

新エネルギー小委員会 欧州調査報告

平成26年8月8日

新エネルギー小委員会 事務局

欧州調査概要

1. 欧州調査の目的

○今後、新エネルギー小委員会では、再生可能エネルギー電源ごとの導入状況等を踏まえた再エネ導入目標の達成可能性の検証、想定される国民負担の規模感の把握等のシュミレーションを実施する予定である。

○これに先立ち再生可能エネルギー導入について先進的な取組を行っているデンマーク・スペイン・ドイツの政府や企業等の取組を調査を行い、その成功・失敗等から教訓を得、今後の議論に活かす。

2. 調査日程・調査対象国

(1) 日程

平成26年 7月20日～7月27日

(2) 訪問国

デンマーク、スペイン、ドイツ

3. 調査団メンバー（敬称略・50音順）

岩船 由美子 東京大学生産技術研究所 准教授

小野 透 (一社)日本経済団体連合会
資源・エネルギー対策委員会企画部会 委員

工藤 広 北海道稚内市 市長

崎田 裕子 ジャーナリスト・環境カウンセラー／NPO法人
持続可能な社会をつくる元気ネット 理事長

清水 宏和 日本商工会議所 中小企業政策専門委員

高村 ゆかり 名古屋大学大学院環境学研究科 教授

辰巳 菊子 (公社)日本消費生活アドバイザー・コンサル
タント協会 常任顧問

山地 憲治 (公財)地球環境産業技術研究機構 理事・
研究所長 新エネルギー小委員会委員長

調査日程の詳細及び訪問先

月 日	訪問先	訪問国
7月20日	日 ・移動	
21日	月 ・MHI Vestas Offshore Wind(MVOW)社 (Esbjerg港)	デンマーク
22日	火 ・REE社(送電系統運用者) ・産業・エネルギー・観光省 ・国家市場・競争委員会(CNMC)	スペイン
23日	水 ・イベルドロラ(Iberdrola)社(大手発電事業者) ・スペイン風力発電協会(再エネ事業者)	
24日	木 ・消費者センター連盟(vzbv) ・50Hertz社(送電系統運用者) ・連邦経済・エネルギー省 ・ドイツ産業連盟(BDI)	ドイツ
25日	金 ・フェルトハイム(Feldheim)(再エネ100%村) ・エナジーノーティクス(Energynautics)社 (再エネコンサル事業者)	
26日	土 ・移動(27日(日)着)	

はじめに

- 最初に訪問したデンマークでは、洋上風力発電機の仮組立て、出荷拠点を視察し、日本には存在しない巨大風力発電産業の実態を調査した。
- 次に訪問したスペイン・ドイツの両国は、世界に先駆けて固定価格買取制度を導入し、再エネの導入拡大を進めてきた「再エネ先進国」。
- 既に、スペインにおいて最終電力消費量の42.2%(2013年、REE公表)、ドイツでは、25.4%(2013年、連邦経済・エネルギー省公表)が再生可能エネルギーによって賄われている。
- 一方、両国では、昨年来EU大で行われてきた再生可能エネルギー導入促進施策の見直し議論(P26参照)等を踏まえ、再生可能エネルギー導入促進策の大幅見直しを実施。
- まさに訪問直前の、本年6月にスペインにおいて、7月にはドイツで、再生可能エネルギー政策を見直すための法令が制定された。
- 今回の訪問では、こうした最新の動向を中心に、両国の再生可能エネルギー導入の現状を調査した。

デンマーク

巨大洋上風力発電産業の状況

- 欧州では、各国がエネルギー源別に明確な再生可能エネルギーの導入シナリオを掲げており、将来にわたるマーケットの姿が見通しやすい状況。
- 洋上風力についても、例えば、英国・ドイツ・デンマーク等では、今後の導入量の見通しが示されており、こうした状況が、大規模な巨大洋上風力発電産業への投資を可能としている。
- また、洋上風力は、陸上に比べ大規模化を行った場合の制約が比較的緩やか（大規模化によるマージナルな運搬費の増加が小さい、騒音障害への懸念が少ない等）であることから、発電機を大型化することで、発電コストを抑制することが可能。
- このため、洋上風力発電については、「大規模な装置を如何に効率良く安価に製造し、供給するか」が競争上の重要命題に。
- 今回訪問したMHI Vestas Offshore Wind 社 (MVOW社) では、従来の海上発電サイトでの組立てという方法を改め、一つの拠点 (Esbjerg港) に組立てラインを統合。全ての出荷先に対し、同拠点から完成直前 (ブレード・タワー・ナセルの接合以外完了済み) の形で製品を搬送することにより、海上での建設期間を短縮し、コストダウンを図っている。
- なお、こうした製造方法が可能となった背景には、巨大港湾や重量物運搬船など巨大な洋上風力発電機製造事業を営もうとする際に必要不可欠なインフラが、北海油田・ガス田の開発のために、既に整備されていたという事情もあった。

MVOW社ヒアリング概要①

<MVOW社の取組>

- COE(cost of energy)(=風力発電事業のイニシャルコスト+維持管理費を総発電量で除した値)の向上を目指して、製品開発に取り組んでいる。**洋上風力の場合は、陸上風力と比べて騒音・輸送等の制約が低いことから、発電機の大型化が一つの方向性。そのため、現在、8MW機の実証、市場投入を目指している。競合他社でも、同等かそれ以上の規模の大型風車開発が行われている。**
- また、洋上風力では、修理に時間や費用がかかることから、発電機の信頼性向上等による稼働時間の最大化も重要。このため、遠隔モニタリングを実施し、故障する前に予防的なメンテナンスを充実させている。

<欧州洋上風力市場等>

- 欧州の洋上風力市場は、現在建設中のものも含め、10GW程度。英国が圧倒的に多く、次いでデンマーク、ベルギー、ドイツの順番。**英国・ドイツでは、今後も洋上風力の建設が進むと見込んでおり、主戦場と捉えている。**
- 世界中で洋上風力が事業として成立しているのは、政府の後押しがあるEUのみ。
- 米国は、まだ陸上風力の立地余地が多くある他、シェールガスも産出されるため、洋上風力市場ができるのはまだ先。中国も、まだ陸上風力の開発余地があり、政策動向も不安定であることから、MVOW社も、まずは欧州市場での市場開拓を目指している。
- 北海は、遠浅の海(浅いところでは10m、深くても50~60m)であり、着床式の洋上風力に適した環境。このため、**浮体式については、あまり関心を持たれていない**(周辺海域の水深が深い、ノルウェーやポルトガル等の一部では、関心あり)。ただし、一般的な海域(それなりに水深がある海域)では浮体式の方がコストが安くなると見込まれることから今後関心が高まると考えられる。日本の周辺海域は水深があるところが多いため浮体式が主流となることが見込まれるので、**浮体式は日本が牽引していける可能性がある**のではないかと。
- デンマークでは、冬期の日照時間が極端に少ないため太陽光発電は適さず、風力が有力。陸上は既に開発され、適地が少ないが、洋上については、まだ開発余地あり。

<洋上風力発電のコスト>

- COEの内訳は、風車(発電機)の割合が最も高く、全体の40~45%程度を占める。その他、基礎工事の費用が2割強かかる他、ケーブル関連費用が10%、開発(R&D)コストが約5%、運転維持費が3割程度というイメージ。
- 英国政府は、**2020年に100ポンド/MWh(約18円/KWh)とする目標を掲げており、当面、そこを目指している。**また、あるヨーロッパの発電事業者からは、**2020年に100€/MWh(約14円/KWh)とするよう要求されている。**

MVOW社ヒアリング概要②

<日本で洋上風力を実施する際の課題と期待>

- デンマークでは、北海油田・ガス田の開発を背景に、既に、大型港湾(大型船が係留でき、重量のある風力発電を積出し可能な規模の港)、洋上での作業船や洋上での建設技術の集積等があることが強み。日本で行うとなると、これらの整備が課題。
- また、風力発電サイト選定に関するルール作りや、具体的な開発手順の設定等が大切。また、メーカーの立場からすると、再エネ導入目標へのコミットなど、中長期にわたり市場が広がるイメージを、如何に市場に伝えるかも重要。政策変更リスクなどを踏まえて、保守的に見積もっても投資がペイする量(Critical Mass)を超えると判断できるかどうか、企業による投資の判断基準となる。
- 欧州の人たちも、日本のFITの価格にはとても期待している。彼らは日本のサイトの過酷さ(耐震性が必要な点、漁業権との調整などの参入コスト、複雑な風の流れ等)を知らないので、22円/kWh、36円/kWhは非常に魅力的に映っているようだ。

スペイン

スペインの状況①

1. これまでの取組・成果

- スペインでは、1997年に、2010年までの再エネ導入目標が定められ、再生可能エネルギーの導入拡大が進められてきた。
- 現在は、2009年のEU指令によってスペインに課された、「最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を、2020年に20%にする」という目標を念頭において定められた、「2020年までに、電気供給の40%を再エネにする」という目標があり、その目標を実現するための再エネ源別導入目標も示されている。
- スペインでは、固定価格買取制度の導入により、再生可能エネルギーは順調に拡大しており、既に、最終電力消費量の42.2%(2013年、REE公表)が再生可能エネルギーにより賄われている状況。
- また、このような再生可能エネルギーの大量導入状況にあり、かつ、欧州大の系統との連系が脆弱な、孤立度の高い系統であるにもかかわらず、特に大きな混乱無く、安定的な系統運用が実現できている(ただし、一定のバックアップコスト負担や、余剰電源の処理などは系統運用上の課題として認識。)

2. 課題

- 2007年の買取価格の改定において、100KW～10MWの太陽光の買取価格を2倍(約30円/KWh→約58円/KWh)にしたところ、「太陽光バブル」ともいべき状況が生じ、急速に、高価格の太陽光の導入が拡大。
- 同国では、経済危機の中で、電気の規制料金値上げ(※)という政治的選択を行えず、電気事業者の赤字が急拡大(2012年単年で、約90億€=約1兆2千330億円の赤字)。この是正が急務に(同国では、再エネ賦課金を託送料の一環として回収していたが、増え続ける賦課金を小売料金に完全には転嫁することができなかったことも赤字拡大を助長。このため、賦課金抑制も重要アジェンダに。)

※ 同国では1997年の電力自由化後も多数の需要家が、経過措置として残された規制料金を選択。

スペインの状況②

3. これまでの対応策

- こうした状況に対応するため、スペインでは、2008年に、太陽光発電の緊急価格切り下げを行うとともに、年間認定容量上限の設定、そして、直近の導入量に応じた自動価格低減メカニズムの導入（4半期ごとの価格改定）制を導入。
- また、2009年に、その他の再エネについても、年間認定容量上限の設定を実施。
- 2010年に、風力、太陽熱、太陽光発電設備（既存設備を含む）に、買取価格（インセンティブ）を適用する年間上限時間を導入。
- 更には、2012年には、新規の買取対象設備の登録を凍結するという対応を行った。

4. 最新の状況

- 2014年6月に新たな政令を定め、①設備導入時期・立地場所・設備の立地形態等により、既存の設備を約1,500類型に分類し直し、それぞれの類型に応じて（当初設定された価格とは異なる）支援額を決定する制度を、②新規設備については、政府が実施する入札に応じて、支援を受ける権利を落札した者のみを支援対象とする新たな制度を導入した。
- ただし、この制度については、既認定設備の買取価格を変更する点が、制度の遡及適用であり、当初の投資家の期待を裏切る制度であることを問題視する声も多数あり。訴訟も提起されている。
- また、ドイツでも同様だが、2014年4月に、EUが競争政策の観点から、エネルギーの国家補助政策についてのガイドラインを策定。このガイドラインが、今般の見直しにも大きな影響を与えている（今後、このガイドラインの内容を踏まえない、国家補助政策は認められないことに。）。

※スペインの状況については、P28～33参照

スペイン・ヒアリング概要①

<REE社:送電系統運用者>

- 総需要の40%が再エネになってもコントロールできている。
- 風力については、1MW以上の設備について、12秒ごとに発電量を把握。10MW以上の設備については、コントロールセンターで直接制御が可能(10MW未満は、配電系統運用者に調整を指令)。向こう10日間の発電量を予測するシステムを独自に開発。長期的な予想は誤差が大きいですが、短期的にはかなり精度が高い。
- 太陽光についても、風力と同様の制御や予測を行っている。
- 再エネ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。

