

再生可能エネルギー電源別の課題と推進策

平成26年12月2日
資源エネルギー庁

- 固定価格買取制度の導入後、再生可能エネルギーの導入量は約1.5倍に拡大。しかしながら、その9割以上は太陽光発電が占めている現状にあり、今後、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ためには、各再生可能エネルギー電源のポテンシャルをバランスよく活かしていくことが課題。
- 他方、各再生可能エネルギー電源は、それぞれ異なった特徴を持つ。今後導入拡大を図っていく上で直面する課題と現状を踏まえた上で、将来の再生可能エネルギー導入の全体像を描き、適切な推進方策を講じていくことが必要である。本日は、再生可能エネルギーの最大限の導入にあたって克服すべき各電源の特徴を踏まえた課題と推進策について御議論いただきたい。

再生可能エネルギー電源別の課題と推進策

I. 太陽光

II. 風力

III. 地熱

IV. 水力

V. バイオマス

太陽光発電の位置付け(エネルギー基本計画)

- 個人を含めた需要家に近接したところで中小規模の発電を行うことも可能で、小型・分散電源の場合は、系統負担も抑えられる上に、非常用電源としても利用可能である。
- 一方、発電コストが高く、出力不安定性などの安定供給上の問題があることから、更なる技術革新が必要である。
- 中長期的には、コスト低減が達成されることで、分散型エネルギーシステムにおける昼間のピーク需要を補い、消費者参加型のエネルギーマネジメントの実現等に貢献するエネルギー源としての位置付けも踏まえた導入が進むことが期待される。

太陽光発電の課題と対応

1. 低コスト化に向けた取組

- 買取価格の適切な見直し、技術開発、施工技術者の養成

2. 系統に対する影響の軽減

- 出力抑制の円滑な実施

3. 地域との共生

- 地方自治体への情報提供

4. 太陽光発電に関する消費者からの相談への対応

- 国や業界団体を通じた情報提供による理解の促進

5. 太陽光パネルの適正処分・リサイクル

- 環境省と共同で調査を実施、技術開発

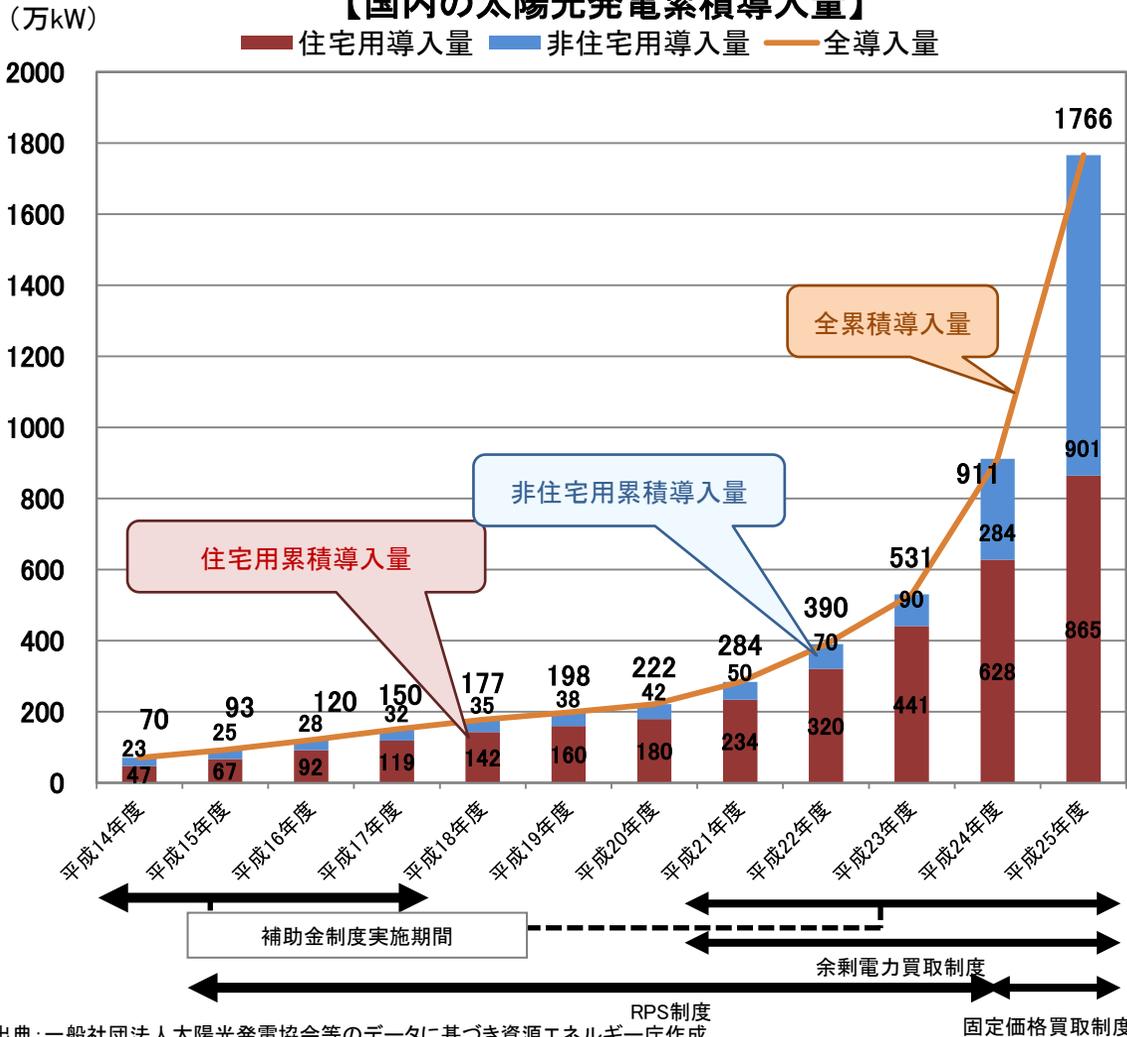
6. 自家消費の推進

- 導入補助による支援

太陽光発電の現状

- 太陽光発電は、個人を含めた需要家に近接したところで中小規模の発電を行うことも可能で、小型・分散電源の場合は、系統負担も抑えられる上に、非常用電源としても利用可能。また、住宅や公共施設をはじめとして中小規模の導入が可能であり、個人でも取り組める再生可能エネルギーである。
- RPS制度、余剰電力買取制度の下においては、住宅用を中心に拡大してきたが、固定価格買取制度開始後は、非住宅用の導入が大幅に拡大。

【国内の太陽光発電累積導入量】



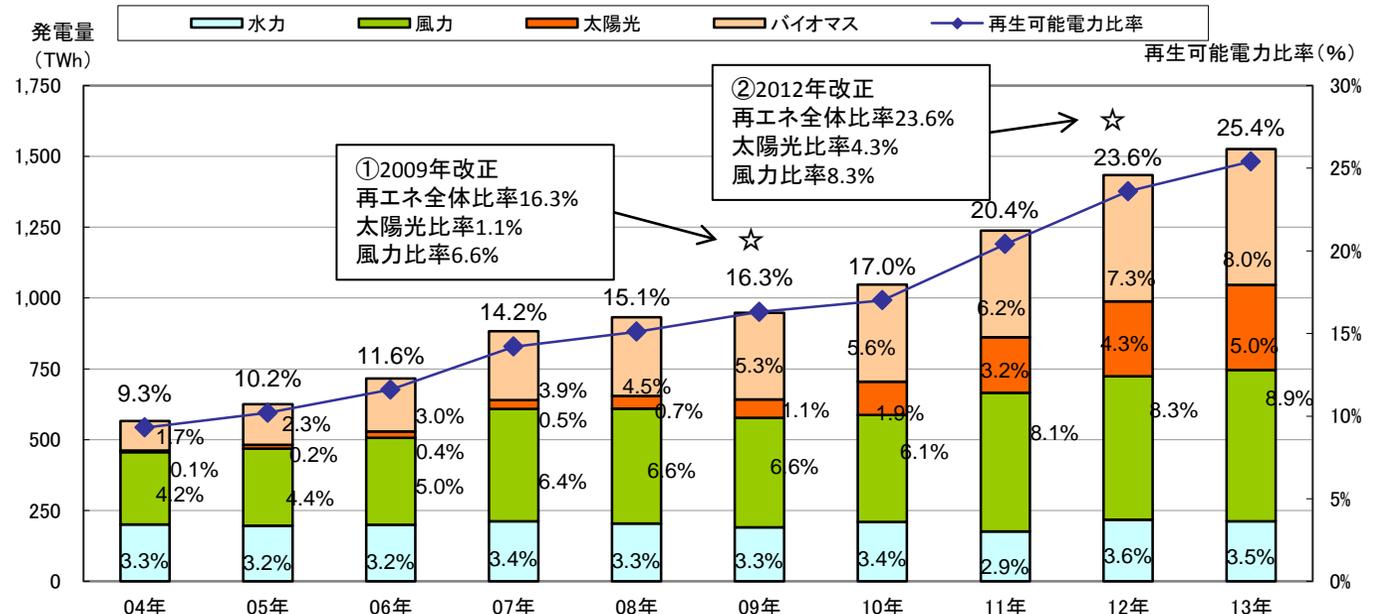
○石油危機後のサンシャイン計画(1974年)以来、太陽光発電のコスト低減による普及促進は官民を挙げて進められ、世界に先駆け太陽光発電の実用化技術を確立。生産量(1999年～2006年)、導入量(1995年～2003年)とも一時期は、世界一の地位を確保。

○我が国では、RPS制度(2003年～)、余剰電力買取制度(2009年～)等の支援策により、太陽光を中心とした再生可能エネルギーの導入が進んできたが、他国と異なり、住宅用太陽光が8割以上を占めるのが市場の大きな特徴(ドイツは1割程度、アメリカは3割程度)。背景には、1994年～2006年に実施された住宅用太陽光発電導入への補助制度があり、これにより非常用電源としての意義も持つ住宅向けの太陽光発電システム導入の素地が形成。

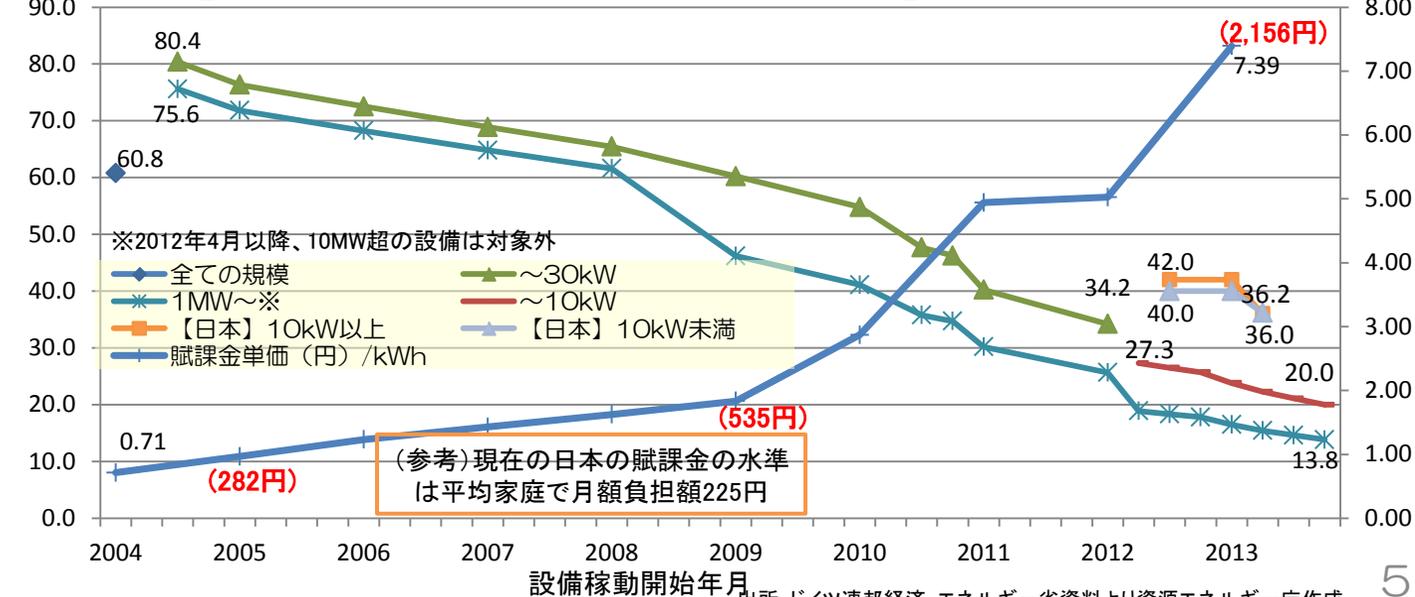
○非住宅用太陽光は、2012年の固定価格買取制度開始以降、急速に、大幅な導入拡大が進み、既に、累積ベースで導入量の半数程度を占めるに至る。昼間のピーク需要を補う太陽光発電を大規模に導入させるなど、大きな役割。

ドイツの再エネの導入量と太陽光発電設備の買取価格の推移

【ドイツの再エネの導入量の推移】



【ドイツの太陽光発電設備の買取価格の推移】



①2009年1月再エネ法改正概要

- ◆ 太陽光は、前年導入量に応じ価格逓減率を調整する仕組みを導入
- ◆ 100kW超の発電設備に遠隔操作による供給管理能力を義務化
- ◆ 30kW以下太陽光発電の自家消費分の補償

②2012年再エネ法改正概要

<1月改正>

- ◆ 太陽光買取価格の低減等買取価格見直し
- ◆ 100kW以下の太陽光にも遠隔操作による供給管理能力を義務化
- ◆ FIT又は市場プレミアム制の選択制導入
- ◆ 電力多消費産業の賦課金軽減措置対象の範囲拡大

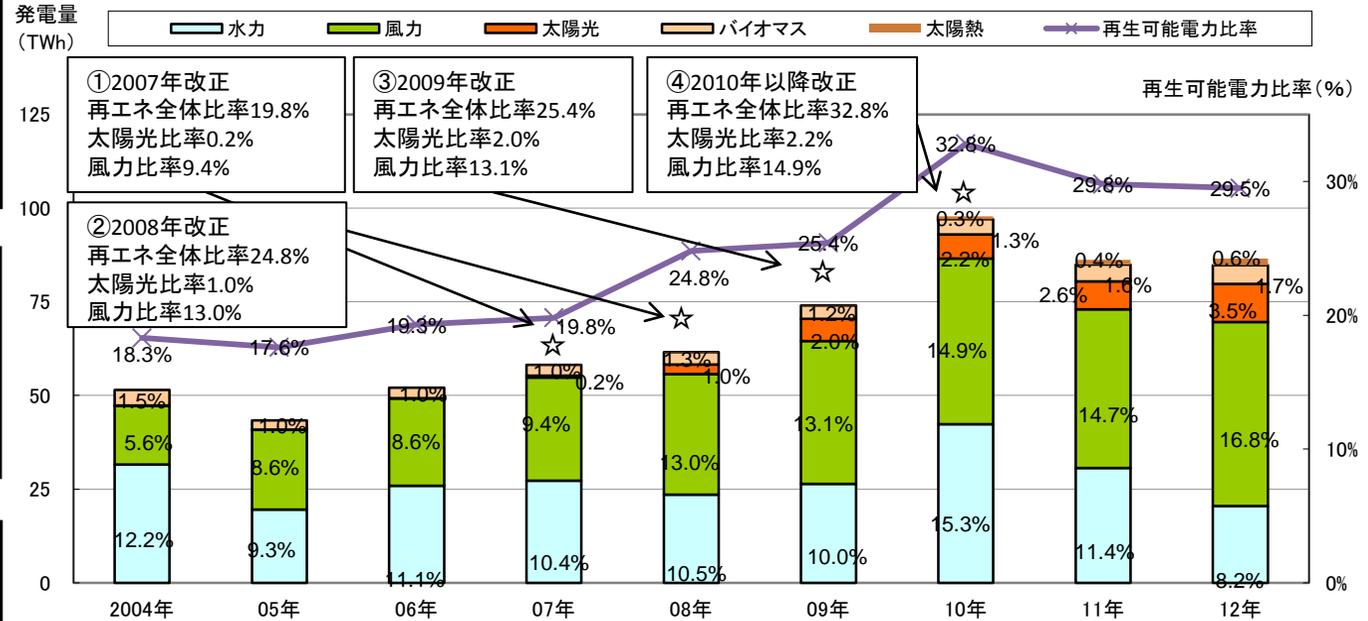
<4月改正>

- ◆ 太陽光発電の買取価格の緊急引き下げ (毎月1%逓減率適用、11月以降は1年間の導入量に応じ毎月逓減率を変更)
- ◆ 10MW以上は買取対象から除外
- ◆ 年間買取対象電力量を90%に制限
- ◆ 累積導入目標(買取対象)を52GWに設定
- ◆ 太陽光発電の自家消費分補償の廃止

スペインの再エネの導入量と太陽光発電設備の買取価格の推移

【スペインの再エネの導入量の推移】

出所: International Energy Agency資料より資源エネルギー庁作成



①2007年5月 Royal Decree 661/2007概要

- ◆ 買取価格の改定(出力区分帯の変更)
- ◆ 10MW超の再エネ発電設備に、送電会社による中央給電指令(CEGRE)との遠隔操作が可能となるような設備を義務付け

②2008年9月 Royal Decree 1578/2008概要

- ◆ 太陽光についてFIT価格の大幅低減及び新規設備の認定に関する年間上限枠の設定
- ◆ 買取対象とする設備容量上限の設定(建物一体型2MW、地上設置型10MW)

③2009年5月 Royal Decree Law 6/2009概要

- ◆ FIT対象電源について中央政府への事前登録を義務付けするとともに、太陽光以外も新規の登録設備容量に関する年間上限枠を設定

④2010年12月 Royal Decree 1614/2010,

Royal Decree Law 14/2010概要

- ◆ 既存発電設備を含む風力、太陽熱、太陽光の買取価格を適用する年間上限時間の導入
- ◆ FIT対象電源にも系統利用料金を適用

2012年1月 Royal Decree Law 1/2012概要

- ◆ 新規再エネ発電設備のFIT制度への登録停止

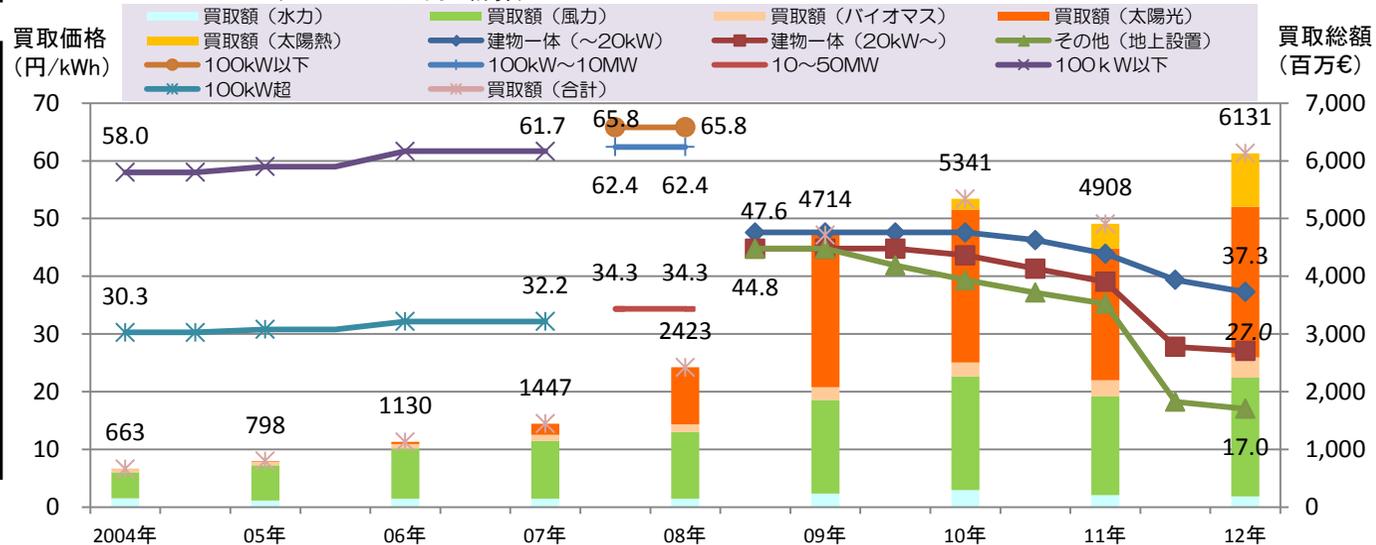
2013年7月 Royal Decree Law 9/2013概要

- ◆ 既存設備を含めFITを廃止し、新制度に移行

【スペインの太陽光発電設備の買取価格の推移】

(1ユーロ=140円で計算)

※2009年以降、建物一体の2MW超、地上設置の10MW超設備は買取対象外



※2009年以前は、買取額に太陽熱と太陽光の区分がなく、すべて太陽光に合算

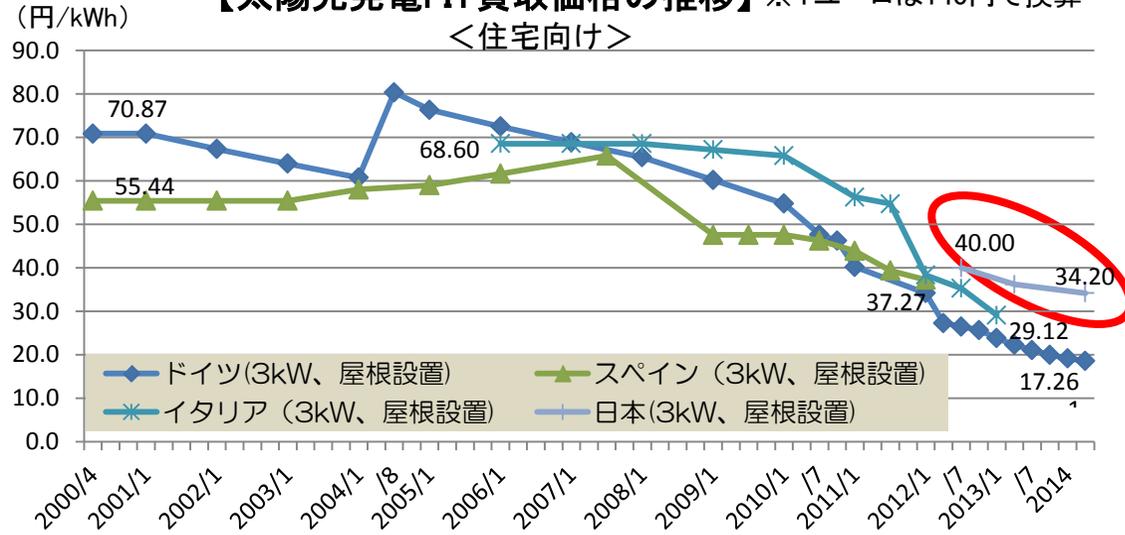
出所: スペイン産業・商務・観光省資料より資源エネルギー庁作成

課題1. 低コスト化に向けた取組①(太陽光発電システムの導入費用と買取価格)

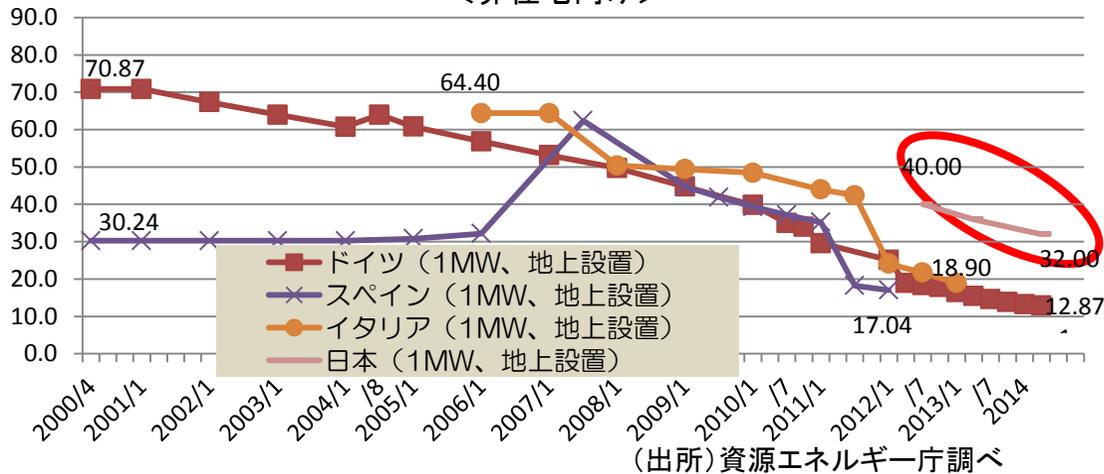
- 日本の太陽光発電FIT買取価格は、大幅引き下げを行う前のドイツと同様に年約1割のペースで低下傾向で推移している。現在の水準としては、欧州諸国が太陽光の大量導入を受けて、買取価格を大幅に切り下げる前の水準に止まっている。
- 我が国の太陽光発電システムの導入にかかる費用は、国際的に見て高い水準。特に、架台や工事費等の基礎費用及びパネル等の設備費用がアメリカ、ドイツ、スペインと比較して高い。

