

再生可能エネルギー政策の 最新動向と風力発電の現状

資源エネルギー庁 新エネルギー課

平成28年9月9日

再生可能エネルギー導入の意義

①国産エネルギー資源の拡大

エネルギー自給率6%の我が国にとって、国際的な政情不安や資源獲得競争の激化に備えて、国産エネルギーを増やす努力が必要(下図参照)。また特に、東日本大震災後、日本の発電用燃料輸入費用は約3.6兆円増大。

②低炭素社会の実現

中国・インド等新興国によるエネルギー消費の増大に伴い、CO2排出量は急増。地球温暖化を防止するためにも再生可能エネルギーの開発と普及を急ぐ必要あり。

(発電電力量当たりのCO2排出量:石炭火力0.943, 石油火力0.738, LNG火力0.599, 太陽光0.038, 風力0.025[kg-CO2/kWh])

③関連産業創出・雇用拡大

地域における再生可能エネルギー導入により、再生可能エネルギー関連の産業・雇用を創出。(例えば太陽光発電について、2013年で市場規模が2.5兆円、直接雇用9万人、総合雇用が21万人との太陽光発電協会の試算あり)

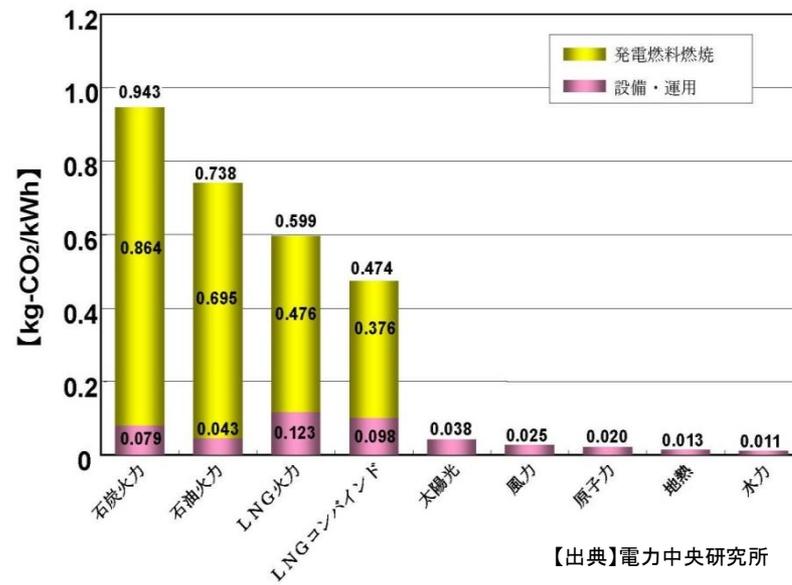
【日本の一次エネルギー自給率の推移】

	2010年	2011年	2012年	2013年
エネルギー自給率	19.9%	11.2%	6.3%	6.0%
石炭	-	-	-	-
原油	0.1%	0.2%	0.1%	0.1%
天然ガス	0.6%	0.7%	0.7%	0.6%
原子力	15.0%	5.8%	0.9%	0.5%
水力	1.4%	1.6%	1.4%	1.5%
再エネ等	2.7%	3.1%	3.1%	3.2%