<産業・エネルギー・観光省>

- 1997年の電力自由化以降積み重なってきた電力料金の累積赤字(賦課金の未転嫁分も含む。)が大きくなったため、2012年、現政権下において、その解消に着手。その一つの方策として、賦課金の抑制のための制度改革を行うこととした。2012年に、新規設備の登録を停止したのもその一環。なお、2012年の小売電気事業者の収支は、概算で、支出は230億ユーロ、収入は140億ユーロとなっており、赤字は90億ユーロに及ぶ。
- 新制度は、元々の制度で定められた再エネ事業者の収益性は尊重しつつ、本年出されたEUのガイドラインとの整合性を図るもの。具体的には、市場販売(電気そのものの価値)だけでは投資回収できない部分について、初期投資(固定費)、運営費(可変費)に対して補助。
- この補助の対象となる設備については、これまでのFIT運用の中で得られたデータをエネルギー多様化・省エネルギー研究所(IDAE)が提供し、産業・エネルギー・観光省が省令で様々な要件(Parameter)を設定して、設備を1,500に類型化。このパラメーターは、原則6年ごとに見直されるが、ものによっては3年ごとにも見直される。この類型化の省令策定は、規制機関である国家市場・競争委員会(CNMC)が介入して行われる。
- 新制度にシフトした目的は、多くの設備が、これまでプレミアムを受けすぎており、その是正が必要というもの。導入目標との関係で、再エネの設備容量は既に過剰なほど。プレミアムを乗せるこれまでの制度だと、企業が努力をしなくなるため、市場の中で競争させた方が良く考えている。
- これまでの固定価格買取制度については、積極的な評価をしている。世界でも誰もやったことのない制度であり、先駆的なものであった。再エネ発電がブームになり、投資家がどんどんスペインに投資を行ったため、このような状況となった。
- 今後、支援制度が無くとも、再生可能エネルギー事業を興したいというニーズはあると考えている。

スペイン・ヒアリング概要②

- 訴訟については、①遡及適用の可否、②訴訟内容、③訴訟類型に関心があると思うが、②・③については、係争中の案件ためお答えできない。①については、新しい支援制度の施行に当たっては、リーガルチェックを行っており、法的な問題はないと考えている。抵触する判例、国際判決もこれまでのところない。
- スペインでは、現在、通常時は約30GW、ピークで44GW程度の需要に対して、104GWの設備容量がある。そのうち、44GWが再エネ。

<国家市場・競争委員会(CNMC)>

- 新しい支援制度は、FITやFIPと共存するものではなく、代替するもの(既存の支援に取って代わるもの)。
- コンセプトは、初期投資への支援(設備容量に対する支援)。ただし、コジェネのように、可変費が市場価格を上回る場合は、発電量に応じた追加補助がある。具体的には、風力は可変費がゼロなので、投資コストのみによって支援策の適用可否が判断される。
- 市場価格に加えて受け取る補助は、10年物の国債の利回りに3%(300bpp)のスプレッドを加えたもの。(これは、託送料金の事業報酬率が2%であり、それよりもリスクが高いから3%が妥当と判断し、設定。)
- 再エネ事業者は、市場販売により投資回収を図るのが原則であるが、補助額は年初に見通せる仕組み。
- 既設設備は、1,500以上の類型に分類される(発電技術、稼働年数、設置場所・形態、燃料種などを考慮)。この類型ごとに補助金のパラメーター(Remuneration Parameter)が定義される。例えば、太陽光の設置場所(建物、野立て)や技術(追尾式など)や地域別の日照量により、類型が異なり、結果としてそれぞれの類型ごとにパラメーターが異なる。このパラメーターに設備容量を乗じて補助金額が算定される。
- 新設設備は、政府が、エネルギー政策に従い、導入量、場所、エネルギー源のスペックを示した上で、補助金額を入札で決める(政府は上限価格を設定し、最低入札額の事業者が落札)。なお、補助金を受けず民間で自由に設置することは可能。
- 新制度の導入により電気料金を下げられるとの見通し。15億ユーロ(2,000億円程度)の削減が可能となる見通し。ただ、この削減分はまずは累積した電力会社の赤字補填に使われるため、すぐには電気料金は下がらない。
- 再エネの導入や、CO₂の排出削減をあきらめた訳ではない。経済危機により、経済全体の電力需要が下がっているため、再エネの導入目標も達成可能な見通しがあるし、追加的なCO₂削減の必要性も低下している。また、電気料金の高騰は、省エネインセンティブになっているという側面もある。

スペイン・ヒアリング概要③

＜イベルドロラ(Iberdrola)社:大手発電事業者＞

○2000年から、政府が、再エネ、天然ガスへのシフトを打ち出し、安定的で予見可能な政策を展開したことにより、同社は、風力、太陽光、太陽熱への投資を拡大。2013年までに風力が2%→25%。これだけ短い期間で、これだけ大きな変化を遂げたのはまれな例。

○2013年12月25日には、スペイン本土で風力の比率が70%近くに到達。2010年以降、(例えば風況の良い春においては、)風力の供給が1日中50%を超え続けたこともある。変動の大きな風力発電ではあるが、柔軟な電力システム(輸出、揚水発電)のおかげで、安定的な受け入れが可能。

○**風力発電事業者は、24時間前に予測値(90%以上を供給できるもの)を立て、REEに提出。**REEは、需要と付き合い、安全プロトコルに従い、予備力(Spinning Reserve)を確保し、翌日の各発電所の計画値(プログラム値)を決定。当日、REEは計画値と実績値を見ながら、予備力市場から天然ガスコンバインドサイクル等により発電された電気を調達しながら調整。従って、正確な予測が重要。

＜スペイン風力発電協会(AEE)＞

○太陽光はすぐに設置できるため、スペインにおいては、**2010年の目標400MWに対して、8倍の3,200MWが2008年までに導入された。**これにより、国民負担が増大した。政府は、最初から、太陽光の価格を四半期ごとに引き下げるべきであった。

○政府は、昨年の運用変更によりインセンティブを削減したが、それでも不十分ということで、制度そのものを大きく変えてしまった。市場への売電収入に加え、初期投資に対するインセンティブを与えるという新しい制度により、30%のインセンティブの削減を目指している。もともと、法に基づき、15年で280億ユーロ～300億ユーロのインセンティブが与えられることとなっていたにもかかわらず、**遡及的にインセンティブを削減することとしたことにより、スペインは投資リスクの高い国だと認識され、投資する場合の利息も高くなってしまふ。**

○スペインにおいては、これまでの政策により、再エネ設備の導入、再エネ電気の系統への受け入れ、そして再エネ技術の輸出といった観点から成功してきた。再エネは初期投資が大きい、経済波及効果は天然ガス発電と同じくらいある。特に風力発電については、地域経済への還元効果が高い。

○スペインは、最小コストで再エネ電気を増やしてきたと認識しており、風力発電による負担はそこまで大きくないのに、政府は、電源種に関わらず、インセンティブを削減することとした。これにより、イベルドロラ社を含む**大手企業は、裁判所に提訴しようとしている。**また、**国際的な紛争処理機関(EUの機関や、国際投資仲裁)にも提訴する。**提訴理由は、遡及(Retroactive)により資産価値を下げる点となった点。遡及(的な不利益変更)は憲法上禁止されている。

ドイツ

ドイツの状況①

1. これまでの取組・成果

- ドイツでは、2000年の再生可能エネルギー法（EEG（FIT制度の根拠法））制定時に、2010年の再生可能エネルギー導入目標が設定され、再生可能エネルギーの導入が推進されてきた（エネルギー源別目標なし。）。
- 現在は、2009年のEU指令によってドイツに割当てられた、「最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を、2020年に18%にする」という目標を念頭において定められた、「2020年までに電気供給の35%を再エネにする」という目標が示されている（エネルギー源別目標なし。）。
- ドイツでは、EEGに基づく支援策により、再生可能エネルギーは順調に拡大しており、既に、最終電力消費量の25.4%（2013年、連邦経済・エネルギー省）が再生可能エネルギーにより賄われている状況。今後、「2020年、35%」という目標の達成に向け、取組を行っていく方向。
- なお、ドイツではメルケル首相が提唱した「Energiewende（＝エネルギー改革）」という考え方が広く浸透しており、再エネ導入拡大の方針は揺らいでいない。また、他国に比して、地域の協同組合や個人による再エネ事業に対する投資が盛んであることから、再生可能エネルギーの受容性は高い。

ドイツの状況②

2. 課題

- ドイツのEEGは比較的計画的に順調に運営されてきたが、2009年には3,800MW/年だった、太陽光発電の新規導入量が、2010年～2012年の三年間は、毎年7,500MW程度に急増。この間を経て、電力需要家への賦課金額は1kWhあたり1.31ユーロセント(2009年)から、5.28ユーロセント(2013年)まで急伸。
- また、ドイツでは、電力多消費産業に対する賦課金減免制度が存在。賦課金減免分は、その他の需要家に転嫁されることから、この減免制度の取扱いについても議論の焦点の一つ。
- 更に、再生可能エネルギー電源や、調整電源は、ドイツ北部に多く立地する一方、需要はドイツ南部(更には、電気料金が低いイタリアも需要地として視野に)に多く立地するため、電源地域から、需要地域まで電気をスムーズに運ぶためのインフラ整備が重要な課題となっている。

3. これまでの対応策

- 2010年に、増加する太陽光発電設備の導入量への対応として、年途中に二回の緊急価格引き下げを実施。更に、2012年4月には、導入量の拡大のペースに合わせて、あらかじめ示した計算式に基づき、一月ごとに価格改定を行うメカニズムを導入。併せて、FITで買取対象とする太陽光の導入量の上限(総量)を52GWとすることを決定。
- 2003年に導入された電力多消費産業の賦課金減免措置について、賦課金負担が上昇する中で、その対象を拡大(2012年)。
- 系統整備については、各系統運用事業者が、系統整備計画を策定。その計画について、国民の意見を聞くプロセスを経た上で、連邦ネットワーク庁が内容を審査し、計画を認可する仕組みを導入。一度認可を受けた設備形成については、系統利用料金の一部として回収された資金が充当される。

4. 最新の状況

○前述の、EUが示したエネルギーの国家補助政策に関するガイドラインの議論も踏まえた形で、EEGの見直しを実施(平成26年7月・改正法制定)。

○具体的には、

- ①電力消費に占める再エネの割合を2025年に40～45%にする等の目標の新規設定、
 - ②陸上風力・バイオマスの買取価格について、直近1年間の導入量に応じて、四半期ごとに改める制度の導入(また、この方式の導入とも関連して、再生可能エネルギー源ごとの毎年度の導入目標を示すことに。その中では、例えば、太陽光については、毎年約2.5GW程度の整備目標が示された他、洋上風力については、2020年までに6.5GWという目標が示されている。)、
 - ③一定規模以上の設備についての市場直接販売・市場プレミアム制度の義務化(※1)、
 - ④遅くとも2017年以降の入札による買取価格決定制度の導入／この導入に向けた試行的入札制度の実施(地上設置型太陽光を対象)、
 - ⑤賦課金減免の対象企業の見直し(※2)、減免額の縮小(※3)、
 - ⑥自家発電からの賦課金徴収(※4)
- 等を内容としている。

※1 市場直接販売により、卸市場において極端なマイナス価格が付いたときには市場に再エネ電気が供給されなくなることが期待されるとともに、インバランス料金は、原則発電事業者が負担することに。また、市場プレミアム制度の導入により、卸市場価格の変化で賦課金額が増大する事態を防げる。

※2 これまでの電力多消費という考え方に加え、厳しい国際競争にさらされていること等の要件をより明確化。これにより、減免対象以外の者の負担も縮小の方向。

※3 減免額を85%程度に設定(改正前は、90%～99%減免)。

※4 これまで、自家発電設備によって発電された電気には賦課金が課されていなかったが賦課金の徴収対象となる電力量の一層の減少を防止するため、今般の改正で、自家発電設備によって発電された電気についても賦課金の対象とすることに(ただし、既存設備は対象外。)

※ドイツの状況については、P34～39参照

ドイツ・ヒアリング概要①

<消費者センター連盟(vzbv)>

- 賦課金単価は、過去数年の間に急激に大きくなった。再エネの導入拡大、平均買取価格の上昇、卸電力取引価格の低下(電気価値部分の低下)、そして、賦課金を負担する人が限られている(産業界が免除されている)ため。50億ユーロとなっている減免措置(結果的に、消費者が年間1世帯当たり50ユーロ程度を余計に負担)も縮小すべき。減免によりエネルギー多消費産業の国際競争力を保護するという趣旨自体は理解するが、対象企業が多すぎる、関係ない企業が含まれているというのが問題。さらに、自家消費に対する賦課金については不公平であり反対。
- 今後、どうやって費用効率的に2050年の再エネ80%目標を達成していくのかが重要。そのため、電力需要の動向や、他の電源と競争させるべきかどうか(市場価格の変動の影響を受けるべきかどうか)、考える必要がある。
- これまでのFITは、再エネ拡大に効果大と評価。また、社会の様々な主体が参加できることも重要な点。設置された再エネ設備の半数が市民によるものであり、賦課金上昇の受容性を高めることとなっている。つまり、個人が売電収入を得られ、自らが政策に参加していることを実感できている(トップダウンではなくボトムアップ)。
- 実際、消費者(1,000人)に対するアンケートに対しては、80%の消費者が再エネ拡大、2050年80%目標に賛成(ただし、そのために必要なコストについて併せて問うているものではない。)。ドイツには、「協同組合」の仕組みがあり、比較的少ない資金でも、大きな設備を購入して運営することができる。
- 連盟としては、費用効率的に再エネを拡大すべきというのが一番の主張。本来、負担のことを考えれば、相対的に買取価格の低い太陽光や陸上風力をもっと増やすべきで、洋上風力を増やす必要はないはず。我々としては、このように、どうすれば費用効率的に再エネ導入が進むのかという点に着目して主張を行っていきたい。
- 買取価格については、産業界のロビイングが大きな影響を与えてきた。システム価格の低下を柔軟に価格に反映できていなかった。そのため、不必要に高い賦課金を支払うこととなった。買取価格が市場原理ではなく政治的に決まるのが問題。その結果として賦課金が高くなった。
- 消費者としては、再エネ拡大・脱原発に賛成、高い電気代は反対。今後も、構造的に賦課金は増加していくが、買取価格の低下により、今後の賦課金増加ペースは落ちると見ている。どこまで賦課金が許容されるかは、消費者選好が様々なので不明。重要なのは、具体的な金額の多寡ではなく、合理的な水準に比べて高すぎるかどうか問題。高くても合理的なら納得感があり受け入れられる。なお、電気料金の請求書において負担の内訳を開示しており、消費者はそれを参考にしている。
- 入札については、競争的な仕組みという意味では賛成だが、試行的に導入される大型太陽光の入札の結果をまずは注視したい。本当に入札により競争が生じ、価格が下がるのかどうかを評価する必要あり。また、市民の参加が難しくなると賦課金受け入れ受容性が下がる可能性もある。大型設備は入札、中小設備はFITの仕組みもあり得るだろう。

