



JAPAN
RENEWABLE
ENERGY
FOUNDATION

自然エネルギー・エネルギー政策 最近の状況と課題

固定価格制運用見直し・目標値・電力システム改革

2015年3月19日

気候ネットワーク・連続セミナー

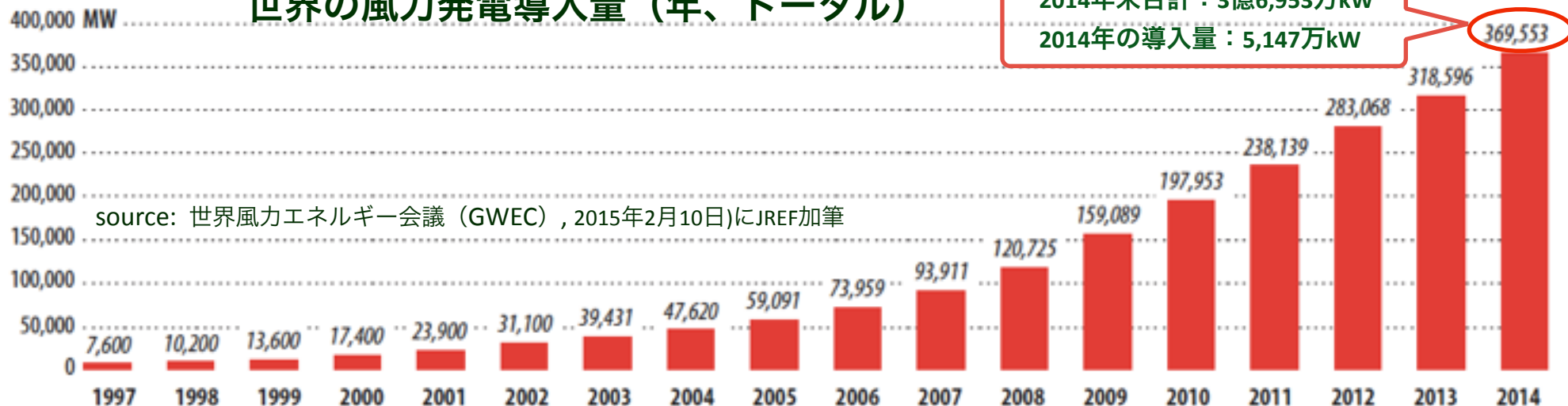
「温室効果ガス削減の可能性をさぐる～新たな目標設定と政策の実施にむけて～」

大林ミカ 公益財団法人 自然エネルギー財団

自然エネルギーの最新状況：風力発電

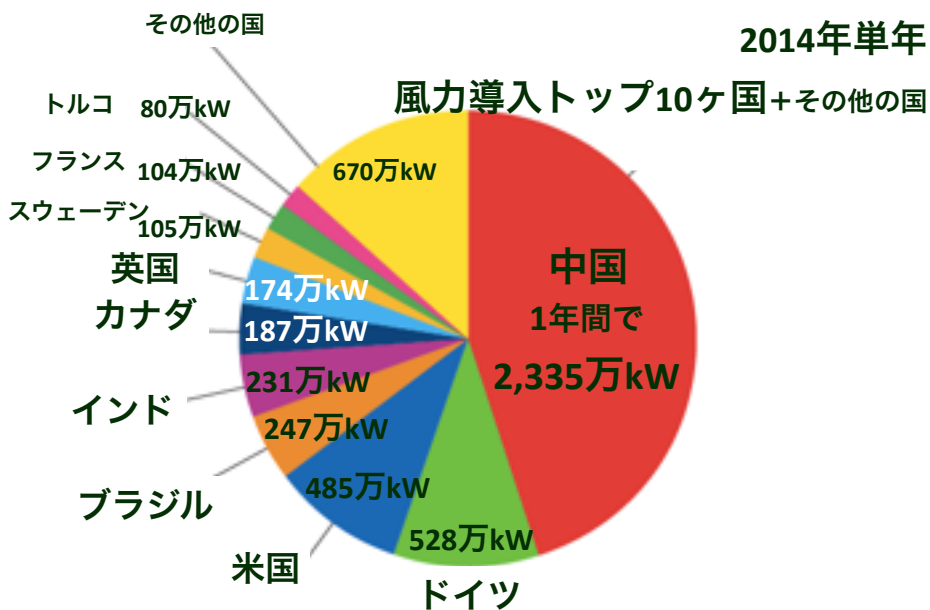


世界の風力発電導入量（年、トータル）



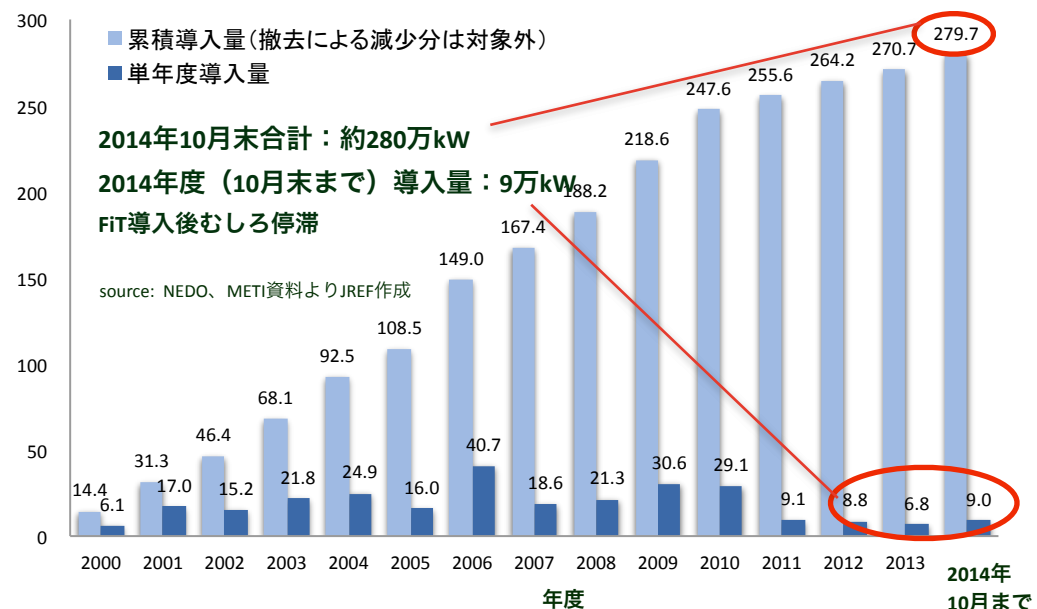
source: 世界風力エネルギー会議 (GWEC), 2015年2月10日)にJREF加筆

2014年単年



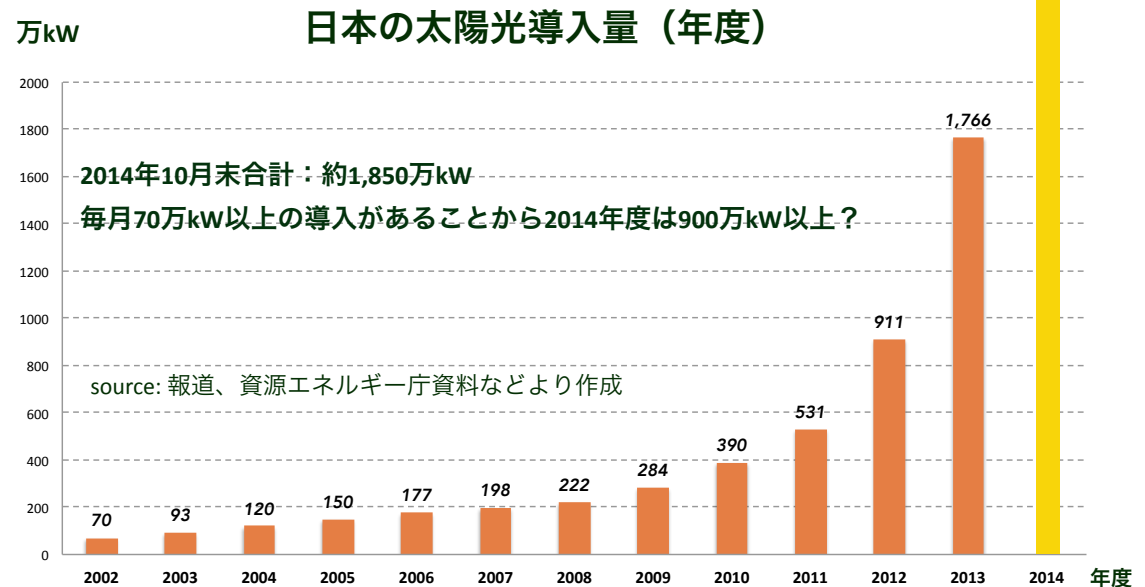
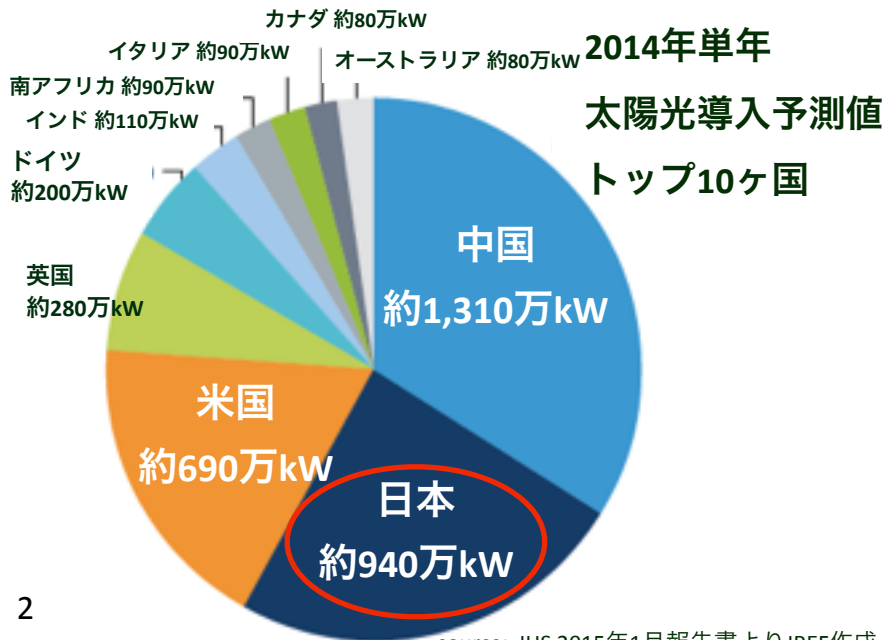
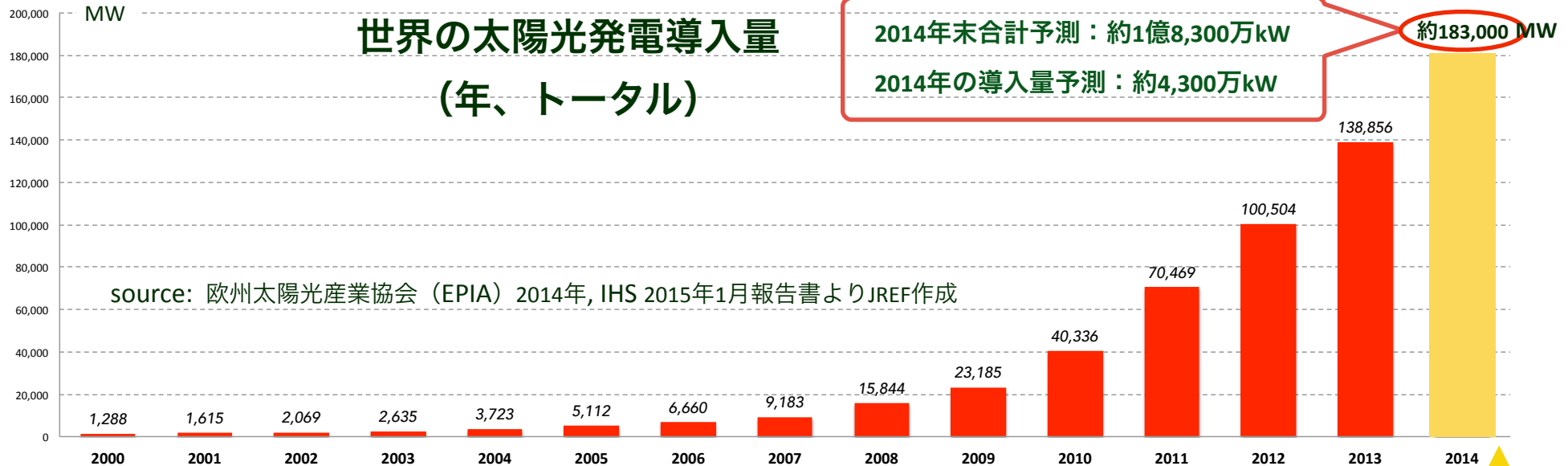
source: 世界風力エネルギー会議 (GWEC), 2015年2月10日)にJREF加筆

ご参考) 日本の風力導入量 (年度)



source: NEDO、METI資料よりJREF作成

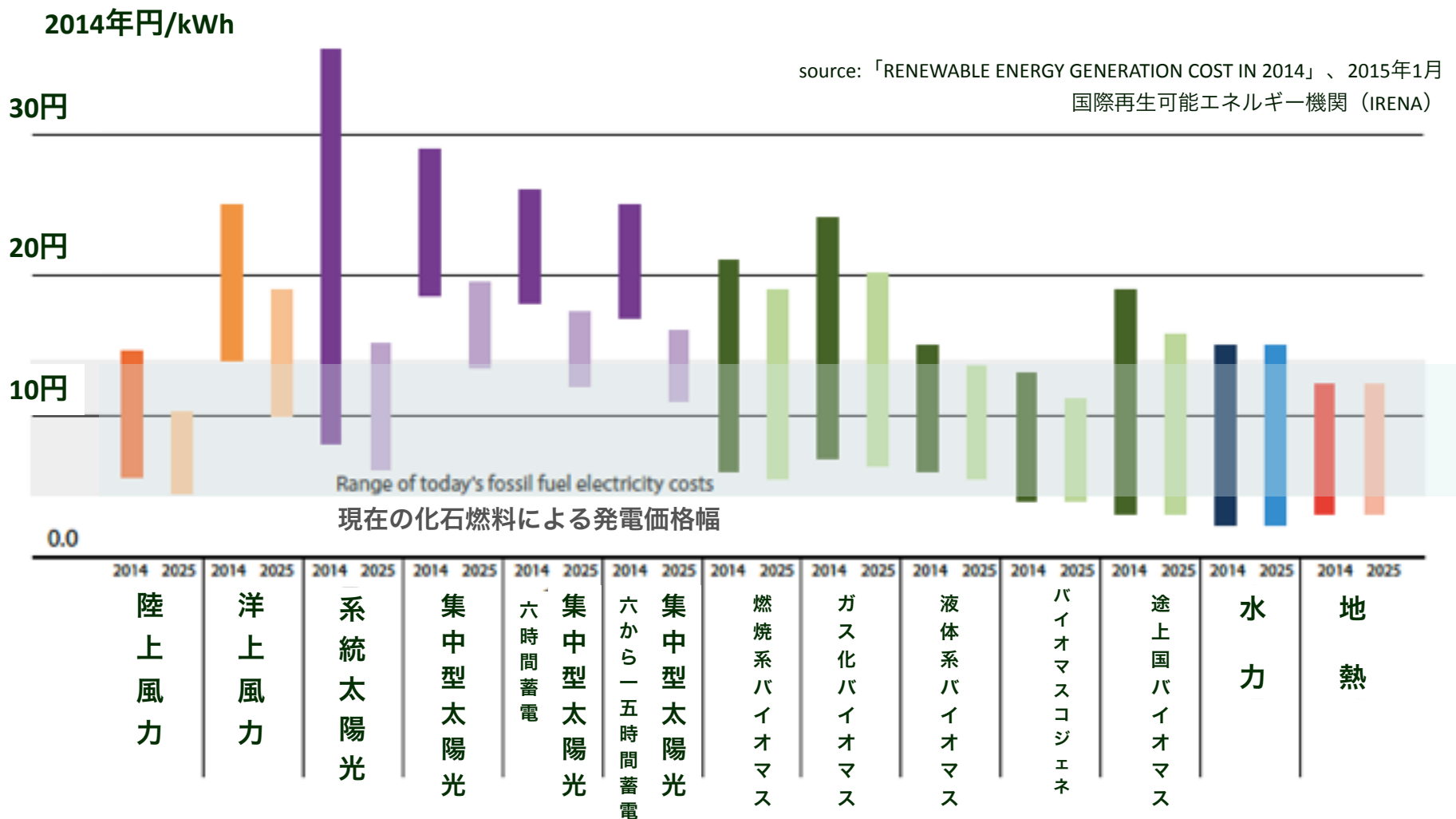
自然エネルギーの最新状況：太陽光発電



自然エネルギーの最新状況：コスト

- すでに自然エネルギーのほとんどが、化石燃料による発電と同じかより安いコストで発電している。
 - 今後、さらなる価格低下が予測される。
- (国際再生可能エネルギー機関、2015年1月)

