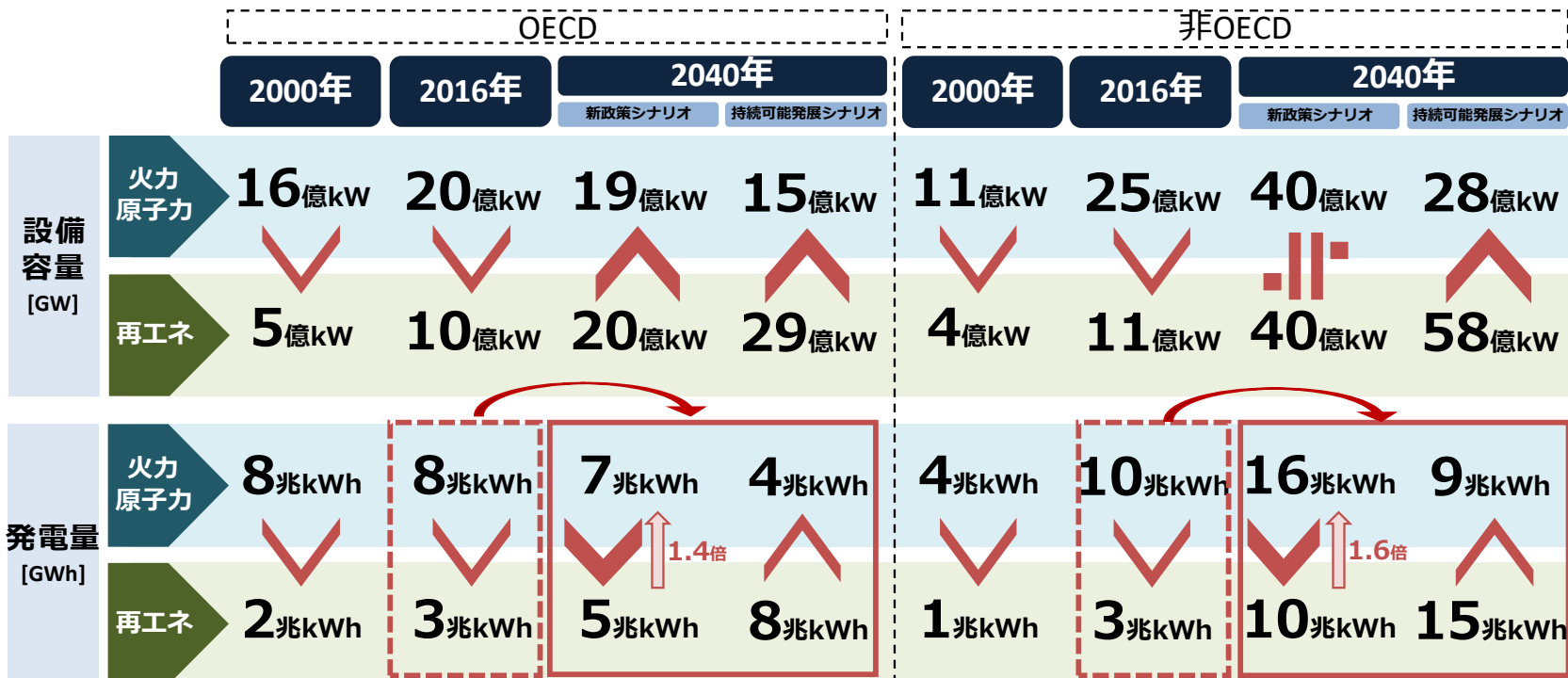


# 洋上風力発電の促進に向けて

2018年10月16日  
経済産業省 資源エネルギー庁  
新エネルギー課長  
山崎 琢矢  
Takuya Yamazaki

# 再エネの導入状況：世界

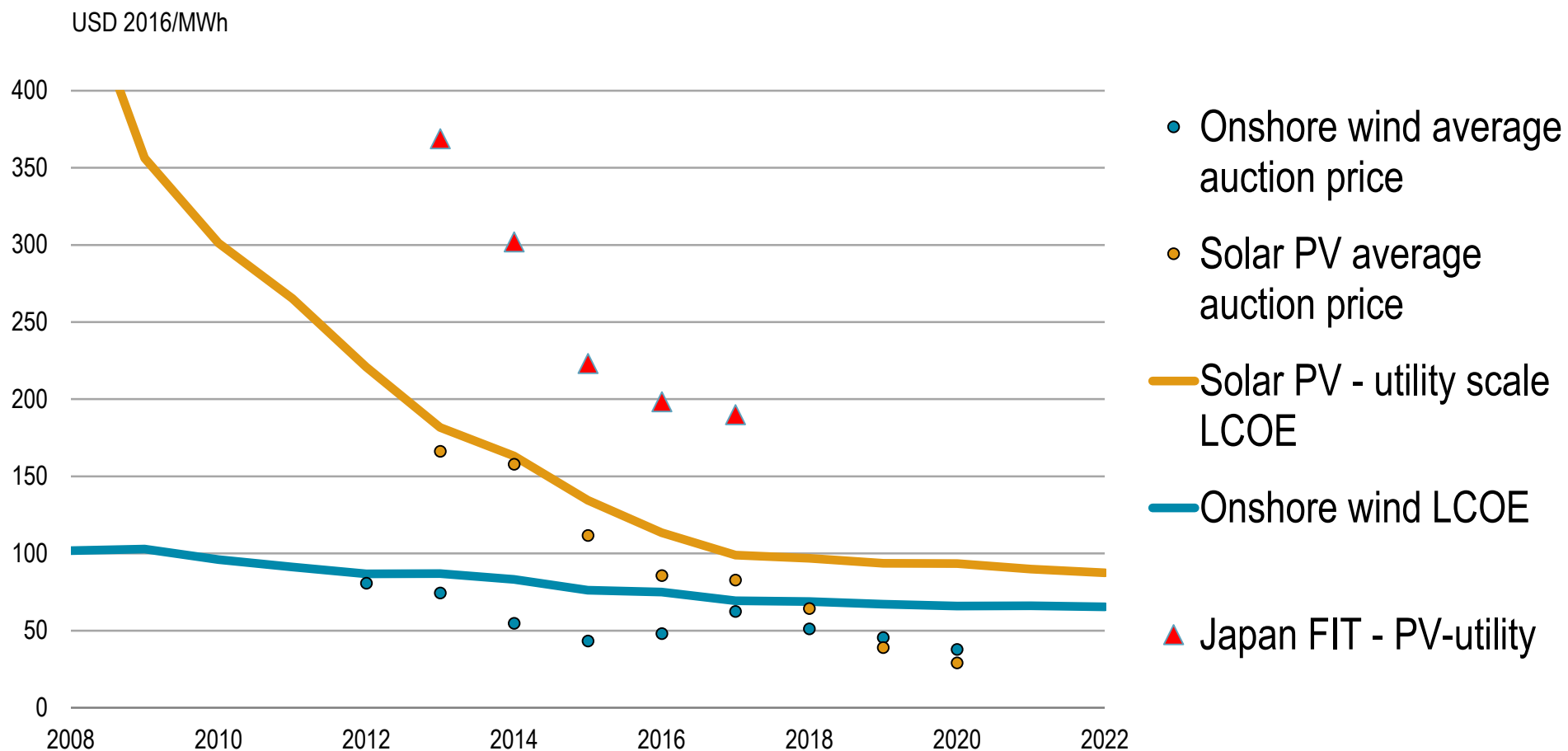
- ～ 再エネの投資額は、現在、火力・原子力を凌駕
- ～ 設備規模でも、中位シナリオであっても40年に火力・原子力に並ぶ勢い。



