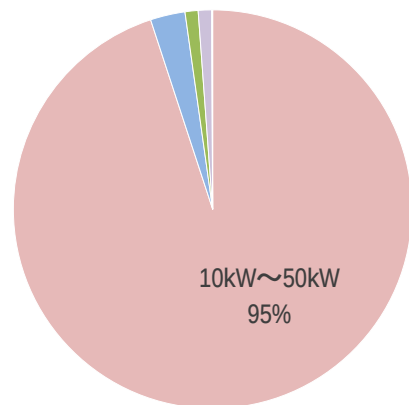
	認定件数 (件)
10～50kW	691,779
50～500kW	18,127
500～1000kW	7,358
1000～2000kW	8,262
2000kW～	1,252

認定容量



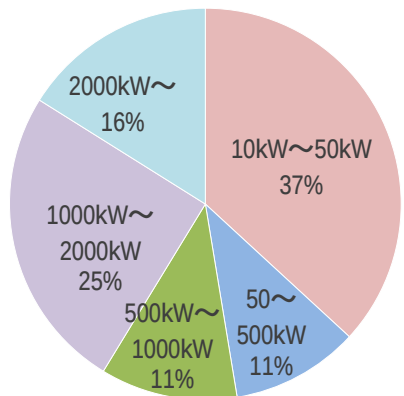
	認定容量 (MW)
10～50kW	20,324
50～500kW	4,559
500～1000kW	5,061
1000～2000kW	12,590
2000kW～	25,271

導入件数



	導入件数 (件)
10～50kW	492,150
50～500kW	14,597
500～1000kW	5,491
1000～2000kW	5,606
2000kW～	416

導入容量



	導入容量 (MW)
10～50kW	12,347
50～500kW	3,536
500～1000kW	3,794
1000～2000kW	8,439
2000kW～	5,392

※2017年度認定は、2018年4月から6月の間に新規認定された2017年度価格案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。

※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、約243万kW（約1.9万件）を確認している。

(参考) 年度別規模別 F I T 認定状況

- 事業用太陽光発電の年度別FIT認定量は、**2012～2015年度に掛けて低減**。**2016年度は認定量が増加したものの、2016～2017年度に掛けて再び低減**した。
- 規模別では、**1,000kW以上の大規模案件が特に低減傾向**にある。

	10-50kW	50-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000-kW	合計
2012年度認定 (40円)	2,295 (95,277)	1,110 (4,910)	1,512 (2,039)	3,446 (2,194)	6,454 (375)	14,817 (104,795)
2013年度認定 (36円)	7,794 (244,797)	1,398 (5,370)	1,760 (2,599)	5,444 (3,592)	9,993 (511)	26,388 (256,869)
2014年度認定 (32円)	3,831 (147,075)	858 (3,477)	707 (1,084)	1,669 (1,105)	5,427 (226)	12,492 (152,967)
2015年度認定 (27円)	1,663 (60,994)	313 (1,288)	253 (392)	505 (339)	778 (35)	3,512 (62,988)
2016年度認定 (24円)	3,174 (95,057)	550 (2,006)	573 (875)	1,088 (735)	2,578 (101)	7,963 (98,774)
2017年度認定 (21円)	1,568 (48,579)	331 (1,136)	256 (369)	437 (297)	※入札対象 41 (4)	2,633 (50,385)
合計	20,324 (691,779)	4,559 (18,127)	5,061 (7,358)	12,590 (8,262)	25,271 (1,252)	67,804 (728,778)
未稼働	7,977 (199,629)	1,023 (3,530)	1,267 (1,867)	4,151 (2,656)	19,879 (836)	34,297 (208,518)
既稼働	12,347 (492,150)	3,536 (14,597)	3,794 (5,491)	8,439 (5,606)	5,392 (416)	33,508 (518,260)

改正FIT法施行
(2017年4月)

上段 : 容量 (MW)

下段括弧: 件数 (件)

※2017年度認定は、2018年4月から6月の間に新規認定された2017年度価格案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。

※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、
約243万kW (約1.9万件)を確認している。

(注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 2,000kW以上の太陽光発電については、**2017年度に第1回入札（募集容量：500MW）を実施**。29件・490MWが参加を申し込み、23件・388MWが入札参加資格を得たが、実際の入札件数は9件・141MW。その後第2次保証金を納付して認定に至った案件は、**4件・41MW**。2017年度入札対象外規模の調達価格（21円/kWh）に対し、17.20円/kWhなどでの落札があり、**一定のコスト低減効果が見られた**。
- **2018年度上期には第2回入札（募集容量：250MW）を上限価格を非公表として実施し**、9月4日に結果を公表。19件・393MWが参加を申し込み、15件・334MWが入札参加資格を得たが、**実際の入札件数は9件・197MW**。入札対象外規模の調達価格より低い価格での入札があった（最低入札価格：16.47円/kWh）ものの、**全ての事業が上限価格を上回ったため、落札者はいなかった**。
- 過去2回の入札では、**実際の入札容量が募集容量を下回る結果**となっている。