【太陽光発電FIT買取価格の推移】※1ユーロは140円で換算

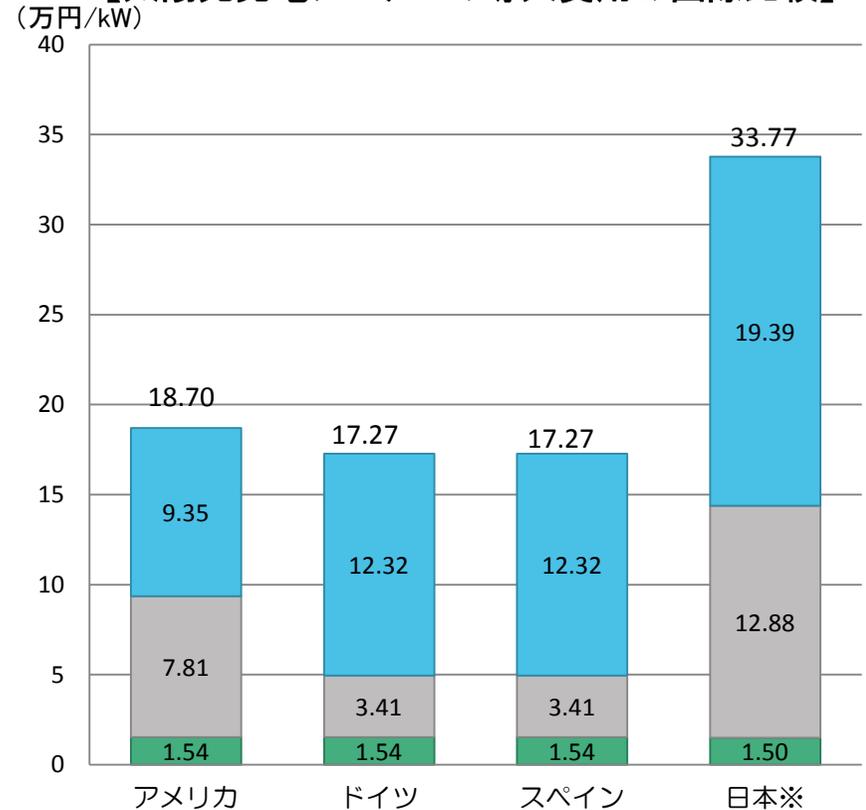
<住宅向け>



<非住宅向け>



【太陽光発電システムの導入費用の国際比較】



※1ドルは110円で換算

(出所) Bloomberg New Energy Finance調べ

(※) 日本の費用の割合は資源エネルギー庁推定

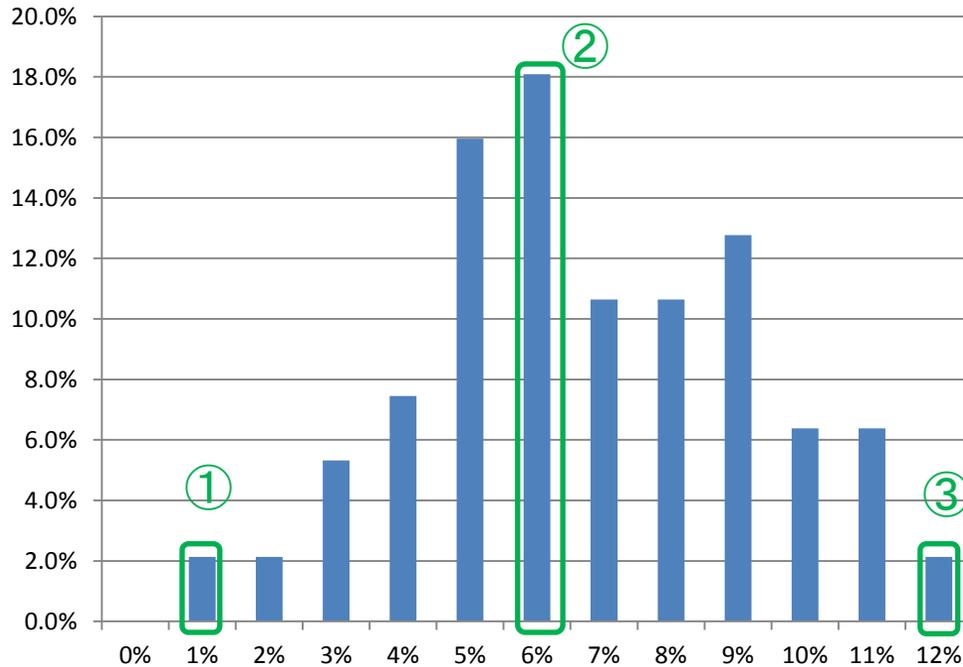
課題1. 低コスト化に向けた取組②(太陽光発電事業の利益水準)

- 太陽光発電事業の利益水準について、平成25年度調達価格36円/kWh(税抜)の1,000kW以上の運転開始案件の税引前IRR水準で確認すると、価格設定において想定する6%を中心ではあるが相当にばらつきがあり、高いもので12%、低いもので1%となっている(平成25年10月-12月期運転開始設備のコスト、設備利用率13%で計算)。
- このうち、税引前IRRが①1%の案件と想定とする②6%の案件と③12%の案件について、平均的なシステムコストを比較すると、特に、ア)工事費、イ)架台、ウ)パネルに違いが見られた。

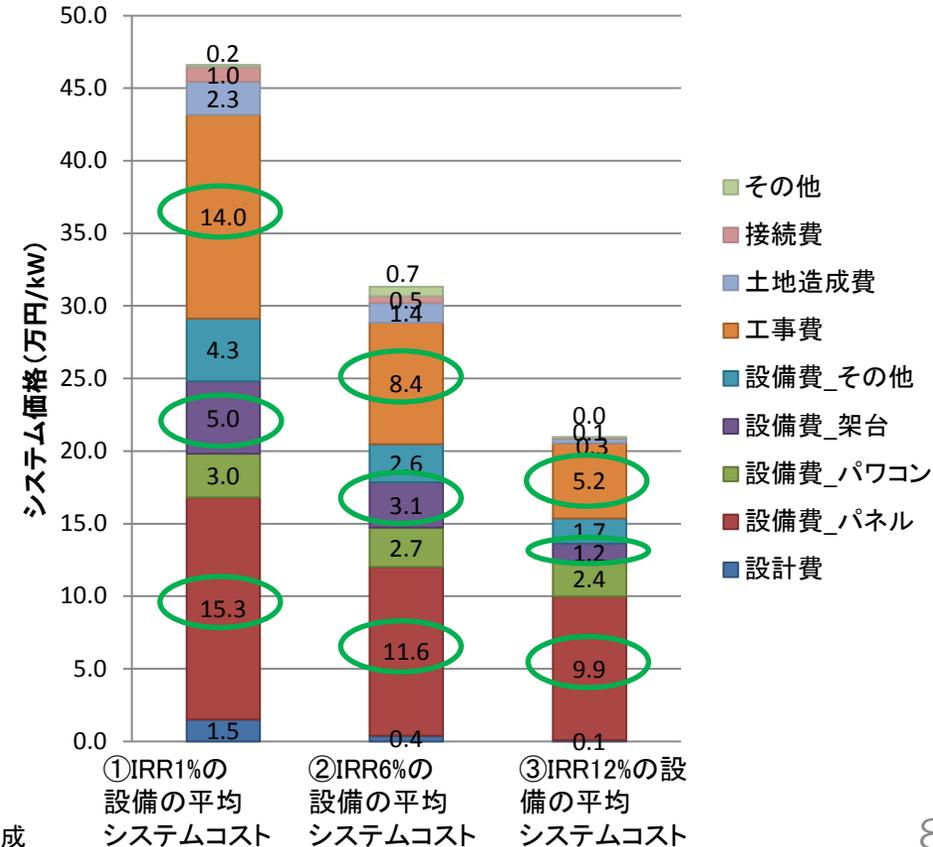
【1,000kW以上の運転開始設備のIRRの分布】

(平成25年10月-12月期運転開始設備のコスト、昨年度調達価格36円/kWh(税抜)で計算)

(件数比率:※合計件数94件)



【1,000kW以上の運転開始設備における平均システムコストの比較】



出典:ともに設置・運転費用年報に基づき資源エネルギー庁作成

課題1. 低コスト化に向けた取組③(技術開発)

- 国民負担の抑制の観点から、太陽光発電の徹底したコスト低減が喫緊の課題であり、技術開発を進めることが重要。
- このため、①2020年に発電コスト14円/kWhを目指す結晶Si太陽電池等の技術開発、及び②2030年に発電コスト7円/kWhを目指す新型太陽電池の技術開発など、高性能化・低コスト化が期待できる技術の開発を推進(平成27年度概算要求51億円)。

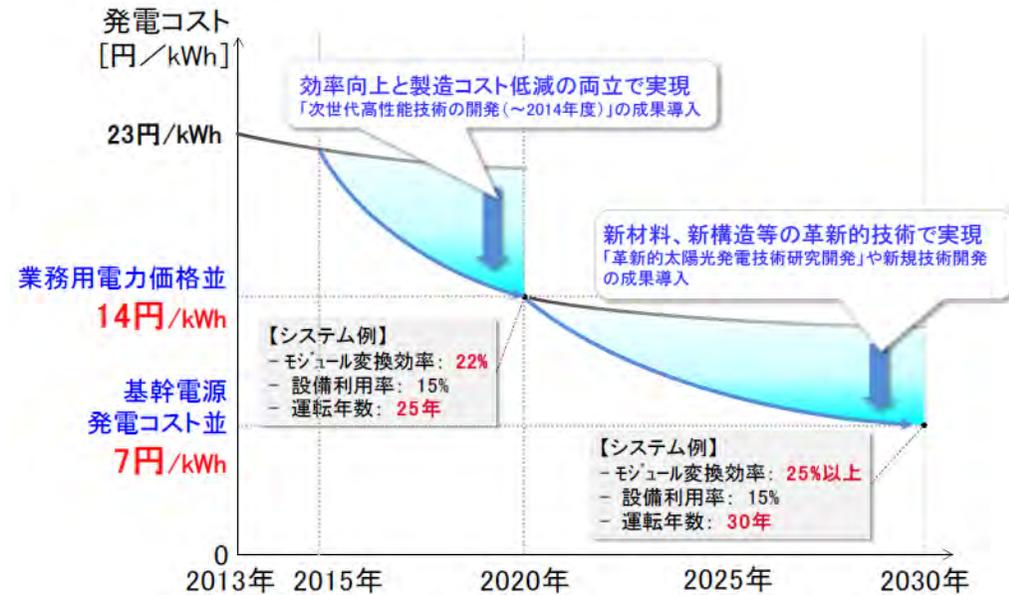
①2020年に発電コスト14円/kWhを中間目標とする技術

- 1) 太陽電池の高効率化、モジュール化、低コスト製造技術の開発
 - ・ヘテロ接合・バックコンタクト統合構造の新型結晶シリコン太陽電池の大面积・低コスト製造技術、モジュール化技術等の開発。
 - ・CIS等化合物系太陽電池の高効率化、低コスト製造技術等の開発。
- 2) 太陽電池の性能評価、信頼性向上等共通基盤技術の開発等
 - ・信頼性向上、信頼性評価技術の開発。

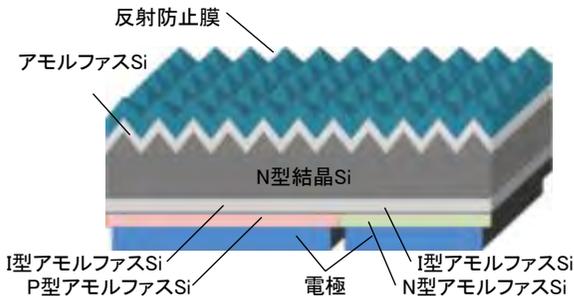
②2030年に発電コスト7円/kWhを革新的に目指す技術

- 1) 超高効率太陽電池による発電コスト低減技術開発(薄膜多接合高効率太陽電池)
 - ・変換効率45%に達する薄膜多接合太陽電池の低コスト製造技術の開発。
- 2) 量子ドット構造等、新型太陽電池の技術開発
 - ・量子ドット構造やコスト構造を革新する新型太陽電池の技術開発。

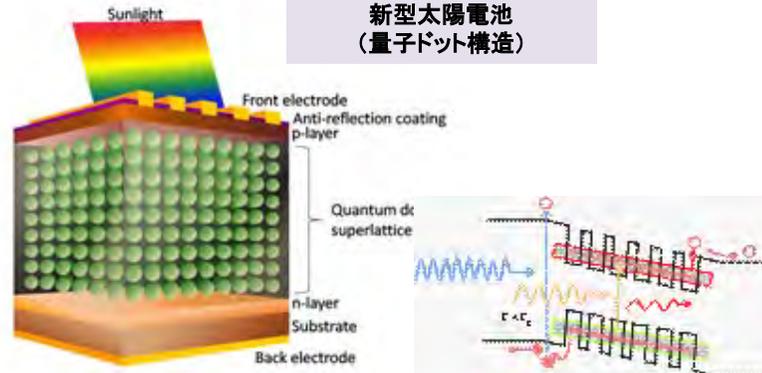
【太陽光発電開発戦略(NEDO PV Challenges)2014年9月】



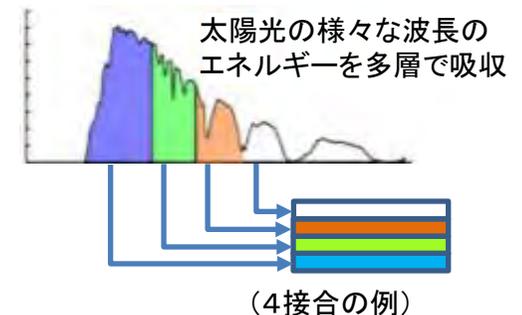
ヘテロ接合・バックコンタクト統合構造例



新型太陽電池 (量子ドット構造)



薄膜多接合型太陽電池



課題1. 低コスト化に向けた取組④(米国の取組例)

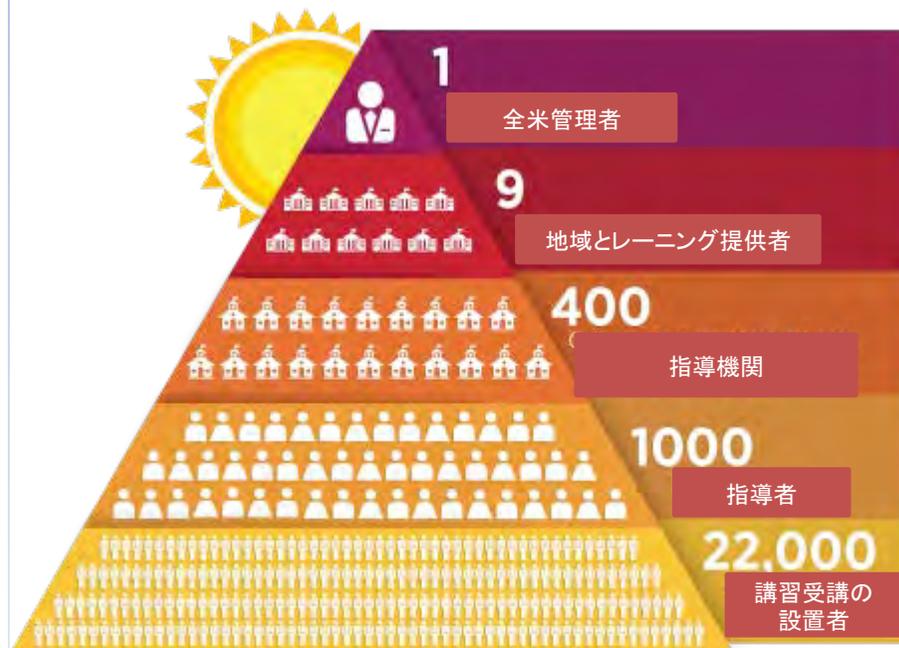
- 諸外国においても、太陽光発電のシステムコストに占める設置作業の費用低減は課題。
- 米国では、SunShot イニシアティブに基づき設置費用等ハードウェア以外のコスト低減に取り組んでおり、設置技術向上や標準化を促進するため、連邦エネルギー省は、設置に関するトレーナーを養成する仕組み(The Solar Instructor Training Network)に財政支援。

米国: SunShot イニシアティブ

- 米国では、連邦エネルギー省が、2011年2月に「SunShot イニシアティブ」を公表し、研究、製造、市場措置を通じて、2020年までに大規模太陽光発電システムの総コストを約75%減少させることを目指して、様々なプログラムを実施中。
- システム価格のうちハードウェア以外のコスト(64%相当)の低減にも取り組んでおり、①顧客獲得、②認可、連系及び検査、③設置及びパフォーマンス、④運転管理・保守の項目についてプログラムを実施。
- このうち設置に関しては、①熟練工の創出、②効率的な設置手順・技術の適用、③州・地方自治体の設置基準の標準化、④システム性能及び信頼性の検証、等を通じて、コスト低減を支援している。

【The Solar Instructor Training Network】

- 太陽光発電設備の設置技術向上を促進するため、全米の9地域ごとに設置に関するトレーナー・指導者を養成する仕組みに対して、2700万ドルを支援。
- 約400機関で、2014年5月までに22,000名を指導。



課題2. 系統に対する影響の軽減(太陽光発電の出力抑制)

- 出力が変動する太陽光発電による系統への影響を軽減する方策として、出力抑制はコスト合理的であり有効な方策。
- 現在の我が国では500kW以上の太陽光発電・風力発電について、前日に電話等で抑制依頼する方式。
- 他方、ドイツでは双方向通信システム等を利用し、よりきめ細かな出力調整を実施。
- なお、ドイツ再エネ法における2012年太陽光の出力抑制量は、買取電力量約26,000GWhに対し約16GWh(0.06%相当)。スペインでは主に風力発電が抑制対象となっており、2013年は風力発電の総発電量約54,000GWhに対し約1,100GWhが出力抑制(約2%に相当)。

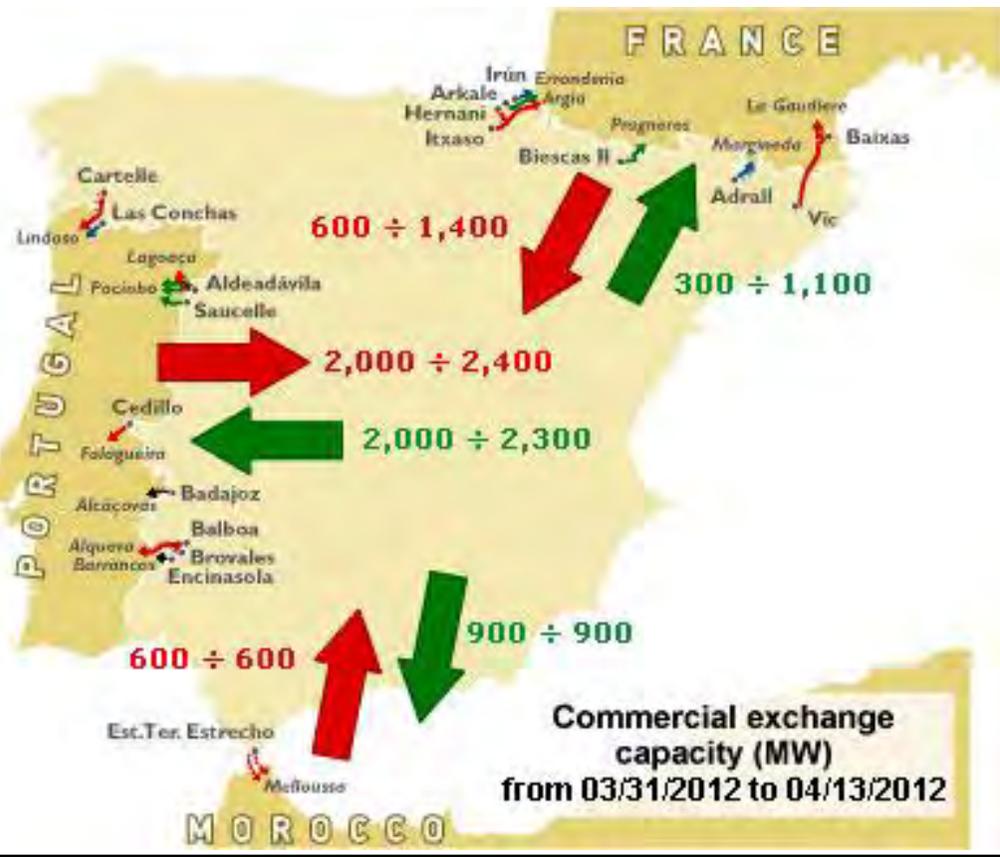
対象	現行の日本(500kW以上)	ドイツ(100kW超)	ドイツ(100kW以下)	スペイン(10MW超)
システム概要	<p>①抑制依頼(電話等) 電力会社 ↔ 主任技術者 ②抑制制御 主任技術者 → 事業者PCS ③出力抑制報告 事業者PCS → 電力会社</p>	<p>配電会社 事業者の電力メーター 専用の双方向通信システム等を利用した出力抑制</p>	<p>配電会社及び送電会社 事業者の電力メーター 長波ラジオレシーバーを利用した一方向通信による出力抑制</p>	<p>再エネ中央給電指令所 GCC 再エネ発電所 双方向通信システムを利用した出力抑制</p>
	<ul style="list-style-type: none"> 電力会社は前日夕方までに抑制依頼を電話等で連絡。主任技術者は出力抑制操作後、実施結果を報告。 前日の需給想定に基づき指令するため、需給変動時の柔軟な出力調整が困難。 	<ul style="list-style-type: none"> DSO(配電会社)が遠隔から電力メーターにアクセスし出力をモニタリング。 出力抑制は、DSOのコントロールセンターと専用の双方向通信システム等を利用。 	<ul style="list-style-type: none"> DSO及びTSO(送電会社)が、SMA社から入手した代表プラントの出力データを基に、全プラント出力を推定しモニタリング。 出力抑制は、一方向通信の長波ラジオレシーバーを利用。 	<ul style="list-style-type: none"> 発電事業者は、発電制御センター(GCC)に接続。GCCは複数の再エネ設備をまとめて管理して、TSOが設置する再エネ中央給電指令所(CECRE)に接続。 出力抑制は、CECREからGCCとの双方向通信システム等を利用して15分以内に実施。
補償	<ul style="list-style-type: none"> 30日以下は無補償。 30日超は有償。 なお、指定電気事業者への指定後は、30日超の出力抑制も無補償となる。 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ法に基づく局地的対策による出力抑制は補償。 エネルギー事業法に基づく全系的対策による出力抑制は無補償。 		<ul style="list-style-type: none"> 原則無補償(再エネは優先給電対象であるが、系統の信頼性・安定性が損なわれる懸念がある時のみTSOが出力抑制を実施)
備考	<ul style="list-style-type: none"> 給電指令毎に主任技術者への連絡・実施確認が必要、再エネ拡大後は運用困難。 現在産業用のパウコン単価は、約2万円/kw。なお、ドイツと同様の対策を行う場合、追加コストはパウコン1台当たり2万円程度。 	<ul style="list-style-type: none"> 2009年の再エネ法改正により、設備容量が100kWを超える太陽光発電設備に対して義務付け(一定の猶予期間後に既存設備も含め全ての設備に適用)。 	<ul style="list-style-type: none"> 2012年の再エネ法改正により、設備容量が100kW以下の太陽光発電施設にも義務付け(30kW以下は、系統への電力供給量を70%に制限する措置で代替可。一定の猶予期間後に、既存設備も含め全ての設備に適用)。 	<ul style="list-style-type: none"> 2007年の政令(RD661/2007)により、系統運用者と複数の再エネ発電所を中継する機関としてGCCと呼ばれる制御所の設置が各発電事業者に義務付け。 10MW超の再エネ発電設備は、TSOの指示を受けてから15分以内に出力抑制を実施する義務。

(出展)ドイツの代表的パウコンメーカーであるSMA社へのヒアリング結果及び資源エネルギー庁調査に基づく。

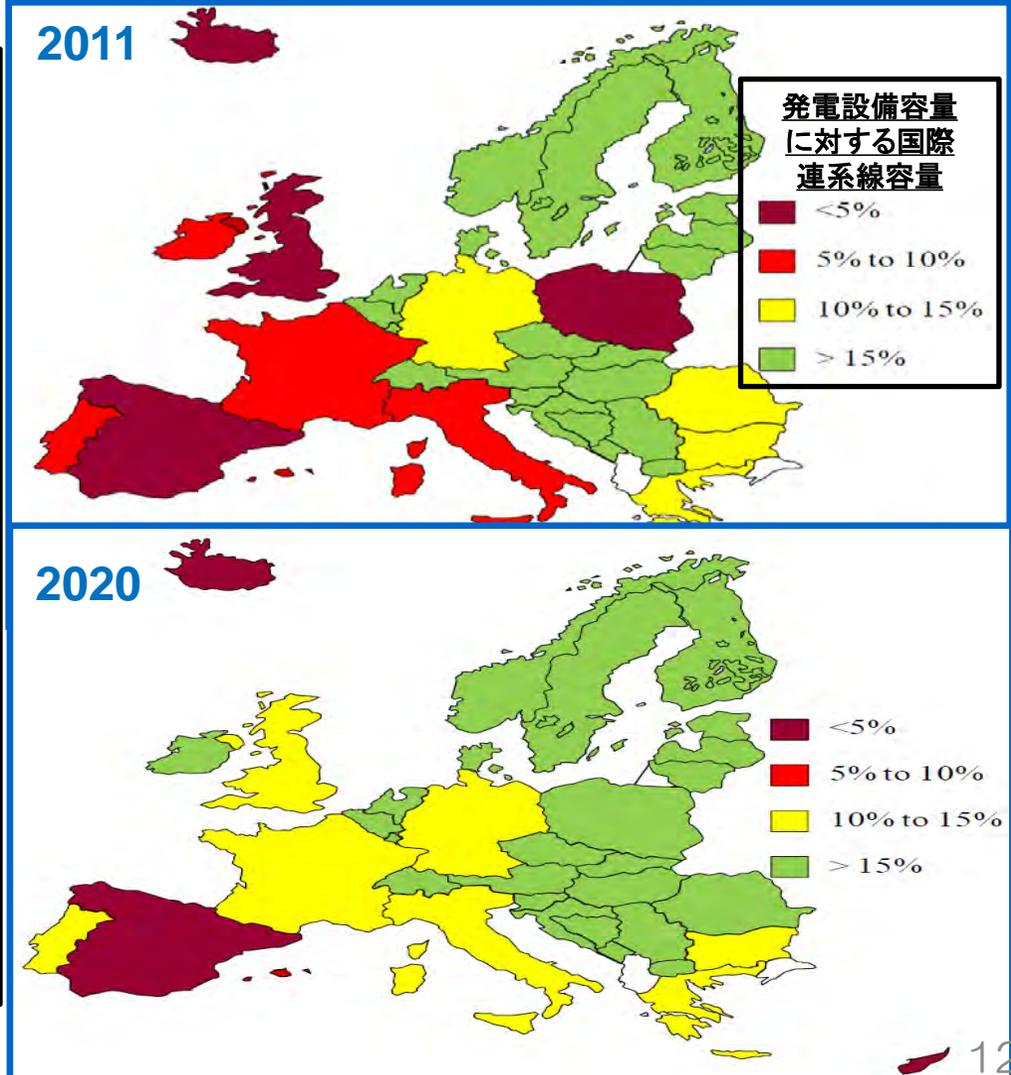
課題2. 系統に対する影響の軽減(欧州におけるスペインの国際連系について)

- スペインは国内の電力供給設備容量約90GWに対し、国際連系線容量は約4.3GW(5%未満)であり、将来的にも欧州エリアでは孤立した状態となる懸念に直面している状況。
- 一方、欧州ではドイツを始めほとんどの国で広域的な電力融通のため国際連系を增強又は增強計画を有しており、現在、スペインと同様な状況にあるイギリス及びポーランドも、将来的には隣国との連系線が強化され、より広域融通が可能となる見込み。

スペインの国際連系状況



(出展)スペイン系統運用会社(REE)提供資料より



課題3. 地域との共生(自治体における条例策定等の取組例)

- 太陽光発電を含む再生可能エネルギーによる発電事業については、地域住民の参加や理解を得ながら、自然環境等と調和を取りつつ、事業を進めていくことが極めて重要である。この点、各自治体により、地域の実情に応じて取組を推進するための対応がなされている。
- 一方、条例等により開発行為が禁止されているエリアで立地規制側の手続きを適切に行っていないことが発覚し、自治体とトラブルに発展するケースが発生していることを踏まえ、可能な限り早期に、地方自治体への認定情報の提供を開始するとともに、こうした他の法令に違反した発電事業計画に対して固定価格買取制度運用上も何らかの対応を講じることについて検討(詳細は資料2参照)。

