

参考資料2
(第12回調達価格等算定委員
会配付資料)

最近の再生可能エネルギー市場の動向について

平成26年1月10日（金）

資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部

今般の審議に当たっては、以下の点に留意する必要がある。

- ① 制度の適用を受ける設備については、法令に基づきコストデータを義務的に提出させて（提出されたデータについて虚偽の記載があった場合には制度の適用を取消す旨の注意喚起も行っている）、実態の費用を反映したデータを収集しており、平成25年度の調達価格の算定に当たっても、収集したデータを基礎とした。これに加え、本年度は、中規模以上の太陽光発電設備については、初年度の調達価格（42円/kWh）の適用を確保していながら運転開始に至っていない案件について、その遅延理由と着工予定日を確認する調査を実施している。現在、調査継続中であるものの、調査結果がとりまとめ次第、本データも審議に活用できるよう整理することとする。
- ② ただし、施行後1年半を経て、太陽光を中心にデータが徐々に集積しつつあるものの、運転開始まで長期の開発期間を要する発電設備（風力・地熱等）を中心に、十分なデータが収集されているわけではない。
このため、今回の審議の対象として取り上げる太陽光以外の発電設備については、収集したデータ数が少ないことから、前回の調達価格等算定委員会で提示したデータも含めた、制度開始以降運転開始したデータの全数を、今回の分析対象とした。
- ③ また、収集したデータから、制度施行後、コストが変化しているとの事実が確認された場合については、これを来年度参入者の調達価格の算定に当たって適切に反映させる必要がある。なお、データの分析に当たっては、そもそものデータ数、分布の状況、特異な気象等による年毎の変動等を勘案し、法が「供給が効率的に実施される場合に通常要する費用」と規定している趣旨を踏まえる必要がある。

（参考）再生可能エネルギー特措法施行規則

12条1項

認定発電設備を用いて発電する者は、特定契約に基づき当該認定発電設備を用いて発電した再生可能エネルギー電気の供給を開始したときは、速やかに当該認定発電設備の設置に要した費用の内容を経済産業大臣に報告しなければならない。

12条2項

認定発電設備を用いて発電する者は、毎年度1回、当該認定発電設備の年間の運転に要した費用の内容を経済産業大臣に報告しなければならない。

1. 全般・太陽光発電の状況

- 固定価格買取制度の適用を受けるには、再生可能エネルギー発電設備について、経済産業大臣の認定を受けることが必要。制度開始後、平成25年10月末までに、認定を受けた設備は約2,621万kW。これに対し、同期間、新たに運転を開始した設備は約585万kW（制度開始前と比較して約3割増）。
- 現在、非住宅用の太陽光発電設備で、平成24年度に経済産業大臣の認定を受けていながら、運転開始に至っていない案件について、その遅延理由と着工予定日を確認する報告徴収を実施しているところ。
- 報告徴収に当たっては、発注時点での費用についても、報告を求めている。当該費用は「供給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」として、より直近の調達価格算定の基礎として活用が可能であることから、次回以降の調達価格等算定委員会において、当該データを含め、太陽光について審議いただくこととしたい。

【再生可能エネルギー発電設備の導入状況】

	固定価格買取制度導入前 ←	固定価格買取制度導入後 →		
	平成24年6月末までの累積導入量	平成24年度(7～3月)の導入量	平成25年度(4～10月)の導入量	平成24年7月～平成25年10月に認定を受けた設備
太陽光(住宅)	約470万kW	96.9万kW	87.0万kW	204.2万kW
太陽光(非住宅)	約90万kW	70.4万kW	312.3万kW	2,249.0万kW
その他	約1,500万kW	9.6万kW	9.2万kW	167.8万kW
合計	約2,060万kW	176.9万kW	408.3万kW	2621.1万kW
		585.2万kW		

(注)なお、発電量に換算すると、平成24年度の導入量は約24億kWh分であり、原発約0.3基分に相当(原発1基分:120万kW、設備利用率70%を想定)。

- 風力・地熱など太陽光以外の発電設備は、その開発にあたって環境影響評価や地元調整により数年程度を要するのが実態。このため、現状は、1年前後で開発可能な太陽光に認定が集中しているのが実態。

【各再生可能エネルギー発電設備の開発期間】

太陽光 (住宅用)	2～3ヶ月程度	契約手続き、補助金申請、設置工事、系統接続等を合わせて2～3ヶ月程度。
太陽光 (メガソーラー)	1年前後	関連事業者へのインタビュー及び NEDO 導入ガイドブック等より、①系統連系協議、②電気事業法(・建築基準法)の手続き業務③建設工事、④使用前安全管理検査を併せて1年前後。
陸上風力	4～5年程度	関連事業者へのインタビュー及び NEDO 導入ガイドブック等より、①風況調査②環境影響評価、系統連系協議、③電気事業法・建築基準法に係る手続き業務④建設工事、⑤使用前安全管理検査を併せて4～5年程度。
バイオマス (木質専焼)	3～4年程度	関連事業者へのインタビュー及び NEDO 導入ガイドブック等によれば、①環境影響評価、系統連系協議、②廃掃法上の手続き業務、③電気事業法・建築基準法に係る手続き業務、④建設工事、⑤使用前安全管理検査を併せて3～4年程度。
地熱	9～13 年程度	関連事業者へのインタビューによれば、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9～13 年程度。
小水力	2～3年程度	関連事業者へのインタビュー及び NEDO 導入ガイドブック等により、①水利権使用許可申請②環境影響評価、系統連系協議、③電気事業法・建築基準法に係る手続き業務④建設工事、⑤使用前安全管理検査等を合わせて2～3年程度。 ※流量調査から必要な「新規設置」なのか、そのデータは既にあり使用可能なのか、地元地権者との交渉の要・不要及びそれに係る期間、環境調査の要・不要など、色々な要素があり一概には言えない点に留意。

2. 陸上風力発電の状況

<大型風力（20kW以上）>

- 現時点では、固定価格買取制度の適用を受けた新規運転開始実績は10件。
- 大型風力の場合、事前の調査や環境アセスメント等で運転開始までに4～7年程度要するため、現時点では固定価格買取制度施行前から準備されていた案件が運転開始に至っている状況。
- 現在のところ、設備認定を取得した開発案件が76件存在し、今後これらの案件が順次運転開始していく見込みである。
- 加えて、政府としてはこの動きを加速させるため、環境アセスメントの迅速化、風力発電の適地（北海道や東北の一部）での地域内送電網整備・実証による立地環境整備などを着実に進めていく。

<小形風力（20kW未満）>

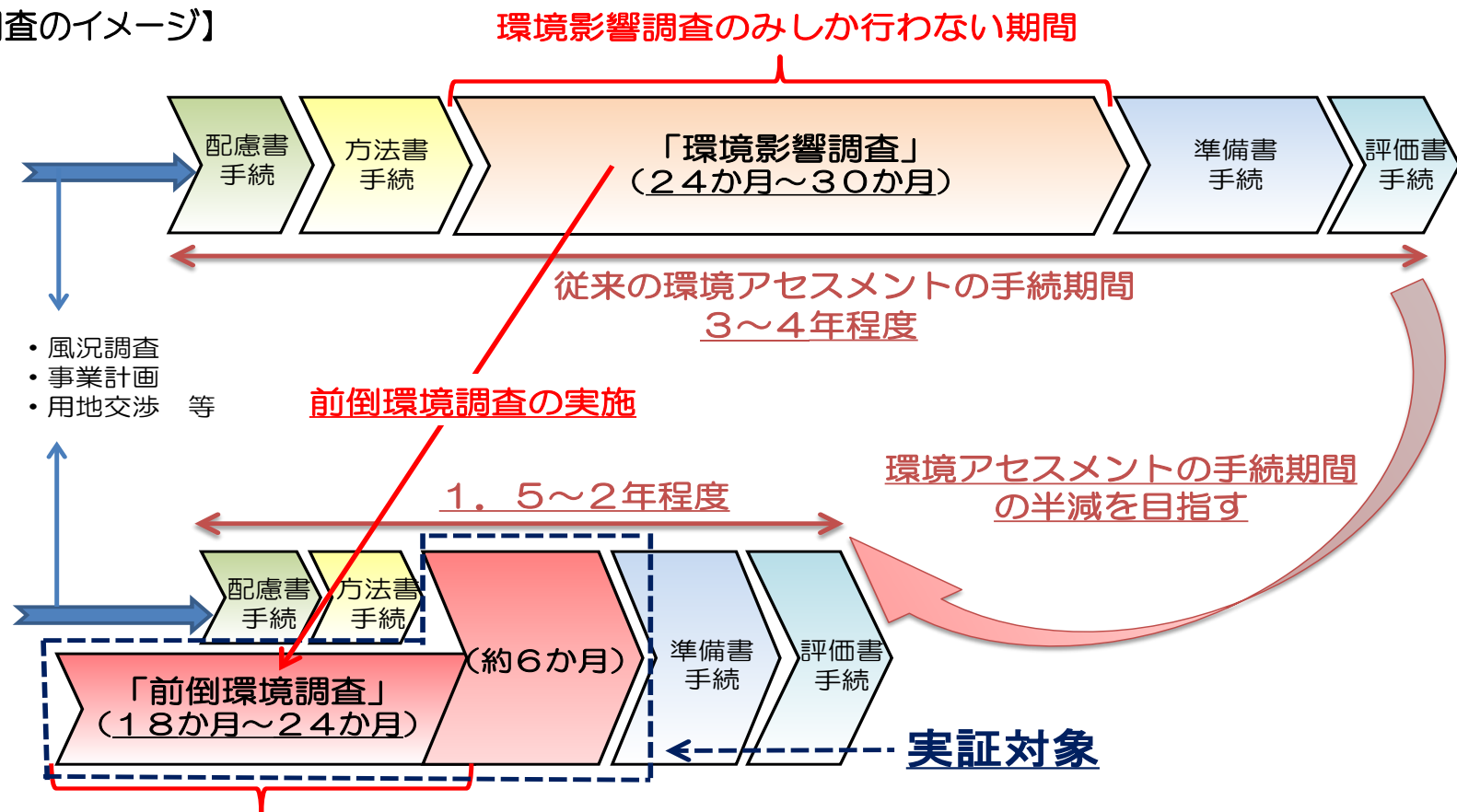
- 現時点では、固定価格買取制度の適用を受けた新規運転開始実績は1件。
- 現在、小形風力発電機メーカーでは、固定価格買取制度の設備認定上求められている安全性や品質に関する基準を満たすことを確認できる第三者認証の取得に向け、各種データの取得に努めているところ。加えて、電力会社との接続協議の円滑化に向けた客観的な技術基準の整備など、固定価格買取制度に対応した市場環境整備に取り組んでいるところ。
- 固定価格買取制度に対応した各種市場環境整備が進みつつあることから、今後、順次運転開始していく見込み。

【大型風力発電運転開始までの一般的なプロセス】



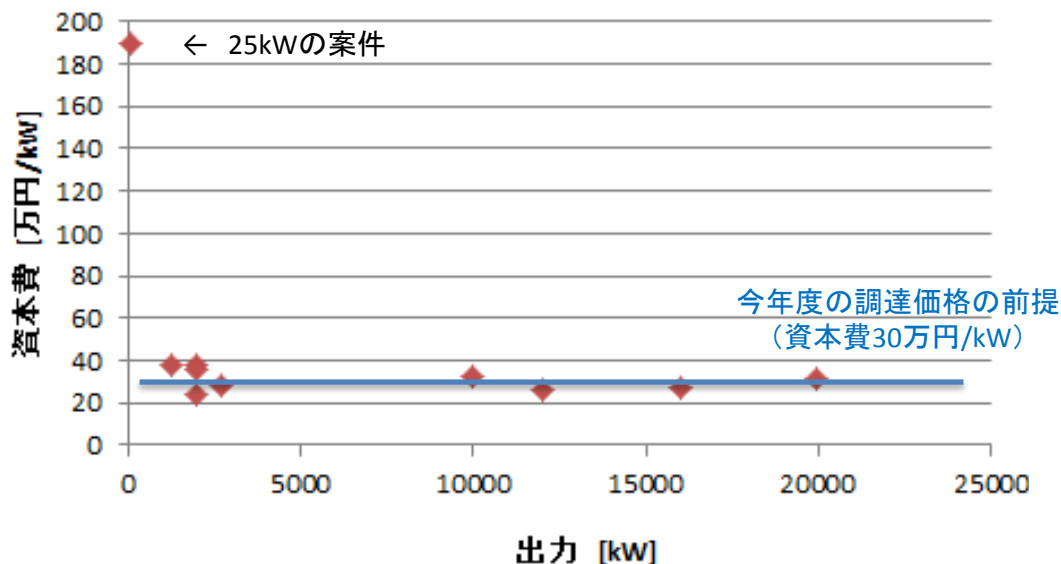
- 風力・地熱発電の導入を加速化するため、3～4年程度を要する環境アセスメントの手続期間を半減することを目指すこととしている。
- その実現のため、国や自治体の審査期間を短縮するだけでなく、環境アセスメントの手続における環境影響調査を前倒し、他のプロセスと同時並行で進めること（前倒環境調査）が必要。
- 経済産業省では環境省と連携し、前倒環境調査を行う上での課題の特定・解決を図るための実証事業を、平成26年度から集中的に実施する予定（平成26年度政府予算案20億円）。なお、前倒環境調査の実施にあたっての課題や対応の方向性について、アセス制度や発電事業の有識者、関係団体、関係省庁等による研究会を実施しており、年度内に検討の成果を取りまとめる。

【前倒環境調査のイメージ】

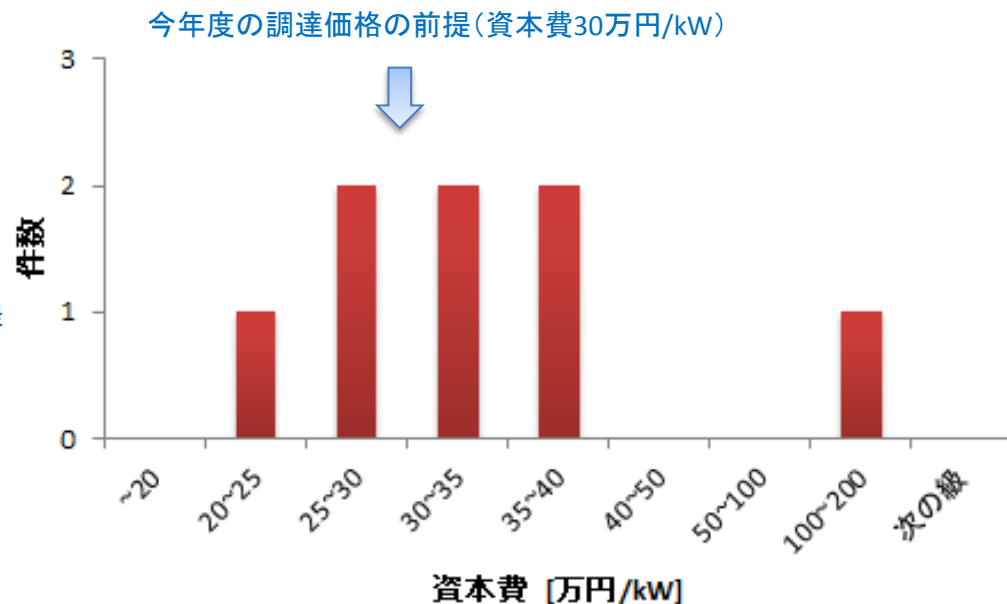


■ 今回収集した資本費のコストデータは10件。資本費は平均値47.1万円/kW、中央値31.7万円/kWであるが、中でも25kWと小形風力とほぼ同等と思われるケースに関する特異なデータを除けば、平均値31.7万円であり、今年度の調達価格の前提（30万円/kW）から大きくずれるものではない。現在のところ、設備認定を取得した開発案件が76件存在し、今後これらの案件が順次運転開始していくことが見込まれる。資本費の変化は、これらの案件の運転開始を待って判断することが適当か。