※投資額は1 \$ = 100円で概算、世界全体  
 ※2040年はWEOシナリオ

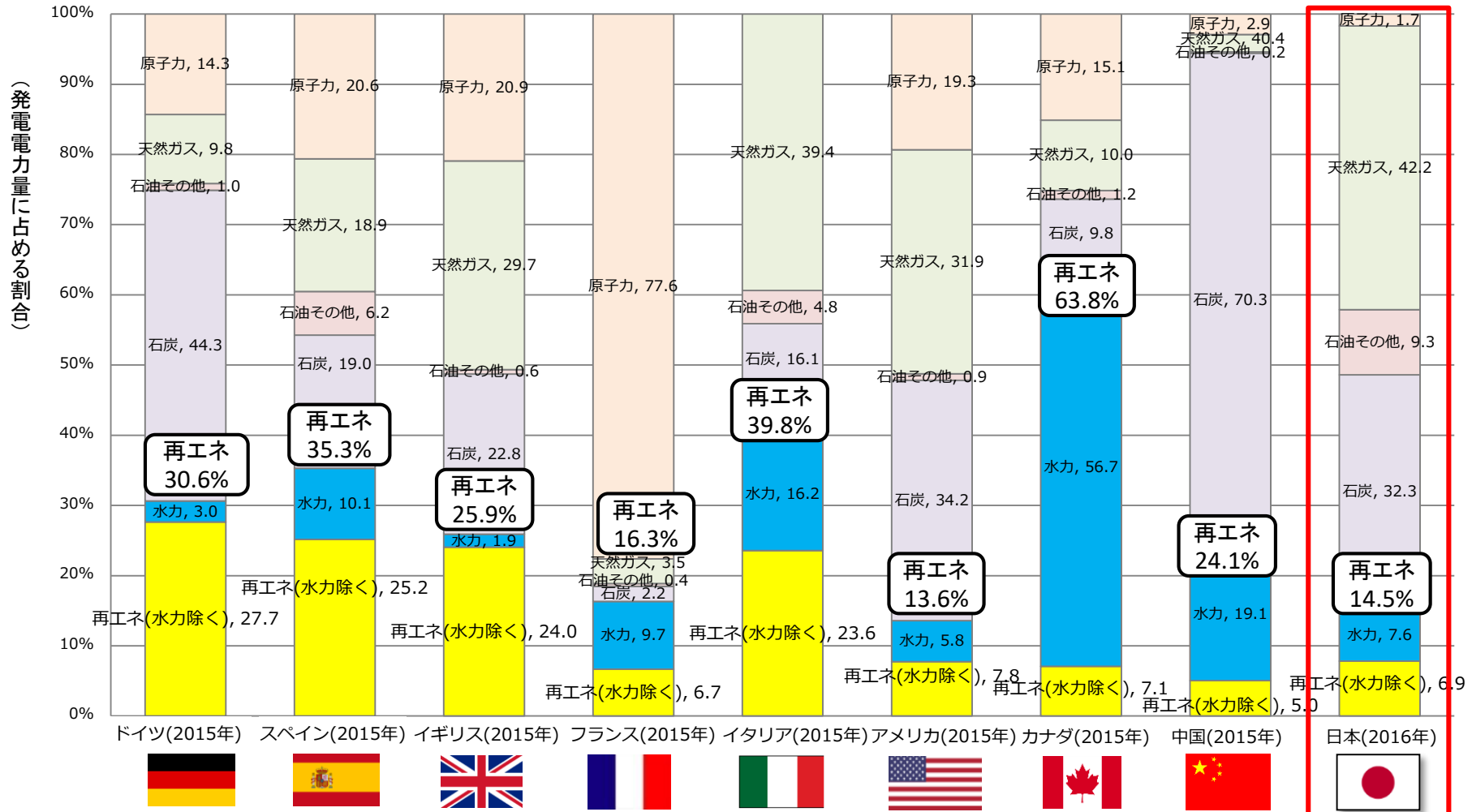
# 再エネ価格の低減：世界

- 太陽光・風力ともに、10円/kWh以下での売電契約が広がる。



出典：IEA Renewables 2017

# 主要国の再エネ発電比率



主要再エネ ※水力除く	風力 12.3%	風力 17.7%	風力 12.0%	風力 3.8%	太陽光 8.1%	風力 4.5%	風力 3.9%	風力 3.2%	太陽光 4.4%※
目標年	①2025年 ②2035年	2020年	2030年	2030年	2020年	2035年	— (国家レベルでは定めていない)	2020年	2030年
再エネ導入 目標比率	①40~45% ②55~60% 総電力比率	40% 総電力比率	44%(※) 総電力比率	40% 総電力比率	35~38% 総電力比率	80% クリーンエネルギー (原発含む)総電力比率	— (国家レベルでは定めていない)	15% 1次エネルギーに 占める非化石比率	22~24% 総電力比率

