

再生可能エネルギーの導入促進 に係る制度改革について

資源エネルギー庁
平成27年10月

1. 本小委員会の設置趣旨

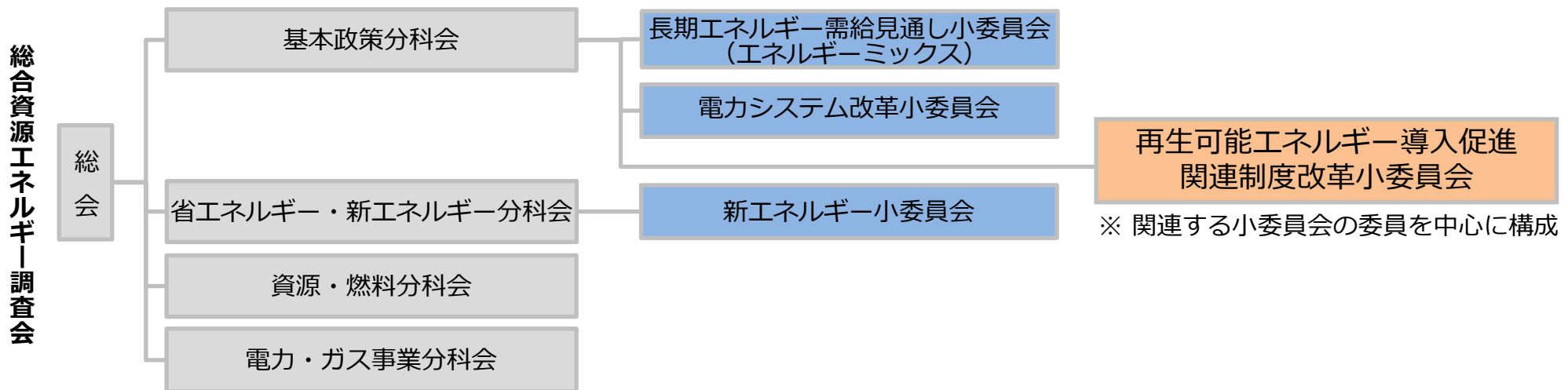
- 長期エネルギー需給見通し（本年7月公表）において示された2030年度のエネルギー需給構造のあるべき姿を実現するためには、顕在化しつつある様々な課題に対応しつつ、再生可能エネルギーを最大限導入していく必要がある。
- このため、本委員会では、再生可能エネルギーを持続可能な形で長期安定的なエネルギー源として導入拡大させるため、以下の観点から、固定価格買取制度を含めた制度改革の検討を行う。