【陸上風力（20kW以上）の出力と資本費の関係】

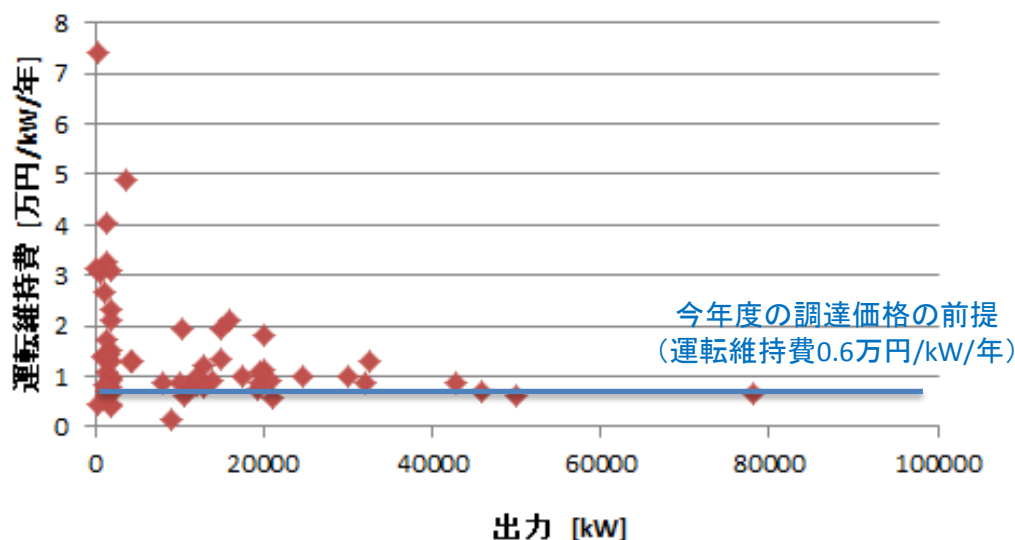


【陸上風力（20kW以上）の資本費の分布状況】



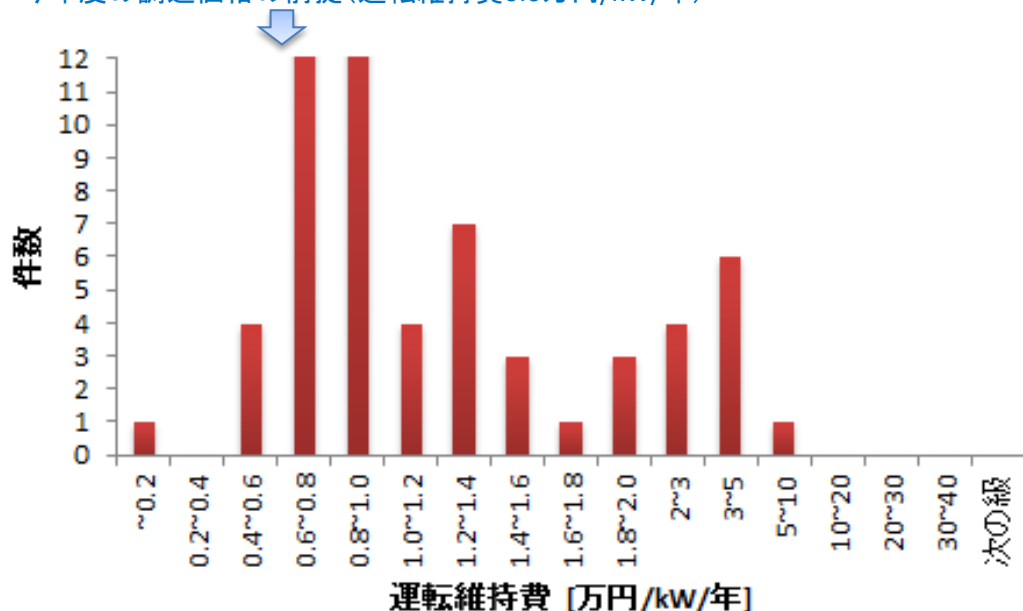
- 今回収集した運転維持費のコストデータは64件。その平均値は1.4万円/kW/年、中央値は1.0万円/kW/年であり、今年度の調達価格の前提（0.6万円/kW/年）を上回っている。
- これは、例年より比較的多かった台風の影響による風車の修繕などや、数年に一度実施される大規模修繕（オーバーホール）が集中した影響等で、一時的に、高い値を示した可能性があると考えられる。
- このように、運転維持費の水準は、天災や、大規模修繕のタイミングなど、その年の自然状況等により左右されることを鑑みると、もうしばらく状況を見極めるべく、据え置くことが適当か。

【陸上風力（20kW以上）の出力と運転維持費の関係】



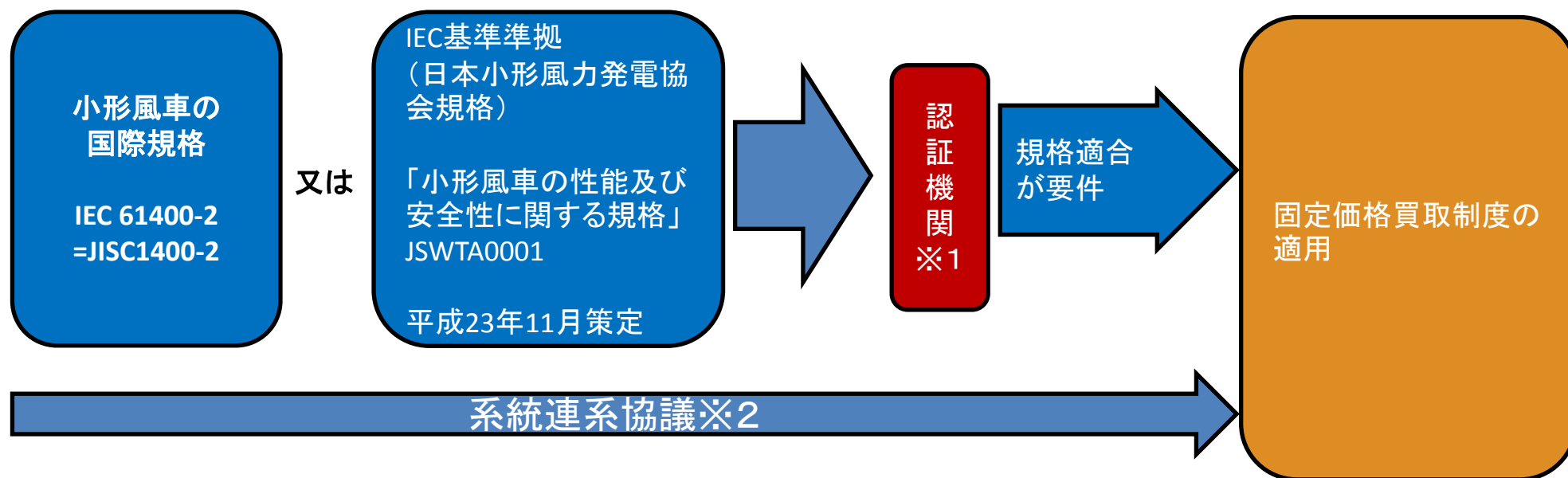
【陸上風力（20kW以上）の運転維持費の分布状況】

今年度の調達価格の前提（運転維持費0.6万円/kW/年）



- 今回収集した資本費のコストデータは1件で510万円/kW。今年度の調達価格の前提（125万円/kW）よりも高いが、設置した事業者への取材によると、CSRの一環として設置したものであるため、採算度外視であることが判明した。
- 現在、小形風力発電機メーカーでは、固定価格買取制度の設備認定上求められている安全性や品質に関する基準を満たすことを確認できる第三者認証の取得に向け、各種データの取得に努めているところ。加えて、電力会社との接続協議の円滑化に向けた客観的な技術基準の整備など、固定価格買取制度に対応した市場環境整備に取り組んでいるところ。
- 小形風力発電の調達価格の算定にあたっては、実績データが1件にとどまること、固定価格買取制度に対応した各種市場環境整備が進みつつあることから、状況を見極めるべく、据え置くことが必要か。

【小形風力発電の売電開始までのプロセス】



※1 認証機関では構造設計評価、型式試験（耐久性、安全性及び機能試験等）、製造評価等を行う。

※2 系統連系にあたり必要となるJET認証の技術基準の整備に向け、現在検討を行っている。

3. 洋上風力発電の状況

- 洋上風力の導入は、陸上風力のポテンシャルが限定的な我が国において、再生可能エネルギーの導入拡大を図る上で不可欠。しかし、海底基礎工事や構造設計など陸上風力とは異なる課題も多く、その価格設定を別区分で行うに当たっては、慎重な検討が必要な分野。
- このうち着床式（風車を海底に固定して設置する方式）の洋上風力については、国・NEDOが銚子沖と北九州沖の二か所で実証事業を行い、実証機の設置を終えたことから、基礎的なデータの一部が得られつつあるところ。民間の事業化計画も徐々に動き出している。
- なお、浮体式（浮体施設をチェーン等で海底に係留して設置する方式）は、世界初となる本格的浮体式洋上風力の事業化を視野に福島県沖、長崎県五島沖で実証が開始されたが、まだ研究開発要素が残されており、コスト評価が難しい状態。水深の自由度が上がるため立地制約が着床式と比べて少ないのが大きな魅力となるが、引き続き、技術的な開発・検証が必要な状況。

長崎県五島（浮体式）

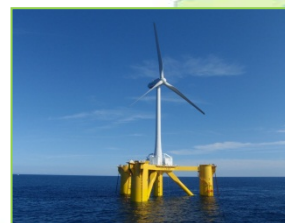
- ✓ 平成24年6月に、100kWの浮体式洋上風車を設置。
- ✓ 平成25年10月に、2,000kW級の浮体式洋上風車を設置、運転を開始。2015年まで、データの取得、環境影響の調査・評価等を進める予定。



【国による実証事業の状況】

福島沖（浮体式）

- ✓ 平成23年度から5年程度の計画で、福島県の沖合約18km、水深約120m地点に、世界一となる本格的浮体式洋上風力発電を実現する実証。
- ✓ 平成25年11月に2,000kWの風車1基を設置、運転を開始。平成26年度には7,000kWの風車2基を福島県沖に設置予定。



北九州沖（着床式）

- ✓ 平成25年3月に2,000kW風車の設置が完了。平成25年6月より発電開始。
- ✓ 平成26年度まで運転データや洋上の風速データなどの取得、日本海における気象・海象の実態把握や送電面の課題把握等を実施予定。



提供：電源開発（株）

銚子沖（着床式）

- ✓ 平成24年10月に2,400kW風車の設置が完了。平成25年2月より発電開始。
- ✓ 平成26年度まで運転データや洋上の風速データなどの取得、太平洋における気象・海象の実態把握や送電面の課題把握等を実施予定。



提供：東京電力（株）

- 洋上風力発電については、平成25年度の調達価格等算定委員会の報告書においては、「洋上風力に係るコストデータが把握可能となった時点で、（陸上風力とは）別途の区分を設けることも含めて、再検討を行う」こととされている。
- 平成25年においては、着床式の洋上風力について、国・NEDOによる実証事業である銚子沖・北九州沖にて発電を開始し、コストデータを含めた各種データを取得が始まっている。
- 他方、別途、福島沖と長崎五島沖において、国の実証事業が行われている浮体式についても実証機の設置が行われたが、浮体式については、現在、残された技術的な課題について開発・検証が必要な状況にあり、その事業化は早くてもあと3年以上要すると考えられる。
- このため、本年度の調達価格等算定委員会の開催に先立ち、風力発電等に詳しい外部有識者からなる研究会を組織し、実証事業のデータの信頼性や、事業検討段階にある事業者へのヒアリング、実証事業に先立ち実施した実現可能性調査、海外事例のコスト動向等について、着床式を中心に、専門的知見から整理を行った。
- 本年度は、こうした専門家による知見の整理を踏まえつつ、調達価格等算定委員会において、洋上風力に関し別途、調達価格を設定するかどうか、その水準をどの程度に設定するか、議論することとしてはどうか。

【洋上風力の調達価格に係る研究会 委員名簿】

荒川 忠一	東京大学 教授
飯田 誠	東京大学 准教授
石原 孟	東京大学 教授
牛山 泉	足利工業大学 学長【座長】
佐藤 森夫	新日本有限責任監査法人 シニアパートナー
高橋 良友	みずほコーポレートアドバイザー株式会社営業本部 部長

- 銚子沖、北九州沖それぞれの風車1基による実証事業のコストを、20～50基程度のウィンドファームに拡張した場合について試算したところ、資本費112万円、107万円/kW、運転維持費2.3万円、3.1万円/kW/年となった。
- これは、大型風車や沖合の大水深など難易度の高い条件にも対応できる高価な基礎構造や、設置工事に当たって現に利用した施設・工法など、本実証事業のコスト構造をそのまま拡張したデータであり、他のデータを参照すれば、この水準は十分に下げうるものとの評価であった。
- 実証事業の成果も踏まえつつ、事業検討段階にある事業者へのヒアリング、事業者も参画した実現可能性調査、海外の事例等をあわせて分析した結果、事業化段階における費用を検討する際に、大きく3つの代表的なコスト試算オプションを念頭に置くことが適切ではないかとの結論に至った。
- なお、洋上風力の定義は、「建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするケース」とされた（風車と陸地が構造物等で繋がっており、作業員が建設及び運転保守の主たる作業を、陸側から行うことができるケースは対象外）。

オプション	コスト ※ヒアリング・実現可能性調査の値	備考
①事業検討段階にある一部事業者の報告	資本費45万円/kW 運転維持費2.1万円/kW/年	委員から以下の指摘あり。 ・利害関係者の特定が容易な港湾内の開発案件で調整コストが安価 ・事業リスクや設備利用率の見通しなどに不十分
②比較的条件が良い海域において、国内外で商用化実績を有する相対的に安価な基礎構造を想定するケース	資本費54～59万円/kW 運転維持費1.5万円/kW/年～3.0万円/kW/年。	・「比較的条件が良い海域」とは、海底条件が良く、比較的高い設備利用率が期待できる海域を想定
③沖合で大型風車を設置する際に採用が見込まれる、相対的に高価な基礎構造を想定するケース	資本費75、79万円/kW 運転維持費2.1、2.3万円/kW/年	一部委員から以下の指摘あり。 ・本ケースのような、欧州でも展開が始まっている沖合での大型風車も見据えた調達価格の設定が必要。