表中の「-」: 僅少

【出典】IEA「Energy Balance of OECD Countries 2014」(2013年のデータは推計値)を基に作成

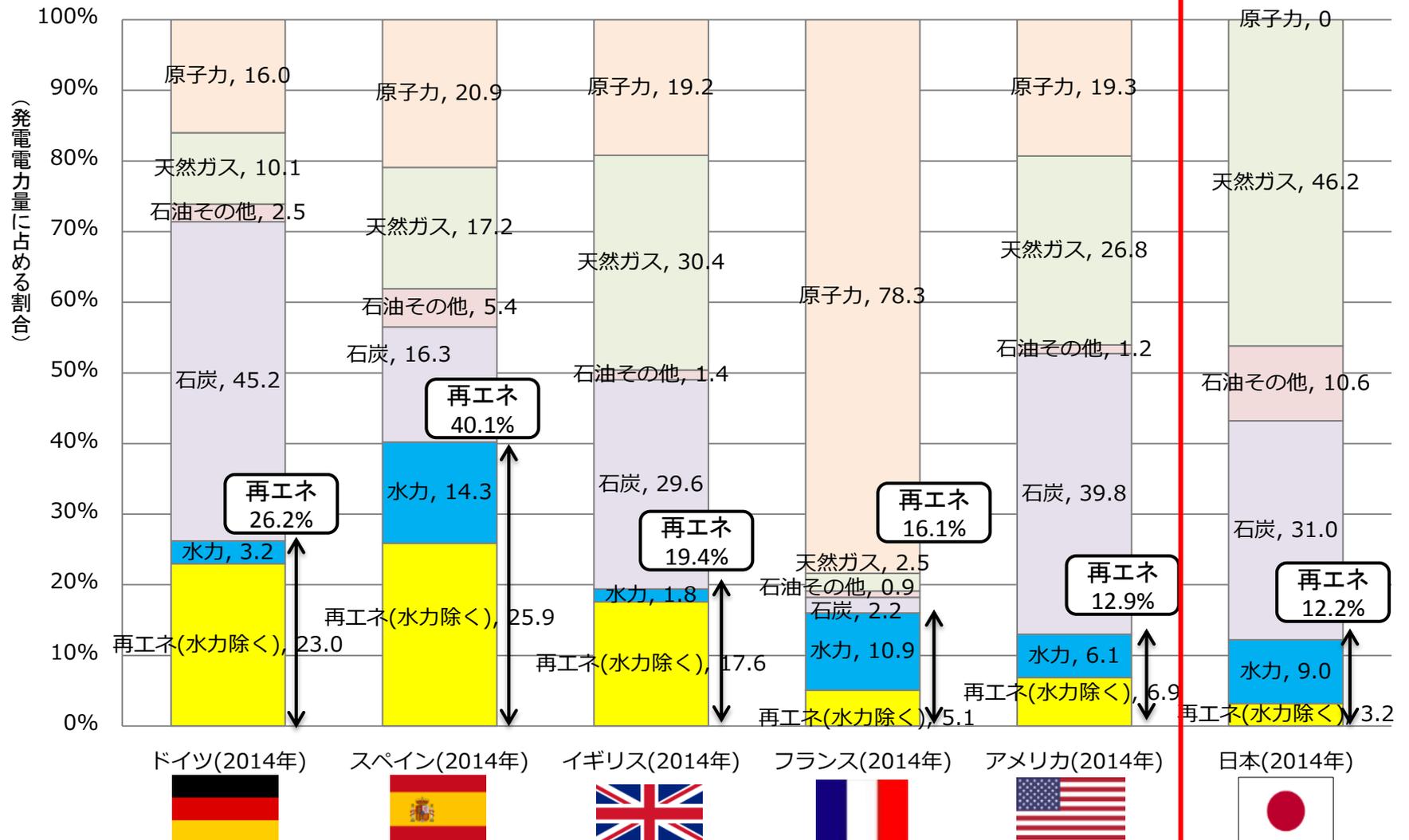
【電源ごとの発電電力量当たりのCO2排出量】



【出典】電力中央研究所

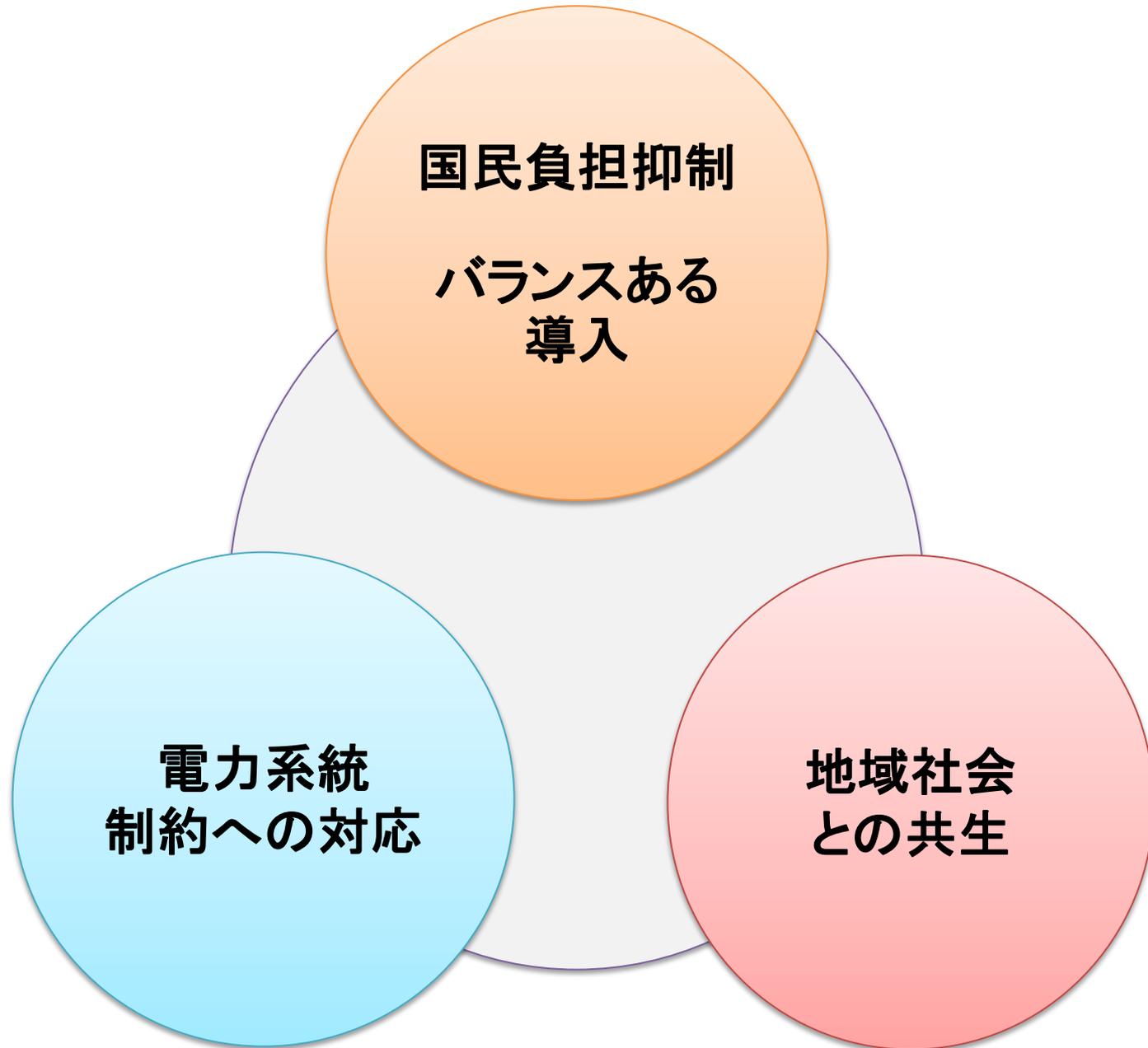
我が国の再生可能エネルギーの発電比率

- 我が国の発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合は12.2%。
- 他方、水力を除けば3.2%程度しかないのが現状。



出典：【日本】「電下開発の概要」等より作成。

【日本以外】2013年推計値データ、IEA Energy Balance of OECD Countries (2015 edition)



再生可能エネルギーの導入の課題

- 固定価格買取制度は、制度開始後3年で、再生可能エネルギーの導入量が2倍以上に増加するなど再生可能エネルギーの推進の原動力となっている。
- その一方で、①電源特性や実態を踏まえたバランスの取れた導入②最大限の導入と国民負担抑制の両立③長期安定的電力供給の確保④広域的な系統利用システムルール構築が課題となっている。

■各電源の導入状況

設備導入量（運転を開始したもの）			認定容量