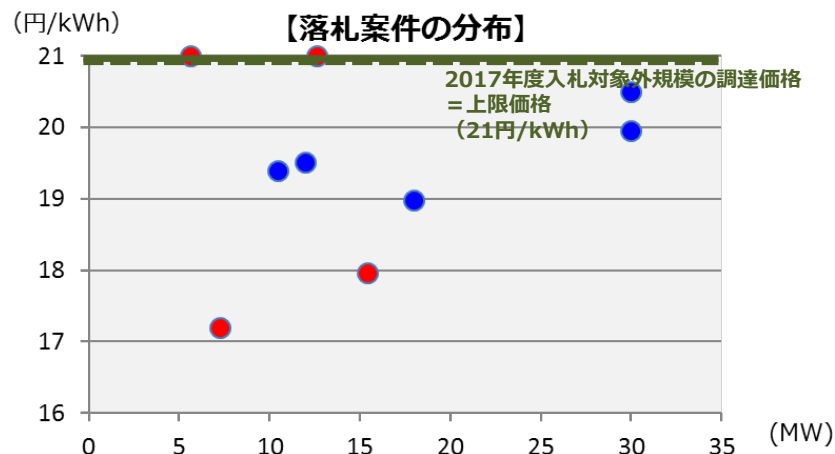
<2017年度（第1回）の太陽光の入札結果>

入札の結果

入札参加申込件数・容量 : **29件・490MW**
 参加資格を得た件数・容量 : **23件・388MW**
 実際の入札件数・容量 : **9件・141MW**

落札の結果

落札件数・容量 : **9件・141MW**
 最低落札価格 : **17.20円/kWh**
 最高落札価格 : **21.00円/kWh**



(注) 青は、第2次保証金が納付されず落札者決定が取り消された案件

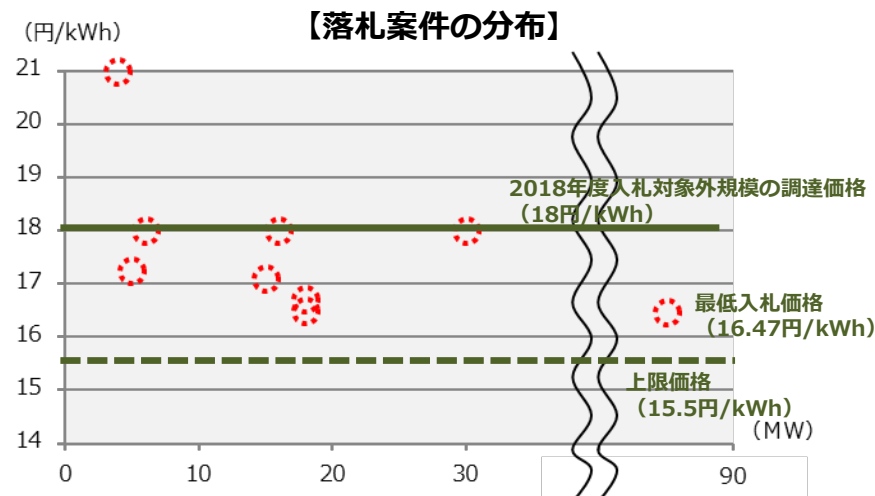
<2018年度上期（第2回）の太陽光の入札結果>

入札の結果

入札参加申込件数・容量 : **19件・393MW**
 参加資格を得た件数・容量 : **15件・334MW**
 実際の入札件数・容量 : **9件・197MW**