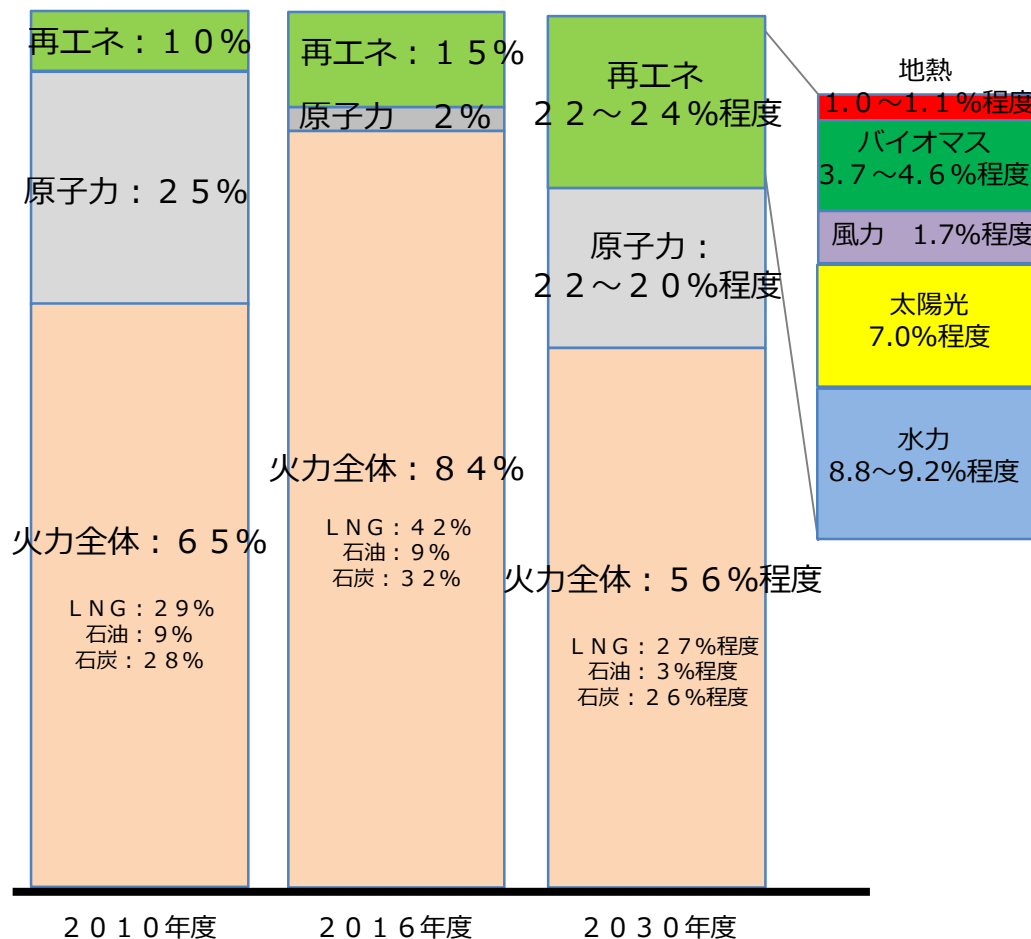
(※) 複数存在するシナリオの1つ。

(出典) 資源エネルギー庁調べ。

# エネルギーミックスへの道のり

- エネルギーミックスでは、**2030年度の電源構成に占める再生可能エネルギー比率は22~24%**となっており、まずはこの実現に向けて取組を進めていくことが重要。

＜エネルギーミックスの電源構成比率＞



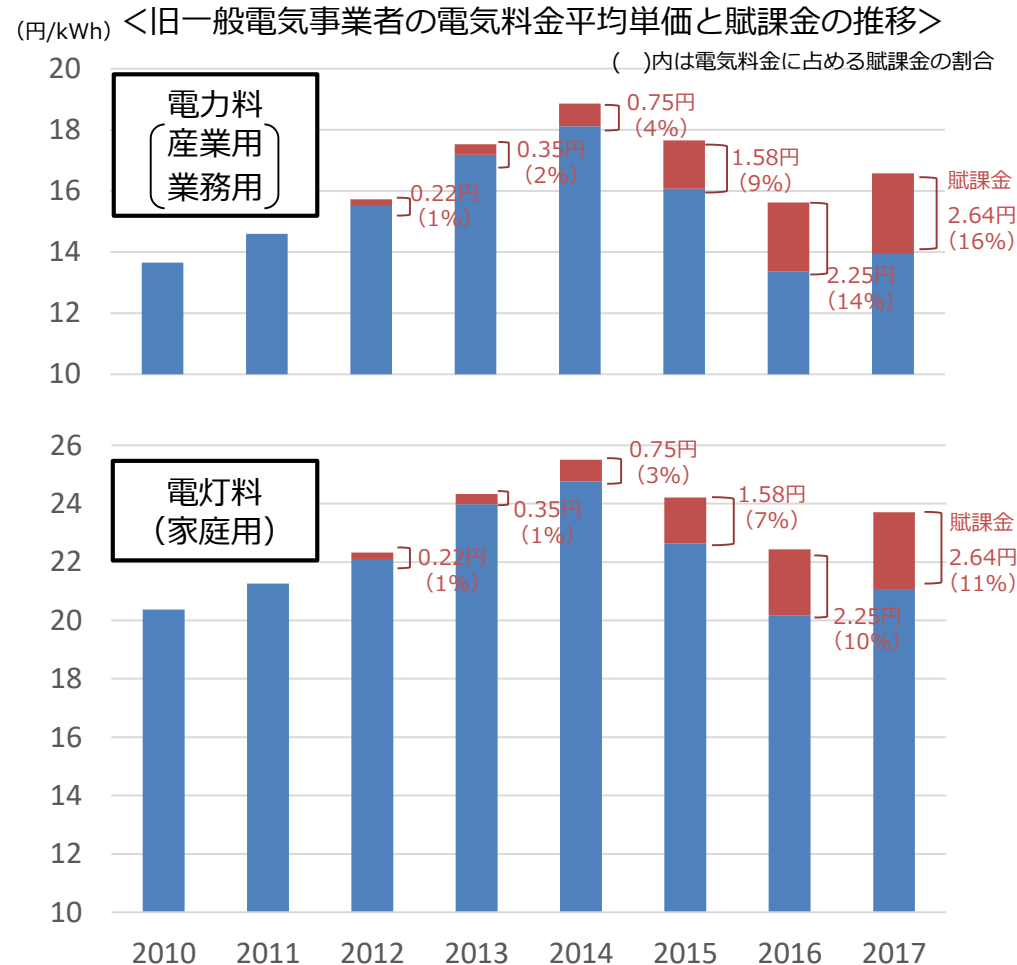
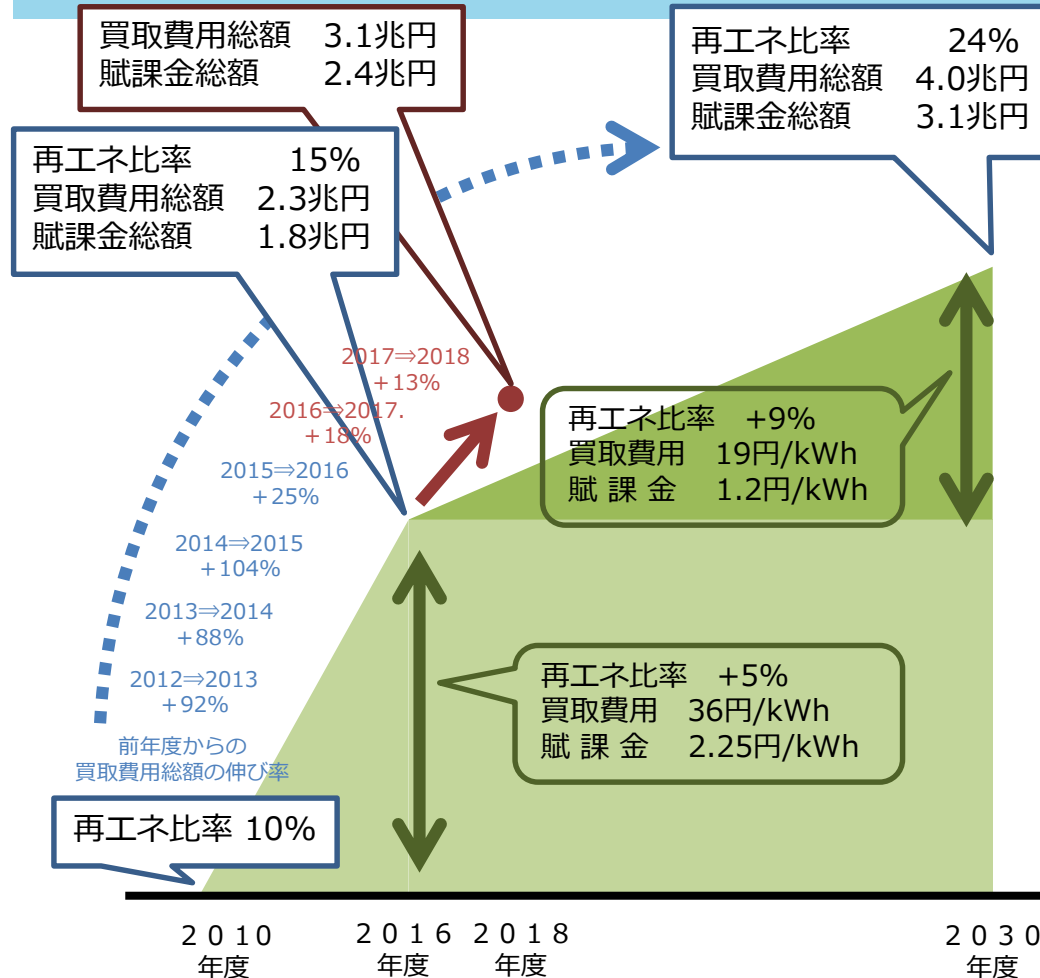
単位 : kW	導入量 18年3月	FIT前導入量 + FIT認定量 (18年3月)	ミックス (2030年度)	ミックス に対する 導入進捗率
太陽光	4,450万	7,570万	6,400万	約70%
風力	350万	910万	1,000万	約35%
地熱	54万	60万	140~155万	約37%
中小水力	970万	980万	1,090~1,170万	約86%
バイオ	360万	970万	602~728万	約54%