再生可能 エネルギー 発電設備 の種類	固定価格買取制度 導入前	固定価格買取制度 導入後	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7月～ 平成28年1月末 までの導入量	平成24年7月～ 平成28年1月末
太陽光（住宅）	約470万kW	402.8万kW	468.9万kW (1035, 189件)
太陽光（非住宅）	約90万kW	2428.4万kW	7,476.0万kW (867, 315件)
風力	約260万kW	49.9万kW	284.4万kW (1, 236件)
地熱	約50万kW	1.0万kW	7.6万kW (72件)
中小水力	約960万kW	16.6万kW	77.7万kW (504件)
バイオマス	約230万kW	53.4万kW	370.9万kW (420件)
合計	約2,060万kW	2952.1万kW (1, 303, 697件)	8,685.5万kW (1, 904, 736件)

■賦課金額の推移

	収支の 当初見込 (賦課金総額)	賦課金単価 (標準家庭月額)
H24 年度	1306億円	0.22円/kWh (66円/月)
H25 年度	3289億円	0.35円/kWh (105円/月)
H26 年度	6520億円	0.75円/kWh (225円/月)
H27 年度	1兆3222億円	1.58円/kWh (474円/月)
H28 年度	1兆8025億円	2.25円/kWh (675円/月)

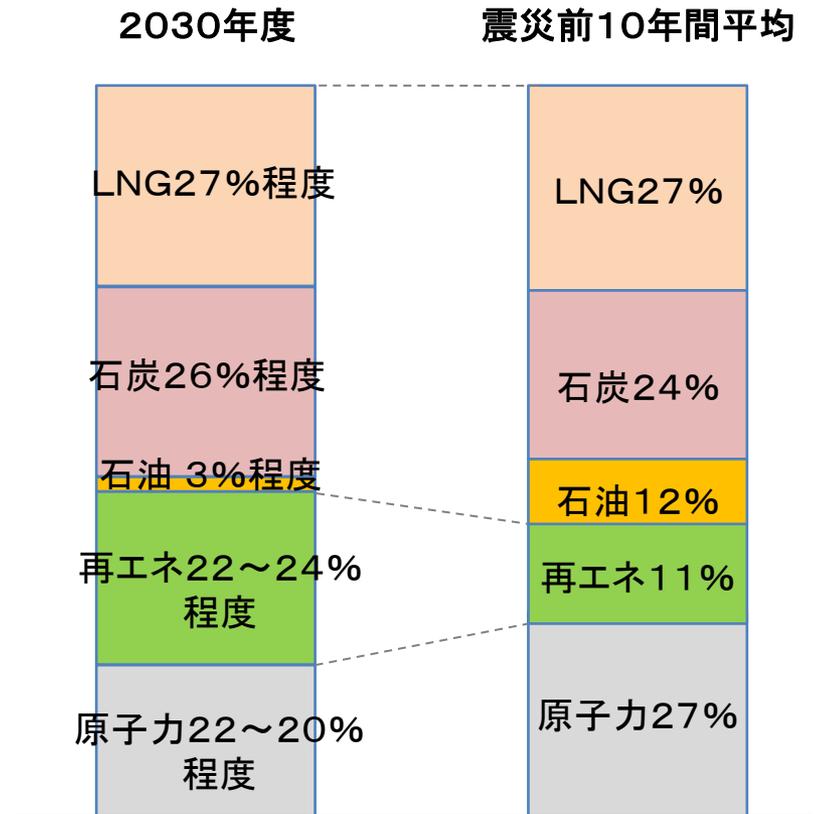
長期エネルギー需給見通しにおける電源構成・発電電力量

電源構成・発電電力量(億kWh)