【再生可能エネルギー発電事業の推進に取り組む事例】

自治体	制度の概要
長野県 飯田市	<ul style="list-style-type: none"> 市が公的に発電事業の公共性と経営安定性を<u>認証</u>することで、地域金融機関等からの資金の貸付けや市民ファンドからの資金提供に資する事業信用力の付与を図る。また、「飯田市再生可能エネルギー推進基金」を設置し、事業の建設工事の発注のために直接必要となる調査費用を<u>無利子で貸付け</u>を行う。
福岡県 みやま市	<ul style="list-style-type: none"> 市内において、新しく発電出力が50kW以上の大規模太陽光発電設備を設置された事業者について、3年間、<u>固定資産税の課税標準額の1/6の課税を免除</u>する。

【再生可能エネルギー発電事業の規制を行う事例】

自治体	制度の概要
大分県 由布市	<ul style="list-style-type: none"> 事業地面積5千平方メートル(太陽光発電設備であれば500kW程度)以上の再生可能エネルギー発電設備を設置する者へ<u>届出を義務</u>づける。 再生可能エネルギー発電設備を設置しようとする者に対して、事業を行わないよう求めることができる抑制区域を指定する。 市長が必要であると認める場合は、事業者に対して、<u>指導、助言又は勧告</u>を行う。
山梨県 富士山周辺 11市町村	<ul style="list-style-type: none"> 景観条例等に基づく指定区域内において設置予定の一定規模以上(パネルの合計面積が1,000平米以上等)の太陽光発電設備に<u>届出を義務</u>付ける。^{*1} 一定規模以上(パネルの合計面積が1,000平米以上等)の設備の設置を行わないよう協力を求める<u>区域を指定</u>し、<u>指導</u>等を行う。^{*2}

静岡県富士宮市(*1、*2)、静岡県富士市(行政指導:対象区域での事業の自粛要請)、静岡県御殿場市(*1(平成26年4月1日付け施行))、静岡県裾野市(*1)、静岡県小山町(条例等未策定)、山梨県富士吉田市(条例等未策定)、山梨県西桂町(条例等未策定)、山梨県忍野村(*2)、山梨県山中湖村(*2)、山梨県鳴沢村(条例未策定)、山梨県富士河口湖町(*2)

課題4. 太陽光発電設備に関する相談事例と対応

- 太陽光発電の普及に伴い、太陽光発電事業のメリットの過度な強調等の誇大表示や設備等の売買契約を強引に急がせるなどといった不誠実な販売方法が多く見受けられた。
- このため、資源エネルギー庁では、消費者の意識向上のためにリーフレットを作成し、注意喚起の啓発活動を実施している。
- また、太陽光発電協会では、不当に高い価格での販売や執拗な訪問販売等をなくし、健全な市場を形成するため、自主基準として販売従事者の基本的なスキルを示した「販売基準」を制定。
- 今般の接続回答保留を受け、接続に関するリスクを周知するため、資源エネルギー庁から「再生可能エネルギー発電事業に関する注意喚起」(平成26年10月)を発出するとともに、同様の内容を太陽光発電協会においても周知。

【リーフレットによる啓発】 (資源エネルギー庁)

【販売基準による啓発】 (太陽光発電協会)

【接続回答保留に係る注意喚起】 (資源エネルギー庁)

不実告知に関する相談例

- ✓ 「売電で約2万円のローンが払える」といわれたので契約したが、多い月でも1万円程度しか売電収入が入らない。
- ✓ 売電収入は、気象条件や設置条件、ご家庭の電気の使用状況によって変わります。売電収入を保証するような言い方には気をつけてください。

太陽光発電協会「販売基準」

- ✓ 販売従事者に求められる基本的なスキル（表示ガイドラインに準拠、ステップに応じた説明等）
- ✓ 遵守すべき注意事項（誇大表示しない、システムの仕様、施工方法、費用、保証制度を説明、等）
- ✓ 販売時の禁止事項とNGワード（強引な勧誘行為、必ずXXXkWh発電する等）

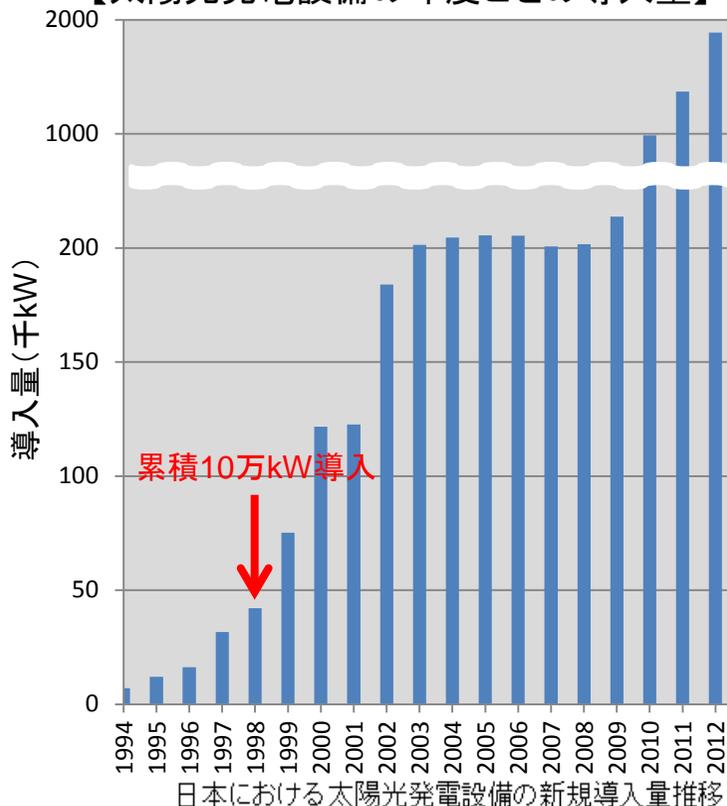
「再生可能エネルギー発電事業に関する注意喚起」

- ✓ 認定申請を行う前の段階から、電力会社に対して、接続の可能性について十分相談し、場所及び設備等の確保は、連系承諾を得てから行うこと。
- ✓ 条件付認定については、期限延長（認定後、最大360日以内）が認められるが、その期限を越えてもなお、場所及び設備の確保にかかる証拠書類が提出されなければ、いかなる理由でも、その認定は失効すること。
- ✓ 再生可能エネルギー発電事業を譲渡する場合、事業を譲り渡す側の事業者は、認定取得の有無、連系承諾の有無等、事業の状況とリスクを十分に説明をする、また、譲り受ける事業者は事業の状況とリスクを十分確認すること。

課題5. 太陽光パネルの適正処分・リサイクル

- 2009年11月の太陽光の余剰電力買取制度の開始、2012年7月の固定価格買取制度の施行により、導入量は年々増加しており、2014年8月末現在、累計で1,726万kWが導入されている。
- 1990年代中頃、国庫補助等の太陽光発電設備の導入支援制度が開始されたことから（1998年に太陽光パネルの導入量が累計で100MW（10万kW）に到達）、太陽光パネルの設計寿命が20年前後と想定すると、2020年前後には一定数量の使用済みの太陽光パネルが廃棄物となることが想定される。
- しかしながら、現時点では処理システムは確立されておらず、使用済太陽光発電設備の資源価値等の製品特性や廃棄の実態・見通しを踏まえた上で、今後のリサイクルを含めた適正処理の推進に向けた社会的な仕組みをつくることが課題であり、昨年度から経済産業省と環境省と合同で調査を実施しているところ。

【太陽光発電設備の年度ごとの導入量】



出所: IEA: TRENDS 2013 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS

環境省との合同検討会の昨年度調査結果

①太陽光パネルの特徴

- ✓ 原材料のうち、有価性が比較的価値の高い資源は銀。その含有量は、パネルの種別等によってばらつきあり。
- ✓ 有害物質の含有は少ないものの一部のパネルに有害性が懸念される物質の含有あり。

②現在のパネル処理状況

- ✓ 廃棄されているパネルのほとんどは、メーカーから排出される生産不良品となっている。
- ✓ 中間処理事業者、金属スクラップ事業者が産業廃棄物として回収。また、銀等の有用資源は非鉄精錬業者で回収。
- ✓ パネルを設置した住宅が建替え等を取り壊される場合、現状は、従来の産業廃棄物処理の流れの中で処理。

太陽光発電設備の廃棄に関する検討課題

①製品特性の把握

- ✓ 資源価値・有害性の評価

②撤去から処分までのフローの調査

- ✓ 現状のフローの把握
- ✓ 将来的な排出量の増加による排出ルートの変化の検討

③技術導入可能性調査

- ✓ リサイクル技術の開発動向の整理
- ✓ リサイクル技術の導入イメージの検討

④将来の排出見込量の分析

- ✓ 導入実績の整理
- ✓ 排出見込み量の推計

⑤回収にかかるコストの分析

- ✓ コストデータの調査
- ✓ 費用対効果分析

⑥撤去・運搬・処理に関する制度面からの検討

- ✓ 現行制度における課題の整理
- ✓ 製品特性や排出実態等を踏まえたオプションの検討

- 分散型の再生可能エネルギーの普及拡大を図る上では、系統へ負担をかけない自家消費の推進も重要。
- このため、固定価格買取制度の対象とならない自家消費向けの再生可能エネルギー発電システムに対する支援を行い、再生可能エネルギーの導入拡大を図っているところ(平成27年度概算要求25億円(平成26年度予算額25億円))。

独立型再生可能エネルギー発電システム等対策費補助金

○地域再生可能エネルギー発電システム等導入促進対策事業

【補助率 1/2以内】

— 地方自治体等による再生可能エネルギー発電システム設備導入及び地方自治体と連携して行う設備導入に対して補助。

また、地方自治体でなくとも、災害緊急時等に地域の防災拠点に蓄電池を提供することを条件に、民間事業者が取り組む再生可能エネルギー発電設備と蓄電池の導入に対して補助。

○再生可能エネルギー発電システム等事業者導入促進対策事業

【補助率 1/3以内】

— 民間事業者による設備導入に対して補助。

○対象とする再生可能エネルギー

- ・ 太陽光発電
- ・ 風力発電
- ・ バイオマス発電
- ・ 小水力発電
- ・ 地熱発電 等

※「固定価格買取制度」において設備認定を受けないものを対象とする。

取組例(太陽光発電設備導入事業)



図1 太陽光発電全景



図2 蓄電池システム

想定発電電力量(A): 74,404kWh/年 電力消費量(B): 255,825kWh/年
年間で、29.08%(A/B)の節電効果を発揮。

(事業スキーム)



余剰電力発生時の出力調整手段について

出力調整手段としての太陽光発電

- 需給予測の精度を高め、優先給電の原則を堅持していただきつつ、太陽光発電を余剰電力発生時の出力調整手段として活用、それを効率的に可能とする系統システムを整備すること。
- ただし、上記については再エネ発電事業者における事業性・事業予見性をできる限り確保することも、中長期的な再エネ普及発展の観点から必須。

太陽光発電の調整（抑制）方式について

- 他の事業者との公平性が確保されているか等の疑念の発生が考えられ、再エネ発電事業者側としては、透明性・公平性を維持しつつ系統側からの指令により自動的に必要最小限の調整（抑制）が行われるようなくみが必要。
- 即ち、出力調整（抑制）を常態として検討する場合、既にヨーロッパや北海道電力等で行われている系統側（中央監視指令所等）からの通信指令によるリアルタイムの再エネ遠隔制御や再エネ電力も含めた高度な需給監視・自動制御システムによるコントロールの実現・インフラを構築することが必要。
- 開発及び整備費用の負担（区分）等に当たっては更なる検討が必要。他の対策オプションに比べてもローコスト及び短期間にて実現可能な対策ではないかと考えられる。

その他

地域間連系線の活用

- 導入量予測に基づき、その間に打たれるべき対策との関係を勘案すれば、地域間連系線はあくまで非常時または一時的・過渡的な対策とすることを前提に十分活用検討可能ではないかと思料。

系統に頼らない「自家消費」等の促進策（政策的インセンティブ案含め）検討

- （例）「独立型再生可能エネルギー発電システム対策補助金」の拡充、等

再生可能エネルギー電源別の課題と推進策

I. 太陽光

II. 風力

III. 地熱

IV. 水力

V. バイオマス

風力発電の位置付け(エネルギー基本計画)

- 大規模に開発できれば発電コストが火力並であることから、経済性も確保できる可能性のあるエネルギー源である。
- ただし、需要規模が大きい電力管内には供給の変動性に対応する十分な調整力がある一方で、北海道や東北北部の風力適地では、必ずしも十分な調整力がないことから、系統の整備、広域的な運用による調整力の確保、蓄電池の活用等が必要となる。こうした経済性も勘案して、利用を進めていく必要がある。

風力発電の課題と対応

1. 立地制約の克服

- 風力発電の適地の偏在への対応
(送電網の整備等)

2. 系統に対する影響の最小化

- 出力抑制の円滑な実施

3. 導入の加速化に向けた取組

- 環境アセスメントの迅速化

4. 洋上風力の推進

- 実証事業の実施、港湾インフラ等の整備

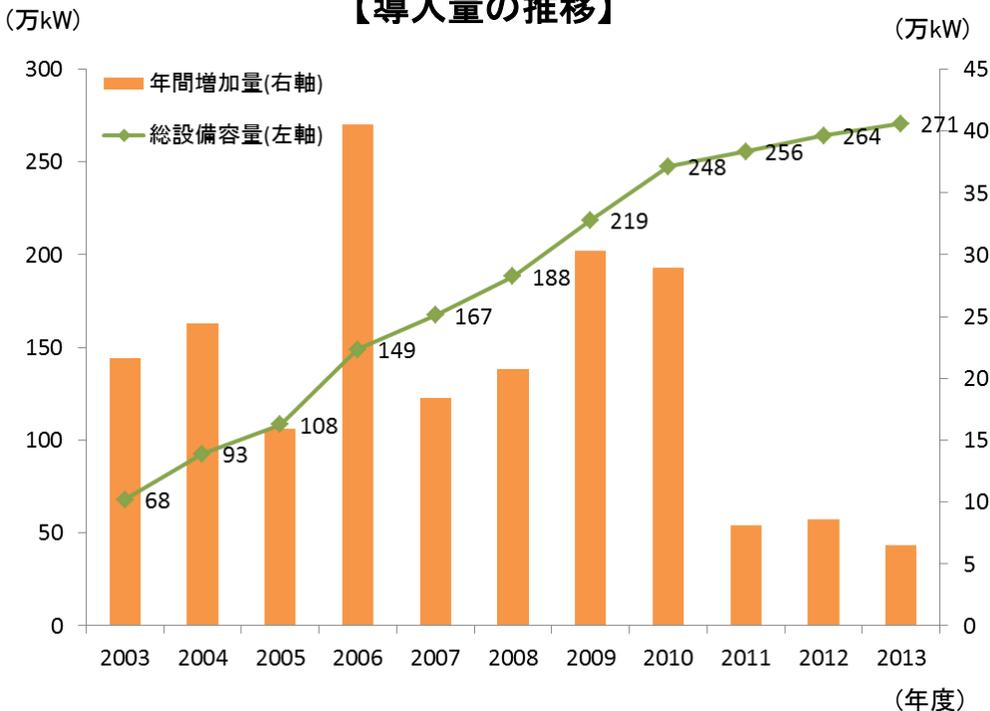
5. 低コスト化に向けた取組

- 設備利用率向上や洋上風力の技術開発・実証の推進

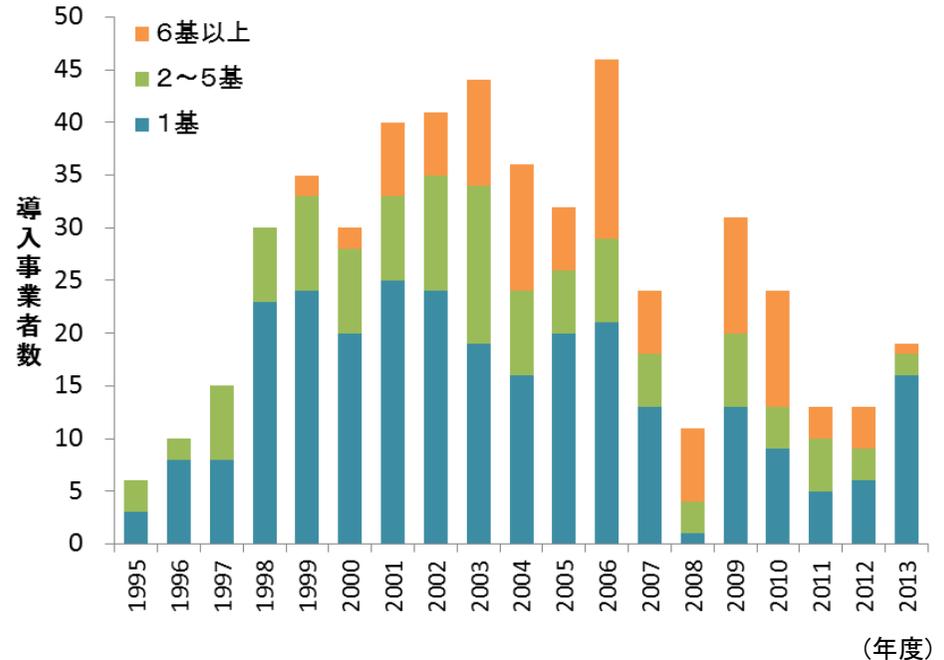
風力発電の現状①(導入量の推移等)

- 風力発電については、1997年度に開始された設備導入支援や2003年度のRPS法の施行以降、導入量が増加してきた。しかしながら、大規模案件は、買取制度と同時期に導入された環境アセスメントの影響により開発に長期間を要するため、導入量3GWを前にして、開発は足踏み状態。
- また、国内の風力発電所約500か所のうち、1基のみのものが半数以上であり、合計5基以下の小さなウインドファームが約8割。風力発電の本来持つ低コストの特長を活かし切れていないのが現状。固定価格買取制度導入後開発が進められている、現在環境アセスメント中の大規模案件(約571万kW)を着実に運転開始させることが重要。

【導入量の推移】



【1事業者当たりの風車設置基数の推移】



(出典: NEDO風力発電設備実績)

(出典: NEDO風力発電設備実績)



風力発電の現状②(環境アセス中の風力発電所の分布状況)

平成26年9月12日現在法アセス手続き中の案件
(出力5万kW以上)

中国

【山口県】
24.下関市(洋上) 60,000kW
アセス中合計(5万kW未満含む) **約10万kW**
既存合計 **約30万kW**
総合計 **約40万kW**

四国

【徳島県】
25.上勝町、神山町 60,000kW
アセス中合計(5万kW未満含む) **約28万kW**
既存合計 **約12万kW**
総合計 **約40万kW**

近畿

【和歌山県】
23.有田川町、広川町、
日高川町 90,000kW
アセス中合計(5万kW未満含む) **約12万kW**
既存合計 **約14万kW**
総合計 **約26万kW**

中国: 約10万kW(予定)
約30万kW(既存)
四国: 約28万kW(予定)
約12万kW(既存)

九州・沖縄: 約26万kW(予定)
約46万kW(既存)

九州・沖縄

【長崎県】
26.佐世保市 100,000kW
【宮崎県】
27.串間市 67,500kW
アセス中合計(5万kW未満含む) **約21万kW**
アセス終了(運開前)合計 **約5万kW**
既存合計 **約46万kW**
総合計 **約72万kW**

北海道

- 伊達市 50,000kW
- せたな町 50,000kW
- 黒松内町、寿都町、島牧村 50,000kW
- 石狩市、小樽市(港湾洋上) 100,000kW
- せたな町 120,000kW
- 猿払村、頓別町 50,000kW
- 稚内市、豊富町、幌延町 1,500,000kW
- 稚内市、豊富町 400,000kW

アセス中合計(5万kW未満含む) **約275万kW**
既存合計 **約32万kW**
総合計 **約307万kW**

東北: 約218万kW(予定)
約75万kW(既存)

北陸: 約2万kW(予定)
約15万kW(既存)

中部: 約12万kW(予定)
約29万kW(既存)
近畿: 約12万kW(予定)
約14万kW(既存)

関東: 約2万kW(予定)
約19万kW(既存)

関東・中部・北陸

関東アセス中合計(5万kW未満を含む) **約2万kW**
関東既存合計 **約19万kW**
関東総合計 **約21万kW**
中部アセス中合計(5万kW未満を含む) **約12万kW**
中部既存合計 **約29万kW**
中部総合計 **約41万kW**
北陸アセス中合計(5万kW未満を含む) **約2万kW**
北陸既存合計 **約15万kW**
北陸総合計 **約17万kW**

北海道: 約275万kW(予定)
約32万kW(既存)

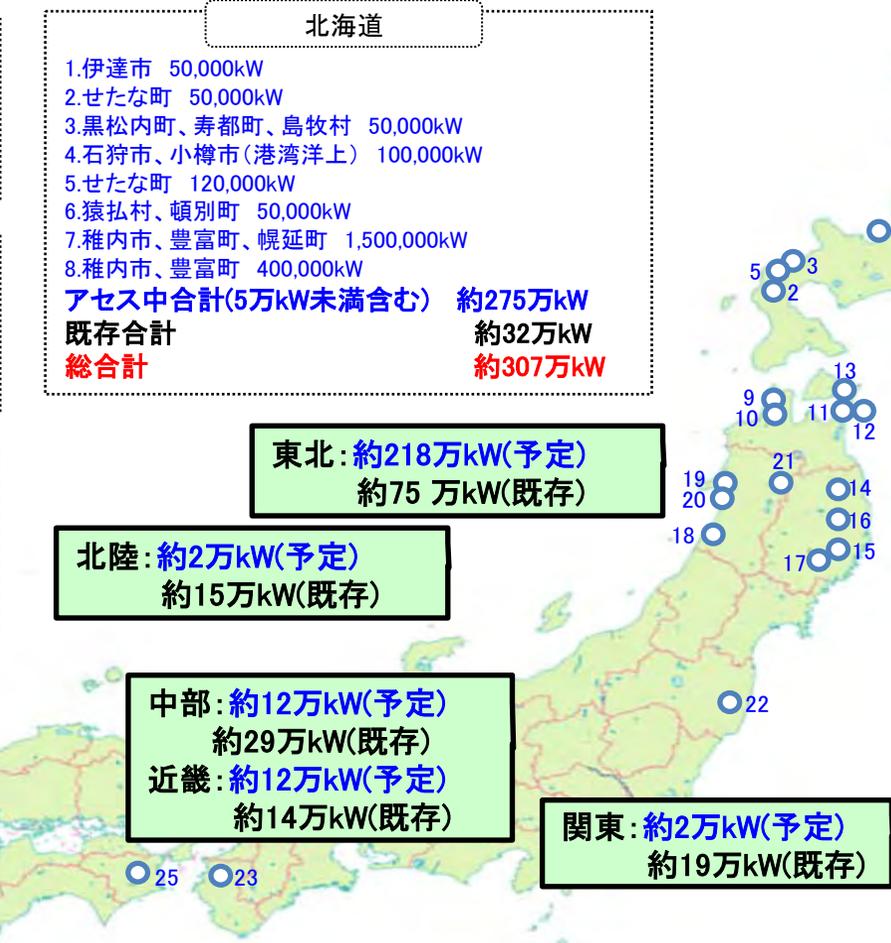
東北

【青森県】
9.五所川原市 51,000kW
10.つがる市 126,500kW
11.六ヶ所村 57,000kW
12.六ヶ所村(港湾洋上) 80,000kW
13.むつ市、東通村 81,000kW
【岩手県】
14.葛巻町、岩泉町 82,800kW
15.釜石市、遠野市、大槌町 105,000kW
16.宮古市、岩泉町 222,500kW
17.住田町、一関市、陸前高田市、
奥州市 165,000kW
【秋田県】
18.にかほ市 71,300kW
19.大潟村 100,000kW
20.潟上市、秋田市 60,000kW
21.鹿角市 50,600kW
【福島県】
22.川内村 65,000kW

アセス中合計(5万kW未満含む) **約208万kW**
アセス終了(運開前)合計 **約10万kW**
既存合計 **約75万kW**
総合計 **約293万kW**

全国

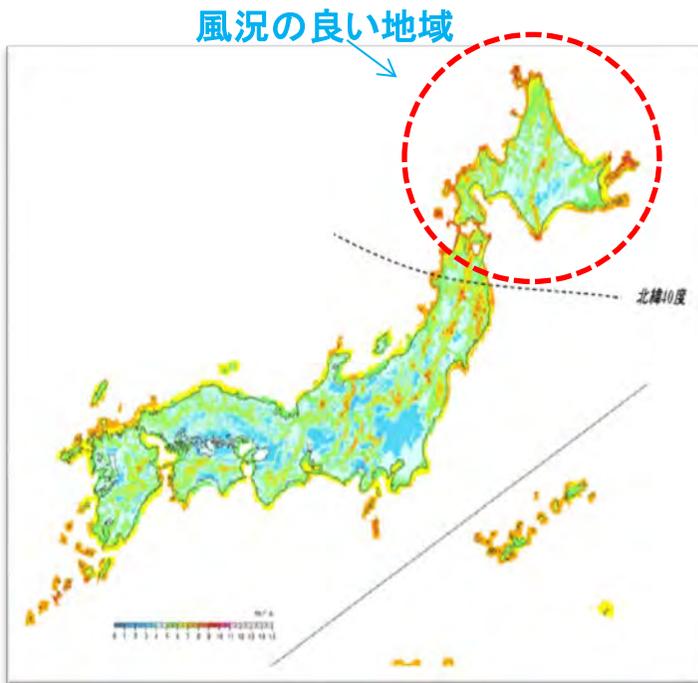
アセス中合計(5万kW未満含む) **約571万kW**
アセス終了(運開前)合計 **約15万kW**
既存合計 **約271万kW**
総合計 **約857万kW**



課題1. 立地制約の克服①(風力発電の適地の偏在)

- 我が国の風力発電の適地は、北海道と東北の一部(北緯40度以上)に極端に偏在。
- 他方、こうした地域では、電力需要が少なく、送電網が脆弱であることから、接続可能量が限定的。
- 系統WGにおいて、風力発電については、一部の電力会社が設定している接続可能量及び接続見込量の2パターンを前提として、太陽光発電の接続可能量を試算。試算結果を踏まえ、発電電力量(kWh)ベースでの再生可能エネルギーの最大限導入の観点から、風力発電と太陽光発電を比較。

【日本の風況と送電網】



【電力会社の風力発電の連系可能量】

(万kW)

