

先行国に見る 再生可能エネルギーの実力

2015年4月16日

小野章昌

今日の話題

1. ドイツで今何が起きているか？
FITからFIP(フィード・イン・プレミアム)へ
2. 米英スペインの現状と見通し
3. 太陽光・風力の市場性と限界
4. 再生可能エネルギーの検証
5. 我が国が学ぶべきこと

基礎

エネルギー資源の3条件

(東京大学名誉教授 石井吉徳)

- 濃集している
- 大量にある
- 経済的に回収できる

風力・太陽光発電の本質

- 濃集している ×
- 大量にある
- 経済的に回収できる

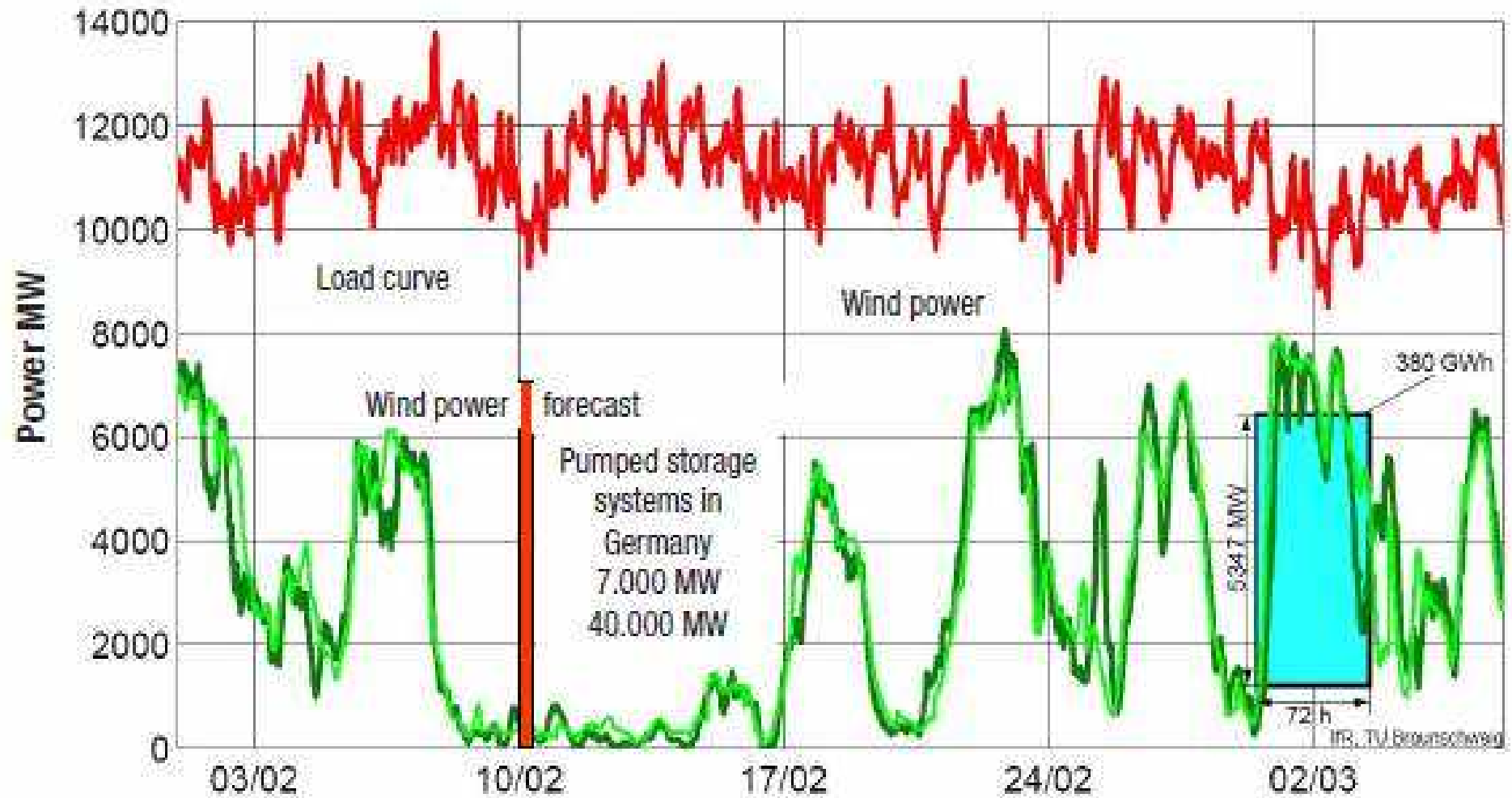
希薄なエネルギー源であり、
変動性と間欠性の特質は変えられない。



ドイツの例

風力発電(緑色)の変動例

Input and load curves in the Vattenfall HV grid (01.02. – 06.03.08)

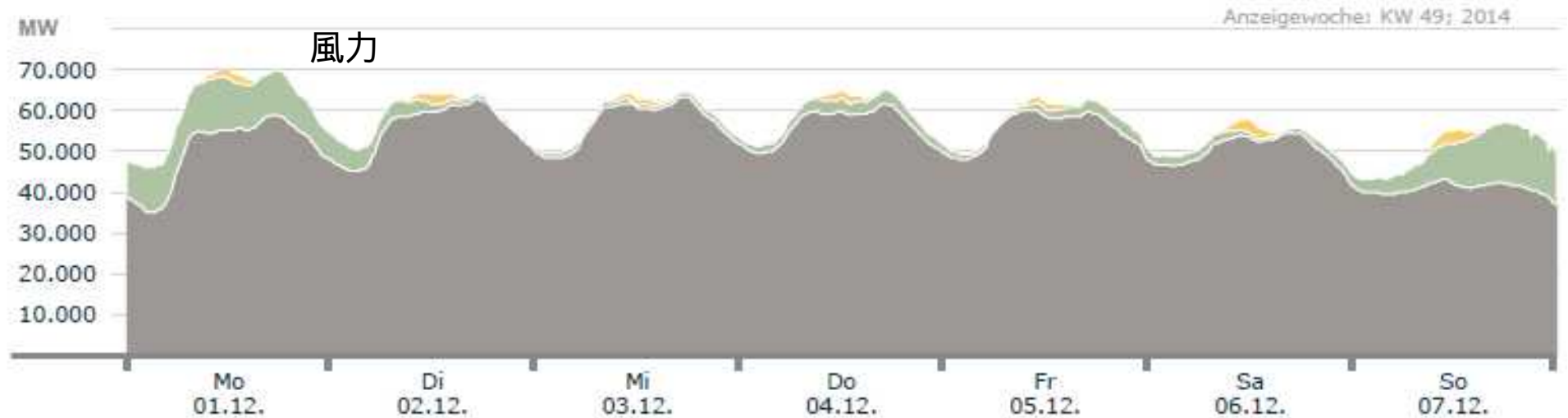


出典: VDEレポート



2014年12月第1週の発電

Tatsächliche Produktion



	Max. Leistung	Datum max. Leistung	Wochenenergie
Solar 太陽光	3,1 GW	07.12., 11:45 (+1:00)	0,06 TWh
Wind 風力	15,4 GW	07.12., 19:45 (+1:00)	0,73 TWh
Konventionell > 100 MW	63,3 GW	03.12., 17:00 (+1:00)	8,78 TWh

パワー (kW) とエネルギー (kWh)

- パワー (kW) は**仕事をする力**
スイッチを入れるとエアコンのモーターが動く、電磁調理器が熱を出す、蛍光灯の灯りを点す。
- 不特定時間に不特定数量を発電する**太陽光・風力はパワー (kW) の供給を保証できない**。必要な時にあるとは限らないから。 ➡ 別途パワーを補う安定電源を必要とする (バックアップ電源)。
- エネルギー量 (kWh) だけでは有用性の判断ができない。(例: 1000戸分を賄うメガソーラー)



1. ドイツ再エネの現状(2014年実績)

	風力	太陽光	バイオ	水力
発電量	560億kWh	349億kWh	491億kWh	205億kWh
同割合	9.7%	6.0%	8.5%	3.5%
発電容量	3,568万kW	3,812万kW	815万kW	562万kW
同割合	19.0%	20.3%	4.3%	3.0%
年間稼働率	17.9%	10.5%	68.5%	42.2%

出典:独経済エネルギー省「再生可能エネルギー2014」



再生エネルギー発電量

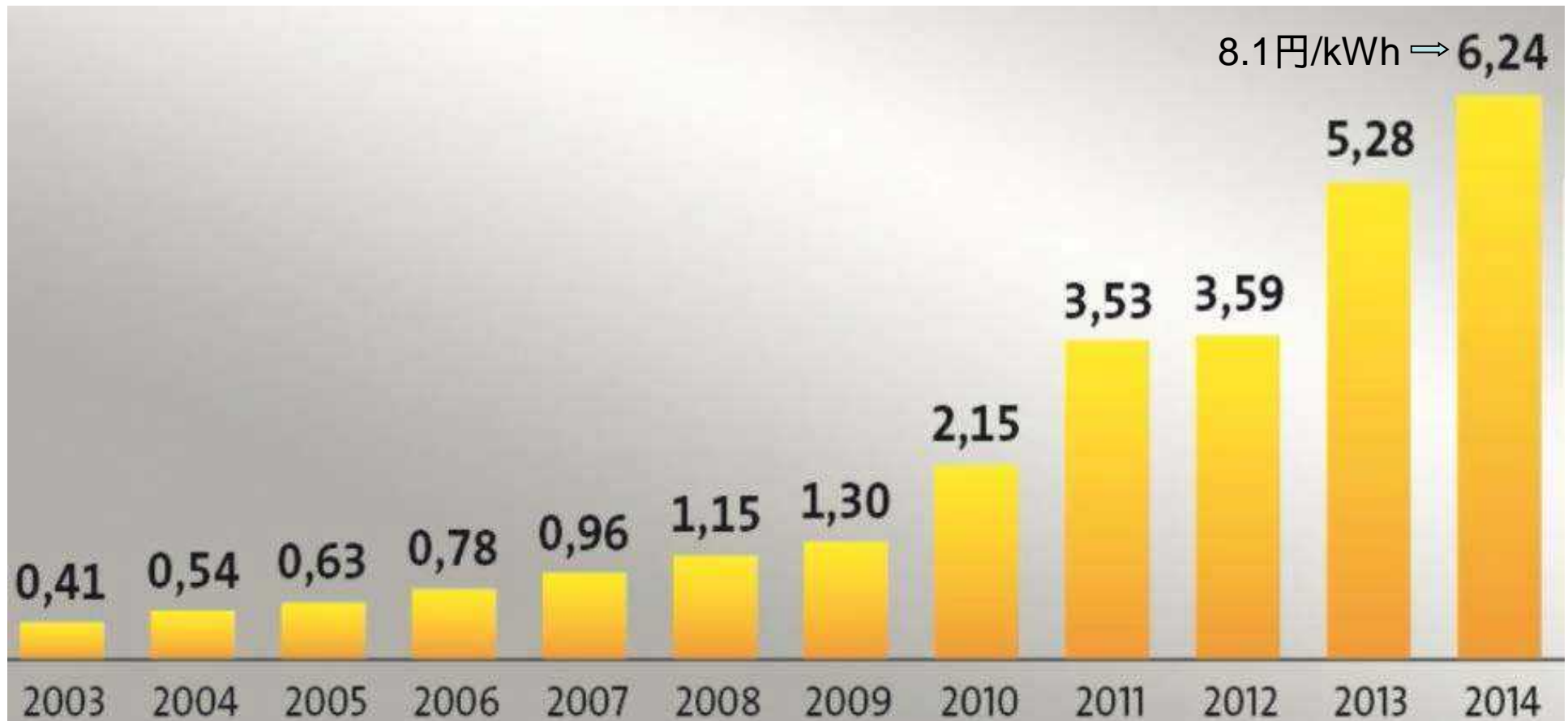


出典: 独経済エネルギー省「再生可能エネルギー2014」



賦課金の増大

(単位:ユーロセント/kWh)

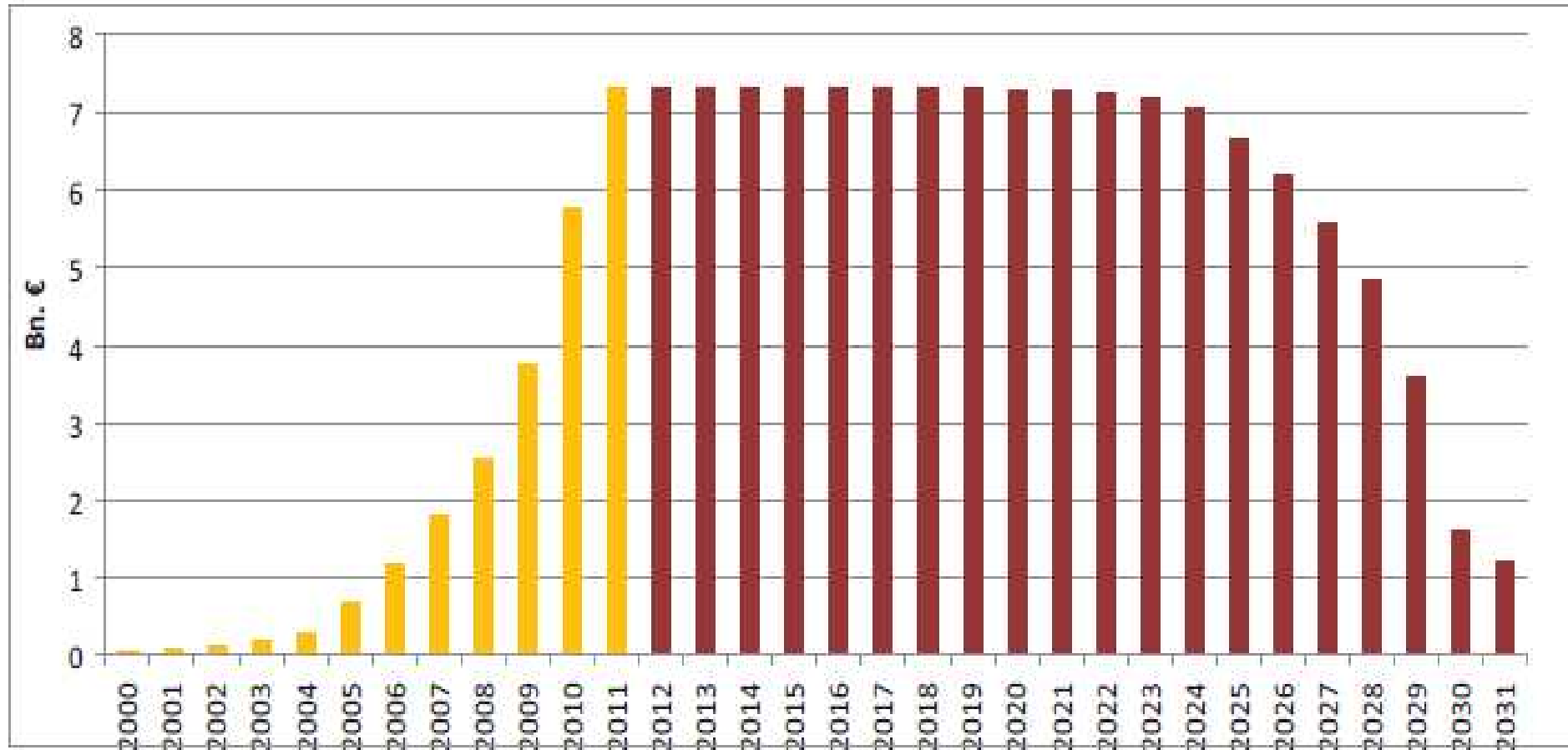


出典: Bird & Bird資料



賦課金支払は20年間続く (太陽光)

10億ユーロ



出典:ドイツRWI経済研究所2012年レポート

過大な消費者負担 → FITからFIPへ

- ドイツ政府はFITの負担軽減を図るため2014年8月よりFITを止め、FIP(フィード・イン・プレミアム)制度に切替えた。
- 再エネ事業者に卸売市場での販売を義務付け。固定買取価格と販売価格の差額を「プレミアム」として補填する制度とした。プレミアムは賦課金として消費者に請求。
- 2017年からは固定買取価格を廃止し、プレミアム額(=賦課金)を入札で決める制度にする。
- 固定買取価格は月ごと(太陽光)、または四半期ごと(陸上風力)に低減される(新設量が年間目標を下回る場合には低減幅を縮小、上回る場合には拡大)。修正買取価格を将来の入札上限額に適用。