※バイオマスはバイオマス比率考慮後出力。  
 ※改正FIT法による失効分は、2017年4月以降の失効分も含めて反映済。  
 ※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。  
 ※地熱・中小水力・バイオの「ミックスに対する進捗率」はミックスで示された値の中間値に対する導入量の進捗率。

# 国民負担抑制との両立

● 10%→15% (+5% : 2016年度) に約2兆円/年の賦課金。今後15%→24% (+9%) を約1兆円/年で実現。

● 2018年度の買取費用総額は3.1兆円、賦課金（国民負担）総額は2.4兆円。



(注) 2016年度・2018年度の買取費用総額・賦課金総額は試算ベース。

2030年度賦課金総額は、買取費用総額と賦課金総額の割合が2030年度と2016年度が同一と仮定して算出。

kWh当たりの買取金額・賦課金は、(1) 2016年度については、買取費用と賦課金については実績ベースで算出し、(2) 2030年度までの増加分については、追加で発電した再エネが全てFIT対象と仮定して機械的に、①買取費用は総買取費用を総再エネ電力量で除したものと、②賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

(注) 電力需要実績確報（電気事業連合会）、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁作成。  
なお、旧一般電気事業者の電力料金平均単価はFIT賦課金減免を反映した数字となっている。

# 第5次エネルギー基本計画（2018年7月3日閣議決定）

- 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会においては、再生可能エネルギーの「主力電源化」を打ち出すとともに、系統制約の克服に向けた論点について集中的に検討を進め、中間整理の内容を第5次エネルギー基本計画に反映。

## <エネルギー基本計画の概要>

### 「3E+S」

- 安全最優先 (Safety)
- 資源自給率 (Energy security)
- 環境適合 (Environment)
- 国民負担抑制 (Economic efficiency)

⇒

### 「より高度な3E+S」

- + 技術・ガバナンス改革による安全の革新
- + 技術自給率向上/選択枝の多様化確保
- + 脱炭素化への挑戦
- + 自国産業競争力の強化

### 2030年に向けた対応

～温室効果ガス26%削減に向けて～  
～エネルギーミックスの確実な実現～

- 〔 -現状は道半ば -計画的な推進 〕
- 〔 -実現重視の取組 -施策の深掘り・強化 〕

#### <主な施策>

- **再生可能エネルギー**
  - ・主力電源化への布石
  - ・低コスト化,系統制約の克服,火力調整力の確保

- **原子力**
  - ・依存度を可能な限り低減
  - ・不断の安全性向上と再稼働

- **化石燃料**
  - ・化石燃料等の自主開発の促進
  - ・高効率な火力発電の有効活用
  - ・災害リスク等への対応強化

- **省エネ**
  - ・徹底的な省エネの継続
  - ・省エネ法と支援策の一体実施

- **水素・蓄電/分散型エネルギーの推進**

### 2050年に向けた対応

～温室効果ガス80%削減を目指して～  
～エネルギー転換・脱炭素化への挑戦～

- 〔 -可能性と不確実性 -野心的な複線シナリオ 〕
- 〔 -あらゆる選択枝の追求 -科学的レビューによる重点決定 〕

#### <主な方向>

- **再生可能エネルギー**
  - ・経済的に自立し脱炭素化した主力電源化を目指す
  - ・水素/蓄電/デジタル技術開発に着手

- **原子力**
  - ・脱炭素化の選択枝
  - ・安全炉追求/バックエンド技術開発に着手

- **化石燃料**
  - ・過渡期は主力、資源外交を強化
  - ・ガス利用へのシフト、非効率石炭フェードアウト
  - ・脱炭素化に向けて水素開発に着手

- **熱・輸送、分散型エネルギー**
  - ・水素・蓄電等による脱炭素化への挑戦
  - ・分散型エネルギーシステムと地域開発  
(次世代再エネ・蓄電、EV、マイクログリッド等の組合せ)

基本計画の策定 ⇒ 総力戦 (プロジェクト・国際連携・金融対話・政策)

## <エネルギー基本計画における記載>

第2章第1節3.

(1) 再生可能エネルギー

②政策の方向性

再生可能エネルギーについては、2013年から導入を最大限加速してきており、引き続き積極的に推進していく。(略) これにより、2030年のエネルギーミックスにおける電源構成比率の実現とともに、**確実な主力電源化への布石としての取組を早期に進める。**(略)

第2章第2節3.