2014年と2025年：自然エネルギー発電技術毎の発電原価幅の比較

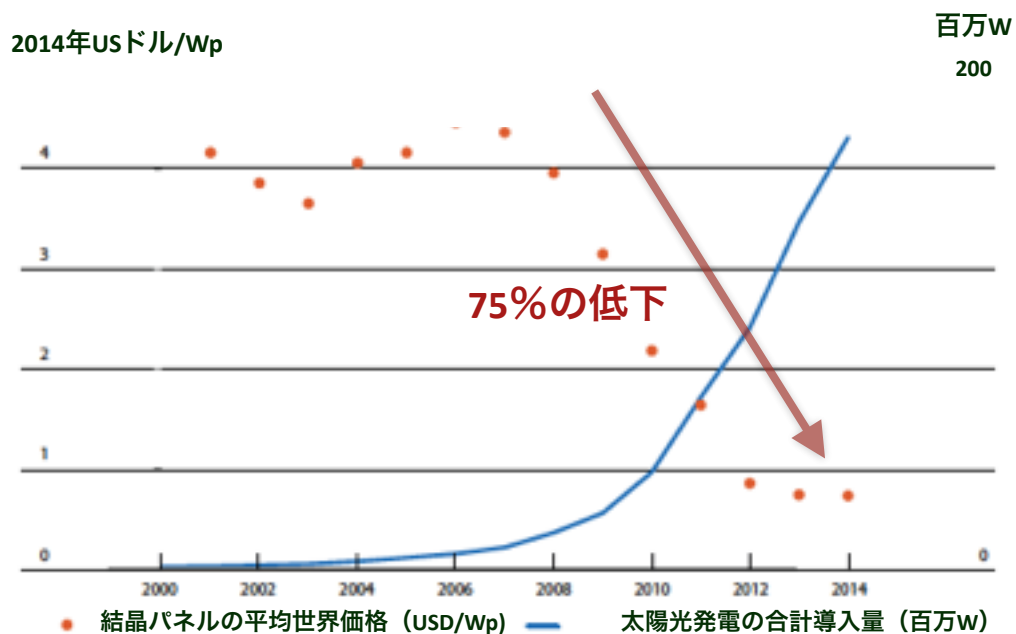


自然エネルギーの最新状況：コスト

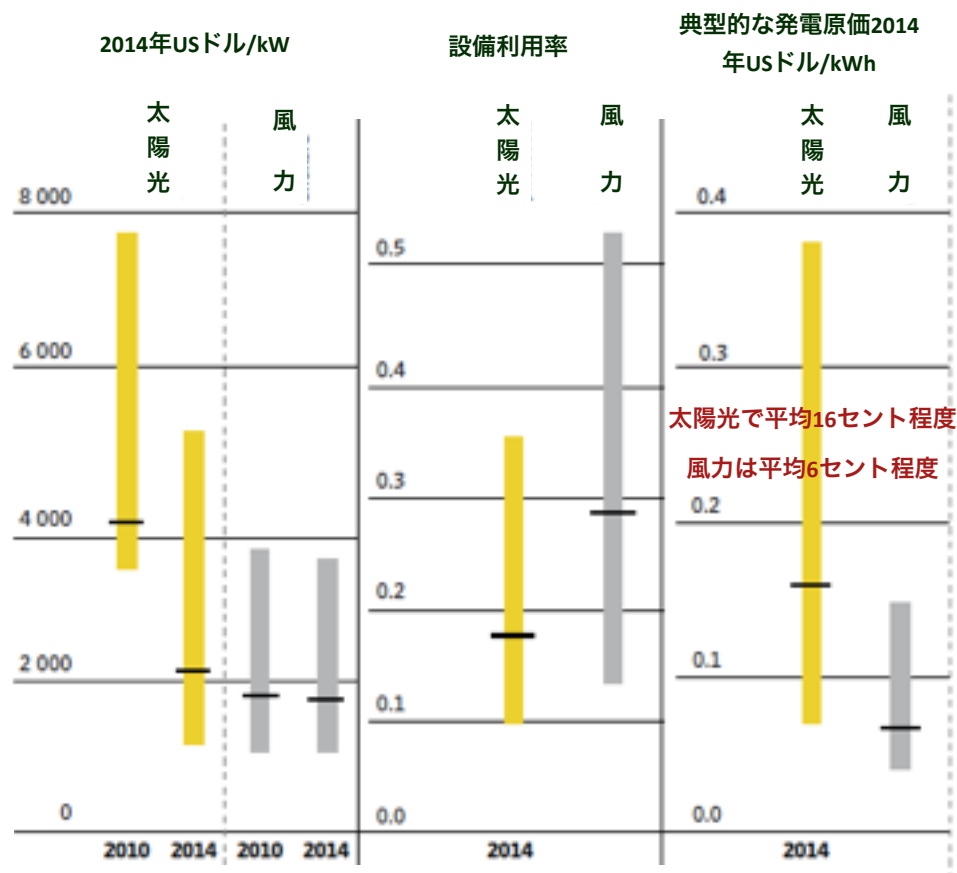
- 世界の多くの地域で、自然エネルギーは、化石燃料による発電と同じか、より安く発電をしている。
- 自然エネルギーのコストは急激に低下。特に太陽光発電のコストは、**過去5年間で75%も低下**。
- この価格低下が、大規模導入を加速している。 (国際再生可能エネルギー機関、2015年1月)

世界の太陽光の導入量と太陽光パネルの価格

2000年-2014年



大規模太陽光発電と陸上風力発電の 導入コスト、設備利用率、発電原価の幅

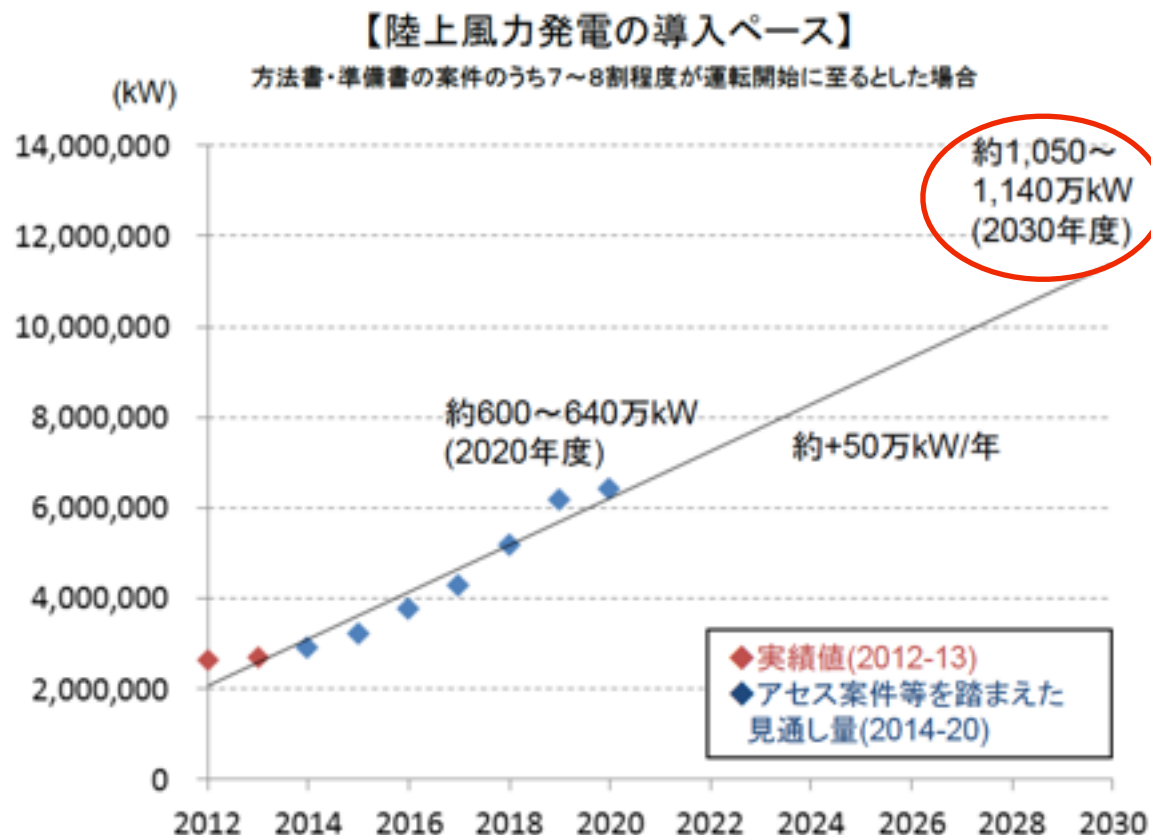


source: 「RENEWABLE ENERGY GENERATION COST IN 2014」、2015年1月

国際再生可能エネルギー機関 (IRENA)

系統連系議論と目標値

- 2015年1月26日より、固定価格買取制度の運用の見直しが施行された。東電・関電・中電以外の7電力会社を**指定電気事業者**とし、**自然エネ電力の無制限無補償出力抑制**が実施できるように。
- 指定電気事業者は、出力抑制については、見通しと説明を求められる。4月に立ち上がる広域的運用推進機関が監視を行うこととなる。
- 2015年1月より、**総合資源エネルギー調査会基本政策分科会**にて、2030年のエネルギーミックス「長期エネルギー需給見通し」を議論。自然エネについては、**新エネルギー小委員会**で目標値を議論。
- 国民負担を理由に、自然エネの拡大に否定的な意見。目標値も低く、**風力発電では産業界が3600万kW以上を掲げる一方で政府は1200万kWが限度**という立場。

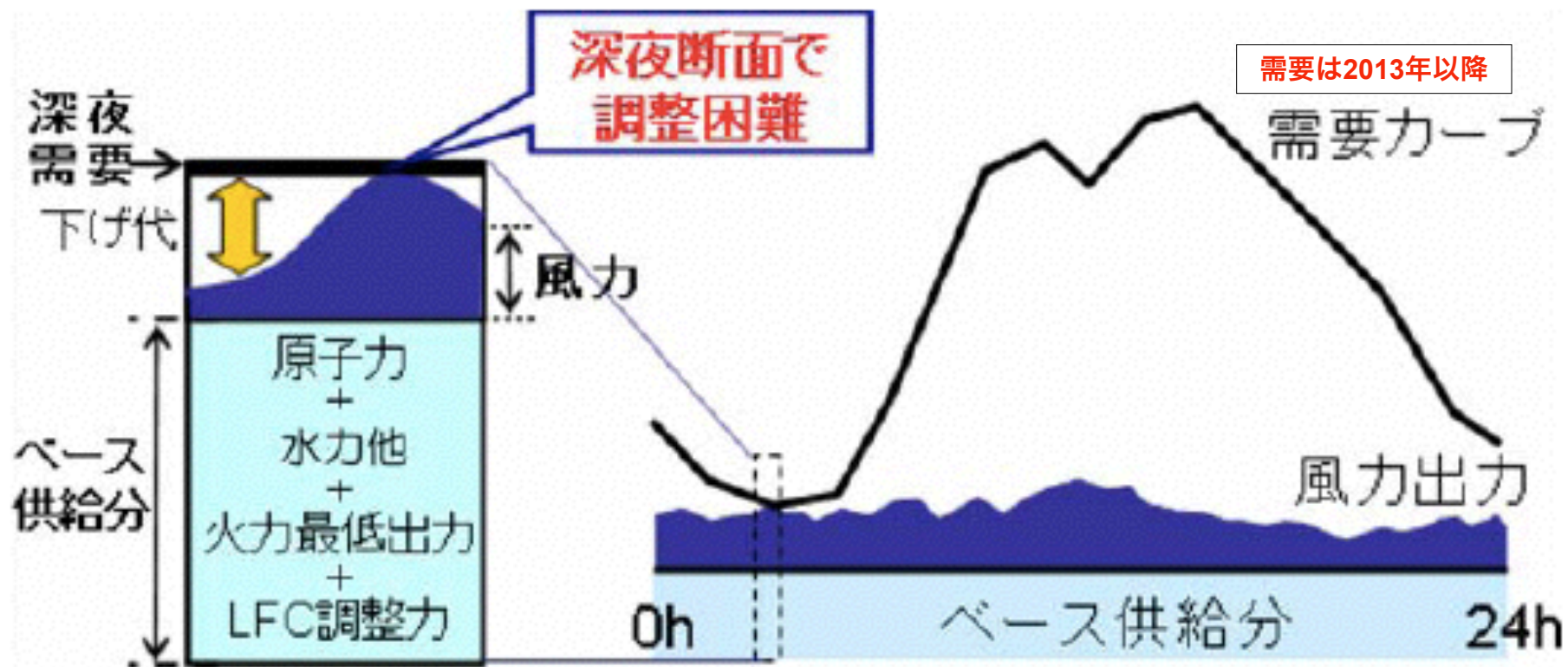


source: 新エネルギー小委員会資源エネルギー庁2015年2月3日資料より

そもそもの算定条件に問題はないか？－“接続可能量”の算定方式

項目		基本的考え方
評価期間	算定断面	1年(8760時間)
需要	需要想定・需要カーブ	<u>2013年度実績</u> (余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実際の需要。)
供給 (自然変動)	風力・太陽光	<ul style="list-style-type: none"> ・2013年度発電実績を元に試算 ・<u>太陽光発電と風力発電の合成出力</u>を月別、時間帯別の最大出力で(2σ評価)で評価
	合成最大出力(2σ)の発生日	一部予測 (雨天、曇天の日は2σ出力は発生しないと予測)
供給 (ベース)	一般水力・原子力・地熱	<u>震災前過去30年間の設備利用率平均×設備容量</u> <ul style="list-style-type: none"> ・調整池式水力、貯水池式水力については、他の再エネ発電時にはできる限り抑制 ・水力、地熱、バイオマスについては、設備容量に今後の導入見込みを考慮
供給 (調整)	火力	安定的な供給が持可能な最低出力等まで調整
	揚水式水力	最大限の活用(※発電余力として最大発電機相当を確保)
その他	再エネ出力抑制	500kW以上の風力発電、太陽光発電については、年間30日を上限として考慮
	連系線を利用した取引の活用	<u>現行制度下で各社が自主的な取り組みとしてコミットできる分は、接続可能量に含める。</u> また、各社の自主的取組を超えるような更なる活用については、拡大策のオプションとして検討。
	実績ベースによる8760hの需給解析	算出された各社の接続可能量について、風力発電と太陽光発電の出力想定を需要と連動した8760時間の実績ベースの出力を使用して需給解析を行った場合の出力抑制日数、抑制量(kWh)等を参考として示す。