FITからFIPへ

価格

固定買取価格

Feed-in
tariff

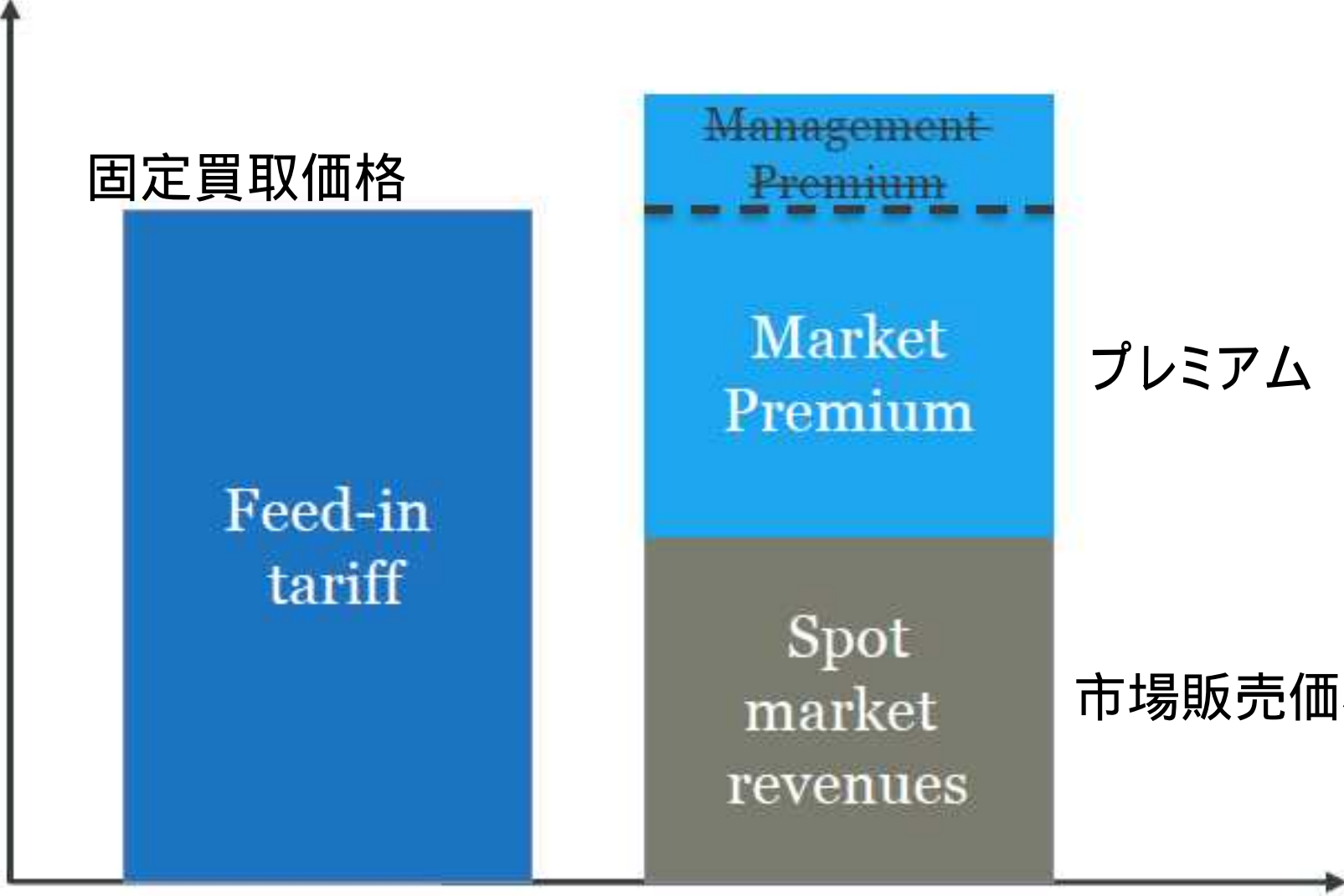
Management
Premium

Market
Premium

Spot
market
revenues

プレミアム

市場販売価格





固定買取価格 (2014年8月)

電源	容量区分 (kW)	価格 (セント/kWh)
陸上風力	区分なし	8.90 (11.6円)
洋上風力	区分なし	19.40 (25.2円)
太陽光	10kW以下	13.15 (17.1円)
	1,000kWまで	11.49 (14.5円)
	1万kWまで	9.23 (12.0円)

太陽光買取価格修正の仕組み

新設目標は
毎年240万 ~
260万kW

基本は毎月0.5%低減

	pro Monat:
rd. 29% ab 7.500 MW	→ 2,8%
rd. 26% ab 6.500 MW	→ 2,5%
rd. 23% ab 5.500 MW	→ 2,2%
rd. 19% ab 4.500 MW	→ 1,8%
rd. 15% ab 3.500 MW	→ 1,4%
11,4% ab 2.600 MW	→ 1,0%
Zielk. 2.400 - 2.600 MW 6%	→ 0,5%
3% unter 2.400 MW	→ 0,25%
0% unter 1.500 MW	→ 0 %
- 6% unter 1.000 MW	→ -0,5%

陸上風力買取価格(1)

- 新設目標幅は毎年240万～260万kW
- 2014年8月買取価格は8.90セント(11.6円)/kWh
- 四半期ごとに0.4% 低減。年間新設目標を上回ったら低減率を拡大(下表)

Expansion exceed growth target corridor by	Increase of degression to
up to 200 MW	0.5 %
more than 200 MW	0.6 %
more than 400 MW	0.8 %
more than 600 MW	1.0 %
more than 800 MW	1.2 %

陸上風力価格(2)

逆に年間新設目標を下回ったら低減率を縮小させる(下表)

Expansion fall below growth target corridor by	Reduction of the degression to
up to 200 MW	0.3 %
more than 200 MW	0.2 %
more than 400 MW	0 %
more than 600 MW	0% Degression + increase of feed-in-tariffs by 0.2 %
more than 800 MW	0% Degression + increase of feed-in-tariffs by 0.4 %

洋上風力価格

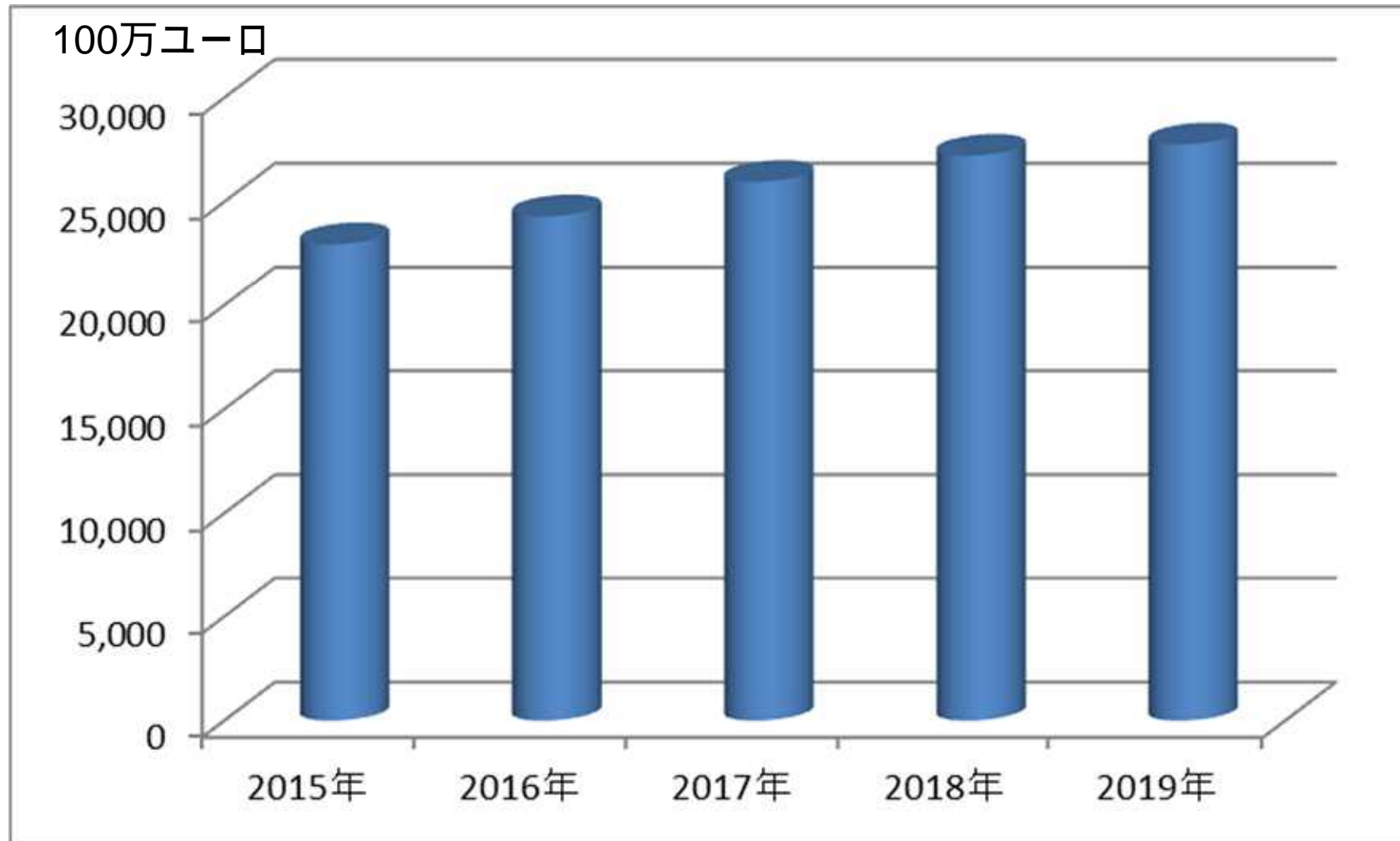
- 設置目標は2020年までに累計650万kW、2030年までに累計1,500万kW(年平均では80万kWとなる)
- プロジェクトの最初の8年間の買取価格は19.4セント(25.2円)/kWh
- 2018年新設分より毎年0.5%~1%の低減あり

FIP制度で負担は安くなるか？

- 過去のFITによる超過負担は継続される。
- 自己販売責任となっても、前日スポット市場での「成行き売り」という販売手法は変わらないであろう。
- 移行期間中は消費者超過負担(固定買取価格－市場販売価格)は変わらない。
- FIPになれば「**プレミアム入札結果次第**」となるが、上限額が固定買取価格の延長上に設定されるので、「**プレミアム**(+市場販売価格)」は**上限額**近くに張り付くことになるだろう。