① **電源の特性や導入実態を踏まえつつ、エネルギーミックスで示された再生可能エネルギーの導入の姿を実現させる仕組みを構築**

② **国民負担抑制の観点を踏まえ、最も効率的な形で再生可能エネルギーの導入を実現する仕組みを構築**

③ **電力システム改革の成果を活かしながら、効率的な形での電力の取引・流通の実現を通じて、再生可能エネルギーの導入拡大に結びつけていく仕組みを構築**

- 上記を検討するに当たっては、関連する規制・制度改革、研究開発等も併せて検討を行う。

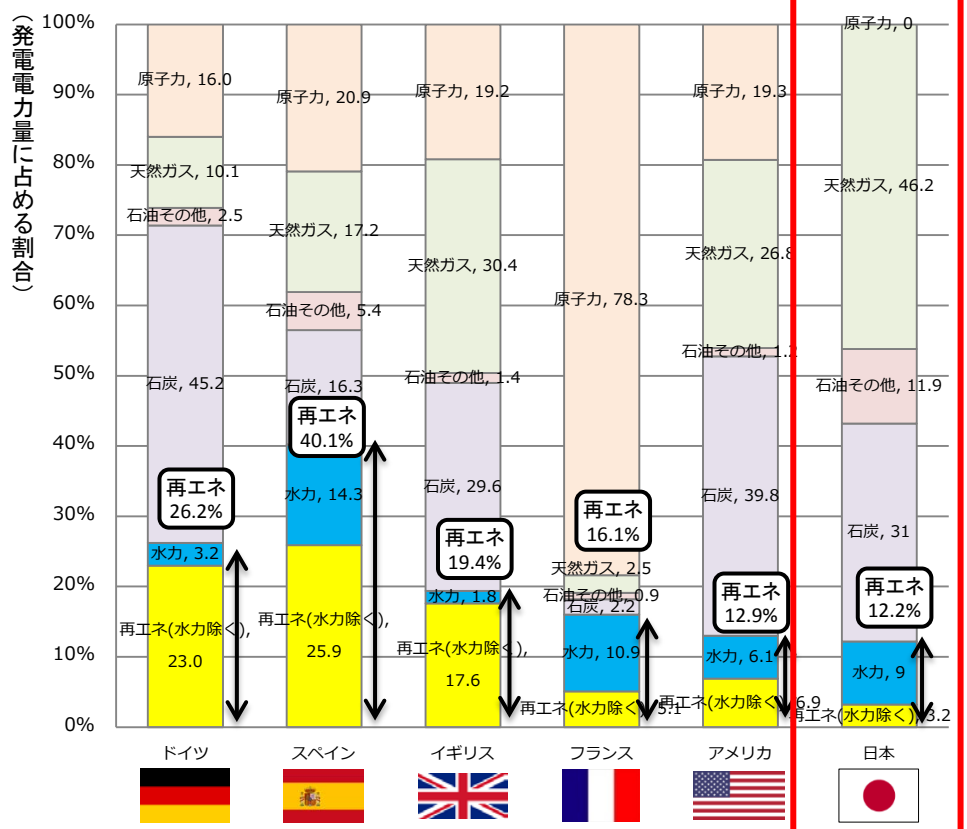


背景

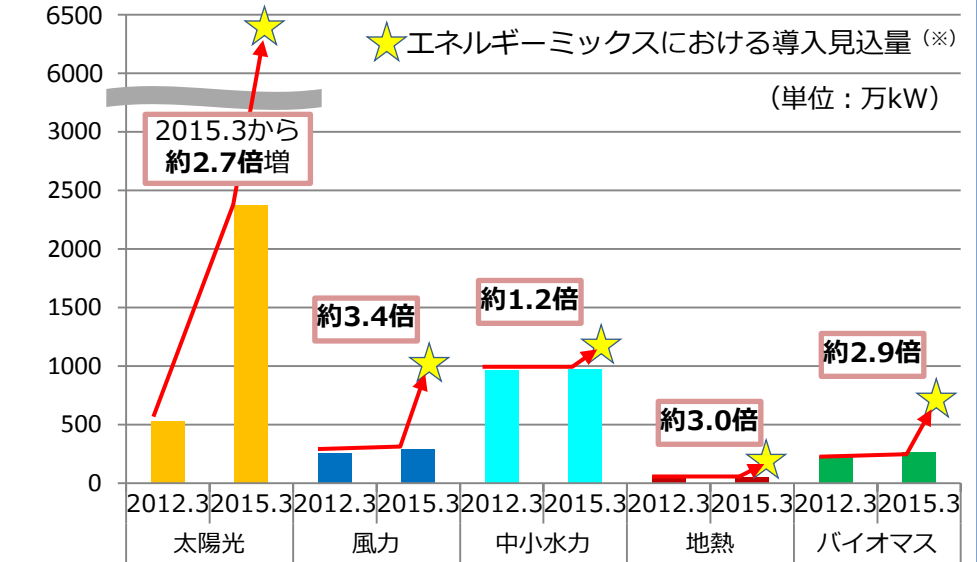
2. 背景①： エネルギーミックスの実現

- 自給エネルギーの確保、低炭素社会の実現等の観点から、再生可能エネルギーの導入拡大は重要な課題。
- 他方、欧米主要国に比べ、我が国の発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合は12.2%（水力を除くと3.2%）に留まる現状。