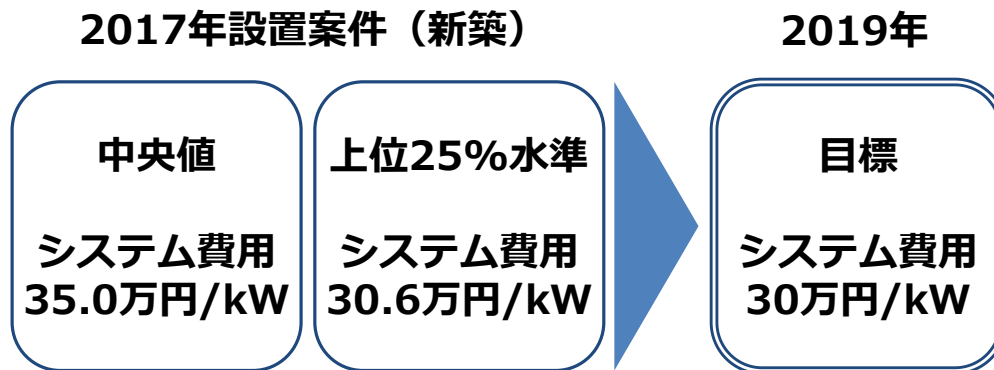
落札の結果

落札件数・容量 : **0件・0MW**
 最低入札価格 : **16.47円/kWh**
 最高入札価格 : **20.99円/kWh**

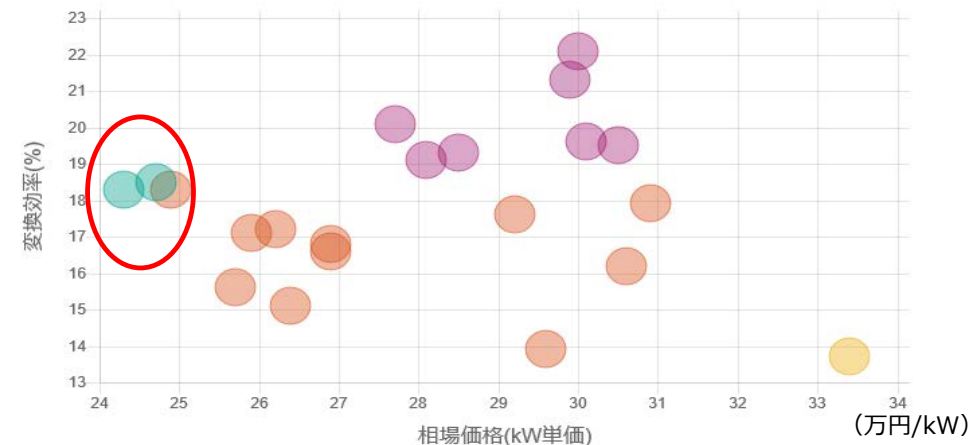


- 住宅用太陽光発電については、以下の価格目標を掲げているところ。
 - **2019年に家庭用電力料金（24円/kWh）並みの売電価格**（2019年度調達価格として設定済）
⇒ システム費用30万円/kW相当
 - **できるだけ早期に卸電力取引市場（11円/kWh）並みの売電価格**
⇒ システム費用20万円/kW相当
- システム費用については、FIT制度の定期報告データにおいては、2017年設置案件の上位25%水準が約30万円/kWであり、これを2019年度調達価格の想定値としている。その一方で、**市場では既に20万円/kW台前半で取引されている事例も見られる。**

<定期報告データ>



<市場における取引価格の例>



（出典）(株)ソーラーパートナーズHPより引用
※6kW台のパネル設置時のシステム費用

電源 【調達期間】	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	できるだけ 早期に
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※2	31円 33円※2	28円 30円※2	26円 28円※2	24円 26円※2		市場価格

※2 出力制御対応機器設置義務あり

目指すべきコスト水準に関する今後の方向性①

第8回再エネ大量導入・次世代電力NW小委
(2018年9月12日) 資料2より抜粋

- 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(※)。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、具体化いただくことが適当ではないか。

(1) 事業用太陽光発電について

- 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のではないかと。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してはどうか。
- 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調達価格を検討していくべきではないか。
- 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調達価格8.5円/kWhを目指す）必要があるのではないかと。

(2) 住宅用太陽光発電について

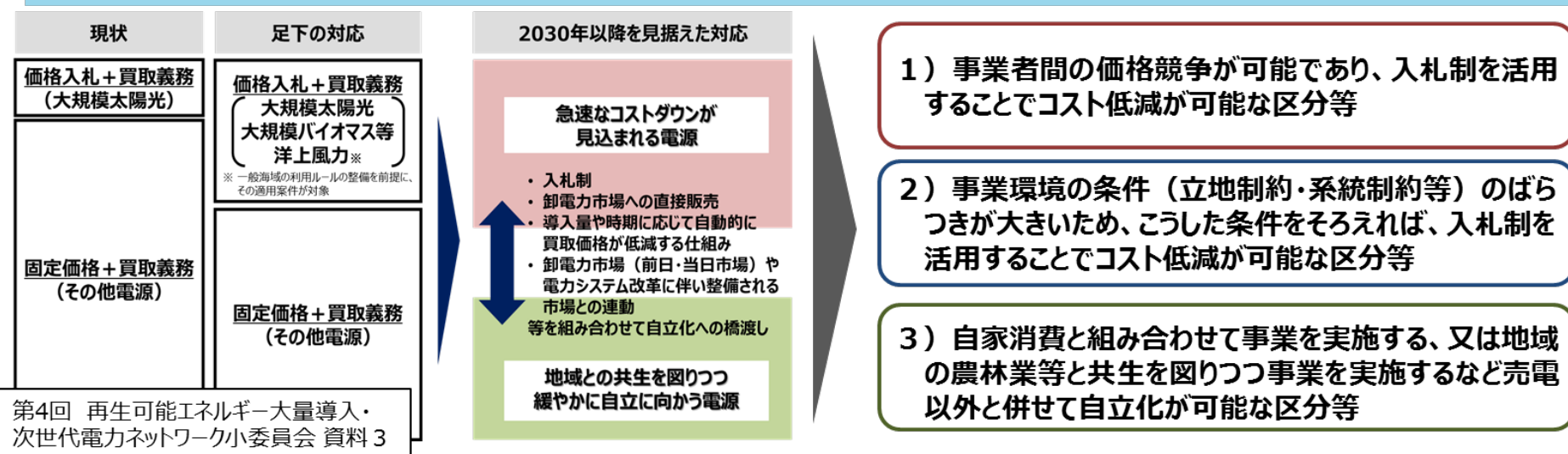
- 住宅用太陽光発電については、中間整理で示したとおり、蓄電池等と組み合わせながら、自家消費モデルを促進しつつ、FIT制度からの自立化を図っていくことが重要ではないかと。価格目標については、事業用太陽光発電のコスト低減スピードと歩調を合わせつつ、自立化を一層促していくため、「できるだけ早期に」という卸電力市場並み（11円/kWh）の調達価格を実現する時期を、事業用太陽光と同時期（2025～2027年度）と明確化することについて、自家消費も含めた「FIT制度から自立したモデルの在り方」と併せて検討していくべきではないかと。

(※) 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。

入札制に関する考え方

第8回再エネ大量導入・次世代電力NW小委
(2018年9月12日) 資料2より抜粋

- 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。
- 本小委員会の中間整理では、再エネ電源を①急速なコストダウンが見込まれる電源と、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された。
- 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ため、こうした条件をそろえれば、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はないか。