そもそもの算定条件に問題はないか？－“接続可能量”の算定方式



ベースロード供給力は、2010年以前30年間の平均設備利用率 x 設備容量

自然エネルギー導入可能量算定について



そもそもの算定条件に問題はないか？ -結果・原子力の供給力

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
評価供給力:(A) (万kW) (= (B) × (C))	175.5	234.9	121.8	201.9	168.0	438.7	-
設備容量:(B)※1 (万kW)	207.0	389.3	170.8	265.3	202.2	525.8	-
設備利用率:(C)	84.8%	69.8%	71.3%	76.1%	83.1%	83.4%	-
設備※2 (万kW)	泊1(57.9) 泊2(57.9) 泊3(91.2)	東通(57.0) 女川1(52.4) 女川2(82.5) 女川3(42.8) 柏崎刈羽1(52.6) 東海第二(21.1) 大間(28.1) 福島第二3(26.4) 福島第二4(26.4)	志賀1(54) 志賀2(75.8) 原電敦賀1 (3.4) 原電敦賀2 (37.6)	島根1(46.0) 島根2(82.0) 島根3(137.3)	伊方1(56.6) 伊方2(56.6) 伊方3(89.0)	玄海1(55.9) 玄海2(55.9) 玄海3(118.0) 玄海4(118.0) 川内1(89.0) 川内2(89.0)	-
昼間最低負荷※3 (万kW)	308.4 (5月26日 12時)	790.7 (5月12日 13時)	252 (5月12日 13時)	554 (5月12日 13時)	264.5 (5月12日 12時)	788 (5月12日 13時)	68.0 (4月7日 14時)
昼間最低負荷に 占める割合	56.9%	29.7%	48.3%	36.4%	63.5%	55.7%	-

大間・島根3：稼働前の原発を参入

原発が最低負荷時に50%を超している

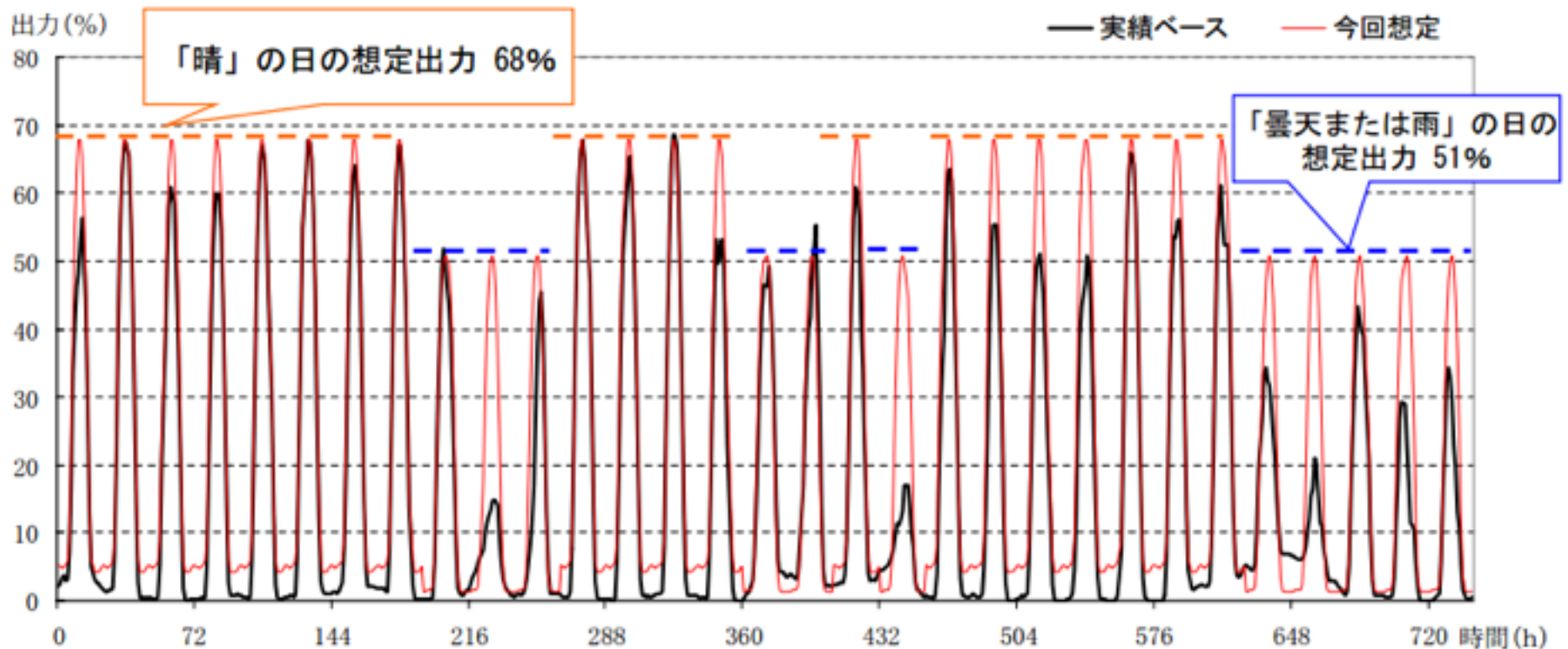
- ※1 複数の電力会社に供給している電源の設備容量については、各社の受電相当を記載している。
- ※2 東北電力は、福島第二を、東京電力の「新・総合特別事業計画」においても今後の扱いは未定としていること等から、接続可能量を算定する供給力には織り込んでいない。仮に稼働した場合には、連系線に新たな南向き空き容量を確保できるため、その分を活用すれば、接続可能量には影響しない。
- ※3 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

太陽光・風力の発電量を過大算定する推計手法

毎月の上位2日目 (2σ) の発電量が
晴れの日にもいつも発生すると想定

国際的には、実績値の時系列データの利用が推奨されている

第3回系統WG九電資料

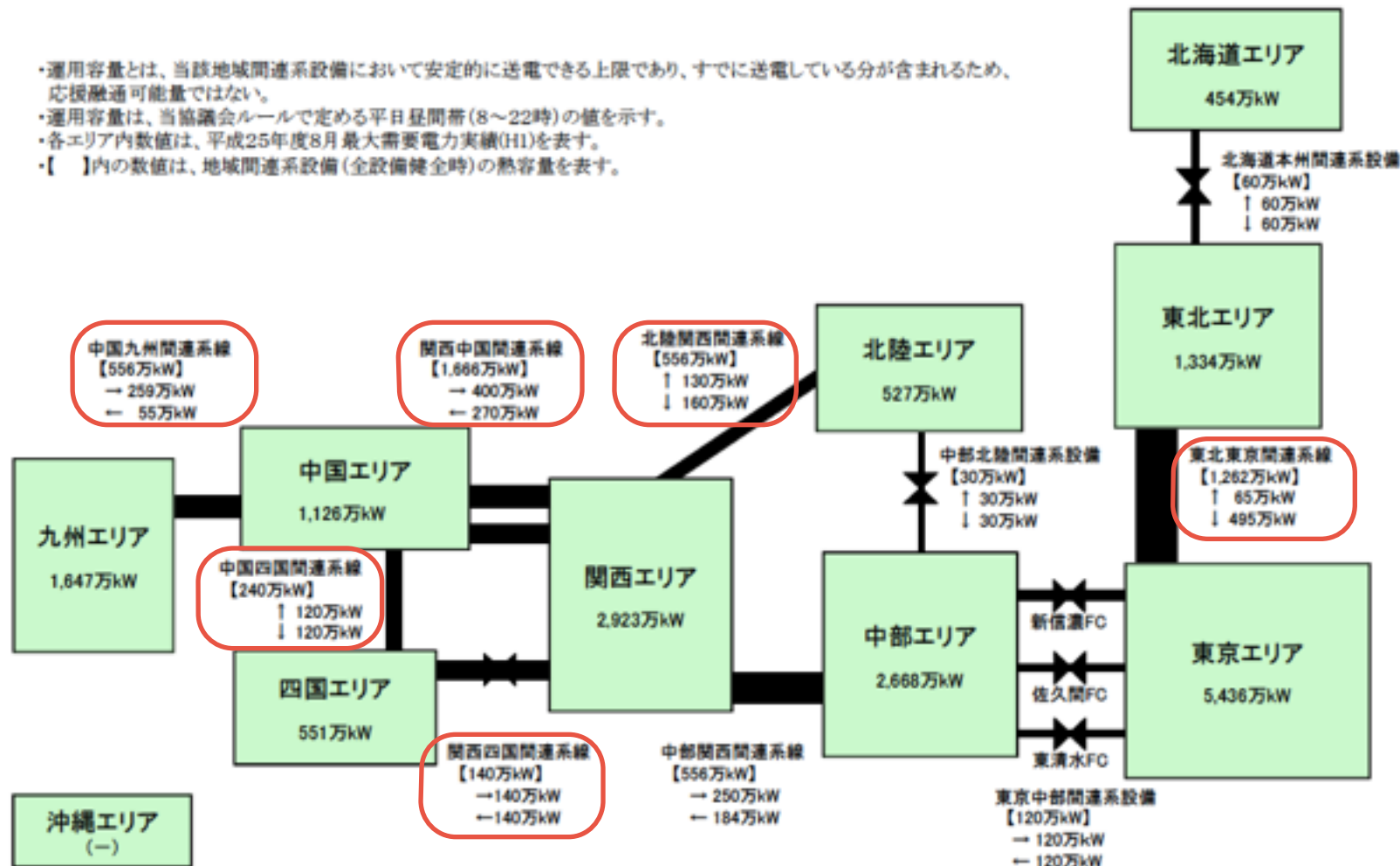




そもそもの算定条件に問題はないか？ -地域間連系線の活用率が低い

全国系統の概念図および平成26年度(8月平日昼間帯)における運用容量算定結果

- ・運用容量とは、当該地域間連系設備において安定的に送電できる上限であり、すでに送電している分が含まれるため、応援融通可能量ではない。
- ・運用容量は、当協議会ルールで定める平日昼間帯(8~22時)の値を示す。
- ・各エリア内数値は、平成25年度8月最大需要電力実績(H1)を表す。
- ・【 】内の数値は、地域間連系設備(全設備健全時)の熱容量を表す。



Source: 「各地域間連系設備の運用容量算定結果 平成26年度」、電力系統利用協議会 (ESCJ)、2014年4月

地域間連系線の活用は連系線容量の5-16%

連系線活用は、系統WGの課題にあげられていたが、
今回は殆ど検討されていない。

2. 接続可能量の 拡大に関する 事項

○接続可能量の拡大方策のオプションを整理（※効果、

（オプションの例）

①運用の見直し

- ✓ 調整電源の更なる活用
- ✓ 自然変動電源の出力抑制の更なる活用
- ✓ 地域間連系線の更なる活用

第4回小委員会資料

「見直し方針」で今後の検討課題にあげているが、
確実に検討が進むよう監視が必要



指定電気事業者制度の問題点

(1) 電力会社が**無制限の出力抑制を無補償で行える仕組み**

実際の抑制の有無に関わらず事業リスクを高めるものとなりうる

- ・ 既存の仕組みでも、30日（720時間）＝8%まで、無償で出力抑制できるといふ、異例の制度
- ・ エネ庁は、「実際には出力抑制はおきない」というが、なぜそれなら、指定電気事業者制度が必要なのか？
- ・ この制度を入れても、ファイナンスに支障が起きないことを金融機関に確約させられるのか？



出力抑制の見通し by 電力会社

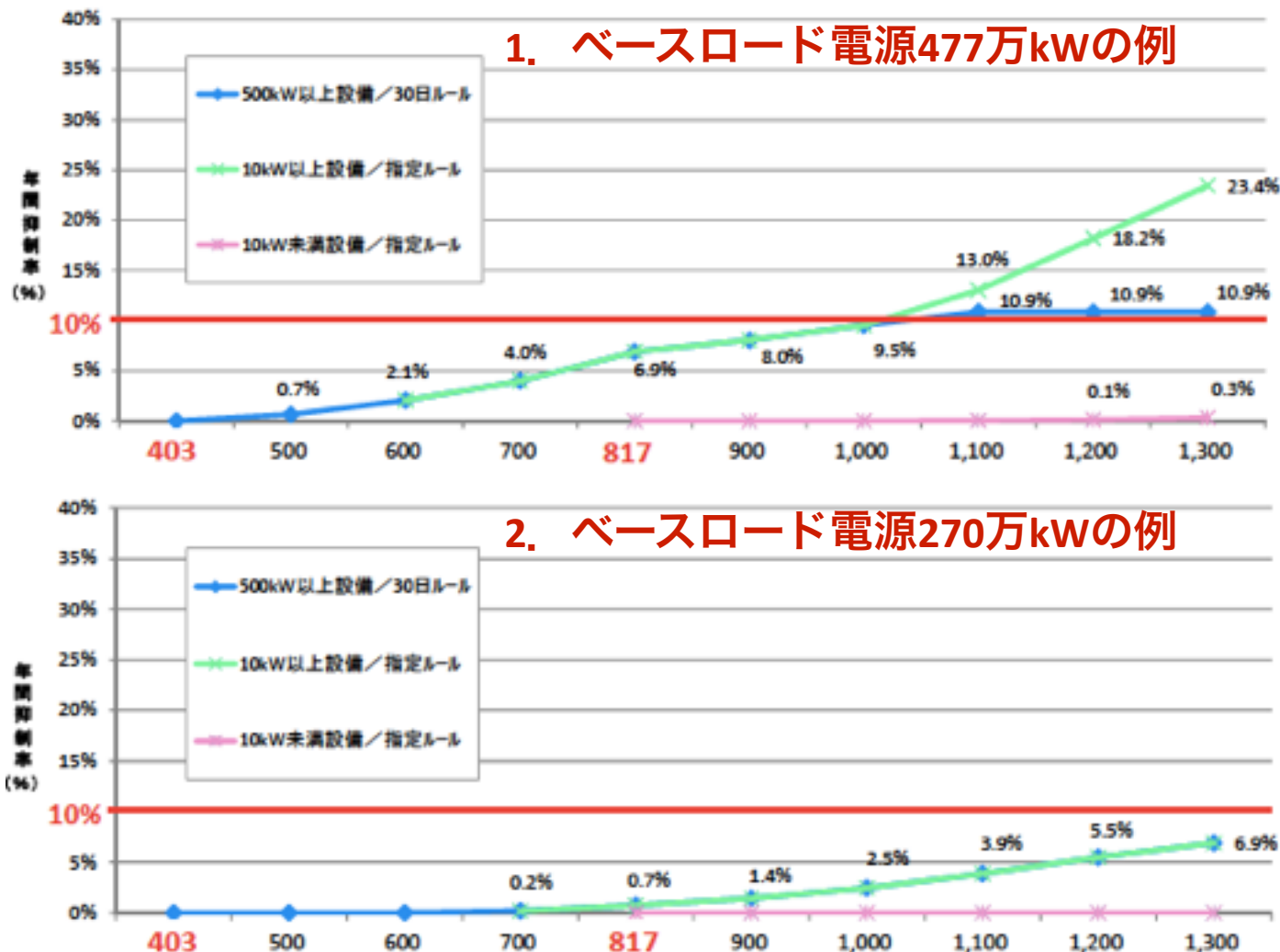
実績に基づく運用見通しでは100万kW追加で16%。しかし、接続可能量の算定方法では39%