- 2030年のエネルギーミックスで示された再生可能エネルギーの導入水準（22~24%）を達成するには、電源の特性や導入実態を踏まえ、国民負担を低減しつつ、更なる導入拡大をしていくための取組が必要。

発電電力量に占める再生可能エネルギー比率の国際比較



各電源の運転開始済の設備容量と2030年の導入見込量



	太陽光	風力	中小水力	地熱	バイオマス
FIT前 (2012.3)	531	256	963	54	231
現在(A) (2015.3)	2371	293	972	52	254
ミックス(B) (2030)	6400	1000	1084~1155	140~155	602~728
B(最大)/A	約2.7倍	約3.4倍	約1.2倍	約3.0倍	約2.9倍

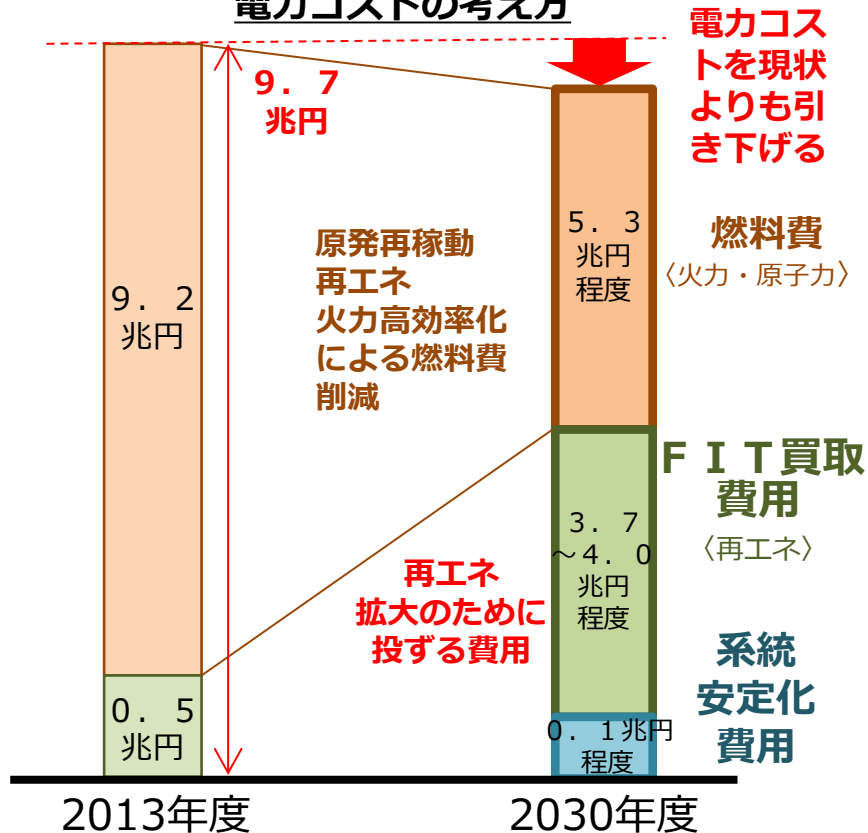
※・エネルギーミックスにおいては、中小水力発電の既導入設備容量を示してはいないが、ここでは出力別包蔵水力調査データにエネルギーミックスで示された追加導入見込量 (+150~201万kW) を合算して算出した。
 ・太陽光発電と風力発電については、出力制御の状況等によって導入量は変わらうる。
 出典：資源エネルギー庁作成