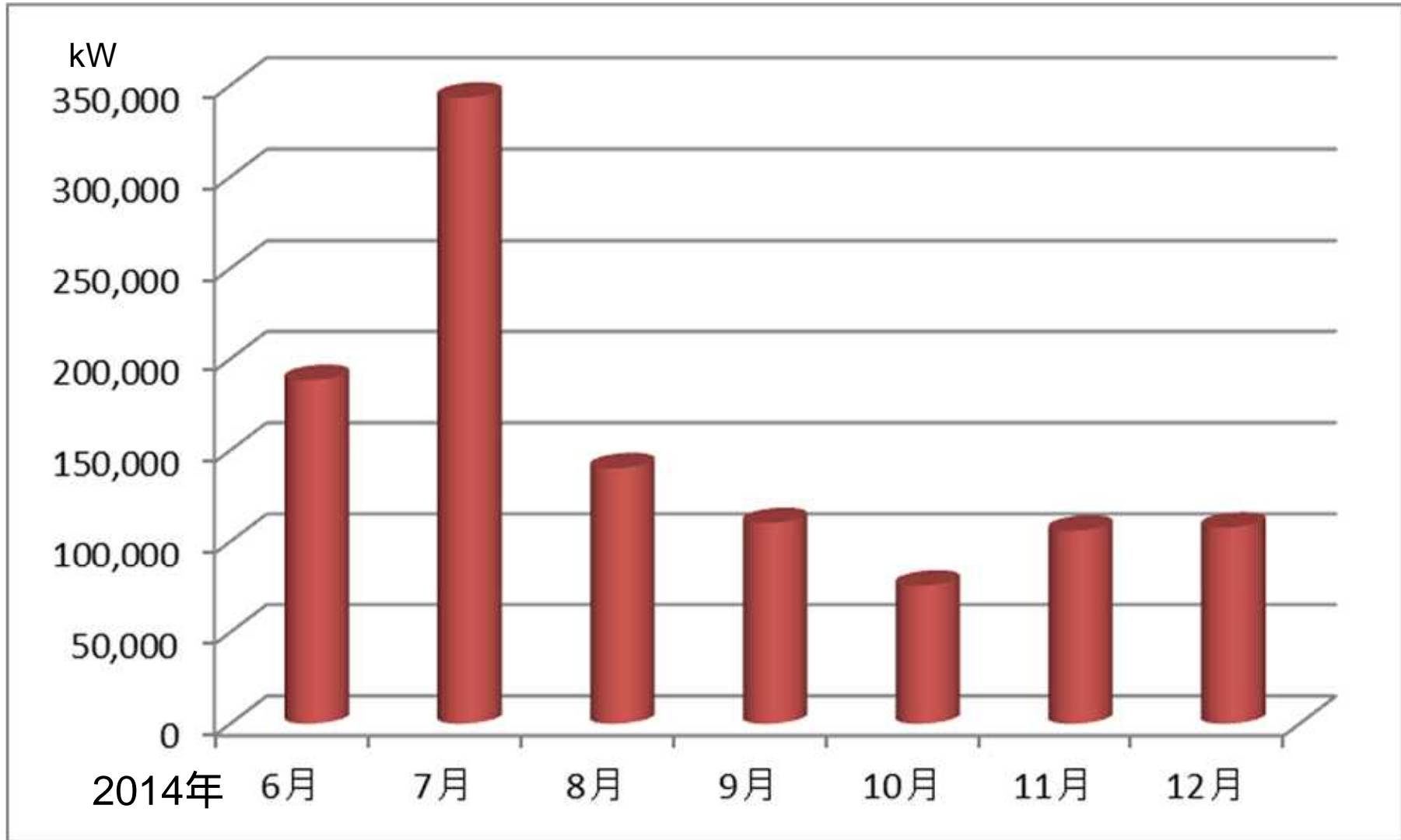
今後も続く消費者超過負担増



出典：4送電事業者資料より作図

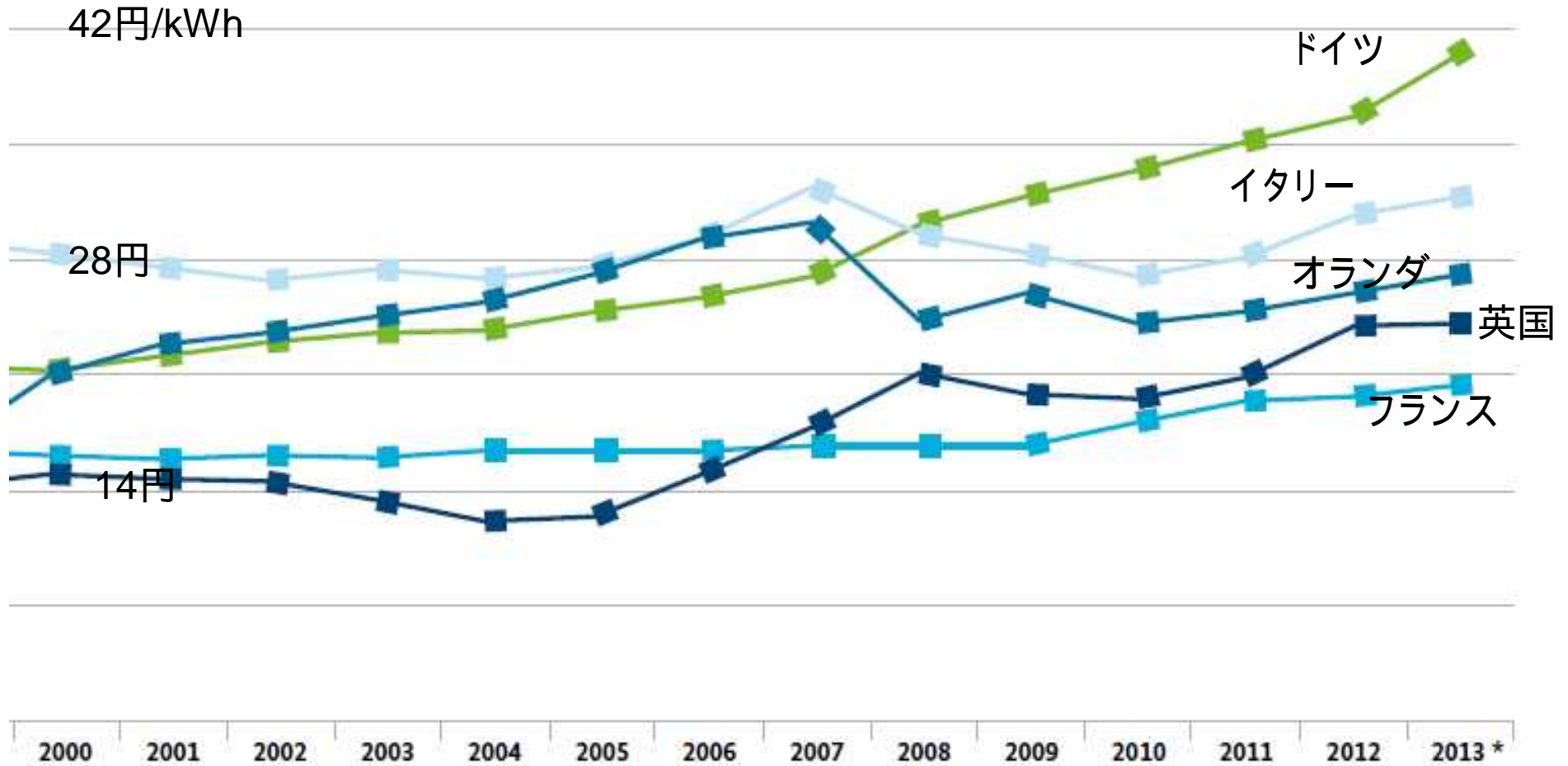


太陽光新設は急ブレーキ





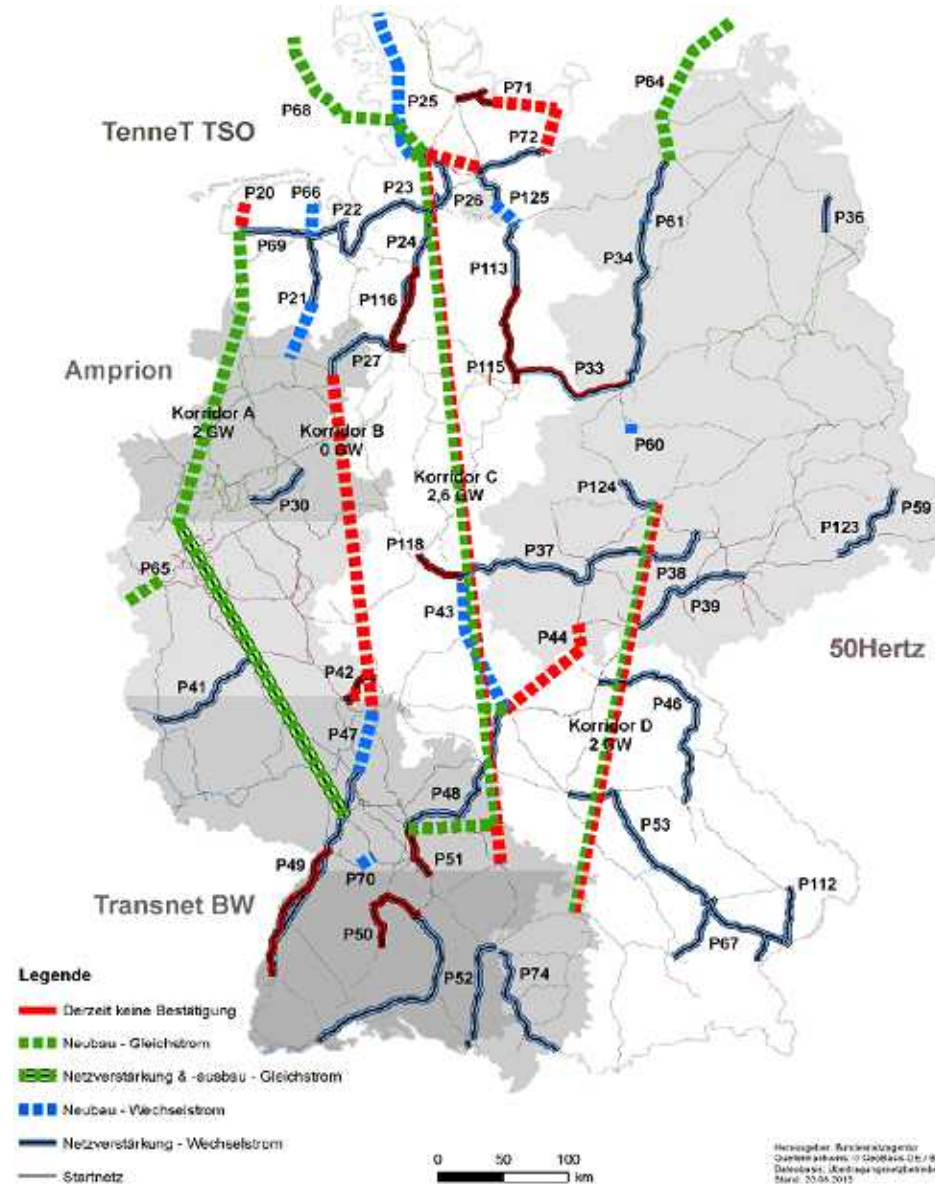
ドイツの家庭電力料金は世界1, 2位



出典:ドイツ経済エネルギー省資料



送電線建設の必要性



出典: BNetzA

送電線建設は進まない

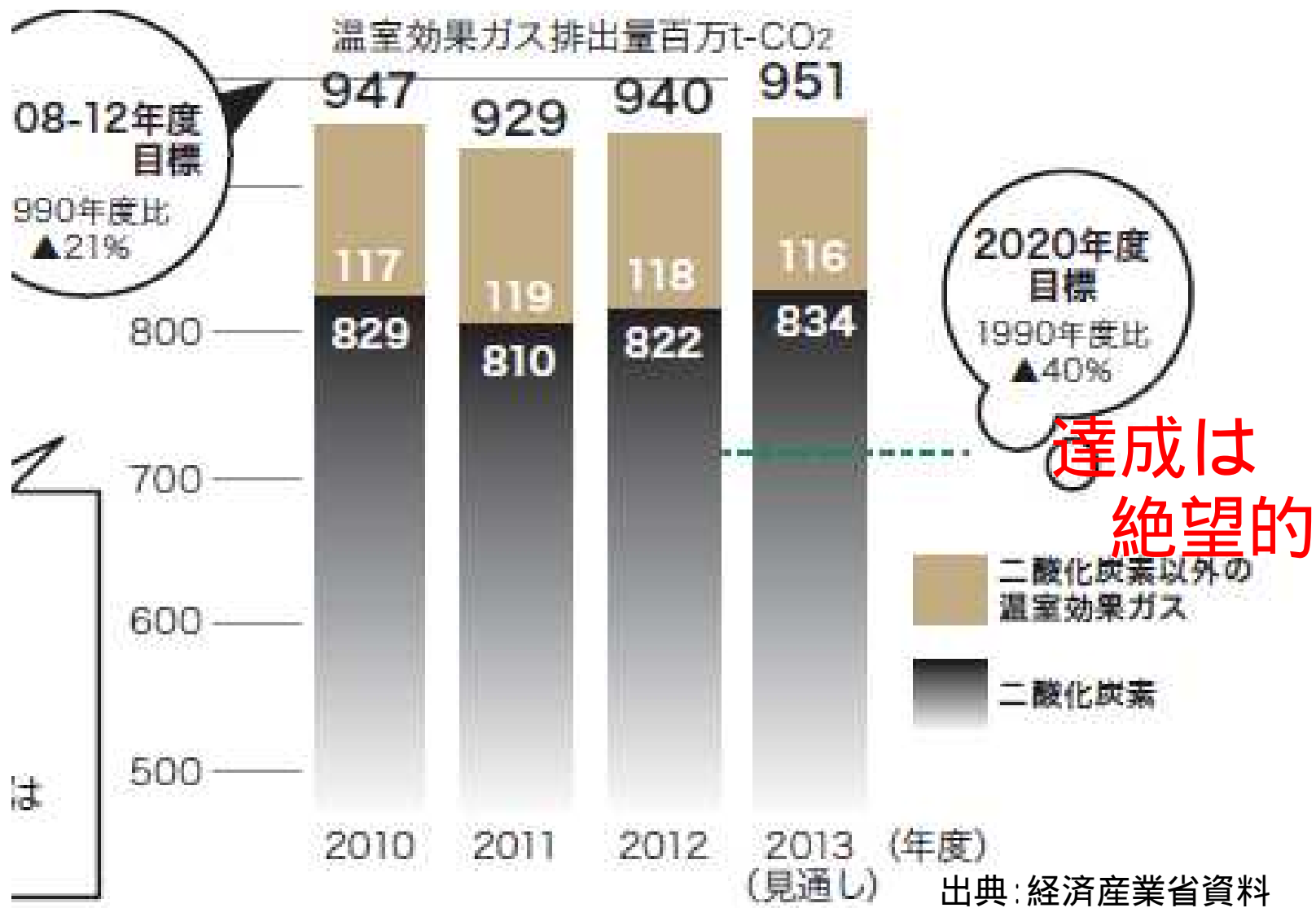
- 2015年完成目標の優先建設計画1,887km(交流)の送電線のうち現在完成しているのは**23%(438km)**のみ。
- 他に2,650km(主として直流)の新設計画と2,800km(主として交流)の補強計画がある。
- 進捗を妨げているのは住民のNIMBY(Not in my backyard)運動
- 発送電分離により送電会社が外国籍企業になっているのも遅延の原因か？

例: E.On Tennet(オランダ)、Vattenfall Elia(ベルギー)、RWE コメルツ銀行グループ

CO2削減は進まない

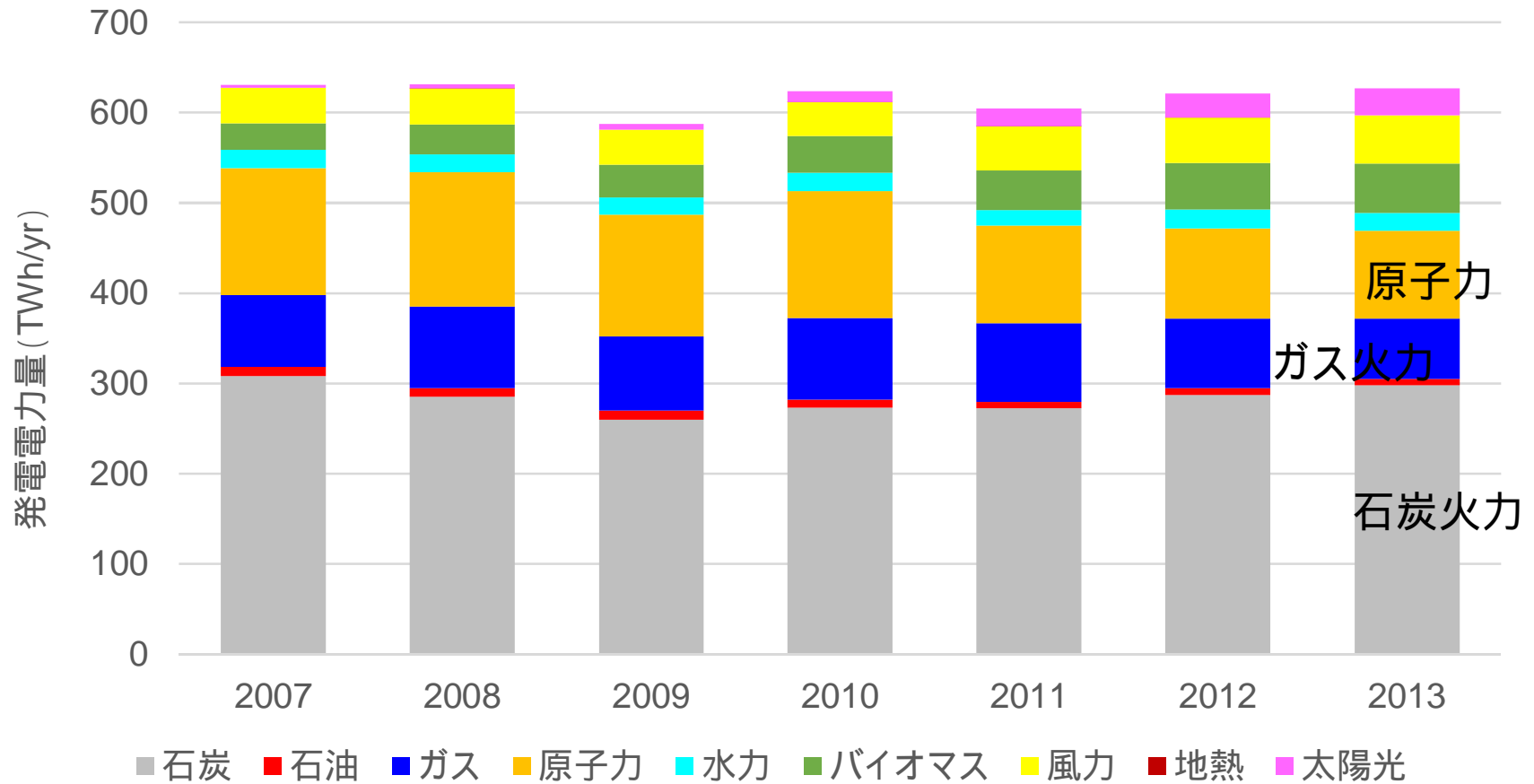
- ドイツでは2012年、2013年と2年連続でCO2排出量が1,200万トンずつ増大した。
- 再エネ優先のため火力の発電量が犠牲になる。高いコストの火力から犠牲になるためガス火力の発電が減り、石炭火力の割合が増える。 ➡ CO2の少ない発電が減り、多い発電が増える。
- 仮に毎年太陽光、風力が250万kWずつ増えても年間発電量は62億kWh程度で、CO2削減量は370万トン(基準値の0.3%)にしかない。

ドイツのCO2 排出量は増えている





ドイツでは石炭火力が増えている



出典: RITE秋元圭吾氏資料

2. 米英スペインの現状と見通し

(1) スペインの現状

- FIT制度の下で政府は高い買取価格に伴う超過コストを消費者に転嫁することを認めず、電力会社にその負担を求めた。
- 電力会社の累積赤字が**4兆円**規模に達し、財政赤字を抱える政府は支援策も発揮できず、2012年にはFITの新規買取停止を余儀なくされた。
- 2014年にFITを廃止し、制度の大幅改訂に踏み切った。結果として新規建設は進まず、過去の買取価格の改訂にまで手を出している → 訴訟が多発するであろう。

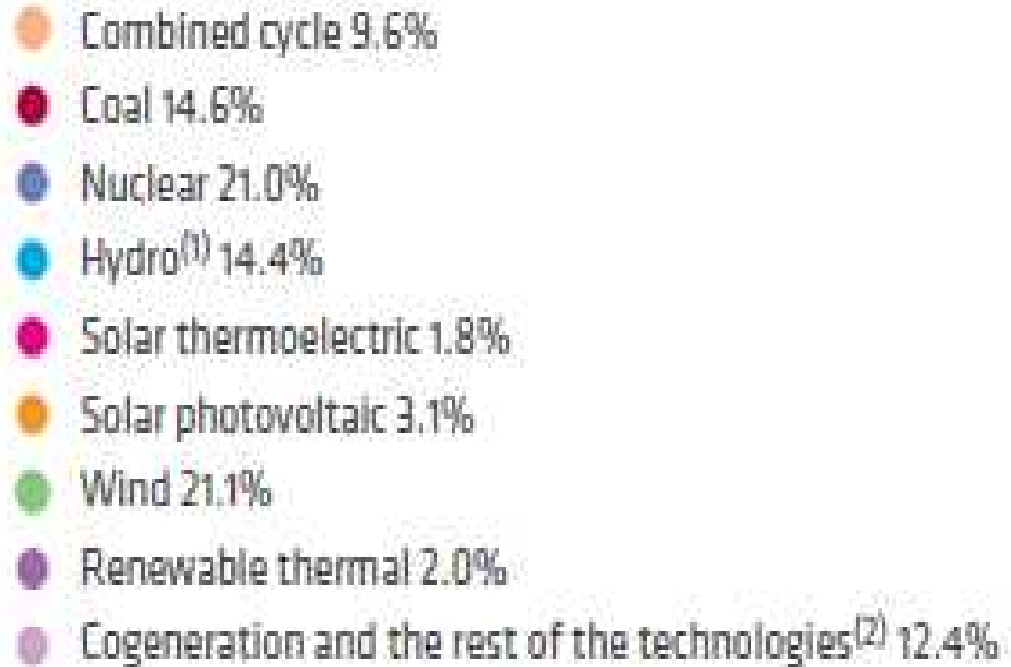
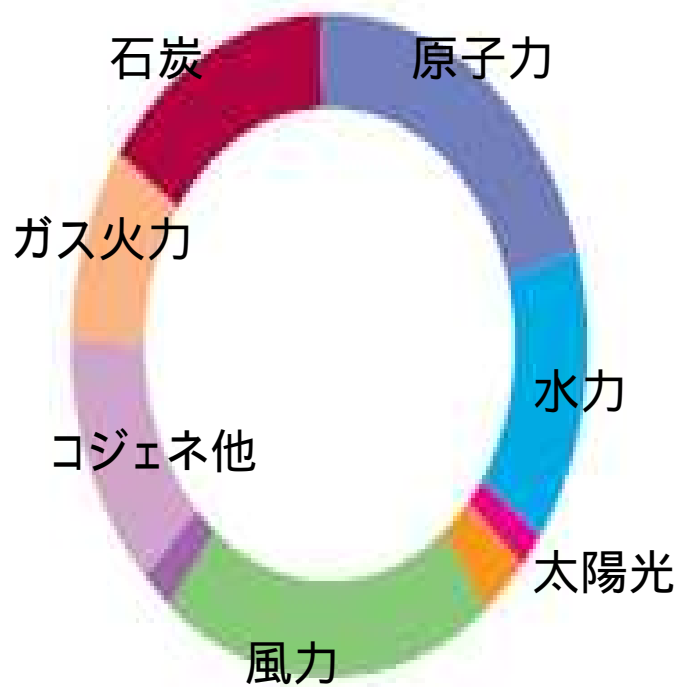


スペインFIT廃止後の新システム

- 固定買取価格(タリフ)を廃止し、代わりに事業者は市場販売価格 + 標準的特別報酬を受け取る。
- 約1,500種類の標準的プラント(再エネ種類、建設時期、容量規模、地域などに分類)を想定して、販売価格では回収できない投資コスト、運転コストを回収する標準的特別報酬(補助金)を設定する。
- 特別報酬は発電量とは関係なく、プラントの実際の償却コストとも関係なく標準額が設定される。既設のプラントにも適用され、過去の高い固定買取価格は結果的に修正される(高値買取の解消を目指すもの)。
- これは既得権益の侵害ともなり、訴訟が頻発するのではと見られている。



スペインの電源別発電量(2013年)