	風力連系可能量	既連系量 (H25年度末)
北海道	56	31.6
東北	200	56.5
東京	設定なし	37.1
中部	設定なし	22.4
北陸	45	14.6
関西	設定なし	7.8
中国	100	29.9
四国	60	16.6
九州	100	36.5
沖縄	2.5	1.4
合計	563.5~	254.4

(出典)各社公表値

(出典)NEDO

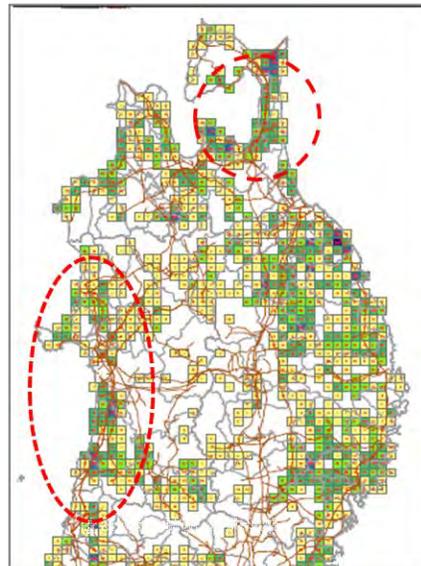
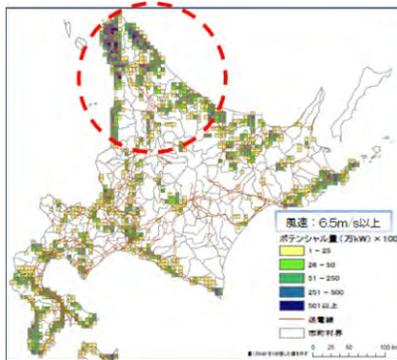
課題1. 立地制約の克服②(課題を克服するための施策)

- 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。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。
- 北海道・東北エリアについては、北本連系線の活用・増強により他地域の需給調整力の活用が可能となるなど、風力発電の立地環境の改善につながる(2019年3月の運用開始を目標に、現行の60万kWから90万kWまで30万kWの増強を行うこととされている)。他方、コスト面や売り先の確保、系統事故時の対応等の課題を解決することが必要となる。
- さらに、リアルタイム出力抑制や、再生可能エネルギーを含めた広域運用ルールの見直し等の系統運用の柔軟化のための施策について、系統WG等の場において議論されている。

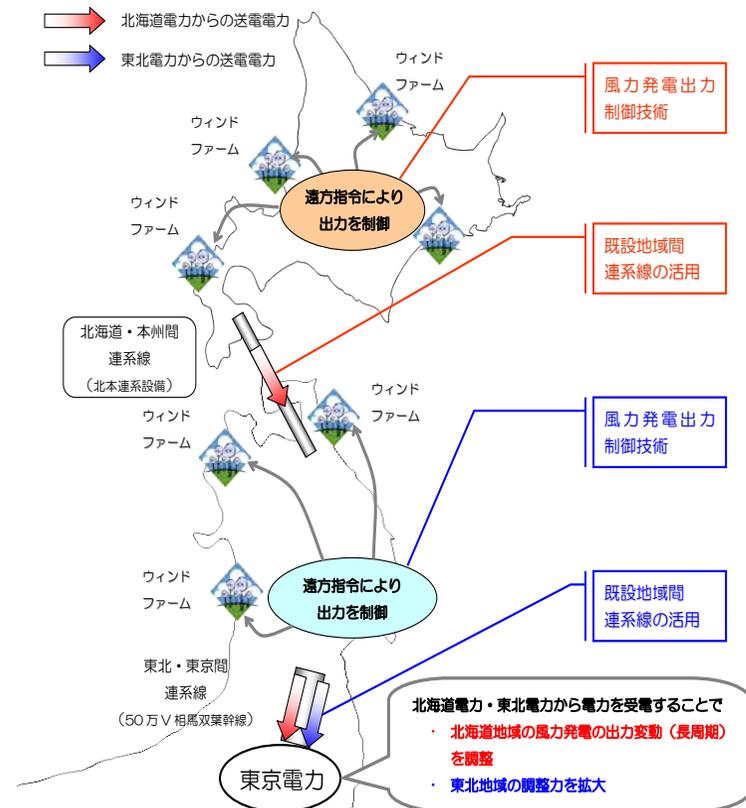
【風力発電のための送電網整備実証事業】

(平成27年度概算要求: 105億円)

- ・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。



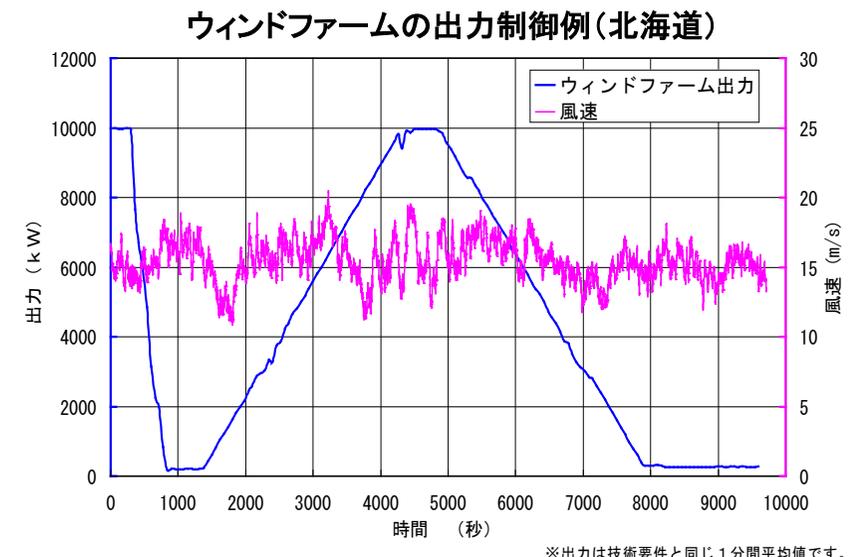
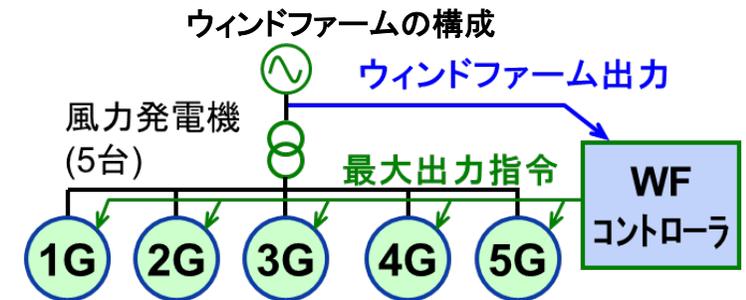
【北海道電力・東北電力からの送電イメージ】



課題2. 系統に対する影響の最小化(出力抑制の円滑な実施)

- 再生可能エネルギーによる系統への影響を軽減し、接続可能量を拡大するには出力抑制が有効。
- 現在の我が国では500kW以上の太陽光発電、風力発電について、前日に電話等で抑制依頼する方式。
- 他方、スペインでは、10MW以上の風力発電設備については、コントロールセンターで直接制御が可能。総需要の40%が再生可能エネルギーの場合でも、スペインでは系統のコントロールが可能。
- 現在の日本においても、風力発電事業者がウィンドファーム全体の最大出力及び出力上昇率を高速制御することで、①電力会社の指令に基づき、必要時に最大出力抑制運転を行うことや、②出力上昇率制限運転により出力変動を抑制することは可能。

対象	現行の日本(500kW以上)	スペイン (10MW超)
システム概要	<p>①抑制依頼(電話等)</p> <p>②抑制制御</p> <p>③出力抑制報告</p>	<p>再エネ中央給電指令所</p> <p>GCC</p> <p>再エネ発電所</p> <p>双方向通信システムを利用した出力抑制</p>
補償	<ul style="list-style-type: none"> ・ 30日以下は無補償。 ・ 30日超は有償。 ・ なお、指定電気事業者への指定後は、30日超の出力抑制も無補償となる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原則無補償(再エネは優先給電対象であるが、系統の信頼性・安定性が損なわれる懸念がある時のみTSOが出力抑制を実施)
備考	<ul style="list-style-type: none"> ・ 給電指令毎に主任技術者への連絡・実施確認が必要、再エネ拡大後は運用困難。 ・ 現在でも風力発電事業者が、ウィンドファーム全体の最大出力及び出力上昇率を高速制御することは可能。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2007年の政令(RD661/2007)により、系統運用者と複数の再エネ発電所を中継する機関としてGCCと呼ばれる制御所の設置が各発電事業者に義務付け。 ・ 10MW超の再エネ発電設備は、TSOの指示を受けてから15分以内に出力抑制を実施する義務。



(出典)送電系統運用者REE社に対するヒアリング結果及び資源エネルギー庁調査に基づく。

課題2. 系統に対する影響の最小化(スペインにおける風力発電の出力抑制の実態)

- スペインでは、1MW以上の風力発電設備について12秒ごとに発電量を把握。再生可能エネルギーの出力抑制が必要な場合は、各発電設備を均等に出力抑制する。
- スペインでは、2013年に約1,100GWhの風力発電量が、系統制約により出力抑制された。これは2013年の風力発電の総発電量の約2%に相当。実態としては、3~4月のイースター休暇の週末にほぼ集中しており、4日間で637GWh分の風力発電を抑制。

【送電系統運用者REE社コントロールセンター】

【GEGRE画面】

○再エネ制御システム。1MW以上の発電設備について、12秒ごとに発電量を把握。

○その他、一日のCO2排出削減量等を表示。

【画面上】

○連系統のリアルタイムの運用状況や周波数等を表示。

【画面下】

○欧州全体の系統状況を把握するためのシステム。

【メイン画面】

○REEが管理・運用する400KV及び220KVの送電網が表示されており、情報は4秒ごとに更新。各送電線における電気の流れと電力量が示される他、変電所・発電所の情報等が表示。また、スペイン・ポルトガル・モロッコとの連系状況も把握できるようになっている。



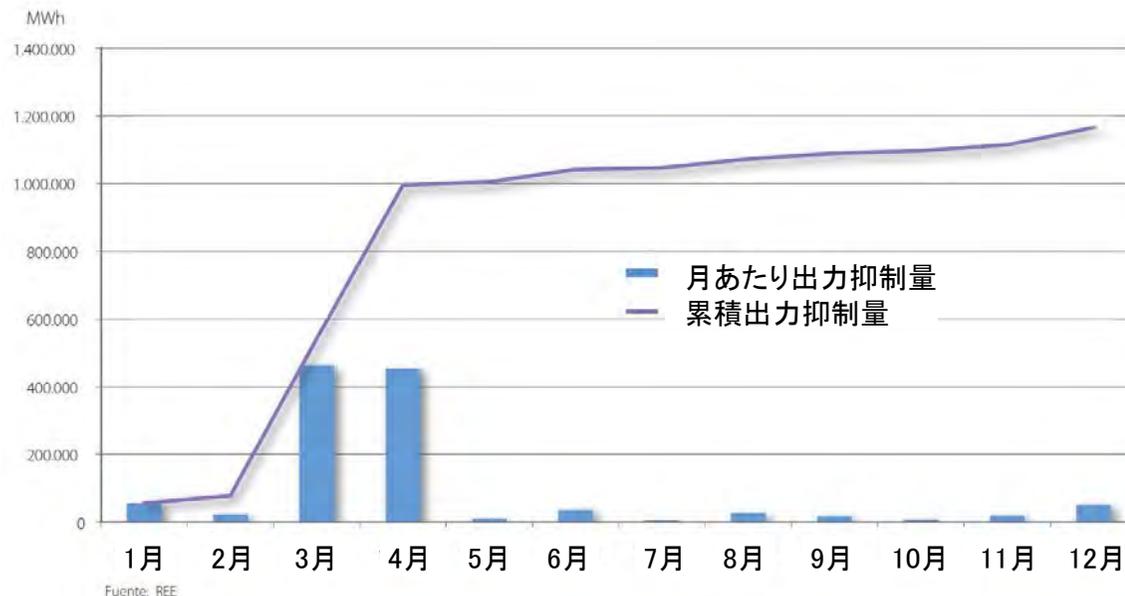
【オペレーター】

○CECOELについて、3人のオペレーターが、役割分担をしながら、系統を制御。
○GEGREは専任のオペレーターが1名(左端)。

【右画面】

○需要の予測値・計画値実発電量等を表示。

スペインにおける風力発電設備の出力抑制電力量(2013年)



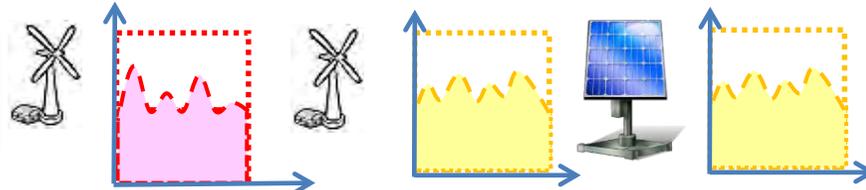
出典: スペイン風力発電協会(AEE)、「Eólica'14」

(参考)電力系統出力変動対応技術研究開発事業

- 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27年度概算要求額60億円(平成26年度政府予算額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



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

再エネ発電の出力変動

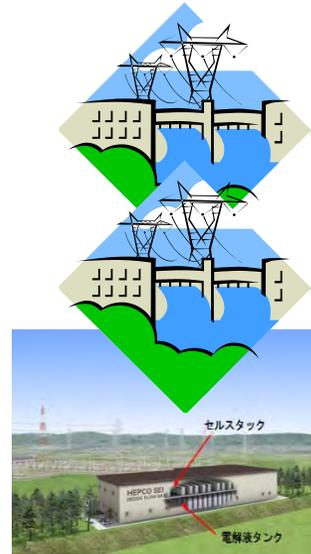
再エネ発電の出力変動

再エネ発電の出力変動

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)

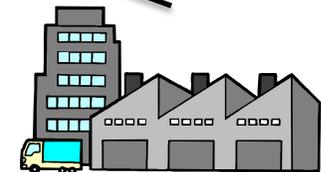
送電ネットワーク



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

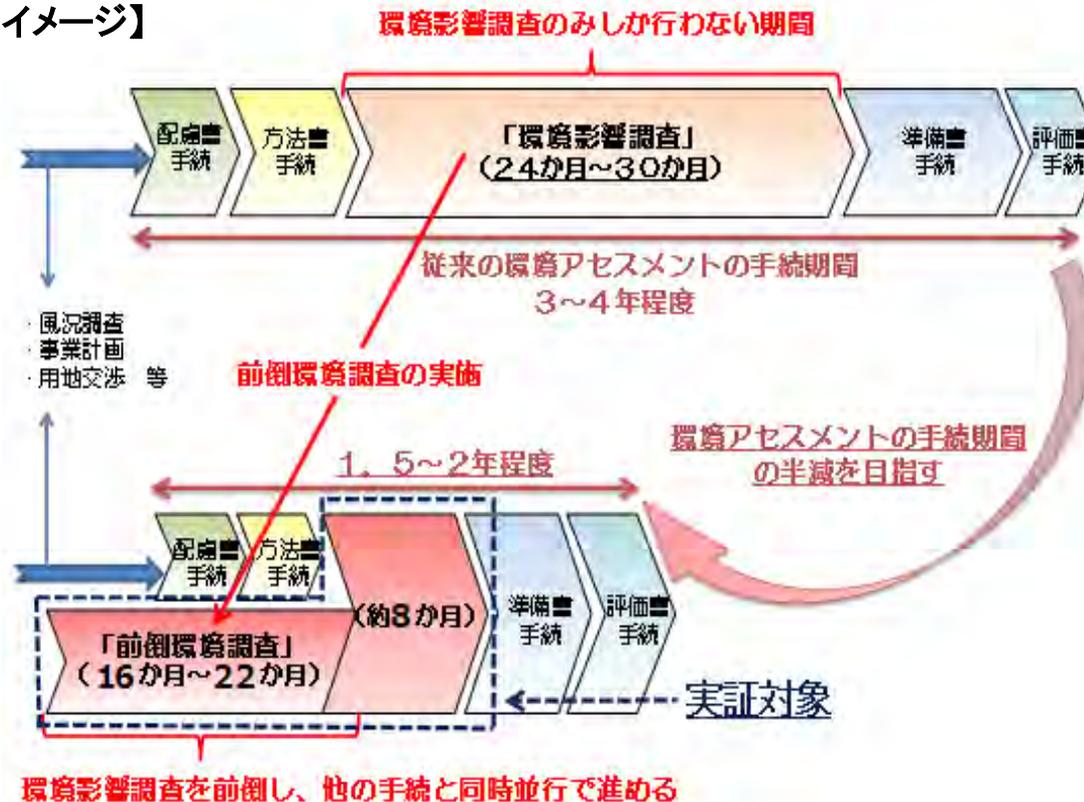


課題3. 導入の加速化に向けた取組（環境アセスメントの迅速化）

- 平成24年10月より、環境影響評価法の対象事業に風力発電所の設置等の事業が位置付けられた。その結果、7,500kW以上(※)の風力発電所の設置については、環境アセスメントの手続きに3~4年程度を要することとなった。
- 3~4年程度を要する環境アセスメントの手続期間の半減を実現するためには、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(平成26年度政府予算20億円)。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、検討の成果を取りまとめる。
- 得られた成果を元に、アセス手続期間の短縮化に資する前倒環境調査のルール化を目指す。

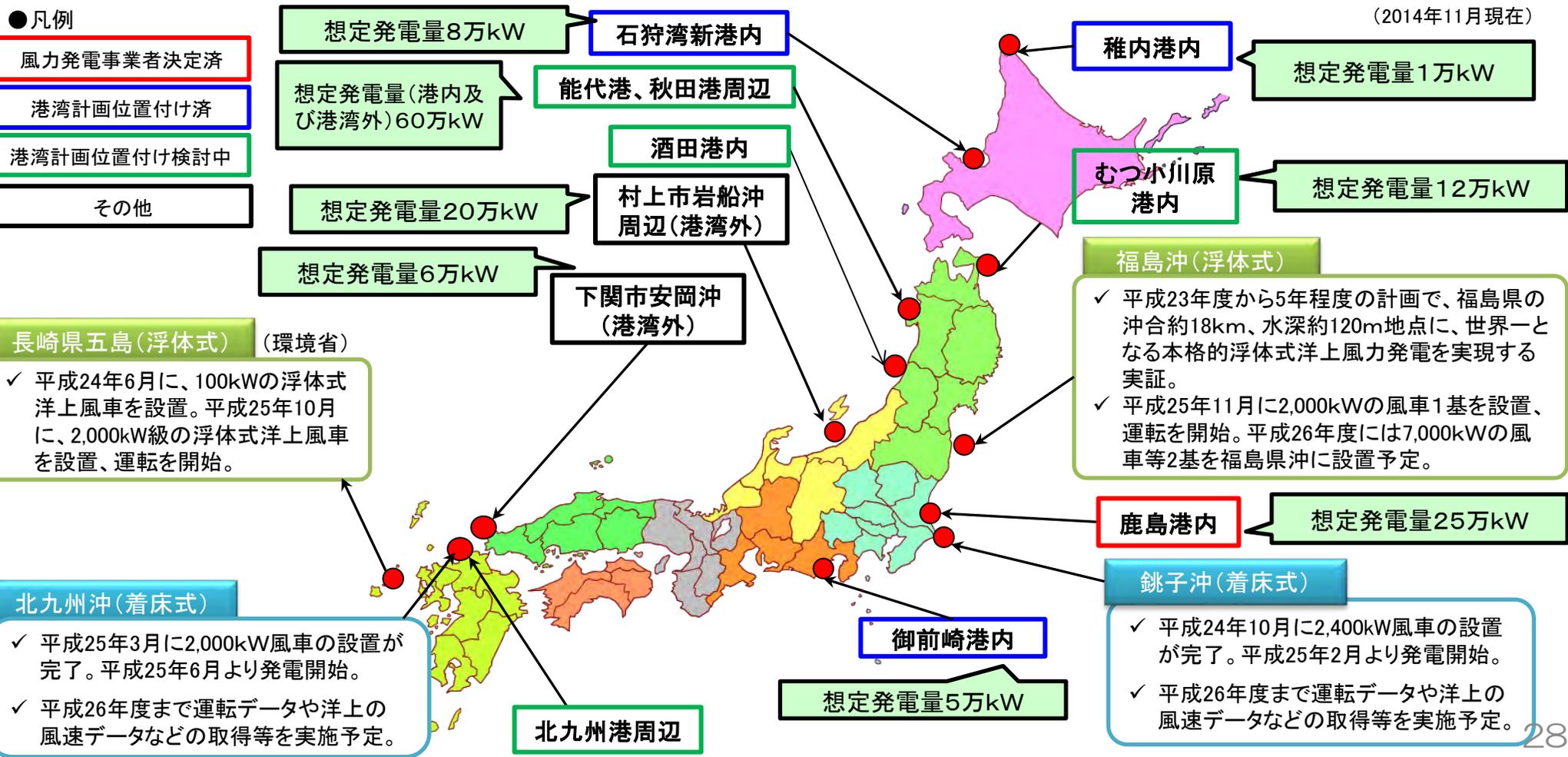
※7,500kW~10,000kWについては、個別にアセスの実施について判断。

【前倒環境調査のイメージ】



課題4. 洋上風力の推進①(事業化に向けた現状の取組)

- 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、風力発電の導入拡大を図る上で不可欠。
- 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、実証機の設置を終了。民間の事業化計画も徐々に始動。
- 浮体式(風車を海底に係留して設置する方式)については、世界初となる本格事業化を視野に入れた福島県沖、及び長崎県五島沖で実証開始。



課題4. 洋上風力の推進②(各段階の課題)

- 洋上風力は、専門家の見解や、事業検討段階の企業へのヒアリングによると、事前調査段階から建替えや撤去段階に至る各段階に、課題(リスク)が存在する点を確認された。

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

【具体的な洋上風力のリスク】

- 設置場所等に応じて、①関係者の理解が既に得られているケース、②関係者と協議が必要なケース、③補償が必要となるケース、④関係者が多く、調整がつかないケース等が想定される。

- 現状では、設置船の数が限られているため、欧州から作業船を曳航する、または新たに所有者になるなど、設置船を新たに調達することが必要。
- 一般的に我が国の港湾は、洋上風車の製作・施工を行うための地耐力が十分ではないため、港湾の整備が必要となるケースが想定される。

- 我が国では、洋上風力を手がけた実績のある事業者が限られているため、完工保証の問題で工事発注に至らないケースや、気象海象条件により完成が遅延するリスクがある。

- 設置や運転保守の段階の各種リスクに応じて、財物保険、利益保険、賠償責任保険等が存在し、付保条件や保険会社によって、金額が大きく増減する。

- 大規模洋上ウインドファームでは、風上風車のウェイク(後流)の影響による風下風車の発電量の低下を見越した、高度なオペレーションが求められる。
- 現状では、メンテナンス船の数が限られているため、欧州から作業船を曳航する、または新たに所有者になるなど、メンテナンス船を新たに調達することが必要。

- 撤去の際に、完全に基礎構造から撤去するのか、基礎部分は残すのかにより、撤去費の金額が増減する。

課題4. 洋上風力の推進③(推進策)

- 着床式の洋上風力発電システム及び風況観測システムの実証、低コストの洋上風況観測技術の開発、着床式洋上ウインドファーム開発の支援、次世代浮体式洋上風力発電システム実証研究を実施。洋上風力開発の各段階における技術的・社会的な課題を解決することで、洋上風力の商業化を目指している。
- さらに、洋上風力の施行に必要な港湾、作業船等の港湾インフラ等の環境整備及び漁業、港湾や航行など他の海域利用者との地域協調を関係団体と進めていくことが必要。

～2012年

2013年

2014年

2015年

2016年

2017年

2018年

着床式システム

- ・技術及び市場動向調査
- ・技術課題の整理
- ・実証機の製作

- ・2MW級着床式システムの実証

- ・データ取得
- ・ウインドファームの開発支援

着床式の
ノウハウ習得

着床式の
商業化

浮体式システム

- ・技術及び市場動向調査
- ・技術課題の整理
- ・実証機の製作

- ・2MW級浮体式システムの実証



福島プロジェクト(2MW風車、洋上変電所)



- ・データ取得

- ・7MW級浮体式システムの実証

- ・データ取得

- ・次世代浮体式システムの実証

浮体式の
ノウハウ習得

- ・データ取得

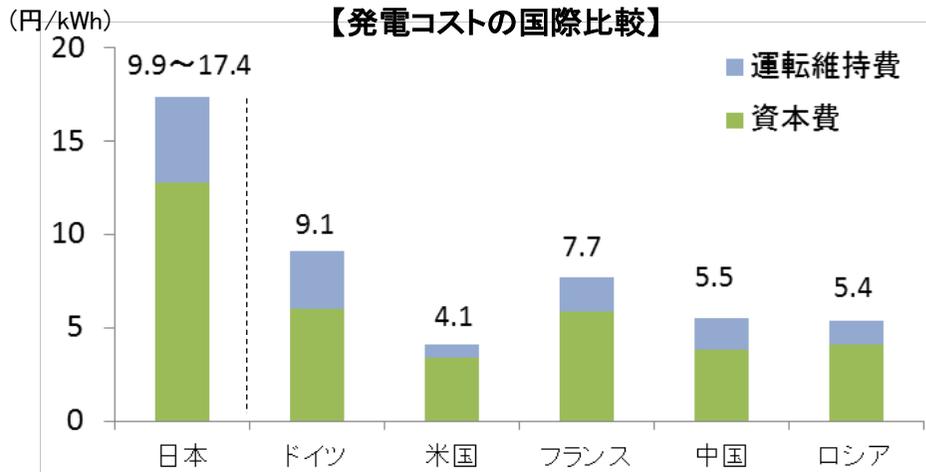
浮体式の
商業化

【実証事業と平行して省庁間連携等により検討すべき事項】

- ・港湾、港湾インフラ等の環境整備
- ・漁業、港湾、航行など、他の海域利用者との地域協調

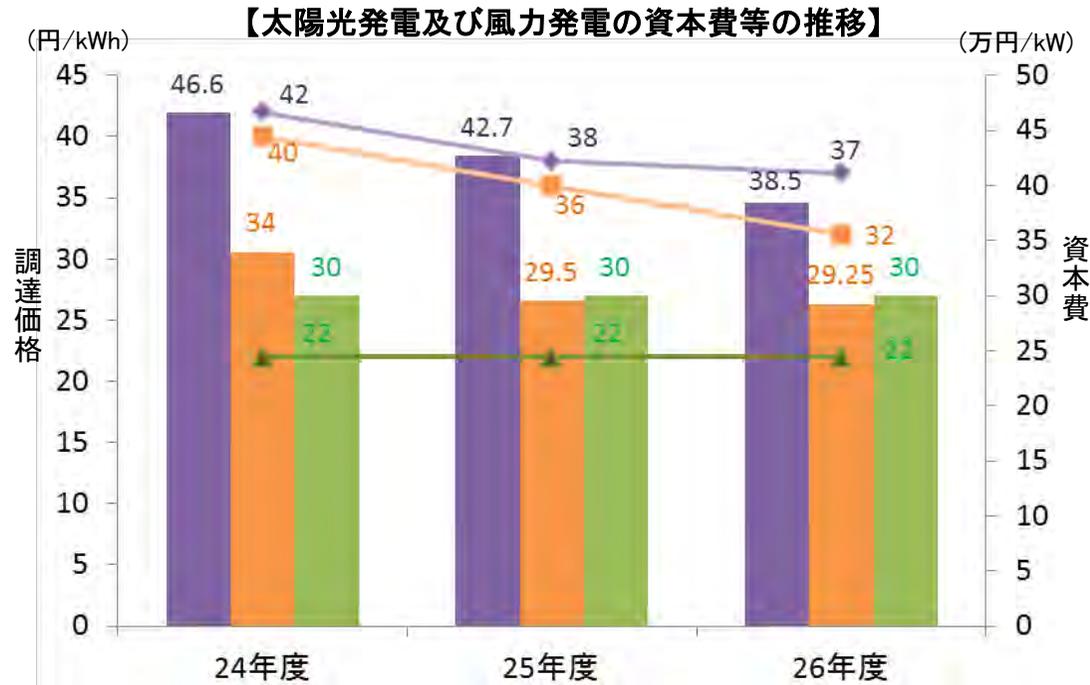
課題5. 低コスト化に向けた取組(コストの現状)