出典：【日本】「電源開発の概要」より作成（2014年度実績値）。
 【日本以外】2014年推計値データ、IEA Energy Balance of OECD Countries (2015 edition)

2. 背景②： 国民負担を踏まえた効率的な導入

- エネルギーミックスの検討においては、電力コストを現状より引き下げた上で、再生可能エネルギー拡大のために投ずる費用（買取費用）を3.7～4.0兆円と設定しているところ。
- 固定価格買取制度の開始後、既に3年間で買取費用は約1.8兆円（賦課金は約1.3兆円）に達しており、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を図るべく、コスト効率的な導入拡大が必要。

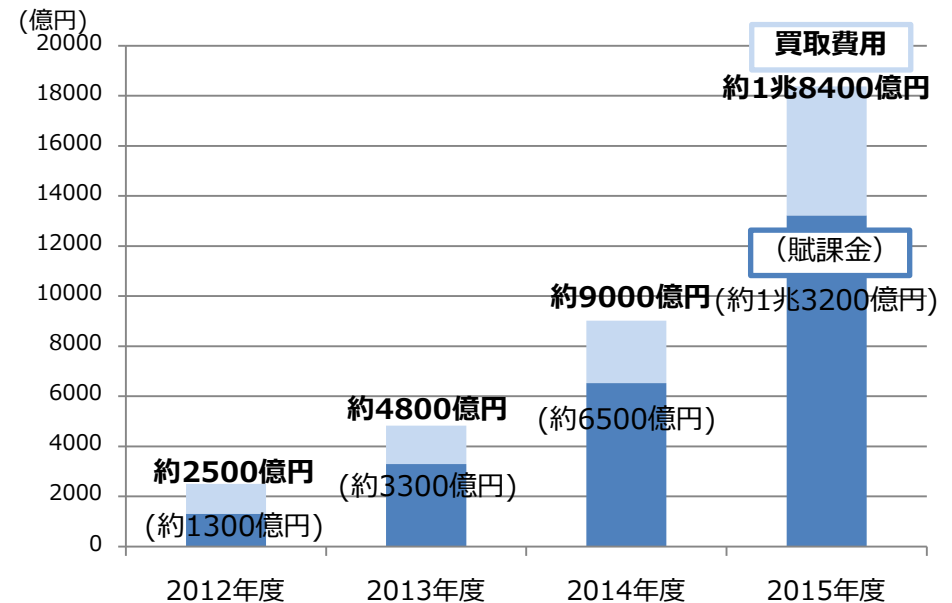
エネルギーミックスにおける 電力コストの考え方



(注) 再生エネの導入に伴って生じるコストは買取費用を計上している。
これは回避可能費用も含んでいるが、その分燃料費は小さくなっている。

出典：「長期エネルギー需給見通し関連資料」より

固定価格買取制度導入後の賦課金の推移



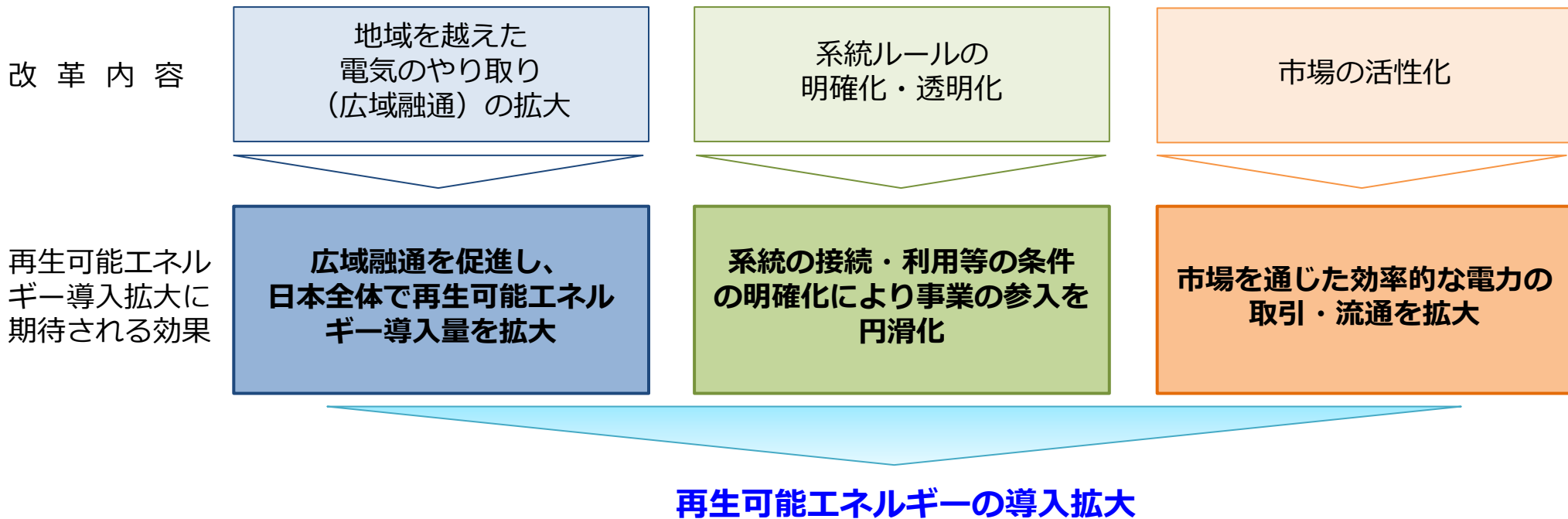
	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度
賦課金 単価 (標準家庭月額)	0.22 円/kWh (66円/月)	0.35 円/kWh (105円/月)	0.75 円/kWh (225円/月)	1.58 円/kWh (474円/月)

出典：資源エネルギー庁作成

2. 背景③： 電力システム改革

- 安定供給の確保、電気料金の最大限の抑制、需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大を目指して、電力システム改革が3段階に分けて実施される予定。
- 一連の制度改革の成果を活かし、効率的な形での電力の取引・流通の実現を通じて、再生可能エネルギーの導入拡大に結びつけていくことが重要。

<電力システム改革の内容と再生可能エネルギー導入拡大との関係>



<電力システム改革のスケジュール>

- 第1段階 (2015年4月～) : 広域的系統運用の拡大 (電力広域的運営推進機関の設立)
- 第2段階 (2016年4月～実施予定) : 小売参入の全面自由化
- 第3段階 (2020年4月～実施予定) : 送配電部門の法的分離、小売料金規制の撤廃

各論

3. 課題①： 認定制度の見直し

<現状>

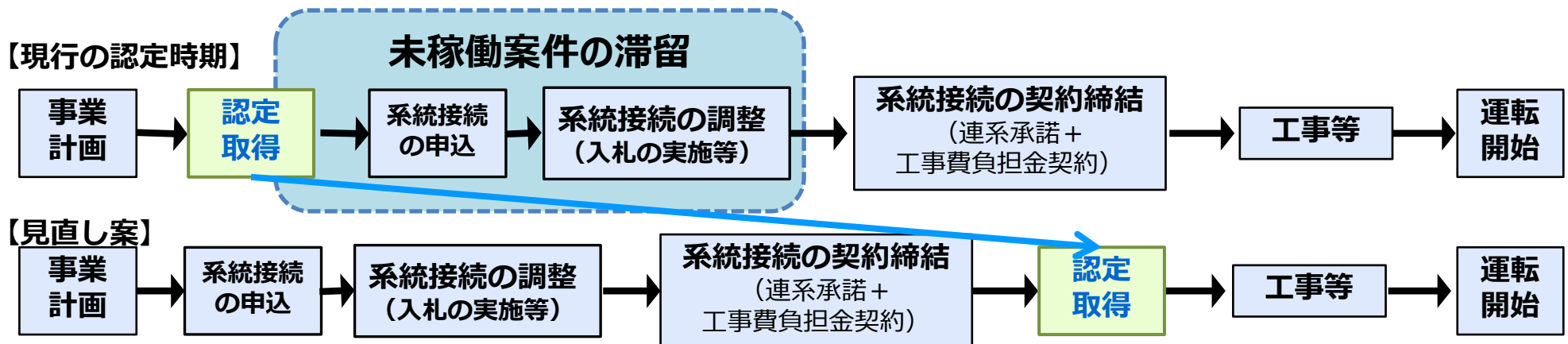
- 現行の「認定制度」は、買取の対象となる発電を国が認定することにより、認定を受けた発電設備について電力会社に系統接続を申し込んだ場合に①**電力会社がそれに応ずる義務をかけるために、接続申し込みの前に認定する仕組み**。
- 他方、事業の確度が低い②**初期段階で「認定」を行うことにより、未稼働案件が増加する原因**に。