再エネ発電は増えたが問題も深刻

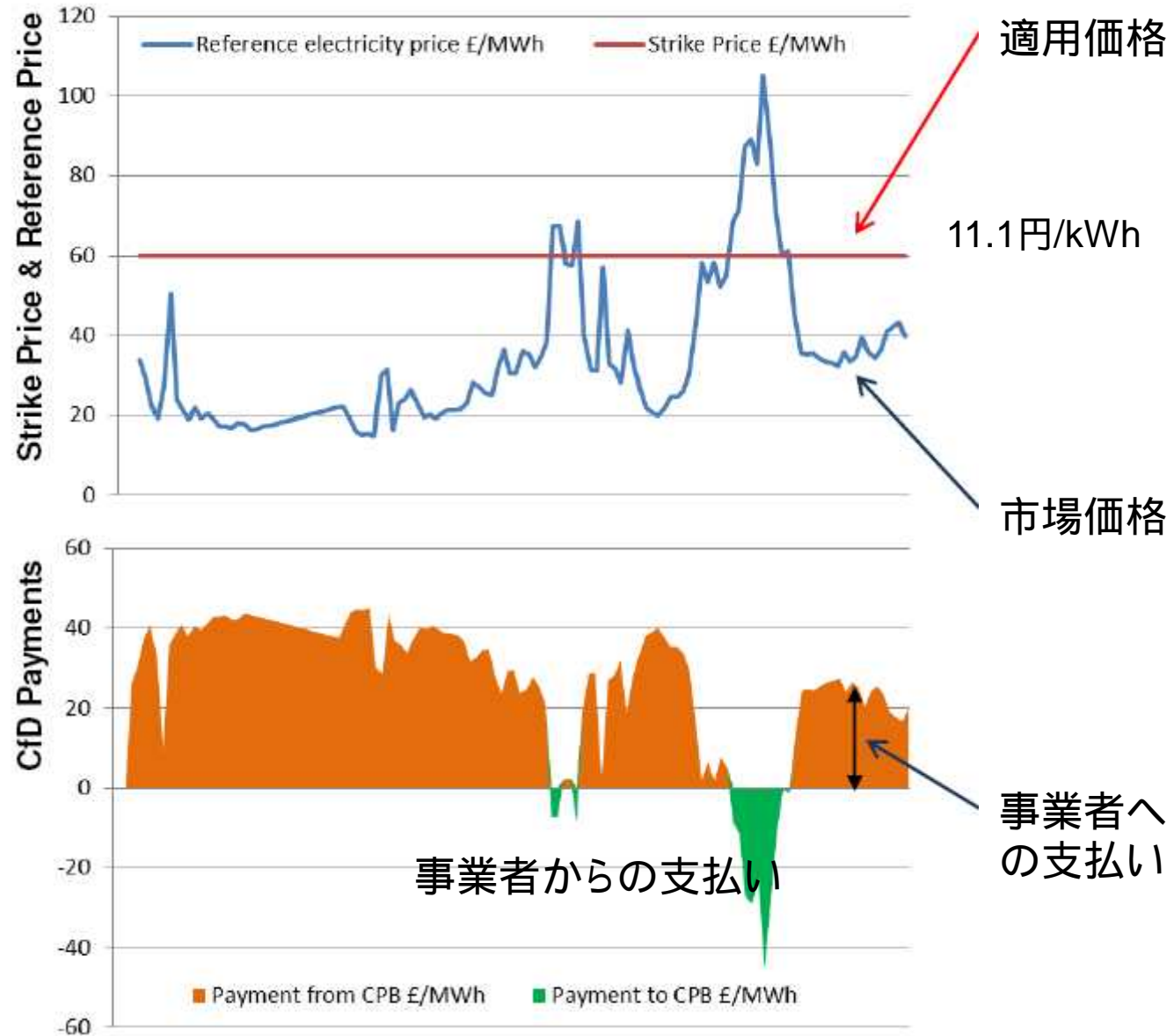
- 太陽光・風力は25%の発電割合にまで増えた。
- しかし既存電源に重ねて再エネが建設されたため過剰発電設備(ピーク需要の**2.5倍**)となり、ガス火力(年間稼働率**12.2%**)、石炭火力(稼働率**43.5%**)が軒並み採算割れとなっている。
- 発電会社は採算悪化で火力発電を維持できなくなろう。
- ガス、石炭などのバックアップ電源が退役すると再エネ電源そのものが維持できなくなる。

(2) 英国のFIT-CfD

- 差額決済契約付 (Contract for Difference) FIT
- 予め適用価格を国と事業者との間で決め、実際の卸売市場価格との差を発電時に調整する。
- 事業者は、市場での販売価格が下回った場合には差分の支払いを受け、上回った場合は差分を支払う。
- 再エネのFIT対象期間は15年間で、適用価格は**競争入札**で決める。
- 原子力の対象期間は35年間で、適用価格は事業者と国の機関(低炭素契約公社)との交渉により決まる。
- 適用価格には消費者物価指数による調整が付く。



CfDの仕組み (太陽光)



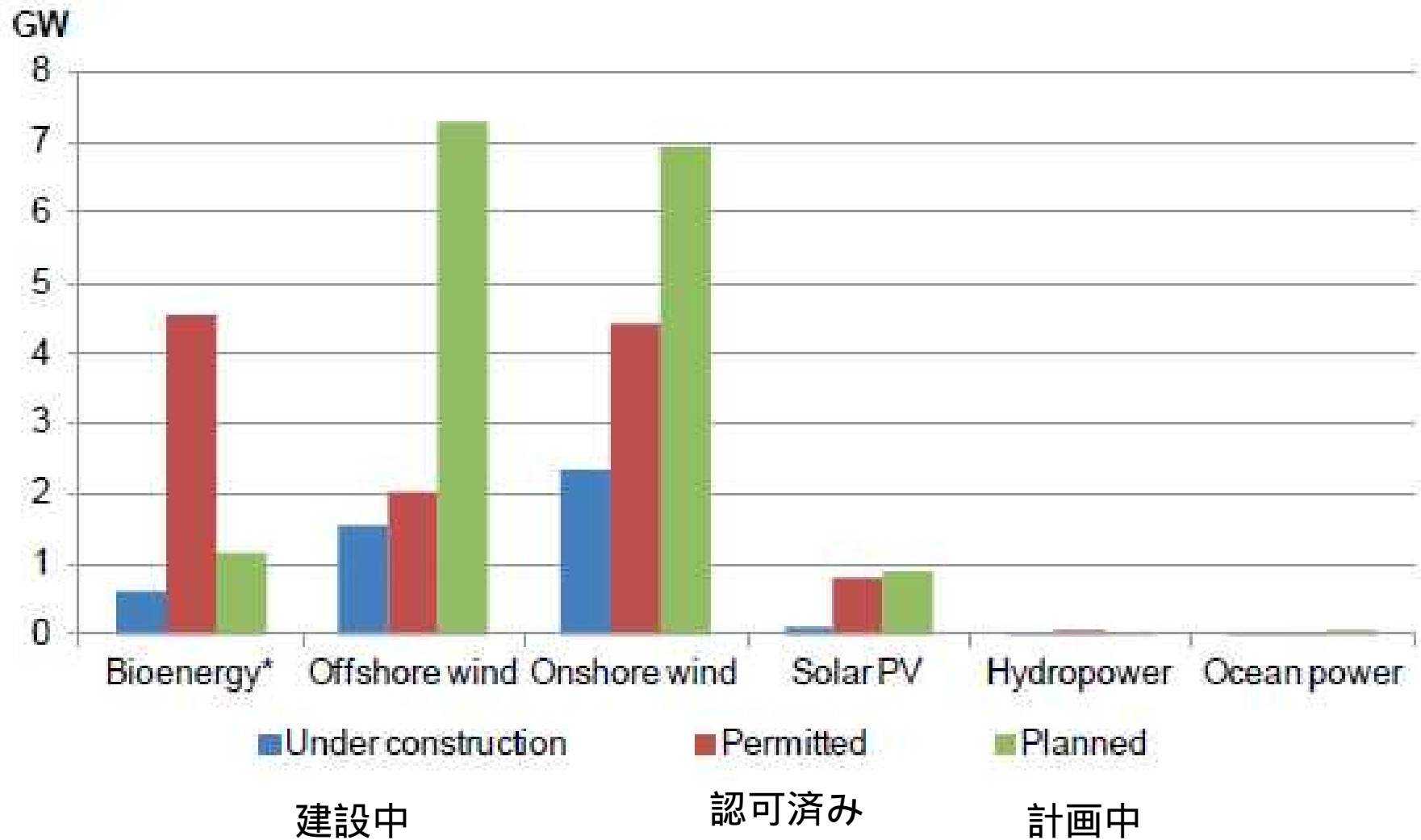


適用価格の例

- 再エネ: 適用価格 (2015~2018年) は入札で決まるが、政府の上限価格が示されている。
太陽光: 125ポンド/MWh (23.1円/kWh)
陸上風力: 100ポンド/MWh (18.5円/kWh)
洋上風力: 155ポンド/MWh (28.7円/kWh)
- 原子力発電: 最初の契約はEDF主体の
Hinkley Point-1, 2号機 (2023~2024年運開)
適用価格は89.50ポンド/MWh (**16.6円/kWh**)



英国の新規再エネ電源(2013年1月)



出典: IEA「Renewable Energy 2013」

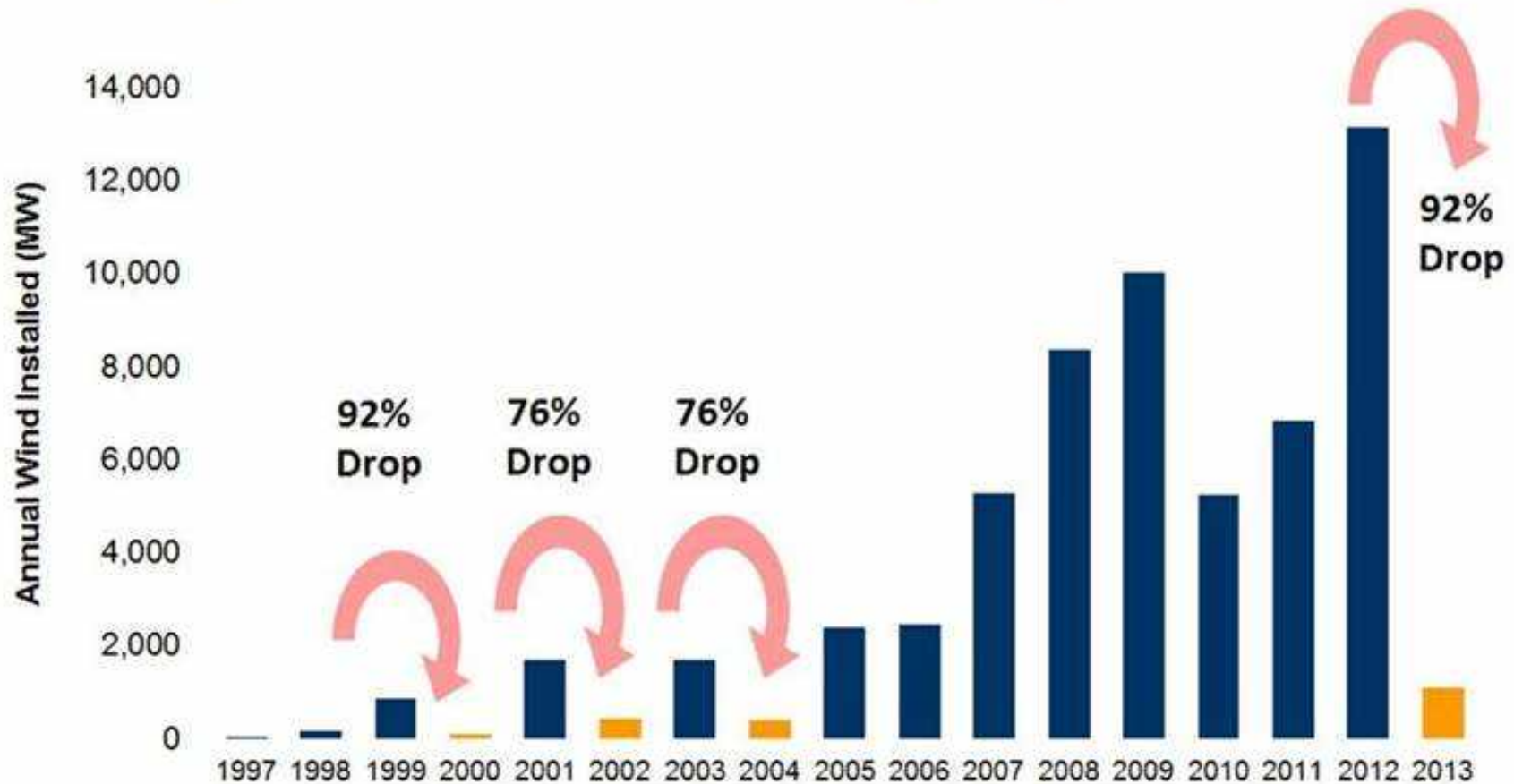
(3) 米国の原動力は税額控除とRPS

- 風力発電には**生産税額控除** (Production Tax Credit: 2.3セント/kWh)と**投資税額控除** (Investment Tax Credit、2013年まで)
- 太陽光には**投資税額控除** (総投資額の30%: 2016年までの投資が対象)
- ほとんどの州に**RPS**制度 (Renewable Portfolio Standard)あり。一定割合の再エネ購入を義務付けている。事業者は権利を売ること可。
- 州による種々の助成 (財産税低減など)



税控除が止まると建設が止まる

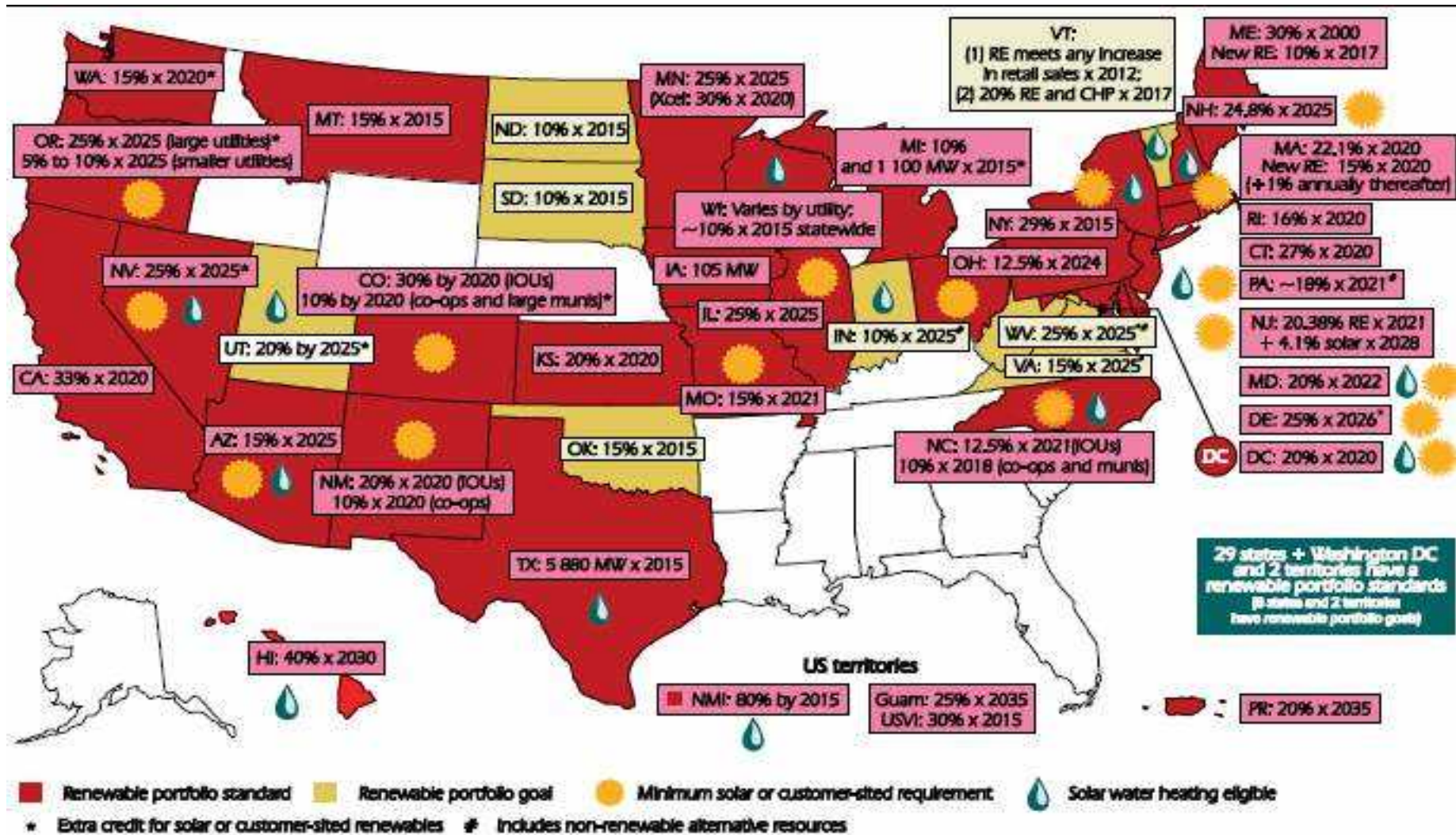
Historic Impact of Production Tax Credit (PTC)
Expiration on Annual Wind Capacity Installation