- 大規模開発すれば火力並の10円/kWhと、相対的にコスト合理的な風力は、今後の再生可能エネルギー普及の重要な役割を担う。
- 日本の風力発電のコストは現状において、諸外国と比較すると高いが、資本費の高さ(規模)や設備利用率の低さ(風況)を考慮する必要がある。
- 太陽光発電は資本費が下がっているが、風力発電は、開発に長期間を要すること、乱流・台風・落雷等の対策費用がかさむことや固定価格買取制度導入後に運転開始した案件が少ないこと等の理由もあり、資本費の低下には至っていない。



【陸上風力のコスト構成】

	日本	ドイツ	米国	フランス	中国	ロシア
想定規模 (MW)	20	3	150	45	50	100
資本費 (万円/kW)	20~35	16.6	16.9	16.4	13.2	16.3
運転維持費 (円/kWh)	2.6~4.6	3.1	0.7	1.8	1.7	1.3
設備利用率	20%	23%	41%	27%	27%	32%



- 資本費(右): 太陽光(10kW未満)
- 資本費(右): 太陽光(10kW以上)
- 資本費(右): 風力(20kW以上)
- 調達価格(左): 太陽光(10kW未満)
- 調達価格(左): 太陽光(10kW以上)
- 調達価格(左): 風力(20kW以上)

(注1) 調達価格の算定にあたっては、資本費に加え、設備利用率や運転維持費等についても加味される。

(注2) 平成26年度の10kW未満の太陽光発電設備の調達価格については、補助金の廃止を調達価格にて加味算定しているため、費用の低下に比べて調達価格は低下していない。

日本は、23年度コスト等検証委員会報告書の2010年のモデルプラントより。他国は、OECD: "Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition" の割引率5%より。モデルプラントの諸元に合わせ1ドル=85.74(2010年平均)で換算

課題5. 低コスト化に向けた取組(技術開発・実証)

- 風車の発電効率の向上・大型化のため、風車主要コンポーネントの開発や標準化を図る技術開発や、信頼性・設備利用率向上のため、故障の事故前検出技術の確立等メンテナンス手法の高度化を図る技術開発を推進。
- 着床式洋上風力及び浮体式洋上風力の実証事業による低コスト化・早期事業化の推進。

<風車の大型化を伴う部品高度化実用化開発>



詳細設計した部品・コンポーネントの試作、要素試験などを実施。
成果目標:設備利用率23%(調達価格等算定委員会:20%)

<スマートメンテナンス技術研究開発>



実態調査及びシステム開発を基に実証試験などを実施。

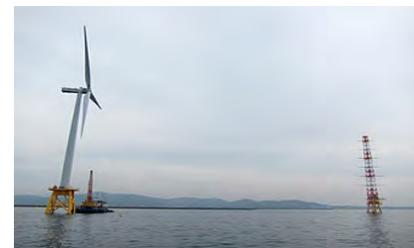
○洋上風力システムの実証研究

平成27年度概算要求額79.3億円(26年度予算額49.0億円)

<着床式洋上風力>



千葉県銚子沖
(提供:東京電力(株))



福岡県北九州市沖
(提供:電源開発(株))

<浮体式洋上風力>



福島沖プロジェクトによる
基礎技術の確立

更なる低コスト浮
体式洋上風力発
電の実証等

日本風力発電協会からは、下記6つの要望が寄せられている。

1. 国による意欲的な中長期導入数値目標の早期策定：方針明確化、市場拡大
2. 適正価格による長期間の買取：事業の採算性・予見性の確保
 - ✓ 買取価格の利潤配慮期間の延長（環境アセス法対象追加に伴い、実質的に導入が3年以上（アセス所要期間は4～5年が実態）遅れているため）
 - ✓ 設備認定の前倒し（環境アセスメント方法書段階での申請）
3. 抜本的な系統連系対策の確実な実施：連系可能量拡大
 - ✓ 電力系統の広域運営の確実な実施
 - ✓ 地域内基幹送電線の整備・増強及び地域間連系インフラの強化・整備
 - ✓ 気象予測システムを取り入れた電力系統広域運用システムの早期実用化
4. 規制・制度改革の推進：開発・建設の迅速化 → 建設コスト低減
 - ✓ 環境アセスメントの迅速化・合理化
 - ✓ 第一種農地転用許可制度の円滑・確実な運用
5. 洋上風力発電の推進：国や地方自治体による支援が必要
 - ✓ 港湾インフラの整備及び建設船・作業船の整備
 - ✓ 自治体、港湾管理者、漁業関係者等による導入協議会の設立・促進
6. 技術開発の更なる推進：早期実用化
 - ✓ 大型・高性能風車の適用、超大型風車の実用化 → 設備利用率の向上等
 - ✓ 高性能風況シミュレーション技術の開発・活用 → 故障率の低減等
 - ✓ スマートメンテナンス技術の開発・活用 → 設備利用率の向上
 - ✓ 洋上風力発電の技術に係る研究開発 → 建設・O&Mコスト低減

再生可能エネルギー電源別の課題と推進策

I. 太陽光

II. 風力

III. 地熱

IV. 水力

V. バイオマス

地熱発電の位置付け(エネルギー基本計画)

- 世界第3位の地熱資源量を誇る我が国では、発電コストも低く、安定的に発電を行うことが可能なベースロード電源を担うエネルギー源である。
- また、発電後の熱水利用など、エネルギーの多段階利用(ビニールハウス栽培や地域への温泉供給など)も期待される。

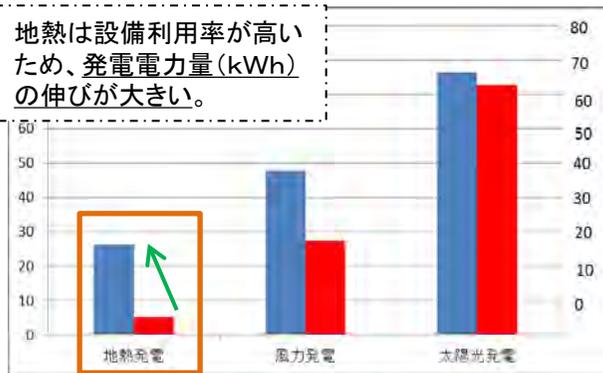
【電源別の設備利用率】

地熱	約80%
風力	約20%
太陽光	約12%

<出典>コスト等検証委員会報告書(内閣府:平成23年12月19日)

【設備容量・発電電力量比較】

地熱は設備利用率が高いため、発電電力量(kWh)の伸びが大きい。



■ 年間発電電力量[億kWh](左軸)

■ 設備容量[万kW](右軸)

<出典>「電気事業便覧 平成25年版」(電気事業連合会)

【地熱熱水の活用事例】

事例①: 森発電所(北海道電力(株)、北海道森町)

○従来から温泉熱を利用したハウス栽培が実施されていたが、地熱発電所の立地に伴い、温水を近隣のビニールハウスに無償供給。

○トマトやキュウリを通年栽培し、トマトは森町の基幹作物の一つとなっている。



事例②: 松川地熱発電所(東北水力地熱(株)、岩手県八幡平市)

○タービンで仕事を終えた温水に蒸気を加えて加温し、第3セクターに販売。給湯契約をしているホテルや別荘、ビニールハウスなど700を超える施設で使用されている。



【供給先】

ホテル等 38軒、 保養所 25軒、 別荘 613軒、
 商店 15軒、 貸別荘施設 1軒、 病院 1軒、
 老人ホーム 1軒、 日帰り温泉施設 1軒、
 農業用ハウス 95棟(冬季のみ)

地熱開発の現状①

- 我が国の地熱資源量は世界第3位(2,347万kW)であるが、その設備容量は約52万kWと世界第8位に留まっており、十分に資源量を活かしきれていない。
- 地熱発電の開発期間は10年を超えるなど、再生可能エネルギーの中で最も長いことから、固定価格買取制度導入後においても、認定容量は1.4万kWと全認定容量の0.1%にも満たない状況。

【主要国における地熱資源量及び地熱発電設備容量】

国名	地熱資源量 (万kW)	地熱発電設備容量 (万kW)
アメリカ合衆国	3,000	309
インドネシア	2,779	119
日本	2,347	52 (2012年ベース)
ケニア	700	16
フィリピン	600	190
メキシコ	600	95
アイスランド	580	57
ニュージーランド	365	62
イタリア	327	84
ペルー	300	0

＜2014年8月末時点における再生可能エネルギー発電設備の導入状況＞

再生可能エネルギー発電設備の種類	設備導入量（運転を開始したもの）		認定容量
	固定価格買取制度導入前 平成24年6月末までの 累積導入量	固定価格買取制度 導入後 平成26年8月末までの 導入量	固定価格買取制度導入後 平成24年7月～ 平成26年8月末
太陽光 (住宅)	約470万kW	256.4万kW	307万kW
太陽光 (非住宅)	約90万kW	976.3万kW	6,636万kW
風力	約260万kW	11.2万kW	130万kW
中小水力	約960万kW	3.0万kW	32万kW
バイオマス	約230万kW	8.9万kW	132万kW
地熱	約52万kW	0.026万kW	1.42万kW
合計	約2,060万kW	1256.0万kW (777,058件)	7,237万kW (1,369,315件)

＜出典＞JICA作成資料(平成22年)及び産業総合技術研究所作成資料(平成20年)等より抜粋して作成

※ 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ります。

(参考)固定価格買取制度創設(H24.7)前に稼働した地熱発電所(17カ所、合計出力約52万kW)

平成26年11月末時点

- : 第1種特別地域
- : 第2・3種特別地域
- : 普通地域
- : 国立・国定公園外

①	北海道森町	④	北海道電力(株)	
②	森発電所	⑤		
③	25,000	⑥	1982.11	

①	岩手県八幡平市	④	東北水力地熱(株)	
②	松川地熱発電所	⑤		
③	23,500	⑥	1966.10	

①	秋田県鹿角市	④	三菱マテリアル(株)	
②	大沼地熱発電所	⑤		
③	9,500	⑥	1974.6	

①	岩手県雫石町		④	東北電力(株)	
②	葛根田 I	葛根田 II	⑤	東北水力地熱(株)	
③	50,000	30,000	⑥	1978.10	1996.3

①	秋田県鹿角市	④	東北電力(株)	
②	澄川地熱発電所	⑤	三菱マテリアル(株)	
③	50,000	⑥	1995.3	

①	宮城県大崎市		④	電源開発(株)	
②	鬼首地熱発電所	⑤			
③	15,000	⑥	1975.3		

①	秋田県湯沢市	④	東北電力(株)	
②	上の岱地熱発電所	⑤	東北水力地熱(株)	
③	28,800	⑥	1994.3	

①	東京都八丈島		④	東京電力(株)	
②	八丈島地熱発電所	⑤			
③	3,300	⑥	1999.8		

①	福島県柳津町	④	東北電力(株)	
②	柳津西山地熱発電所	⑤	奥会津地熱(株)	
③	65,000	⑥	1995.5	

①	大分県九重町		④	九州電力(株)	
②	八丁原 I	八丁原 II	⑤		
③	55,000	55,000	⑥	1977.6	1990.6

※2,000kwのバイナリー発電を2006.4より運転開始

①	大分県九重町	④	九州電力(株)	
②	大岳発電所	⑤		
③	12,500	⑥	1967.8	

①	大分県九重町	④	九州電力(株)	
②	滝上発電所	⑤	出光大分地熱(株)	
③	27,500	⑥	1996.11	

①	鹿児島県霧島市		④	大和紡観光(株)	
②	霧島国際ホテル	⑤			
③	100	⑥	2006.8		

①	大分県九重町	④	(合)九重観光ホテル	
②	九重地熱発電所	⑤		
③	990	⑥	2000.12	

①	鹿児島県指宿市		④	九州電力(株)	
②	山川発電所	⑤			
③	30,000	⑥	1995.3		

①	大分県別府市	④	(株)杉乃井ホテル	
②	杉乃井地熱発電所	⑤		
③	1,900	⑥	1981.3	

【凡例】

①	所在地	④	発電部門
②	発電所名	⑤	蒸気部門
③	認可出力(kW)	⑥	運転開始

①	鹿児島県霧島市	④	九州電力(株)	
②	大霧発電所	⑤	日鉄鉱業(株)	
③	30,000	⑥	1996.11	

(参考)固定価格買取制度創設(H24.7)後に稼働した地熱発電所(7カ所、合計出力約761kW)

平成26年11月末時点

	: 第1種特別地域
	: 第2・3種特別地域
	: 普通地域
	: 国立・国定公園外

【自家消費型】

①	兵庫県新温泉町	④	新温泉町
②	湯村温泉観光交流センター薬師湯 温泉バイナリー発電所	⑤	
③	40	⑥	2014.4

①	大分県別府市	④	(株)瀬戸内自然エナジー
②	瀬戸内自然エナジー発電所	⑤	
③	48	⑥	2013.1

①	大分県別府市	④	西日本地熱発電(株)
②	五湯苑地熱発電所	⑤	
③	92	⑥	2014.1

①	大分県別府市	④	地熱ワールド工業(株)
②	亀の井発電所	⑤	
③	11	⑥	2014.11

①	熊本県小国町	④	合同会社小国まつや発電所
②	小国まつや発電所	⑤	
③	50	⑥	2014.4

①	大分県別府市	④	(株)コスモテック
②	コスモテック別府バイナリー発電所	⑤	
③	500	⑥	2014.11

＜固定価格買取制度を利用した地熱発電設備の認定状況＞
 認定容量: 1.42万kW
 (平成24年7月～平成26年7月末)
 ※固定価格買取制度の認定を受けた地熱発電設備のうち、運転を開始したものは約210kW(兵庫県新温泉町の自家消費分(40kW)を除いたもの)

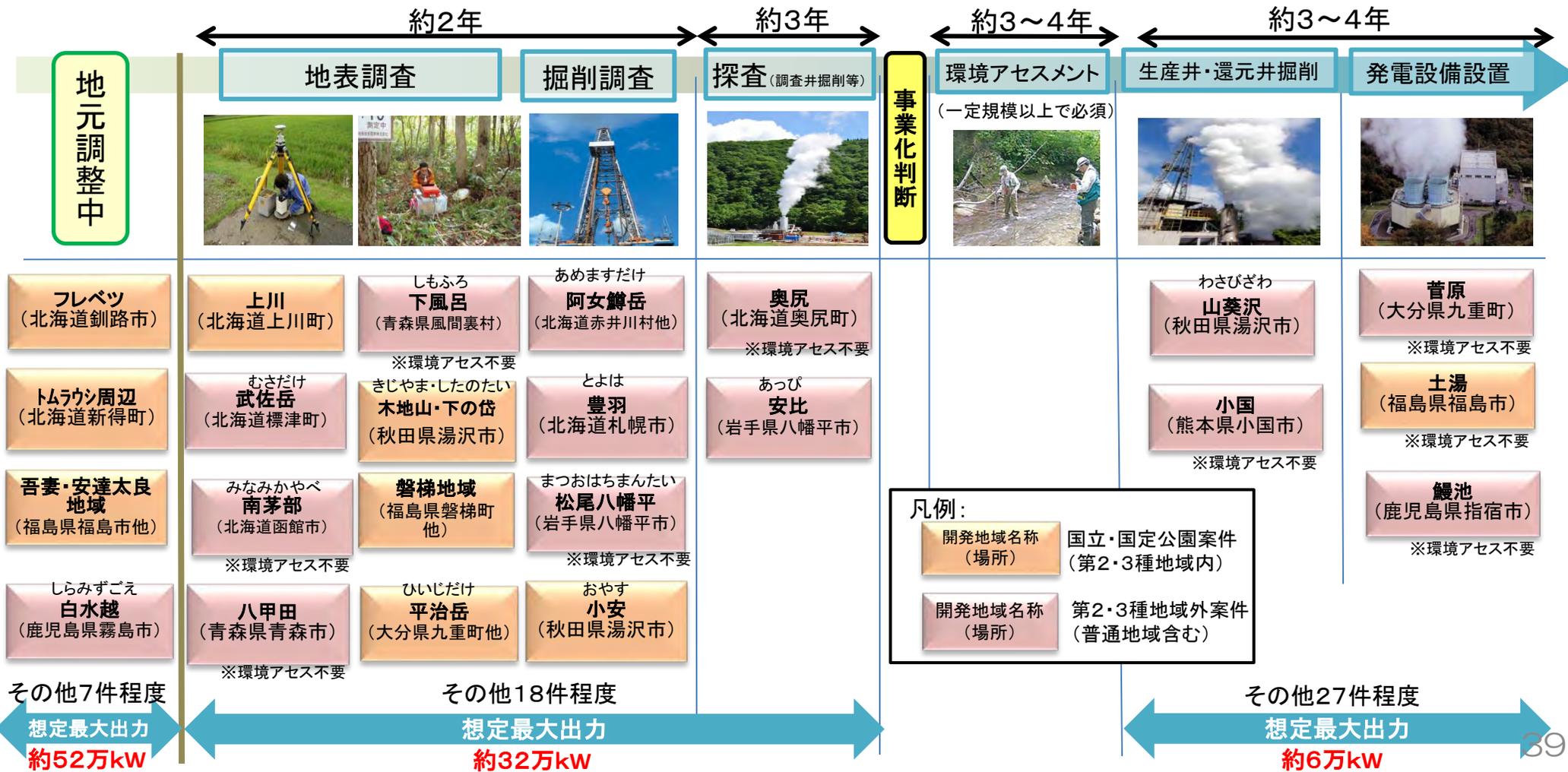
①	長野県高山村	④	七味温泉ホテル(株)
②	七味温泉ホテル溪山亭バイナリー発電所	⑤	
③	20	⑥	2014.4

【凡例】

①	所在地	④	発電部門
②	発電所名	⑤	蒸気部門
③	認定出力(kW)	⑥	運転開始

地熱開発の現状②

- 現在、調査・開発を実施中である案件(2025年頃稼働予定)の想定最高出力は合計約38万kW (うちバイナリー発電を想定しているものが1.5万kW)。
- なお、この他に地元調整中の案件が合計約52万kWあるが、このうち、地元からの慎重意見が強いものが約37万kW含まれる。



過去の地熱発電における導入見通し(2030年時点)

- 現状のままでは、地元調整中の案件を含めても、過去における導入見通しのいずれも達成できない。
- ポテンシャルを活かし、地熱を最大限導入していくためには、1エリアあたり10万kW級(エリア内に数カ所の発電所を想定)の大規模開発を国を挙げて支援していくことが必要。

過去の導入目標値 (2030年時点)	見通し・最大導入可能量	備考
①エネルギー基本計画における 再生可能エネルギーの絵姿 (平成22年6月策定)	見通し:165万kW	再エネ導入率21%
②革新的エネルギー・環境戦略 (平成24年9月策定)	見通し:312万kW	再エネ導入率30%
現存の検討案件が全て成功した場合	最大導入可能量:142万kW?	【算定根拠】 ・52万kW(既存発電所合計) ・38万kW(調査・開発段階合計) ・52万kW?(地元調整段階合計)

- 地熱の大規模開発を促進するためには、5つの課題について政府一体となった対応が必要。

1. 新規地点の更なる創出

- 国立・国定公園内等における空中物理探査の円滑な実施

2. 発電出力の最大化対策

- 国立・国定公園第2・3種地域における高さ規制対策

3. 長期に渡る開発期間の短縮化

- 4年程度かかる環境アセスメントの半減

4. 地元との合意形成の促進

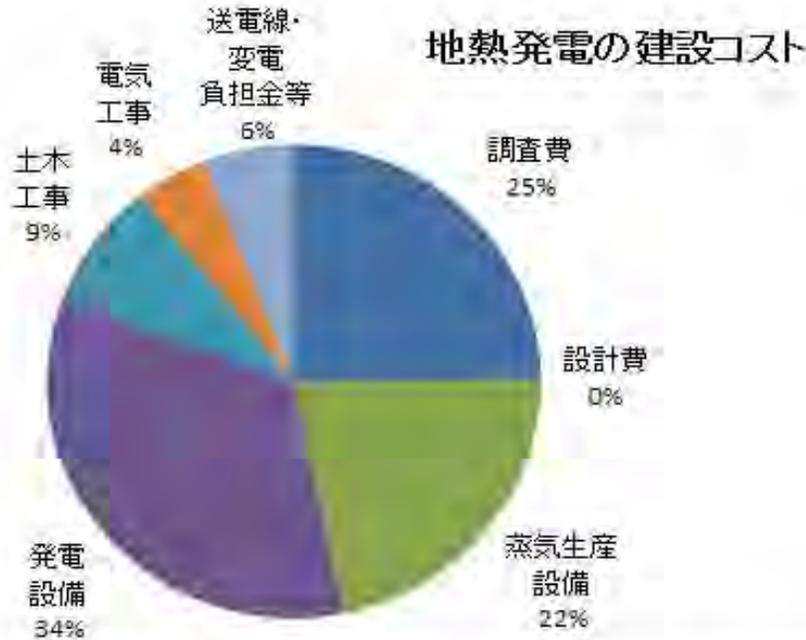
- 温泉事業者や自然保護団体などの地熱開発に対する理解を促進

5. 開発コストの更なる低減

- 地熱資源探査技術の高度化

(参考)地熱発電所の建設コスト等について

- 30MW地熱発電所の標準的な建設コストは約258億円。
- このうち、調査・設計費は25%、設備費は56%、工事費は14%、諸経費は6%を占める。



主要設備耐用年: 15年償却
 発電所耐用年: 31年償却
 井戸耐用年: 10年償却

操業費(修繕費・人件費等、15年間平均)(百万円)	252
補充生産井掘削費(※)(15年間合計)(百万円)	2,160
補充還元井掘削費(※)(15年間合計)(百万円)	2,187

項目	調査・設計費		設備費		工事費		諸経費	合計
	調査費	設計費	蒸気生産設備	発電設備	土木工事	電気工事	送電線・変電負担金等	
kW単価(千円/kW)	213	0	188	290	75	41	52	860
構成比(%)	25	0	22	34	9	5	6	100
30,000kW建設コスト(百万円)	6,402	10	5,654	8,700	2,252	1,217	1,555	25,790

※15年間で生産井を5本(4、7、9、11、13年目)、還元井を14本(2年目から毎年)掘削する。

【出所】日本地熱開発企業協議会
(2012年3月19日)

○国立・国定公園内等における空中物理探査の円滑な実施

- ・空中物理探査は、ヘリコプターを活用した初期調査(地熱に適した地質構造の把握)であり、通常地表調査(徒歩による調査)の数十倍の地域を短期間にて調査できる最新の高精度の探査手法である。
- ・平成25年度にJOGMECにて国内で初めて導入され、今後は、国立・国定公園内等を始めとした地熱調査が行われていない地域を中心に実施して、有望エリアを絞り込み、その活用策を検討する。
- ・なお、調査の実施にあたっては、森林部に生息するイヌワシやクマタカなどの稀少猛禽類などの繁殖等に配慮しつつ、円滑に行う。



空中物理探査風景
(時速70kmで地上を探査)

○国立・国定公園第2・3種地域における高さ規制対策

・平成24年3月に発出された環境省通知によって、第2・3種地域における開発が可能となったが、当該地域内における建築物（タービン建屋などは対象、冷却塔は対象外）の高さを、原則13m以下とするよう自然公園法施行規則にて規定されている。

・現在、当該通知により、8地点において大規模開発を念頭とした調査が進捗（地元調整中を含む）していることから、風致景観等に配慮しつつ、地熱資源を最大限活用した開発が求められる。

・なお、同施行規則では、特定の場合には13mを超えることも例外的に認められており、実際に八丁原（はっちょうばる）地熱発電所（大分県・九州電力）のような13mを超える建築物が建てられている優良事例がある。これを参考に、今後、優良事例を増やしていく取組が必要である。



八丁原地熱発電所（国立・国定公園内）
※公園内に立地する大規模優良事例発電所

<タービン建屋の高さと発電規模の関係>

13.0mまでとなると、現状1.5万kWが最大出力となる。

○13.0m・・・最大1.5万kWまで

○15.7m・・・最大3.0万kWまで

○19.0m・・・最大12.0万kWまで

【(参考)既設発電所(5万kW)における平均高さ】

○タービン建屋高さの平均は23.5m

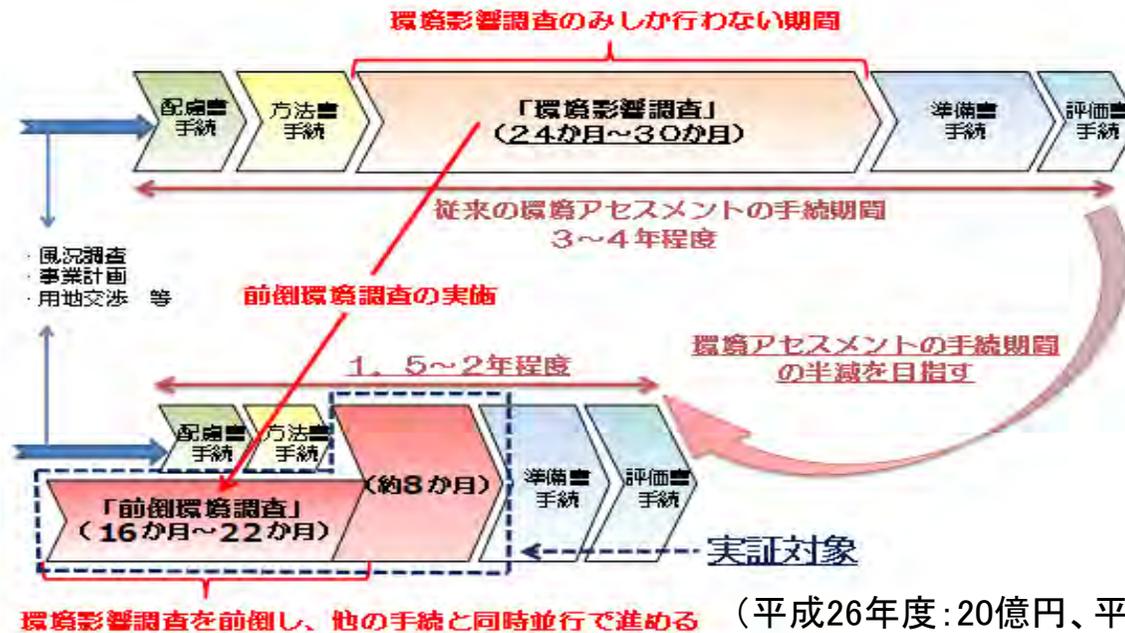
○冷却塔高さの平均は20.1m

○環境アセスメントの円滑／迅速な実施

- ・地熱について、7, 500kW以上※の開発を実施する場合には、環境アセスメントが必要であり、その期間が4年程度と長期に渡ることから、円滑且つ迅速な実施が求められる。
- ・なお、環境アセスメントの迅速化については、現在4年程度を半減することを目標とした実証事業を平成26年度から実施しているほか、環境アセスメントにかかる国の審査期間を短縮するための取組を実施中。