入札制に関する今後の方向性

第8回再エネ大量導入・次世代電力NW小委
(2018年9月12日) 資料2より抜粋

- 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こととしてはどうか。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(※)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、具体化いただくことが適当ではないか。
- ① 事業用太陽光発電については、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、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してはどうか。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はないか。
- ③ 小規模の太陽光発電、地熱発電、中小水力発電、小規模のバイオマス発電については、自家消費と組み合わせる事業を実施したり、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はないか。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はないか。

(※) 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。

<急速なコストダウンが見込まれる電源（太陽光発電・風力発電）>

（２）風力発電

● 価格目標（※）

- 直近のコスト動向や将来のコスト見通し等を踏まえつつ、コストダウンを加速化するためには、価格目標を前倒すことが適切か。

● 入札制の導入（※）

- 世界では風力発電のコストが低減している中、日本でもコスト低減を実現し、リードタイムも踏まえた現状と価格目標のギャップを埋めていくためには、陸上・洋上を問わず、早期に入札制を導入することを検討するべきではないか。

● 陸上風力発電の2021年度の取扱い

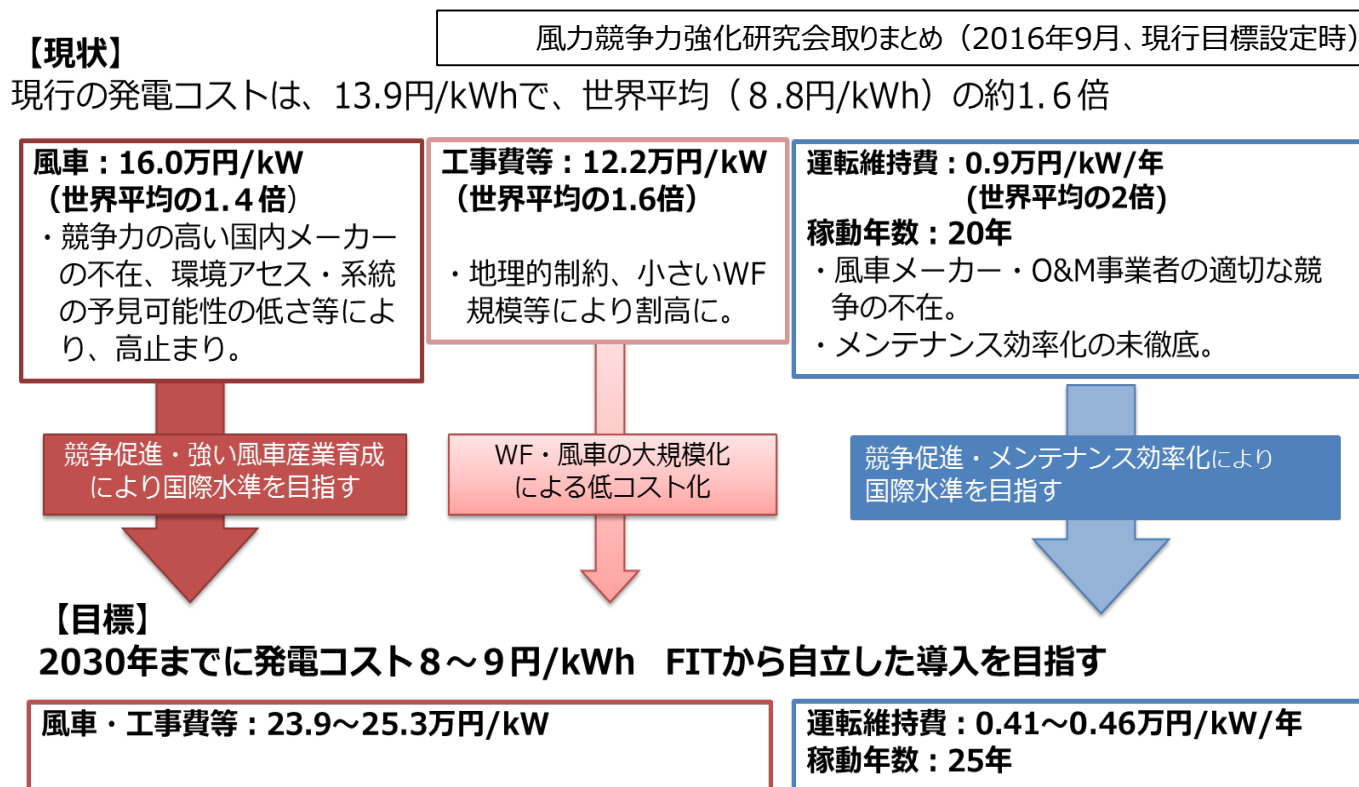
- 陸上風力発電については、リードタイムが長いことを踏まえて、これまで3年間の複数年度価格設定を行ってきたが、急速なコストダウンが見込まれる中で、入札制導入の検討状況や2020年度末にFIT法抜本見直しの期限が到来することを考慮しつつ、2021年度の取扱いを検討する必要があるのではないか。

● 洋上風力発電（一般海域の海域利用ルール適用外）の2020年度の取扱い

- 一般海域の海域利用ルールの整備状況も踏まえつつ、その波及効果を考慮した取扱いの決定をするべきではないか。

※再エネ大量導入・次世代電力NW小委から具体化を御提案いただいた事項（参考参照）

- 風力発電については、現行では、洋上風力発電（着床式）も含め、**2030年発電コスト8～9円/kWh**となっている。
- なお、ここでいう「発電コスト」とは、資金調達コストのみを念頭に置いた割引率（3%）を付加したものの。現時点で調達価格等算定委員会が想定する適正利潤（IRR=8%）と異なる。
 - **発電コスト（割引率3%）8～9円/kWh**は
 - **調達価格に換算（割引率8%）すると、12.1～12.9円/kWh**に相当。