出典：米国風力発電協会資料



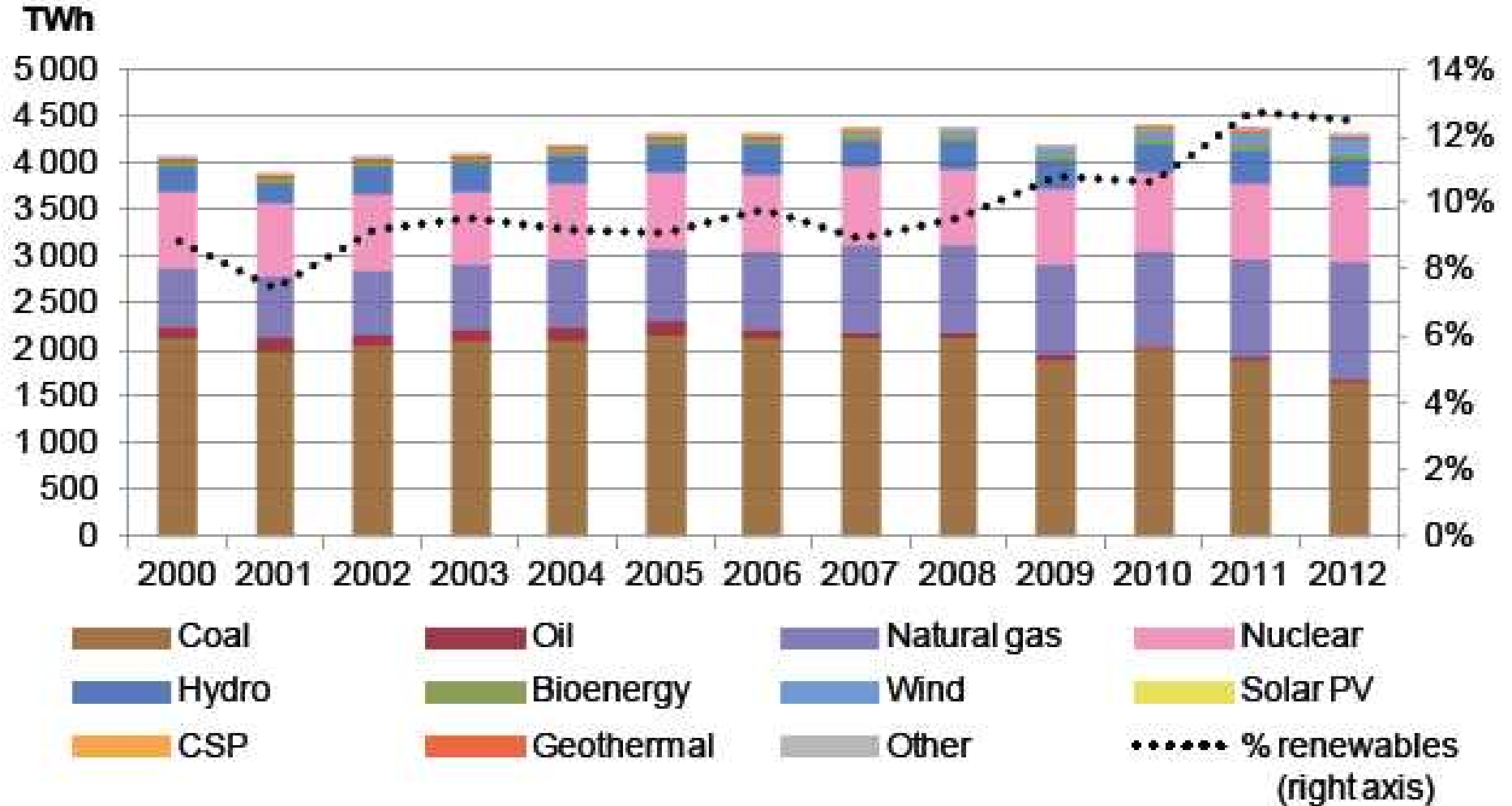
RPS適用州



出典: IEA「Renewable Energy 2013」



風力は4%、太陽光は1%以下



出典:IEA「Renewable Energy 2013」

3. 太陽光・風力の市場性と限界

- ドイツや英国ではFIT制度により太陽光・風力の優先接続、優先購入が行われて来た。送電事業者が購入者となり、その電気を卸売市場(前日スポット市場)で成り行き売りに掛ける。
- 太陽光・風力の変動する電気は、変動を吸収してバックアップする電源(主に火力)やグリッドに余計なコストが掛かるため、安値で取引される(次スライド)。
- 需要と無関係に市場に安値で出されるため常に市場に価格低下の圧力が生じる。マイナス価格が生じることも多い(次々スライド:ドイツのケース)。

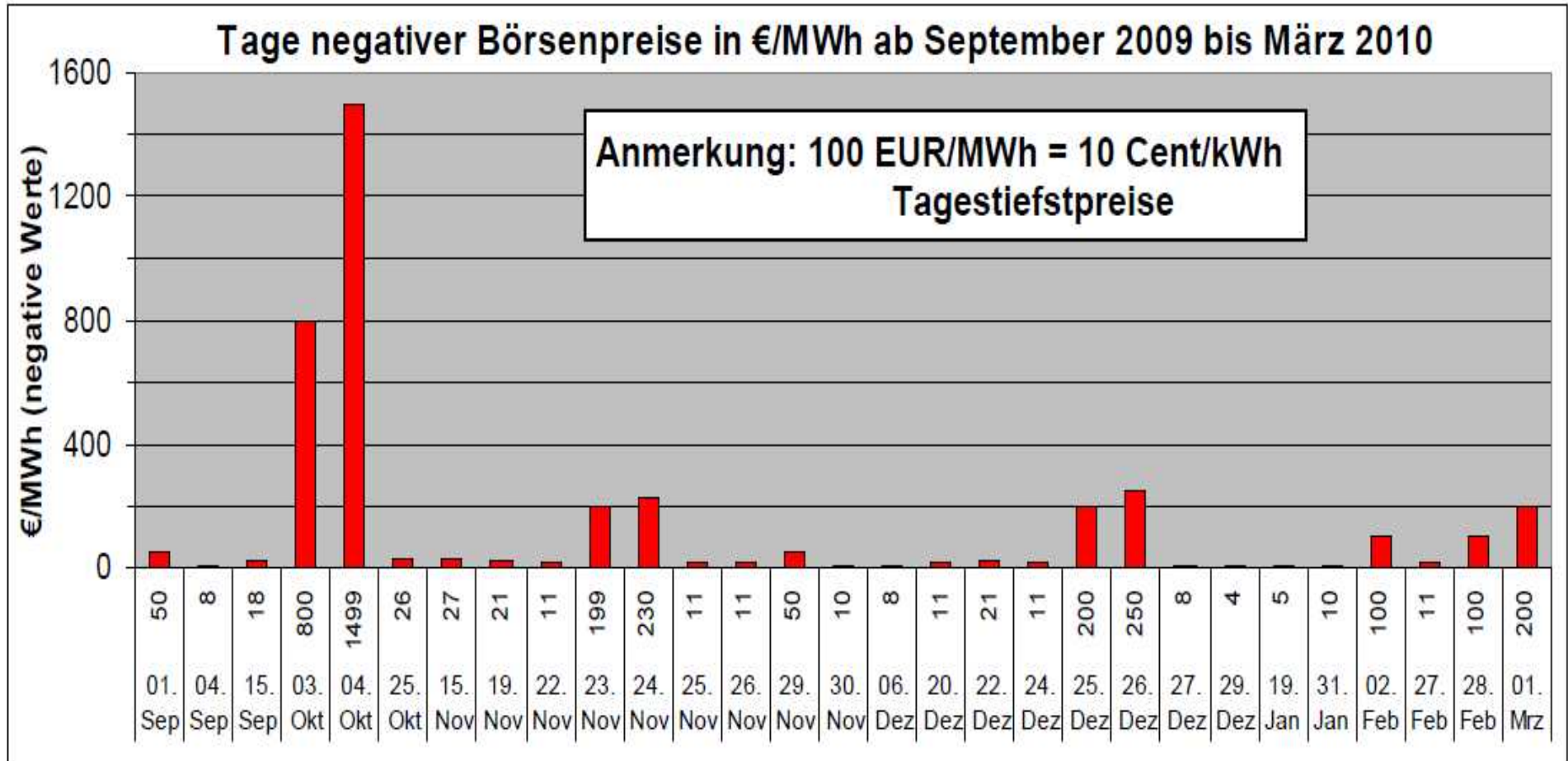


ドイツの再エネ電力平均販売価格

2011年	4.9セント/kWh
2012年	4.2セント/kWh
2013年	3.6セント/kWh
2014年	3.3セント(4.3円) /kWh



ドイツ市場でのマイナス料金



対象期間: 2009年9月 ~ 2010年3月

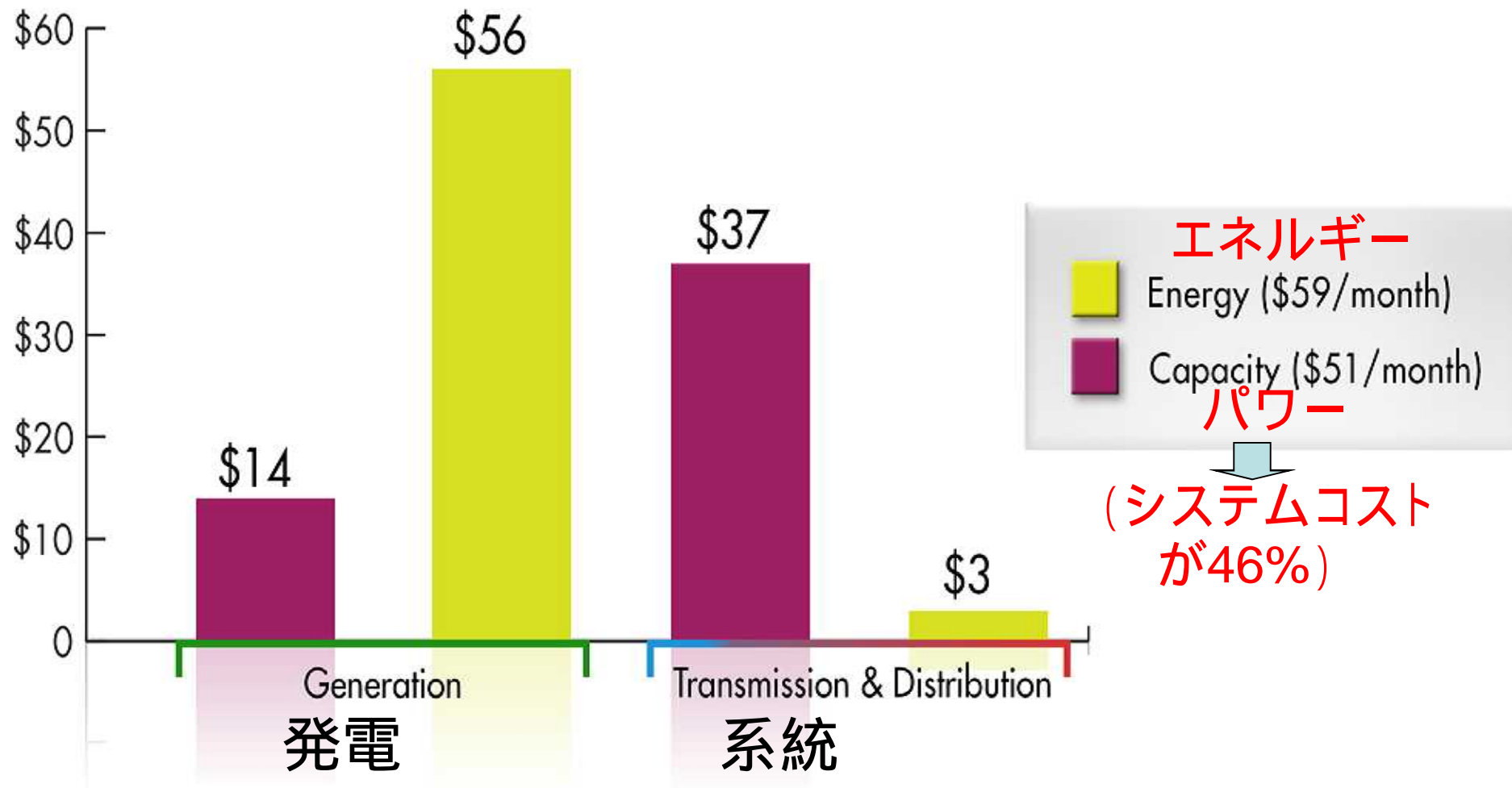
出典: アーヘン大学 H. Alt博士

米国の市場価格

- **RPS** (Renewable Portfolio Standard) :
連邦政府の政策にもとづき各州が再エネ電力の一定割合の購入を小売事業者に義務付ける。
- 再エネ事業者は相対取引または卸売市場を通じてのスポット取引で小売事業者と売買契約を結ぶ。小売事業者の主体は大手発電会社の子会社や公営電力会社で、自社で発・送配電設備を持つことが多い。
- 供給電力の間欠性やバックアップなどの**システムコスト**が生じることを反映して再エネ電力の契約価格は低目に抑えられる。

エネルギーとパワーのコスト内訳

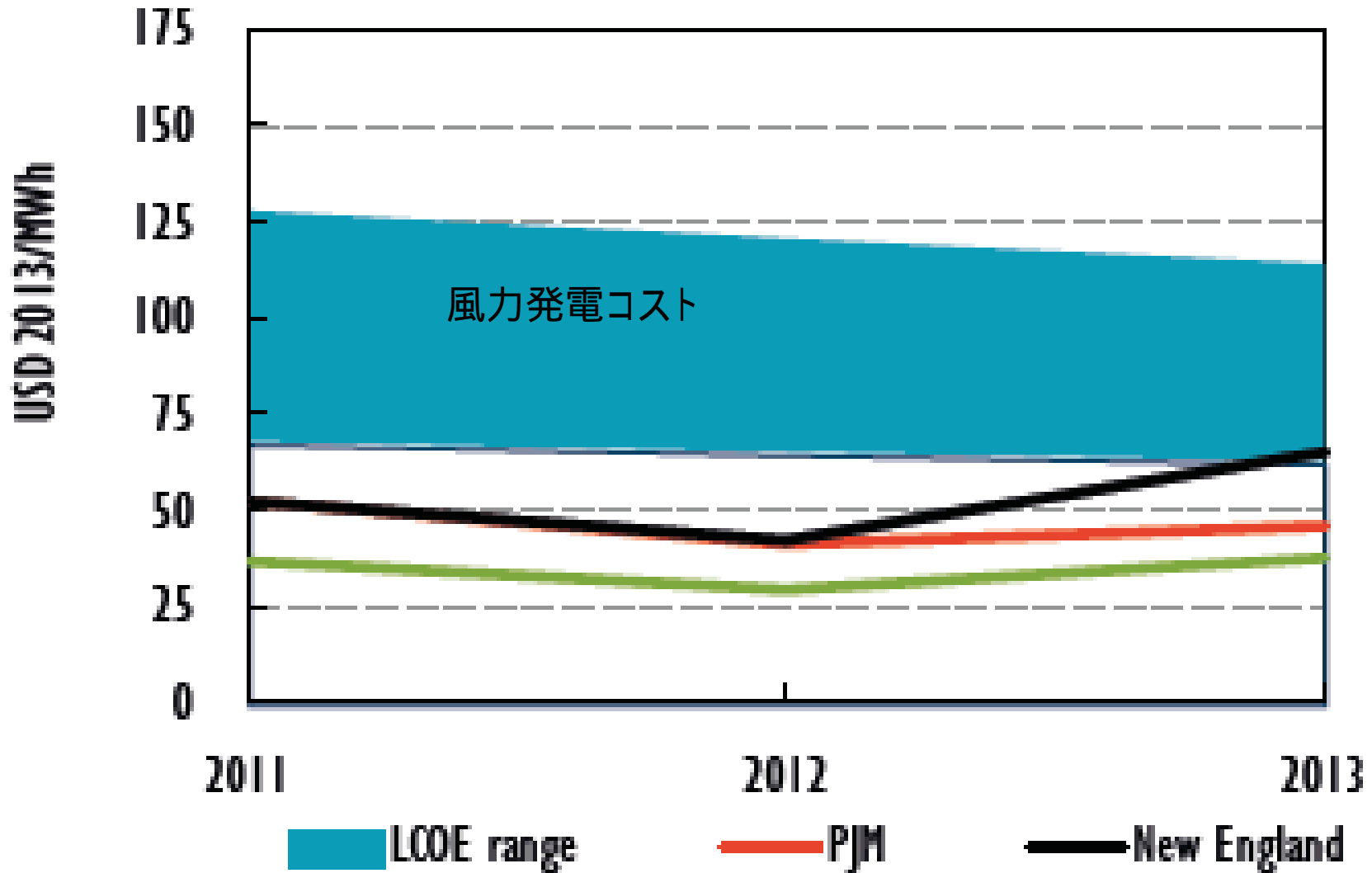
家庭用電気料金の内訳 (\$110/月)