	追加量	+20万kW	+30万kW	+40万kW	+60万kW	+80万kW	+90万kW	+100万kW	+200万kW	+300万kW
九州電力	2013年度	—	—	—	—	—	—	16%	28%	36%
	2012年度	—	—	—	—	—	—	8%	16%	26%
	2011年度	—	—	—	—	—	—	6%	10%	14%
	合成2σ	—	—	—	—	—	—	39%	45%	52%
北海道電力	2013年度	9.8%	—	15.4%	19.6%	22.8%	—	26.6%	—	—
	2012年度	2.3%	—	4.2%	8.1%	12.0%	—	15.0%	—	—
	2011年度	1.0%	—	2.0%	3.5%	4.7%	—	7.1%	—	—
	合成2σ	15.5%	—	18.0%	21.7%	25.0%	—	29.3%	—	—
東北電力	2013年度	—	—	—	—	—	—	6%	15%	24%
	2012年度	—	—	—	—	—	—	5%	13%	21%
	2011年度	—	—	—	—	—	—	9%	19%	28%
	合成2σ	—	—	—	—	—	—	11%	24%	34%
四国電力	2013年度	—	15.7%	—	25.8%	—	32.2%	—	—	—
	2012年度	—	9.0%	—	14.8%	—	22.5%	—	—	—
	2011年度	—	12.0%	—	16.4%	—	23.7%	—	—	—
	合成2σ	—	23.7%	—	31.5%	—	36.3%	—	—	—



出力抑制の見通し by 太陽光発電協会

- 九州電力の例2パターン。
- 九州電力が公表した抑制率（追加量300万kW・2013年度実績ベース）である36%に対し、ほぼ同一条件でも、13.0%にとどまる。
- そして現実的な原発の導入量を想定すれば、さらに過剰抑制が回避される。





各国・地域の実際の出力抑制の割合（2013年）

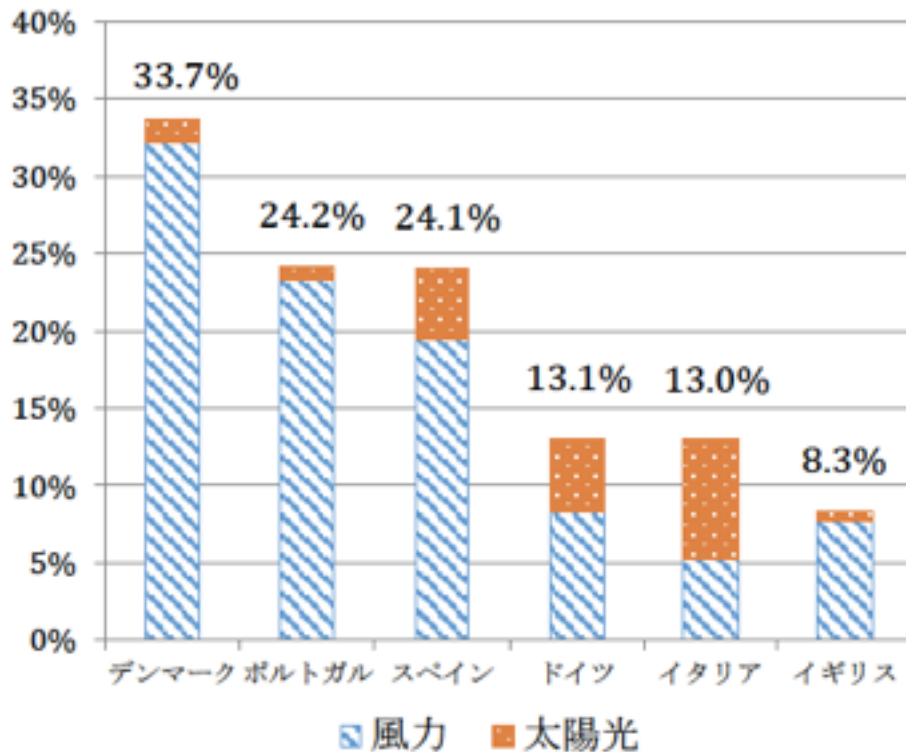
	出力抑制割合	風力発電割合
スペイン	2.1%	19.5%
英国	2.2%	7.7%
イタリア	1.0%未満	5.2%
ドイツ	0.9%	8.4%
デンマーク	まれ	32.5%
カリフォルニア州	まれ（未集計）	6.6%

注）カリフォルニア州はネット発電量、他はグロス発電量

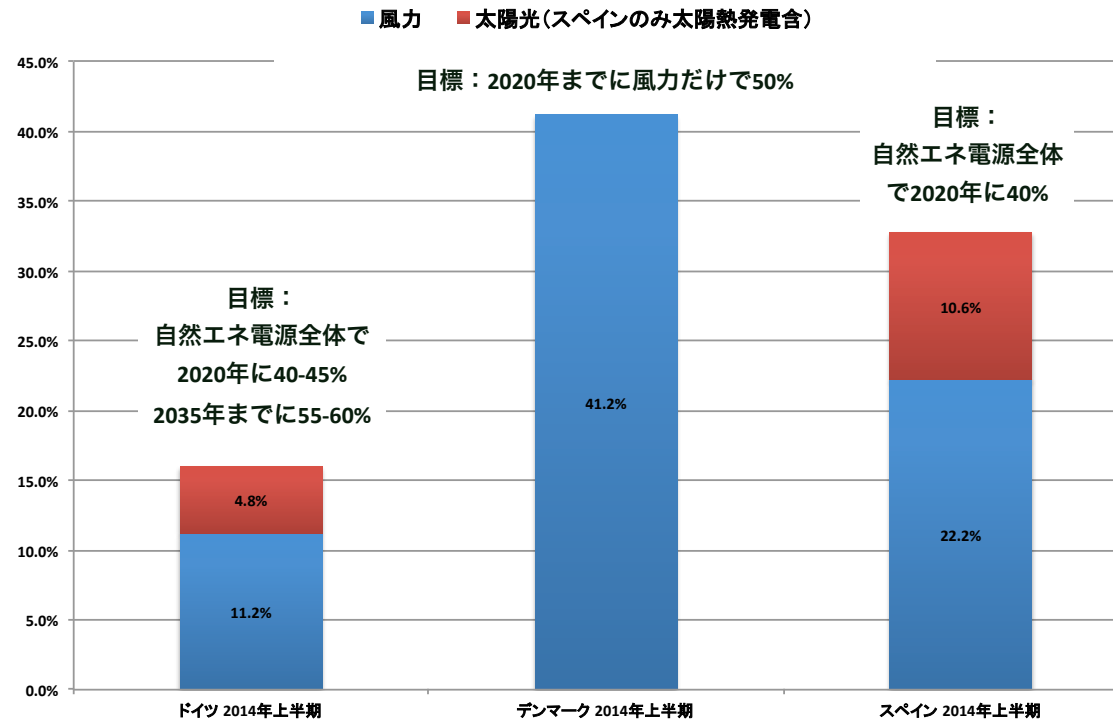
出典：デンマークエネルギー庁、ドイツ連邦ネットワーク庁等の資料をもとに自然エネルギー財団作成

各国：変動型自然エネルギー導入状況

2013年欧州各国 年間総発電電力量に占める 変動型自然エネルギーの割合



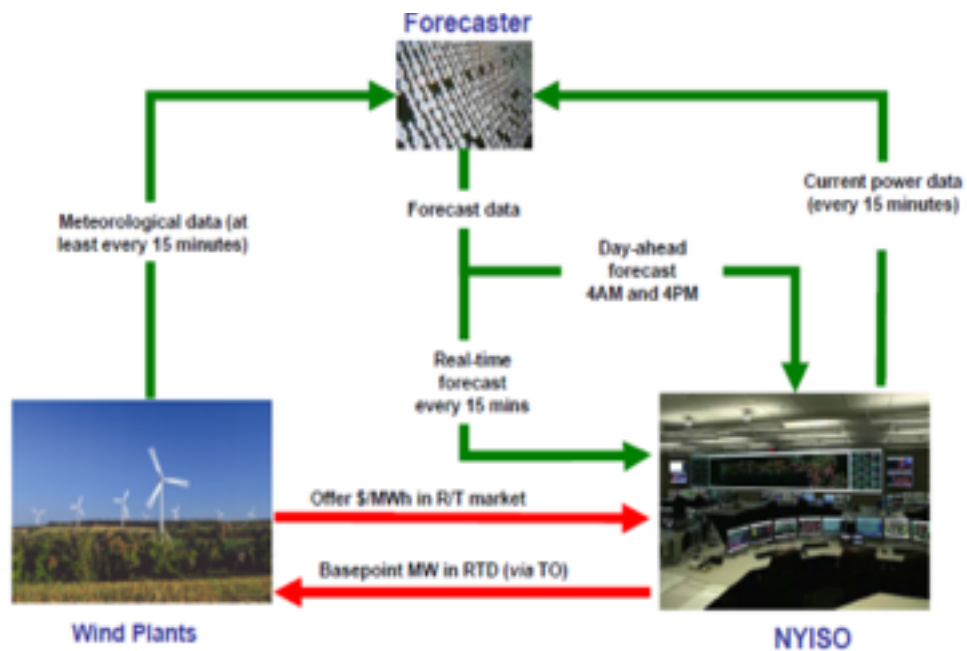
ドイツ、デンマーク、スペイン 全電力消費に占める 変動型自然エネルギーの割合



source: IEA, Electricity Information 2014より、自然エネルギー財団作成

source: ドイツ・AG Energiebilanzen e.V.、デンマーク・energinet.dk、
スペイン・REE資料より、自然エネルギー財団作成

ニューヨークの系統運用機関も風力を最優先で活用



スペイン
再生可能エネルギー監視制御センター

東京電力中央給電指令室 (同社HPより)



カリフォルニア州独立系統運用機関(CAISO)



日本は、接続可能量が少ないので目標値も低くなる

先進国標準は 2030 年に 40%以上の電力を自然エネルギーで

ドイツ	2025 年	40~45%
スペイン	2020 年	40%
ポルトガル	2020 年	60%
イギリス	2020 年	30%
フランス	2030 年	40%
EU	2030 年	45%
カリフォルニア州	2030 年	50%
ニューヨーク州	2015 年	29%

自然エネルギーの検討状況：風力目標値



図 1-11 日本の風力発電導入量実績と 2020 年度見通し（単位：万 kW）



出典：NEDO、環境アセス支援ネット、日本風力発電協会の資料より自然エネルギー財団作成

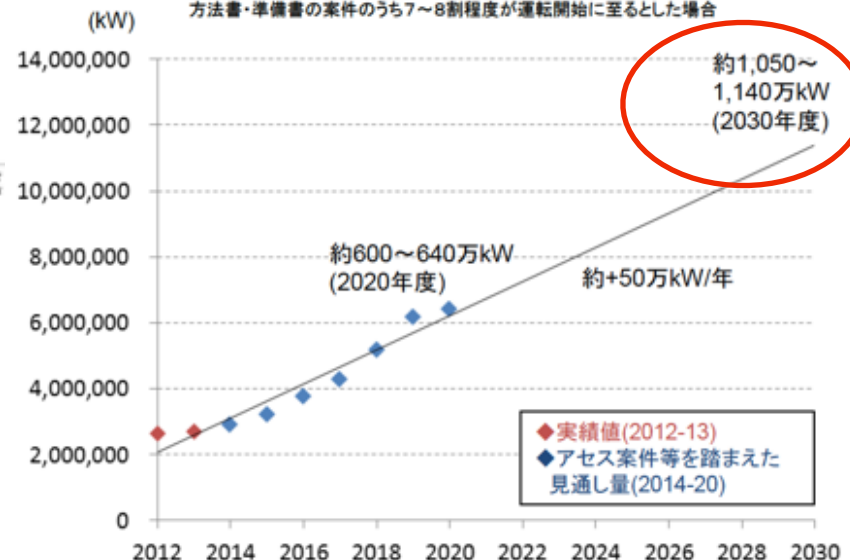
表 2-2-4 風力発電の開発プロセスと運転開始予測年

段階	設備容量 (万 kW)	運転開始予測
設備認定済（未稼働）	120	2016 年度ごろ
環境影響評価	準備書段階	2018 年度ごろ
	方法書段階	2019 年度ごろ
	配慮書段階	2020 年度ごろ

出典：自然エネルギー財団作成

【陸上風力発電の導入ペース】

方法書・準備書の案件のうち7～8割程度が運転開始に至るとした場合



source: 新エネルギー小委員会資源エネルギー庁2015年2月3日資料より

【第1114回】2015年2月4日 週刊ダイヤモンド編集部

非公開の環境省試算が暴く“再エネ潰し”改正の欺瞞



(G) 系統制約の考慮 (参考) 系統WG議論との比較

12月16日の系統WGで決まった、各電力会社の電力-太陽光の接続可能量と、2020年度の導入見込み量を比較する以下は以下の通り。

電力 (Power)

	系統WG	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力
電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力

系統WG

	系統WG	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力
系統WG	系統WG	系統WG	系統WG	系統WG	系統WG	系統WG	系統WG	系統WG	系統WG	系統WG

2020年度

	2020年度	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力	電力
2020年度	2020年度	2020年度	2020年度	2020年度	2020年度	2020年度	2020年度	2020年度	2020年度	2020年度

(G) 系統制約の考慮 (参考) 系統WG議論との比較

環境省検討会の試算は、改正根拠となった経産省WGの算定を覆すものだった
Photo by Kousuke Ooneda

経産省WGの基準の下、東北電は太陽光発電の接続可能量は552万キロワットと算定した。しかし、環境省検討会の試算は、連系線につながる東京電力と合算され2513万キロワットとなっている。