※7, 500kW～10, 000kWまでについては、経済産業大臣が個別にアセスの実施について判断。

【環境アセスメント調査早期実施実証】



○自治体連絡会を活用した成功事例の共有

- ・地熱開発の導入を促進するために、地元調整の円滑化や地域振興等の観点から、自治体の担う役割は大きい。そのため、全国各地域の取組事例や地熱に係る技術動向の共有といった情報の交換・連絡の推進を図ることを目的として、地熱開発に係る自治体連絡会議(全国158の県や市などが参加)を経済産業省に設置(平成26年6月12日プレスリリース)。
- ・今年は7月から9月にかけて、全国の7ブロックにて開催し、全国における地熱発電を活用した地域振興事例(成功事例)や、各種予算措置について紹介を実施。

<ブロック連絡会議>

参加自治体:全国158の県や市など

開催場所:各経済産業局管内をベースに全国の7ブロックで開催

①北海道局管内、②東北局管内、③関東局管内、④中部局管内、⑤北陸支局管内、

⑥近畿局管内・中国局管内及び四国局管内、⑦九州局管内及び沖縄総合事務局管内

開催日程:毎年1回程度を目処に開催予定。

○政府及び事業者が一体となった地元調整

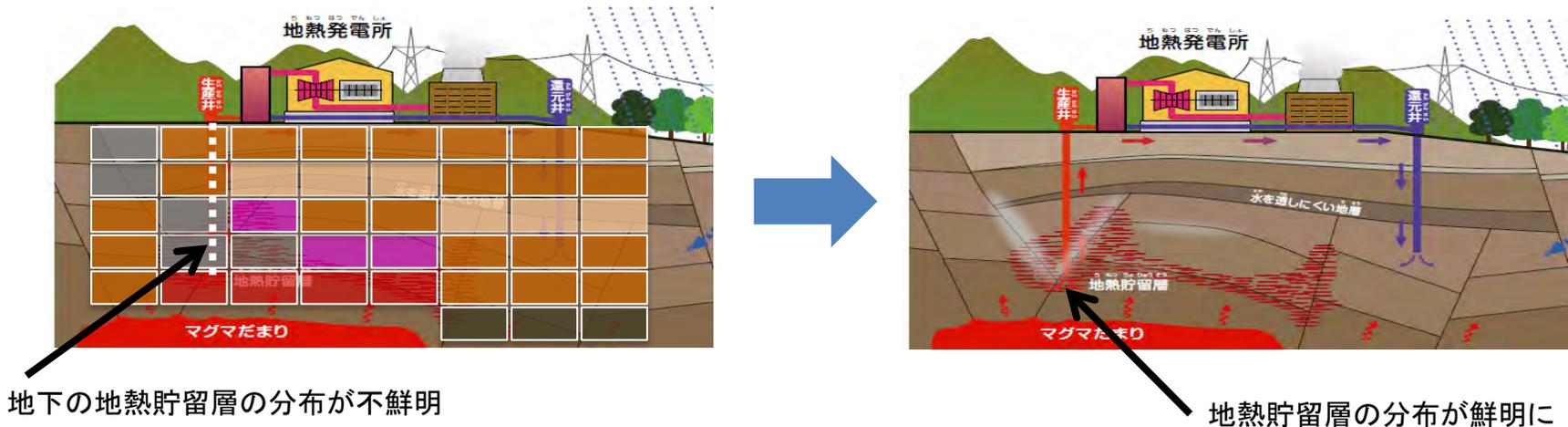
- ・地熱開発をより一層促進するため、温泉事業者や自然保護団体等に対し、推進側・規制側の垣根を越え、政府及び事業者が一体となって地元自治体と協力しつつ地元調整を行い、地熱開発に係る理解を促進することが必要。

○地熱資源探査技術等の高度化

- ・地熱発電における高い開発コストやリスク等の課題を解決するため、地下の地熱資源をより正確に把握するための技術開発等を平成25年度より実施。
- ・当該技術により、現状の掘削成功率(50%)を高める(概ね80%)ことで、掘削失敗リスク(1坑井約5億円)を低減し、よって開発の低コスト化を実現する。

(平成26年度予算：29億円, 平成27年度概算要求：29億円)

【地熱貯留層探査技術】



1. 電源の性質に応じた固定価格買取制度の恒久的運用

地熱発電の調査・開発は、大規模な開発ではリードタイムが10年を超えるため、現時点で直ちに調査・開発に着手したとしても、固定価格買取制度の申請・設備認定に至るまで数年を要することから、この法律の恒久的な運用が望まれる。

2. 導入量に応じた買取価格の決定(導入が進まない段階における価格の長期固定化)

開発期間が長いことから、導入が進まない段階での価格変更は、場合によっては撤退もあり得るなどの事業リスクである。そのため、導入が進まない段階での価格変更がなされないよう、価格の長期固定措置が望まれる。

3. 地熱をベースロード電源として原則受け入れ

太陽光発電の大量申請により、系統への接続申請の回答保留問題が生じている。特に地熱資源の多い、北海道・東北・九州のいずれの地域においても保留となっているが、地熱発電は系統への負荷の少ないベースロード電源であることから、接続申請回答保留の対象外としていただきたい。

4. 系統連系増強費用の問題

地熱発電は山間地に立地するため、既設変電所までの距離が長く(買取価格では15kmのコストを見込み済み)、かつ、開発に至るリードタイムが長い。よって、他の電源種により送電線の容量が先に満杯になり、変電所の増設などに数億規模の想定以上のコストがかかることがある。このような系統増強費用などについて、新たに賦課金の対象とすることや、補助金などによる支援が望まれる。

再生可能エネルギー電源別の課題と推進策

I. 太陽光

II. 風力

III. 地熱

IV. 水力

V. バイオマス

水力発電の位置付け

- 水力発電は、渇水の問題を除き、安定供給性に優れたエネルギー源としての役割を果たしており、引き続き重要な役割を担うものである。
- このうち、一般水力(流れ込み式)については、運転コストが低く、ベースロード電源として、また、揚水式については、発電量の調整が容易であり、ピーク電源としての役割を担っている。
- 中小水力については、安定供給性に優れているが、開発地点が奥地化、小規模化しているため、従来の開発案件に比較して発電コストは高い。

水力発電の課題と対応

1. 発電設備の低コスト化

- 技術開発・実証事業の推進

2. 事業組成の円滑化

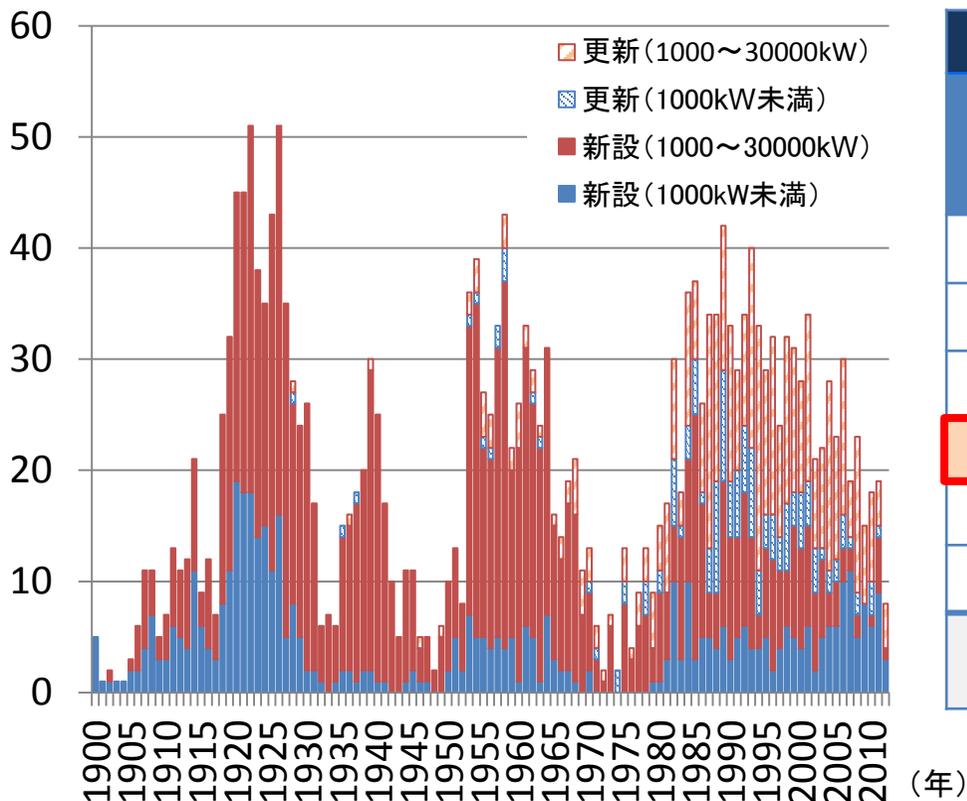
- 流量調査の促進、効率化
- 地元調整の円滑化
- 資金調達環境の整備

中小水力発電の開発の現状①

- 中小水力発電は明治時代から継続的に開発が行われてきており、これまでの累積導入量は約960万kW。建設から既に数十年を経ているものが多く、近年、既設案件の更新が増えている。
- 固定価格買取制度導入後の認定量は、これまでに32万kW、そのうちの3.0万kWが導入されているにとどまる状況。

<中小水力発電所の整備数、更新数の推移>

(件数)



出典: 資源エネルギー庁「包蔵水力調査」(平成25年3月末時点)

<2014年8月末時点における再生可能エネルギー発電設備の導入状況>

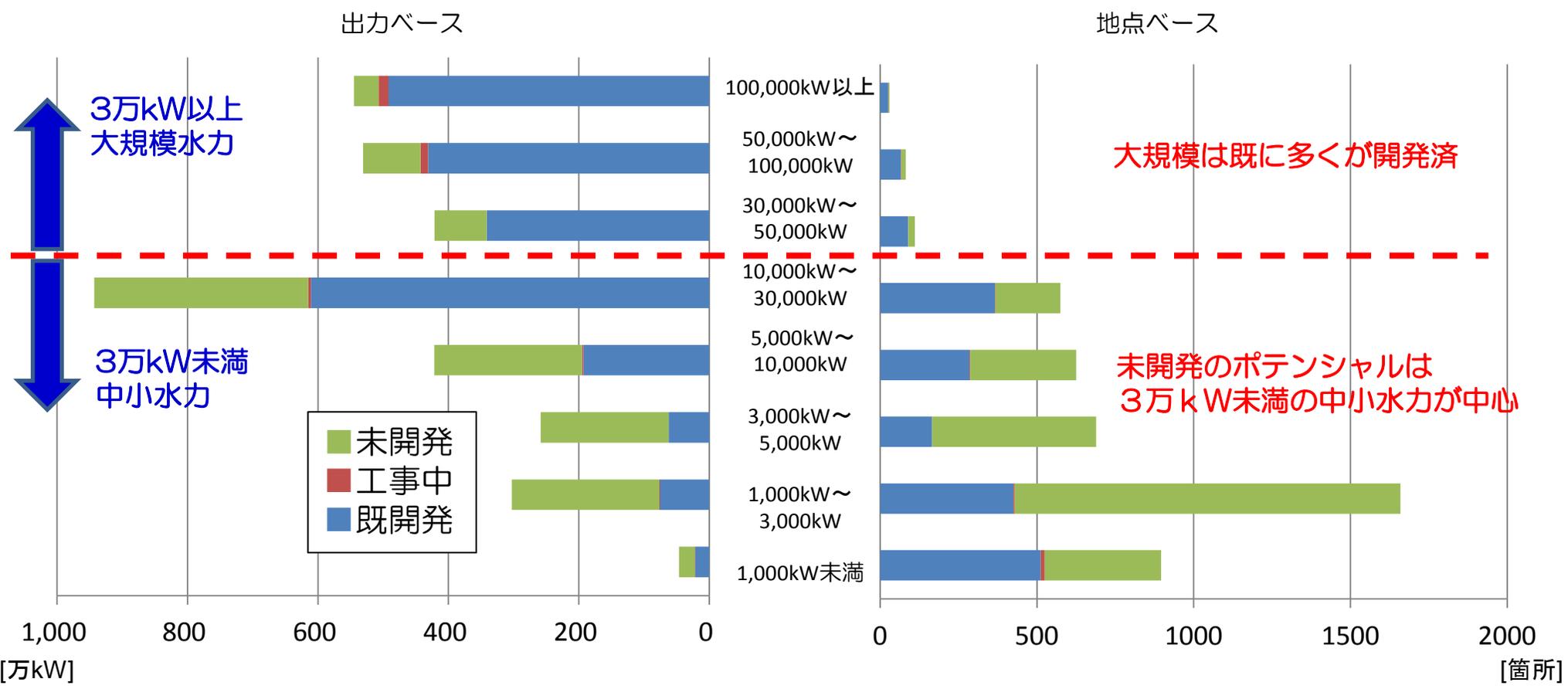
再生可能エネルギー発電設備の種類	設備導入量 (運転を開始したもの)		認定容量
	固定価格買取制度導入前	固定価格買取制度導入後	固定価格買取制度導入後
	平成24年6月末までの累積導入量	平成26年8月末までの導入量	平成24年7月～平成26年8月末
太陽光 (住宅)	約470万kW	256.4万kW	307万kW
太陽光 (非住宅)	約90万kW	976.3万kW	6,636万kW
風力	約260万kW	11.2万kW	130万kW
中小水力	約960万kW	3.0万kW	32万kW
バイオマス	約230万kW	8.9万kW	132万kW
地熱	約52万kW	0.026万kW	1.42万kW
合計	約2,060万kW	1256.0万kW (777,058件)	7,237万kW (1,369,315件)

※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。

中小水力発電の開発の現状②

■ 大規模地点は既に関済済みであり、今後は中小規模地点の開発が中心となる。国産エネルギー、出力の安定した電源の確保という面から、引き続き開発を進めていく。

<河川における包蔵水力>

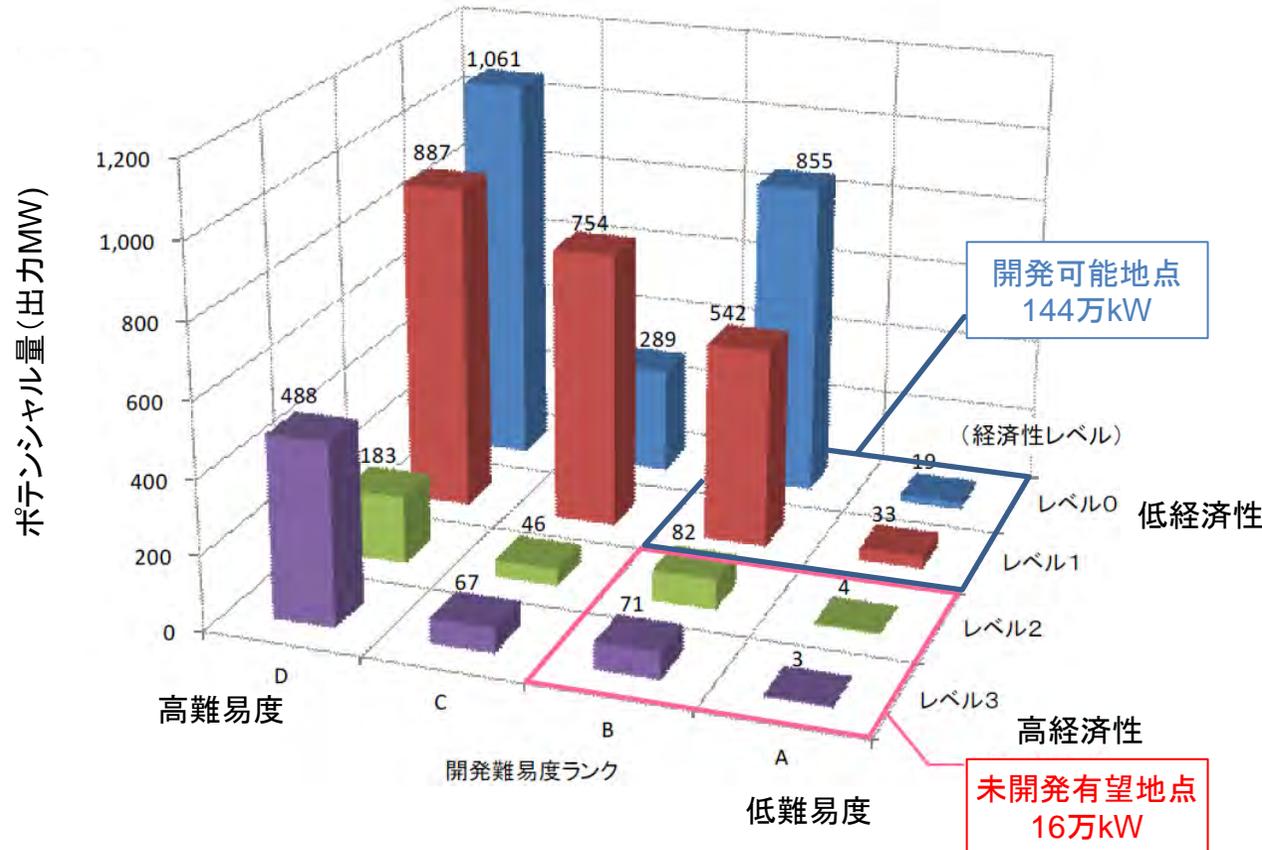


出典: 資源エネルギー庁「包蔵水力調査」(平成25年3月末時点)

中小水力発電の未開発地点の現状

- 中小水力の未開発地点の多くは、奥地化や小規模化等により経済性が低い、または自然・社会環境への影響が大きく、開発難易度が高いのが実態。
- 有望な未開発地点の発電出力は16万kW(IRR3%以上の経済性を有し、自然・社会環境上、開発が可能と判断される地点)。自然・社会環境への影響の大きい高難易度の地点を進めるには障害が大きく、今後、さらに水力発電量を拡大していくとすれば、経済性の低い地点への展開が重要となり、開発コストが課題となる。

<中小水力の未開発地点の開発ポテンシャル>



経済性レベルは、IRR：自己資本内部収益率(株主が投資リスクが同等の他の投資案件と比べて収益性・投資利回りが高いかどうかを評価し、投資の是非を判断するための指標)で評価しており、レベル3は7%以上、レベル2は3%以上、レベル1は0%以上で、レベル0は0%より小さいと設定。

開発難易度ランクは、自然公園法や野生生物保護法などの法規制、既得水利権との調整や漁協、地元との調整等を勘案し、障害が特にない地点～障害の解決が極めて困難な地点を4つに区分した。

開発コストの類型ごとの比較

■ 中小水力発電所の建設にあたっては、同規模の開発であっても発電所の設置場所毎に条件が大きく異なる。特に奥地の開発においては、導水路やトンネルなどの土木設備の延長が長く、作業環境も悪いため、建設コストが増加。

		流れ込み式 (奥地でない場合)	流れ込み式 (奥地の場合)	未利用落差
				
ポテンシャル		小	大	中
経済性		中	低	高
自然・社会環境上の困難度		個別地点の状況による		
導水路工事		短	長	なし
200kW モデルケース (コスト比率)	土木設備	3.0億円(58%)	8.0億円(78%)	0.5億円(19%)
	発電設備	2.2億円(42%)	2.2億円(22%)	2.2億円(81%)
	計	5.2億円	10.2億円	2.7億円
	kW単価	<u>260万円/kW</u>	<u>501万円/kW</u>	<u>135万円/kW</u>

- 未利用落差の活用など、トータルの経済性は比較的高いものの、導入する発電設備のコストが高いものについては、技術開発や実証の推進により、経済性を高める余地がある。
- このため、小水力発電設備のコスト低減や効率化等に資する技術の開発・実証実験を支援し、低落差水路での発電や高効率水車形状の解析及び新規製造手法の開発等を進めている。

＜小水力発電導入促進モデル事業による技術開発や実証の事例＞（平成26年度予算：9億円）



低落差水路での発電

落差が低い水路で発電が可能な「らせん水車」の実証実験

高効率水車の開発により、従来では経済性が低く発電が行えなかった地点の活用を推進
（日本工営株、薩摩川内市・出力30kW）

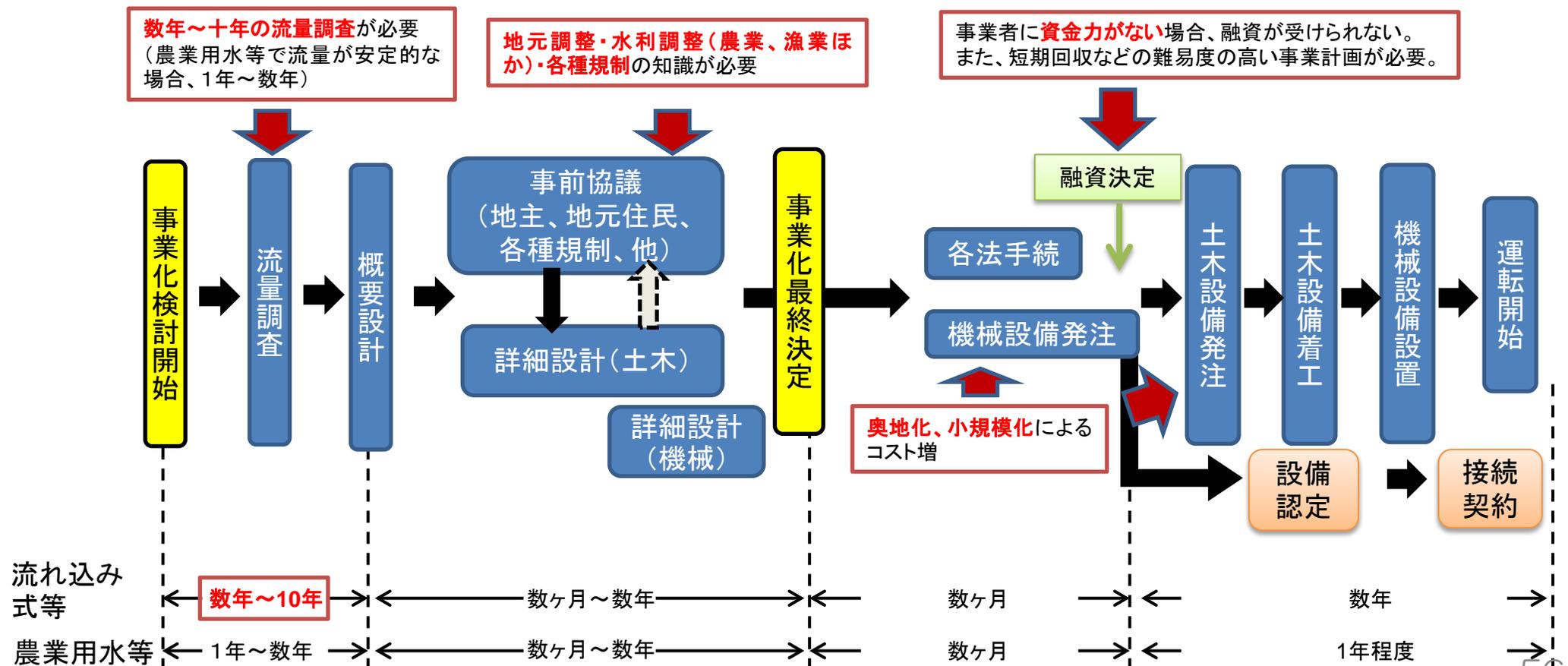


高効率水車形状の解析

数値解析により高効率な水車形状をデザイン。
また、切削により水車を製造する手法によりコストを削減。
（株関電工ほか3社・出力160kW）

課題2. 事業組成の円滑化

- 中小水力発電では流量変化が事業採算性に直結する。事業リスクの低減や越流対策など安全性確保のために長期間の流量調査が必要（例えば、水利使用許可申請時に概ね10年間程度の流量データを提出）。
- また、水の利用にあたっての地元調整により案件形成に時間が掛かっているため、経済性の高い地点の開発が進まないケースも。
- 水力発電は、高いイニシャルコストを長い事業期間で回収することが必要であるため、そのリスクを許容できる事業者や金融機関が少ない。



①系統への優先受け入れ

系統運用に影響が少ない安定的な中小水力発電については、優先的に系統へ接続できる措置を講ずること。

②設備認定に係る運用見直し

現制度では、設備認定に製造事業者名及び型式番号等が必要となるが、水力発電設備のほとんどが受注生産であり、工事発注後に決定するため、工事発注後にしか設備認定を受けることができない。詳細設計の決定仕様書等をもって設備認定を行うなど工事着手前に設備認定を受けられるよう設備認定時期の前倒し措置を講ずること。

③利潤配慮期間の延長について

水力発電は開発のリードタイムが長いため、3年間の利潤配慮期間では導入が進んでいない。期間を延長し、開発促進に配慮した措置を講ずること。

④連系接続に係る情報公開

計画立案段階で電力会社より連系可能容量や連系費用等の提示が速やかになされるよう措置を講ずること。

⑤運用期間への配慮

固定価格買取制度の水力発電所の買取期間については、他の電源と同様20年が設定されているが、水力の総合償却期間は45年と長いことから、20年以降も売電収入が安定する措置を講ずること。