ドイツ・ヒアリング概要②

<連邦経済・エネルギー省>

- 欧州裁判所は、FIT及びその前身の法律は、欧州の競争法に触れる物ではないと判断してきたが、近年、EUの環境エネルギー補助金に関するガイドライン上、問題があるのではないかとの議論が起こり、**欧州委員会は、2013年までのドイツのFIT法は、産業支援政策として問題を含むと結論づけた。**
- 欧州委員会は、**2014年4月にガイドラインを改定し、エネルギー分野の競争市場の創設に向けた取組を公表。**
その中で、ドイツの産業支援策がEUの競争を阻害するとして、今回の法改正に至った。
- 具体的に問題とされた点は、①発電事業者へのインセンティブ(買取価格)が**市場と乖離しているため過大な利益**となっているという点、そして、②**エネルギー多消費産業への減免が大きい**ため、EU全体の中で、ドイツ企業が競争上優位に立っているという点、の2点が論点であった。
- また、その他、買取対象がドイツ国内に立地する再エネ設備になっており、欧州全体の市場形成の観点から、他国からドイツに供給される再エネ電気が支援を受けられない(が、賦課金の対象になる)ことも問題視された。今後導入される入札制度においては、他国の再エネ発電設備も参加できることとなる。
- 電気代には、託送料金なども含まれており、賦課金のみが上昇要因とは考えていないが、まずは賦課金を抑制することを考えている。
- 今回義務づける市場直接販売であれば、**市場の需要量に応じて発電量を調整するインセンティブになる。**バイオマス、小水力は高く売れる時に発電すればいいし、太陽光と風力は需要に応じた発電は難しいが、卸市場価格がマイナス価格となったら、発電事業者が自ら解列を行うインセンティブとなる。また、**市場直販により、インバランス負担が生じるため、発電量の予測を高めていくインセンティブにもなる。**市場参加者が増えることにより、競争がより促進され、多様な発電や購入オプションが発生することも期待。
- 今後は、**自家発についても賦課金の対象とすることとした。**現在の電力価格が28ユーロセントであるにも関わらず、自家発のコスト(例えば、屋根置太陽光)は12ユーロセント程度であり、放っておくと、みんな自家発を導入する。それでは、一人当たり賦課金額が上昇してしまう。これを防ぎ、社会的コストを平等に負担する観点から見直しを実施。
- 今回の見直しで、**再エネ電源ごとの毎年度の導入目標(洋上風力については、2020年までのトータルの目標)が示された。**具体的には、太陽光は、毎年2.4~2.6GWの新設、風力は、陸上風力は毎年2.4~2.6GWの新設を目安として導入を進めることとした(この目安を超えた場合には、支援水準を引き下げ)。また、洋上風力は、2020年までに6.5GW導入することとしているが、系統容量の問題があるので、これが実質的には上限値である。

ドイツ・ヒアリング概要③

< 50Hertz社 : 送電系統運用者 >

- 50Hertz社は、ドイツ東部を中心に特高圧(220kV、380kV)の送電線を所有しており、送電系統の運用を行っている。
- 50Hertz社の系統運用管内は、全ドイツの需要量の20%相当であり、大きな工場等が立地していないため、比較的負荷(需要)が少ないのが特徴である。再生可能エネルギー発電の導入量の推移を見ると、北部を中心に風力発電の設備容量が増えている。南部は太陽光発電が中心となって再エネの導入が進んでいる。また、需要は、南部に集中しており、北部から南部に対してスムーズに電力供給が可能となるようにしなければならない。
- それに対して、風力発電の設備容量が13,408MWとなっている。これに太陽光発電の設備容量を加えると23GW相当になる。風力発電の導入比率が世界的にも非常に高い系統運用地域となる。通常の原子力発電13基分に相当する風力発電が導入されている。
- 再エネを導入しても安定的に系統運営を行うためには、**再エネの発電量を如何に予測するかが重要である**。予測が上手くいかなかった例として、1日で6,000MWの過剰な供給予測をしてしまったことがあるが、大変だった。太陽光発電の発電量を誤り、霧がかかったために9,000MW分、発電量が急激に落ちる事態になった。予測したのは20GWであったが、実際には11GWしか発電しなかった(2013/4/3、AM6:00)。つまり9GW足りなかった。1時間のうちに調達をして、差分を埋める必要があった。**この太陽光発電に起因して9GW足りなくなったのは、非常に恐ろしい状況だった**。もしも倍の太陽光発電が導入されていたら、もっと大変なことになっていたかもしれない。加えて霧等の天候の要素が加わる。そういう意味では、いかに予測を正しくするかが大事かということである。風力発電の予測は、太陽光発電と比較してより正確にすることができる。風力発電の予測会社は6社あるが、6社は確実な対応をしてくれている。12時から24時間の予測をしている。
- エネルギー転換は、**発電部門の問題と思われていたが、今では、電力系統全体の問題であると認識されている**。
- ドイツでは、**ネットワークの拡充計画が進んでいる**。利害関係者が集まって、**どういうインフラが将来必要になるのか特定しようとしている**。
- 予期せぬ再エネ由来のループフローが発生する事態に備えて、毎朝、ポーランド・チェコ・フランス・ベルギー・オーストリアとともに、連携線の潮流管理、混雑管理を行うためにテレビ会議をしている。

ドイツ・ヒアリング概要④

<ドイツ産業連盟(BDI)>

- 産業界としては改正法にはポジティブ**。ただ、コストについての議論が不十分であり、**減免対象についての十分な議論が必要**。他方、**減免対象とならない企業、家庭の負担のコントロールも大きな課題**。入札システムへの移行は非常に評価している。**市場メカニズムに則った費用効率的な再エネ普及が進むことを期待**。
- FITは**再エネ導入拡大の観点から成功**。電源ごとの価格設定により、大量導入によるスケールメリットが出て、コストも削減できた。政府予算とは別の会計になっているため、確実に投資回収ができる信頼性の高いシステム。分散型発電システムが達成され、多様性が出てきたのも成功。**農家、家、ショッピングセンターなど、これまでとは異なる主体がエネルギー転換を進めており、これがエネルギー転換の受容性を高めている**。
- 他方、太陽光の爆発的な普及により、負担のコントロールができなくなった。また、賦課金の増大は、失敗ではないが、負の側面としてはある。年間230億ユーロの負担は、この先数年は変わらない見通し。近隣諸国との協力関係をもっと築いておけばよかった。例えば、ポーランドに流れ込んだ再エネ電気は、ポーランド国内の発電設備の稼働を失わせるため、隣国のエネルギー構成に悪影響を与えてしまっている。最大需要時に太陽光が発電してしまうので、大規模石炭火力発電の稼働率が悪化し、動かせば動かすほど損をする事態が生じつつある。また、太陽光により昼間の電気が安くなるため、夜間の安い電気を昼間の高い時間に販売することができなくなり、揚水発電の経済性も失われつつある(他方、昼間の余剰電力が生じるほどではない)。再エネの卸電力市場への流入により、メリットオーダー効果で、卸価格が不安定になる。
- この需要と関係なく発電してしまうというデメリットが、逆にビジネスチャンスでもある。スマートグリッド、スマートメーターなど、発電と需要をコントロールする技術が、ドイツの新しい産業になる可能性もある。
- 制度改正により、プロジェクトの計画段階で想定したキャッシュフローが実現しなくなることを危惧。太陽光については、改定のギリギリのタイミングで稼働が始まった。駆け込み需要が起きたので、価格低減率を予め設定する仕組みになっているが、洋上風力にこうした迅速な価格調整メカニズムを適用すると、資金計画が上手くいかなくなるおそれがある。

ドイツ・ヒアリング概要⑤

- 再エネの導入のためには、**電源特性に合わせて最適化された分散型の系統システムの整備が必要となる**。これまで、高圧から低圧に電気を送電していくシステムだったが、これからは低圧から高圧に押し上げて行くシステムが必要となる。系統の最適化なくしてエネルギー転換は不可能。
- 系統整備の計画については、これまで、**計画の15%しか実現してこなかったため、法改正により、系統整備に係る様々なレベル(連邦、州など)の規制を、連邦法に一元化することとした**。これにより、系統整備が加速化される見通し。また、2012年から、系統整備計画は行政庁(ネットワーク庁)が作ることとされた。ここには、洋上風力用の電源線の計画も含まれる。BDIとしては、安定供給が実現するよう、ネットワーク庁に対し、年2回、意見を出す機会を持っている。また、BDIとしては、環境的に重要な土地における送電線整備に当たり、会員の建設会社から、地下埋設といった技術の提案も行っている。いかに受容性を高めるかという観点から提案を行う。
- 配電網のスマート化(スマートメーターの各家庭への導入)も重要課題。これにより、需要のコントロールが可能となり、結果として送電網の整備費用を削減することができる。**現在、EUが、スマートグリッド、スマートメーターに関するガイドラインを策定しており、今後、配電網の運用会社にスマートメーターの設置が義務づけられる可能性あり**。
- ドイツは、需要に対して、設備容量が過剰であるため、現時点では、容量メカニズムがなくても、系統運用が可能。今後、EU全体でどのような議論になるかわからないが、やるとしてもEU全体でやるべきであり、ドイツのみ先に容量メカニズムをやるべきではないと考えている。ドイツでは、1万kW以上の発電設備を廃止したい場合は、規制機関の連邦ネットワーク庁の許可が必要であり、容量過剰の状態はすぐには変わらないだろう。また、卸電力価格をそのまま受け入れる(需給が逼迫した際の価格の乱高下を容認)こととすれば、容量メカニズムは不要という考えもある。

<エナジーノーティクス(Energynautics)社>

- 系統運用者の考え方も含め、従来電源に合わせて最適化されている既存の系統システムを再生可能エネルギーに合わせて変革していくことにより、大量の再生可能エネルギーの受け入れが可能となる。
- 送電線の整備は重要だが、配電網の運用改善や、風力の制御機能の活用など、より安価な方法で受け入れ量を増やす余地もある。
- 太陽光や風力の発電量の予測精度は向上している。ただ、導入量が増えると、太陽光パネルに積もった雪が解けるペースなど、特殊な事象の予測も重要となってくる。
- 現状、燃料価格の高い天然ガス発電の稼働率が低下しているものの、供給力は過剰の状態。当面の間、バックアップ電源の心配はないが、将来的な容量確保のために容量市場の導入の是非についての議論は行われている。

参考資料：欧州全体

欧州における再生可能エネルギー導入目標

- 欧州では、「再生可能エネルギー利用促進指令(2009/28/EC)」で、EU全体として2020年までに最終エネルギー消費に占める割合を少なくとも20%とする目標を設定。
- その上で、加盟各国別に、法的拘束力を有する最終エネルギー消費に占める比率目標を設定。
- 同指令に基づき、加盟各国は、この目標を国内法制化するとともに、電力分野・熱分野における2020年までの導入計画を策定することが求められている。