系統連系議論と目標値：環境省と経産省の試算の差

系統制約の考慮 (参考) 系統WG議論との比較

- 12月16日の系統WGで示された、各電力会社の風力・太陽光の接続可能量と、2020年低位の導入見込量を比較すると以下のとおり。

風力 [万kW]

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
系統WG	風力導入見込みケース*1	56	200	算定せず	算定せず	27	算定せず	47	60	58	1.7
	風力接続可能量ケース*2	56	200	算定せず	算定せず	45	算定せず	100	60	100	2.5
本検討会	2020低位	95	465	346						40	10

太陽光 [万kW]

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
系統WG	風力導入見込みケース*1	117	552	算定せず	算定せず	83	算定せず	560	219	819	35.6
	風力接続可能量ケース*2	117	552	算定せず	算定せず	70	算定せず	558	219	817	35.6
本検討会	2020年低位	95	2513	1704						913	58

*1 風力導入量を実際の連系協議状況等を踏まえた導入見込量としたケース。

*2 風力導入量を公表している接続可能量としたケース。

日本のあるべき自然エネルギー目標 by JREF



2030年度の電力需要：7725億kWh（省エネ2010年度比30%）

自然エネルギー：3500億kWh・電力の45%

天然ガス発電：2400億kWh、コージェネレーション：1600億kWh

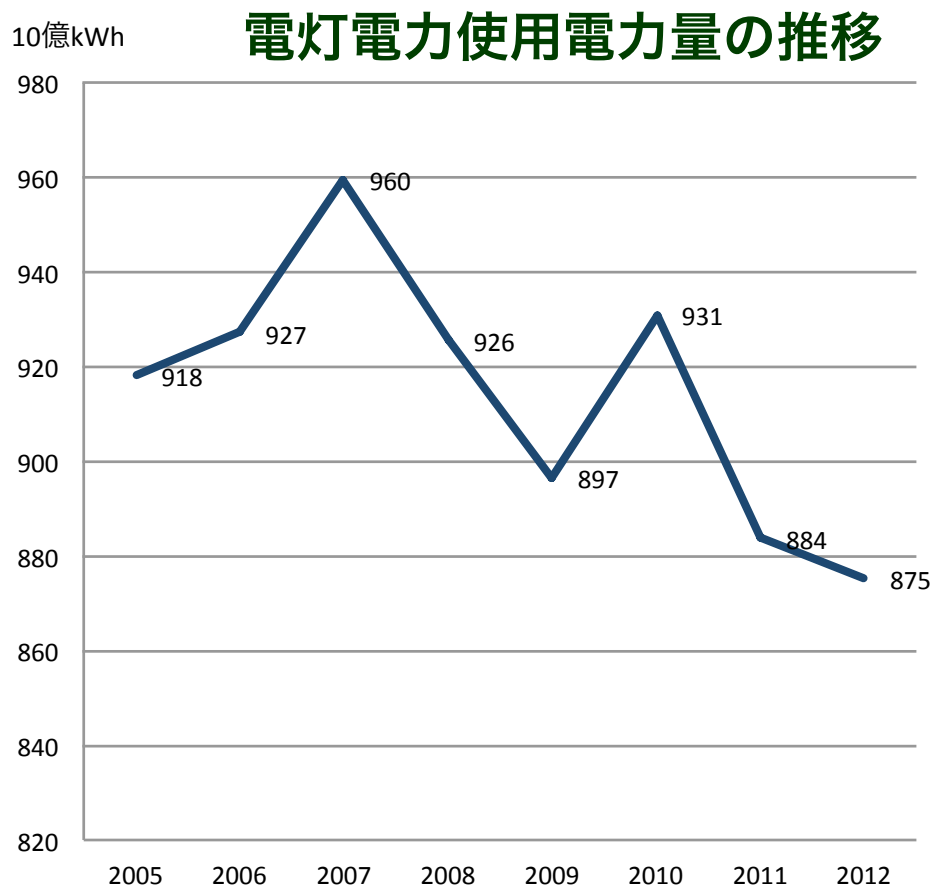
	2010年度	2013年度		2030年度		
	発電量 (億kWh)	発電量 (億kWh)	割合	発電量 (億kWh)	割合	設備容量 (万kW)
自然エネルギー合計	954	1,126	11.0%	3,500	45.3%	16,647
太陽光	38	151	1.5%	1,175	15.2%	10,000
風力	43	50	0.5%	840	10.9%	3,600
水力	809	849	8.3%	1,095	14.2%	2,378
一般	441	-		464	6.0%	1,178
中小	368	-		631	8.2%	1,200
地熱	26	26	0.3%	104	1.3%	165
バイオエネルギー	37	51	0.5%	215	2.8%	361
原子力	2,882	94	0.9%	0	0.0%	0
LNG	2,836	3,607	35.4%	2,403	31.1%	5,379
石油	721	1,649	16.2%	0	0.0%	0
石炭	2,807	2,815	27.6%	0	0.0%	3,069
コージェネレーション (CGS)	314	376	3.7%	1,570	20.3%	2,549
その他	494	501	4.9%	322	4.2%	N/A
総計	11,036	10,202	100%	7,725	100%	27,500

日本の省エネルギーの状況：政府審議会



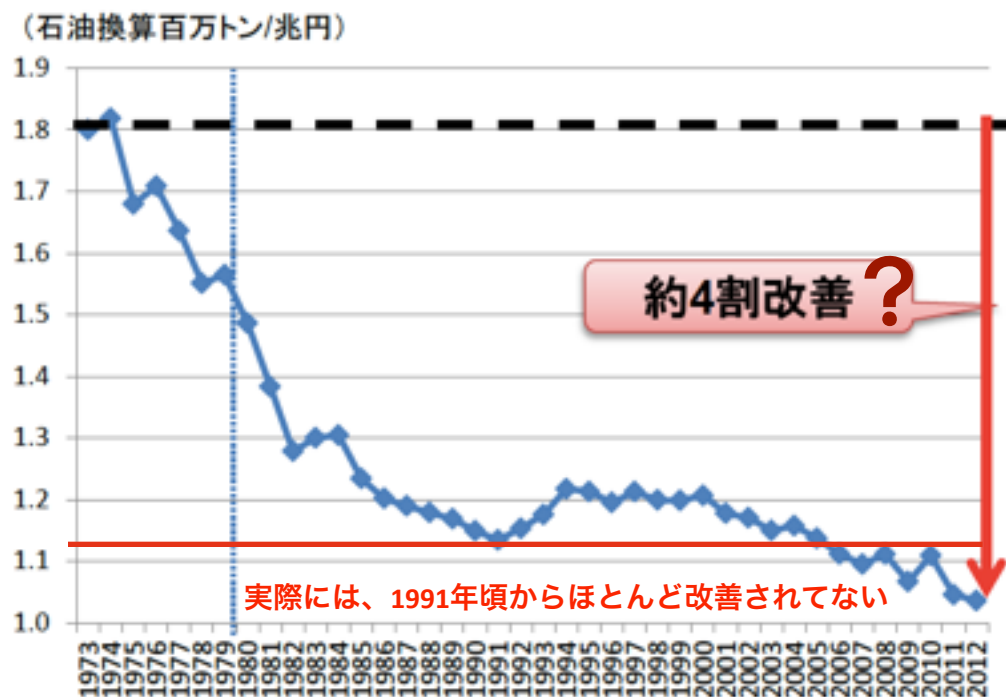
自然エネルギー財団
JAPAN RENEWABLE ENERGY FOUNDATION

- ・ 震災以降、**電力消費量は日本全体で約8%下がり**、現在もその状況を継続中。
- ・ 一方で、日本の**エネルギー効率**はここ25年間改善していない。



source: 『2014年エネルギー白書』データより作成

日本のエネルギー効率 実質GDPあたりのエネルギー供給量 (推移)