	2030年度	
石油	315	3%
石炭	2,810	26%
LNG	2,845	27%
原子力	2,317~2,168	22~20%
再エネ	2,366~2,515	22~24%
合計	10,650	100%

	2030年度	
太陽光	749	7.0%
風力	182	1.7%
地熱	102~113	1.0~1.1%
水力	939~981	8.8~9.2%
バイオマス	394~490	3.7~4.6%

※各数値はいずれも概数。



【2030年における風力発電の導入見込み量】

	設備容量	発電量
陸上風力	918万kW	161億kWh
洋上風力	82万kW	22億kWh
合計	1,000万kW	182億kWh

固定価格買取制度(FIT)見直しのポイント

【見直しの目的】

エネルギーミックスにおける2030年度の再生可能エネルギーの導入水準（22-24％）の達成のため、固定価格買取制度等の見直しが必要
※2014年度 再エネ比率12.2%（水力9.0%、太陽光・風力・地熱・バイオマス等3.2%）

エネルギーミックスを踏まえた
電源間でバランスの取れた導入を促進
（FIT認定量の約9割が事業用太陽光）

国民負担の抑制のため
コスト効率的な導入を促進
（買取費用が約1.8兆円に到達）
※ミックスでは2030年に3.7～4兆円の見直し

電力システム改革の成果を活かした
効率的な電力の取引・流通を実現
（一昨年、九州電力等で接続保留問題が発生）

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

【見直しのポイント】

1. 未稼働案件※の発生を踏まえた新認定制度の創設

- ◎ **発電事業の実施可能性**（例えば、系統への接続契約締結を要件化）を確認した上で認定する新たな制度を創設。
- ◎ 既存の認定案件は、原則として新制度での認定の取得を求める（発電開始済等の案件については経過措置を設ける）。
※H24～25年度認定済未稼働案件数は、約36万件／約117万件（＝30%）

2. 適切な事業実施を確保する仕組みの導入

- ◎ 新制度では、事業開始前の審査に加え、事業実施中の**点検・保守**や、事業終了後の**設備撤去**等の**遵守**を求め、違反時の**改善命令・認定取消**を可能とする。
- ◎ 景観や安全上のトラブルが発生している状況に鑑み、**事業者の認定情報を公表する仕組み**を設ける。

※ 1 電気事業法においてもFIT法での送配電事業者への買取義務導入に対応し行為規制等の所要の改正を行う。

※ 2 現行法附則第10条（少なくとも3年毎の見直し）に基づき、見直しを行ったもの。引き続き、エネルギーミックス実現の観点から定期的に検討する。

3. コスト効率的な導入

- ◎ **中長期的な買取価格の目標**を設定し、予見可能性を高める。
- ◎ 事業者間の競争を通じた買取価格低減を実現するため**入札制**を導入。（事業用太陽光を対象とし大規模案件から実施）
- ◎ **数年先の認定案件の買取価格まで予め提示**することを可能とする。（住宅用太陽光や風力は、価格低減のスケジュールを示す）
- ◎ 賦課金 8 割減免は、電力多消費事業の**省エネの取組の確認、国際競争力強化の制度趣旨の徹底**や、省エネの取組状況等に応じた減免率の設定を可能とする。

4. 地熱等のリードタイムの長い電源の導入拡大

- ◎ **数年先の認定案件の買取価格まで予め提示**することを可能とする。（地熱・風力・中小水力・バイオマスといったリードタイムの長い電源について、発電事業者の参入を促す。）

5. 電力システム改革を活かした導入拡大

- ◎ 再生可能エネルギー電気の**買取義務者**を小売電気事業者等から**一般送配電事業者に変更**する。これにより電力の広域融通をより円滑化し、より多くの再生可能エネルギーの導入を可能とする。
- ◎ 市場経由以外にも、小売電気事業者等への直接引渡しも可能とする。

風力発電(概観)

- 大規模開発すれば火力並の10円/kWhと、相対的に低コストの風力導入は、再エネ拡大の鍵。他方、北海道・東北などに適地が偏在しており、エネルギーミックスの水準の実現に向けては、系統制約解消に向けた取組が重要。
- 固定価格買取制度と同時期に導入された環境アセスの影響から、導入・開発は足踏み状態。
- 世界最大7MWの福島洋上風力(浮体式)など、ポテンシャルの大きな洋上風力の推進も積極的に進めるが、コストが高く、本格導入は将来の課題。

【平成28年度買取価格及び導入状況】

買取価格(税抜): 22円(20kW以上)
55円(20kW未満)
36円(洋上風力)