■ 専門家の間では、特に、オプション②からオプション③の間が有望とされたが、どのような洋上風車を念頭に置くかによって、適切なコスト水準の評価も分かれうるとの見解であった。オプション②は、既に商用化実績のある安価な基礎構造であり、離岸距離も短いため、初期段階から導入が予想される。オプション③は資本費は割高となるが、沖合で好風況であり発電量は増えるため、順次導入が予想される。

オプション②

比較的條件が良い海域において、国内外で商用化実績を有する相対的に安価な基礎構造を想定するケース

風車※ : 2MW

立地※

平均離岸距離 : 2～5.5km(欧州のサイトでも10km未満)
平均水深 : 13～26m(概ね10m台)

基礎構造 : モノパイル式

- ・適用地盤は、岩質、泥質、砂質
- ・国内外で商用化されており、相対的に安価

モノパイル式
水深0～30m



➡ 資本費54～59万円/kW ※
運転維持費1.5万円/kW/年～3.0万円/kW/年※

オプション③

沖合で大型風車を設置する際に採用が見込まれる、相対的に高価な基礎構造を想定するケース

風車※ : 3～7MW

立地※

平均離岸距離 : ～10km(欧州では43kmのサイト有り)
平均水深 : ～20m(欧州では29mのサイト有り)

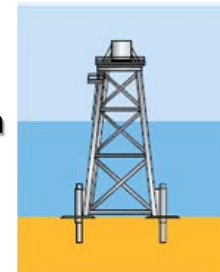
基礎構造 : 重力式、ジャケット式

- ・適用地盤は、砂質
- ・大型風車や、沖合の大水深に対応できるが、相対的に高価

重力式
水深0～40m



ジャケット式
水深0～50m



➡ 資本費75、79万円/kW※
運転維持費2.1、2.3万円/kW/年※

- 研究会で専門家が指摘した洋上風力発電の諸課題や、欧州・北米における融資の際の追加利子率の差からも、洋上風力が陸上風力よりも高いリスクを持っていることは明らか。欧州の支援制度においても、洋上風力の調達価格水準は、陸上風力のその約1.5倍程度～約2倍程度の水準で設定されている。

研究会で取りまとめられた 洋上風力発電の諸課題

事前調査段階

- ✓ 洋上の占有に係る利害関係者（漁業や航行関係者等）との調整
- ✓ 各種手続き（環境アセスメント等）

設計段階から設置段階

- ✓ 大型洋上風車や基礎の製作・施工における港湾インフラや船舶、重機の利用限界

設置段階

- ✓ 完工保証、遅延リスク

設置段階から運転保守段階

- ✓ 保険、金融

運転保守段階

- ✓ ウェイク影響、保守点検（メンテナンス船の確保等）

建替えや撤去段階

電源毎のリスクの相違

- Bloomberg New Energy Financeの、基準金利（銀行間で変動金利と固定金利を交換する際の金利）に、どの程度の追加利子率を標準的に上乗せしているか（“Term Loan Spread”）について調査したデータ（2013Q4）では、洋上風力は陸上風力よりも**50bps（0.5%）高い**。

	Technology	Debt ratio (%)	Term loan spread (bps)	Term loan tenor (years)
陸上風力	PC - c - Si Tracking	70	290	10
	PV - c - Si	70	290	10
	PV - thin film	70	290	10
	STEG - LFR	80	500	8
洋上風力	STEG - Parabolic Trough	80	1000	10
	STEG - Tower & Heliostat	80	1000	10
	Wind - Onshore	70	250	10
	Wind - Offshore	60	300	15
	Geothermal - Binary Plant	50	350	15
	Geothermal - Flash Plant	50	350	15
	Biomass - Gasification	75	320	10
	Biomass - Anaerobic Digestion	70	320	10
	Biomass - Incineration	70	320	10
	Landfill Gas	70	320	10
	Municipal Solid Waste	70	320	10
	Marine - Wave	0	500	15
	Marine - Tidal	0	500	15
	Small Hydro	70	363	13
	Large Hydro	70	363	13
	Natural Gas CCGT	75	250	15
	Nuclear	0	-	-
	Coal Fired	70	550	15

出典: Bloomberg New Energy Finance

- ドイツの固定価格買取制度においても、洋上風力に対し想定する融資利率を、陸上風力の5.5%よりも高い7.0%を想定（**1.5%高い**）。

出典:「2011年再生可能エネルギー法進捗報告書」の附属資料

欧州の支援制度における買取価格（kWhあたり）の比較

	洋上風力(A)	陸上風力(B)	比較(A/B)
ドイツ	1～8年目: 24.7円、または 1～12年目: 19.5円 (以降20年目まで: 4.6円)	1～5年目: 11.3円 (以降20年目まで: 6.1円)	1.7～ 2.1倍 * 当初価格の比較
英国※2	15年目まで: 24.8円	15年目まで: 15.2円	1.6倍
デンマーク	20TWh発電分まで: 18.9円※3	稼働時間6,600時間まで: 売電 価格+4.8円（上限 11.0円）	1.7倍～

※1: 1€=130円、1GBP=160円、1DKK=18円で換算

※2: 2014年度に施行予定の差額契約型(CfD: Contracts for Difference)固定価格買取制度における行使価格(Strike Price)

※3: 2013年9月に稼働開始したAnholt発電所(設備容量400MW)に、競争入札の結果として適用された固定価格

出典: ドイツ連邦環境・自然保護・原子炉安全省、英国エネルギー・気候変動省、デンマークエネルギー庁の資料に基づき資源エネルギー庁作成

- 現時点では、陸上風力よりも高いコスト（資本費・運転維持費）となっているが、将来的には、欧州でも進んでいるような、洋上風力開発の習熟度が増すにつれて、低減が期待できるコスト要素が多数残されていることについては、専門家委員の間で合意された。

低減が期待できるコスト要素

- 風車の組み立てにも活用できる地耐力の高い港湾インフラの整備
- 設置船・メンテナンス船などの設置管理に必要な船舶／設備等の整備などの施工環境の整備
- 我が国の海底地層等に適した風車・工法の効率的選択や漁業との共生を図りやすい新たなノウハウの獲得といったような技術・ノウハウの進展
- 導入実績の増加に伴う金融コストの低減

欧州では、港湾や専用船等が整備されており、重量・大型構造物の量産、効率的な運搬・施工が可能（現状の日本では、量産や効率的な施工の面で、欧州と比較し劣る）

【欧州の事例】



基礎の量産・効率的な運搬を行う



専用船や大型台船1隻で施工（現状、日本は2隻で施工）

陸上風力との比較

	オプション②	オプション③	陸上風力（調達価格22円/kWh）
資本費	54～59万円/kW※1	75、79万円/kW※1	30万円/kW
運転維持費	1.5～3.0万円/kW/年※1	2.1、2.3万円/kW/年※1	0.6万円/kW/年
設備利用率	30%程度以上※2	30%程度以上※2、3	20%
適正な利潤水準（IRR）	どの水準が適当か※4	どの水準が適当か※4	8%
調達期間	20年※5	20年※5	20年

※1 ヒアリング・実現可能性調査の値。

※2 洋上風力発電事業を行うにあたっては、事前調査から撤去段階まで、陸上風力とは異なるリスクが存在するが、設備利用率30%以上を目指すべきことは、専門家委員の間で合意された。

※3 ②より好風況な沖合であるため、②より高い値となることが見込まれる。

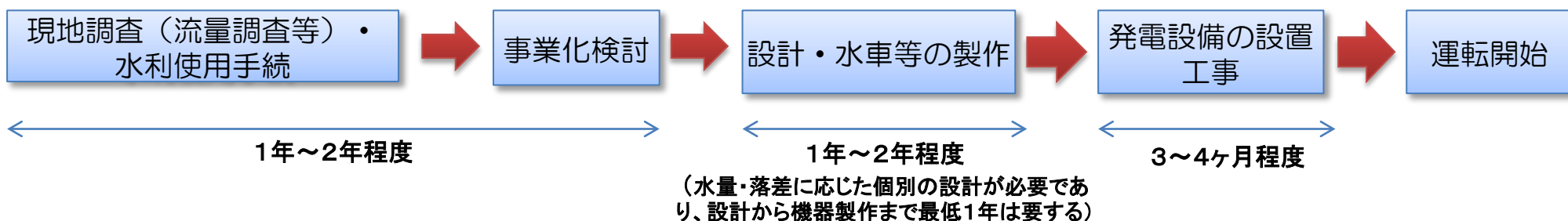
※4 我が国の固定価格買取制度では、非住宅用太陽光6%、陸上風力8%、地熱13%と設定。

※5 陸上風力と同様、実態上の設計寿命が20年あり、また風車の操業期間として事業者も20年以上を見込んでいる。さらにIECの規格上も耐用年数は20年とされている。

4. 中小水力発電の状況

- 現時点では、固定価格買取制度の適用を受けた新規運転開始実績は200kW未満の区分で22件。200kW～1,000kWの区分で7件、1,000kW以上の区分ではゼロ。
- 固定価格買取制度の開始により、従来は採算性の観点から開発を見送っていた案件の見直しや、中小水力発電の開発に向けた地域での協議会の設立など、開発に向けた動きが活発化。さらに、固定価格買取制度の開始を受け、老朽化した小水力発電設備を改修して、事業の継続を検討する事業者が増加している。
- さらに、事業環境については、慣行水利権が設定された水路における小水力発電の水利手続き簡素化や、設備容量に余裕のある水力発電における水利手続きの簡素化等が国土交通省からなされるなど、事業環境の整備が進んでいる状況であり、今後、導入がさらに拡大する見通し。

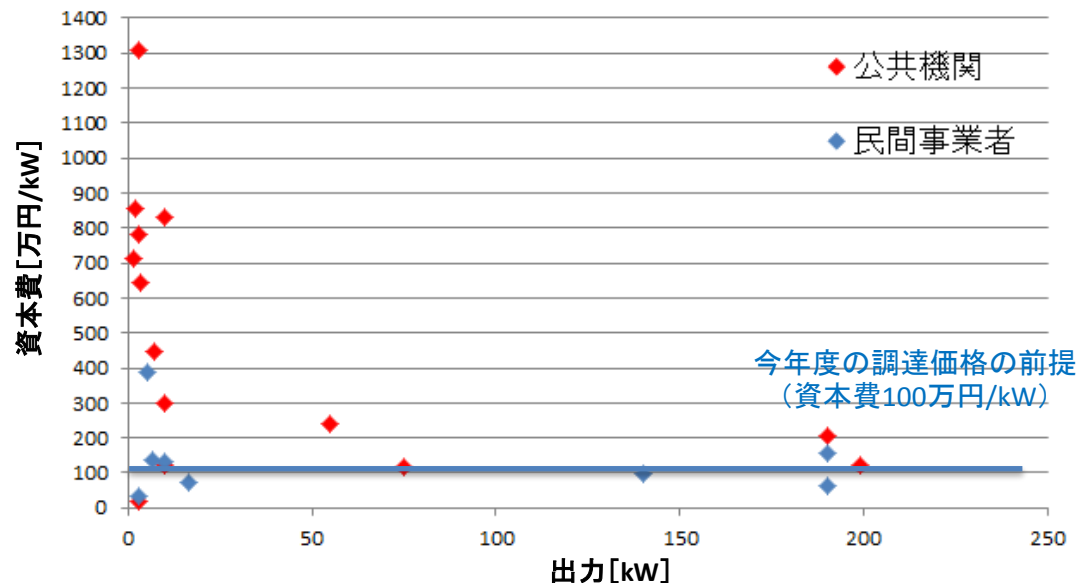
【中小水力発電の運転開始に至るまでの流れ（数百kW規模のケース）】



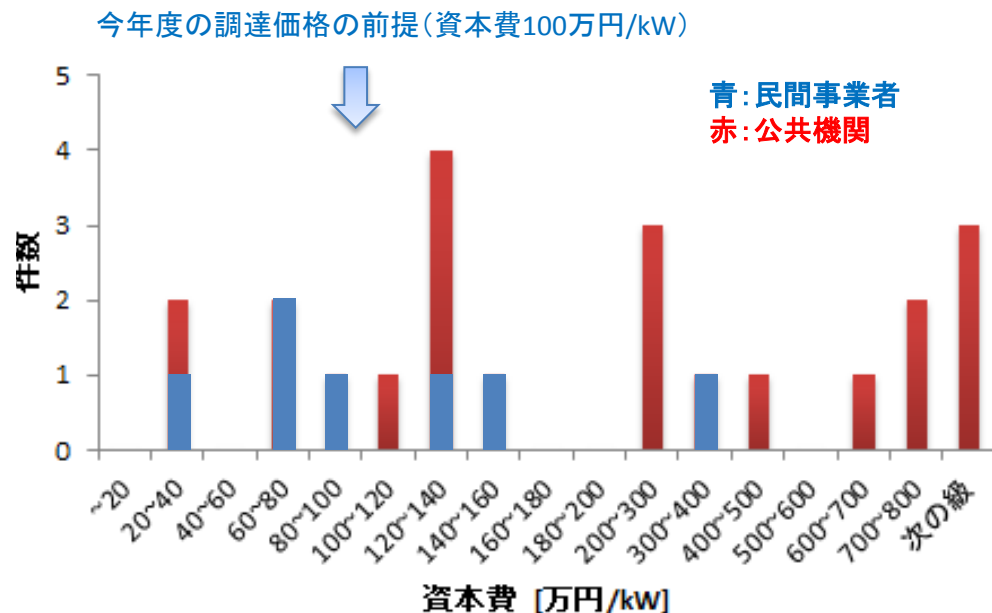
中小水力発電（200kW未満）のコストデータ①

- 今回収集した資本費のコストデータは22件。資本費は平均値354万円/kW、中央値182万円/kWであり、今年度の調達価格の前提（100万円/kW）を上回る水準となっているが、上記案件のうち、公共機関ではなく民間事業者が設置した8件の案件の実績をみると、平均値135万円/kW、中央値113万円/kWであり、今年度調達価格の想定を多少上回る水準にとどまっている。
- 現在の調達価格は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえた数値であり、当時、調達価格算定委員会ではこれを価格算定の上限値とすることについて合意した経緯もある。現在、設備認定ベースで46件、相談も含めれば60件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、状況を見極めるべく、据え置くことが適当か。
- なお、過去に投資した設備を有効活用するケースの取扱いについては、別途検討が必要か。