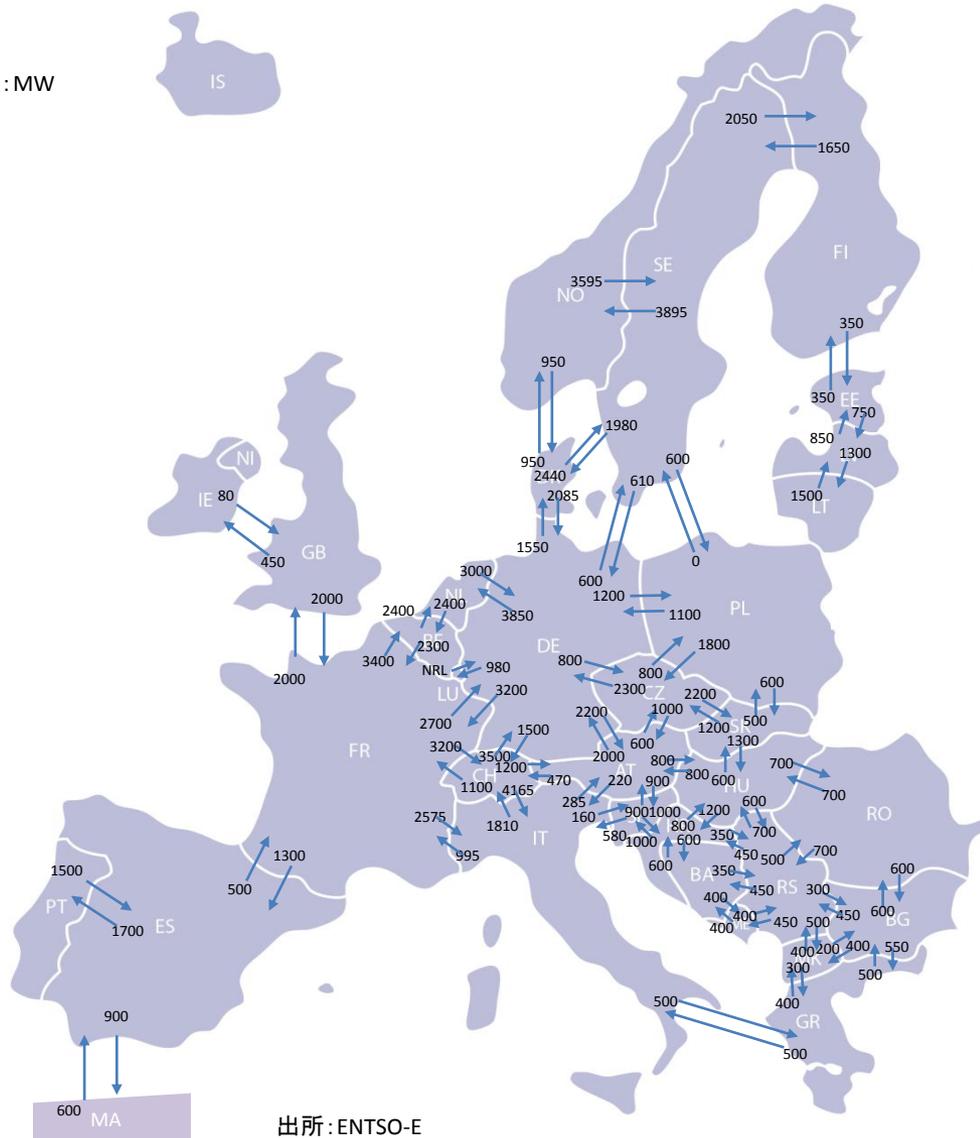
EU加盟国別の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率目標

国名	2005年 実績	2011年 実績	2020年 目標	国名	2005年 実績	2011年 実績	2020年 目標
ベルギー	2.2%	4.1%	13%	ブルガリア	9.4%	13.8%	16%
デンマーク	17.0%	23.1%	30%	チェコ	6.1%	9.4%	13%
ドイツ	5.8%	12.3%	18%	エストニア	18.0%	25.9%	25%
アイルランド	3.1%	6.7%	16%	キプロス	2.9%	5.4%	13%
ギリシャ	6.9%	11.6%	18%	ラトビア	32.6%	33.1%	40%
スペイン	8.7%	15.1%	20%	リトアニア	15.0%	20.3%	23%
フランス	10.3%	11.5%	23%	ハンガリー	4.3%	8.1%	13%
イタリア	5.2%	11.5%	17%	マルタ	0.0%	0.4%	10%
ルクセンブルク	0.9%	2.9%	11%	ポーランド	7.2%	10.4%	15%
オランダ	2.4%	4.3%	14%	ルーマニア	17.8%	21.4%	24%
オーストリア	23.3%	30.9%	34%	スロベニア	16.0%	18.8%	25%
ポルトガル	20.5%	24.9%	31%	スロバキア	6.7%	9.7%	14%
フィンランド	28.5%	31.8%	38%				
スウェーデン	39.8%	46.8%	49%				
イギリス	1.3%	3.8%	15%				

欧州における電力融通の実態① —連系可能容量—

- 欧州では、北欧と英国、アイルランドを除いて、大陸全体で同期運転し、調整予備力を分担。
- 但し、スペインについては、大陸側(フランス)との連系線容量が最大需要の割に限定的。

単位: MW



欧州主要国における送電可能容量(2010年冬季)

単位: GW

国	輸入電力	輸出電力	最大需要 ※2012年
ドイツ	17.30	8.50	81.86
オーストリア	6.39	4.99	11.62
ベルギー	5.60	4.70	14.23
デンマーク(東)	1.80	2.29	6.17※1
デンマーク(西)	2.58	3.19	
スペイン※2	2.80	2.20	43.53
フランス	10.10	15.18	102.10
英国	2.08	2.45	58.99
オランダ	3.85	3.85	18.44
イタリア	8.04	3.75	54.11
ノルウェー	4.85	4.55	23.44
スウェーデン	8.29	9.14	26.20

※1: デンマーク全体の最大需要

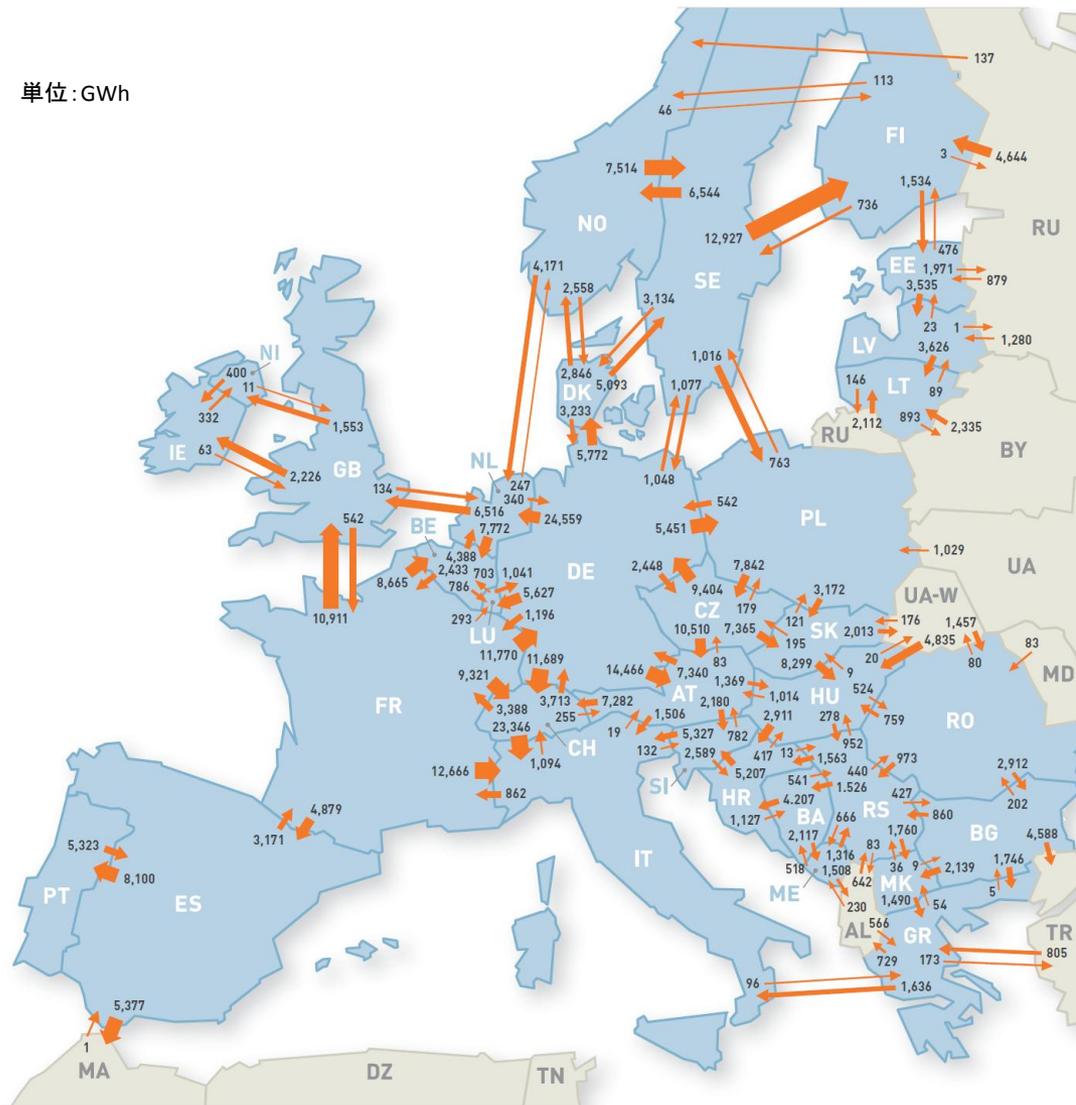
※2: 北アフリカとの連系線容量を除く

出所: ENTSO-E

欧州における電力融通の実態② - 輸出・輸入電力量 -

- 欧州では、国際連系線を活用して各国が電力融通を行っている。
- 再生可能電力の導入比率が高いドイツ、スペインは、年間計で電力輸出量が輸入量を超過。

単位: GWh



欧州主要国における輸出・輸入電力量(2013年)
単位: GWh

国	輸入電力	輸出電力	バランス
ドイツ	38,468	72,256	-33,788
オーストリア	27,046	19,760	7,286
ベルギー	17,140	7,607	9,533
デンマーク	11,464	11,172	292
スペイン	10,204	16,648	-6,445
フランス	11,592	58,505	-46,913
英国	17,501	4,455	13,046
オランダ	33,252	14,875	18,377
イタリア	44,481	2,203	42,278
ノルウェー	9,887	14,289	-4,402
ポーランド	7,796	12,319	-4,523
ポルトガル	8,100	5,323	2,777
チェコ共和国	10,568	27,458	-16,890
スウェーデン	15,154	24,698	-9,544
スイス	29,386	30,710	-1,324

EU: 環境保護及びエネルギーの国家補助に関するガイドライン

- 2014年4月に、EUが、「環境保護及びエネルギーの国家補助に関するガイドライン」を制定。これまで、国家補助に関するEUルールの対象外だった再生可能エネルギーに対する支援策についても、今後は、EUのルールと統合的なものとなることが求められることに。有効期限は2014年-20年。

目的

- 既存の法制に起因する効率の悪さや、市場の歪曲の是正。
- 競争的な域内市場の持続可能・賢明・包括的な成長の促進。
- 国家補助金の費用対効果の最大化。 等

内容

- ガイドラインでは、再生可能エネルギー支援制度は、下記の基準等を満たす必要があるとされている。
- ✓ (2016年1月1日から)市場価格+プレミアムを交付する制度とすること。
- ✓ 卸市場価格がマイナスの場合には、発電を行わないような対策を講じること。
- ✓ (2017年1月1日から)望ましくない結果を招く場合以外には、明確かつ無差別な基準により、支援の程度が決定されること。
- ✓ 補助の付与期間は発電所が完全に償却されるまでに限ること。
- ✓ 賦課金の減免措置が無ければ、減免措置の受益者が競争的に著しく不利な立場に置かれる場合、には、特定の電力多消費産業に対して、減免措置等の支援措置を講じることができる。 等

参考資料: スペイン

スペイン:再生可能エネルギー導入目標

- スペインは、2011年3月に制定された「持続可能経済法(Ley 2/2011)」第78条でEU指令の目標を国内法制化。その後、2011年11月11日に閣議決定された「再生可能エネルギー計画2011-2020」では、エネルギー源別の2020年目標を提示。
- 2013年には、再生可能エネルギー発電量の比率が42.2%を占めた。特に風力発電は21.2%で、初めて原子力発電比率を抜いて1番のエネルギー源となった。