再生可能エネルギー電源別の課題と推進策

I. 太陽光

II. 風力

III. 地熱

IV. 水力

V. バイオマス

バイオマス発電の位置付けと課題

バイオマス発電の位置付け

- バイオマス発電は、燃料を安定的に確保できれば、出力変動が小さく、稼働率が高い安定電源。また、地域に賦存する資源を活用することで、地域活性化にも資する重要なエネルギー源になる。
- バイオマス発電は、燃料や技術が多様であり、出力調整が容易で電力システムの安定性に寄与するものや、出力調整が困難なものまで千差万別。
- 今後、バイオマス発電の更なる導入に向けて、バイオマスの特徴を踏まえて対応していくことが重要。

木質バイオマスの課題と対応

1. 木材の安定供給体制の構築
 - ◆ 集約化・路網整備等を通じた効率的な素材生産
 - ◆ 川上・川下連携による大ロット化や直送化等
2. 地域の実態に即したバイオマス発電の推進
 - ◆ 固定価格買取制度による支援
 - ◆ 設備導入補助金による支援
 - ◆ 小規模発電技術の開発
 - ◆ 地域に密着した技術的な支援
3. 新規参入リスクの低減
 - ◆ 資源量情報の整備
 - ◆ 自治体によるサポート体制(相談窓口等)の整備

メタン発酵ガスの課題と対応

1. 原料収集体制の構築
 - ◆ 地域の合意形成や事業実現可能性調査等の地域一体となった取組への支援(新規参入リスクの低減)
2. メタン発酵消化液の有効利用
 - ◆ 消化液の液肥利用の促進(効果の検証・品質の向上)
 - ◆ 成功事例の横展開による認知度の向上
3. 熱利用の推進
 - ◆ 自治体によるサポート体制(マッチング支援や相談窓口等)の整備
 - ◆ 成功事例の横展開による認知度の向上

バイオマス発電の導入状況

- バイオマス発電は、設備認定を受けたが運転開始に至っていないものも合わせると、約360万kWに達している状況。
- 他方、導入量の内訳をみると、一般木材・リサイクル材と一般廃棄物がその大半を占めている。他方、未利用木材とメタン発酵ガスはその潜在量が生かされておらず、今後、地域活性化を進める観点においても、これらを推進していくことが重要。
- また、一般廃棄物については、未利用木材とメタン発酵ガスと同様、地域活性化の観点から、引き続き重要。

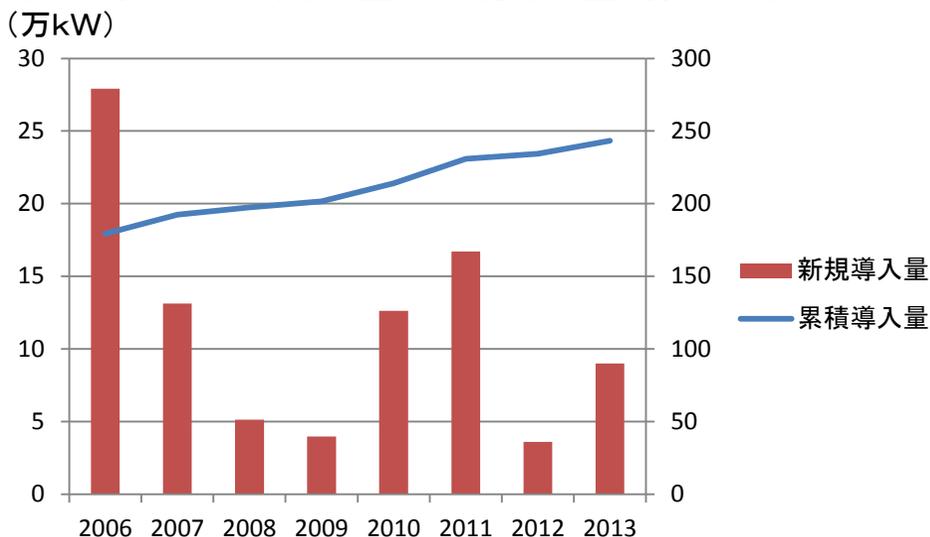
【2014年8月末時点における導入状況(運転開始済+設備認定のみ)】

【バイオマス燃料ごとの内訳】

	運転開始済		設備認定のみ
	FIT導入前	FIT導入後	FIT導入後
バイオマス	約230万kW	約9万kW	約120万kW

	運転開始済	設備認定のみ	合計
メタン発酵ガス	0.8%	0.3%	1.1%
未利用木材 (間伐材由来)	1.6%	8.6%	10.2%
一般木材 (PKS, 輸入材)、 リサイクル材 (建設資材廃棄物)	25.9%	23.0%	48.9%
一般廃棄物 (可燃ごみ)	36.5%	3.4%	39.9%

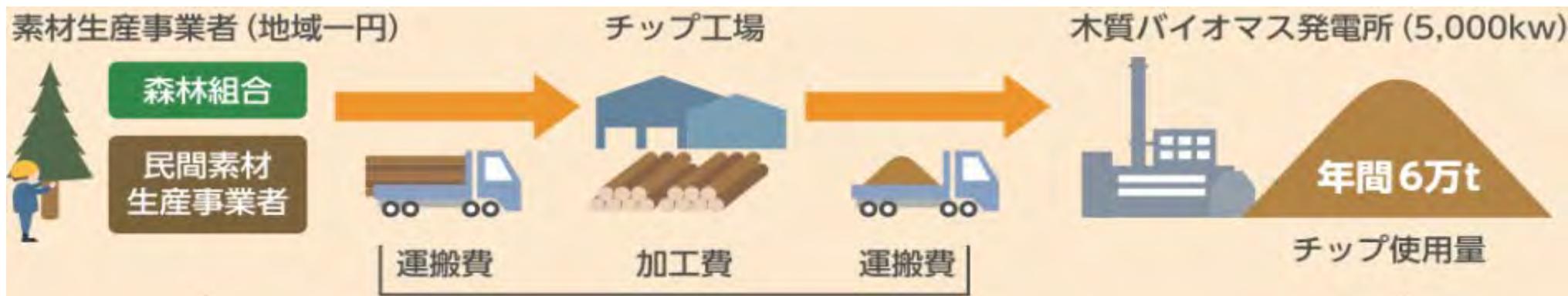
【バイオマス累積導入量&新規導入量(前年比)】



木質バイオマス発電について

- 従来は森林に残置されてきた林地残材等の木質バイオマスを燃料として利用することにより、新たに未利用材に価値が生まれることを通じて雇用や所得機会が創出され、地域及び林業の活性化、ひいては森林の整備・保全にもつながる。
- 木質バイオマス発電は、長期にわたり安定的な木材の需要先となりうるものであり、製材用や合板用等を含めた木材需要全体の拡大を通じて、木材の安定供給体制の構築の推進にもつながる。
- 例えば、モデルケースの5,000kWの木質バイオマス発電では、発電所の運営に10人以上、未利用材の収集・運搬、加工等の周辺事業を含めると50人以上の雇用創出効果がある。

【木質バイオマス発電までのプロセス】



(出典)木質バイオマスエネルギー利用推進協議会HP

【木材収集段階】

木材を安定的に供給できるよう、森林施業の低コスト化が重要

【燃料の生産・加工段階】

需要者のニーズに応えられるよう、品質・価格、量などの面で競争力の向上が重要

【発電段階】

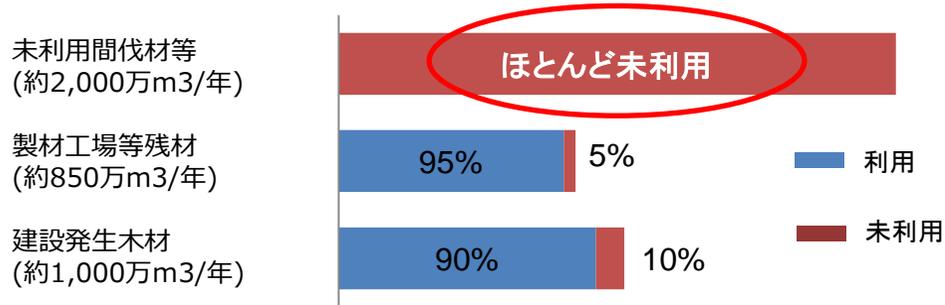
エネルギーを有効に活用しつつ、安定的に電気を供給できる環境整備が重要

木質バイオマス発電の現状

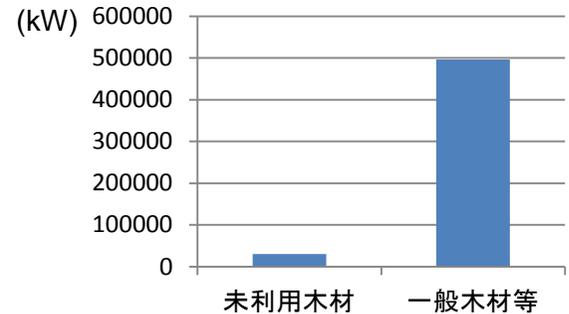
- 林内に残置されている未利用間伐材の国内賦存量は約2,000万m³/年と見込まれており、仮に、全量を発電のみに利用した場合、100万kWの発電容量(※)を有する。
- 他方、間伐材の活用(発電目的以外も含めて)は近年伸びてきているが、120万m³程度に止まっている。
- 設備認定済の木質バイオマス発電所の発電出力を比較すると、一般木材(PKS、輸入木材等)やリサイクル材を主な燃料としたものがほとんどであり、未利用木材の利用が進んでいない。
- なお、未利用木材を利用したバイオマス発電でも、安定供給確保等の観点から、未利用木材のみで発電を計画・実施している案件は一部にとどまる。

※10万m³/年=5,000kWと仮定

【木質バイオマス賦存量と利用可能量】



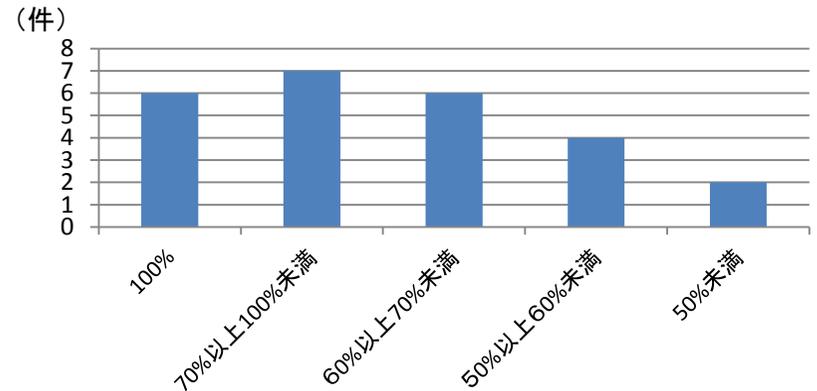
【発電出力比較(未利用木材 vs 一般木材、リサイクル材)】



注1: 混焼の場合、バイオマス割合を乗じている。

出典: 農林水産省「バイオマス活用基本計画」(平成22年)を基に作成。

【未利用木材を利用するバイオマス発電における未利用木材の利用割合別比較】



【木質バイオマス利用量(間伐材等由来)】

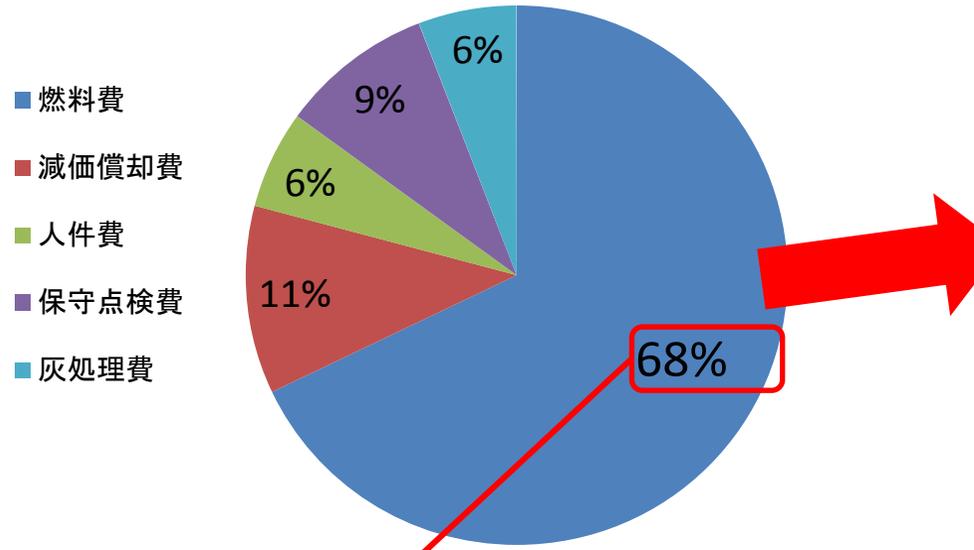
21年度	22年度	23年度	24年度	25年度
31.5万m ³	55万m ³	71.7万m ³	88.5万m ³	121.1万m ³

出典: 農林水産省「政策評価書」(平成25年)

木質バイオマス発電の発電コスト

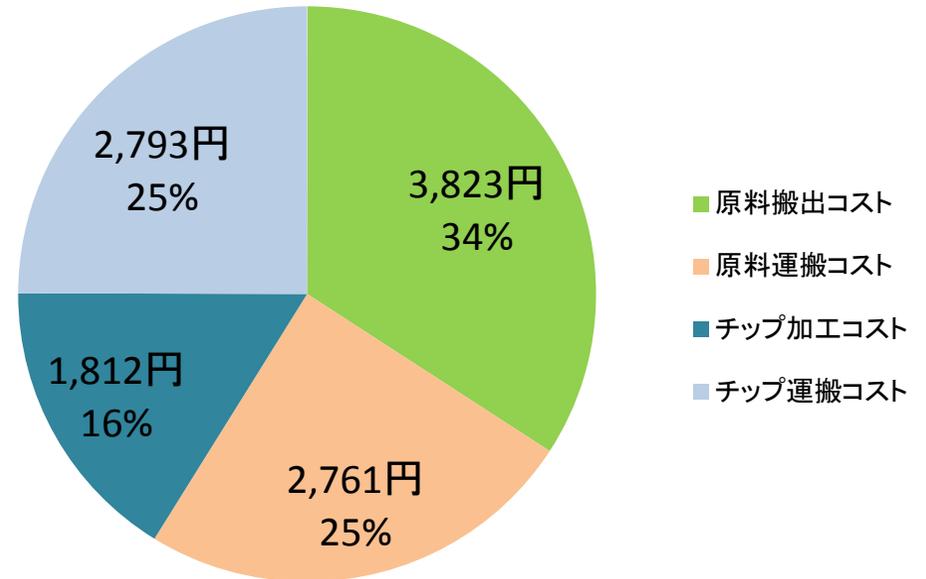
- 木質バイオマス発電所におけるコストでは、燃料費の占める割合が大きい。
- 燃料費の内訳をみると、原料の搬出・運搬、チップの加工・運搬を含めたサプライチェーン全体のコストが高くなっており、効率性を高めることが重要。

木質バイオマス発電所の原価構成の例



原価構成の7割近くを燃料費が占めている。

木質チップ製造コスト(t当たり平均値)



※FIT認定を受け、現在稼働している木質バイオマス発電所(5,700kW)

※丸太+端材をフォワーダで搬出し、運材トラックでチップ工場まで運搬し、チップ化後、発電所まで運搬した場合の平均値

課題1. 木材の安定供給体制の構築

■ 国内における木材の安定供給体制を確立するためには、集約化・路網整備等を通じた効率的な素材生産、川上・川下連携による大ロット化や直送化等が不可欠。また、木質バイオマスのエネルギー利用など新たなニーズにも対応できるよう、サプライチェーンの構築が不可欠。

持続可能な森林経営

- 多様で健全な森林の整備
- 効率的な木材生産



消費者

- 品質・性能の優れた住宅
- マイホームでの安らぎ(木の温もりなど)

木材のサプライチェーンの構築

川上

- ・施業集約化の推進
- ・路網整備の推進
- ・効率的な作業システムの導入
- ・人材の育成



連携強化

- ・需給情報の共有
- ・川上と川中・川下を繋ぐ人材の育成
- ・安定供給協定の締結

川中・川下

- ・大ロット化、直送化等
- ・乾燥材や集成材など
品質・性能の確かな製品



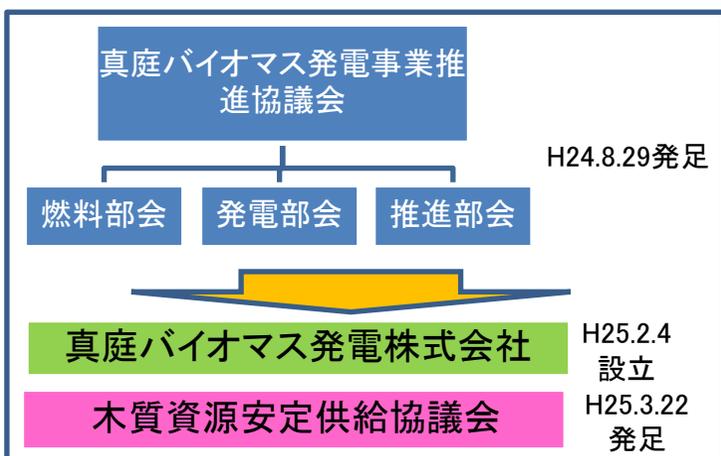
- ・新たな需要の創出
(CLT(※)、エネルギー利用など)
- ・木材利用の拡大



※CLTは板の層を各層で互いに直交するように積層接着した厚型パネルのことを指す。

(参考) 真庭バイオマス発電(株)の取組(岡山県真庭市)

- 岡山県内の素材生産業者、製材所等木材関連業者、発電事業者等が協定を結び、原料の安定供給体制を構築。
- また、「木質資源安定供給協議会」が核となり、山側に利益が還元できる安定的で継続的な仕組みづくり、施設整備及び未利用間伐材の燃料としての品質改善等に取り組んでいくこととしている。



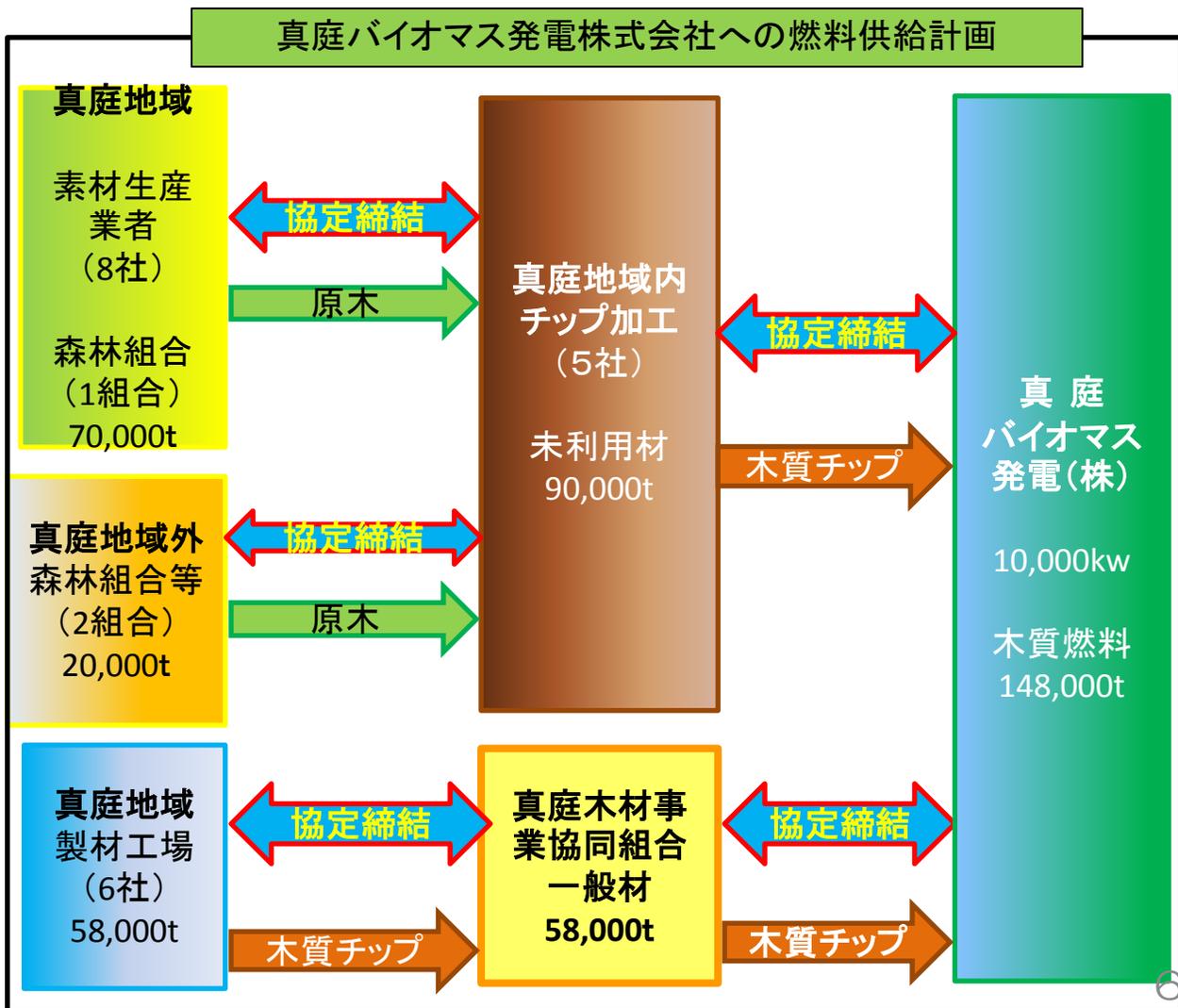
間伐材の有効利用に向けた作業システムの検証



木質バイオマス燃料としての品質性能の分析等



既存チップ工場の拡充に加え、新設工場も今後稼働する予定



課題2. 地域の実態に即したバイオマス発電の推進

- 未利用木材を広域的に調達できる適地は限定されており、地域に賦存する資源量に合わせてバイオマス発電を推進する場合、自治体をはじめ地域が主体となって、資源状況等を踏まえて取り組むことが重要。
- 他方、利用できる未利用木材の資源量が少ない場合、発電コストが相対的に高い側面があり、地域のエネルギー需要に対応した、小規模型、熱電併給(コージェネ)型、自家消費型の推進、効率的な発電技術の開発や技術者の育成等も合わせて、関係省庁が連携して取り組んでいくことが重要。

【課題解決のための推進施策】

固定価格買取制度による支援

未利用木材(32円)の区分を設定して支援。なお、小規模木質バイオマス発電の別区分化についても、引き続き調達価格等算定委員会で検討。

関連設備の導入 に対する支援

「固定価格買取制度」を利用しない自家消費型の設備や熱利用設備に対して、導入費用の一部を支援。

熱電併給や 小規模発電技術の開発

より低コストで効率の高い小規模発電技術、ガス化発電の安定稼働に影響を及ぼすタールの効率的な除去方法等の開発。

地域に密着した 技術的な支援

地域の特性や取組に応じた専門家等の現地派遣、相談窓口による問合せ対応、小規模発電に関する研修会等の開催。

<概要>

- ・ 事業実施主体：やまがたグリーンパワー（株）
（山形県村山市）
- ・ 発電設備：木質バイオマス発電
発電出力 2,000kW
発電電力量 1,500万kWh/年
- ・ 燃料：木質チップ（間伐材、伐採木、伐根、さくらんぼの剪定枝等）
約2万トン/年
- ・ 建設費：約15億円
- ・ 運転開始時期：平成19年1月

<特徴>

- ・ 1日60トンの地域の林業系バイオマス資源（間伐材、伐採木、伐根、さくらんぼの剪定枝等）を原料としてガス化発電を行い、得られた電気を売電。
- ・ 未利用の間伐材等を購入することにより、地域の森林の維持・保全、林業経営の改善に寄与。
- ・ 発電の副産物として発生する木酢液は、無償で近隣の農家に提供。
- ・ 平成23年7月からは、東日本大震災の被災地である宮城県気仙沼市からの木質がれきも受け入れ。



発電施設の外観



チップ化した原料



発電機

課題3. 新規参入リスクの低減

- バイオマス発電事業に参入する際、地域の資源量及び利用可能量の把握が重要。新規参入のリスクを低減すべく、資源量情報の整備及び自治体によるサポート体制(相談窓口等)の整備が必要。
- また、発電事業者は計画を円滑に進めるためには、地域住民からの事前同意と系統接続等を考慮。

【森林情報の整備の例】



森林林業クラウド

自治体と地元森林組合の業務に必要な情報を個人情報に配慮した上で、共有化
→将来の木質バイオマスエネルギーの安定供給に資する資源量推計機能を開発・搭載



森林情報データベース

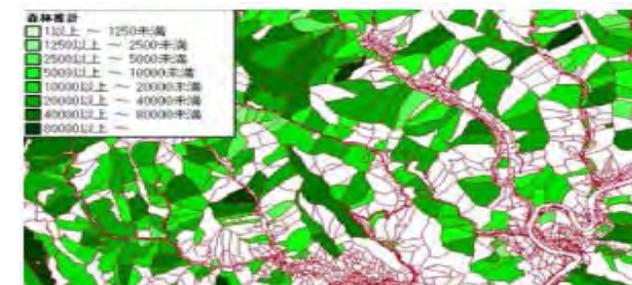
自治体と地元森林組合が保有する森林管理と森林資源の把握に必要な多数の情報を電子化
→地理空間情報を付与し、森林林業クラウドでの利用が可能

森林資源モニタリング

カメラを装着したGPS機能搭載のラジコンヘリによる自治体全域の航空撮影にて森林資源現況及び災害時の風倒木被害を把握
→空撮後、森林林業クラウドを利用し、情報を共有

森林現況把握基礎データ

航空写真を解析するシステムを開発し、森林現況データを作成
→森林の樹木本数密度、平均樹高、材積を推定し、森林林業クラウドにて独自の森林現況データを共有



(参考)木質バイオマスの利用推進に向けた主な政策概要

(平成27年度予算概算要求)