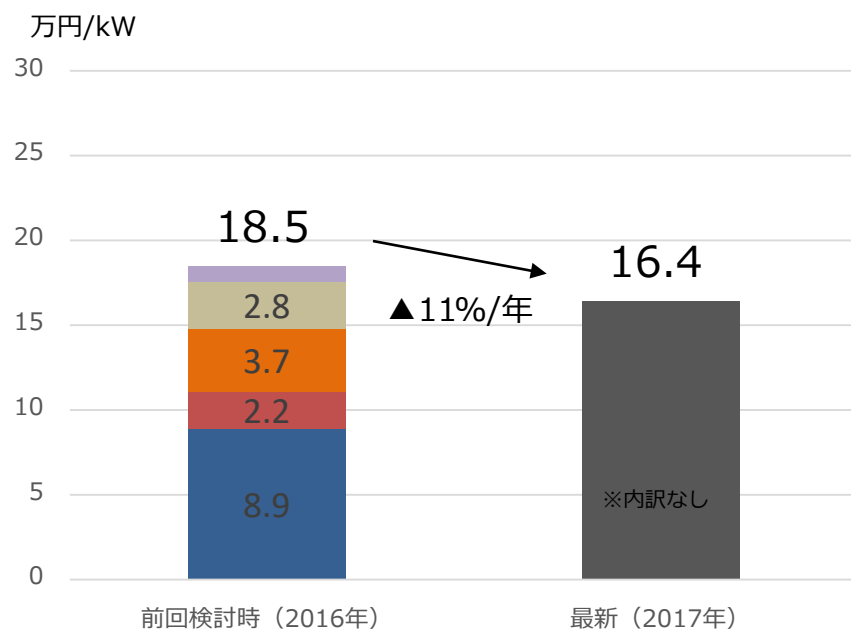


※目標の数値はJWPA WIND VISION（2030年）より

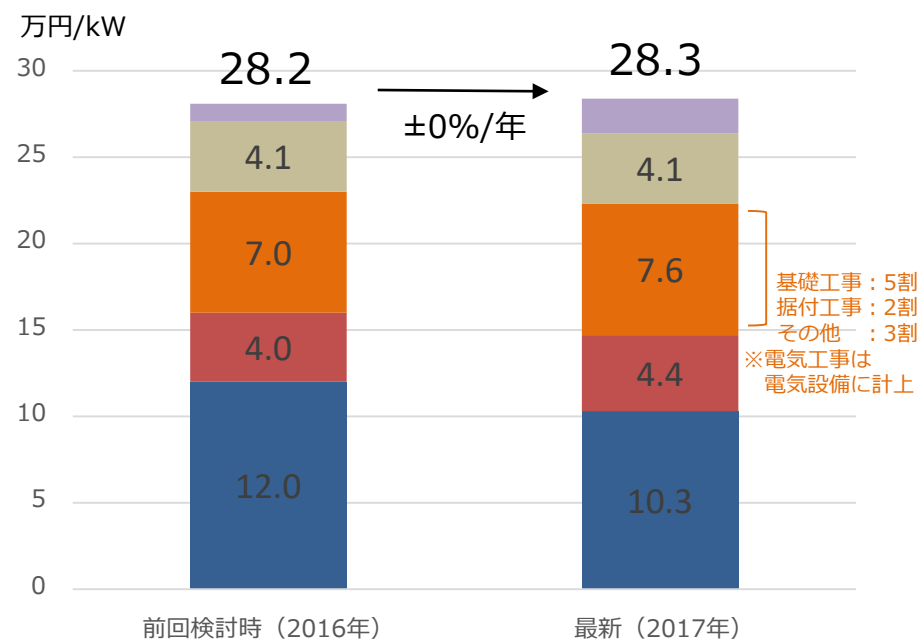
- 世界の陸上風力発電の資本費は、**2016年～2017年の1年間で大きく低減**。他方、日本では2016年～2017年で増減はなく、**国内外の差は拡大**している。