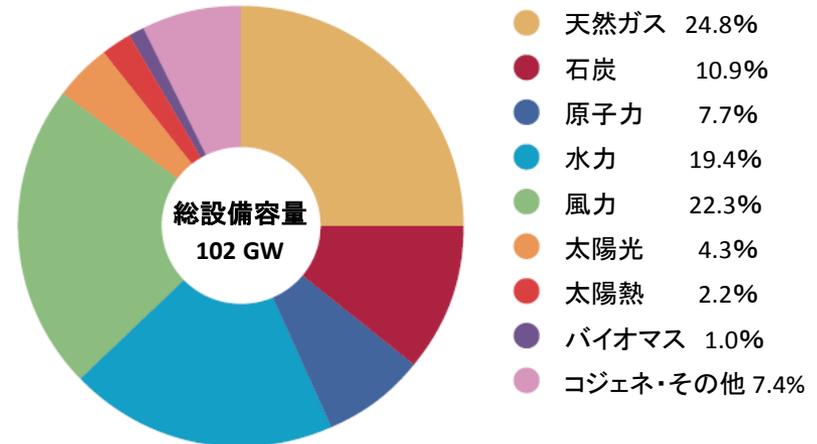
再生可能エネルギー計画2011-2020で示された設備容量目標

単位: MW

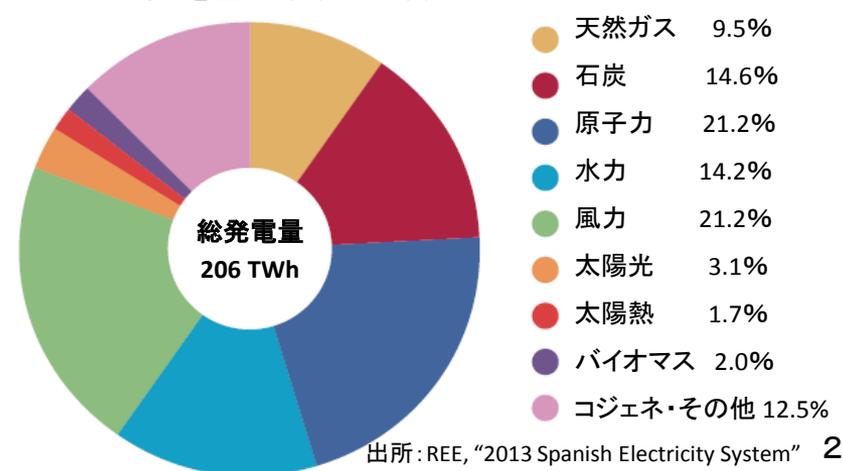
	2010年 (基準年)	2015年	2020年
水力(揚水を除く)	13,226	13,548	13,861
1MW未満 (揚水を除く)	242	253	268
1~10MW (揚水を除く)	1,680	1,764	1,917
10MW超 (揚水を除く)	11,304	11,531	11,676
揚水	5,347	6,312	8,811
地熱	0	0	50
太陽光発電	3,787	5,416	7,250
太陽熱発電	632	3,001	4,800
潮力発電、波力発電	0	0	100
陸上風力	20,744	27,847	35,000
洋上風力	0	22	750
バイオマス、廃棄物、バイオガス	825	1,162	1,950
固形バイオマス	533	817	1,350
廃棄物	115	125	200
バイオガス	177	220	400
合計(揚水を除く)	39,214	50,996	63,761

出所:再生可能エネルギー計画2011-2020

設備容量比率(2013年末)



発電量比率(2013年)



出所: REE, "2013 Spanish Electricity System" 28

スペインの再エネの導入量の推移と固定価格買取制度の変遷

発電量
(億kWh)

2007年：
・太陽光発電の買取価格改定(出力区分の変更)

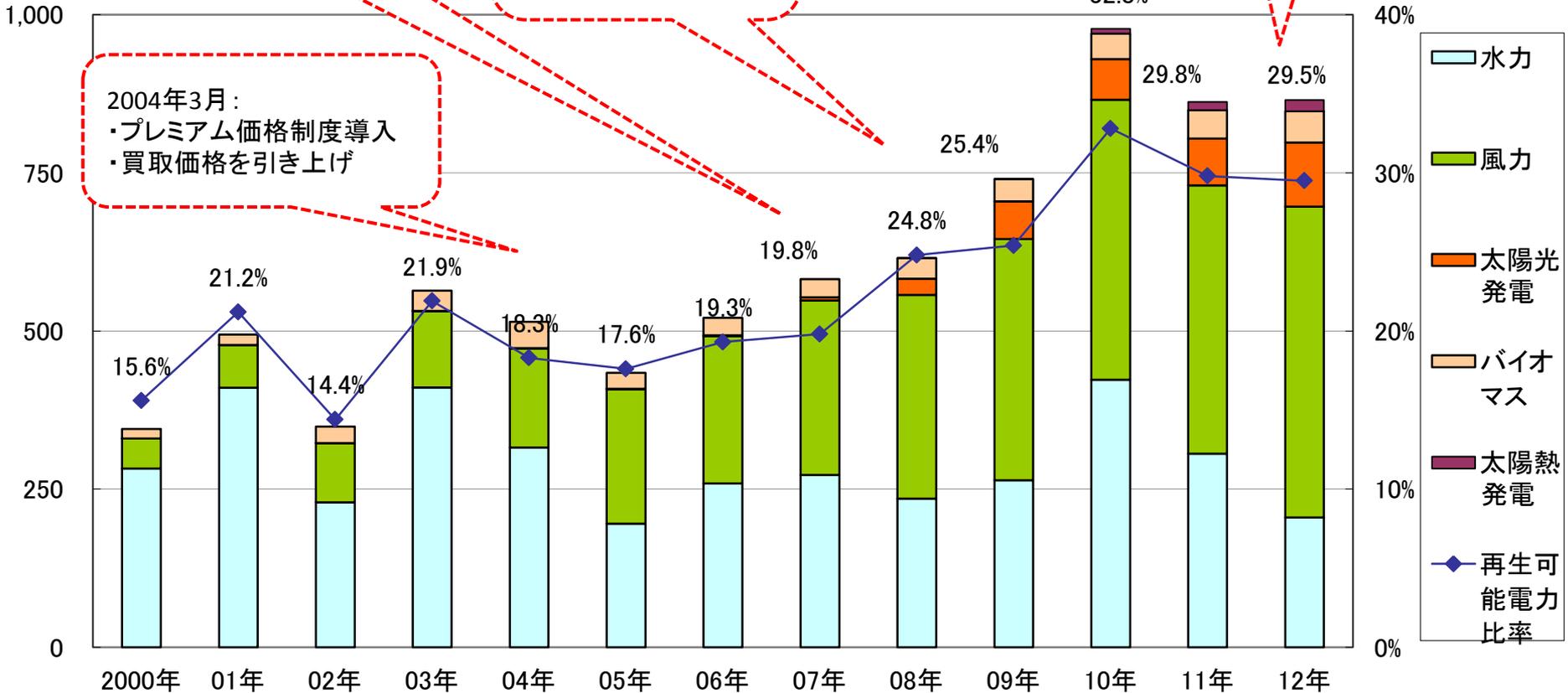
2008年：
・太陽光発電の買取価格を緊急引き下げ
・設備認定の年間上限容量を設定

2010年12月：
・風力、太陽熱、太陽光発電の買取りに、年間の上限時間設定

2012年1月：
・固定価格買取制度に基づく新規設備登録を凍結

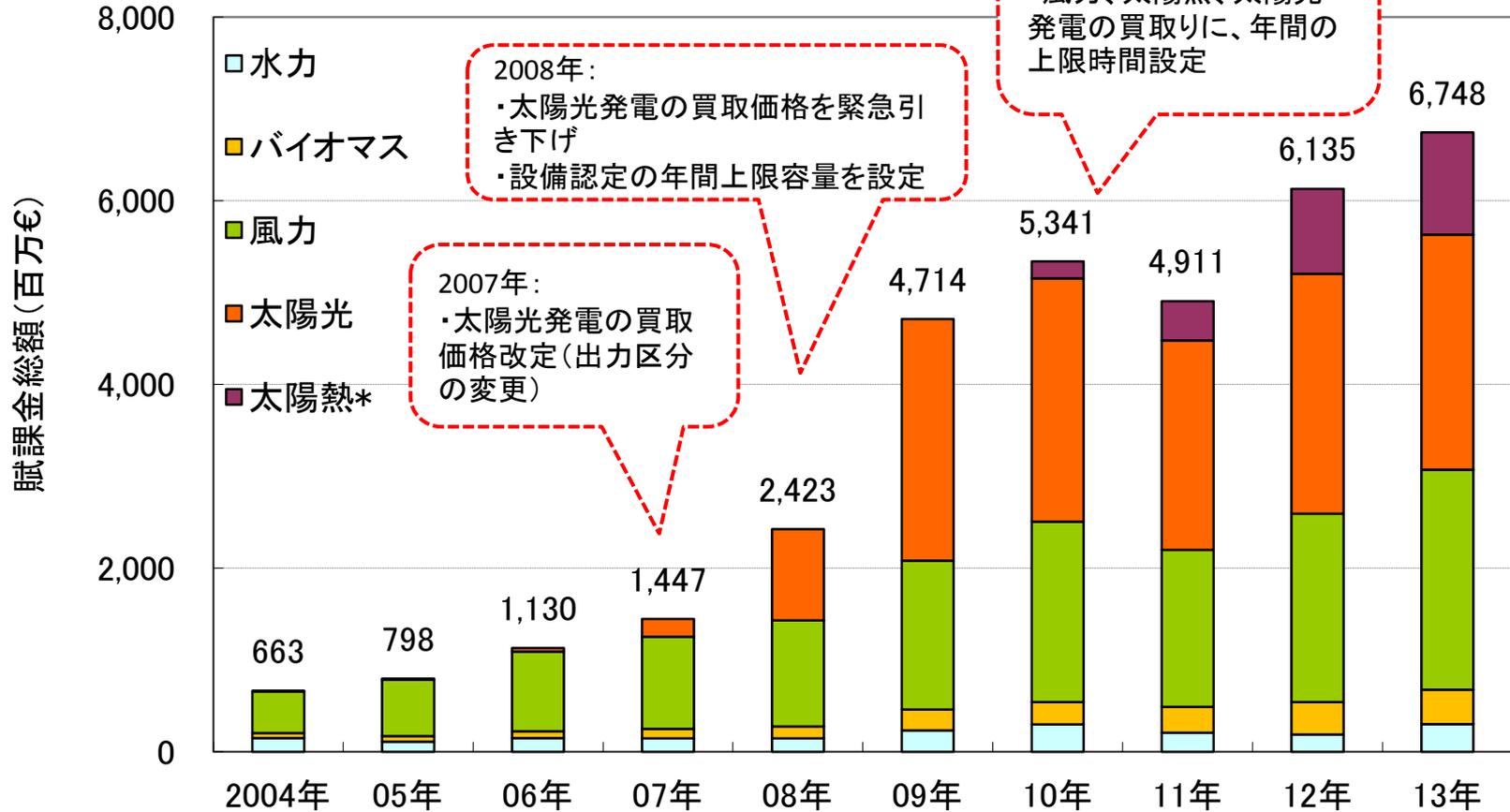
2004年3月：
・プレミアム価格制度導入
・買取価格を引き上げ

再生可能電力比率



スペイン:再生可能エネルギーの賦課金総額の推移

スペインの賦課金総額注の推移(百万ユーロ)



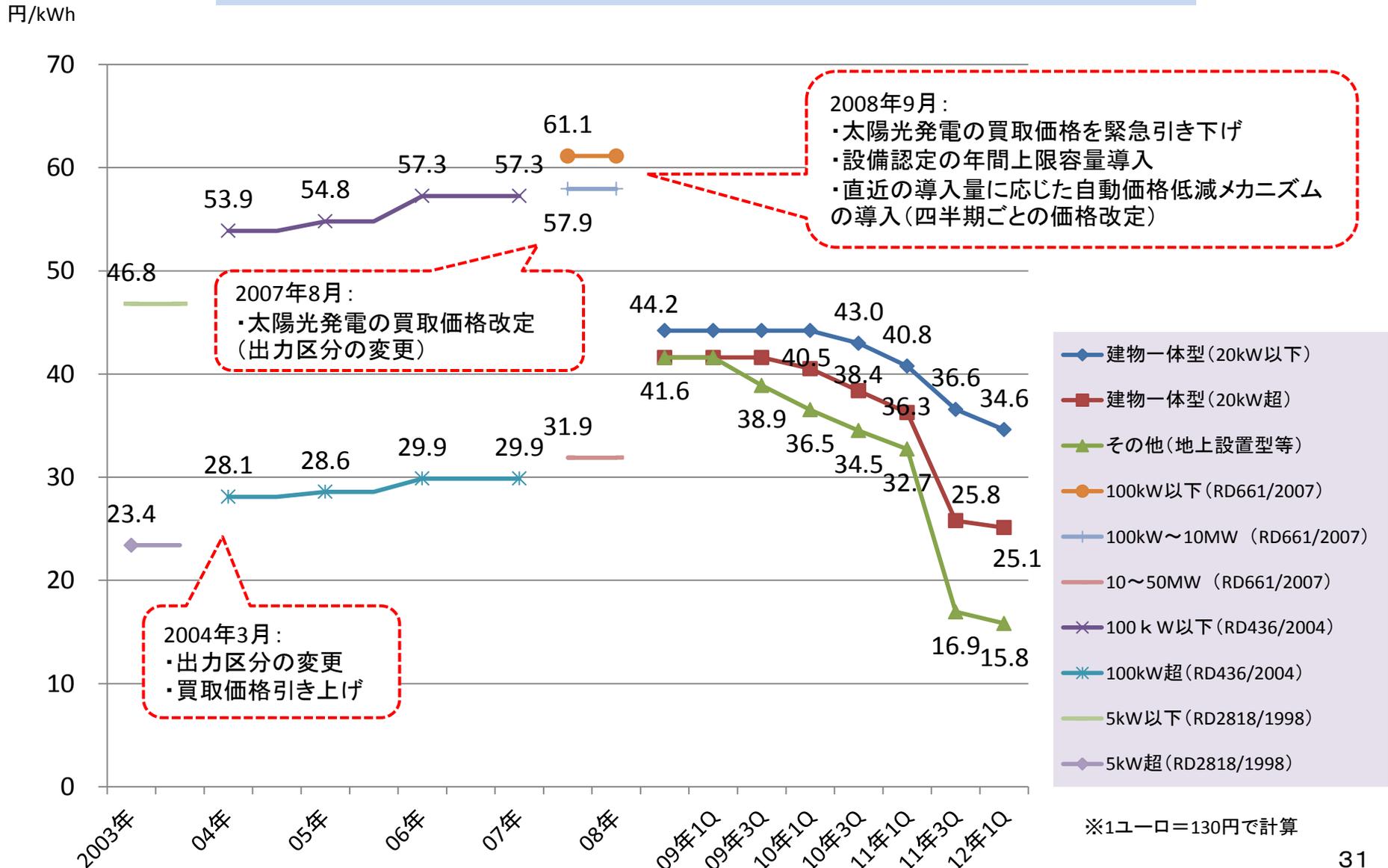
* 2006年以前は、太陽熱発電と太陽光発電の区分がなく、太陽熱発電はすべて太陽光発電に合算。