<評価>

- ①の点については、認定を取得しないまま系統接続の申し込みを行う場合には、電力システム改革に伴う「オープンアクセス義務」（第2弾改正電事法第17条第4項）で規定された系統アクセスに係る全電源共通の対応により、別途、担保されることが期待される（その他、現行再エネ特措法第5条で規定している措置を別途担保することが課題）。
- ②の点については、認定時期を系統接続の契約締結後に移行することで、未稼働案件の発生抑制が期待される。

<見直し案>

- エネルギーミックスを踏まえた再生可能エネルギーの導入を**確実に実行**するという政策目的に鑑みれば、**認定時期を系統接続の契約締結後に移行することで事業実施の可能性が高い案件を認定していく**ことが妥当ではないか。



3. 課題①： 認定制度の見直し

- 現行の認定制度において、次の課題も指摘されている。
 - ① 認定を得た後の事業実施段階において、有効な規律をかけられない。
 - ② 再エネ発電事業について地域が情報を把握するための仕組みがなく、景観や光害など、地域トラブルが発生している。
- これらの課題に対して、①認定取得後の事業実施について長期安定的な発電を実施させるために一定の規律を及ぼすことができる仕組みとし、②認定情報を原則公表としてはどうか。

認定の基準

○現行の認定基準

※ 認定時期を「系統接続の契約締結」の後とする場合、この契約締結も確認するため、赤字部分を追加。

<発電設備の基準>

- 点検・保守を行うことを可能とする体制が国内に備わっていること
- 発電設備の設置場所、仕様が決定していること
- 系統接続の契約締結**
- 発電した電気の量が的確に計量できる構造であること 等

<発電方法の基準>

- 設置・運転費用を記録しながら発電を行うこと 等

情報の公開

- 認定の情報を原則公表とすることで、工事着手前に地域において事業の情報を把握することを可能としてはどうか。ただし、家庭用太陽光（10kW未満）については、一定の配慮を行うべきか。

認定後の適正な事業実施

- 認定後も安定的に発電を行わせるため、一定の規律を及ぼすため次のような仕組みを導入してはどうか。

<遵守事項の設定>

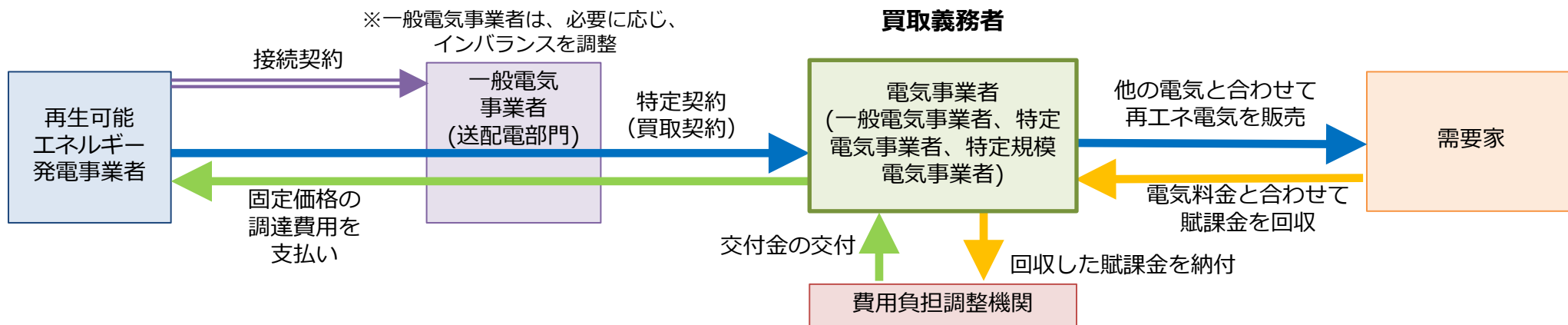
- 適切な点検・保守を行うこと
- 発電量を的確に計測すること
- 発電量等の定期的報告を行うこと 等

<改善命令等>

- 遵守事項に違反した場合に、経済産業大臣が改善を求める。
- ※ 現行法では、「保守・点検体制の不備」など認定基準に適合しない場合に取り消すことができるが、体制が整っていれば、適切な保守・点検を実施していない場合に対処できない。
- 改善命令に従わない場合に、認定の取り消しを可能とする。
- ※ 他法令への不適合であって適正な事業継続が困難である場合にも、認定取り消し等の是正措置を講じることができるよう措置。