出典: EPRI「系統の統合: 分散型電源のフルコスト」



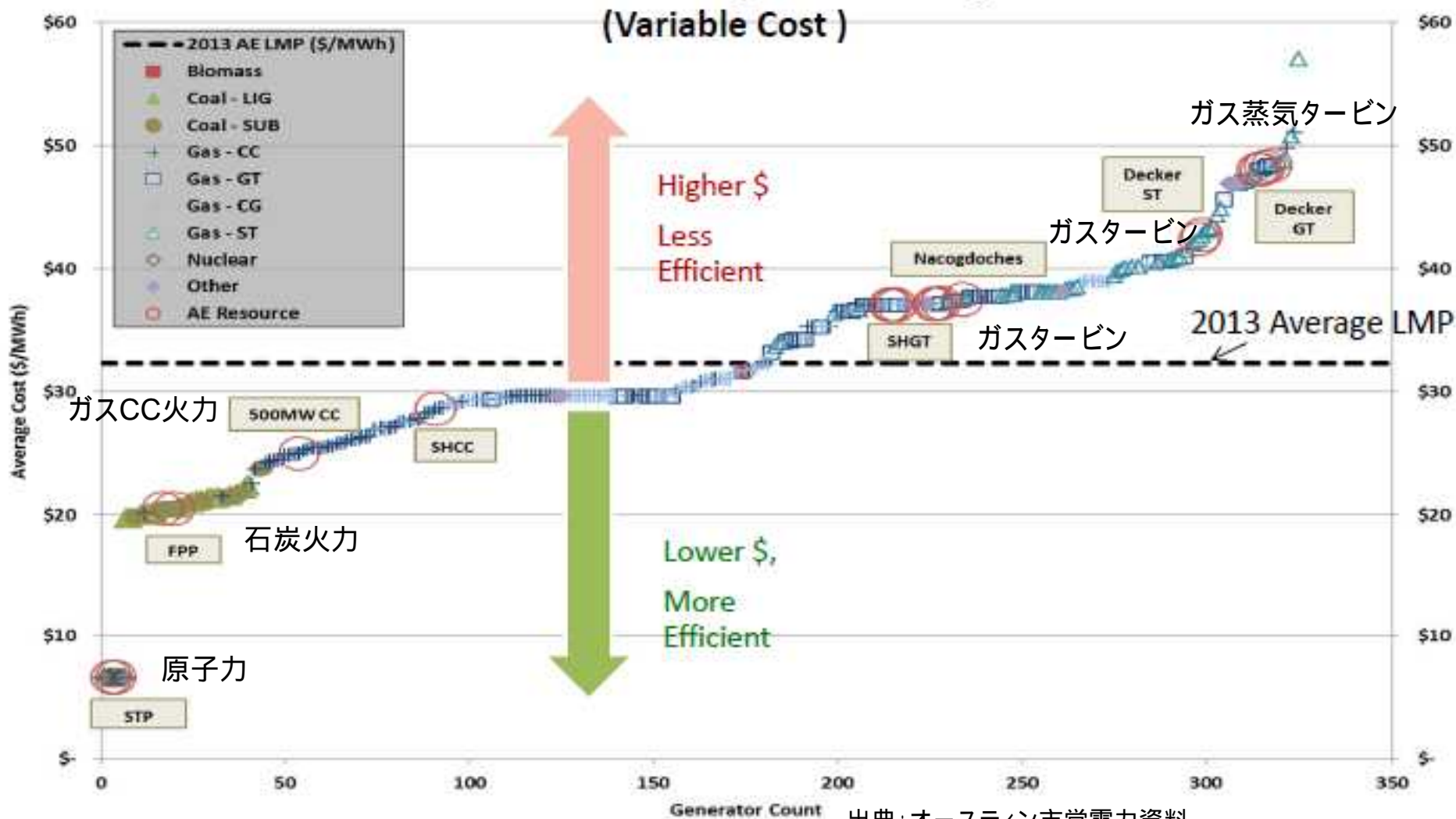
風力発電のコスト帯と市場価格



出典: IEA「Renewable Energy 2014」

テキサス州の電源メリットオーダー

ERCOT Generator Average Cost Ranking - 2013



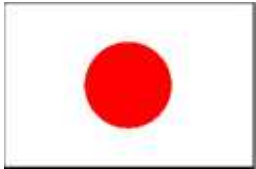
出典: オースティン市営電力資料

テキサス州の受電優先順位

- 系統運営者のERCOTが需要に合わせて供給指令を出す。
- 優先順位は 原子力、 再生可能エネルギー ガスコンバインドサイクル、 石炭火力 ガスタービン
- 再エネの優先順位が高いのは州の法律により一定割合の再エネを入れることが義務付けられているから (**RPS**: Renewable Portfolio Standard)。
- 再エネは生産税額控除、投資税額控除、財産税控除などによって連邦、州の援助を受けているため銀行融資が受けられ、販売契約を結ぶことができる。

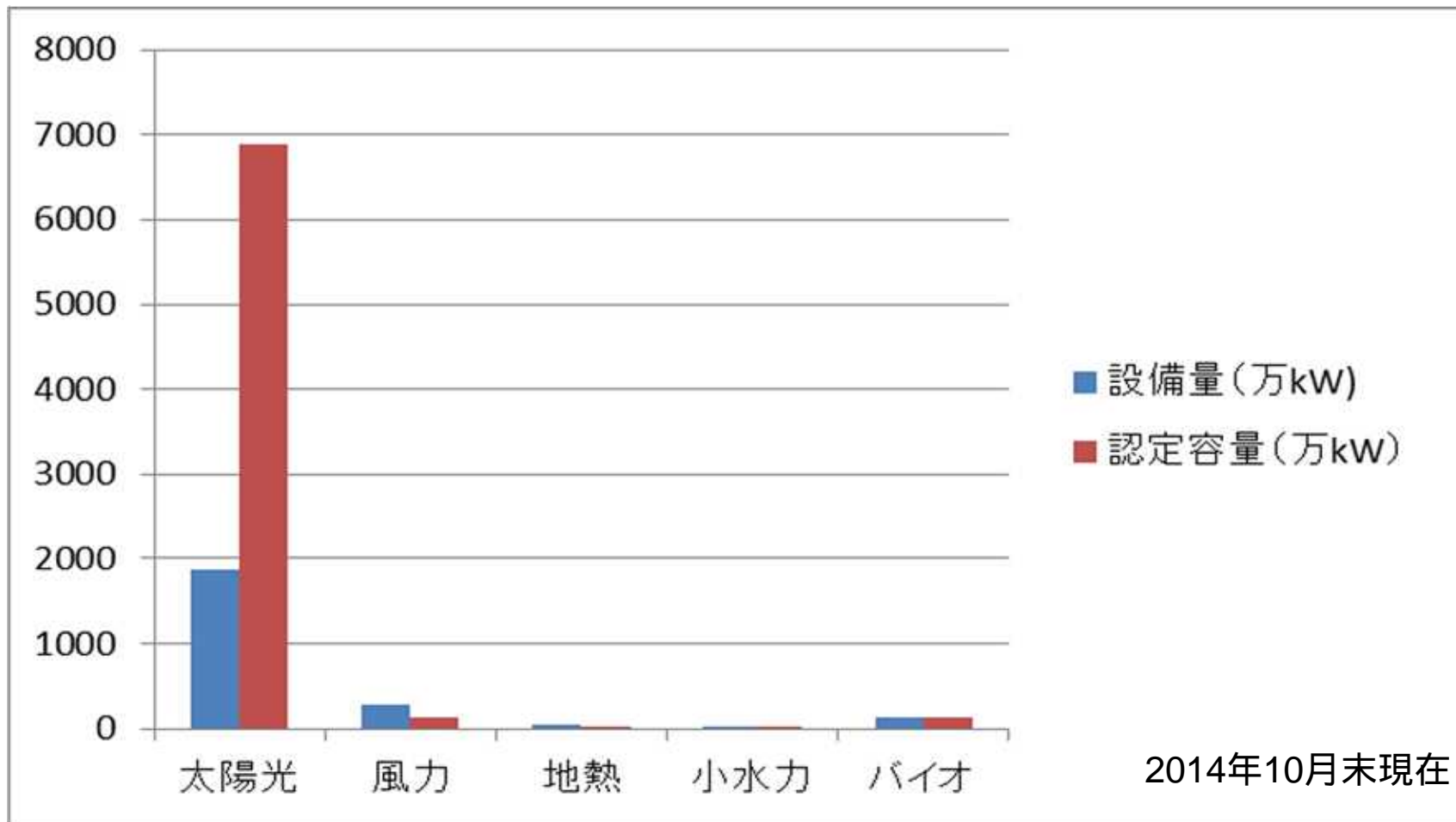
(まとめ)再エネの市場競争力

- 再エネが市場で販売可能となっているのは、FITやRPSなどの制度による支援があるため。
- ドイツでは、再エネの市場平均販売価格は4.3円/kWh程度であり、この辺が自由市場における再エネの販売可能な価格レベルと考えられる。
- 米国では政府助成(税額控除)とRPS制度があるため市場での販売が可能になっている。
- 変動電源は電力システムのシステムコストを反映させなければ真の競争力を判定できない。



4.再生可能エネルギーの検証

(1) 再エネの大半は太陽光・風力



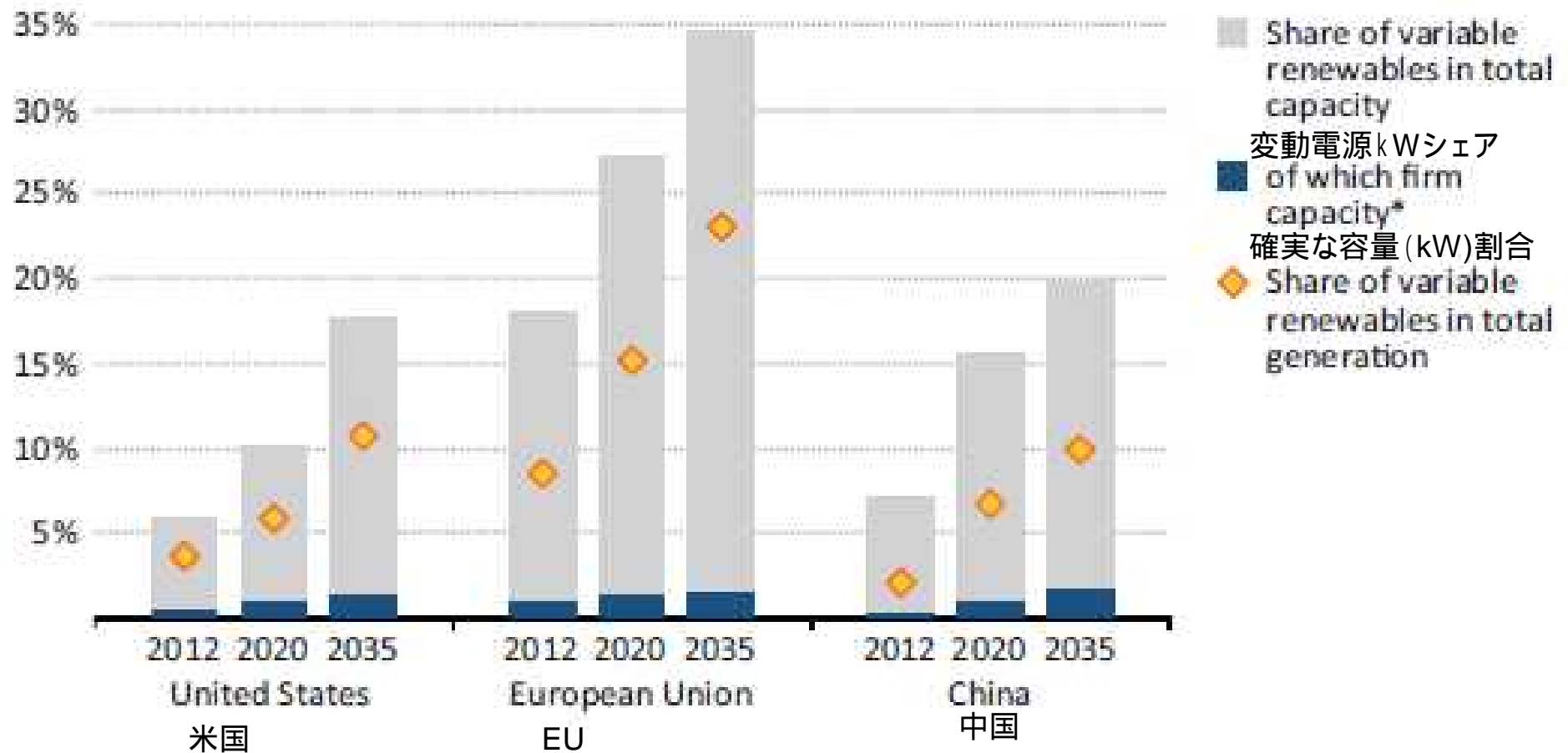
(2) 再エネは稼働率が低い

- 太陽光発電設備の年間稼働率(設備利用率)は日本で平均12%、ドイツの2014年実績値で10.5%と非常に低い。
- 風力発電の稼働率は日本で平均20%、ドイツの陸上風力2014年実績値で17.9%と低い。
- 石炭火力や原子力(年間稼働率80%)に比べて発電量は太陽光が1/8、風力が1/4と少なく、**費用対効果が低い**。

(3) パワー (kW) 面で貢献できない


- 1年間を24時間×365日 = 8,760時間の升目 (コマ) に分ける。その升目ごとに需要に見合う出力 (発電容量kW) を入れて行くとする。
- 火力・原子力などの安定電源はどの升目も埋めることができるが、太陽光・風力はどの升目も埋められない → あるとは限らない電源 → 別の安定電源 (kWを出すバックアップ電源) が必要
- 太陽光・風力はパワー (kW) を期待できない。

太陽光・風力のパワー (kW) 貢献度 Capacity Credit



出典: IEA「World Energy Outlook 2013」

(4) 過剰設備をもたらす

- 太陽光・風力発電はkW面で依存できないので、**既存の安定電源を代替することができない。**
- 既存の十分な発電容量(kW)があるのに加えて太陽光・風力発電が新設される  **二重投資による過剰設備の発生**
- ドイツではピーク需要の**2.5倍**の発電設備、スペインでも**2.5倍**の発電設備が生じた。
- 過剰な発電設備・送配電設備を維持・運営するために**消費者負担が増大**する。

(5) 既存電源の稼働率低下

- 太陽光・風力はkWでは貢献できないが、kWhでは貢献できる。しかしそのkWh分だけ既存の電源の発電量が減り、稼働率が下がる。
- 既存の安定電源(火力発電、原子力発電)の採算が悪化し、退役を望むところが出る。
- 安定電源が不足すると、電力の品質が低下し、停電の危険が増す。
- ドイツ政府は安定電源の退役を認めず、代わりに経済援助を行う方針としている。

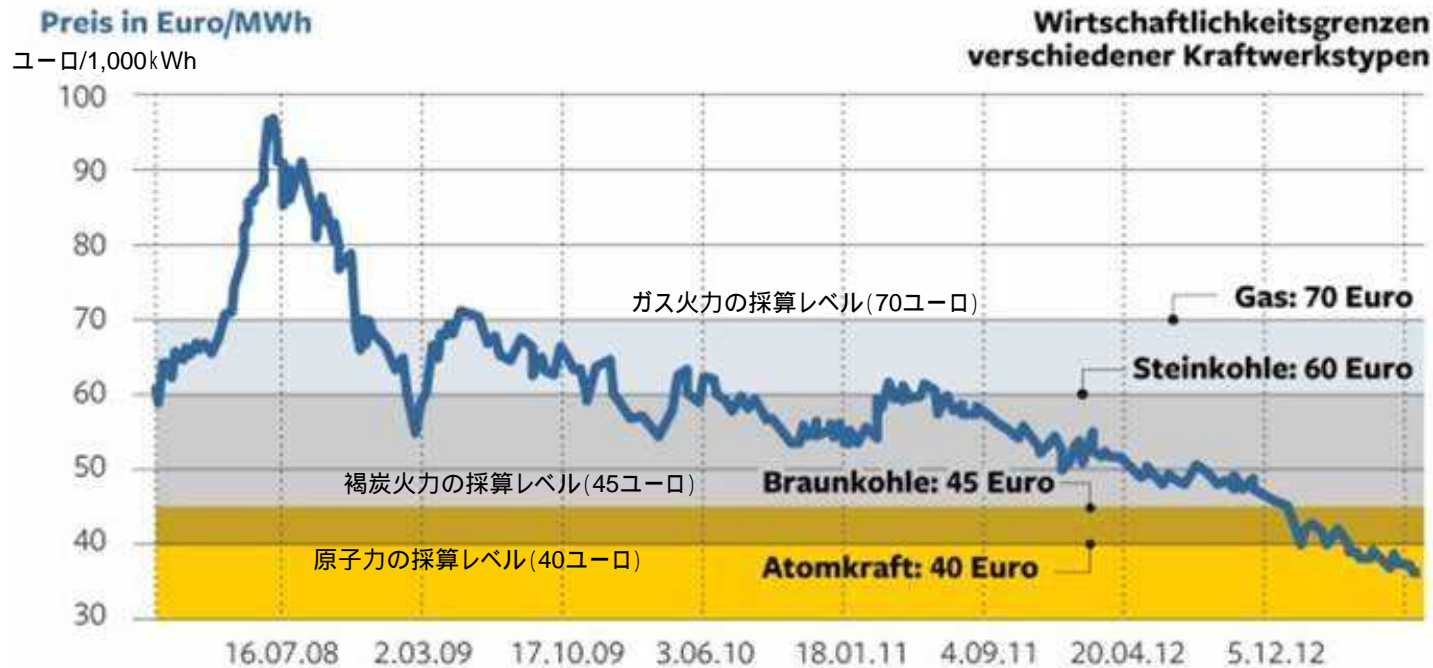
(6) 卸売市場価格の下落

- 太陽光・風力は燃料費が不要なため限界運転コストが低く、市場に安値導入される。卸売市場価格が下落し、既存電源の採算コストを下回るケースが出て来る(次スライド)。
- 賦課金などの政府助成によって支えられた電力が自由市場で安値取引されるのが原因。



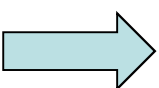
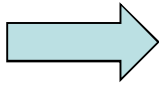
ドイツ電力卸売市場価格の下落

Strompreis am Terminmarkt und Wirtschaftlichkeitsgrenzen verschiedener Kraftwerkstypen



Quellen/Anmerkungen: Strompreis von European Energy Exchange 2013, Wirtschaftlichkeitsgrenzen sind geschätzte Durchschnittswerte anhand von Branchenangaben (einzelne Kraftwerke können davon deutlich abweichen)

(7) 電力会社の退場危機

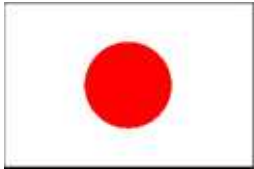
- ドイツで2番目に大きいRWE社が2013年約4,000億円の赤字計上。
- ドイツ最大のエーオン社は2014年4,200億円の赤字決算。  火力と原子力を分離し、本体は配電、小売り、再エネ発電に特化。分離会社は赤字が運命づけられており、政府に下駄を預ける。
- ドイツでは将来の容量(kW)市場創設も難航  安定電源の不足が懸念される。

(8) 消費者負担の増大

- FIT(固定価格買取制度)、RPS(再エネ利用基準制度)は太陽光・風力発電事業者には不可欠の制度であるが、そのコスト増分を消費者に転嫁するため、消費者負担が増大する。
- 特にFITでは20年間に及ぶ長期間にわたって消費者への賦課金が課されるため、ドイツでは2040年までに**70兆円 ~ 140兆円**の国民負担となることが予想されている。