注: 再生可能エネルギー由来の電源の買取りによって生じる負担の総額のこと。FIT制度で買取り対象となる廃棄物やコージェネレーションの買取りに要する費用は含まれていない。

出所: 国家市場・競争委員会 (CNMC), 「Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial」 2014年1月公表版より資源エネルギー庁作成。

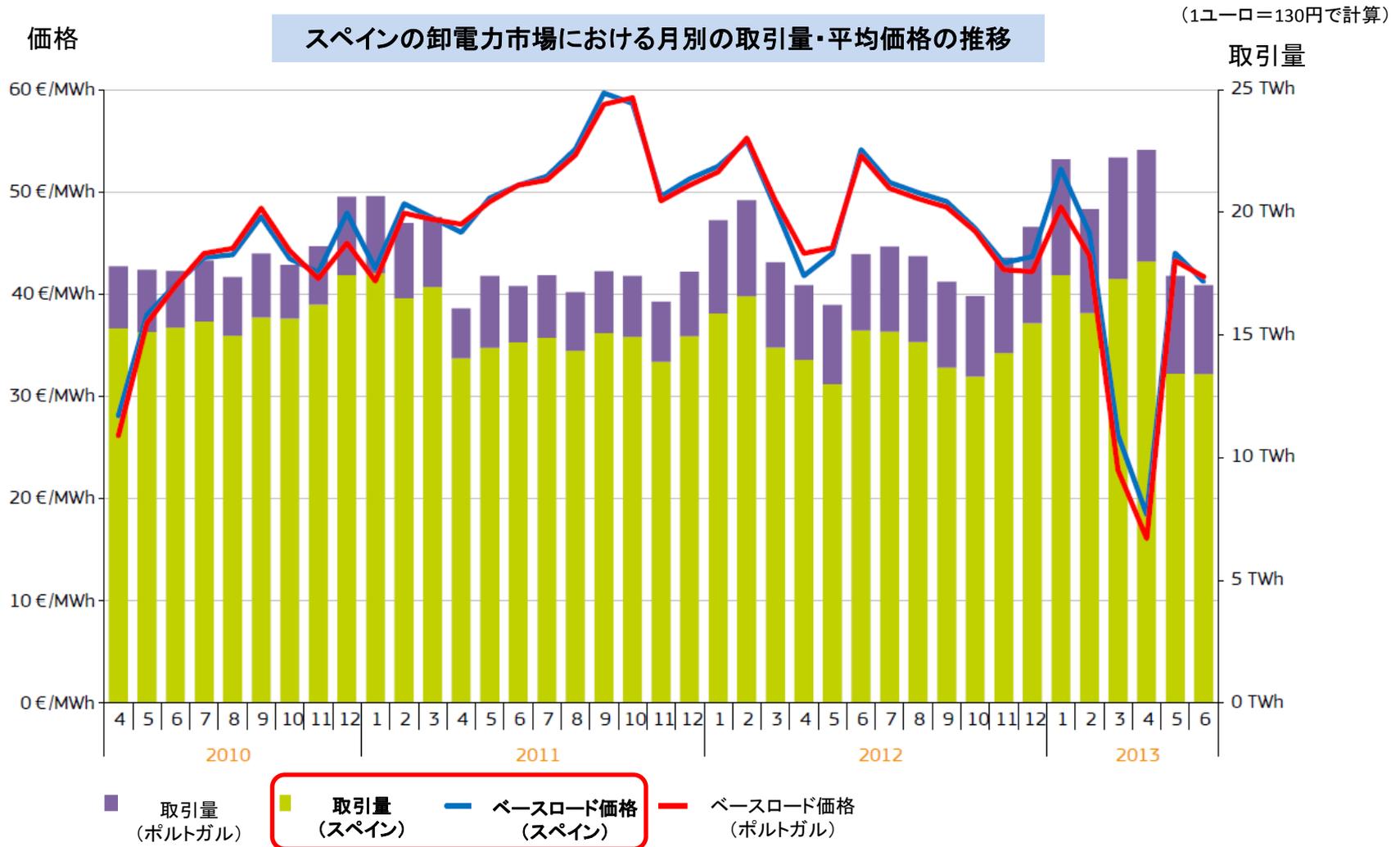
スペインの買取価格の変遷(太陽光:従来制度)

スペインの太陽光発電に適用する買取価格の推移(円/kWh)



スペインにおける卸電力市場価格の推移

- スペインの卸電力市場では、2010年4月以降、月別の平均価格が20ユーロ(2,600円)～60ユーロ(7,800円)/MWhの間で推移している。



Source: Platts

出所) 欧州委員会, "Quarterly Report on European Electricity Markets, Volume 6, issue 2 Second quarter 2013"

スペイン: 固定価格買取制度に代わる新制度の主なポイント

	従来制度	新制度
支援方法	<ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー源別に法令で定めた買取価格(/kWh)にて、一定期間にわたり発電電力を買取 又は、 ・売電価格に加えて、エネルギー源別に法令で定めたプレミアム価格を受領(2012年まで) 	<p>【既存施設】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・売電価格に加えて、省令で設備類型別に定められた支援額を年初にまとめて受領 <p>【新規施設】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・売電価格に加えて、入札で決められた設備容量あたりの支援額に基づき、年初にまとめて受領
支援レベルの 設定水準	<ul style="list-style-type: none"> ・各電源ごとに必要となる費用を積み上げた上で、標準的な設備を設定し、一定の投資収益率を上げられる買取価格をエネルギー源別に設定 ・個別設備への支援額は、当該設備の設備稼働率によって異なり、発電電力量ベースで支援 	<p>【既存施設】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・あらかじめ省令で定められた1,500超の設備類型(技術、稼働年数、立地場所、燃料等)に基づいて個別設備の支援額を決定 ・個別設備の支援額は、スペインの10年国債利回りに3%のスプレッドを加えた投資収益率約7.39%(税引き前)を基準として設定 <p>【新規施設】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・政府が提示した仕様に基づいて支援額を入札し、落札した者には入札支援額を適用
支援の終期	<ul style="list-style-type: none"> ・法令で買取期間を設定(太陽光:28年間等)、もしくは一定期間経過後は買取価格を減額 	<ul style="list-style-type: none"> ・稼働からの想定投資収益率が一定水準(約7.39%)を超えていると判断された設備類型は、インセンティブ付与が打ち切れ、卸電力取引市場での売電価格のみを得る

参考資料:ドイツ

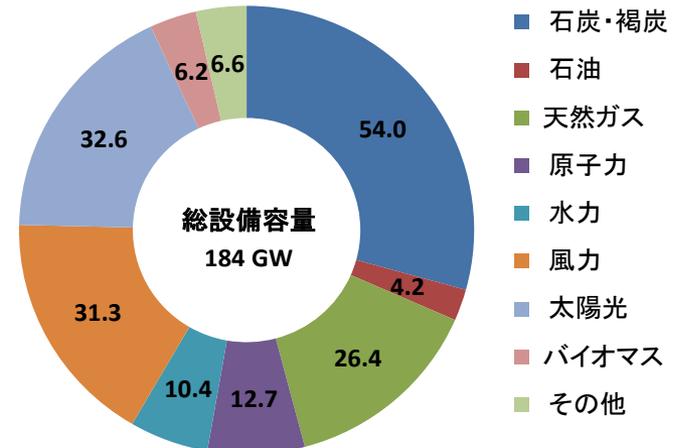
ドイツ:再生可能エネルギー導入目標

- ・ドイツでは、固定価格買取制度を規定している再生可能エネルギー法において、EU指令で規定された2020年に最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率を18%とする目標を国内法制化。
- ・あわせて、2050年における再生可能電力の導入目標を80%に設定。2013年の総発電量のうち、再生可能エネルギー発電の比率は25.3%まで増加。

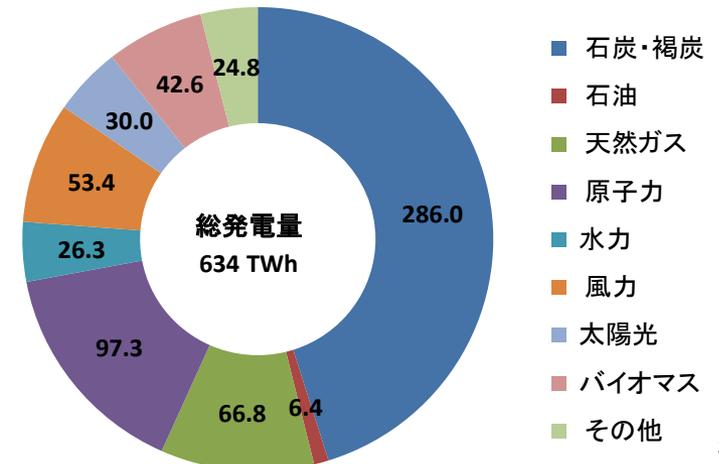
- 2010年9月に策定した「エネルギーコンセプト」では、エネルギー改革の目標を下表のように設定。
- 再生可能電力分野の目標は、再生可能エネルギー法の2012年改正法施行時に「2020年に少なくとも35%」を再生可能電力とするように引き上げ。

分野	2000年実績	2012年実績(暫定)	2020年目標	2050年目標
温室効果ガス排出量(1990年対比)	—	24.7%削減	少なくとも40%削減	少なくとも80~95%削減
【再生可能エネ】最終エネ消費	3.8%	12.7%	18.0%	—
再生可能電力	6.3%	23.6%	少なくとも35.0%	80.0%
再生可能熱	3.9%	10.0%	14.0%	—
バイオ燃料	0.4%	5.8%	約12.0%	—

設備容量(2012年末) 単位:GW

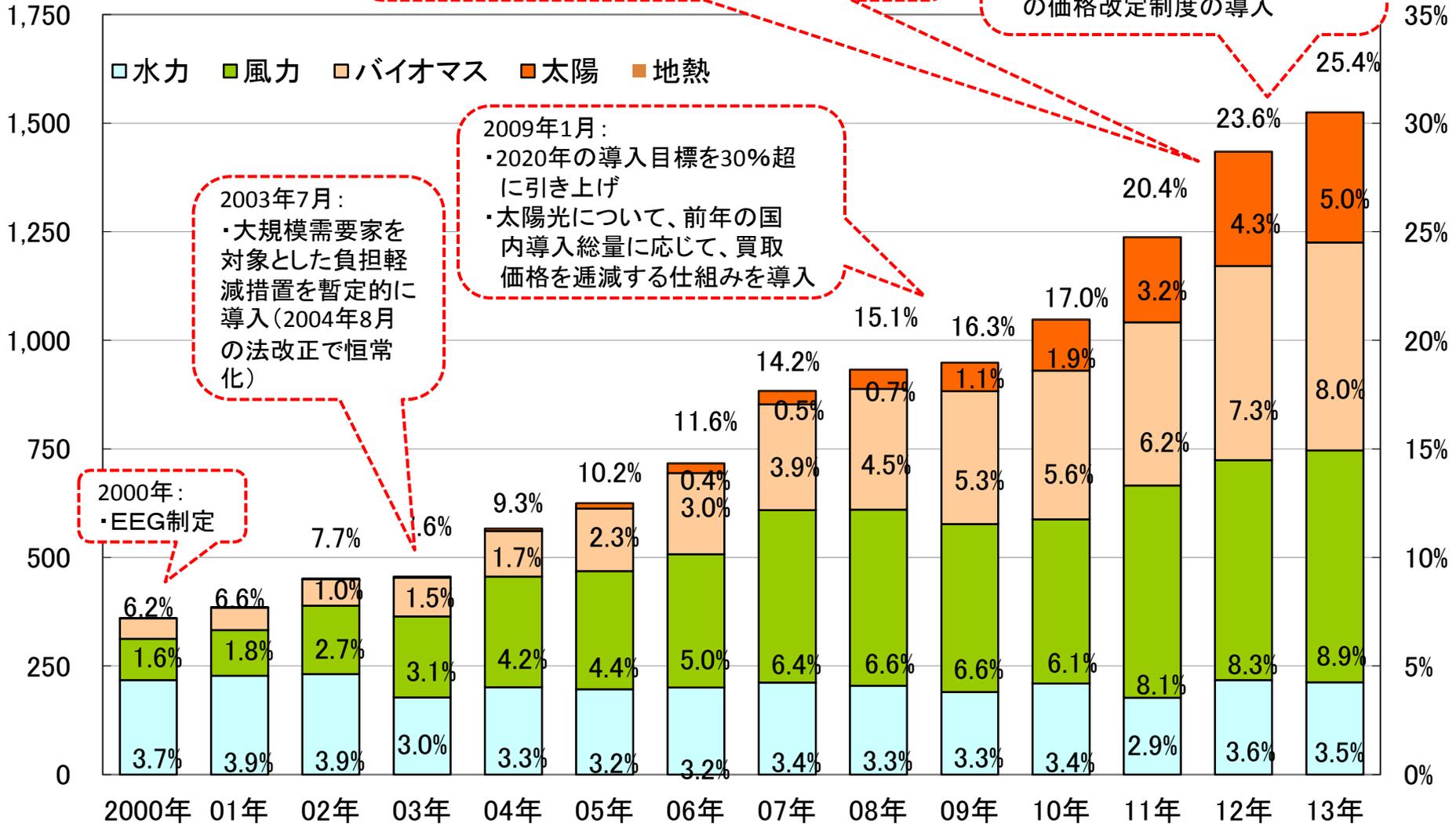


発電量(2013年) 単位:TWh



ドイツの再エネの導入量の推移と固定価格買取制度の変遷

発電量
(億kWh)