＜陸上風力発電のシステム費用＞

世 界



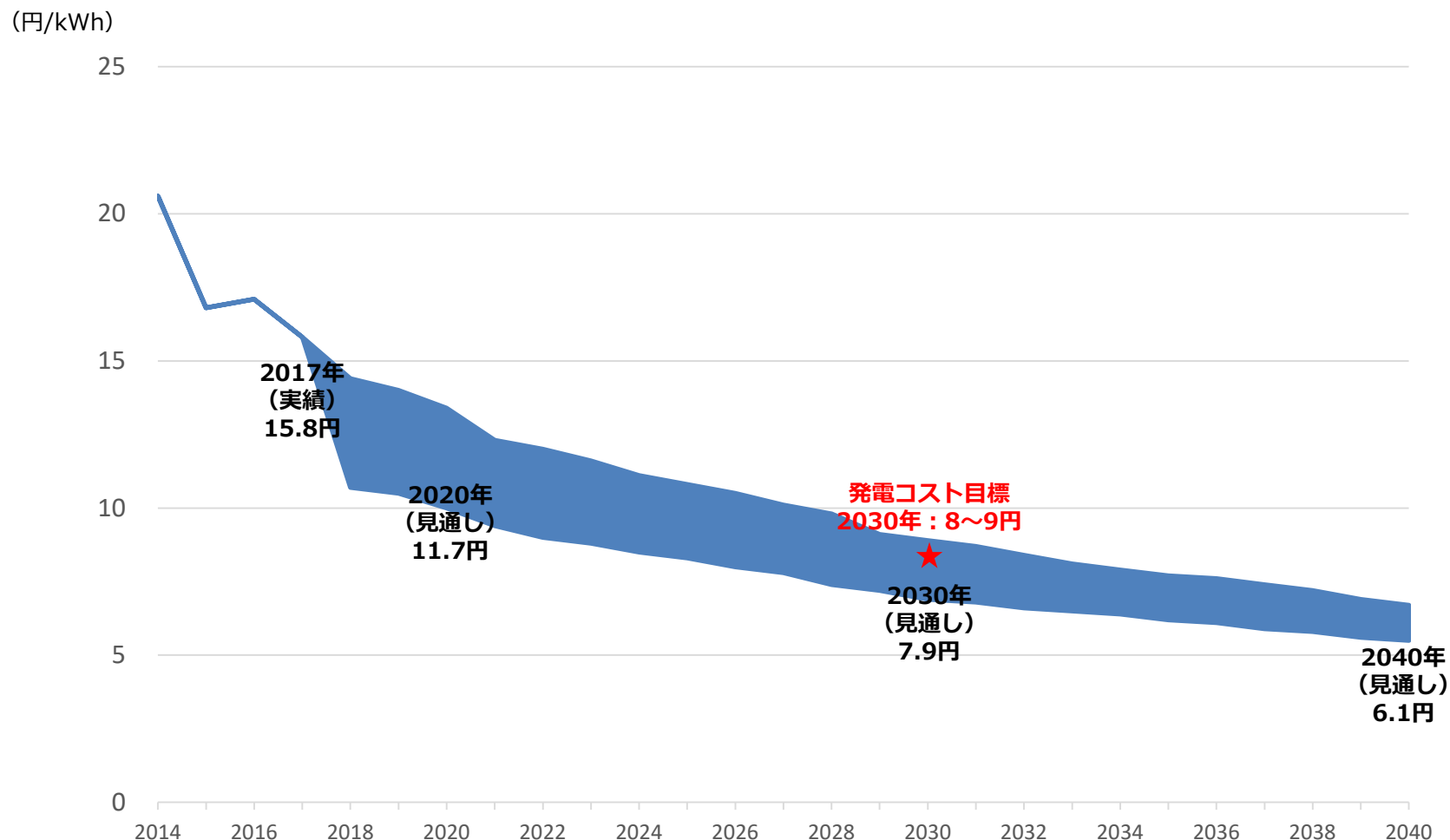
日 本



■ 風車 ■ 風車以外の設備 ■ 工事費 ■ 電気設備 ■ その他

※日本は定期報告データより作成。世界はBloomberg NEFデータよりNEDO作成。

- 民間調査機関が今年6月に公表したデータでは、日本の風力発電の発電コストについて、**2030年に7.9円/kWh程度まで低減**することが見通されている。



※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。2018年以降は見通し。資金調達コストを踏まえた割引率は4%程度で計算。1\$=110円換算で計算。

なお、Bloomberg NEFの推計は、日本の2020年度までは現行のFIT制度、2020年度以降はFIT制度からの自立化を前提としている。見通しのコストの値は、上位ケースと下位ケースの中央値。

- 欧州では洋上風力の入札価格が急激に下落している。各国で入札価格が**10円/kWh以下の案件が続出し、ドイツでは市場価格（補助金なし）の案件も登場**している。