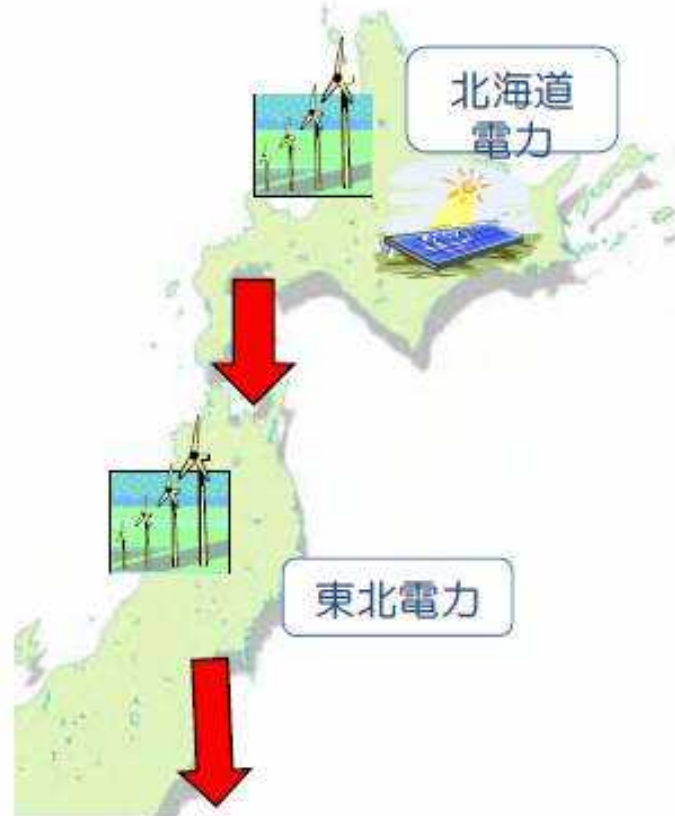
(9) 電力系統強化の必要性

- 風力発電は消費地と離れたところに立地する 경우가多く、新たな高圧送電線建設を必要とする。二重の発電設備と合わせて三重の投資となる。一方NIMBY(私の裏庭には駄目)のために建設は遅々として進まない。
- 太陽光発電は低圧の配電線につながる場合が多いが、設備量が増えると柱上変圧器、変電所施設などを含めた配電網の強化が必要となる(ドイツでは2030年までに**3兆8,500億円**)。



送電線新設・拡張コスト

【北海道電力・東北電力からの送電イメージ】



【北海道・東北地域に風力発電など約590万kWを追加導入するための系統増強概算費用】

追加送電量	北海道(風力+太陽光)	東北(風力)	北海道+東北 計
	270万kW	320万kW	590万kW
地内送電網増強	2,000億円程度	700億円程度	2,700億円程度
地域間連系線増強等	5,000億円程度	3,300億円+700億円程度	9,000億円程度
概算工事費計	7,000億円程度	4,700億円程度	<u>1兆1,700億円程度</u> <u>[10円/kWh程度]*</u>

※ kWh単価は、設備利用率を風力発電20%、太陽光発電12%、送変電設備年経費率8%として、以下のとおり試算。

- ①年間発電電力量: $(500万kW \times 20\% + 90万kW \times 12\%) \times 8760時間 = 97億kWh$
- ②年経費: $1兆1700億円 \times 8\% = 936億円$
- ③kWh単価: $936億円 \div 97億kWh = 10円/kWh程度$ 。なお、我が国の平成21年度の総発電量は約9070億kWhであり、全体で負担する場合は0.1円/kWh程度となる。

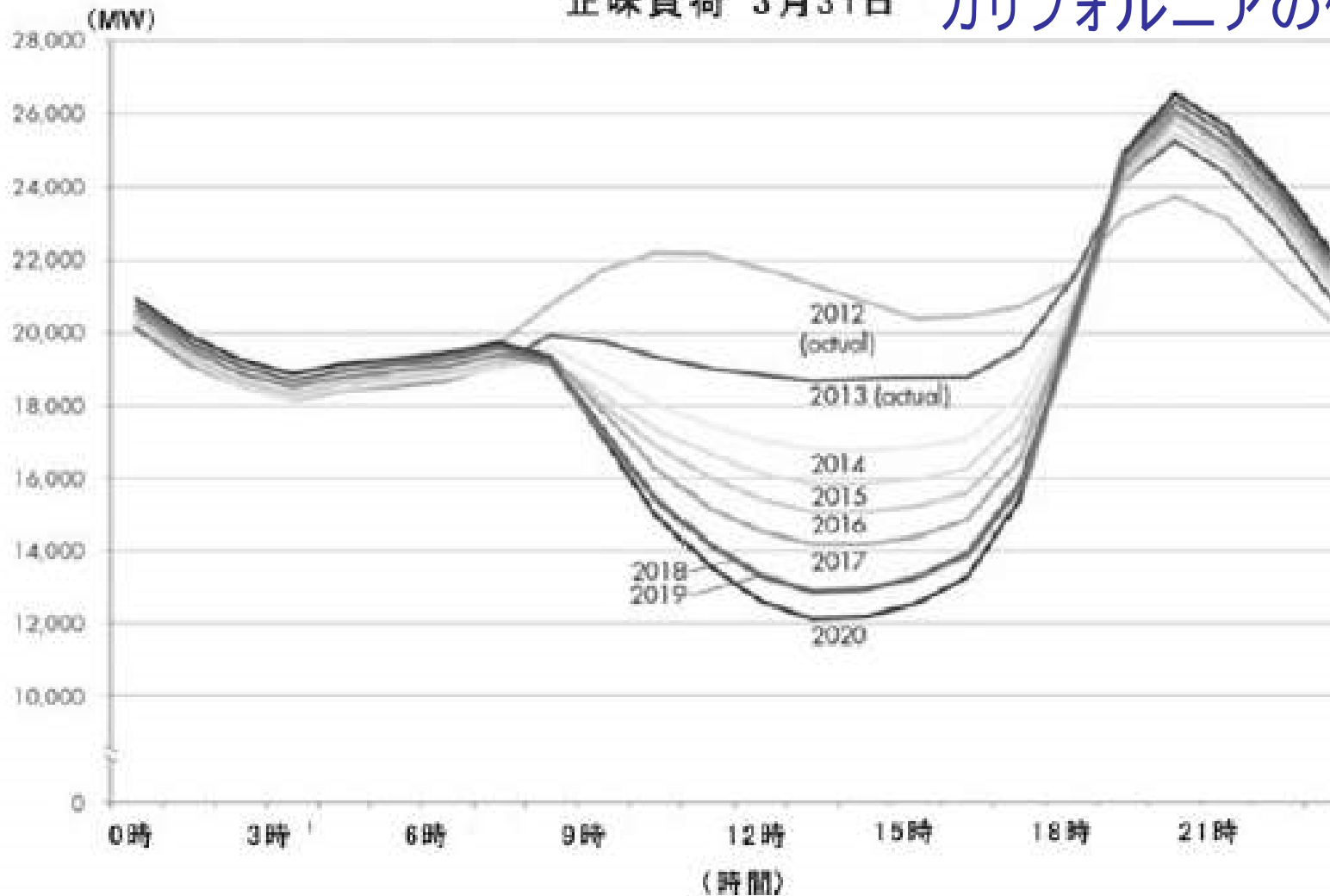
(10) 停電の心配

- 既存電源の採算が悪化するために電力会社によるリプレースや新設が滞り、**予備力が不足**して供給不安が生じる。
- 容量市場創設による供給力(kW)の確保が考えられるが、古い発電設備も市場に参加して来るので、新設が思うようには進まない(米 PJM)。kWのコストが電気料金に含まれるので、消費者負担が増すため反対運動が起こる(ドイツ)。
- 急激な変動に調整用火力が追いつかないケースが出て来る(次スライド)。



急激な調整の必要性 (ダックカーブ)

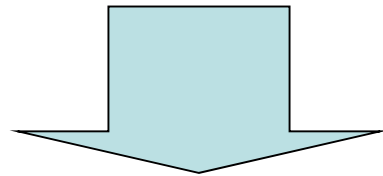
正味負荷 3月31日 カリフォルニアの例



出典: 浅野浩志「電力システムにおける再エネ活用策」

(11) 自由市場とFIT (FIP)、RPSは 相容れない

- FIT (FIP) やRPSは特定の商品(再エネ)を差別化、優遇する制度であり、自由市場経済とは矛盾している。
- 自由市場に任せておけば、過剰設備も生じず、過度な消費者負担も生じない。



温暖化対策を考えるなら**炭素税**が適切

(12) 温暖化対策には効いていない

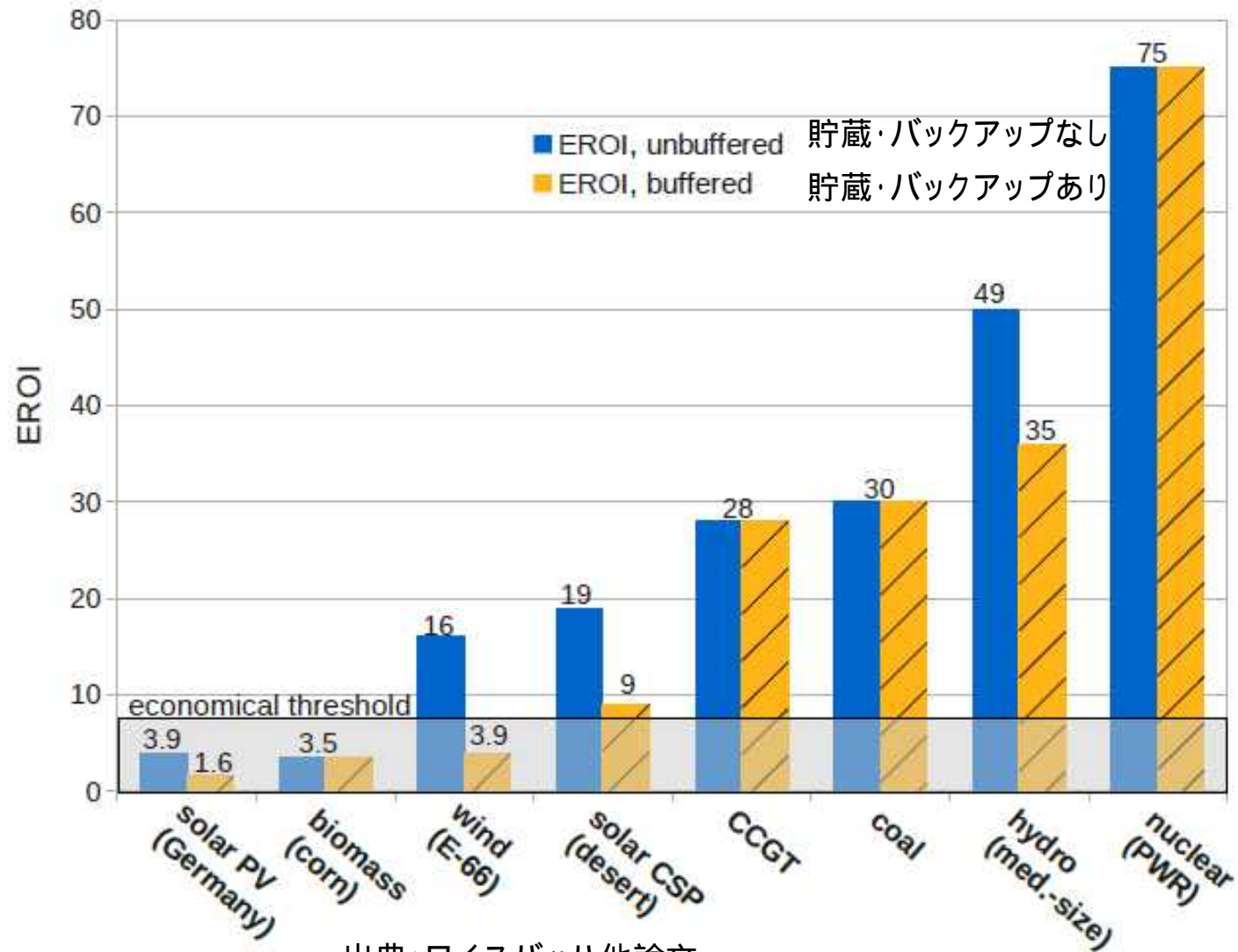
- FIT、RPSともに本来は地球温暖化防止のためであった。
- ドイツでは再エネが8,500万kWとピーク需要を上回る設備量となっているが、2012年、2013年と連続してCO2排出量が増えている。
- 福島事故後に8基(850万kW)の原発を廃止したのがCO2増加の最大の要因。原発の失われた発電量は石炭火力が代替しており、再エネの増加発電分では遠く及ばない。

結論： 風力・太陽光発電はどの程度 まで伸びるか？

- スペインでは風力・太陽光が発電量の25%を占めるまでになったがFITが行詰まり、電力会社の赤字救済も進まず、限度を迎えている。
- ドイツでは風力・太陽光が15%程度まで増えたが、FITの破綻と大幅改訂、送電線建設の大幅遅延により今後の伸びは限定的であろう。
- デンマークでは風力発電が33%を占めるまで伸びたが、隣国(スウェーデン、ノルウェー)の水力発電によるバックアップがあるから可能。発電規模が北海道電力程度の国であるので可能だが、ドイツの規模になると隣国も調整不可能。
- おそらく中小国で25%、大国で20%程度が限度ではなかろうか。

参考

電源のエネルギー収支比



出典: ワイスバッハ他論文

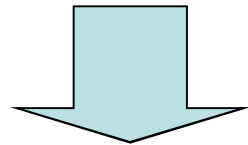
5.我が国が学ぶべきこと

(1) 再エネ拡大の目的を明確に！

- ドイツの目的は温暖化対策が第一で、次いで持続性のあるエネルギー供給であった。しかしCO2削減の効果は上がらず、国民負担が嵩んで行き詰まっている。バックアップ電源が必要なので持続性のあるエネルギー源でもない。
- わが国でも何のために拡大するのか、**政策目的**を明確にする必要がある。同時に**費用対効果**も明確に示す必要がある。

(2) 過剰設備を許容できるか？

- 太陽光・風力は出力(kW)の面で寄与できない。別電源を必要とし、既存電源の上に屋上屋を重ねることになる。
- わが国の電力業界がどこまで過剰設備に耐えられるか？
- エネルギー供給保障は確保されるか？



十分な吟味が必要

(3) FIT中止を考える時

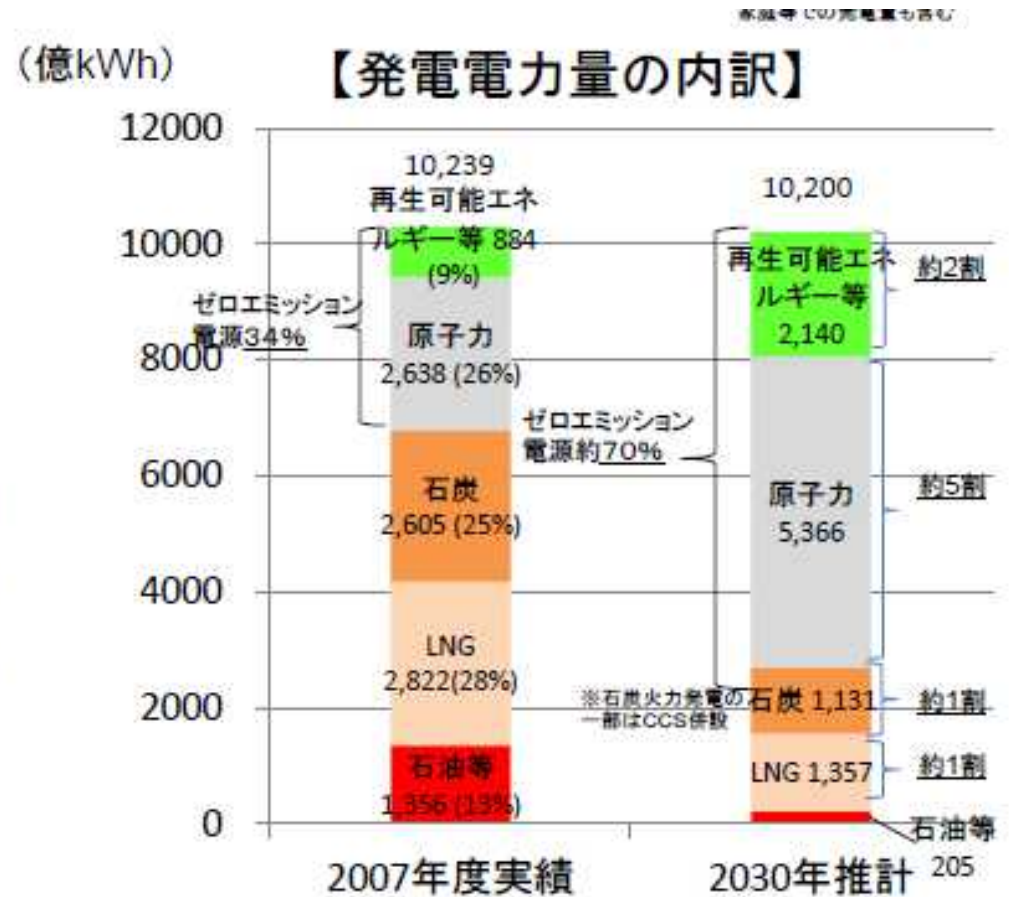
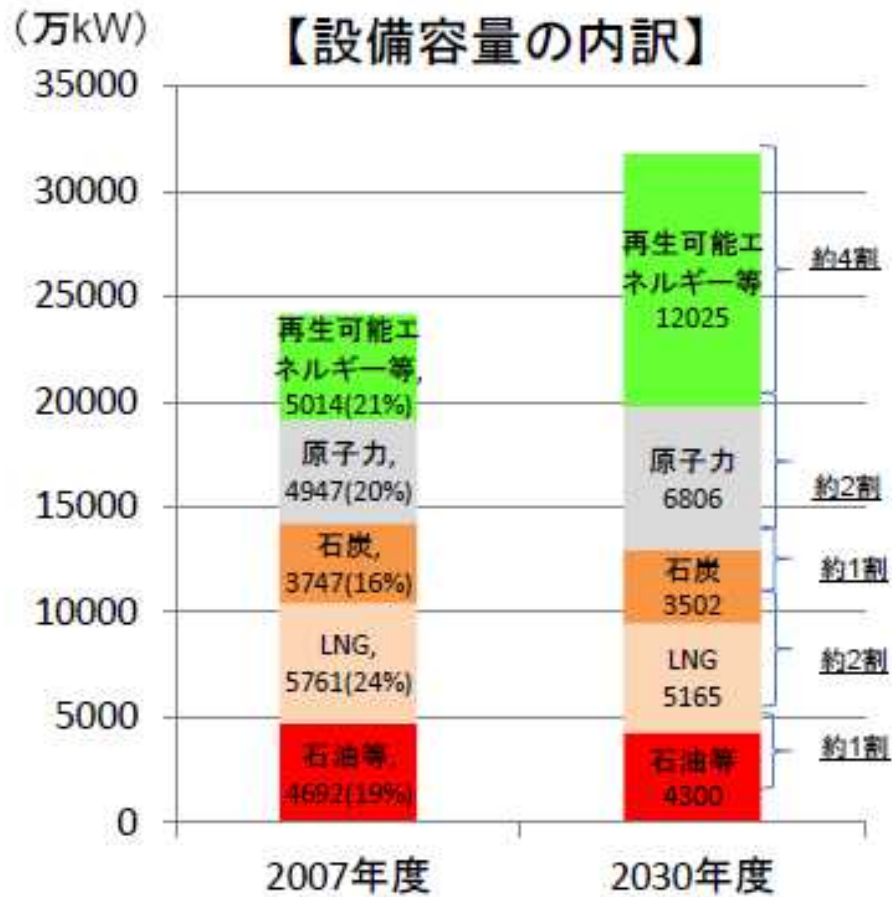
- FITの下では消費者負担が増大して行詰まることをドイツの例で経験した。プレミアム制(FIP)などの工夫を凝らしても国民負担増は避けられない。
- 自由市場とFITは相容れないものであり、我が国の電力自由化とも矛盾する。
- **太陽光**は既存設備と認定設備量で9,000万kWに近い数字となっている。電力系統にそのような収容能力はなく、**即刻新規買取を中止**すべきであろう。
- 風力なども実現可能な目標値を設定して段階を踏んで進める必要がある。