2012年1月:
 ・大規模需要家の負担軽減措置の対象拡大
 ・市場への直接販売、市場プレミアム制度の選択オプションを導入

2012年4月:
 ・太陽光について買取対象容量(総量)の上限(52GW)を設定
 ・太陽光について、1か月に一回の価格改定制度の導入

2003年7月:
 ・大規模需要家を対象とした負担軽減措置を暫定的に導入(2004年8月の法改正で恒常化)

2009年1月:
 ・2020年の導入目標を30%以上に引き上げ
 ・太陽光について、前年の国内導入総量に応じて、買取価格を逡減する仕組みを導入

2000年:
 ・EEG制定

ドイツ:再生可能エネルギー賦課金単価の推移

・ドイツの2014年のFITの賦課金単価は6.24ユーロセント/kWh。これは平均的な一般家庭需要家で、2,366円/月、28,392円/年の負担に相当。

・ドイツの賦課金は2009年以降上昇幅が大きくなっているが、その背景としては①買取単価の高い太陽光発電の導入拡大、②大規模需要家を対象とした費用負担免除によるその他需要家の賦課金増額、③再生可能発電増加に伴う卸電力取引市場価格の低下などが指摘されている。

賦課金の水準(ユーロセント)



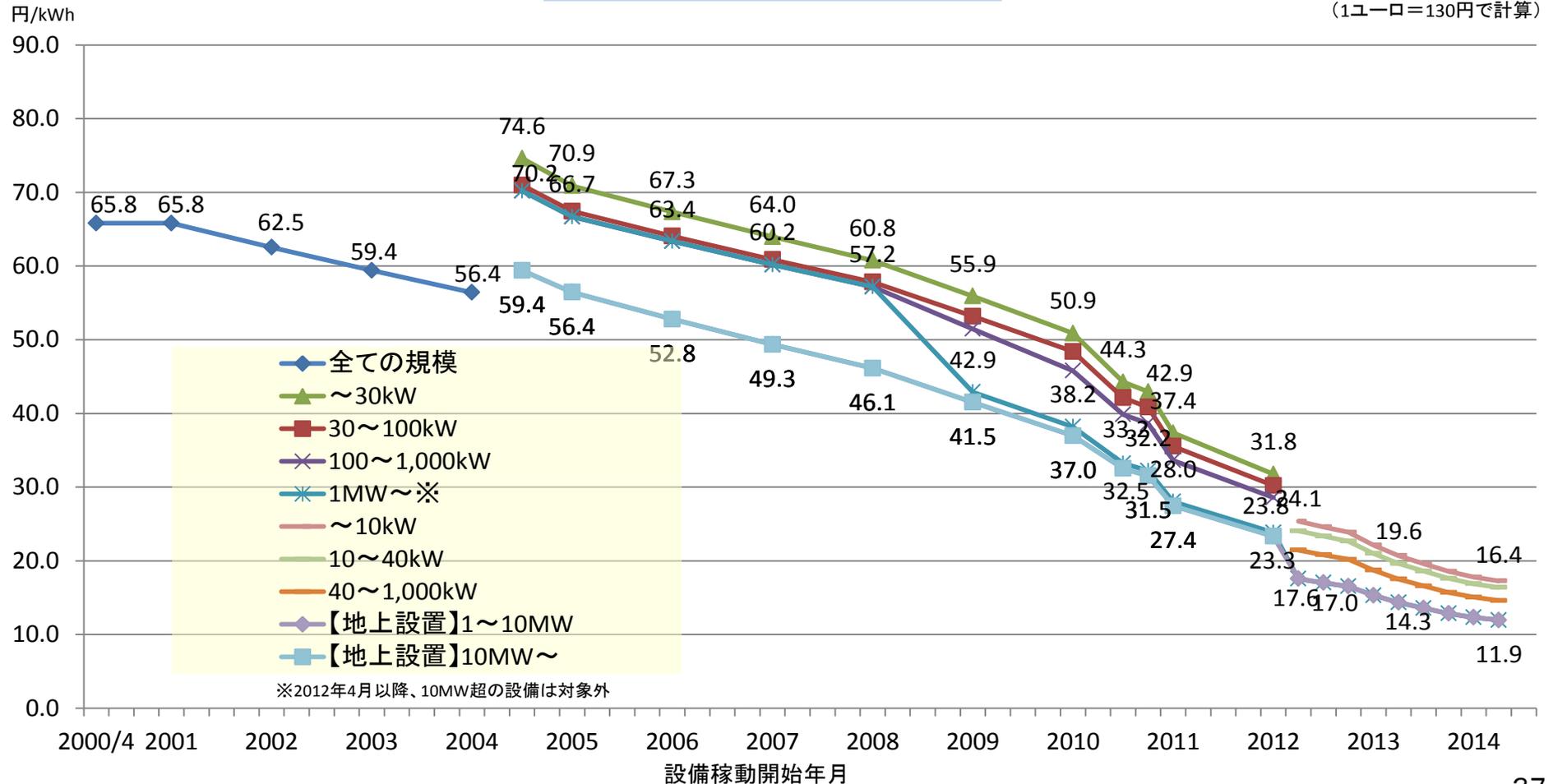
(1ユーロ=130円で計算)

ドイツ: 買取価格の変遷(太陽光)

- 2009年に前年の新規設備導入量に応じて買取価格を毎年調整する仕組みを創設。その後、買取価格の調整の頻度を、2010年に半年に1回、2012年4月に毎月1回変更する仕組みに。

太陽光発電設備の買取価格の推移

(1ユーロ=130円で計算)

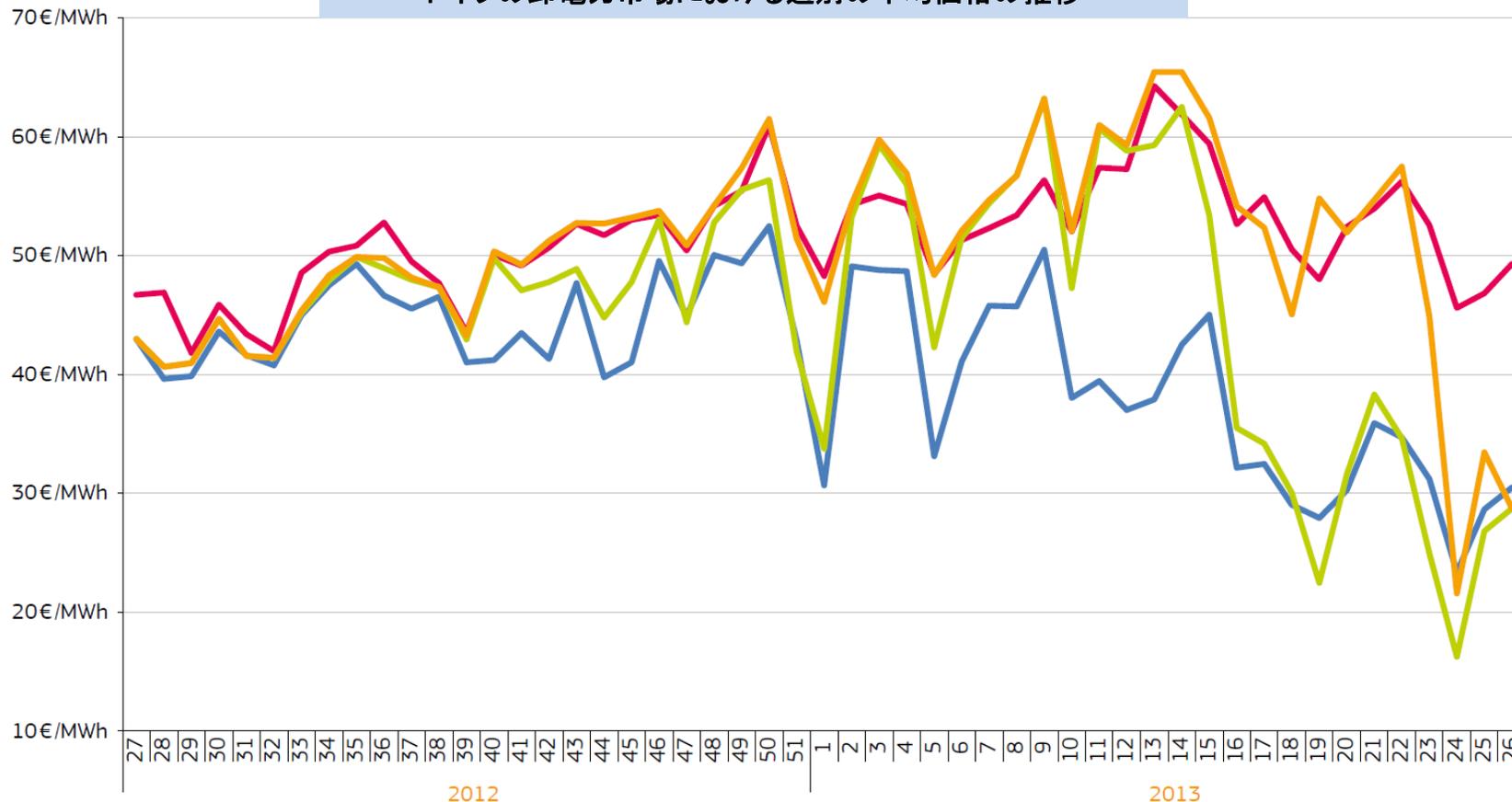


ドイツにおける卸電力市場価格の推移

- ドイツの卸電力市場では、近年、再生可能エネルギーの大量導入により卸電力価格が低い水準（2013年6月末時点で約30ユーロ（3,900円）/MWh）で推移
- 火力発電等の従来型発電は、電源を稼働しても利潤を出しにくい状況が続いている。

(1ユーロ=130円で計算)

ドイツの卸電力市場における週別の平均価格の推移



ドイツ



Source: Platts

出所) 欧州委員会, "Quarterly Report on European Electricity Markets, Volume 6, issue 2 Second quarter 2013"