source: 総合資源エネルギー調査会大16回基本政策部会、
資源エネルギー庁資料、2015年1月30日に加筆

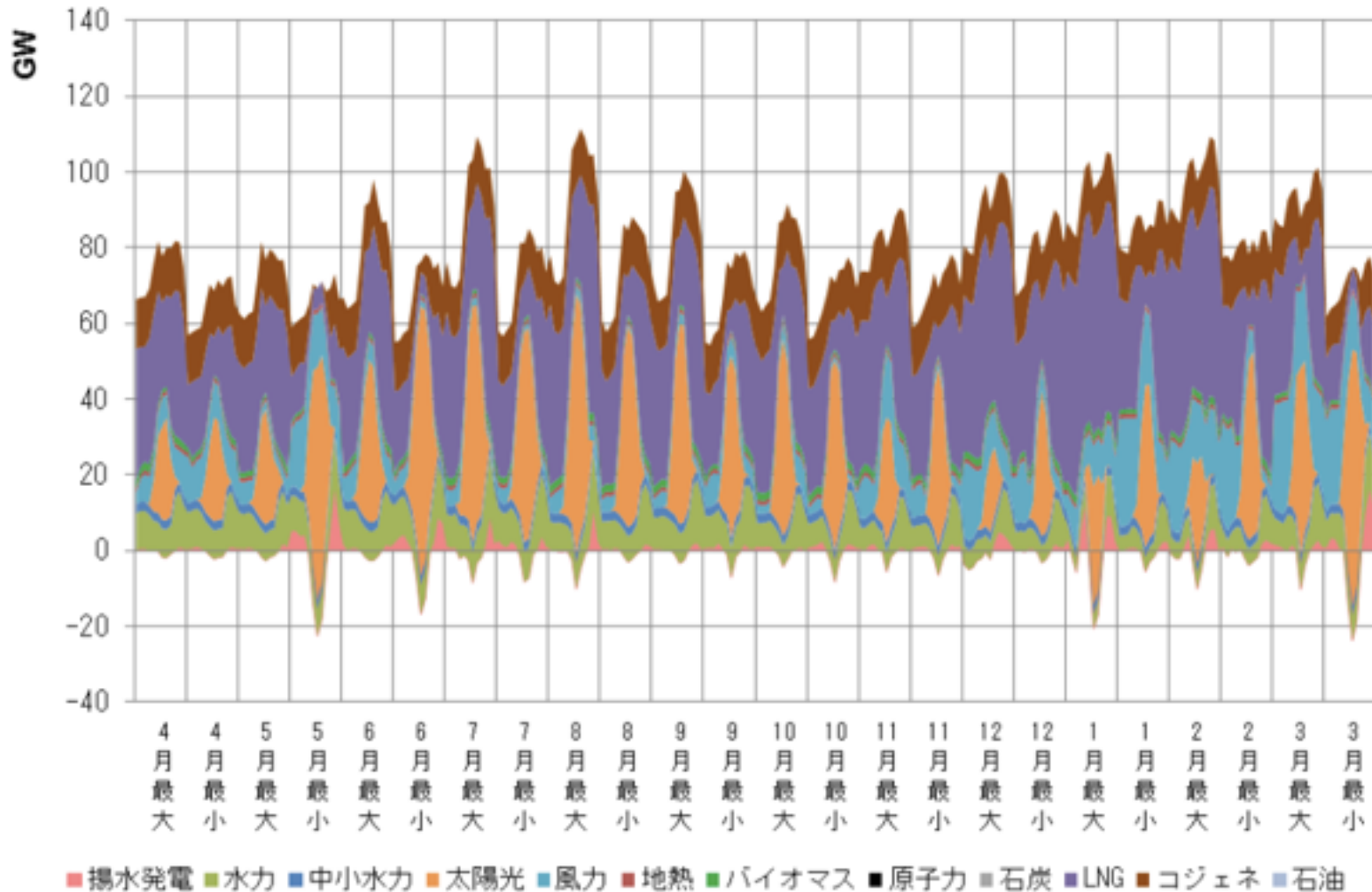
日本のあるべき自然エネルギー目標 by JREF



自然エネルギー財団
JAPAN RENEWABLE ENERGY FOUNDATION

- 現在の系統モデルで検証したところ、充分導入可能

自然エネルギー3,500億kWh 『JREF SWITCHモデル』

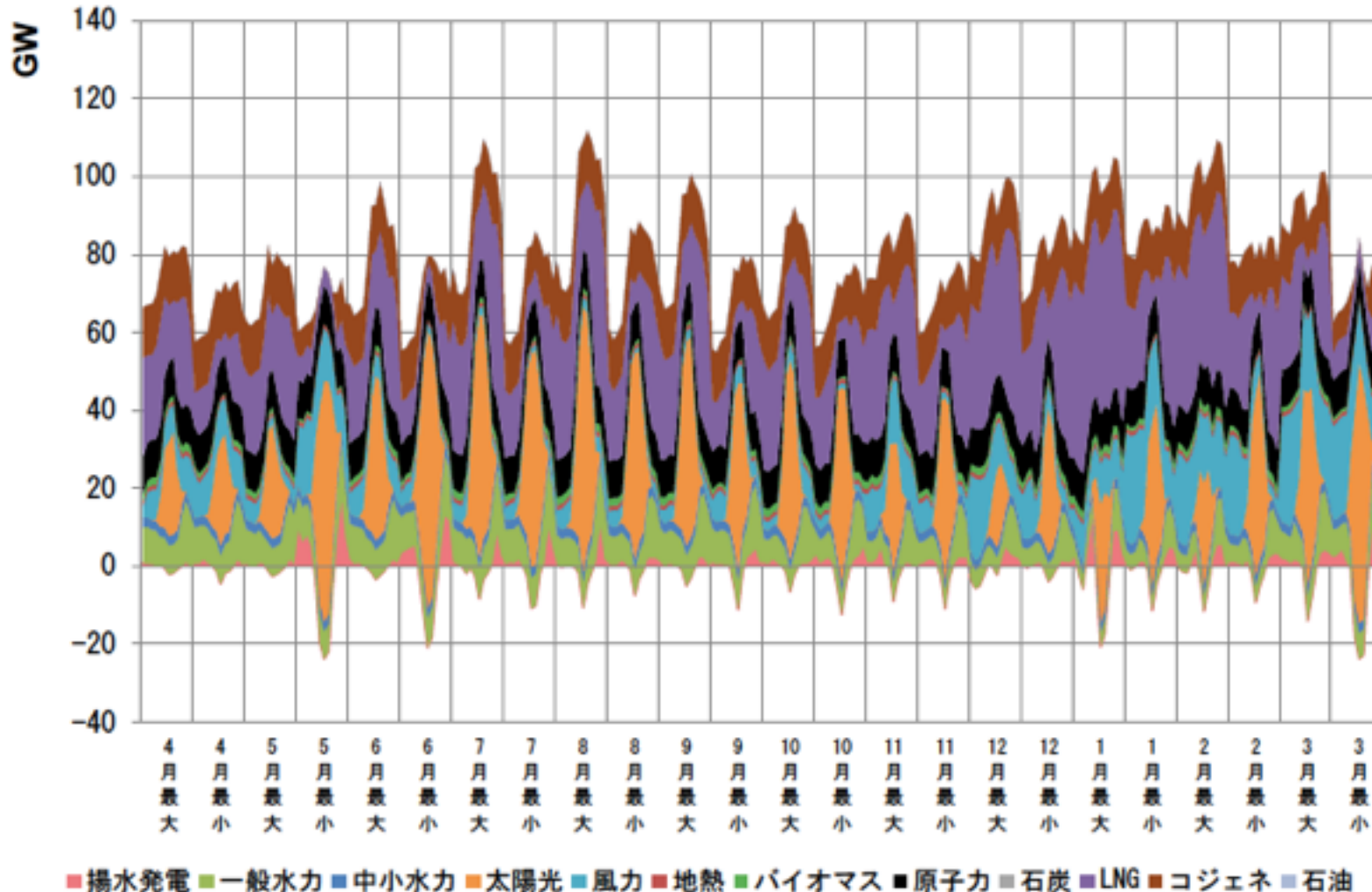


日本のあるべき自然エネルギー目標 by JREF



自然エネルギー財団
JAPAN RENEWABLE ENERGY FOUNDATION

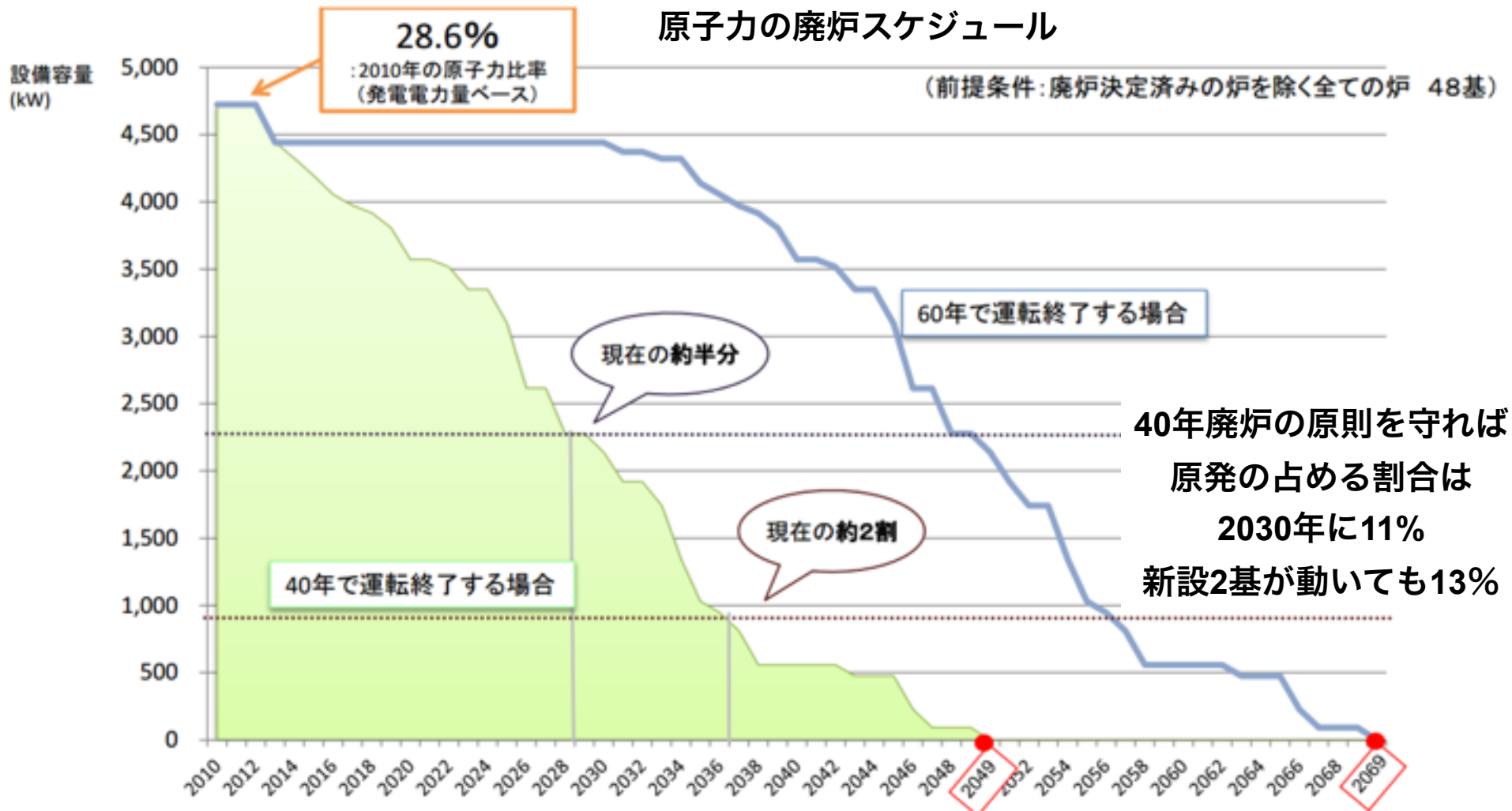
- 「ベースロード」に固執すると、再エネの導入を妨げるおそれがある





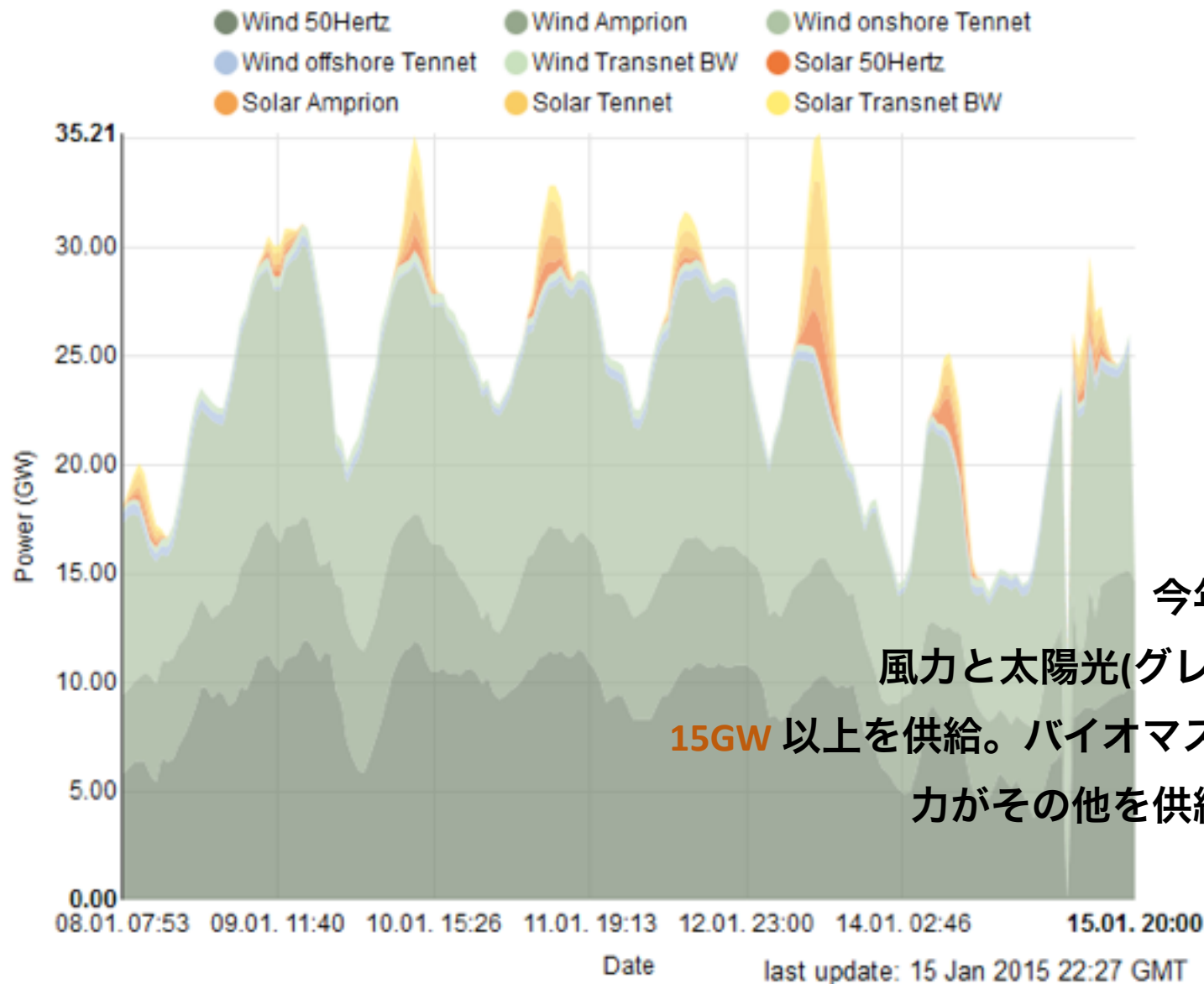
そもそもの算定条件に問題はないか？ -結果・原子力の供給力

原子力の廃炉スケジュール



出典：経済産業省 原子力小委員会（第11回）配布資料より抜粋

ご参考) ドイツ：変動型自然エネルギー導入状況



Die Zeit 30.7.1993

Wer kritisch fragt, ist noch längst kein Kernkraftgegner.



Viele junge Leute empfinden Kernkraftwerke als bedrohlich. Wir, die deutschen Stromversorger, haben ihre Kritik nie leichtfertig abgetan. Im Gegenteil: Wir stellen uns dieselben Fragen, die sie bewegen.

Kann Deutschland aus der Kernenergie aussteigen? Ja. Die Folge wäre allerdings eine enorme Steigerung der Kohleverbrennung, mithin der Emissionen des Treibhausgases CO₂. Denn regenerative Energien wie Sonne, Wasser oder Wind können auch langfristig nicht mehr als 4% unseres Strombedarfs decken.

Anteil 2008: 15,3 %

Können wir ein solches Vorgehen verantworten? Nein. Der steigende Energiebedarf der dritten Welt verpflichtet die reichen Staaten, ihre CO₂-Emissionen zu mindern.

Schaffen wir das ohne Kernkraft, allein durch Energiesparen? Nein. Kernkraftwerke liefern 34% des deutschen Stroms und ersparen der Atmosphäre jährlich 160 Mio. Tonnen CO₂ – bei einem international vorbildlichen Sicherheitsstandard. Also: Treibhaus oder Kernkraft? Das ist hier die Frage!

Viele junge Leute stellen kritische Fragen. Wir auch. Denn unsere schärfsten Kritiker sind wir selbst.

Ihre Stromversorger

太陽光や風力、水力は、長期的にみて、電力の4%以上を供給できないのです

by ドイツ大手電力会社 in 1993年7月

今や27%を誇るドイツも20年前は同じ議論が

2014年、自然エネルギーは、独電力需要の27.8%を供給。

(太陽光だけで5%以上)

COUP
Ich bin an ausführenden
Informationen zum Thema
energie interessiert.
Sie mir bitte kostenlos
Buch „Kernenergie in
Antworten“ von Jürgen
Info-Service STRÖM
102430, 53351
Name _____
Straße _____
PLZ/Ort _____ 33/90
X

再生可能エネルギー導入に伴う系統安定化費用について

- 2011年コスト等検証委員会では、個別のモデルプラントの発電コストには上乗せしないが、再生可能エネルギーの導入量等、エネルギーミックスの構成に応じて試算することが適当であるとした、系統安定化費用について、下記(1)のとおり整理していたところ。
- 今般のコストWGにおいても、個別の発電コスト自体に上乗せしないという整理は変えないが、再生可能エネルギーの導入が起因となるか、その他の費用(買取価格等)に含まれていないか等の観点から再整理し、下記(2)のコストについて検討することとしたい。
- このうち、地域間連系線の増強費用等の項目については、長期エネルギー需給見通し小委において検討することとし、下記(2)-(i)の項目についてはコストWGで議論することとしたい。

(1) 前回コスト検証委において整理した系統安定化費用

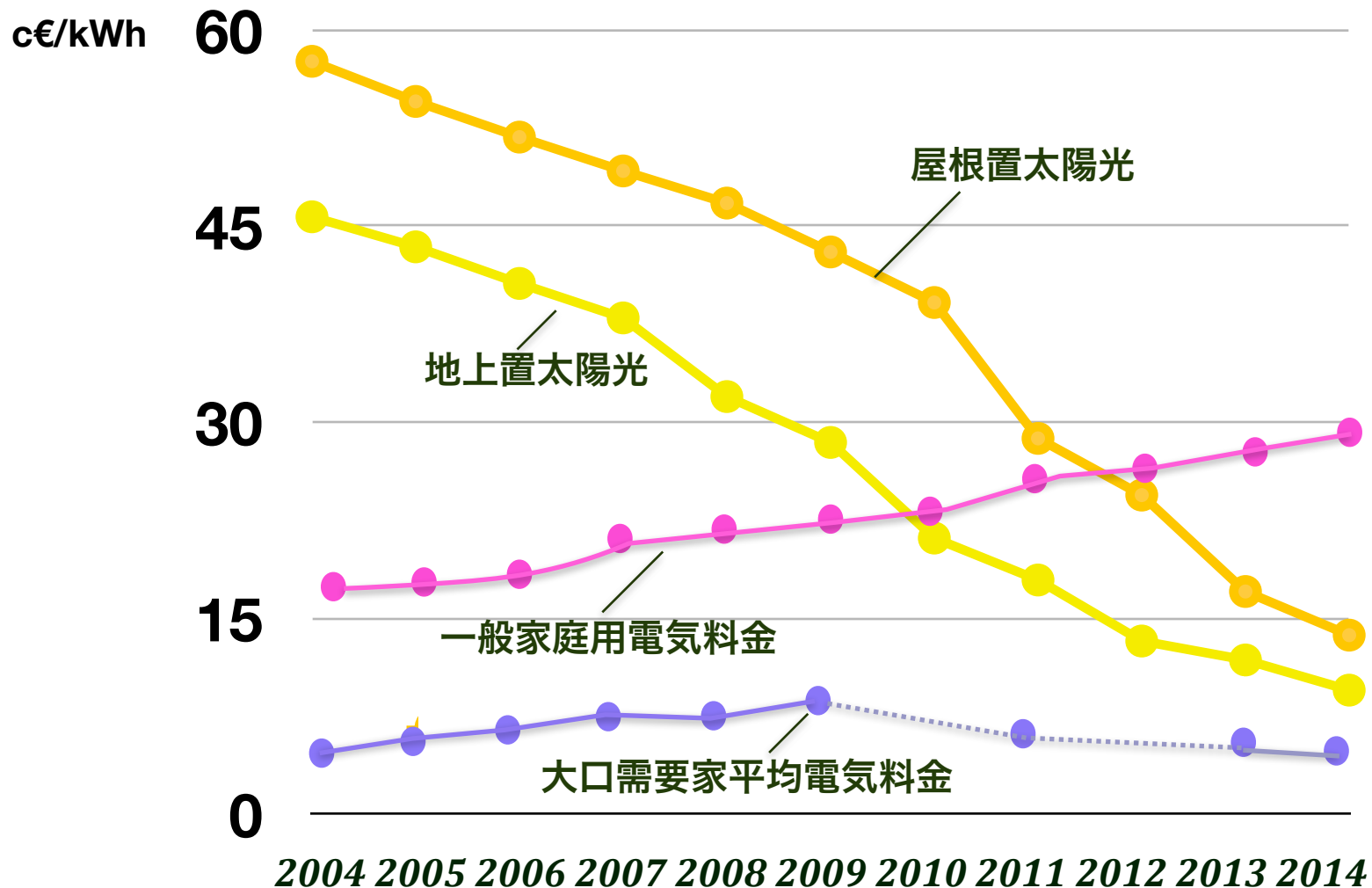
- (i) 既存の火力や揚水を使った調整のコスト
- (ii) 系統間連系強化のコスト
- (iii) その他
 - ・市場機能を活用した調整のコスト(スマートメーター/CEMS)
 - ・出力抑制機能付きPCSのコスト
 - ・蓄電池設置コスト及び揚水による調整
 - ・配電系統における電圧上昇抑制対策のコスト