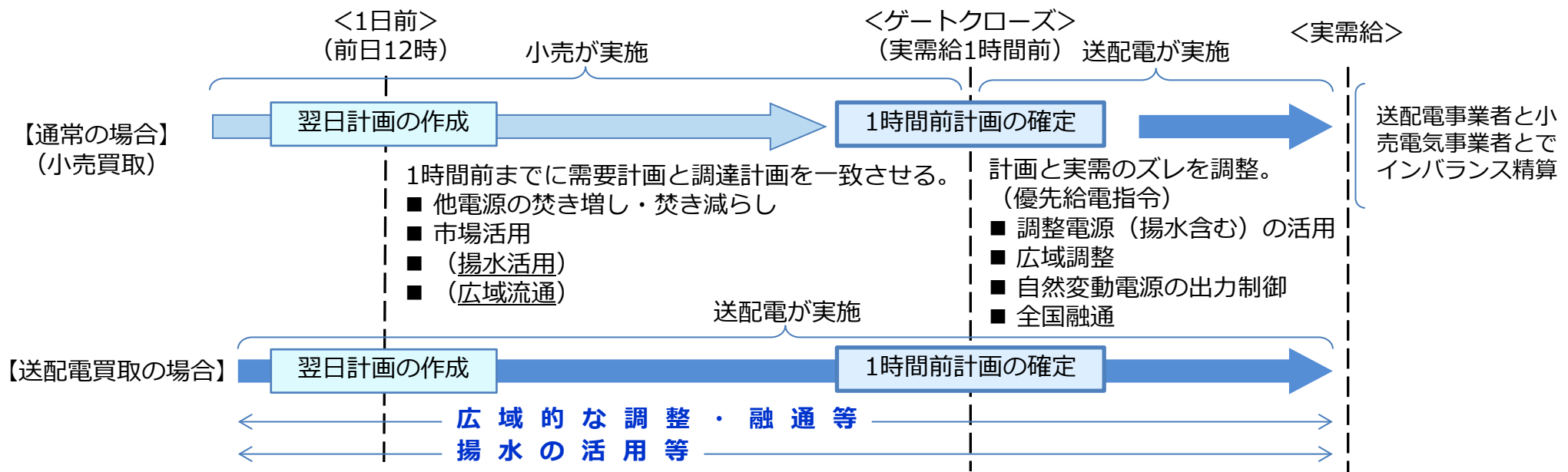
3. 課題②： 送配電事業者による買取

<現在（小売全面自由化前）の固定価格買取制度のイメージ>



<メリット：需給運用の柔軟化等>

- 送配電事業者が需給調整を直接行うため、揚水発電所の活用や広域融通等がより行われやすくなる。
- 買取義務者が自ら出力制御を行うことにより、出力制御時の業務フロー、権利義務関係等が簡素化する。



3. 課題③：コスト効率的な再生可能エネルギーの導入

<現状>

- 買取価格は、法律上、①**毎年度**（必要に応じ半年ごと）、②再生可能エネルギー源の種別、設置形態、規模に応じて、効率的に事業が実施される場合に**通常要すると認められる費用**を基礎に、**適正な利潤**等を勘案して定めることが設定されている。
- 具体的な手続きとしては、毎年度、中立的な第三者委員会である調達価格等算定委員会（算定委）において、事業者から収集した実績コストデータや、事業者ヒアリング等を踏まえて、翌年度の買取価格水準について検討を行い、その意見を尊重し、経済産業大臣が年度開始前に決定し、告示している。

論点① リードタイムの長い電源に関する導入拡大

- 風力・地熱・水力など、リードタイムが長い電源の場合、事業化決定後も、適用される買取価格が決定していないリスクを負いながら、事業の具体化（環境アセスメントや地元調整等）を進めざるをえないのが現状。
- 数年先の認定案件の買取価格を決定することで事業化決定のリスクが軽減されることとなり、開発促進に繋がることが期待されるのではないか。

【各再生可能エネルギー発電設備の開発期間等】

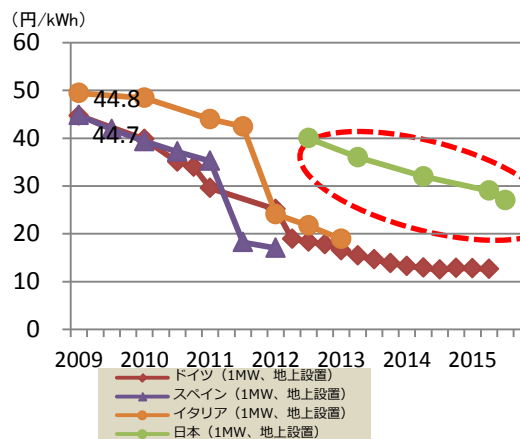
電源	期間	主な開発フロー
陸上風力	5～8年程度	①風況調査②環境影響評価、系統連系協議、③電気事業法等に係る手続き業務④建設工事、⑤使用前安全管理検査を併せて5～8年程度。
地熱	11～13年程度	机上検討、予備調査を除き、①資源量調査（これまでNEDO等が一定程度まで実施）、②許認可手続き・地元調整、③建設（3～4年）を併せて11～13年程度。
中小水力	4～18年程度	①流量調査②地元調整③水利権使用許可申請④環境影響評価、系統連系協議、⑤電気事業法等に係る手続き業務⑥建設工事、⑦使用前安全管理検査等を合わせて4～18年程度。

論点② 急速に導入が進んだ電源に関する早期の自立化

- 導入が大きく進んだ太陽光の場合
 - システム価格・買取価格ともに海外に比べ高い水準
 - 事業者・案件によりコスト効率性に大きな差が存在。
- 早期の自立電源化を目指して、コスト効率的な事業者の参入を優先させ、事業者のコスト低減努力をより一層促進するためには、海外の事例も参考にしつつ、コスト効率的な導入を促す買取価格決定方式へ移行すべきではないか。（※p11,12詳細）