【中小水力(200kW未満)の出力と資本費の関係】



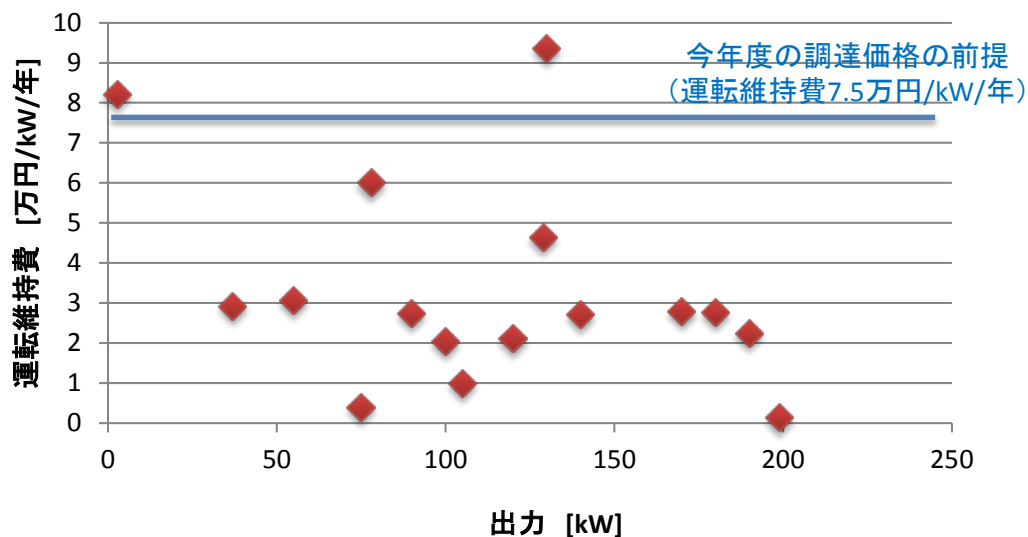
【中小水力(200kW未満)の資本費の分布状況】



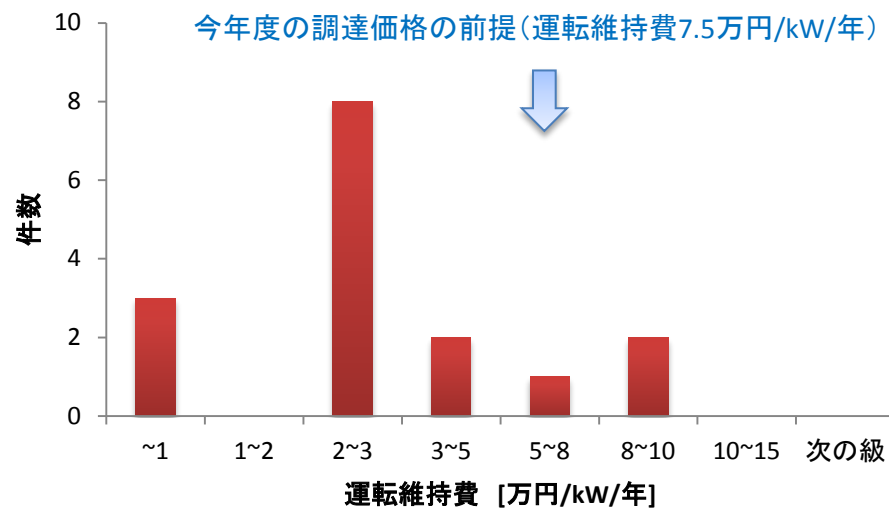
中小水力発電（200kW未満）のコストデータ②

- 運転維持費については、得られたコストデータは16件。平均値3.3万円/kW/年、中央値2.8万円/kW/年であり、今年度の調達価格の前提（7.5万円/kW/年）を下回る水準であった。
- 運転維持費の水準は、天災や、大規模修繕実施のタイミングなど、その年の自然状況等により左右されることを鑑みると、もう少しばらつきを見極めるべく、据え置くことが適当か。

【中小水力（200kW未満）の出力と運転維持費の関係】



【中小水力（200kW未満）の運転維持費の分布状況】

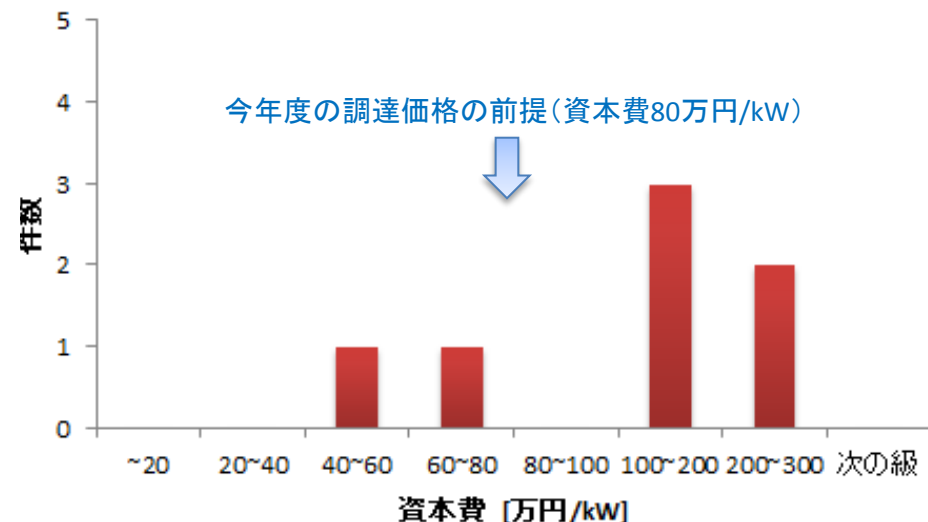
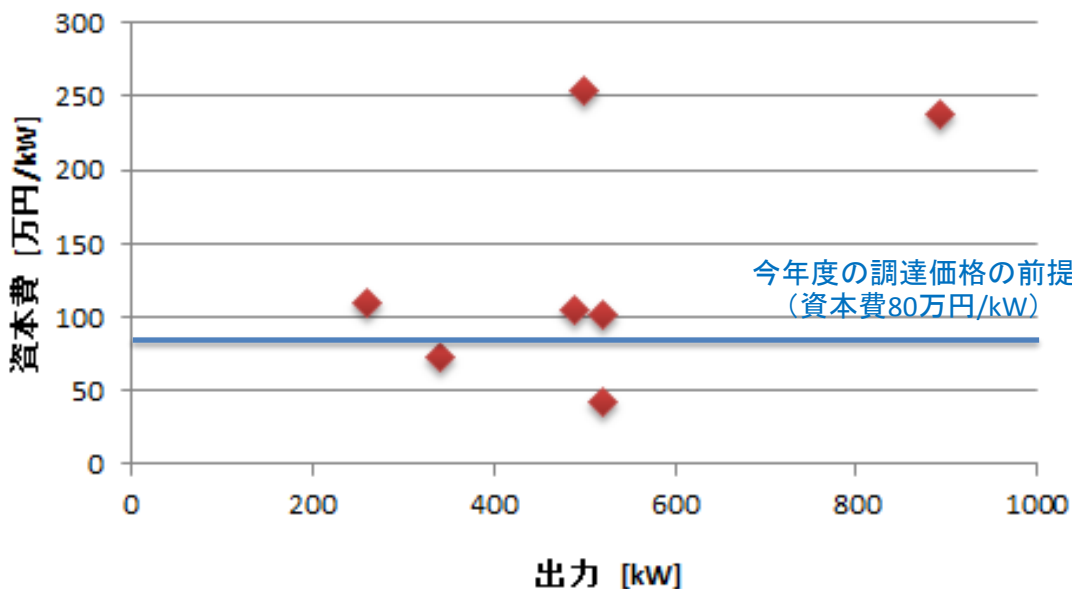


中小水力発電（200kW－1,000kW未満）のコストデータ①

- 今回収集した資本費のコストデータは7件。資本費は平均値132万円/kW、中央値105万円/kWであり、今年度の調達価格の前提（80万円/kW）を上回る水準となっている。しかし、現在の調達価格は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえた数値であり、当時、調達価格等算定委員会ではこれを価格算定の上限値とすることについて合意した経緯もある。現在、設備認定ベースで約22件、相談も含めれば50件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、状況を見極めるべく、据え置くことが適当か。
- なお、過去に投資した設備を有効活用するケースの取扱いについては、別途検討が必要か。

【中小水力(200kW-1,000kW未満)の出力と資本費の関係】

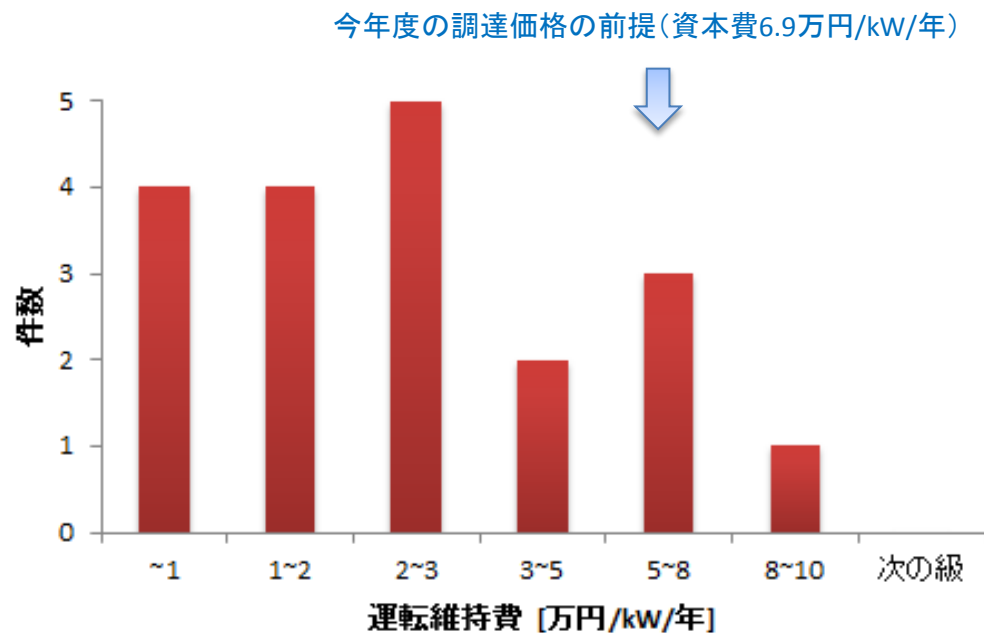
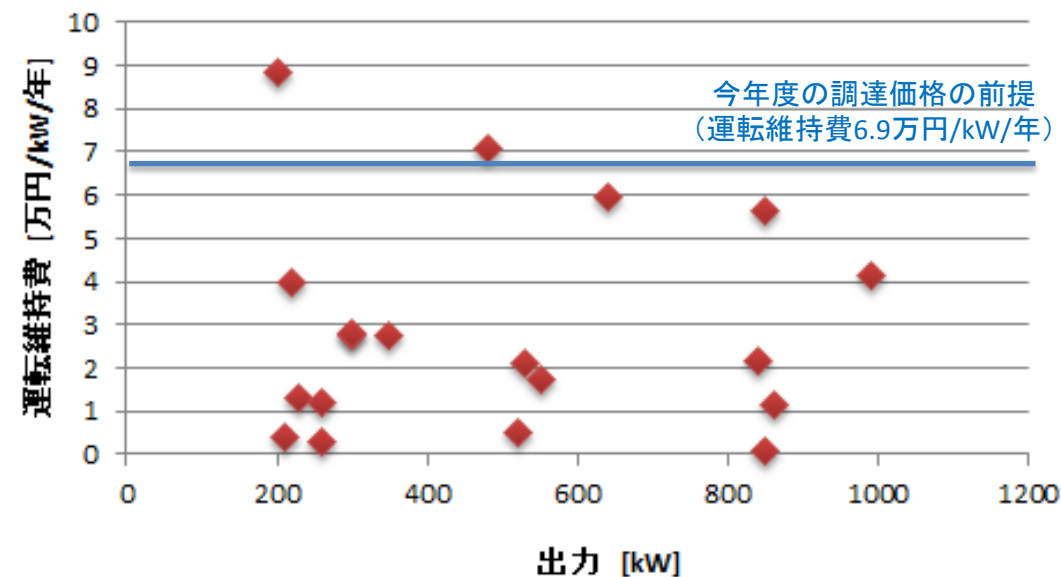
【中小水力(200kW-1,000kW未満)の資本費の分布状況】



- また、運転維持費については、得られたデータ数は19件で平均値2.9万円/kW/年、中央値2.1万円/kW/年であり、今年度の調達価格の前提（6.9万円/kW/年）を下回る水準であった。運転維持費の水準は、天災や、大規模修繕実施のタイミングなど、その年の自然状況等により左右されることを鑑みると、もうしばらく状況を見極めるべく、据え置くことが適当か。

【中小水力(200kW-1,000kW未満)の出力と運転維持費の関係】

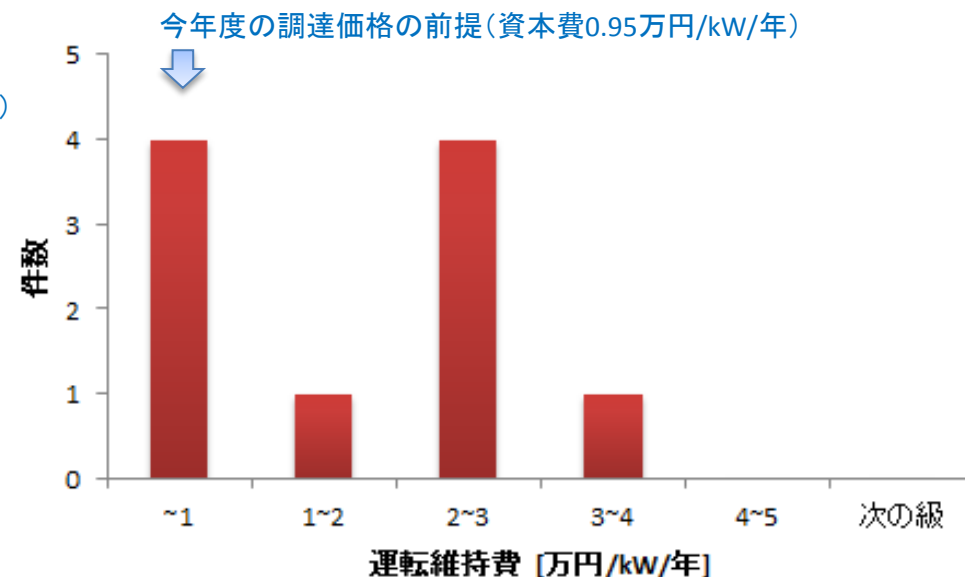
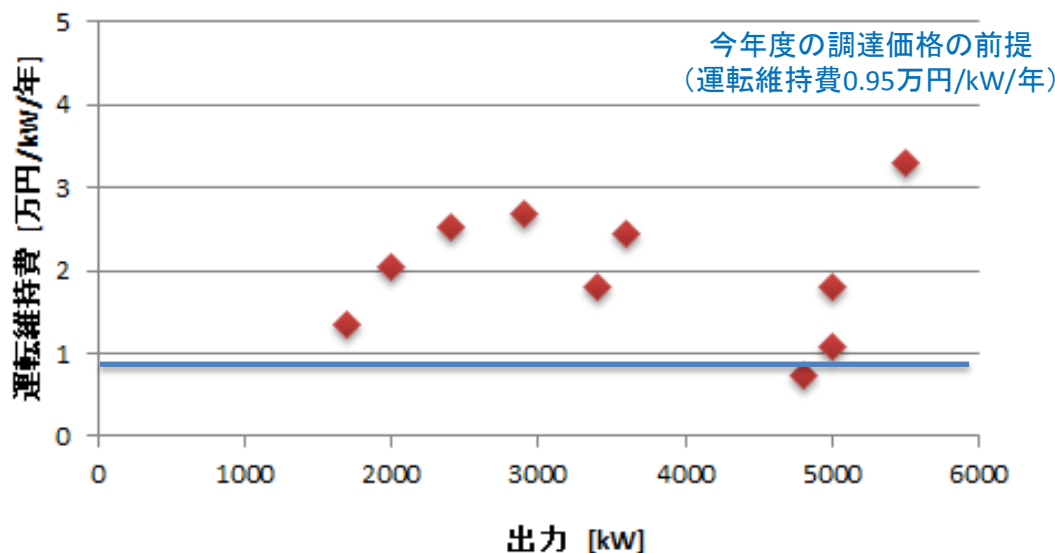
【中小水力(200kW-1,000kW未満)の運転維持費の分布状況】