(2) 今回検討する系統安定化費用(案)

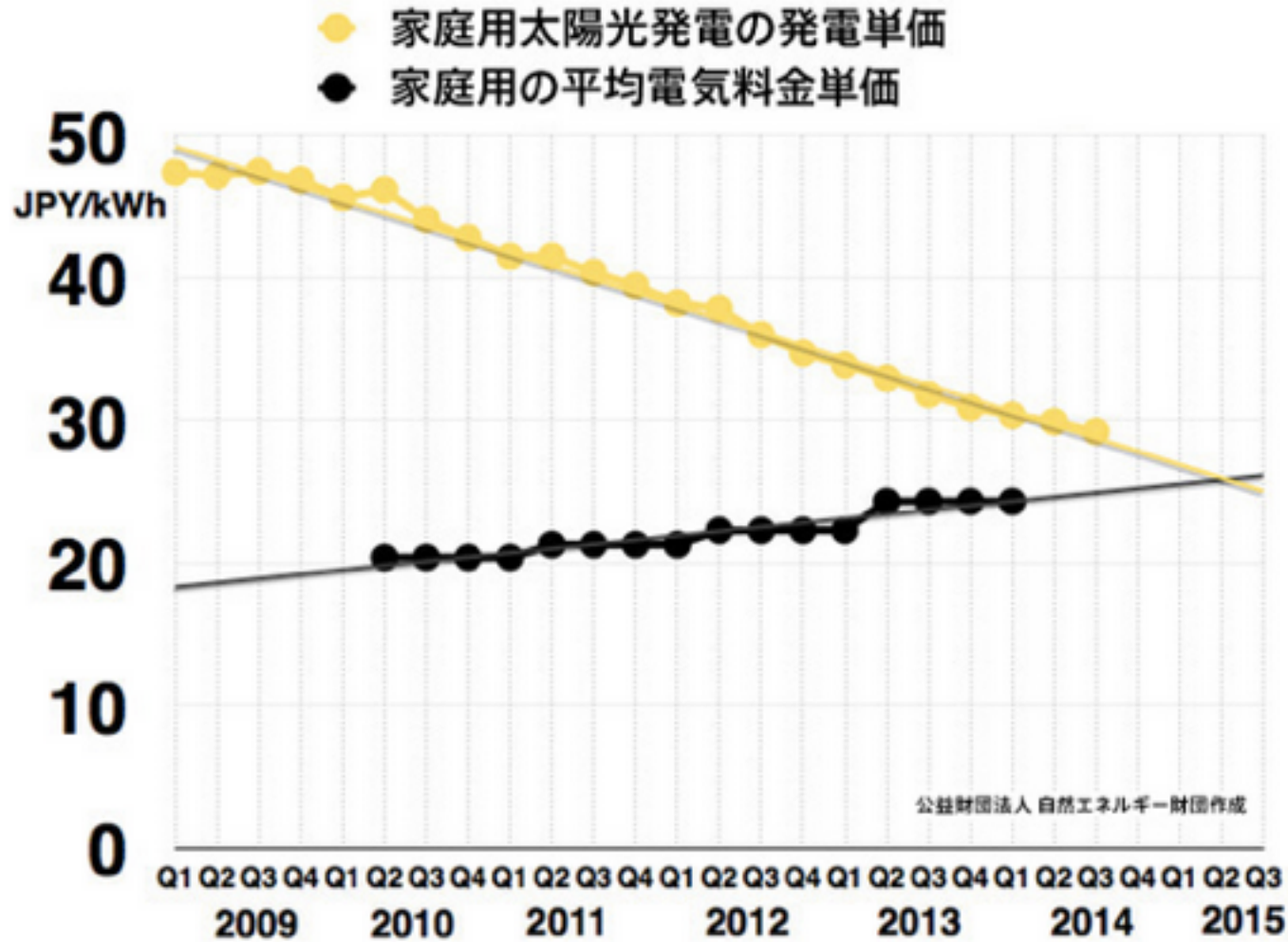
- (i) 火力発電・揚水発電に関する調整費用
 - ① 火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用
 - ② 火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用
 - ③ 自然変動電源発電時に、揚水式水力の動力によって需要を創出することによる費用
 - ④ 発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用
- (ii) 再エネに係る地域間連系線等の増強費用
- (iii) その他

「再エネの導入にかかる費用」として火力発電揚水発電の費用なども入れるのであれば、現在原子力が止まっていて再稼働を待っているのかかっている費用もすべて調整電源として算入すべきでは？

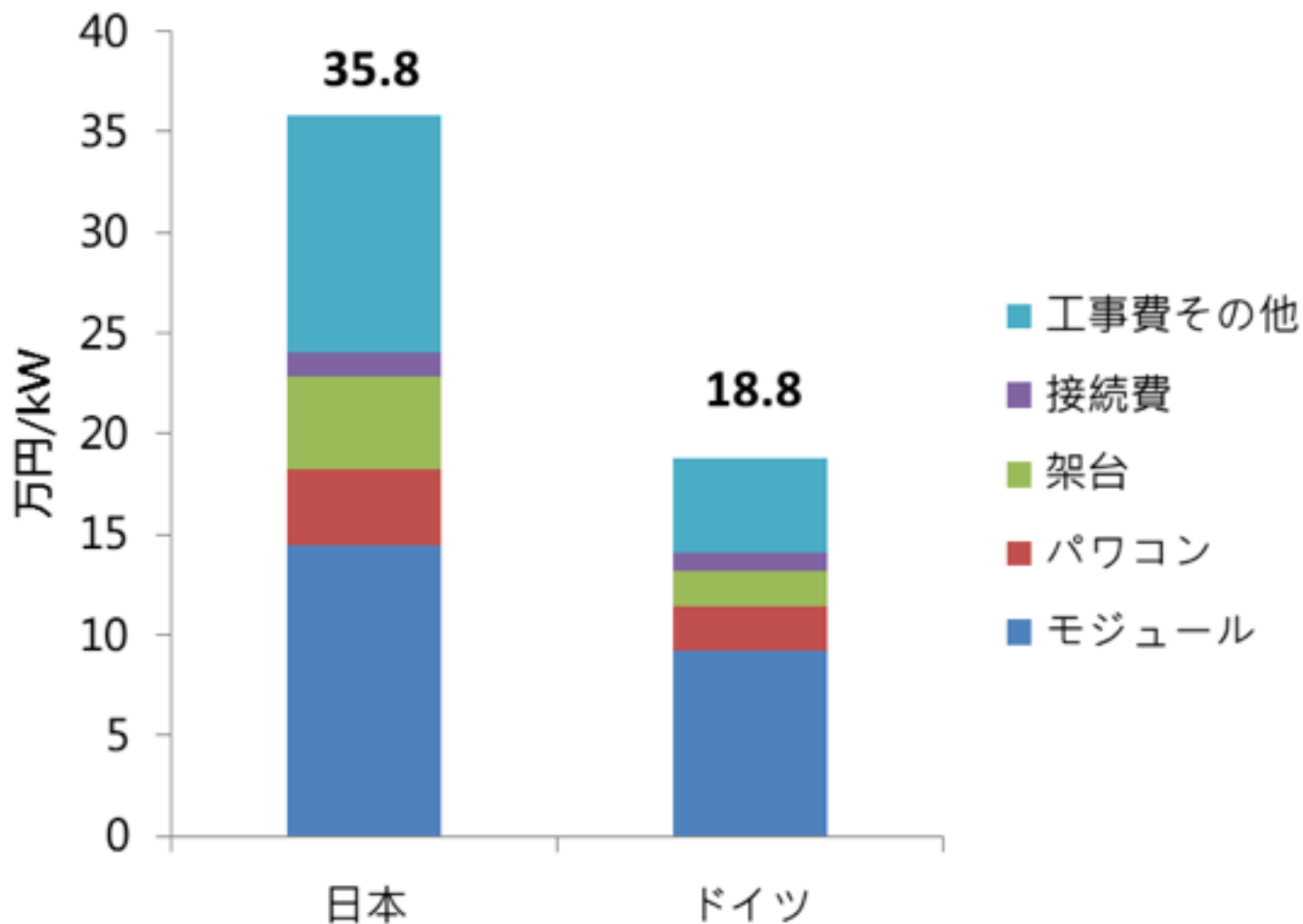
固定価格の低下と電力料金推移（2004-2014）



日本：太陽光はすぐにグリッドパリティに



日本：自然エネルギーに競争力を



日本：自然エネルギーは将来への投資



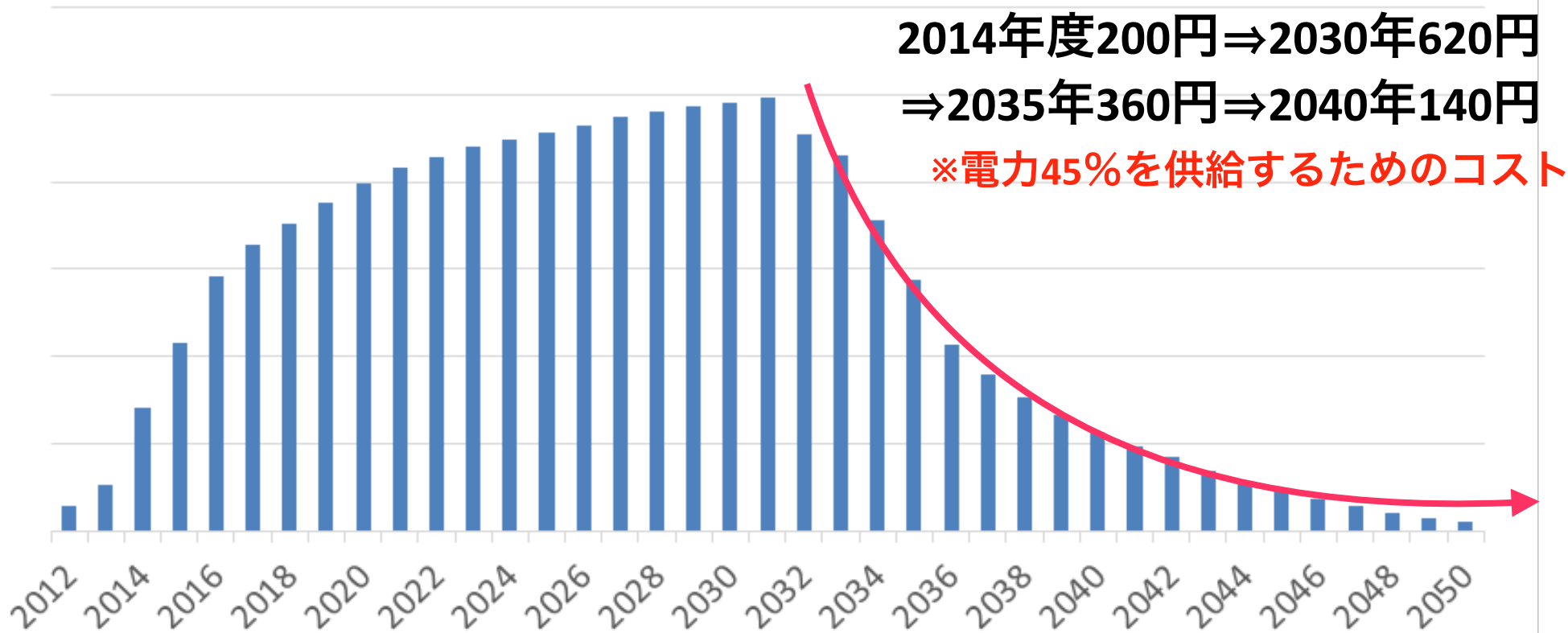
自然エネルギー財団
JAPAN RENEWABLE ENERGY FOUNDATION

2030年度の電力需要：7725億kWh（省エネ2010年度比30%）

自然エネルギー：3500億kWh・電力の45%

天然ガス発電：2400億kWh、コージェネレーション：1600億kWh

家庭の賦課金は2031年以降急速に減少



自然エネルギー財団：太陽光発電事業者へのアンケート・結果

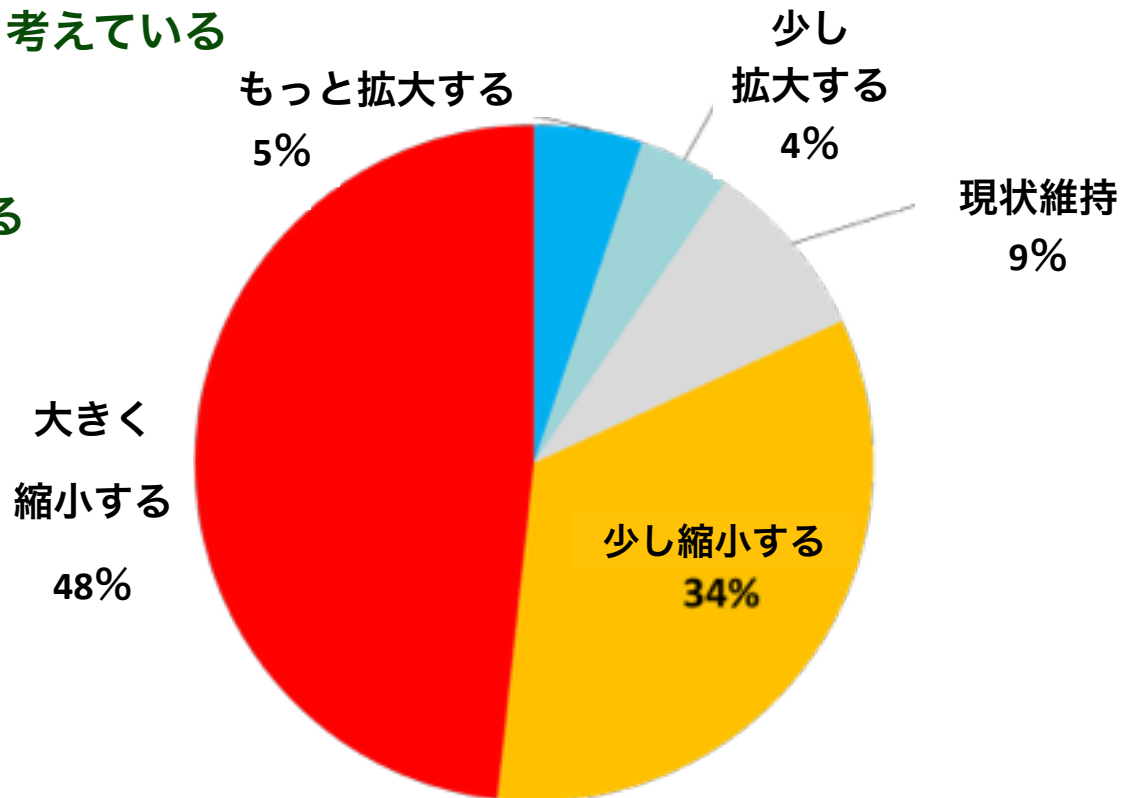
(2015年2月26日発表: http://jref.or.jp/activities/reports_20150226.php)