【太陽光発電買取価格の国際比較】

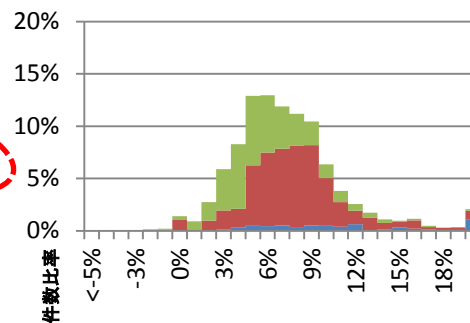
～日本の買取価格は国際的に高い～



【太陽光発電のIRRの分布】

～バラつきが大きい～

10kW以上 50kW未満 (n=2,699)



① ドイツにおける太陽光発電に関するFIT価格設定方式の変遷

- ドイツでは、2002年から価格低減率方式を設定していたが、太陽光導入の急拡大と賦課金上昇を受けて、国民負担抑制を図る観点から、2009年から導入量に応じて価格低減率を変化させる方式に変更。さらに、2015年からは入札制度に移行。
- また欧州各国においても、2000年代後半の太陽光パネルのコストの急速な価格低下の中で、FIT等の支援制度は、太陽光発電の大量導入と国民負担増の問題に直面し、入札制導入など大幅な制度の見直しや制度の停止に至る。

【ドイツの太陽光発電に関するFIT価格決定方式】

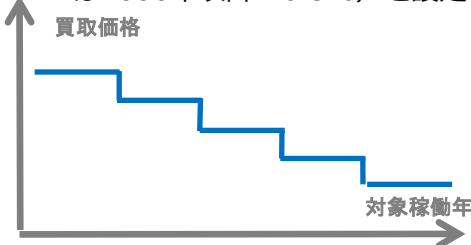
2000年 2002年 2009年 2015年

価格維持方式 (2000~01年)

- 2000年4月、再生可能エネルギー法により、50.62ユーロセント/kWhと規定（20年間適用。法改正を行わない限り、買取費用は変動せず。）

一定比率で毎年価格を低減させる方式 (2002年~08年)

- 長期的に一定年率の価格低減（建物固定は年▲5%、地上設置は2006年以降▲6.5%）を設定



100kWの太陽光発電（建物固定）

2004年: 54ユーロ/kWh
2005年: 51.30ユーロ/kWh
2006年: 48.74ユーロ/kWh
2008年: 46.30ユーロ/kWh
2009年: 43.99ユーロ/kWh

導入量に応じて価格低減率を変化させる方式 (2009年から)

- 直近1年間の太陽光発電導入総量に応じて、買取価格を低減する仕組みを導入。ドイツは年間2.5GWの導入を想定。

年間新規容量	適用層 低減率	年間新規容量	適用層 低減率
7.5.GW超	2.8%	2.6~3.5GW	1.0%
6.5~7.5GW	2.5%	2.4~2.6GW	0.5%
5.5~6.5GW	2.2%	1.5~2.4GW	0.25%
4.5~5.5GW	1.8%	1.0~1.5GW	0%
3.5~4.5GW	1.4%	~1.0GW	-0.5%

- 直近の導入量が想定より多い場合には、価格低減率が上昇するのに対し、想定よりも少ない場合には買取価格の上昇もあり得る。

入札方式 (2015年から試験導入)

- 事業者が支援を受ける価格水準について入札し、応札が安い順に落札。ドイツでは2015年より太陽光発電地上設備向けの入札方式を実施

年	入札期限・規模
2015年	<ul style="list-style-type: none"> • 2015年4月15日: 150MW • 2015年8月1日: 150MW • 2015年12月1日: 200MW 合計: 500MW ※2016年は400MW, 2017年は300MW

- 落札プロジェクトへの支援額はpay as bid方式。ただし2015年8月、12月の入札では試験的にuniform pricing方式を採用。

②コスト効率的な導入を促す買取価格決定方式の各案

A. 現行価格決定方式の運用厳格化（トップランナー方式）

- 事業者にとって、年度毎に価格が決定されるため、予見可能性が低い。
- 直近（前年）の導入量やコスト実績データを踏まえて価格決定するため柔軟な対応が可能。他方、価格設定を誤ると、急速な導入拡大や急激な導入停滞を生む恐れがある。

B. 価格低減率を予め決定する方式

- 事業者にとって、将来の価格が見通せるため、予見可能性が高い。このため、事業者によるコスト低減努力、イノベーションを促しやすい。
- 技術革新やコスト変化が著しい場合、将来を見通した価格低減率の設定は難しい。

C. 導入量に応じて価格低減率を変動させる方式

- 理論的には導入実績に応じた価格決定の実現を目指す仕組み。
- 導入量と低減率、2つの要素を決める必要がある。適正な数値を設定するのは難しく、事業者にとって導入量を予見することは困難であり、買取価格に関する予見可能性が低い。