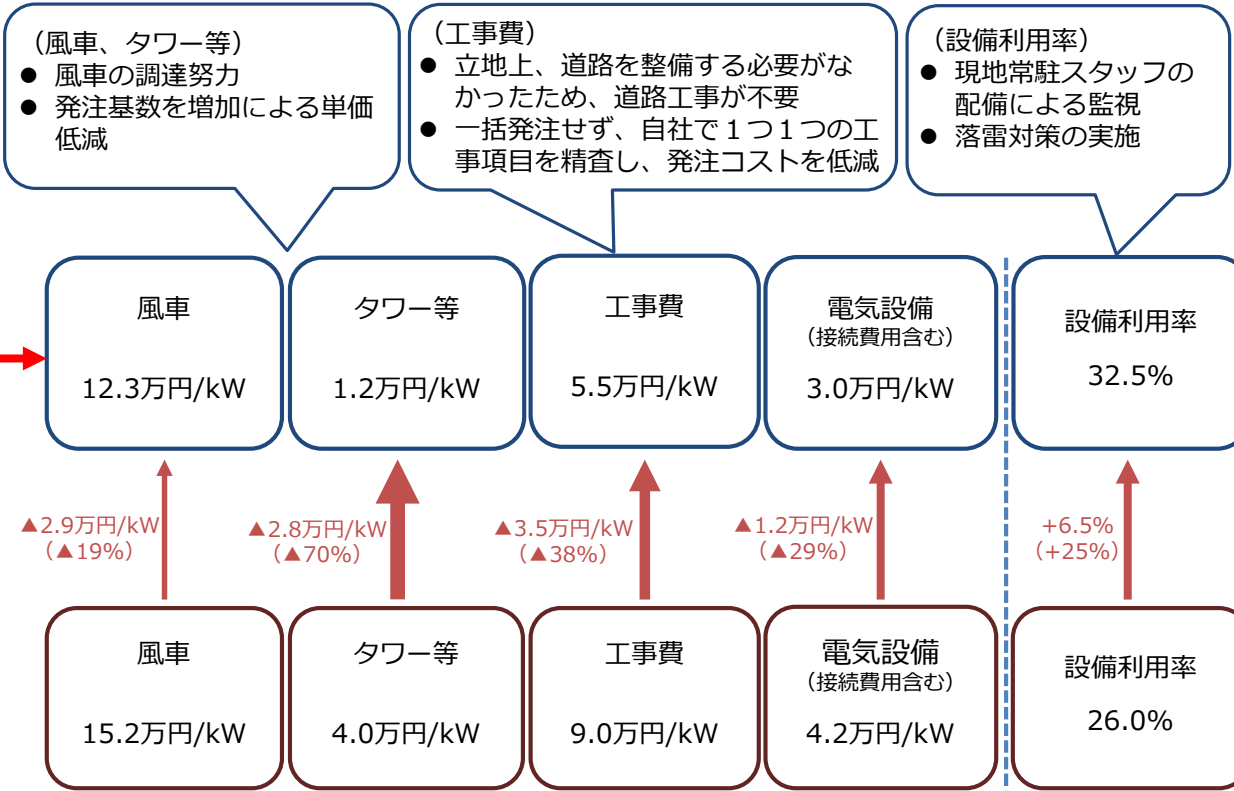
入札時期	国	プロジェクト名	規模	価格 (1€=130円/1£=150円)
2015.2	デンマーク	Horns Reef 3 (Vattenfall)	406 MW	104 EUR/MWh (13.5円/kWh)
2016.2	オランダ	Borssele 1+2 (DONG 現Orsted)	752MW	72.7 EUR/MWh (9.5円/kWh)
2016.9	デンマーク	Danish Nearshore (Vattenfall)	350MW	63.7 EUR/MWh (8.2円/kWh)
2016.11	デンマーク	Kriegers Flak (Vattenfall)	600MW	49.9 EUR/MWh (6.5円/kWh)
2016.12	オランダ	Borssele 3+4 (Shell, Van Oord, Eneco, 三菱商事)	731.5MW	54.5 EUR/MWh (7.1円/kWh)
2017.4	ドイツ	Gode Wind III (DONG 現Orsted)	110MW	60.0 EUR/MWh (7.8円/kWh)
	ドイツ	Borkum Riffgrund West II + OWP West (DONG 現Orsted)	240MW + 240MW	市場価格 (補助金ゼロ)
	ドイツ	He Dreiht (EnBW)	900MW	市場価格 (補助金ゼロ)
2017.9	イギリス	Triton Knoll Offshore Wind Firm (Innogy, Statkraft)	860MW	74.75 £/MWh (11.2円/kWh)
	イギリス	Hornsea Project 2 (DONG 現Orsted)	1,386MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)
	イギリス	Moray East (EDPR, Engie)	950MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)
2018.3	オランダ	Hollandse Kust Zuid 1+2 (Nuon, Vattenfall)	740MW	市場価格 (補助金ゼロ)
2018.4	ドイツ	Baltic Eagle (Iberdrola)	476MW	64.6 EUR/MWh (8.4円/kWh)
	ドイツ	Wikinger Sud (Iberdrola)	10MW	市場価格 (補助金ゼロ)
	ドイツ	Gode Wind IV (Orsted)	131.75MW	98.3 EUR/MWh (12.8円/kWh)
	ドイツ	Borkum Riffgrund West I (Orsted)	420MW	市場価格 (補助金ゼロ)

- 陸上風力発電については、定期報告データの提出があった事業者（50件）のうち、**7件（全体の14%）**が10円/kWh未満で事業を実施できている。10円/kWh未満の事業者は、平均的な案件と比較して、**風車が2割減程度、風車以外の設備が7割減程度、工事費が4割減程度、電気設備が3割減程度**。設備利用率については、**平均的な案件よりも3割増程度となっており、30%超**となっている。
- 10円/kWh以下で事業を実施できている事業者にヒアリングを行ったところ、①**風車等の調達努力**、②**道路工事の不要な立地の選定**、③**現地常駐スタッフ配備による監視による設備利用率向上**などが低コストの要因であった。

＜風力発電のコスト動向＞

機制的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	1 件
7円/kWh～8円/kWh	0 件
8円/kWh～9円/kWh	2 件
9円/kWh～10円/kWh	4 件
10円/kWh～11円/kWh	8 件
11円/kWh～12円/kWh	6 件
12円/kWh～13円/kWh	5 件
13円/kWh～14円/kWh	3 件
14円/kWh～15円/kWh	2 件
15円/kWh～16円/kWh	5 件
16円/kWh～17円/kWh	6 件
17円/kWh～18円/kWh	2 件
18円/kWh～19円/kWh	0 件
19円/kWh～20円/kWh	1 件
20円/kWh以上	5 件
合計	50件

【10円/kWh未満の水準の平均値】



※一般負担の上限見直し等によって対応

平成29年度の調達価格等算定委員会で使用した定期報告データより作成。（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機制的・簡易的に計算した。割引率は3%と仮定。最新の調達価格の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機制的・簡易的に計算した。

【全案件の平均値】

目指すべきコスト水準に関する今後の方向性②

第8回再エネ大量導入・次世代電力NW小委
(2018年9月12日) 資料2より抜粋

(3) 風力発電について

- 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という価格目標は、現時点では適正な水準と言えるのではないか。
- 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のではないか。