ドイツ:2014年8月施行の改正法の主なポイント

分野	現行法(2012年改正法)	2014年改正法
目標の設定方法	<ul style="list-style-type: none"> 電力供給に占める再エネの割合を以下のとおり引き上げ、当該電力量を電力供給システムに統合することを目標とする。 <ul style="list-style-type: none"> 2020年までに35%以上 2030年までに50%以上 2040年までに65%以上 2050年までに80%以上 	<ul style="list-style-type: none"> 電力消費に占める再エネの割合を、継続的に、かつ費用対効果の高い形で、2050年に80%以上に引き上げるという目標を追求する。このため、以下の割合を達成する。 <ul style="list-style-type: none"> 2025年までに40~45% 2035年までに55~60% ⇒従来は「最低限」の導入目標を設定していたが、「上限を含めた幅」をもった導入目標へと変更。
買取価格の設定水準	<ul style="list-style-type: none"> エネルギー源別の標準的設備の発電コストを算出し、その結果に基づいて買取価格の見直しが検討され、決定。 2014年新設設備の平均買取価格は17ユーロセント/kWh(約22円/kWh)。 	<ul style="list-style-type: none"> 新設設備の買取価格を全体的に引き下げ。 2015年の新設設備の平均買取価格を12ユーロセント(約16円)/kWhまで引き下げのために、コストの高いバイオマス発電は設置容量を制限。 遅くとも2017年までに、新規設備に適用する支援水準を入札により決定する仕組みを導入。詳細は検討中。
買取価格の調整方法	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電設備については、あらかじめ設定したルールに基づいて新規設備に適用する買取価格を毎月適用。 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電設備に加え、陸上風力及びバイオマス発電についても同様の価格低減の仕組みを導入し、四半期ごとに新規設備に適用する買取価格を調整。
市場への直接販売	<ul style="list-style-type: none"> 固定価格買取制度に加え、卸電力市場における直接販売を促進するため、「市場プレミアム」制度を設け、事業者が適用を希望する制度を選択。 市場プレミアム制度では、市場価格と固定価格買取制度の価格との差額が補てんされる上に、市場参加に必要な諸経費等を考慮して設定した「管理プレミアム」を受領。 	<ul style="list-style-type: none"> 新規設備は、下記のように段階的に卸電力市場での電力直接販売とプレミアム付与の適用を義務化。 <ul style="list-style-type: none"> *2014年8月1日以降 500kW以上の新規設備 *2016年1月1日以降 250kW以上の新規設備 *2016年1月1日以降 100kW以上の新規設備 管理プレミアムは廃止。
自家発自家消費	<ul style="list-style-type: none"> 自家発自家消費の場合は、賦課金免除。 	<ul style="list-style-type: none"> 新規の自家発自家消費設備は、一定比率の固定価格買取制度に伴う賦課金を負担。但し、10kW以下の設備は、自家消費量が10MWhを超えない限り賦課金は免除。

参考資料：現地視察関連

MHI Vestas Offshore Wind社の概要

○2014年4月、三菱重工業(株)と、デンマークの世界的風力発電機メーカーであるVestas社(風力発電機の世界シェア第2位)の合併会社として設立。

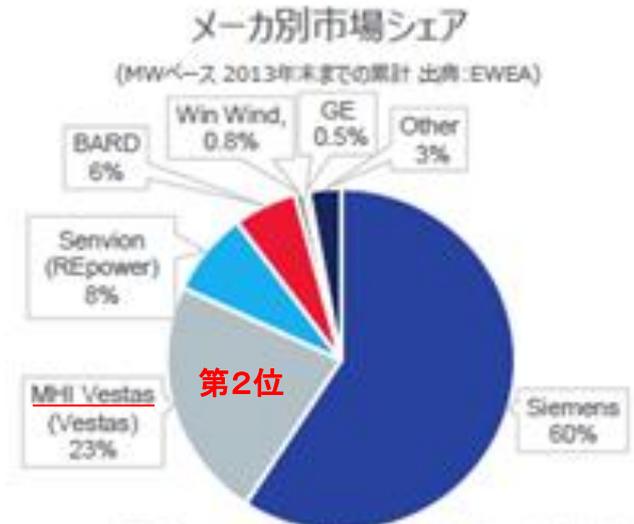
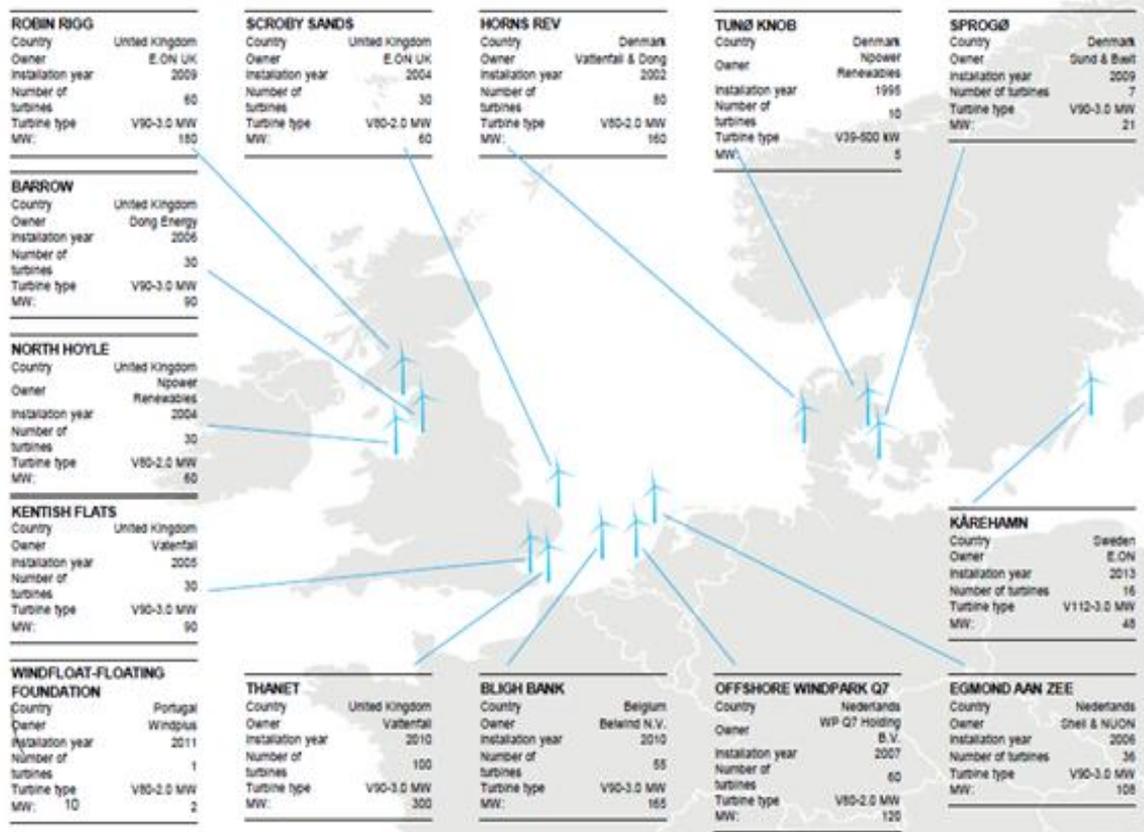
(出資比率:MHI50%、Vestas社50%(2016年には、MHI社が、51%の株式を取得予定。))。

○洋上風車の開発・設計・調達・製造・販売・アフターサービスを、全世界のマーケットを視野に展開。これまで、欧州を中心に(Vestas社単独での実績を含め)1,457MWの洋上風力納入実績あり。

○現在、同社では、世界最大級の8MWの風力発電機を市場投入に向けて実証中。今般の調査では、同社の洋上風力発電機の仮組立・出荷基地であるEsbjerg港を訪問。

【MHI Vestas Offshore Wind 社の納入実績(Vestas社の納入実績を含む。)]

【洋上風力のメーカー別市場シェア】

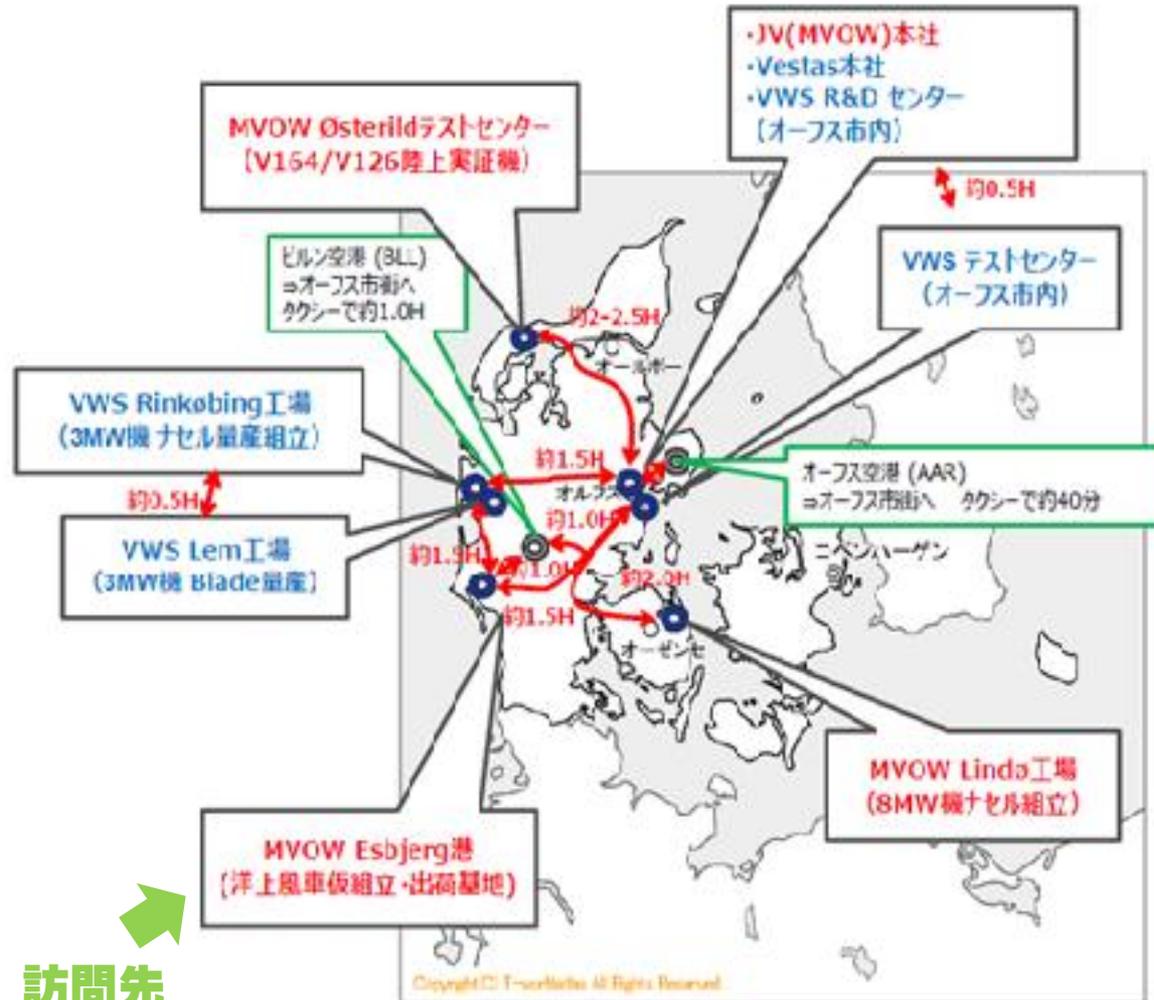


- Siemens及びMHI Vestasが2強 全体市場の8割強を占める (両社ともデンマークに設計・製造拠点)

MVOW社のデンマーク国内拠点

○ Esbjerg港があるユトラント半島には、関連する部品工場が集積している(主要なパーツであるナセル・ブレードの工場とEsbjerg港の距離は、約20KM程度)ことに加え、デンマーク国立の大型風車実証試験センターや、本社機能(R&D・設計機能等)も集積している。

【MHI Vestas Offshore Wind 社のデンマーク国内拠点】



訪問先

MVOW社：洋上風車仮組立・積出拠点①



【組み立て待ちのナセル】

- 200～300m程度の長さになり、組み立て中のナセルが置かれている。ここで、部品等の組立てから、出荷前の製品の性能試験までが行われている。
- 奥に行けば行くほど、完成品に近づいている(写真は、3MW級風車のナセル)通常、完成まで、135時間程度の時間を要する。

【ナセルの内部】

- ナセルの内部も見学。一度に、大人7～8人が内部に入っても余裕の広さ。洋上風力では、洋上での設備修理費が高いため、機体の信頼性向上が、運営費用(OPEX)の低減にとって極めて重要。このため、設備の試運転等の品質検査も念入りに実施。



【風車のブレード】

- 巨大な洋上風車のブレード。翼長は、約57m。
- ブレードは、完成品が仮組立・積出拠点まで、トラックで運ばれ、出荷まで保管される。
- ブレードのナセルへの取り付けは、洋上で行われる。

MVOW社: 洋上風車仮組立・積出拠点②



【タワー】

- 写真の巨大クレーンを用いて、この基地に運搬されてきたタワーを垂直に立て、積み出しに備えている。
- 写真の3MW機で、タワーの高さは約65m程度。現在実証中の8MW機では、これが110m程度となる予定。

【運搬船への積み込み】

- 基地内で垂直に立てられたタワーは、垂直のまま運搬船に積み込まれる。



【運搬】

- 発電サイトまで、運搬。一度に8本程度のタワーを運搬することが可能。

REE社コントロールセンター

【CECRE画面】

○再エネ制御用システム。
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】

○連系線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。

【右画面】

○需要の予測値・計画値
実発電量等を表示。

【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、システムを制御。

○CECREは専任のオペレーターが1名(左端)。



Feldheim(フェルトハイム)村 ー再エネ100%村ー

【42機の風力発電機が立地】

○ Feldheim村の近隣に立地するウインドファームで発電された電気を、自営線を用いてFeldheim村の各戸に対して供給。ドイツでは、100%グリーン電力を用いた小売事業の場合は、賦課金・環境税がかからないため、他の電力会社より安く電気を供給できている。



【バイオガス発電】

○ Feldheim村では、バイオガス発電を緊急時用のバックアップ電源として活用する他、地域熱供給事業への売熱も実施。