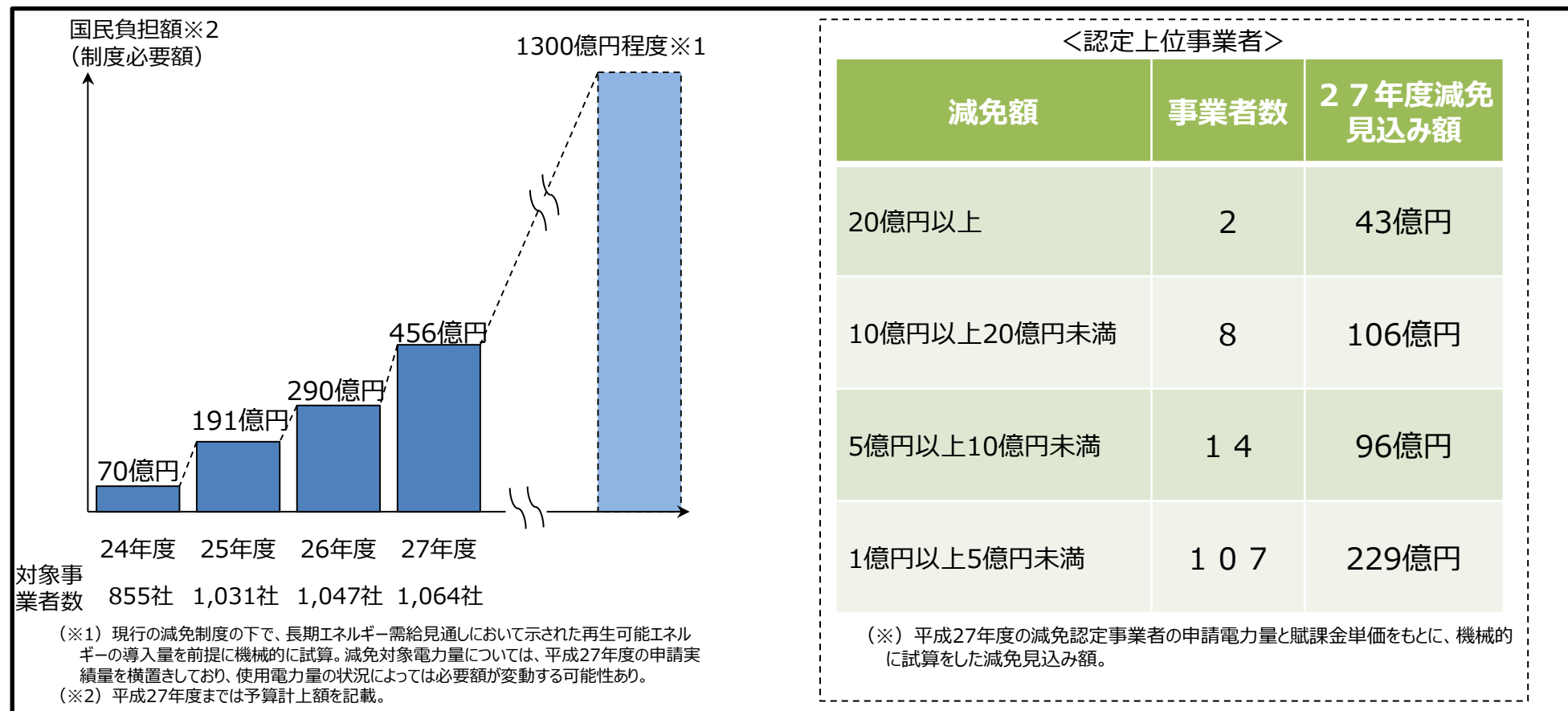
D. 入札方式

- 事業者にとって、（自分で決めた入札額に基づくため）買取価格は予見可能となるが、そもそも落札できないリスクが生じる。
- 競争を通じてコスト効率的な事業者から導入が進むことが期待される。

3. 課題④：賦課金減免制度について

- 賦課金減免制度は、国際競争力の維持・強化の観点から、電力多消費事業者の売上高千円当たりの電気使用量（kWh）が、製造業では平均の8倍（非製造業は14倍）以上となる事業を行う事業所について、その賦課金負担の8割を減免。原資は政府予算により手当て。
- 制度運用後3年間を経過する中、減免制度に対して、①国民負担（制度の必要額）が増大し、減免対象とならない他の電気利用者との間に不公平が生じているのではないか、②電力多消費産業への支援は、予算の使い方としては、省エネ努力の有無等に関わらず交付される単なる電気代補助として行うよりも、費用対効果の高いものに振り向けていくべきではないか等の指摘がある。

■ 減免制度に係る国民負担額



4. 今後の検討の進め方

○現行制度の手続の流れ

- 「認定制度」の課題
- 事業開始後の管理の課題
- 買取価格決定時期の課題
- 買取義務者 等

9/25 (金)
第2回

○コスト効率的な再生可能エネルギーの導入

- 買取価格決定方式のあり方
- 固定価格買取制度に関するコストの負担のあり方 等

10/20(火)
第3回

○系統制約の解消に向けて

○研究開発・規制改革 等

11月
第4回