(略)

**他の電源と比較して競争力ある水準までのコスト低減とFIT制度からの自立化を図り、日本のエネルギー供給の一翼を担う長期安定的な主力電源**として持続可能なものとなるよう、円滑な大量導入に向けた取組を引き続き積極的に推進していく。  
(略)

# 再エネ大量導入・次世代NW中間整理 (2018年5月)

再生可能エネルギーの  
主力電源化

再エネの大量導入を支える  
次世代電力ネットワークの構築

	日本の課題		今後の対応	
再生可能エネルギーの 主力電源化	<b>発電コスト</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>欧州の2倍</li> <li>これまで国民負担2兆円/年で再エネ比率+5% (10%→15%)</li> <li>→今後+1兆円/年で+9% (15%→24%)が必要</li> </ul>	<b>国際水準を目指した徹底的なコストダウン</b>	<b>入札制・中長期目標による価格低減</b> (大規模太陽光に加え、2018年度以降、入札対象を大規模バイオマスや洋上風力に拡大)	
	<b>事業環境整備</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>長期安定発電を支える環境が未成熟</li> <li>洋上風力等の立地制約</li> </ul>		<b>規制のリバランス 長期安定電源化</b>	<b>ゲームチェンジャーとなりうる技術開発</b> (ペロブスカイト型太陽電池等)
	<b>系統制約</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>既存系統と再エネ立地ポテンシャルの不一致</li> <li>系統需要の構造的減少</li> <li>従来系統運用の下で、増強に要する時間と費用が増大</li> <li>次世代NW投資が滞るおそれ</li> </ul>		<b>「新・系統利用ルール」の創設</b> ~ルールに基づく系統の開放へ~	<b>自立化を促す支援制度の在り方検討</b> (海外の先進手法の検証)
再エネの大量導入を支える 次世代電力ネットワークの構築	<b>調整力</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>変動再エネの導入拡大</li> <li>当面は火力で調整</li> <li>将来は蓄電の導入によりカーボン・フリー化</li> </ul>	<b>広域的・柔軟な調整 発・送・小の役割分担</b>	<b>洋上風力のための海域利用ルールの整備</b> (再エネ海域利用法案)	
		<b>調整力のカーボン・フリー化</b>	<b>適正な事業実施/地域との共生</b> (運転開始期限を2018年度から全電源に、太陽光パネル廃棄対策の検討開始、地熱資源の適正管理等に向けた制度検討)	
			<b>新たな再エネ活用モデル/再投資支援</b> (2019卒FITの取扱い決定、太陽光評価ガイドの活用)	
			<b>既存系統の「すき間」の更なる活用</b> (日本版コネクト&マネージ) (2018年度から、実態ベースの空容量算定、平時における「緊急枠」の先行活用、混雑時の出力制御前提の系統接続は、検討加速化)	
			<b>再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革</b> (「発電+NW」コストの最小化・次世代投資へ検討開始)	
			<b>徹底した情報公開・開示</b> (トッパンナー水準の地域の取組を全国で/よりきめ細かな開示)	
			<b>紛争処理システムの構築</b> (関係機関の連携強化)	
			<b>火力の柔軟性/再エネ自身の調整機能確保</b> (風力発電等への適用の検討加速化)	
			<b>市場機能/連系線/新たな調整機能の活用</b> (具体的な検討加速)	
			<b>競争力ある蓄電池開発・水素の活用</b> (コスト目標を目指した検討・アクションの加速化)	



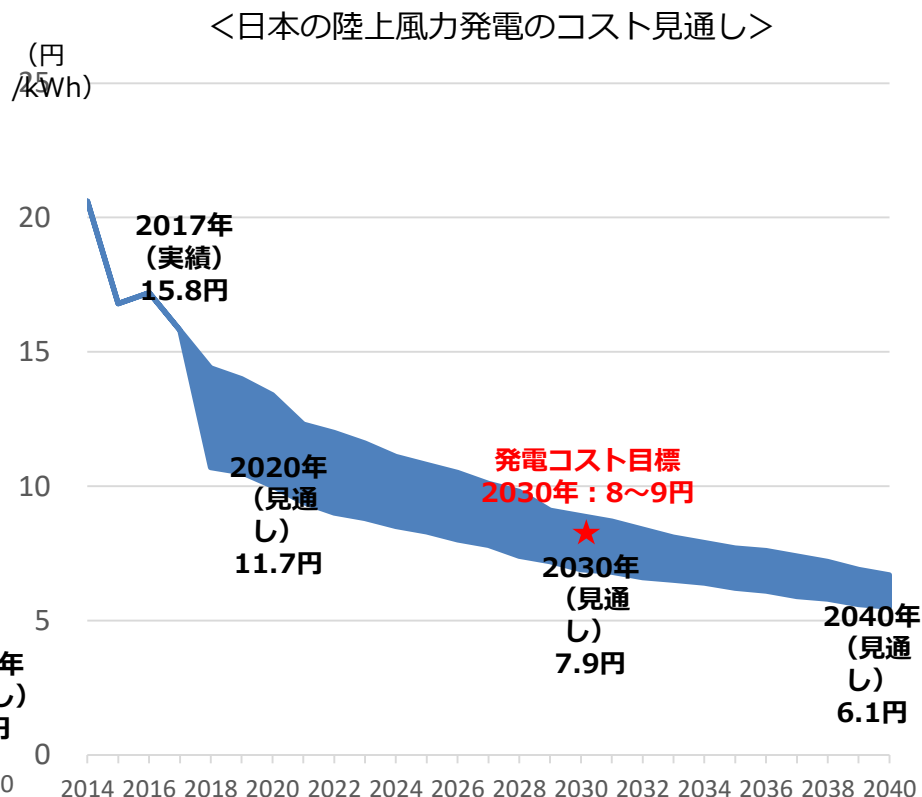
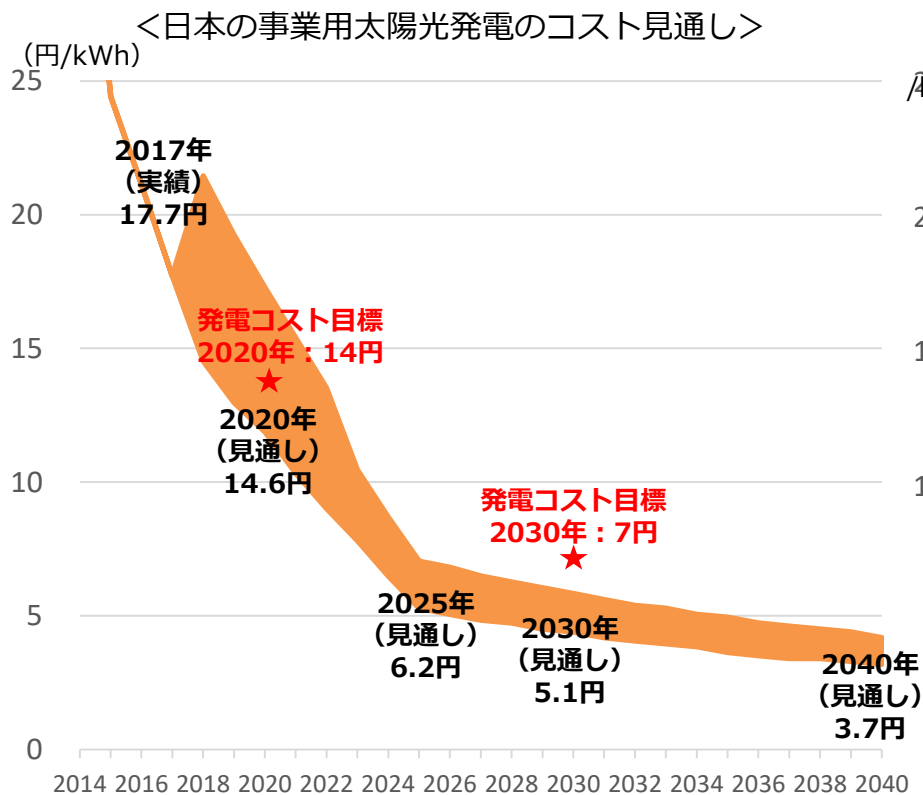
# 主力電源化に向けての検討