既導入量(H28.1)	エネルギーミックス水準
303万kW	1000万kW

【導入拡大に向けた課題】

1. 北海道・東北等の送電網インフラの整備等

- ・ 地域内送電網整備支援、地域間連系線の柔軟な運用など

2. 環境アセスの迅速化

- ・ 環境影響調査前倒しに向けた実証事業、環境アセス規制の緩和

3. 洋上風力の技術実証・開発

- ・ 福島沖での浮体式洋上風力、銚子沖・北九州沖での着床式洋上風力の実証実験

【累積導入量の推移】

【日本の風況と送電網】



出典: NEDO



環境アセス中の風力発電所の分布状況(電力会社別)

平成28年5月30日現在法アセス手続き中のうち主な案件
(出力5万kW以上)

中国・四国・関西・九州・沖縄

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

【高知県】
42. 土佐清水市、三原村 60,000kW
四国アセス中合計(5万kW未満含む) 約19万kW
四国アセス終了(運開前)合計 約6万kW
四国既存合計 約14万kW
四国総合計 約38万kW

【和歌山県】
43. 有田川町、広川町、日高川町 54,600kW
関西アセス中合計(5万kW未満含む) 約8万kW
関西既存合計 約16万kW
総合計 約24万kW

【長崎県】
44. 佐世保市 100,000kW
九州アセス中合計(5万kW未満含む) 約24万kW
九州アセス終了(運開前)合計 約11万kW
九州既存合計 約47万kW
九州総合計 約82万kW
沖縄総合計 約2万kW

北海道

【北海道】
1. 黒松内町、寿都町、島牧村 50,000kW
2. 伊達市、留寿都村、洞爺湖町、壮瞥町 160,000kW
3. せたな町 72,000kW
4. 猿渡村、浜頓別町 250,000kW
5. 稚内市 228,400kW
6. 稚内市、猿払村 170,000kW
7. 幌延町、天塩町 70,000kW
8. 稚内市、豊富町 452,800kW
9. 稚内市、豊富町、幌延町 136,800kW
10. 豊富町、幌延町 55,000kW
11. 幌延町 100,000kW
12. 石狩市、小樽市(港湾洋上) 104,000kW
アセス中合計(5万kW未満含む) 約220万kW
アセス終了(運開前)合計 約13万kW
既存合計 約32万kW
総合計 約265万kW

東北

【青森県】
13. つがる市 126,500kW
14. むつ市、東通村、横浜町、六ヶ所村 140,800kW
15. 横浜町 175,000kW
16. 深浦町 100,000kW
17. 東通町 72,000kW
18. 六ヶ所村 157,000kW
19. 六ヶ所村(洋上) 80,000kW
【青森県・岩手県】
20. 二戸市、軽米町、南部町、三戸町 84,000kW
21. 二戸市、八幡平市、田子町 291,000kW
【岩手県】
22. 遠野市、住田町 99,450kW
23. 葛巻町 138,000kW
24. 釜石市、遠野市、大槌町 114,000kW
25. 宮古市、岩泉市 199,500kW
26. 九戸村、一戸町、葛巻町、二戸市 159,000kW
27. 九戸村、久慈市、軽米町 84,000kW
28. 住田町、一関市、陸前高田市、奥州市 165,000kW
【秋田県】
29. 鹿角市 50,600kW
30. 秋田市、湯上市 66,000kW
31. 大潟村 100,000kW
32. 由利本荘市 50,000kW
33. 能代市、男鹿市、三種町(一般洋上) 455,000kW
34. 秋田市(港湾洋上) 70,000kW
35. 能代市(港湾洋上) 100,000kW
【福島県】
36. いわき市、田村市、南相馬市、広野町、楡葉町、富岡町、川内村、大熊町、双葉町、浪江町、葛尾村 700,000kW
37. 川内村、いわき市 65,000kW
38. 南相馬市、広野町、楡葉町、富岡町、相馬市、双葉町、浪江町 525,000kW
39. いわき市 54,000kW
アセス中合計(5万kW未満含む) 約533万kW
アセス終了(運開前)合計 約43万kW
既存合計 約88万kW
総合計 約664万kW

東京・北陸・中部

【茨城県】
40. 茨城市、高萩市、常陸太田市、埴町 60,000kW
東京アセス中合計(5万kW未満を含む) 約8万kW
東京既存合計 約26万kW
東京総合計 約33万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
中部アセス中合計(5万kW未満を含む) 約14万kW
中部既存合計 約24万kW
中部総合計 約38万kW

全国

アセス中合計(5万kW未満含む) 約835万kW
アセス終了(運開前)合計 約75万kW
既存合計 約294万kW
総合計 約1,204万kW

※アセス中案件については、接続先電力会社が変わることがある。

リードタイムの長い電源(風力・地熱・水力)導入拡大

- 風力・地熱・水力のようにリードタイムが長い電源の場合、事業化決定後も、適用される買取価格が決定していないリスクを負いながら、事業の具体化(環境アセスメントや地元調整等)を進めざるをえないのが現状。
- 開発に一定期間かかる地熱発電や風力発電等にとって①数年先の認定案件の買取価格を決定することで事業化決定のリスクが軽減されることとなり、開発促進に繋がることが期待される。併せて②環境アセスメントの迅速化や③接続申込ルールの見直しも進めていく必要がある。