中小水力発電（1,000kW－30,000kW未満）のコストデータ

- 今回収集した資本費は0件であった。現在、設備認定ベースで15件、相談も含めれば30件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、状況を見極めるべく、据え置くことが適当か。
- なお、過去に投資した設備を有効活用するケースの取扱いについては、別途検討が必要か。
- 一方、運転維持費については、得られたデータ数は10件で平均値2.0万円/kW/年、中央値1.9万円/kW/年であり、今年度の調達価格の前提（0.95万円/kW/年）を上回る水準であった。運転維持費の水準は、天災や、大規模修繕実施のタイミングなど、その年の自然状況等により左右されることを鑑みると、もうしばらく状況を見極めるべく、据え置くことが適当か。

【中小水力(1,000kW-30,000kW未満)の出力と運転維持費の関係】 【中小水力(1,000kW-30,000kW未満)の運転維持費の分布状況】



5. 地熱発電の状況

<大規模地熱（1.5万kW以上）>

- 現時点では、固定価格買取制度の適用を受けた新規運転開始実績はゼロ。固定価格買取制度の施行を受けて開発機運が高まっているものの、大規模の地熱発電の開発には10年程度を要するため、現時点では運転開始に至っている案件は出てきていない。
- 一方、現在進行中の主なプロジェクトとしては、地表調査・掘削調査実施中の案件9件、探査段階にある案件が1件、環境アセスメント実施中の案件が1件の計11件ある。また、これに加え、開発前の地元理解に取り組んでいる案件が非公表案件も含め複数件ある。実際に第一号案件が運転開始に至るのは、早くとも概ね6、7年後以降となる見通し。
- 国は地熱発電の推進のため、初期調査の支援や出資・債務保証、技術開発など、開発段階に応じた支援を実施。また、環境アセスメントの手続期間を「概ね半減」させることを目標に、環境アセスメントの迅速化・簡素化に取り組んでいる。
- いずれにせよ、来年度参入者の調達価格の算定にあたっては、現在実績がないため、コストの算定見直しを実施する根拠は乏しいのではないかと懸念されている。

<小規模地熱（1.5kW未満）>

- 現時点では、固定価格買取制度の適用を受けた新規運転開始実績は1件（48kW：バイナリー発電）。その資本費は、123万円/kWであり、今年度調達価格の前提である123万円/kWと同値。
- 温泉地における温泉発電の計画等が数件進行していることから、状況を見極めるべく、据え置くことが適切か。

地熱発電の開発案件の現状

- 我が国は、世界第3位の地熱資源量（約2,340万kW）を保有。地熱発電は相対的にコストが低く、出力が安定しており、小規模から大規模まで展開が可能な有望な電源。
- 我が国の場合、地熱発電の適地が、北海道・東北・九州に集中。
- なお、地元地域と共生した持続可能な開発を進めることが重要。

【主な開発地点】

地元理解

地表面調査・掘削調査



探査（調査井掘削等）



事業化判断

環境アセスメント （一定規模以上で必須）



生産井・還元井掘削



発電設備設置



あかん
①阿寒
（北海道釧路市）

⑤上川
（北海道上川町）

きじやま・したのたい
⑨木地山・下の岱
（秋田県湯沢市）

あめすだけ
⑫阿女鱒岳
（北海道赤井川村他）

⑬奥尻
（北海道奥尻町）
※環境アセス不要

わさびざわ
⑮山葵沢
（秋田県湯沢市）

⑲菅原
（大分県九重町）
※環境アセス不要

②トムラウシ周辺
（北海道新得町）

むさだけ
⑥武佐岳
（北海道標津町）

⑩磐梯地域
（福島県磐梯町他）

とよは
⑬豊羽
（北海道札幌市）

あつび
⑰安比
（岩手県八幡平市）

⑳土湯
（福島県福島市）
※環境アセス不要

③吾妻・安達太良地域
（福島県福島市他）

⑦八甲田
（青森県青森市）
※環境アセス不要

ひいじだけ
⑪平治岳
（大分県九重町他）

まつおはちまんたい
⑭松尾八幡平
（岩手県八幡平市）
※環境アセス不要

しらみずごえ
④白水越
（鹿児島県霧島市）

ふもふろ
⑧下風呂
（青森県風間裏村）
※環境アセス不要

おやす
⑮小安
（秋田県湯沢市）

凡例：

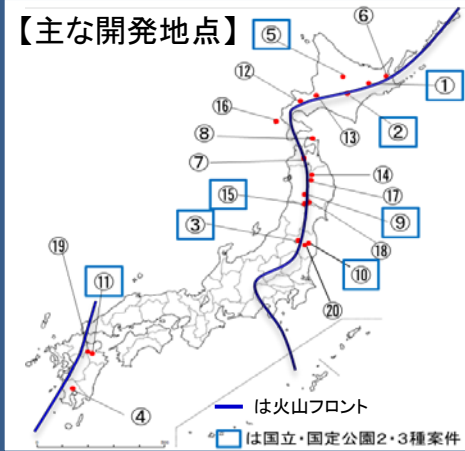
開発地域名称
（場所）

国立・国定公園案件
（第2・3種地域内）

開発地域名称
（場所）

第2・3種地域外案件
（普通地域含む）

【主な開発地点】



6. バイオマス発電の状況

＜木質バイオマス（未利用木材、一般木材、リサイクル木材）発電＞

- 現時点では、固定価格買取制度の適用を受けた新規運転開始実績は4件。
- 木材の安定的な収集ルート of 構築に時間を要していたが、現在全国各地で計画が進んでおり、今後順次稼働を開始する見通し。

＜廃棄物バイオマス発電＞

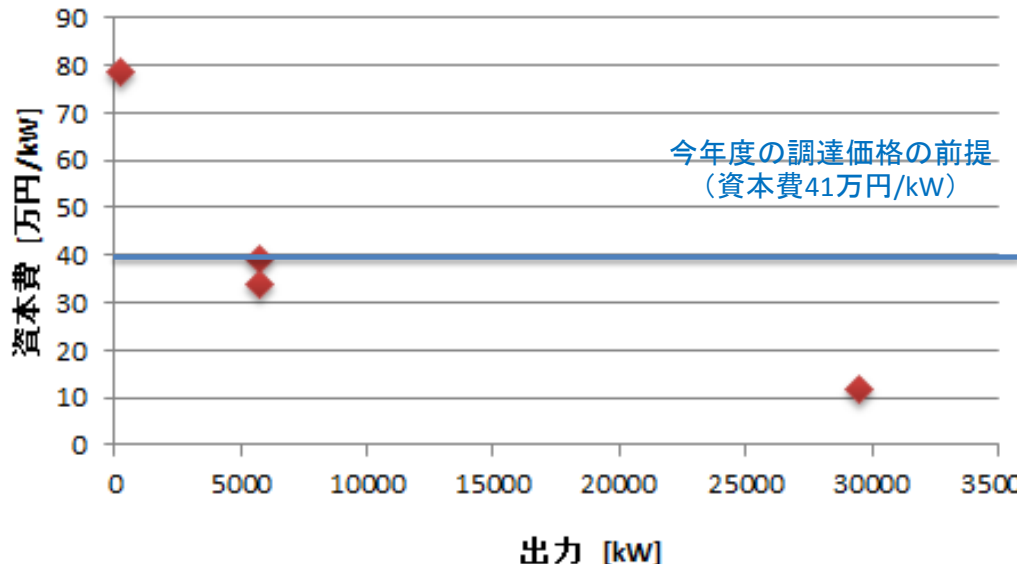
- 現時点では、固定価格買取制度の適用を受けた新規運転開始実績は12件。
- 案件の大部分を占める清掃工場の建て替えに伴い、今後も順次稼働案件が出てくる見通し。

＜メタン発酵バイオガス発電＞

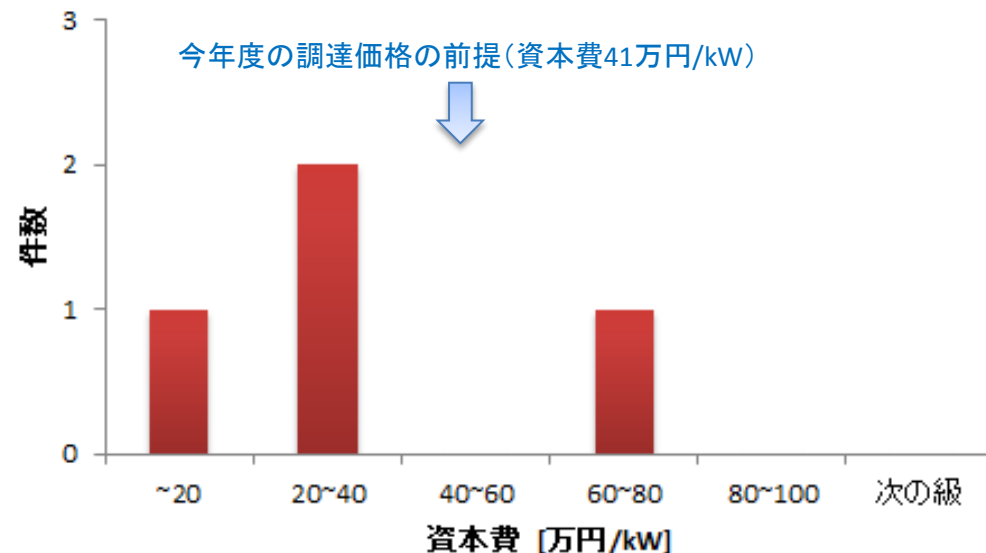
- 現時点では、固定価格買取制度の適用を受けた新規運転開始実績は12件。家畜糞尿を活用した案件が中心となっている（特に北海道地域に多い）。
- また、食品廃棄物や下水汚泥を活用した案件についても、計画や稼働が着実に進んでいる状況。

- 木質バイオマス発電（未利用木材、一般木材、リサイクル木材）について、資本費のコストデータが得られたの4件であり、平均値40.9万円/kW、中央値36.5万円/kWと、今年度の調達価格の前提（41.0万円/kW）から大きくずれるものではない。また、運転維持費は、1件のコストデータが収集され、その費用は5.7万円/kW/年と、今年度の調達価格の前提（2.7万円/kW/年）を上回る水準であった。
- 現在、設備認定ベースで27件、相談も含めれば70件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、状況を見極めるべく、資本費の水準については、据え置くことが適当か。また、運転維持費の水準は、データ数が少ないため、もうしばらく状況を見極めるべく、据え置くことが適当か。

【木質バイオマス発電の出力と資本費の関係】



【木質バイオマス発電の資本費の分布状況】

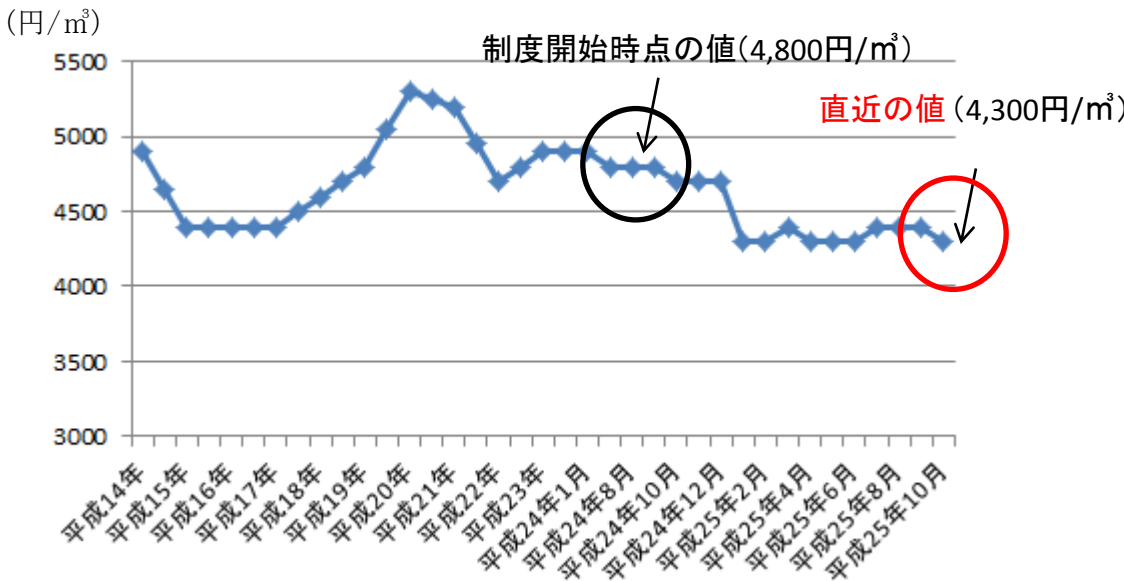


- 他の再生可能エネルギー発電設備と異なり、木質バイオマス発電は、燃料費がコスト構造の中で大きな割合を占める。今般燃料費について収集されたコストデータは1件であり、今年度の調達価格の前提から大きくずれるものではない。また、事務局が行ったヒアリングによると、木質バイオマス発電用チップについては、発電用の需要に対応するには十分の供給があるとのことであった。
- なお、昨年度の調達価格等算定委員会でも参照した、製紙用の木材チップの原料価格（針葉樹丸太の価格）の動向を見ると、制度施行時点（平成24年7月）では4,800円/㎡であったものが、直近では、4,300円/㎡となっている。この変動幅は、過去の変動幅におおよそ収まるものであり、固定価格買取制度の施行以後、現時点でバイオマス発電の燃料費が大きく変化しているという事実認定をできるほどのものではないと考えられる。

【運転開始後の設備から報告されたコストデータ】

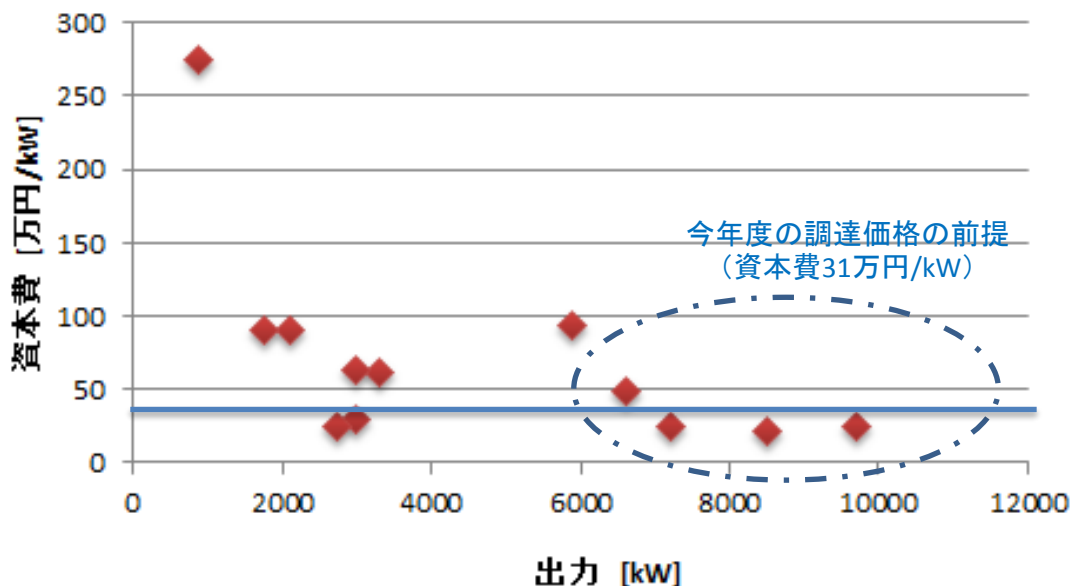
	今年度の調達価格の前提	収集したコストデータ
燃料費		(データ数1件)
未利用木材	12,000円/トン	12,000円/トン
一般木材	7,500円/トン	8,500円/トン
リサイクル木材	2,000円/トン	4,000円/トン