- エネルギー基本計画を踏まえた2030年の絵姿、更には2050年も見据えながら、再生可能エネルギーを社会に安定的に定着した主力電源としていくためのアクセルを踏んでいくことが必要。
- 再エネ大量導入・次世代NW小委員会を再開して検討開始（2018年8月29日）。



# コストダウンの加速化とFITからの自立化

- 主力電源化を実現するためには、更なるコストダウンの加速化、さらには、FITから自立したモデルを可能な限り早期に、可能な限り多く実現していくことが必要。



※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。2018年以降は見通し。資金調達コストを踏まえた割引率は太陽光：3%、風力：4%程度で計算。1\$=110円換算で計算。  
なお、Bloomberg NEFの推計は、日本の2020年度までは現行のFIT制度、2020年度以降はFIT制度からの自立化を前提としている。見通しのコストの値は、上位ケースと下位ケースの中央値。

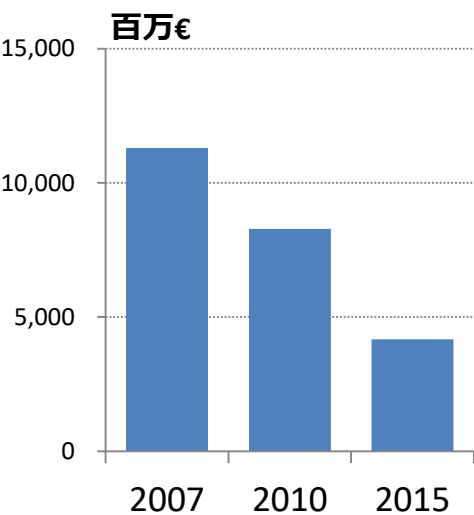
# 産業競争力の強化

- グローバル市場においては大規模な電力会社が再エネに積極的な投資を実施。

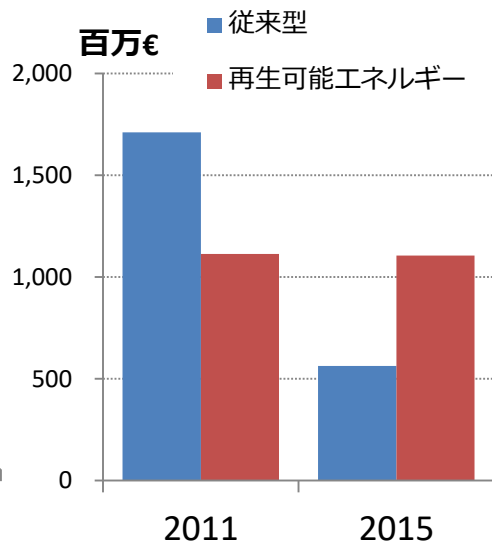
## E.ON (ドイツ)

- 総投資額は2007年から減少。
- 一方、発電分野別では、再生可能エネルギーが、従来型発電所向け投資を逆転。

### 総投資額



### 発電分野別 投資額

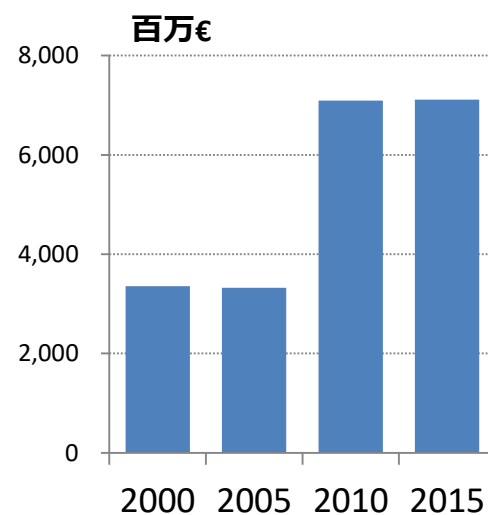


(出典) E.ON Annual Report 各年版、E.ON Capital Market Story (2016)

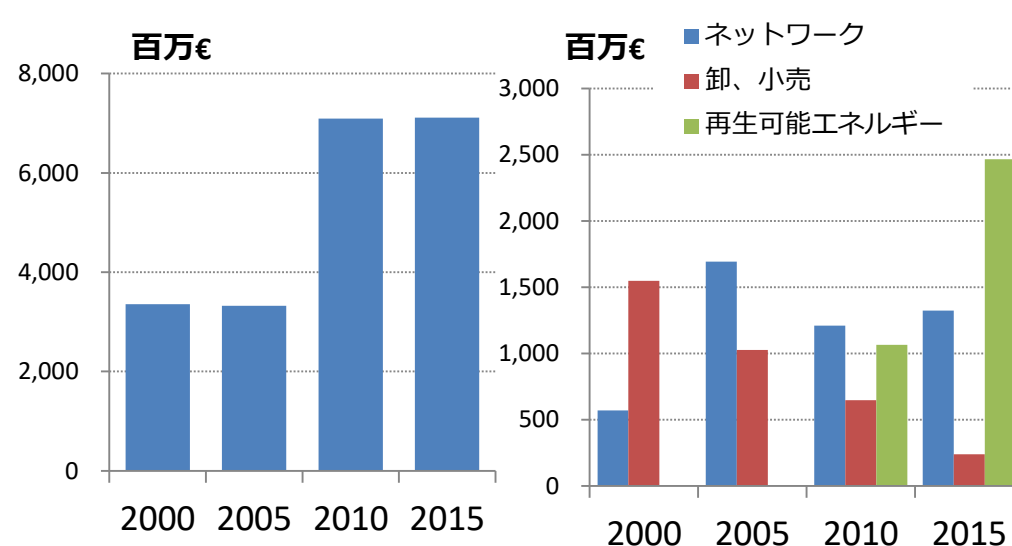
## Enel (イタリア)

- 総投資額は2005年からは大幅増。
- 事業別では、卸・小売から再生可能エネルギーへ大きく転換。

### 総投資額



### 事業分野別 投資額


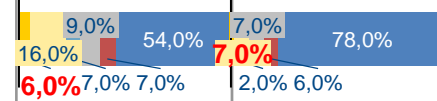
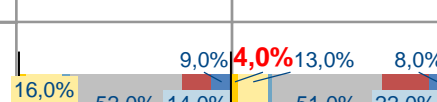

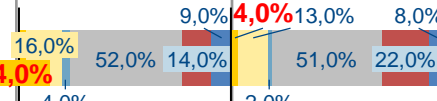
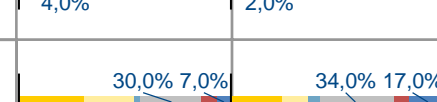