(※) 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調達価格12.1～12.9円/kWhを目指す)必要があるのではないか。

入札制に関する今後の方向性

第8回再エネ大量導入・次世代電力NW小委
(2018年9月12日) 資料2より抜粋

- 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こととしてはどうか。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(※)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、具体化いただくことが適當ではないか。
- ② 風力発電については、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はないか。その際、例えば洋上風力発電（着床式）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のではないか。

(※) 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。

＜地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源（地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電）＞

- 地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電（一般木材等・バイオマス液体燃料以外）の2021年度の調達価格
 - **FIT制度以外の支援も含めた緩やかな自立化に向けた方策**や**複数年度価格設定**の考え方とあわせて検討を行う必要があるのではないか。
- バイオマス発電（一般木材等・バイオマス液体燃料）の2019年度の実施
 - コスト動向やFIT認定・導入の状況を踏まえて、**どのように入札を実施**し（入札対象・入札量・上限価格・入札の方法（スケジュール等））、**どのように入札対象外の調達価格を設定**すべきか。
- 価格設定時に想定している設備を踏まえた各区分の対象の再確認（**新規燃料の取扱い・石炭混焼の取扱い**など）（電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会から議論を御提案いただいた事項（参考参照））

2017年度の本委員会意見における指摘事項（抜粋）

■ （略）まずはバイオマス入札初年度となる来年度（注：2018年度）の入札結果を注視し、例えば落札案件の大半を大規模な混焼案件が占めるといった事態が生じた場合などには、来年度（注：2018年度）の委員会において、石炭混焼案件の取扱いを改めて検討することとする。

1. 急増する一般木材等バイオマスの取扱い（2018年度から入札制に移行）

- 一般木材等バイオマス（固体：国内外の木質チップ・木質ペレット、輸入のPKS等）
 - ・対 象：1万kW以上（バイオマス比率考慮前）
 - ・入札量：18万kW
- バイオマス液体燃料（液体：パーム油に限定。パーム油以外を対象にするかは調達価格等算定委員会において議論し決定。）
 - ・対 象：全規模
 - ・入札量：2万kW

2. 燃料の安定調達の確保に関する今後の対応

- 木質バイオマスの輸入材、農作物の収穫に伴って生じるバイオマスについて、安定調達（量）や持続可能性（合法性）を確認。
- 既認定案件においても、施行日より1年間の経過措置（猶予）期間を経て適用。

	木質バイオマス		農産物の収穫に伴って生じるバイオマス	
	国内材	輸入材	固体（PKSなど）	液体（パーム油など）
安定調達（量）	○ 加工事業者との安定調達契約書事業者へのヒアリング	国内商社等との安定調達契約書等だけでなく、現地燃料調達者等との安定調達契約書等を確認		
持続可能性（合法性）	○ 森林法	○ 森林認証とCoC認証（FSC認証など）	—	RSPOなどの第三者認証を求める

● バイオマス液体燃料の第三者認証については、より実効的に燃料の持続可能性を確認する観点から、認証燃料が非認証燃料と完全に分離されたかたちで輸送等されたことを証明するサプライチェーン認証まで求める。

3. 未稼働案件の防止に関する今後の対応

- 既認定案件
 = 設備発注期限 2年
 （ただし、環境アセスメント等の合理的な期間を除く。）
- 新規認定案件
 = 運転開始期限 4年
 （環境アセスメント等がある場合も含む）

- バイオマス発電の石炭混焼案件については、電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会の中間とりまとめにおいて、今後、調達価格等算定委員会においてFIT制度の下での石炭混焼の取扱いについて具体的な検討がなされることとなれば、容量市場との併用の可能性も含めた検討を早期に行うことを、調達価格等算定委員会に要請することとされている。

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会
制度検討作業部会（2018年5月18日）資料3より抜粋

論点6：FITの適用を受けているバイオマス混焼設備の扱い（総論）

- 現状、調達価格等算定委員会においては、引き続きデータが揃っていないため、石炭混焼についての結論が得られる状況にないとされており、この検証を経ない限りは、バイオマス専焼設備を基にした価格区分が適用されるFITと容量市場との併用を認めることはできないのではないかと。
- 今後、調達価格等算定委員会においてFIT制度の下での石炭混焼の取扱いについて具体的な検討がなされることとなれば、その際には、容量市場との併用の可能性も含めた検討を行うことを、調達価格等算定委員会に要請することとしてはどうか。

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 中間とりまとめ（2018年7月）（抜粋）

（固定価格買取制度との関係）

（略）

調達価格等算定委員会においては、資本費・運転維持費等に違いがない限り、バイオマス発電部分については、混焼割合に関わらず同一のコスト構造になるとされているが、一方で、石炭混焼設備はバイオマス専焼の場合と比べて低コストで事業を実施できているのではないかと、との指摘もなされており、コストデータが十分に揃っていないことから、今後実施される入札の結果も見ながら検証していくこととされている。

そのため、現状、調達価格等算定委員会においては、引き続きデータが揃っていないため、石炭混焼についての結論が得られる状況にないとしており、この検証を経ない限り、バイオマス専焼設備を基にした価格区分が適用されるFITと容量市場との併用は認められない。

今後、調達価格等算定委員会においてFIT制度の下での石炭混焼の取扱いについて具体的な検討がなされることとなれば、容量市場との併用の可能性も含めた検討を早期に行うことを、調達価格等算定委員会に要請することとする。