【製紙用の木材チップの原料価格の推移】



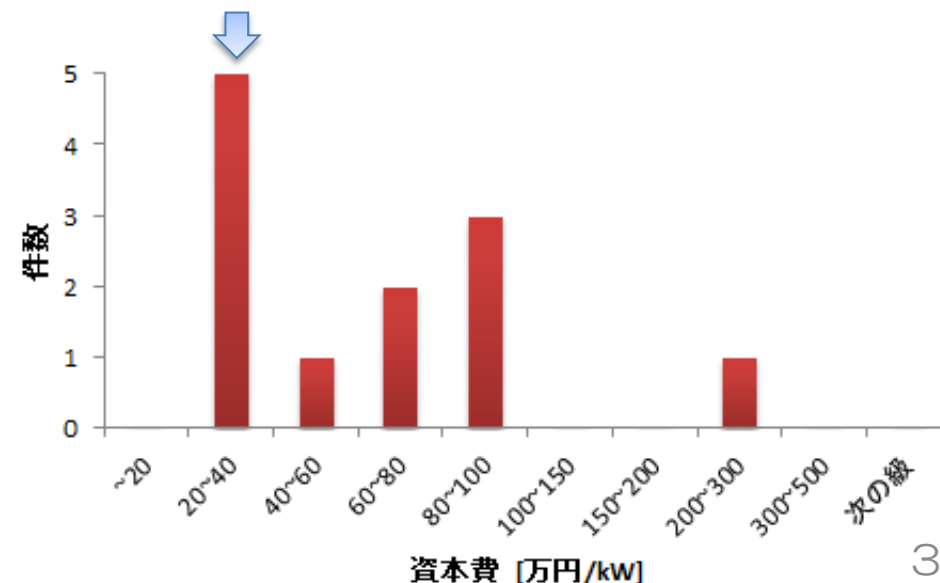
- 廃棄物バイオマス発電について、資本費のコストデータが得られたのは12件であり、その平均値は71万円/kW、中央値は55万円/kWであり、今年度の調達価格の前提（31万円/kW）を上回る水準であった。ただし、現在の調達価格の前提は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、大規模な設備を想定しており、コストデータの内、一定の出力以上（6,000kW）の平均値をとると29万円/kWと、今年度の調達価格の前提から大きくずれるものでないことから、据え置くことが適切か。
- 現在、設備認定ベースで25件、相談も含めれば35件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、状況を見極めるべく、資本費の水準については、据え置くことが適切か。
- 法律は当該供給が「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算定の基礎とすることが規定されているため、直ちにコストの変化を判断することは適切ではないのではないか
- また、運転維持費については、2件のデータが収集されたが、平均は2.6万円/kW/年であり、今年度の調達価格の前提（2.2万円/kW/年）から大きくずれるものではない。いずれにせよデータ数が少ないため、もうしばらく状況を見極めるべく、据え置くことが適切か。

【廃棄物バイオマス発電の出力と資本費の関係】



【廃棄物バイオマス発電の資本費の分布状況】

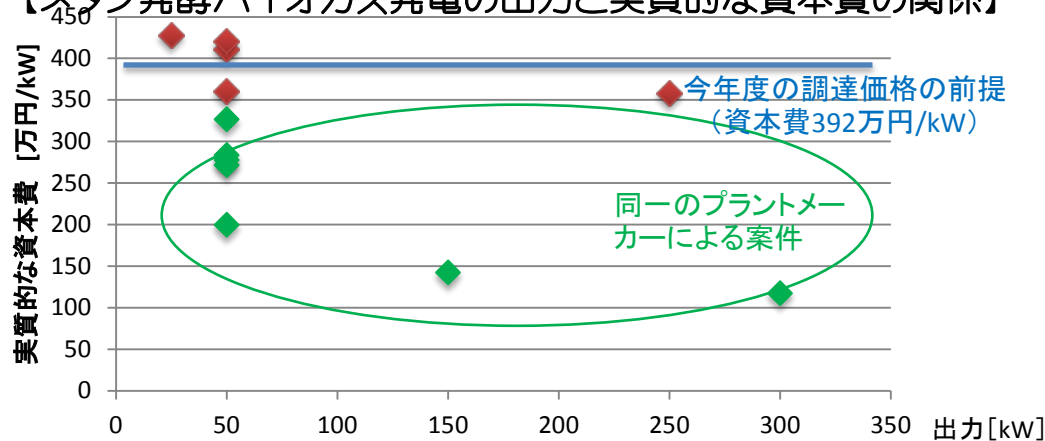
今年度の調達価格の前提(資本費31万円/kW)



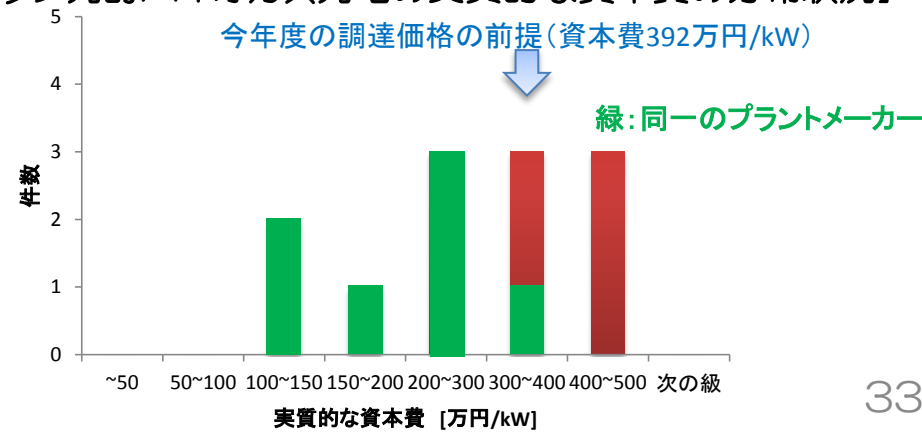
メタン発酵バイオガス発電のコストデータ

- メタン発酵バイオガス発電について、資本費のコストデータが得られたのは12件。そのうち7件は同一のプラントメーカーの案件であり、その平均は231万円/kWであった。本メーカーへの取材によると、市場形成期の中でシェアを拡大するために、採算度外視の低価格で建設したものとのことであった。
- 残りの案件においても、今年度調達価格の前提よりも更に安価な案件もあったが（58万円/kW、60万円/kW、120万円/kW）、これらはメタン発酵バイオガス発電に不可欠な発酵槽（概ね300万円/kW程度）について過去に投資をしていたものを有効活用したケースであった（よって実質的な資本費は、それぞれ358万円/kW、360万円/kW、420万円/kWに相当）。そのため、実質的な資本費は、平均値300万円/kW、中央値305万円/kWとなり、今年度調達価格の前提（392万円/kW）を下回る水準であった。
- データの6割が同一のプラントメーカーからのデータであり、残りの案件において特に価格が安かったのは過去に投資をした発酵槽を有効利用した特殊なケースであることを考えると、特に資本費の評価を変更する必要はないのではないか（一方で、当該特殊ケースに対応する価格を設定することで、過去に投資した設備の有効活用を促すことは可能か）。また、現在、設備認定ベースで37件、相談も含めれば55件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、状況を見極めるべく、資本費の水準については、据え置くことが適当か。
- また、運転維持費は、1件のコストデータが収集され、その費用は13.2万円/kW/年と、今年度の調達価格の前提（18.4万円/kW/年）を下回る水準であった。いずれにせよデータ数が少ないため、もうしばらく状況を見極めるべく、据え置くことが適当か。
- なお、過去に投資した設備を有効活用するケースの取扱いについては、別途検討が必要か。

【メタン発酵バイオガス発電の出力と実質的な資本費の関係】



【メタン発酵バイオガス発電の実質的な資本費の分布状況】



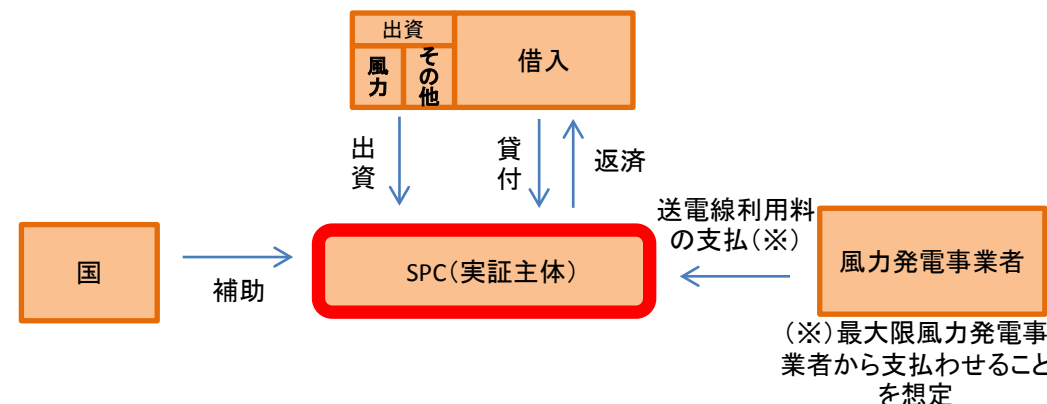
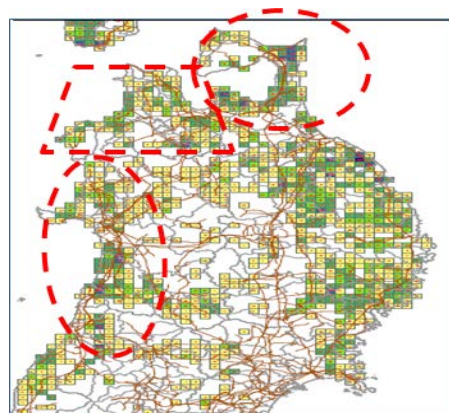
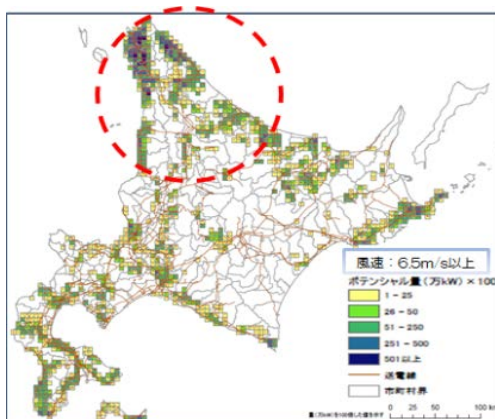
7. 送電網整備、規制緩和等の市場環境整備

- 北海道・東北の北部地域といった風力最適地での風力発電事業を拡大するためには、脆弱な地域内送電線の整備・増強が不可欠。ただし、地域内の電力需給が既にバランスしている一般電気事業者にとって、これらの追加的送電線整備費用を全額負担することは事業上困難。他方、託送料金による回収も非現実的。
- このため、風況が良く、かつ送電線が脆弱な地域を「特定風力集中整備地区」と特定。プロジェクトファイナンスの成立性※に配慮し、風力発電事業者が過半を出資し、風力発電事業者からの送電線利用料により送電線整備・実証の投資回収を目指す特別目的会社（SPC）に限って、国がその整備・実証費用の一部を補助する制度を創設。
（※）風力発電事業者が過半を出資し送電線敷設内容に決定権を持てば、①最も早く、②最も安く、③最も確実に使われる送電網が整備されることになるため、民間金融機関にとって、唯一、ファイナンスが安心して組める仕組みとの評価。
- 余剰利益が出た場合は、適切な収益納付を行うことを前提に、補助率は1／2と設定。ただし、風力専用送電線として全国に適用できる、低コスト化、系統安定化などの技術の開発・実証による技術課題の解決も条件。こうした技術の確立と併せ、民主導による送電インフラ整備のスキーム確立を目指す。

【特定風力集中整備地区での地域内送電線整備・技術実証】(平成26年度政府予算案150.5億円)

・北海道・東北の一部を特定風力集中整備地区と定め、送電線整備・技術実証を実施。平成25年度は北海道にて事業を開始するとともに、平成26年度は東北地域においても事業を開始予定。

- ・集中整備地区ごとに、風力関係の民間事業者が過半を出資するSPC（特別目的会社）を設立し、有料送電線を設置。
- ・費用の回収は電力料金ではなく、送電線の利用料金を風力発電事業者から徴収し、返済に充てる（「有料道路」的な考え方を送電線に導入）。



地域内送電線の整備・増強②

- 今年度新規に計上している北海道地域における送電網整備事業の補助対象事業者として、商社や再生可能エネルギー発電事業者などが出資する特定目的会社を2社採択（平成25年10月）。詳細な開発可能性調査を開始している段階であり、ルート選定など具体的な内容は今後調整。
- 同地域の風力発電の導入ポテンシャルは、最大で200万kW程度と見積もられている。

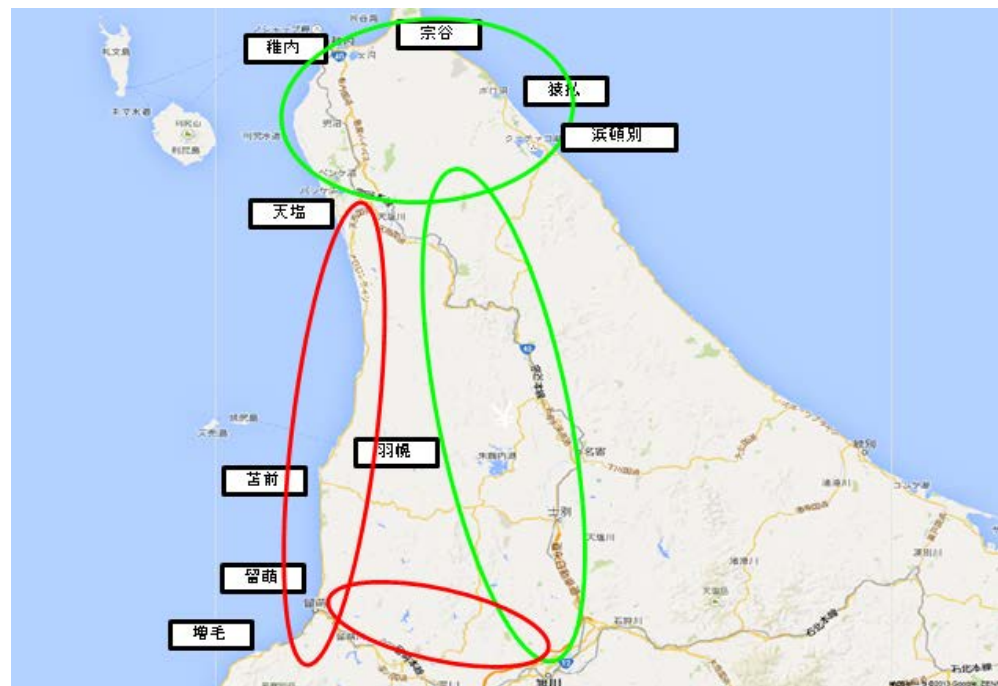
【採択事業者及び事業内容】

①日本送電株式会社

- 三井物産株式会社、丸紅株式会社、SBエナジー株式会社の出資による特定目的会社
- 増毛町から手塩川以南に至る日本海側ルートを想定
- 風力発電の導入ポテンシャルは30万～60万kW