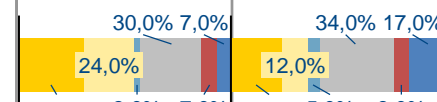
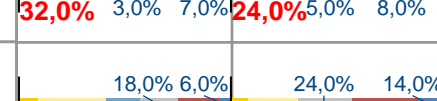

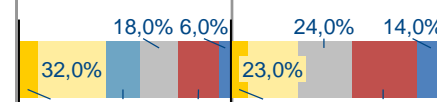
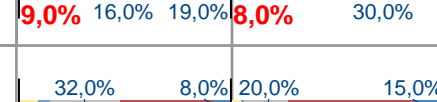

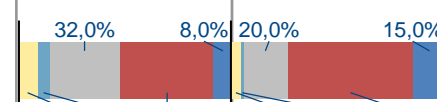
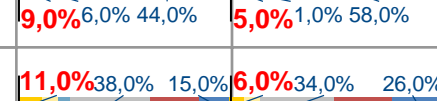

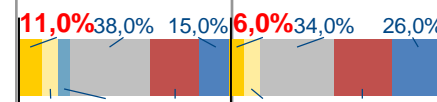



(出典) Enel, Annual Report 各年版、Capital Markets Day Strategic Plan (2016-19)

# (参考) 欧州の電力会社の電源構成

第1回 電力・ガス分野から考えるグローバルエネルギーサービス研究会 資料3

## 欧州電力会社ベンチマーク サマリ

	売上規模/ 営業利益率(%)	売上高海外 比率(%)	電源構成		戦略
			設備容量(%)	発電電力量(%)	
 EDF	750億€ (6.0%)	47%			<ul style="list-style-type: none"> <li>■ CAP2030                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- 顧客密着型ソリューションの展開</li> <li>- 電源競争力と低炭素化両立を目指した再エネ開発</li> <li>- 国際事業の加速(欧州外利益比率:5%→15%)</li> </ul> </li> </ul>
 Engie	699億€ (-4.4%)	64%			<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 3-year strategic transformation plan                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- 事業の低炭素化</li> <li>- 総合顧客ソリューションの展開</li> <li>- 非コモディティ事業への注力</li> </ul> </li> </ul>
 Iber.	314億€ (12.5%)	54%			<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Strategic Plan 2016-2020                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- 予見性の高い事業に注力しエネルギー転換を先導</li> <li>- 再エネ、ネットワーク、長期契約型発電事業に注力</li> </ul> </li> </ul>
 Enel	757億€ (9.7%)	47.6%			<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Strategic plan 2017-2019                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- デジタル化と顧客フォーカスが戦略の柱</li> <li>- デジタル化投資:47億€</li> <li>- デマンドレスポンス、e-home、e-mobility、mini utilityなど新たな顧客サービス展開</li> </ul> </li> </ul>
 RWE	456億€ (0.9%)	57%			<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 伝統的ビジネスモデルから脱却を目指し、再エネ、ネットワーク、小売事業を中心とした新会社Innogy設立</li> <li>- 親会社は従来型発電、トレーディングを継続</li> </ul>
 E.ON	1,162億€ (-4.4%)	65%			<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 伝統的ビジネスモデルから脱却を目指し、再エネ、ネットワーク、顧客ソリューションに注力</li> <li>- 従来型発電事業、トレーディング、資源開発はスピンオフ</li> </ul>



出所:各種二次情報よりADL整理

■ 再エネ ■ 水力 ■ 石油 ■ ガス ■ 石炭 ■ 原子力  
 ※RWEは再エネに水力含む

# (参考) 日本の発電事業者の電源構成

- 大規模な発電事業者（2016年度の発電電力量国内上位10社）の設備容量・発電電力量に占める水力を除く再エネの割合は各社とも2%未満となっている。

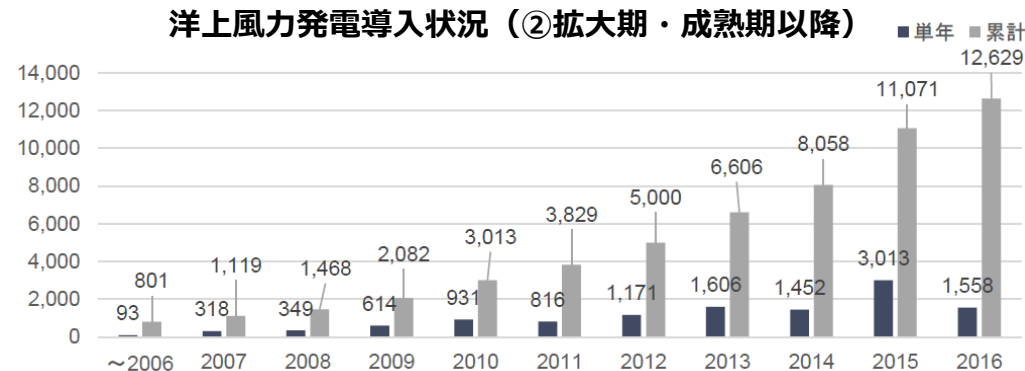
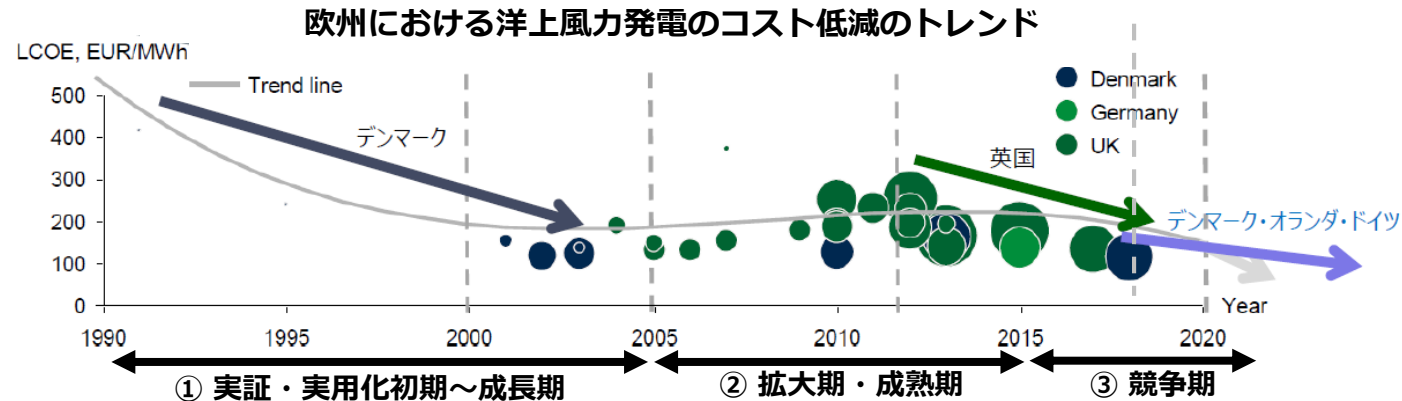
発電事業者名	売上規模 営業利益率	設備容量（2018年4月）	発電電力量（2016年度）
東京電力グループ（注） （200,378,348MWh）	5兆8,509億円 （4.9%）	石炭 5%、LNG 46%、石油 14%、原子力 20%、水力 16%、水力除く再エネ 0.08%	石炭 12%、LNG 79%、石油 4%、水力 5%、水力除く再エネ 0.03%
中部電力 （118,832,400MWh）	2兆8,533億円 （4.8%）	石炭 12%、LNG 55%、石油 7%、原子力 10%、水力 16%、水力除く再エネ 0.11%	石炭 25%、LNG 68%、石油 7%、水力 7%、水力除く再エネ 0.10%
関西電力 （94,977,888MWh）	3兆1,336億円 （7.3%）	石炭 5%、LNG 30%、石油 22%、原子力 19%、水力 24%、水力除く再エネ 0.03%	石炭 14%、LNG 65%、石油 7%、水力 14%、水力除く再エネ 0.10%
九州電力 （64,118,822MWh）	1兆9,604億円 （5.3%）	石炭 13%、LNG 24%、石油 17%、原子力 25%、水力 19%、水力除く再エネ 1.13%	石炭 27%、LNG 41%、石油 4%、原子力 20%、水力 7%、水力除く再エネ 1.78%
東北電力 （61,800,862MWh）	2兆0,714億円 （5.2%）	石炭 18%、LNG 41%、石油 9%、原子力 18%、水力 13%、水力除く再エネ 1.06%	石炭 32%、LNG 50%、石油 5%、水力 11%、水力除く再エネ 1.35%
電源開発 （60,970,838MWh）	8,563億円 （12.2%）	石炭 49%、水力 51%、水力除く再エネ 0.01%	石炭 85%、水力 15%、水力除く再エネ 0.09%
中国電力 （37,783,495MWh）	1兆3,150億円 （3.0%）	石炭 22%、LNG 21%、石油 25%、原子力 7%、水力 25%、水力除く再エネ 0.05%	石炭 44%、LNG 33%、石油 13%、水力 10%、水力除く再エネ 0.03%
北陸電力 （27,760,158MWh）	5,963億円 （2.5%）	石炭 36%、石油 19%、原子力 22%、水力 24%、水力除く再エネ 0.05%	石炭 69%、石油 10%、水力 21%、水力除く再エネ 0.10%
北海道電力 （23,195,888MWh）	7,331億円 （4.6%）	石炭 29%、石油 23%、原子力 27%、水力 21%、水力除く再エネ 0.33%	石炭 56%、石油 27%、水力 16%、水力除く再エネ 0.45%
四国電力 （20,215,528MWh）	7,318億円 （4.0%）	石炭 17%、LNG 15%、石油 27%、原子力 23%、水力 18%、水力除く再エネ 0.03%	石炭 39%、LNG 12%、石油 15%、原子力 23%、水力 11%、水力除く再エネ 0.03%