1. 固定価格制度が競争やサービスや技術向上をもたらした

3. しかし、8割以上が市場は縮小すると考えている

5. 市場に対する不安は、
政策の不安定性からもたらされている

- 固定価格の見通しのなさ
- 自然エネルギー目標の不在
- 系統連系



日本は
化石燃料と原子力に限っていえば
全エネルギーを輸入に頼る
「資源小国」である



自然エネルギーについていえば 地域エネルギー資源を 有効利用できる「資源豊かな国」だ



ご参考) 消費者選択の不自由・再エネ表示の禁止

FIT下で購入された再エネは付加価値を認めない-二度売りの禁止

(論点2)「再生可能エネルギーにより発電された電気」
であることを付加価値とした説明をし、販売することの可否①

8

<論点>

前回の本WGにおいて、小売電気事業者等の説明義務の内容に関して「固定価格買取制度における交付金の交付を受けている場合の取扱い等の詳細については次回の本WGにおいて御議論頂く予定。」と注記させていただいていたところ。

また、現在においても、固定価格買取制度(FIT制度)における交付金の交付を受けて再生可能エネルギー電気を調達している特定規模電気事業者(新電力)が、例えば以下のような広告・宣伝を行い当該調達した電気を販売しており、小売全面自由化後は、より一層このような小売電気事業者が増加することが予想される。

そこで、需要家に対し「再生可能エネルギーにより発電された電気」について、小売電気事業者等が、どのような場合に、「再生可能エネルギーにより発電された電気」であることを付加価値とした説明をし、販売することを認めるべきか。

<広告・宣伝例>

(新電力が、FIT制度における交付金の交付を受けて再生可能エネルギー電気を調達した電気を販売するケース)

- ・「グリーン電力を供給します。」
- ・「再生可能エネルギー電気の地産地消を推進します。」
- ・「クリーンな電気を供給します。」
- ・「再生可能エネルギー比率の高い電気を供給します。」

環境価値(需要家が電気を使用したことに伴うCO2排出量全体を低減させる効果等)の帰属等については、「負担に応じて全需要家に環境価値が分配・調整されるという扱いとすることが適当」と整理されている(買取制度小委員会報告書(平成23年2月18日、総合資源エネルギー調査会 新エネルギー一部会・電気事業分科会 買取制度小委員会))。

Source: 経済産業省「総合資源エネルギー調査会基本政策分科会部会電力システム専門委員会制度設計ワーキンググループ」、2014年10月30日

ご参考) 消費者選択の不自由・再エネ表示の禁止

FIT下で購入された再エネは付加価値を認めない—二度売りの禁止

「再生可能エネルギーにより発電された電気」 であることを付加価値とした説明をし、販売することの可否②(検討) 12

<検討>

FIT制度を利用した場合、小売電気事業者は、通常調達に必要な費用を超えた費用については、全ての需要家が負担する賦課金を財源とした交付金という形で費用の補填を受けることができる。そのため、交付金という形で費用の補填を受けて小売電気事業者が買い取り、販売する電気の電気価値を超えた付加価値については、その小売電気事業者から調達した特定の需要家に帰属するのではなく、負担に応じて全ての需要家に帰属すると思われることが適切ではないか。

そうだとすると、この場合において「再生可能エネルギーにより発電された電気」であることを付加価値とした説明をし、販売することを認めるべきではないのではないか。

この整理を前提とすると、以下のような整理となる。

<結論>

■ 再エネ電気であることを付加価値とした説明をし、販売することが適切な場合

- FIT制度を利用しない場合(次頁(1))
- FIT制度を利用する場合で、交付金という形での費用補填を受けていない場合(次頁(2)①)

■ 再エネ電気であることを付加価値とした説明をし、販売することが適切でない場合

- FIT制度を利用する場合で、交付金という形で費用補填を受けている場合(次頁(2)②)

(注1) FIT制度は、交付金という形で費用の補填を受けた小売電気事業者が電気を販売する際に、再エネ由来電気であること等を付加価値として需要家に電気を販売することを想定した制度ではない。

(注2) FIT制度による再生可能エネルギーの導入拡大は、発電した電気の固定価格・期間での買取義務によって十分図られることから、このような整理をしたとしても、再生可能エネルギーの導入拡大の障害とはならないのではないか。

<適切でない説明・販売の具体例(FIT制度に基づく交付金の補填を受けている電気について)>

- 個別の料金メニュー(太陽光・再エネ由来電気・FIT制度対象電気メニュー等)を設定し、説明・販売すること。
 - 他の電気と区別せずに販売する場合であって、再生可能エネルギー比率の高い電気であることを謳った広告・宣伝をし、電気を販売すること。
- (※)詳細については、今後ガイドライン等において、規定する予定。

ご参考) 消費者選択の不自由・再エネ表示の禁止

再エネ表示・海外では：英国 Power Disclosure

英国では、2005年より、Ofgemが、**小売り事業者に対して、消費者に、電力料金票と共に、発電に要した燃料ミックスを明らかにした情報を送付する事を求める規制**を出している。

The Electricity (Fuel Mix Disclosure) Regulations 2005 (SI No. 391), the Regulations implement Article 3(6) of Directive 2003/54/EC

Appendix 3 Examples of label design

A3.1 The following examples illustrate the various label options that suppliers might want to use. These are not intended to constrain suppliers from branding their labels appropriately or supplementing with graphical information.

Option 1 – Label with contact details for environmental information

SupplierEnergy disclosure label (relates to electricity supplied in the period April 2005 to March 2006)			
Electricity supplied has been sourced from the following fuels:	% of total		
	Electricity supplied by SupplierEnergy	Average for UK (for comparison)	
Coal	x%	33.4%	
Natural gas	x%	39.3%	
Nuclear	x%	20.6%	
Renewable	x%	3.8%	
Other	x%	2.9%	
Total	100%	100%	

Environmental Impact			
CO ₂ emissions	x g per kWh	x g per kWh	430 g per kWh
Radioactive waste	x g per kWh	x g per kWh	0.0030 g per kWh

For information on the environmental impact of your electricity supply visit www.xxxxx.xx.xx or call 0845 XXX XXX

Option 2 – Label with environmental information included

SupplierEnergy disclosure label (relates to electricity supplied in the period April 2005 to March 2006)			
Electricity supplied has been sourced from the following fuels:	% of total		
	Electricity supplied by SupplierEnergy	Average for UK (for comparison)	
Coal	x%	33.4%	
Natural gas	x%	39.3%	
Nuclear	x%	20.6%	
Renewable	x%	3.8%	
Other	x%	2.9%	
Total	100%	100%	

Environmental Impact			
CO ₂ emissions	x g per kWh	430 g per kWh	
Radioactive waste	x g per kWh	0.0030 g per kWh	

For more information on the environmental impact of your electricity supply visit www.xxxxx.xx.xx or call 0845 XXX XXX

Option 3 – Label with individual product information and environmental information

SupplierEnergy disclosure label – Greenproduct (relates to electricity supplied in the period April 2005 to March 2006)			
Fuel Mix	% of total		
	Your electricity (Greenproduct)	Electricity supplied by SupplierEnergy	Average for UK (for comparison)
Coal	x%	x%	33.4%
Natural gas including OTH	x%	x%	39.3%
Nuclear	x%	x%	20.6%
Renewable Including:	x%	x%	3.8%
Hydro	x%		
Wind	x%		
Landfill gas	x%		
Other	x%		
Other	x%	x%	2.9%
Total	100%	100%	100%

Environmental Impact			
CO ₂ emissions	x g per kWh	x g per kWh	430 g per kWh
Radioactive waste	x g per kWh	x g per kWh	0.0030 g per kWh

For more information on the environmental impact of your electricity supply visit www.xxxxx.xx.xx or call 0845 123 456

Option 4 – Label with product information and contact details for environmental information

SupplierEnergy disclosure label – Greenproduct (relates to electricity supplied in the period April 2004 to March 2005)			
Fuel Mix	% of total		
	Your electricity (Greenproduct)	Average for SupplierEnergy	Average for UK (for comparison)
Coal	x%	x%	33.4%
Natural gas including OTH	x%	x%	39.3%
Nuclear	x%	x%	20.6%
Renewable Including:	x%	x%	3.8%
Hydro	x%		
Wind	x%		
Landfill gas	x%		
Other	x%		
Other	x%	x%	2.9%
Total	100%	100%	100%

Environmental Impact			
CO ₂ emissions	x g per kWh	430 g per kWh	
Radioactive waste	x g per kWh	0.0030 g per kWh	

For information on the environmental impact of your electricity supply visit www.xxxxx.xx.xx or call 0845 123 456

ご参考) 消費者選択の不自由・再エネ表示の禁止

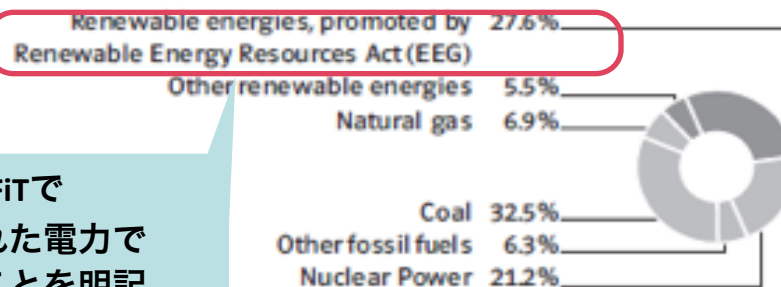
再エネ表示・海外では：ドイツ

- 98年電力自由化後に新規参入した企業は100社程度あったが、託送料金の高止まり等によってその多くは撤退し、自然エネ専門に扱うのは主に4社のみ。
- 電気代の領収書には、電力会社のメニュー毎に**電源内訳の表示や、CO₂排出量・放射性廃棄物量の明記**があり、消費者は料金以外の付加価値で小売事業者を選択できる。
- 小売事業者が供給する電力のうち、50%以上が自然エネルギーによる電力で、且つ20%以上が風力又は太陽光による電力の場合は、**FITの賦課金が一部免除**（2セントユーロ）されていた（再生可能エネルギー法2012年第39条 グリーン電力特権。その後、2014年改正で廃止）。

Where does my electricity come from?

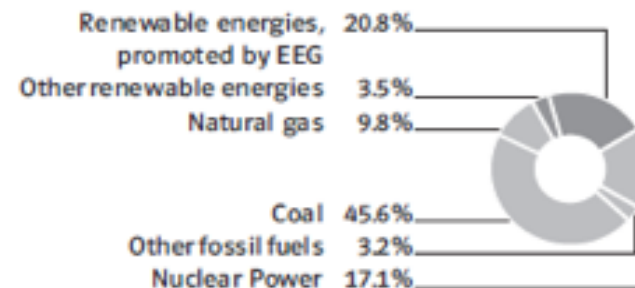
The electricity is generated from these sources of energy:

Energy supplied by E.ON Energie Deutschland to its customers is generated in these proportions



FITで
買われた電力で
あることを明記

The average in Germany for comparison



e-on

出典) ドイツE.ONウェブサイトより (法EnWG第42条の義務に基づく表示)

ご参考) 消費者選択の不自由・再エネ表示の禁止

再エネ表示・海外では：米国 Fuel Mix Disclosure, Power Source Disclosure

米国では、いくつかの州で、Fuel Mix Disclosure、あるいは、Power Source Disclosureと呼ばれる、電力会社や小売り事業者に対して、**発電源や二酸化炭素排出情報を明らかにする規制**がとられている。

発電源構成証明 (fuel mix disclosure) ; カリフォルニア、コロラド、デラウェア、フロリダ、ハワイ、ペンシルバニア、ワシントン

発電源構成と排出情報証明 (fuel mix and emission disclosure) ; コネチカット、ワシントンDC, イリノイ、アイオワ、メイン、メリーランド、マサチューセッツ、ミシガン、ミネソタ、ネバダ、オハイオ、オレゴン、ロードアイランド、テキサス、ヴァージニア

環境情報証明 (environmental information disclosure, environmental disclosure program, fuel mix and environmental characteristics disclosure) ; ニュージャージー、ニューヨーク、ニューハンプシャー

ご参考) 消費者選択の不自由・再エネ表示の禁止

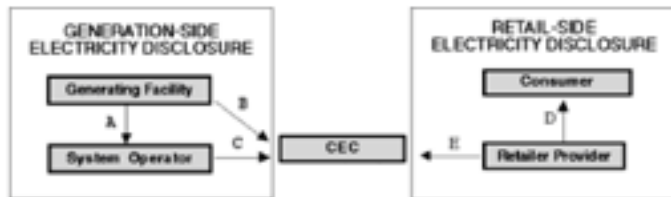
再エネ表示・海外では：米国 カリフォルニア州

1997年 Senate Bill 1305：すべての小売り事業者に

「消費者に対して、使用されるエネルギーについての、正しく、信頼でき、分かり安い情報を提供すること」を求める

(Public Utilities Code Section 398.1(b))

小売り事業者は、カリフォルニア・エネルギー・コミッション (CEA) が作った「電力内容ラベル」とよばれるフォーマットを使うことが求められる。右は、AB 162といわれるフォームの例。電力会社も、どのようなエネルギーミックスで発電しているのか CEAへ提出が求められる (一般も閲覧可)。



POWER CONTENT LABEL		
ENERGY RESOURCES	2010 POWER MIX (Actual)	2010 CA POWER MIX**
Eligible Renewable	13%	14%
-- Biomass & waste	2%	2%
-- Geothermal	7%	5%
-- Small hydroelectric	1%	2%
-- Solar	1%	0%
-- Wind	2%	5%
Coal	9%	7%
Large Hydroelectric	9%	11%
Natural Gas	37%	42%
Nuclear	19%	14%
Other	0%	0%
Unspecified sources of power*	13%	12%
TOTAL	100%	100%

* "Unspecified sources of power" means electricity from transactions that are not traceable to specific generation sources.

** Percentages are estimated annually by the California Energy Commission based on the electricity sold to California consumers during the previous year.

For specific information about this electricity product, contact **Company Name**. For general information about the Power Content Label, contact the California Energy Commission at 1-800-555-7794 or www.energy.ca.gov/consumer.

Paradigm Shift in Energy



JAPAN
RENEWABLE
ENERGY
FOUNDATION

CONTACT:
Mika Ohbayashi
Japan Renewable Energy Foundation
e-mail: [m.ohbayashi AT jref.or.jp](mailto:m.ohbayashi@jref.or.jp)
address: 2-18-3, Higashi-Shimbashi, Minato-Ku, Tokyo 105-0021, JAPAN