②北海道北部風力送電株式会社

- 株式会社ユーラスエネルギーホールディングスの出資による特定目的会社
- 稚内・宗谷エリア、手塩川エリア及び猿払・浜頓別エリアに至るルート（道央－オホーツクルート）を想定
- 風力発電の導入ポテンシャルは最大で140万kW程度

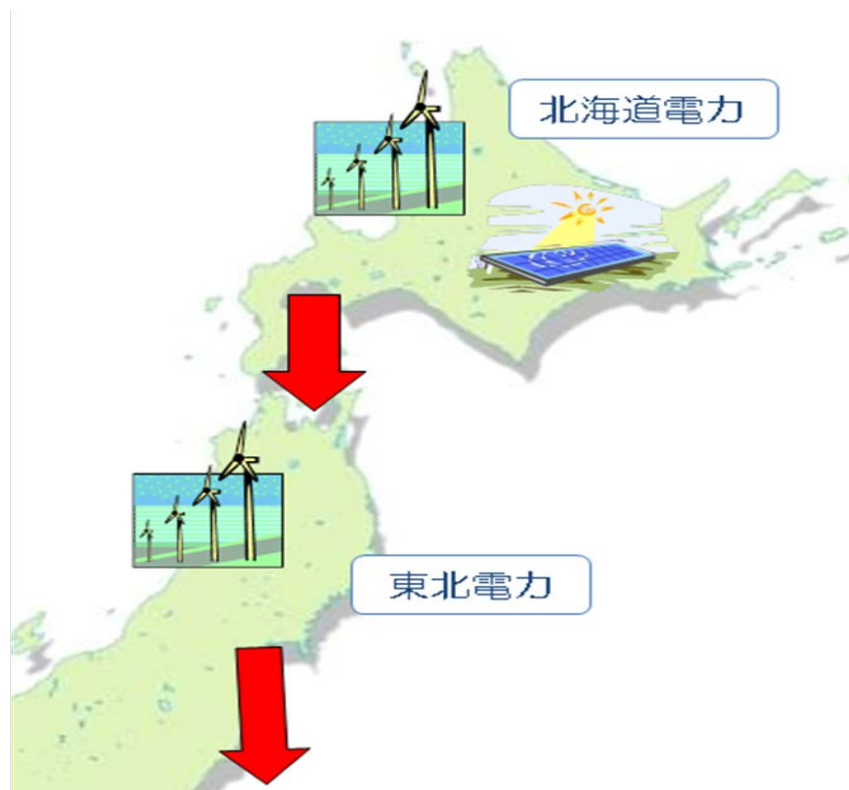


— 日本海側ルート

— 道央－オホーツクルート

- 出力が変動する太陽光・風力の電気を、各地域内の需給調整力を超えて受け入れるには、十分な調整電源を持つ他のエリアとの広域連系の実現が、解決策の1つとして考えられる。
- 北海道・東北エリアについては、北本連系線の追加増強を始めとした送電インフラ投資が実現すれば、風力発電の立地環境の改善に資する（風力を中心とした590万kW（※）の導入拡大を行おうとした場合には、地域間連系線増強のため、9,000億円程度の投資が必要との試算あり）。（※）590万kWは、北海道・東北における受付応募量・連系検討申込み量に相当（平成23年度）

【北海道電力・東北電力からの送電イメージ】



出典：地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書（平成24年4月）

【広域連系の推進と電力システム改革】

◇広域系統運用の拡大は、電力システム改革の目的の1つであり、「電力システムに関する改革方針」に基づき、必要な整備を進めていく。

（参考）電力システムに関する改革方針

（平成25年4月2日閣議決定）（抜粋）

1. 広域系統運用の拡大

電力需給のひっ迫や出力変動のある再生可能エネルギーの導入拡大に対応するため、（中略）「広域系統運用機関（仮称）」を設立し、平常時、緊急時を問わず、安定供給体制を抜本的に強化し、併せて電力コスト低減を図るため、従来の区域（エリア）概念を越えた全国大での需給調整機能を強化する。

（周波数変換設備、地域間連系線等の整備）

なお、広域系統運用を拡大するため、広域系統運用機関が中心となって周波数変換設備、地域間連系線等の送電インフラの増強に取り組む。

（以下、省略）

- 出力変動のある風力電源であっても、中三社（東電・中電・関電）に物理的に残っている調整力を活用すれば、十分に拡大余地あり。特にポテンシャルが大きい北海道・東北地域については、北本連系の追加増強を始めとした送電インフラ投資が実現すれば、大幅な導入量の拡大が可能。
- 平成23年度時点で既に東北・北海道で応募受付、系統連系申込みのある590万kWの風力等について導入するためには、9,000億円程度の広域連系分を含む、1兆1,700億円程度の送電インフラ投資が必要との試算あり。さらに、1,000万kWを上回る規模で風力発電設備の受入を可能とするためには、系統運用の広域化、広域連系インフラへの追加投資等に取り組むことが必要。電力システム改革における広域機関の在り方の議論の中で、再生可能エネルギー導入拡大に資する実効性担保をしっかりと図っていく。

【北海道・東北地域に風力発電等を追加導入するための
系統増強概算費用】

追加連系量	北海道 (風力+メガソーラー)	東北 (風力)	北海道+東北計
	270万kW	320万kW	590万kW
地内送電網増強	2,000億円程度	700億円程度	2,700億円程度
地域間連携線増強等	5,000億円程度	3,300億円 +700億円程度	9,000億円程度
概算工事費計	7,000億円程度	4,700億円程度	1兆円1,700億円 程度 [10円/kWh程度]

(注) kWh単価は、設備利用率を風力発電20%、太陽光発電12%、送変電設備年経費率8%として、以下のとおり試算。
①年間発電電力量：(500万kW×20%+90万kW+12%)×8760時間=97億kWh。
②年経費：1兆1700億円×8%=936億円。
③kWh単価：936億円÷97億kWh≒10円/kWh程度。なお、我が国の平成21年度の総発電量は約9070億kWhであり、全体で負担する場合は0.1円/kWh程度となる。

出典：地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書(平成24年4月)

【一般電気事業者の風力発電の連系可能量と既連系量】

	連系可能量 (万kW)	既連系量 (万kW)
北海道	56	28.9
東北	200	54.2
東京	連系可能量設定無し	37.1
中部	連系可能量設定無し	22.4
北陸	45	14.6
関西	連系可能量設定無し	7.8
中国	100	29.9
四国	45	16.6
九州	100	36.1
沖縄	2.5	1.4
	548.5～	249

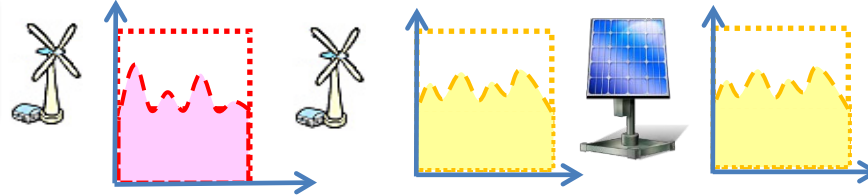
(注) 地域間連系線の活用や蓄電池等の活用枠を含む。
(注) 既連系量には、本系統と連系していない離島に連系しているものや出力一定制御など連系可能量の枠外として扱っている風力発電、未着工、工事中の風力発電は含まない。

出典：電気事業連合会の資料に基づき資源エネルギー庁作成

- 気象、需要等からの需給変動予測（予測）、風力自体の組合せも含めた抑制パッケージの最適化（抑制）、他電源や蓄電池の効果的活用（運用）の三つの視点から、送電系統運用技術を高度化を図るため、風力を中心としたデータ収集基盤の整備、及び、様々な要素を加味したシミュレーションの強化とこれに伴う系統運用技術の高度化を進め、再生可能エネルギー受入容量の拡大を目指す。（平成26年度政府予算案：40億円）

I：予測からの最適化

気象予測、需要予測などから変動予測を最適化



再生エネルギーの
出力変動

再生エネルギーの
出力変動

再生エネルギーの
出力変動

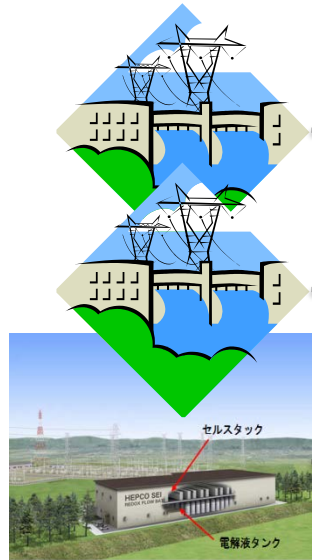
II：抑制からの最適化

風力への出力抑制（風力発電の組み合わせを含む）の最適化

火力等他電源や
大型蓄電池による
出力調整

送電系統運用
(需給・周波数調整)