（注）東電ホールディングス、東電フェUEL&パワー、東電パワーグリッド、東電エナジーパートナーの4社の合計。（売上規模は東電ホールディングスのもの。）

※売上規模等是有価証券報告書、設備容量は電力調査統計、発電電力量は電気事業便覧より資源エネルギー庁作成。設備容量については、バイオマス発電設備は火力発電所として計上されている。

# 欧州における洋上風力発電導入の状況

- 欧州では、①実証・実用化初期～成長期（1990～2005年頃）、②拡大期・成熟期（2005～2015年頃）、③競争期（2015年頃～）と洋上風力発電（着床式）が発展。特に近年は急激に洋上風力発電の導入量が拡大（年1～2GW）。落札価格が10円/kWh未満の案件や市場価格（補助金ゼロ）の案件が出るなど、競争力ある電源。
- この背景として、以下の要因が指摘される。
  - － 制度的要因：周到な入札による事業者の開発リスク低減、有効な競争環境創出
  - － 技術的要因：風車・建設インフラの大型化、信頼性向上
  - － 経済的要因：洋上風力産業、サプライチェーン成熟によるリスク低下



# 洋上風力のための海域利用ルール等の整備

- 欧州の洋上風力発電に関する取組も参考にしつつ、海域利用のルール整備や系統制約への対応・関連手続の迅速化と、価格入札も組み合わせた洋上風力発電の導入促進策（いわゆる「セントラル方式」）を講じていくべき。→ 内閣府を中心に検討し、関連法案を国会に提出予定。
- 我が国よりも大きく先行する欧州の経験・知見を官民一体となって活用し、洋上風力発電を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において、重要な位置を占める電源とすることが可能。

## 【課題】

### 課題① 占用に関する統一的なルールがない

- ・ 海域の大半を占める一般海域は海域利用（占用）の統一ルールなし（都道府県の占用許可は通常3～5年と短期）。
- ・ 中長期的な事業予見可能性が低く、資金調達が困難。

### 課題② 先行利用者との調整ルールが不明確

- ・ 海運や漁業等、先行利用者が存在するが、洋上風力導入に係る調整のルールが不明確。意見調整の仕組みがない。

### 課題③ 高コスト

- ・ FIT価格が欧州と比べ36円/kWhと高額
- ・ 国内に経験ある事業者が不在

### 課題④ 系統につなげない・負担が大きい

- ・ 空き容量なし／募集プロセス手続中のため、促進区域を指定しても、系統枠が確保できない懸念。系統の負担が過大。

### 課題⑤ その他の関連制度でも洋上風力の促進を図るべき

## 【対応】

- ・ 国が、洋上風力発電事業を実施可能な促進区域を指定し、公募を行って事業者を選定、長期占用を可能とする制度を創設。  
→ FIT期間とその前後に必要な工事期間を合わせ、十分な占用期間（30年間）を担保し、事業の安定性を確保。

- ・ 関係者間の協議の場である協議会を設置。地元調整を円滑化。
- ・ 区域指定の際、関係省庁とも協議。他の公益との整合性を確認。  
→ 事業者の予見可能性を向上、負担を軽減。

- ・ 価格入札制を採用  
→ 競争を促してコストを低減

- ・ 日本版コネクト&マネージによる系統接続の確保や系統コスト削減の徹底（接続費用の検証・託送制度改革）に取り組む。  
この成果を洋上風力にも活用可能。

- ・ 環境アセスメント手続の迅速化等、洋上風力発電事業関連の制度について、洋上風力発電が促進されるよう、関係省庁と連携

再エネ海域利用法の創設により実現

- ◆ 「再エネ＝主力電源化」を明確に位置付け
- ◆ これからは、主力電源化の条件である「コスト競争力＋長期安定電源化」を加速的に深掘り
  - ✓ 国際水準並みのコスト低下・FITからの自立化
  - ✓ 適正な事業運営・再投資・地域との共生 ⇔ 産業競争力・プレーヤー
- ◆ 洋上風力は「主力電源化」実現のために不可欠
  - ✓ 海域利用ルールの整備や系統制約克服などを進める
  - ✓ 一方で、徹底的にコスト競争力を高めること（FITに頼らない電源となること）＋地域と共生すること（長期安定電源化）が条件