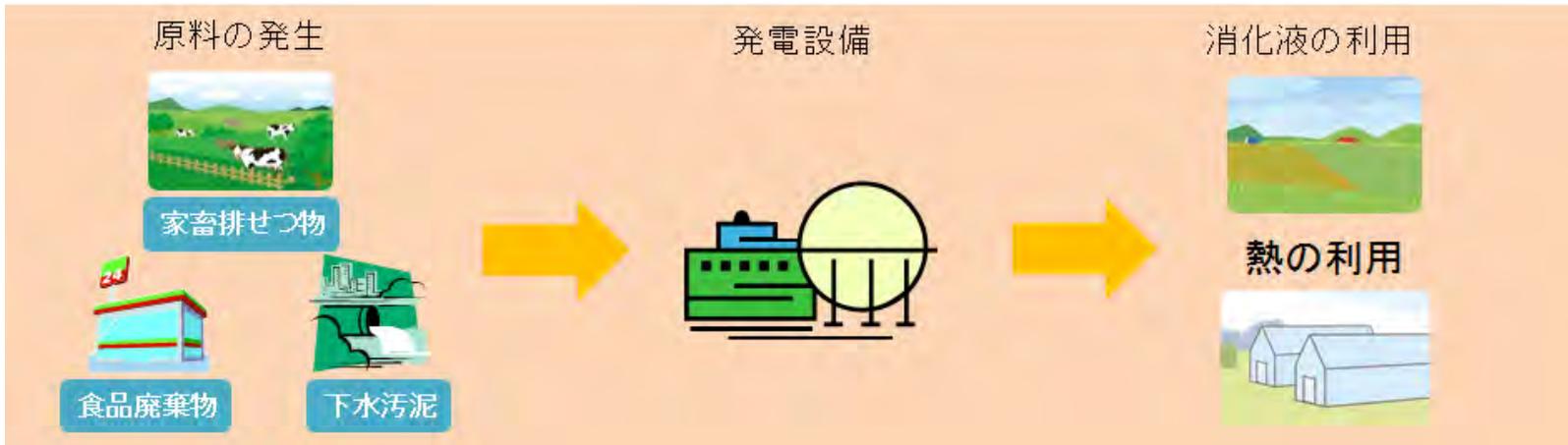
※ ()は26年度予算額

1. 新たな木材需要創出総合プロジェクト	31億円(0億円)
地域密着型の小規模発電や熱利用など木質バイオマスのエネルギー利用等の促進に向け、相談・サポート体制の構築及び技術開発等を支援。	
2. 森林・林業再生基盤づくり交付金	50億円(22億円)
木材の利用拡大、安定的・効率的な供給等に向けて、高性能林業機械、木質チップ・ペレットの製造施設等木質バイオマス関連施設の整備を支援。	
3. 施業集約化の加速化	3.1億円(2.4億円)
森林経営計画の作成や施業集約化に向けた森林情報の収集や森林境界の明確化に加え、不在村森林所有者に対する施業提案を森林施業プランナー等が代行する取組を支援。	
4. 森林整備事業<公共>	1,501億円(1,197億円)
豊富な森林資源を循環利用するための間伐等の森林施業や路網整備等を支援。	
5. 地域バイオマス産業化推進事業	13億円(10億円)
地域のバイオマスを活用した産業化を軸としたまち・むらづくりを目指すバイオマス産業都市の構築に向けた構想づくり、施設整備等を支援。	

メタン発酵ガス発電について

- 家畜排せつ物や下水汚泥、食品廃棄物等の水分含量が多く直接燃焼が困難な廃棄物をエネルギー利用することで、処理コスト低減とともに、限りある資源を有効活用する循環型社会の形成につながる。
- 特に家畜排せつ物を利用する場合、悪臭対策や水源の汚染防止等の効果があること、また、非採算性の家畜排せつ物処理から収益が生まれることから、農業の健全な発展につながる。
- 新規事業の参入により、雇用の創出など地域の活性化にもつながる。

【メタン発酵ガス発電までのプロセス】



【原料収集段階】

複数の者から原料を調達する場合、効率的で安定的に調達できるよう、地域の合意形成等が重要

【発電段階】

安定的に電気を供給できる環境整備が重要

【副産物等の利用段階】

コスト低減のため、メタン発酵に伴い発生する消化液や熱の安定的な需要の確保が重要

メタン発酵ガス発電の現状

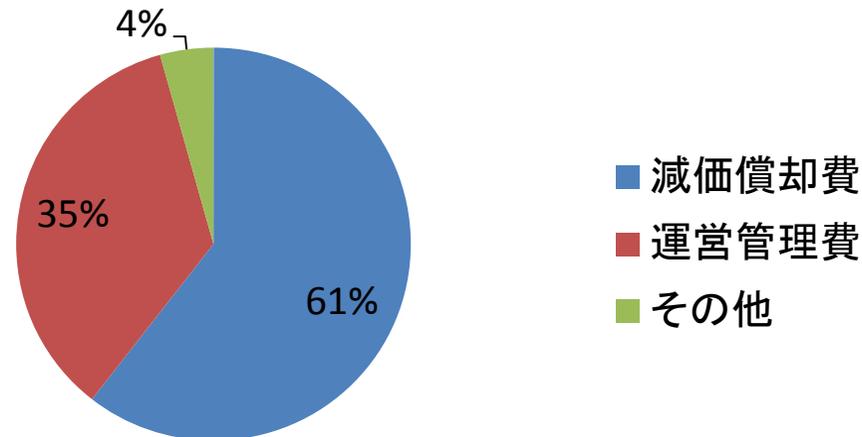
- メタン発酵ガスの原料となる家畜廃棄物、食品廃棄物、下水汚泥の賦存量は豊富であるが、運転開始した案件の総発電出力は2万kW未満。
- 発電コストの内訳をみると、減価償却費（設備費）が6割を超えており、高い初期コストに対応できるよう、必ずしも酪農家等が単体で取り組むのではなく、地域ぐるみでの取組も重要。

【バイオマスの国内賦存量（年間）の全量を発電のみに利用した場合の発電容量】

	（賦存量）	発電容量
家畜排泄物	8,400t	139万kW
食品廃棄物	7,600t	66万kW
下水汚泥	1,800t	17万kW

資料：農林水産省調べのデータ（賦存量）に基づき発電容量を試算。

【牛糞尿メタン発酵ガスプラント（300頭、50kW）の原価構成】



出典：バイオガス推進協議会より提出されたデータより経済産業省が作成

課題2. メタン発酵消化液の有効利用

- メタン発酵の過程で発生する消化液は、雑草種子や病原菌が含まれない安全な肥料(液肥)として利用できるが、消化液の有用性への認知度が高いとは言えない状況。
- 還元する農地が確保できなければ、高いコストをかけて浄化処理して河川等に放流する必要があるため、採算がとれなくなり、事業として成り立たないおそれ。

事例:福岡県大木町(液肥の有効利用)

バイオガス液肥「くるっ肥」の利用方法

○主に水稻・麦の元肥として使用

散布量: 5t~7t / 10a

散布面積: 水稻、麦それぞれ約50ha

散布方法: 散布車、流し肥

散布費用: 1,000 円 / 10a

○肥料成分

分析項目	含有量
リン酸	0.12%
カリ全量	0.11%
全窒素	0.25%
アンモニア態窒素	0.13%



液肥散布車

水稻や麦の元肥として使用する場合、10a当たり5t~7tをそれぞれ約50haの田んぼに散布。

課題3. 熱利用の推進

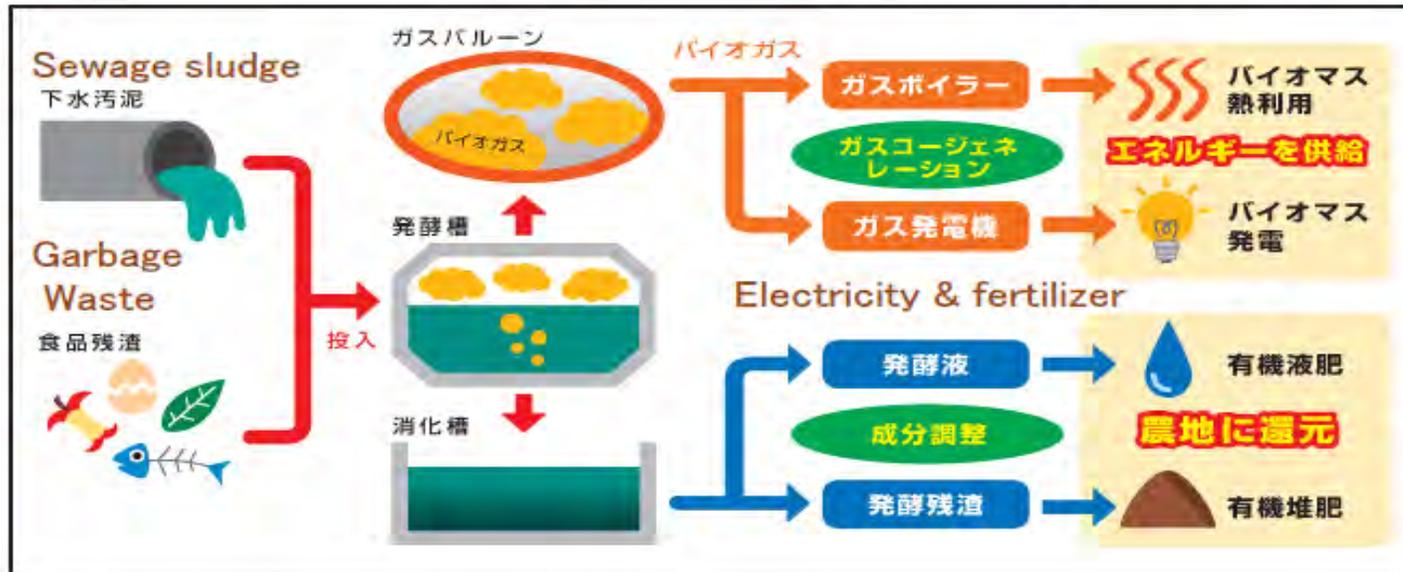
- 電力・熱を同時利用できれば、エネルギー利用効率が改善するだけでなく、採算性の向上に繋がる。
- 電熱併給の成功事例(ベストプラクティス)を示すことで各地域に展開されることが期待される。

事例: 瀬波バイオマスエネルギープラント(新潟県村上市)



瀬波バイオマスエネルギープラントHP、及び食品リサイクル合同会合ヒアリングの内容

処理量: 4.9t/日
 処理方式: 乾式メタン発酵
 受入バイオマス: 有機物全般
 瀬波のプラントでは、生ゴミ、下水汚泥
 ≒ 2:1が基本
 発電機容量: 25kW(600kWh/日)



- 瀬波温泉の食品残渣、農業残渣、下水汚泥等を原料としてメタン発酵。FIT認定1号機。
- メタン発酵消化液を液肥利用するとともに、発電の廃熱を利用してパッションフルーツを温室栽培。
→農業との連携

(参考) バイオマスエネルギーの地域自立システム化実証事業
平成27年度予算要求額 5.0億円 (2.5億円)

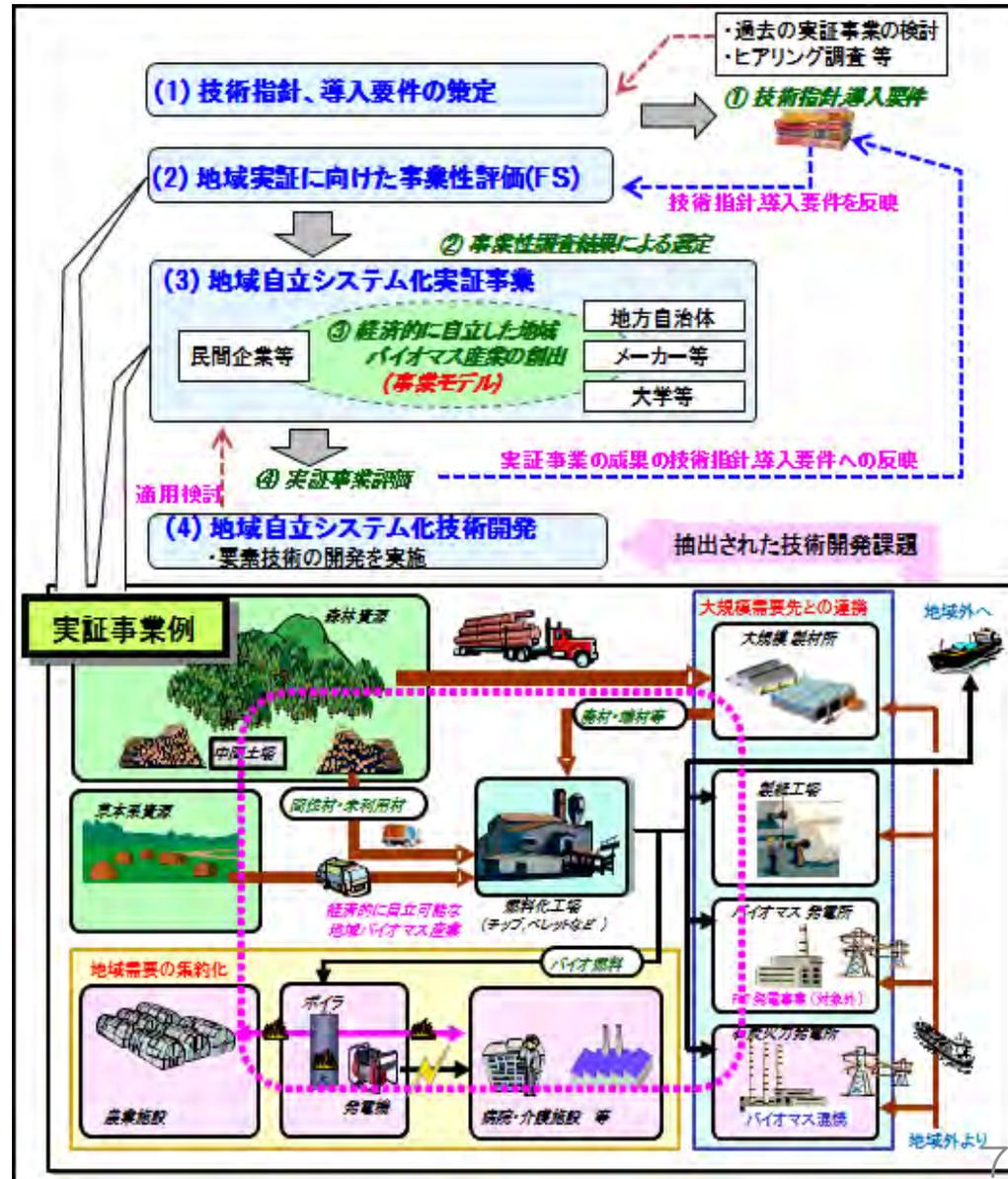
※()は26年度予算額

【事業の概要・目的】

■ バイオマスエネルギー導入にあたって必要な、経済的に自立したエネルギー利用システムに関して、以下のように、導入要件・技術指針と具体的な事業モデルを明確化する。

- ① 過去の実証系事業等から、経済的に自立可能な要件及び要素技術を洗い直し、導入要件・技術指針としてまとめ直す(木質系、湿潤系、都市型等)。
- ② 実証事業に向けた事業性調査(FS)を行う。
- ③ 事業性の見込みのある事業に対し、導入要件・技術指針に合致したモデル実証と、改良が必要な技術の開発を行う。
- ④ 開発及び実証の成果を反映させた導入要件・技術指針と共に、実証事業自治体を事業モデルとして公開し、さらなる導入促進に貢献する。

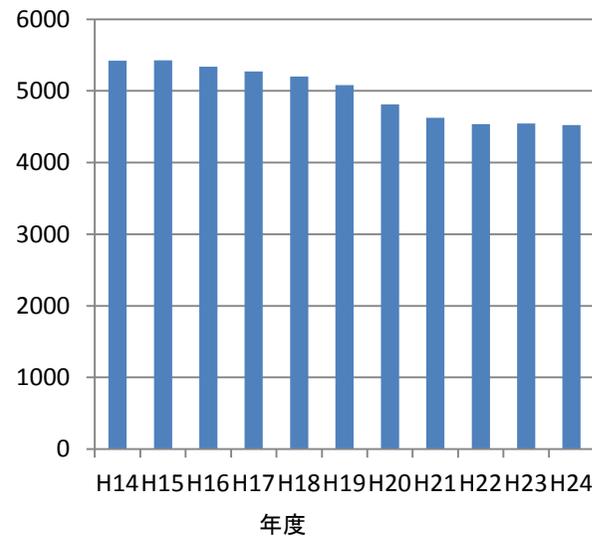
【事業のイメージ】



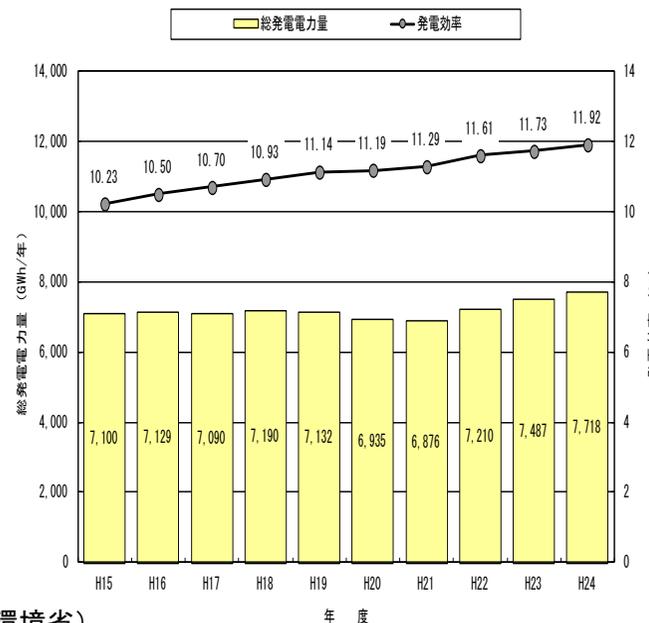
3. 廃棄物発電について

- 循環型社会形成推進基本法(平成12年法律第110号)の基本原則に基づき、廃棄物の3R(発生抑制、再使用、再生利用)に優先的に進め、それでもなお残る廃棄物については、熱回収(発電や熱供給等)を推進。
- 廃棄物処理における熱回収は、東日本大震災以降、災害時も含めて安定供給が可能な地域分散型エネルギーシステムとして、その重要性が再認識されている。
- 地方財政が厳しい中で、売電・売熱などの収益増にもつながる。
- 近年、廃棄物の減量・リサイクルの進展などにより、全国のごみ総排出量は減少しているが、発電効率の向上により総発電電力量は微増。
- 平成25年度～29年度の5カ年の「廃棄物処理施設整備計画(平成25年5月閣議決定)」では、期間中に整備されたごみ焼却施設の発電効率の平均値を16%から21%とすることを目標値として掲げている。
- 大規模なごみ焼却施設を中心にごみ発電等の余熱利用が進んでいる一方、小規模なごみ焼却施設では余熱利用が進んでいない傾向にあり、経済性や地域の特性に応じて進めていくことも重要である。

【ごみ総排出量(万トン)】



【総発電電力量と発電効率の推移】



<出典> 一般廃棄物処理実態調査 (環境省)

【廃棄物エネルギー利用の主な支援策概要 (27年度予算要求)】

※()は26年度予算額

1. 廃棄物発電の高度化支援事業
2.2億円(1億円)

廃棄物系バイオマスの利活用や再生可能エネルギー供給の促進を図るため、廃棄物発電の高度化に当たり有効な方策・ツールを示す等により市町村等の取組を支援する。

2. 廃棄物エネルギー導入・低炭素化促進事業
10.9億円(11億円)

エネルギー起源CO2の削減を推進することを目的として、廃棄物処理業を主たる業とする事業者が行う、高効率な廃棄物エネルギー利用施設等の整備事業(新設、増設又は改造)について補助を行う。

バイオマス発電は、安定電源である他、多様な効果・便益を創出できる特性を有する。また、原料や変換技術により多様な方法がある。これらの特徴を踏まえ、下記の見直しを要望。

- バイオマスプラントは、地元の調整、原料収集の調整、諸手続き等が必要であり、計画から稼働、系統連系まで時間がかかり、未だ認定案件も少ないことから、バイオマス発電の普及や市場の拡大による機器の技術革新や量産効果の発現等を通じた価格低減を進める観点からも、一定期間の買取価格維持に対する配慮が必要。
- 系統が脆弱な地方に資源(原料)が豊富という特性から、送配電線の容量制約の影響を強く受けている。限られた資源である電力系統を有効利用する観点から、発電量の安定性というバイオマス発電のメリットを考慮した送配電線への接続ルールが必要。
- 木質バイオマス発電については、特に、未利用木質バイオマスを最大限活用するために、大規模発電の隙間を埋める小規模発電が必要であり、小規模木質バイオマス発電の区分設定や、人員確保・人件費負担や各種検査にかかる初期費用負担等の軽減(コスト削減)のための規制緩和等の配慮が必要。
- 熱利用(熱電併給)が可能であるが、立地条件等によっては難しい場合があることから、他の熱利用産業との連携に対する支援等の配慮が必要。
- バイオガス発電については、メタン発酵施設から発生する消化液への評価が一般化すればその価値が上がり、発電コストの低下につながることから、消化液の有用性の認知拡大に対する支援が必要。

○これまでの新エネルギー小委員会での議論を踏まえ、①再生可能エネルギー間のバランスの取れた導入、②電力量(kWh)からみた再生可能エネルギーの最大導入、③国民負担の抑制の観点から、系統への接続に関して対応すべき事項については、再生可能エネルギー毎の特徴に応じて、下記の方角とともに、系統WGでの検証・検討結果(次ページ参照)を踏まえ、その具体的な在り方を速やかに決定し、実施してはどうか。

①再生可能エネルギー間のバランス

- ✓ 地熱・水力、バイオマス、住宅用太陽光については、これらの優位性に配慮し、バランスを図るため優先的な導入を実現する仕組みを検討してはどうか。

地熱・水力:ベースロード電源としてネットワーク設備の効率的な利用が可能であり、kWhでの最大導入及び国民負担の抑制に資する。

バイオマス:地域に賦存する資源を利用する場合、エネルギーの地産地消や地域活性化に資する。また、安定的に発電ができ、ネットワーク設備の効率的な利用も図れ、kWhでの最大導入にも資する。

住宅用太陽光:余剰買取のため省エネのインセンティブがあることに加え、需要家の近接地で発電可能であり、非常用電源としても利用可能。

②風力の扱い

- ✓ 風力については、夜間でも発電でき、太陽光発電に比べて年間の設備利用率が高い電源である。一方、環境アセスメントなど事業化に向けた準備期間が長いことを踏まえ、一般電気事業者(中三社を除く)がこれまで公表してきた風力の接続可能量を勘案して導入を図るべきではないか。

③より効果的な出力抑制の検討

- ✓ 電力量から見た再生可能エネルギーの最大導入を実現すべく、系統WGにおいて、最も効果的な出力抑制の手法と判断された手法について、その導入を図るべきではないか。

■ ○出力抑制のルールを変更した場合や、連系線を活用した場合の接続可能量の拡大量は、各社の系統の状況によって異なる。現在、系統WGにおいて、以下のようなオプションについて試算中。

出力抑制のルール等

① 現行制度

500kW以上の太陽光発電・風力発電について、出力抑制を年間最大30日実施した場合

② 出力抑制日数の拡大(最大日数60日)

回答保留対象外の500kW以上の太陽光発電・風力発電について、出力抑制を年間最大で60日実施した場合

③ 時間単位の出力抑制

回答保留対象外の500kW以上の太陽光発電・風力発電については、時間単位(年間最大で太陽光360時間、風力720時間)で出力抑制を実施した場合

④ 出力抑制の範囲拡大(新規の500kW未満に拡大)

回答保留対象外の太陽光発電・風力発電について、設備容量に関係なく出力抑制を年間最大で30日実施した場合

⑤ 出力抑制の範囲拡大(既接続含むすべて)

既接続済みの設備も含めた全ての太陽光発電・風力発電について、出力抑制を年間最大で30日実施した場合

⑥ 連系線の活用

現行制度で連系線を活用した場合

(参考) 出力抑制を実施しない場合

※地熱、水力、バイオマスについては、接続量をそれぞれ+10万kWにした場合の感度分析を行い、太陽光発電の接続可能量がどのように変化するか試算を行う。

バイオマスの扱いについて

- バイオマス発電は安定的に発電できる上、地域に賦存する未利用木材を利用するバイオマス発電、メタン発酵ガス発電、一般廃棄物は地域活性化の観点から重要。
- また、系統への接続に関して対応すべき事項のうち、バイオマスの扱いにあたっては、上記の地域活性化の観点に加え、(1)燃料貯蔵の可否、(2)出力抑制に伴う技術的課題、(3)出力抑制に伴う経済的課題に勘案した上で検討することが重要ではないか。

バイオマスの種類		貯蔵の可否	技術的課題	経済的課題
木質 バイオマス	石炭混焼 (木質バイオマスを数%混合)	貯蔵可能	実質的に火力と同様の特徴を有し、調整電源として活用可能。	—
	一般木材 リサイクル材	貯蔵可能	バイオマスボイラの場合、最大出力の60%程度までであれば、技術的に出力調整は可能。	燃料確保が比較的容易であり、採算性を保ちながら出力抑制に対応可能。
	未利用木材	貯蔵可能	他方、運転停止する場合、再起動後、最大出力までに数時間を要する。	未利用木材の安定供給体制は成熟しておらず、出力抑制による燃料需要の減少は、安定供給体制そのものに大きな影響を与える。
メタン発酵ガス		連続的に発酵工程が進むため、数時間単位の貯蔵が限界	ガスエンジンであるため、出力調整は可能。	FITで想定されているIRRが1%であり、出力抑制により採算性が悪化し、事業自体が成り立たない可能性あり。
一般廃棄物		ごみを順次に処理する必要あり	木質バイオマスと同様。	ゴミ処理の場合、出力抑制により売電収益が減少すれば、地方財政に大きな負担。

固定価格買取制度 (FIT) におけるバイオマスの優先給電ルールの見直しについて

○バイオマスの発電形態ごとの特徴にかんがみて、系統への接続に関して対応すべき事項のうち、バイオマス発電の優先給電ルール上の扱いについては、以下の方向性で検討を進めることとしてはどうか。

バイオマスの種類		考える方向性
木質 バイオマス	石炭混焼 (木質バイオマス を数%混合)	実質的に火力と同様な特徴を有し、FITにおける優先給電ルールでも同様に扱ってはどうか。
	一般木材 リサイクル材	一定の制約はあるものの、調整電源として活用可能ではないか。
	未利用木材	地域資源の有効利用は地域活性化に資する。加えて、出力抑制をする場合、採算性や安定供給上の制約があることから、FITにおける優先給電ルールについて配慮してはどうか。ただし、その際、地域活性化に資するものに限ってはどうか。
メタン発酵ガス		地域資源の有効利用は地域活性化に資する。加えて、出力抑制をする場合、貯蔵困難性及び採算性の制約があることから、FITにおける優先給電ルールについて配慮してはどうか。
一般廃棄物		地域資源の有効利用は地域活性化に資する。加えて、出力抑制をする場合、廃棄物の適正処理や地方財政上の制約があることから、FITにおける優先給電ルールについて配慮してはどうか。

【参考:】現行の優先給電ルールの概要(再生可能エネルギー特別措置法施行規則第6条第3項に基づく)

需要が供給を下回っている場合であって、以下三つの回避措置をいずれも取った後でなければ、電気事業者は再生可能エネルギーの発電事業者に出力抑制を要請できない。

- (1) 一般電気事業者が保有する発電設備(原子力発電設備、揚水式以外の水力発電設備及び地熱発電設備を除く。)の出力抑制
- (2) 揚水式水力発電設備の揚水運転
- (3) 卸電力取引所を活用し、需要量を上回ると見込まれる供給電力を売電するための措置の実施