参考：風力発電の開発フロー(2万kWを想定)

① 数年先の認定案件の買取価格を決定

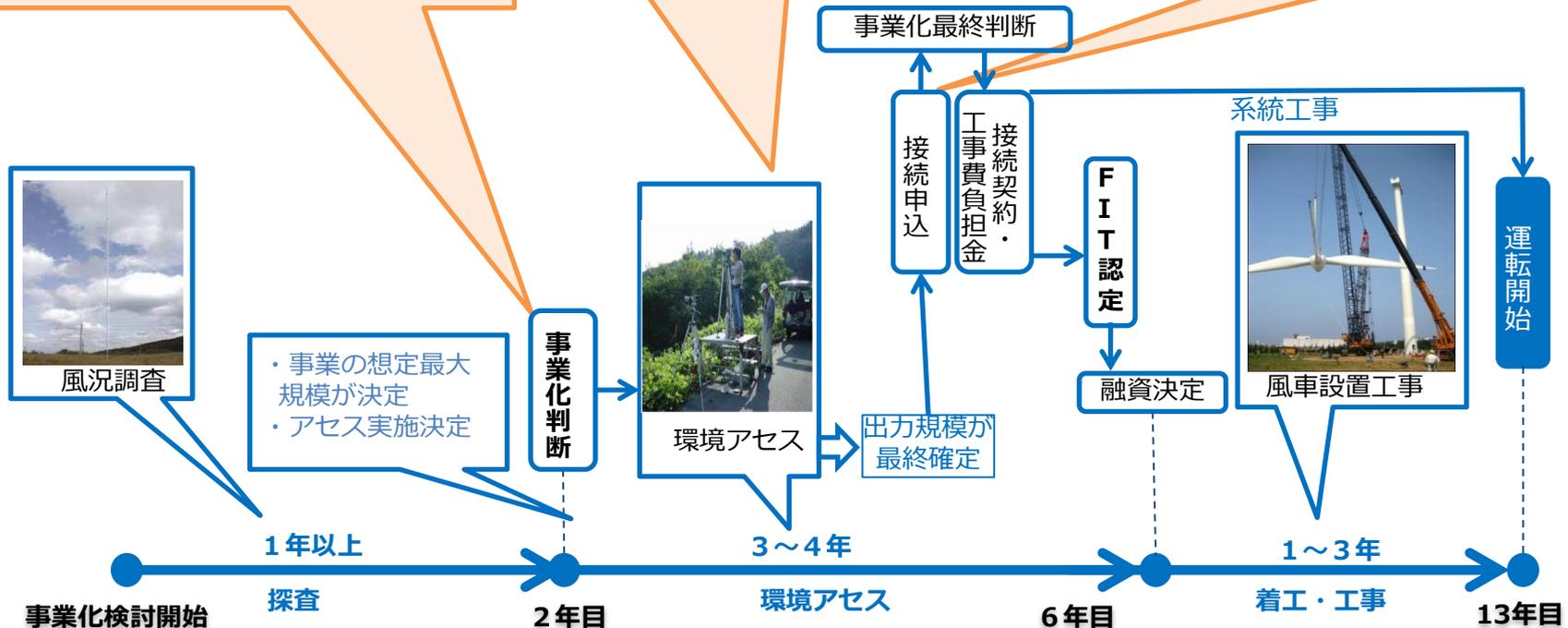
- 事業化判断の際に環境アセス後(3-4年先)の認定案件の買取価格が決定されていることで事業の予見可能性が高まる。

② 環境アセスメント手続きの迅速化

- 通常3~4年かかるとされている環境アセスメント手続き期間の半減を目指す。

③ 接続申込ルールの見直し

- 現行のFIT認定取得前の接続申込を可能とするよう、今後の運用を明確化し、接続申込の早期化を図る。



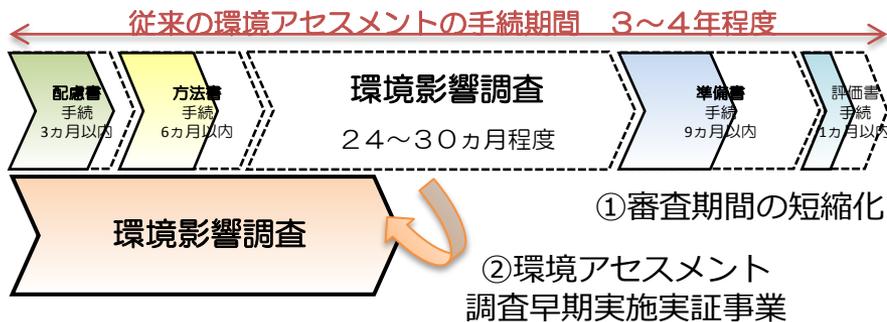
環境アセスメント手続の迅速化等

- 大規模開発が必要な地熱発電や風力発電等は、環境アセスメント手続に長期間を要し、事業規模・地点の確定に時間がかかるなど、事業見通しをつける上での懸念となっている。そのため、事業開始への予見可能性を高め、導入拡大を図るためには、こうした手続の迅速化等に取り組むことが重要。
- 現在、国や地方自治体による審査期間の短縮に取り組むとともに、経済産業省と環境省で連携して環境アセスメント手続の迅速化に向けた環境影響調査の前倒し実証事業に取り組んでおり、当該実証を通じて、前倒し手法の確立を目指していく。
- 風力の環境アセスメントに関しては、業界団体より、1万kW以上が対象となっているなど、国際的にみても厳格な水準となっているため、規模要件や参考項目の見直しをしてほしいとの要望が寄せられている。