送電ネットワーク



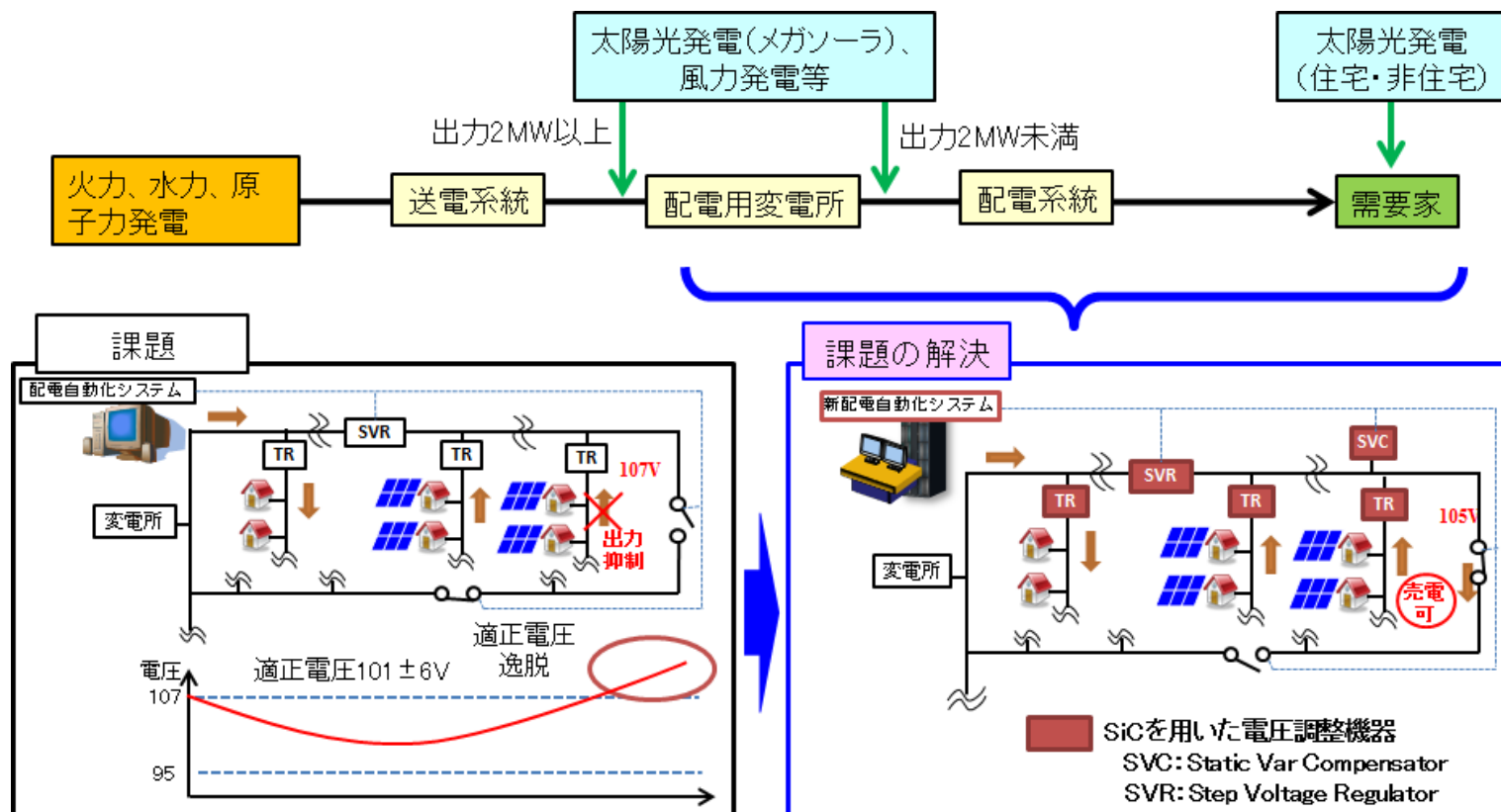
北海道の変電所に設置する大型蓄電池イメージ

III：運用からの最適化

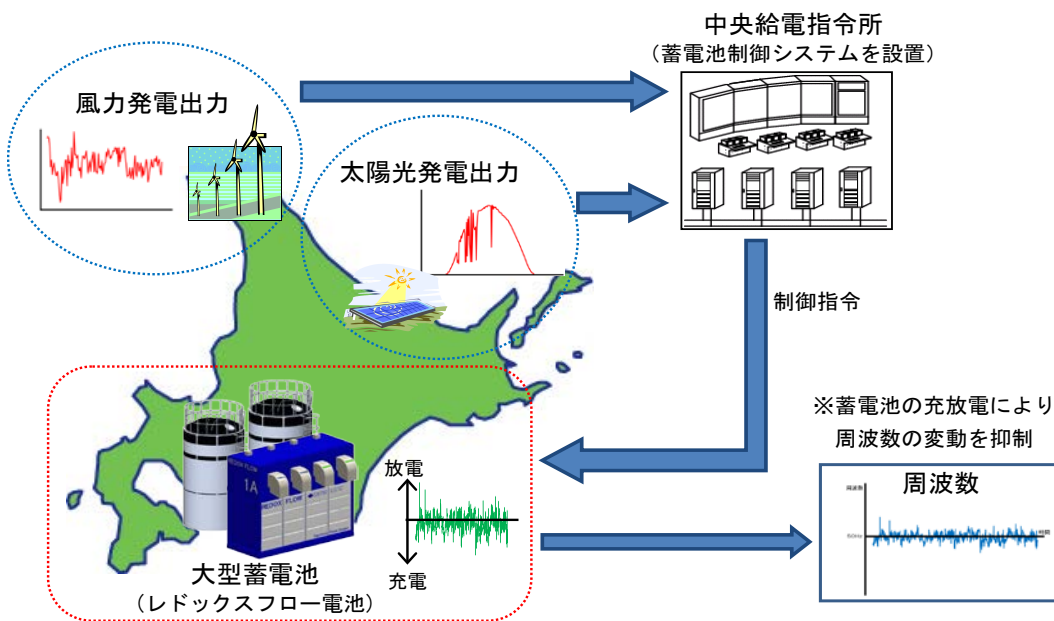
火力等他電源、大型蓄電池など発電
源の運用最適化



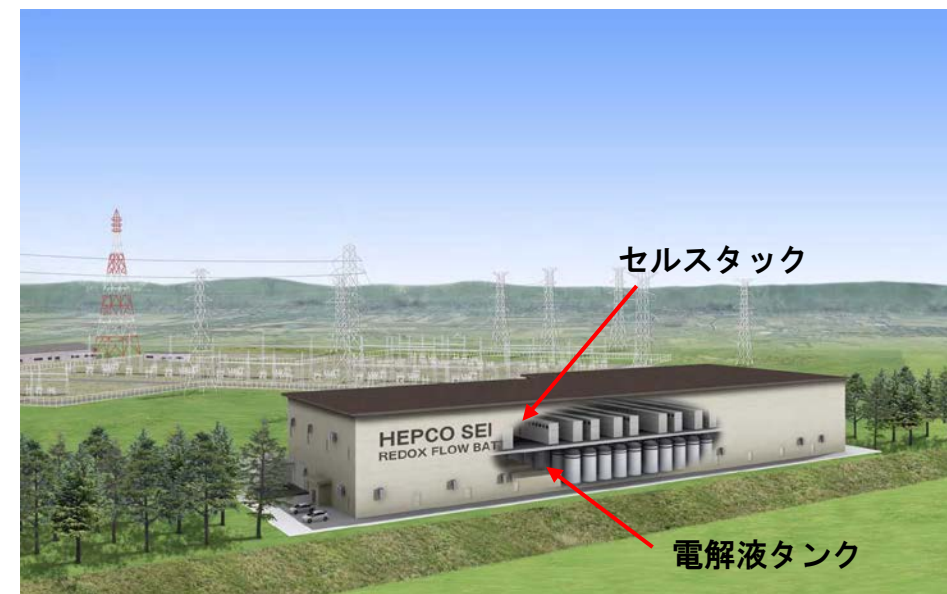
- 現在の配電網の多くは1950年から1970年代までに構築されており、元来、配電網の運用実務は、当時技術の確立された歴史と信頼ある機器や、冗長度の高いネットワーク技術を重視している。再エネ導入拡大の際も、こうした機器や技術の段階的な改善しか行われてきていない。
- このため、配電網における電圧上昇や潮流アンバランス等の課題を解決するため、配電網のインテリジェント化に向けた開発・検討を実施。特に、太陽光発電の導入拡大に伴い顕在化している配電網における電圧上昇に対して、パワーエレクトロニクス技術（SiC等）を核に、配電機器のコンパクト化、軽量化、低コスト等に向け、先進的な機器開発及びその制御システムの開発を行う。（平成26年度政府予算案：33.7億円）
- 電力会社はもとより、パワーエレクトロニクスメーカー、重電メーカー、家電等需要機器メーカー、大学や研究機関などの力を総合的に結集し、技術の開発と実証を行う。当該事業の成果を踏まえ、電力の実系統に適用・横展開し、再生可能エネルギー導入拡大に対応した配電網の革新を進める。



- 我が国は、世界最先端の大型蓄電池の技術を有する。電力会社の基幹系統の変電所に、世界最大級の大型蓄電池を設置・活用することで、どこまで再生可能エネルギーの導入可能量を拡大できるか徹底検証を行う。我が国初の取組であり、系統における具体的な活用に向け、必要な技術・ノウハウの習得を目指す。
- 平成25年7月に補助事業者の採択を行い、以下2事業を実施。本実証事業の成果を踏まえ、2～3年後には大型蓄電池を系統運用の現場にいち早く実践投入し、再生可能エネルギーの導入拡大に向け最大限取り組む。



大型蓄電池の制御技術の概要(北海道)



北海道の変電所に設置する大型蓄電池イメージ

事業者	電池の種類	電池の規模	設置場所
北海道電力+住友電気工業(共同申請)	レドックスフロー電池	6万kWh	南早来変電所
東北電力	リチウムイオン電池	2万kWh	西仙台変電所

- 再生可能エネルギー導入拡大に向けては、規制制度改革により、事業を円滑に実施できる環境を整備することが重要。政府大での検討の結果、これまで累次の規制・制度改革を実施。



太陽光

工場立地法上の太陽光発電設備の扱い

- 太陽光発電施設について、工場立地法上の届出対象施設から除外された(平成24年6月1日施行)。
- また、売電用の太陽光発電施設について、工場立地法上の環境施設に位置づけられた(平成24年6月15日施行)。



地熱

地熱発電開発における自然公園法の緩和

- 国立・国定公園内における地熱発電施設を6箇所限定するという通知が廃止されるとともに、自然環境の保全と地熱開発の調和が十分に図られる優良事例の形成を検証したうえでの垂直掘削及び発電施設の設置(第2種・第3種特別地域)を可能とする内容を含む通知が発出された(「国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて」(平成24年3月27日))。



風力

風力発電機の技術審査の統一化の検討

- 風力発電機(洋上風力発電機を含む)の構造審査について、建築基準法上の審査基準と電気事業法上の電気工作物に求められる技術基準の内容を整理した上で、電気事業法上の審査に一本化することについて検討中(「産業構造審議会保安分科会電力安全小委員会風力発電設備構造強度WG報告書」(平成25年3月28日公表))。

再エネ共通

国有林野の使用の緩和

- 再生可能エネルギー特措法の認定を受けた再生可能エネルギー発電施設について、随意契約により、国有林野の使用を認めることとされた(「予算決算及び会計令の規定に基づき国有財産を随意契約によって売り払い、又は貸し付けする場合について(協議)」(平成24年6月29日付け改正))。

保安林作業許可要件の合理的運用

- 保安林機能の維持に支障を及ぼさないと判断される場合は、現行の通知上の保安林内の作業許可の基準に照らして、工事のために必要となる道路部分について拡幅する等の柔軟な対応が可能であることが明確化された。(「保安林解除及び作業許可要件に係る留意事項について」平成24年6月29日付け林野庁治山課課長補佐事務連絡))

系統情報の公表の考え方の明確化等

- 再エネ発電設備の系統連系について、系統情報の公表の考え方や手続き書類の簡素化・統一化、標準処理期間の短縮化等について「系統情報の公表の考え方」(平成24年12月資源エネルギー庁)において整理・公表されるとともに、電力系統利用協議会ルール等へ反映された。

- 引き続き、環境アセスメントの迅速化や保安規制の合理化といった規制改革を進めて行くことが必要。
- 政府大での取組を進めるため、規制改革会議において、以下のような再生可能エネルギーの導入促進に資する規制改革事項が取り上げられ、『規制改革実施計画』として閣議決定されている。

『規制改革実施計画』（抜粋） 平成25年6月14日閣議決定

環境アセスメント

- 風力・地熱発電に係る環境影響評価の国による審査期間の短縮目標の設定
- 風力発電に対する自治体による環境影響評価の審査期間短縮に係る取組の促進
- 配慮書手続に先行する環境影響調査の実施による環境アセスメント期間の大幅な短縮の促進

風力

- 風力発電の電気主任技術者選任における統括事業場の設置
- 風力発電設備の設置に関する農地制度上の取扱いの検討

太陽光

- 電気主任技術者による太陽光発電設備の定期点検の在り方に関する柔軟な検討

小水力

- 慣行水利権が設定された水路に設置する小水力発電の整理
- 非かんがい期等における発電水利権の取得の簡素化について

地熱

- バイナリー発電設備に係るボイラー・タービン主任技術者の選任及び工事計画届出等の不要化範囲の見直し

バイオマス

- バイオマス発電燃料に係る廃棄物該当性の判断

再エネ共通

- 変電所のバンク逆潮流制限の緩和措置

(参考) 農山漁村再生可能エネルギー法の概要

- 農山漁村においてバイオマスや水などの地域資源を活用した再生可能エネルギー発電の導入を促進することは、地域の活性化につながる取組として重要。
- 一方、農山漁村における再生可能エネルギー発電は、農林漁業の健全な発展に必要な農林地等を確保しつつ、市町村や農林漁業者等の関係者の密接な連携の下に、地域の活力の向上や持続的発展を図りながら促進される必要。
- このため、「農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギー電気の発電の促進に関する法律案」を臨時国会に提出し、11月15日に成立、11月22日に公布。

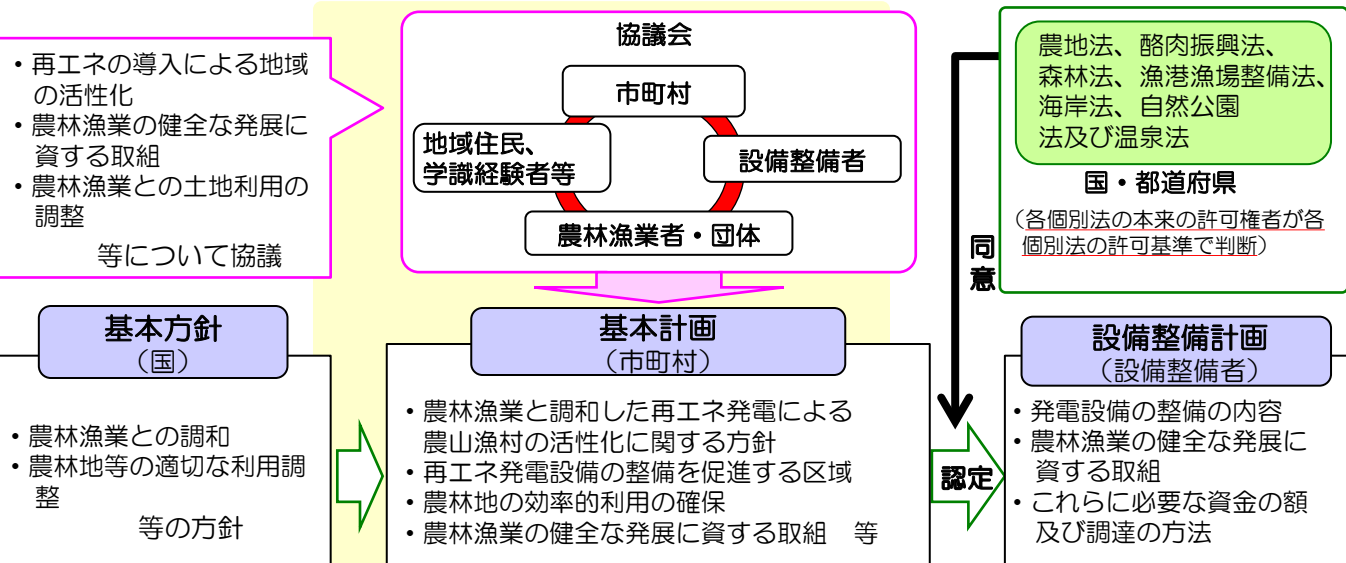
◆目指す姿:再生可能エネルギーの活用による農山漁村の活性化

- 再生可能エネルギー発電のメリットを活用して地域の農林漁業の発展を図る取組を平成30年度に全国100地区実現

1. 基本理念

- ① 農山漁村における再生可能エネルギー電気の発電の促進は、地域の関係者の相互の密接な連携の下に、地域の活力向上及び持続的発展を図ることを旨として行われなければならない。
- ② 地域の農林漁業の健全な発展に必要な農林地並びに漁港及びその周辺の水域の確保を図るため、これらの農林漁業上の利用と再生可能エネルギー電気の発電のための利用との調整が適正に行われなければならない。

2. 農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギー発電の促進に関する計画制度



3. 認定を受けた設備整備計画に係る特例措置

- (1) 農地法、酪肉振興法、森林法、漁港漁場整備法、海岸法、自然公園法及び温泉法の許可又は届出の手のワンストップ化（認定により許可があったものとみなす等）。
- (2) 再生可能エネルギー発電設備の円滑な整備と農地の集約化等を併せて図るために行う、市町村による所有権移転等促進事業（計画の作成・公告による農林地等の権利移転の一括処理）。

4. その他

- ① 国・都道府県による市町村に対する情報提供、助言その他の援助
- ② 計画作成市町村による認定設備整備者に対する指導・助言

(参考) 再生可能エネルギー発電設備に係る農地転用の取扱方向

平成24年4月 閣議決定

「優良農地の確保に支障を生じないことを前提とし、耕作放棄地を使用するなど地域の農業振興に資する場合については、再生可能エネルギー設備の設置に関し、農地制度における取扱いを明確化する」

平成25年1月 閣議決定

「(規制改革について)既往の閣議決定事項を着実に推進」



平成25年3月

支柱を立てて上部空間に太陽光パネル等を設置する場合の農地制度上の取扱いを通知で明確化

平成25年6月 閣議決定

「風力発電設備の設置に関し、農地転用制度上の取扱いを検討し、結論を得る」

農山漁村再生可能エネルギー法関係 (省令・基本方針)

農山漁村再生可能エネルギー法に基づく再エネ発電設備整備区域(「整備区域」)に、第1種農地を設定する場合の基準を規定(農用地区域には設定不可)

○再エネ発電設備整備区域に第1種農地を含める場合、次の土地を設定可能

- ① 再生利用困難な荒廃農地(赤)
- ② 再生利用可能な荒廃農地(黄)のうち、生産条件が不利で、相当期間耕作に供されず、受け手が見込まれないため、今後耕作の見込みがない土地

○なお、風力発電設備に関しては、次の要件を満たす第1種農地について荒廃農地以外の農地(緑)も整備区域に含めることが可能

- ① 年間を通じて安定的に風が観測される場所であること
- ② 沿道など、農地の集団化等農作業上の利用に支障がない位置にあり、必要最小限の農地を設定するものであること

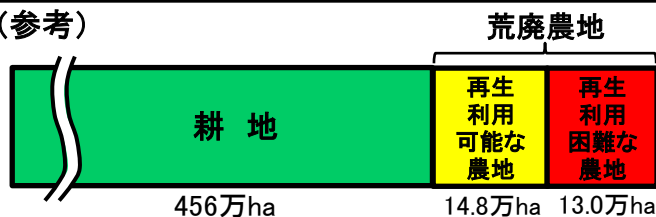
農地法関係(省令)

左の整備区域内で農山漁村再生可能エネルギー法に基づく設備整備計画(事業者の計画)に従って整備される再エネ発電設備を、第1種農地の転用不許可の例外に追加(これにより、農山漁村再生可能エネルギー法に基づく国・県の同意が可能に)

○この場合、次のことが必要

- ① 整備区域について、農業上の土地利用調整(国・県との調整)が調ったものであること
- ② 設備整備計画に記載された農林漁業の健全な発展に資する取組について、協議会(関係農林漁業者等により構成)において協議が調ったものであること

(参考)



(風力発電設備の特徴)

- ・転用面積が点的
- ・発電設備が、設備下での営農可能な高さに設置
- ・立地場所が制約