(4) 第3次エネ基本計画を上回る再エネは果たして可能か？

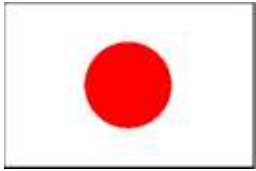
- 現政権は再エネ導入目標として第3次基本計画（発電量で21%）を上回るレベルを打ち出している。
 - 経産省が提案する再エネ25%、原子力21%というエネミックス案の具体的姿を考えて見たい。建設可能性の度合いから太陽光：風力 = 3：1の発電割合を想定すると、設備容量として太陽光は1億1,400万kW、風力は2,300万kWが必要となる。
- (注：日経4月6日朝刊は経産省案として2030年再エネ23～25%、原子力21～22%である旨報じている。)

参考

第3次エネルギー計画(2010年策定)

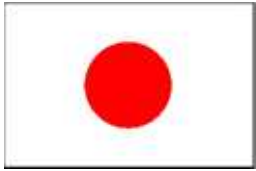


出典: METI「2030年エネルギー需給の姿」

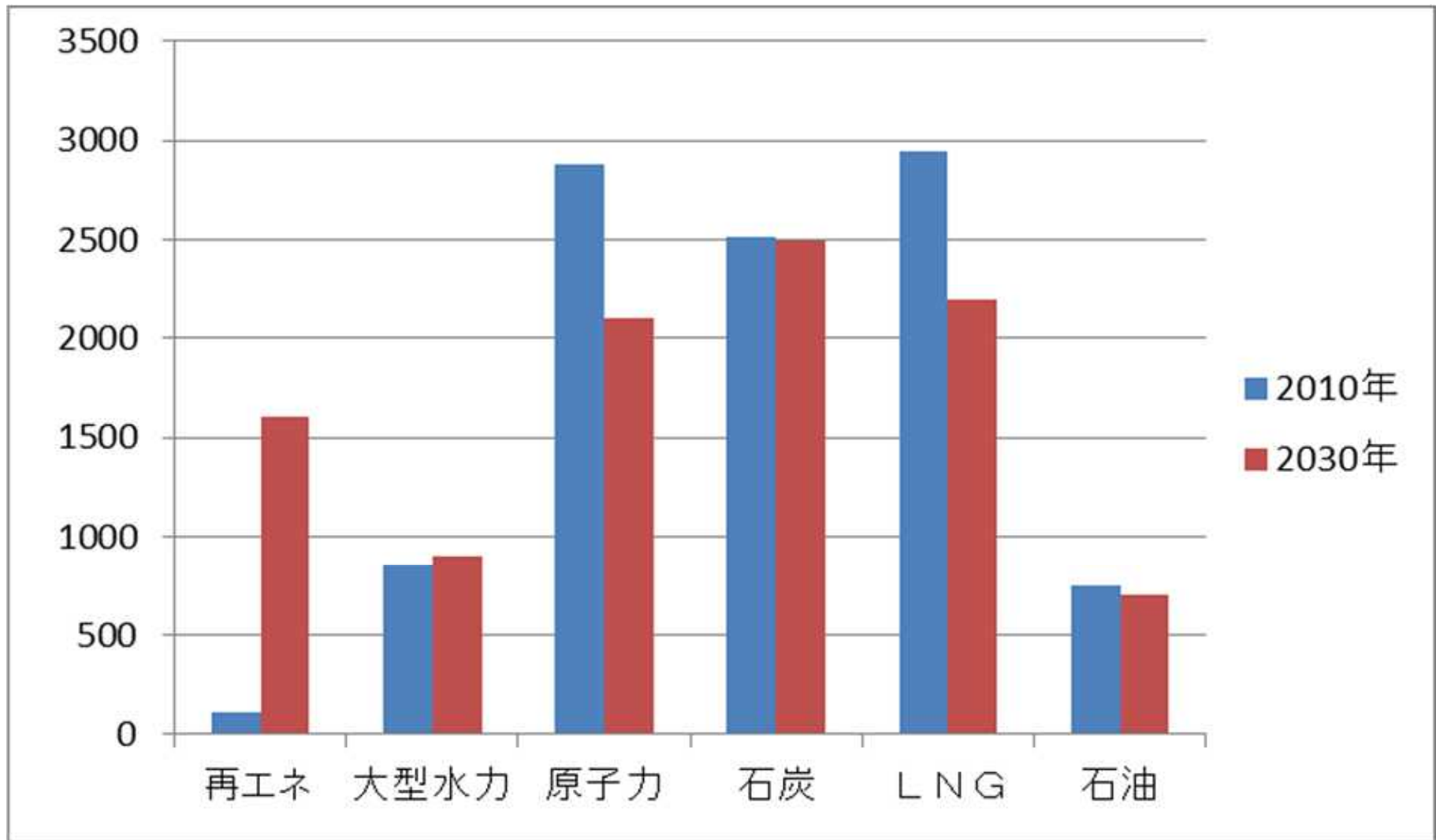


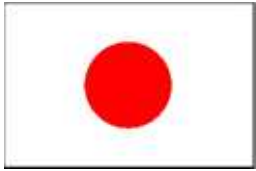
再エネ25%、原子力21%

	発電量 (億kWh)		発電容量 (百万kW)		2030年稼働率
	2010年	2030年	2010年	2030年	
太陽・風	115	1,600	1	137	13%
大型水力	858	900	21	22	47%
原子力	2,882	2,100	49	30	80%
石炭	2,511	2,500	39	39	73%
LNG	2,945	2,200	63	84	30%
石油	753	700	46	43	19%
合計	10,064	10,000	219	355	



再エネ25%シナリオ発電量 (億kWh)

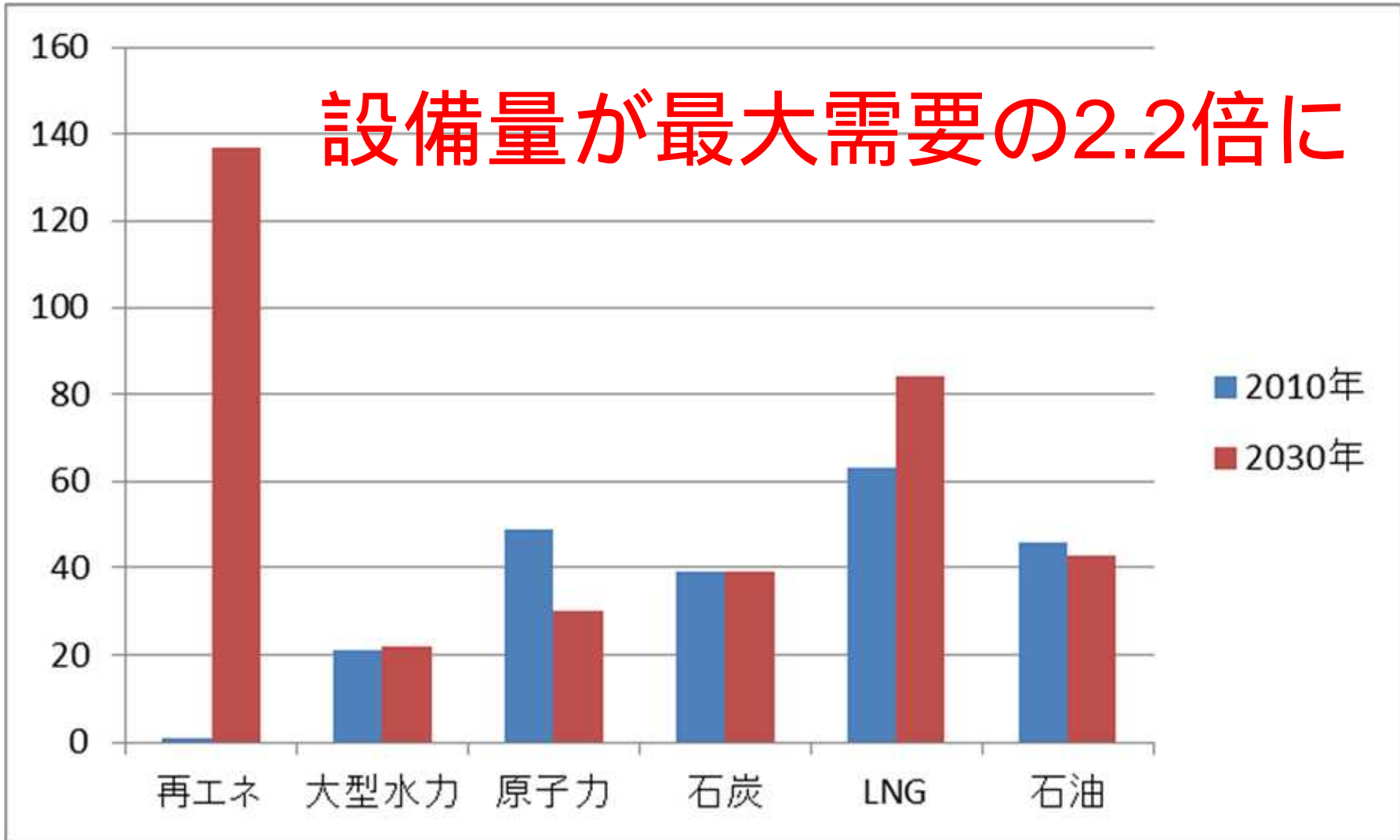




再エネ25%シナリオ設備容量 (kW)

100万kW

設備量が最大需要の2.2倍に

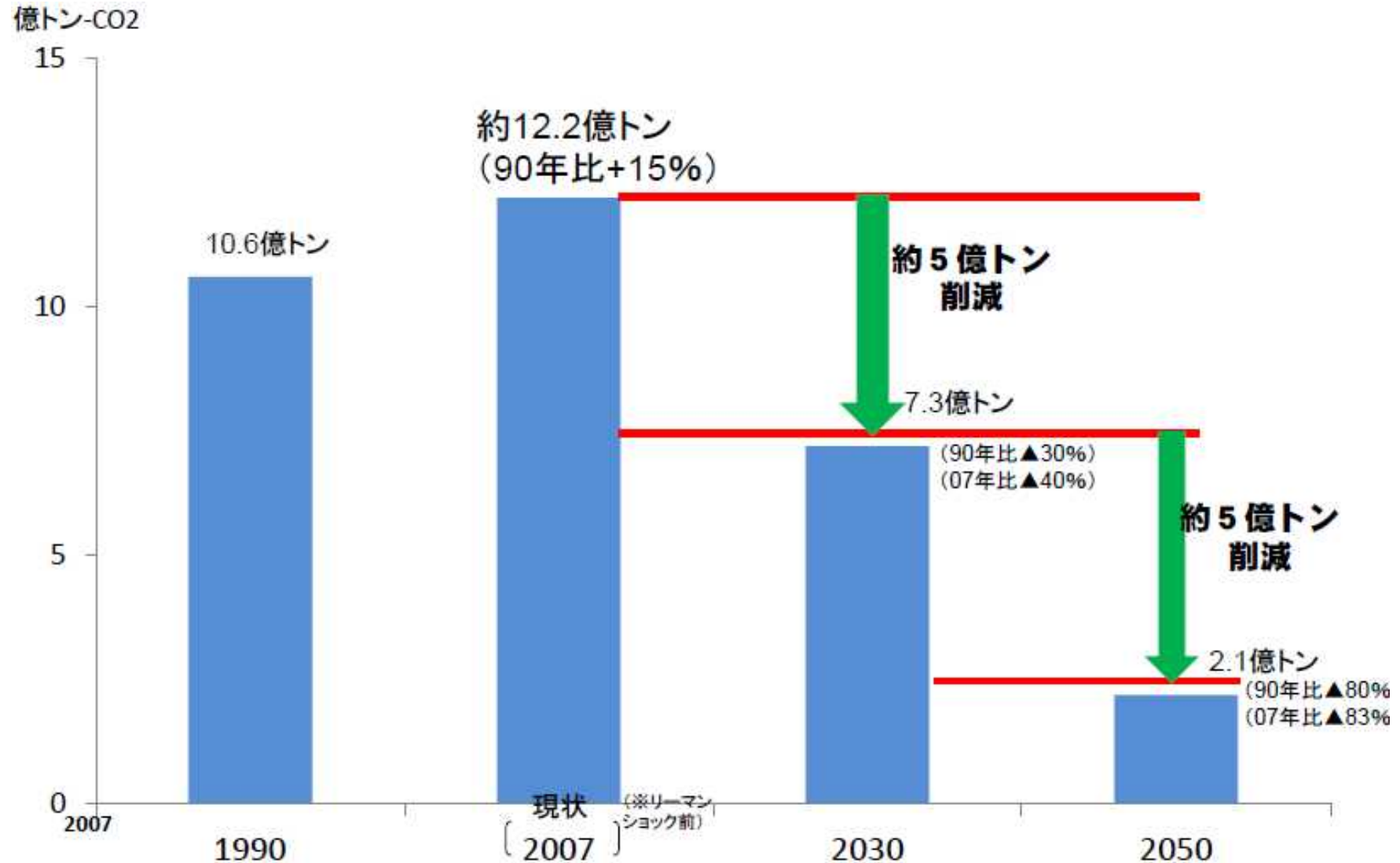


エネルギー・セキュリティと 温暖化対策は可能か？

- 2030年再エネ25%が実現できたとしても、バックアップ電源の必要性から火力発電大幅依存の構造は変わらない。原油の生産減退が避けられない将来において日本のエネルギー・セキュリティは脆弱さを増すであろう。
- 再エネ増によるCO₂削減量は9,100万トン程度と2010年比で7.6%程度の削減に留まるであろう。一方原子力が減る(-782億kWh)ことにより4,700万トン(3.9%)排出量は増えてしまう。結果的にわずか4,400万トン3.6%の削減しか達成できないであろう。
- ベースロード電源として石炭火力を増やすと元の木阿弥となろう。

参考

第3次エネ計画：CO2削減パス



出典：METI「2030年エネルギー需給の姿」

実現可能な再エネ比率は？

- 九州電力の太陽光接続可能量が認定量の半分程度に留まっていることを考えると**太陽光**は前記発電容量の半分**6,000万kW**程度が現実的上限であろう。これでもドイツの1.5倍に相当する。
- **風力**は東北・北海道に依存することになるが、送電線建設の可能性を考えると前記発電容量の半分**1,200万kW**程度が上限であろう。
- 両者の発電量は840億kWh(8.4%)。一般水力等と合わせて再エネ**17.4%**が実現可能な数字と言えよう。
- 「**再エネ25%**」を建前として打出すとしても意味のある温暖化対策には「**原子力25%以上**」を必要としよう。

国民負担と電源の持続性を考えて 国民合意を！

- 目標がCO2削減と自給率改善にあるなら再エネは余りに非力である。バックアップなどのシステムコストを考慮すると太陽光・風力の費用対効果は原子力の1/10以下となろう。
- 太陽光・風力は自由市場では競争力を持ってない。FITやRPSのない将来には設備の更新ができないであろう。 ➡ 持続性のある電源でもない。
- 政府は国民負担と電源の持続性を考えてエネルギー計画を作り、国民の賛否を問うべきであろう。

説明用資料

2015年4月16日

竹内哲夫



【参考】最大電力発生日の需給状況(2010-2014年)

5

- 震災後は、節電の効果などにより需要の減少はあるものの、原子力発電の停止により、火力発電の高稼働で供給力を確保している状況