<環境アセスメント手続の迅速化>

- 通常3～4年かかると思われる環境アセスメント手続期間の半減を目指し、以下の取組等を推進。
 - ①国や自治体によるアセスメントの審査期間を短縮。（例えば準備書の標準審査期間270日を106～208日に短縮した事例あり）
 - ②事業者の環境影響調査を前倒し、他のプロセスと同時並行化する上では、調査の手戻りリスクやより手厚い調査の必要性等が懸念となりうる。そのため、経済産業省・環境省の連携実証事業により、採択案件への予算面・技術面でのサポートを行いつつ、実際の課題の特定や解決手法の確立を目指す。（先行している案件においては、配慮書届出から準備書届出まで12～15ヵ月程度で行うなど、手続の迅速化や事業見通し早期化を実現した事例あり）

<環境アセスメント手続の迅速化に向けた取組イメージ>



<風力アセスについての業界要望>

- 業界からは、規模要件の1万kW以上から5万kW以上への緩和や、参考項目の見直し（例えば、工事の実施を要因とする窒素酸化物項目等の除外）といった要望が寄せられている。

国	アセス対象となる風力発電の規模要件
英国	5万kW以上の陸上風力
ドイツ	高さ50mを超え、かつ20基以上
デンマーク	4基以上又は高さ80m超
フランス	高さ50m以上の風車が1基以上 又は 高さ12m以上50m未満の風車が1基以上含まれており、かつ総出力が2万kW以上
スペイン	50基以上又は既存風力発電施設から2km圏内
米国	5万kW超
中国	環境敏感区内で5万kW以上
韓国	10万kW以上
日本	1万kW以上

風力発電導入に向けた調整促進のための地域協議会

- 陸上における風力開発適地が減少する中、さらなる風力発電の導入のためには、山地であることや規制等により開発が進んでいない地域における導入促進が必要。そのためには、生活への影響等を考慮しつつ、土地利用のルール等諸条件の下での開発方法の検討、風力発電の導入について地元関係者等と合意形成を図ることが重要。
- そこで、自治体、国の関係機関、地元関係者、発電事業者等からなる協議会を設置。環境への影響、各種土地利用規制、緑の回廊等、開発に際し配慮・調整が必要な地域での風力発電導入方法の検討や必要な対策の調査、地元関係者等との調整を行う。農山漁村再エネ法等も活用し、地域における事業化にむけた許認可手続きの円滑化を図る。

風力発電導入に向けた調整促進のための地域協議会

協議会

【役割】

- 規制地域での開発可能性や方法の調査
規制区域内で開発ができるような発電事業のあり方、必要な措置に関する調査等)
- 地元関係者等との調整
- 風力発電事業を利用した地域還元方法等の検討

【風力発電の立地に関連する主な法令等】

- 環境影響評価法
- 農地法
- 自然公園法
- 森林法
- 緑の回廊 等

有識者

風力発電
事業者

地元関係者

自治体

国

(オブザーバー参加等)

調査等

調査会社
シンクタンク等

【青森県横浜町の事例】

- 青森県横浜町では、自治体、農協、電気事業者等が地域還元できる風力発電について協議。
- 農山漁村再生可能エネルギー法に基づき第1種農地の転用を行い平成30年に32.2MWの風力発電所を稼動予定。
- 町は売電収入の一部の他に、出資見合いの配当金も地域貢献策の財源として確保。



<写真は横浜町の既存の風力発電設備>

ローカル系統制約対応 接続申込ルールの見直し

- ① 地熱や風力等の比較的開発に長期間を要する再生可能エネルギーについては、計画中の案件であっても、太陽光などの比較的開発期間の短い電源と比較して、接続申込が遅れるため、電力系統への接続が困難となるケースが生じている。
- ② 地熱や風力等の電源については、**現行のFIT認定取得前の接続申込を可能とするよう、今後運用を明確化し、接続申込の早期化を図ること**としてはどうか。なお、この取組は価格決定を前倒しするものではない。
- ③ 実施にあたっては、接続申込の早期化によって、運転開始に向けた取組を行わない事業者が送電容量を「空押さえ」することにつながらないように手当てする必要がある。

<接続申込ルールの見直しの方向性>

接続申込の時期	他電源との公平性の観点から、火力電源と同様のタイミングで接続申込できるものとするため、現行のFIT認定取得前であっても、事業化判断後、発電設備の仕様等が提出可能な時期※としてはどうか。
接続申込時の条件	空押さえの抑制のため、以下のような場合には接続申込を無効とすることを申込の条件としてはどうか。 <ul style="list-style-type: none">・設備仕様や事業計画の変更等により接続工事の内容が見直しとなる場合・環境アセスの実施等により発電所建設に向けた事業の休止があった場合・契約申込みに対する回答を行うために必要となる情報を提供しない場合・連系承諾後に工事費負担金契約を速やかに締結しない場合・工事費負担金が支払われない場合

※とりあえずの接続枠確保を目的とした接続申込の増加と接続申込から連系までの期間の長期化を助長することがないように適切なタイミングでの申込であることが必要

洋上風力発電の推進 洋上風力発電の実証・研究開発

- 遠浅な海岸が少ない我が国の気象・海象に最適な風車及び基礎構造の設計・施工技術の開発を行うため、現在、福島（浮体式）、銚子沖・北九州沖（着床式）において研究開発事業を実施している。
- また、実証のみならず、洋上風力発電の具体的な事業化に向けた動きが、各地において進んでいる。

【福島浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業】

- 福島沖での本格的な事業化を目指した、世界初の浮体式洋上風力発電の実証研究事業。世界最大となる高さ200mを超える7MWの洋上風車等を設置し、本格的な実証研究を進め、安全性・信頼性・経済性の評価を行う。
- 平成25年11月に2MW浮体式洋上風車及び浮体式洋上変電所を設置し運転を行っており、世界最大となる7MW浮体式洋上風車については、平成27年7月に実証海域に設置し、同年12月末に運転を開始。平成28年夏頃に5MW浮体式洋上風車を設置・稼働する予定。



7MW風車搭載
「ふくしま新風」



2MW風車搭載
「ふくしま未来」



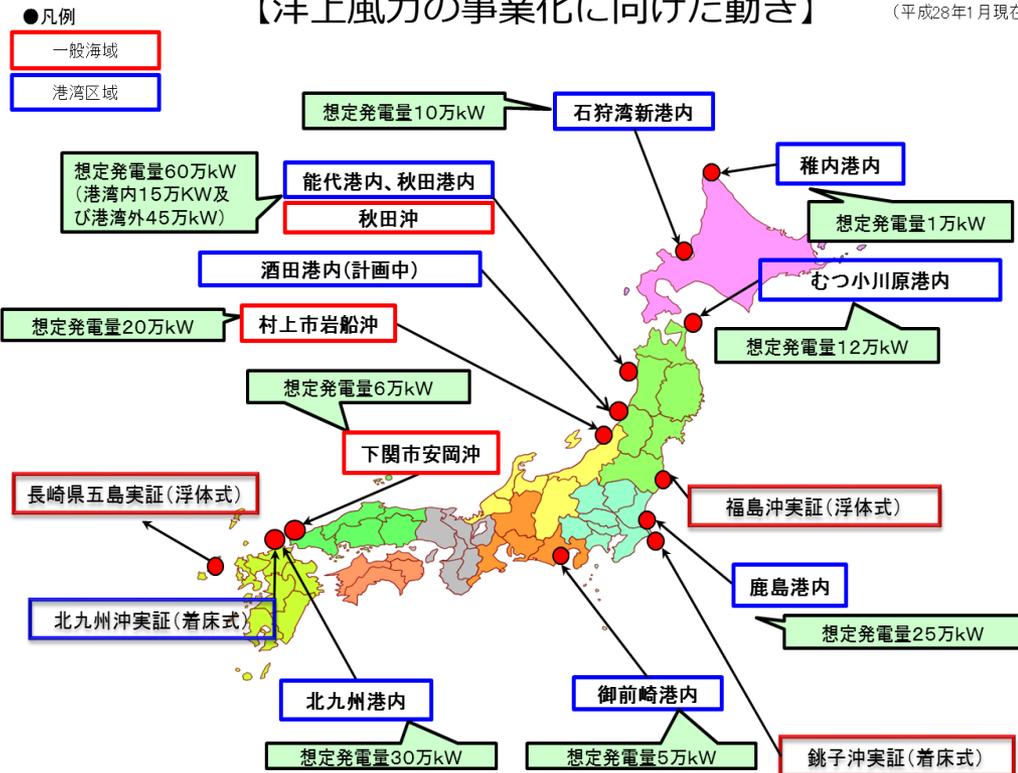
5MW風車搭載「ふくしま浜風」
福島県沖にて風車調整作業中
（※平成28年5月31日撮影）

【洋上風力発電等技術研究開発事業】

- 銚子沖、北九州市沖において、着床式洋上風力発電システムを設置し、平成25年から運転開始。
- 我が国特有の気象・海象条件に適合した着床式風力発電システム技術、風況観測システム技術及び環境影響評価手法を確立する。現在、運転データ等の取得・評価等を実施中。

【洋上風力の事業化に向けた動き】

（平成28年1月現在）



洋上風力の推進(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)が存在する点が確認された。

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、調整が見つから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。