

カーボンニュートラルの 実現に向けて

2021年7月20日

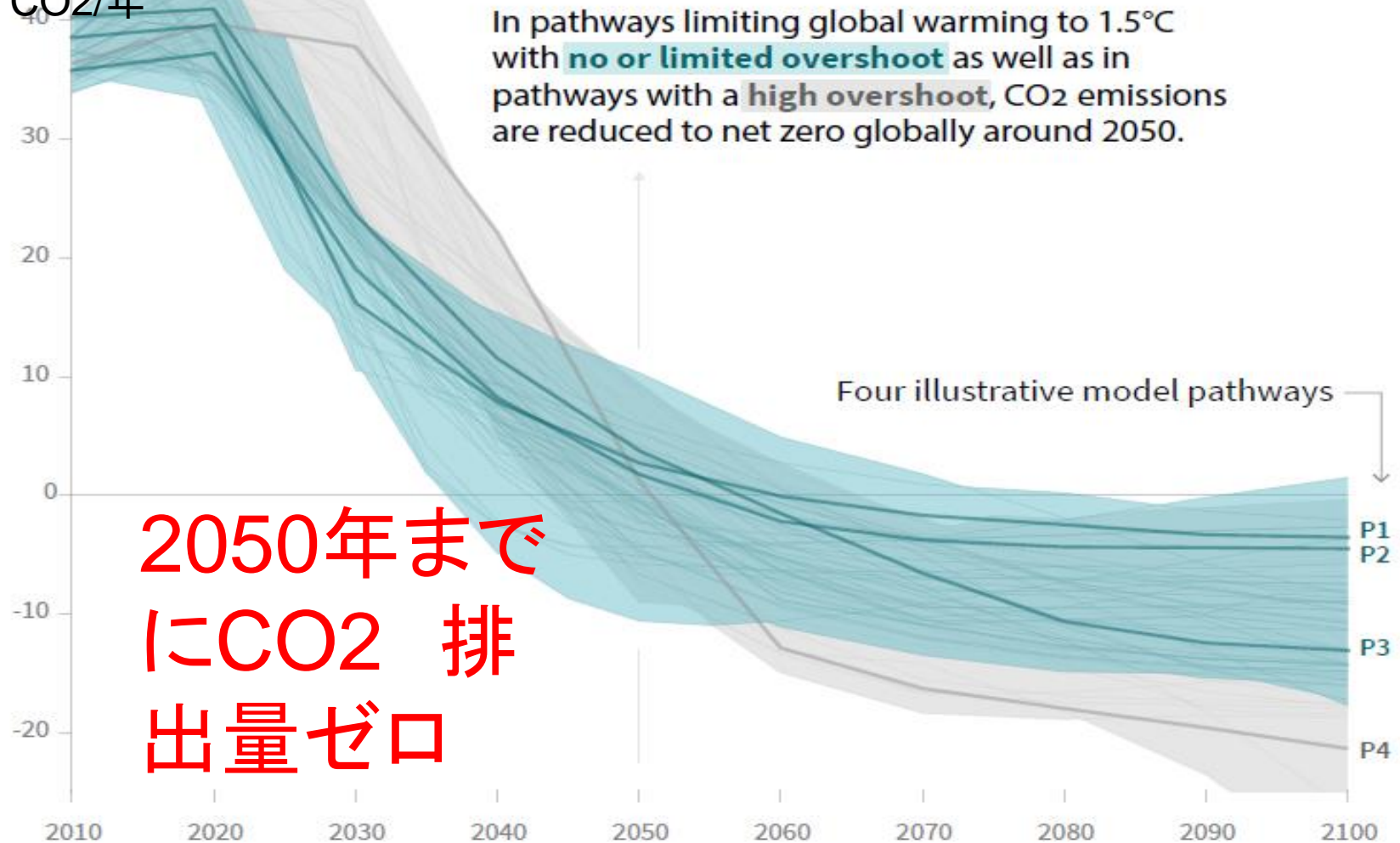
小野章昌

2050年カーボンニュートラルとは？

- 「カーボンニュートラル」とは、CO₂の排出量をできるだけ減らして、森林などによる吸収と相殺して、プラスマイナス・ゼロにすること
- そのためには現在の膨大なCO₂排出量をゼロ近くに持って行く必要があり、どの国も成案（実行案）を持っているわけではない。
- 次2枚のスライド国連IPCC（気象変動に関する政府間パネル）のグラフ（気温上昇1.5°Cシナリオ）とIEA（国際エネルギー機関）の削減対策（2°Cシナリオ）がその難しさを表している。

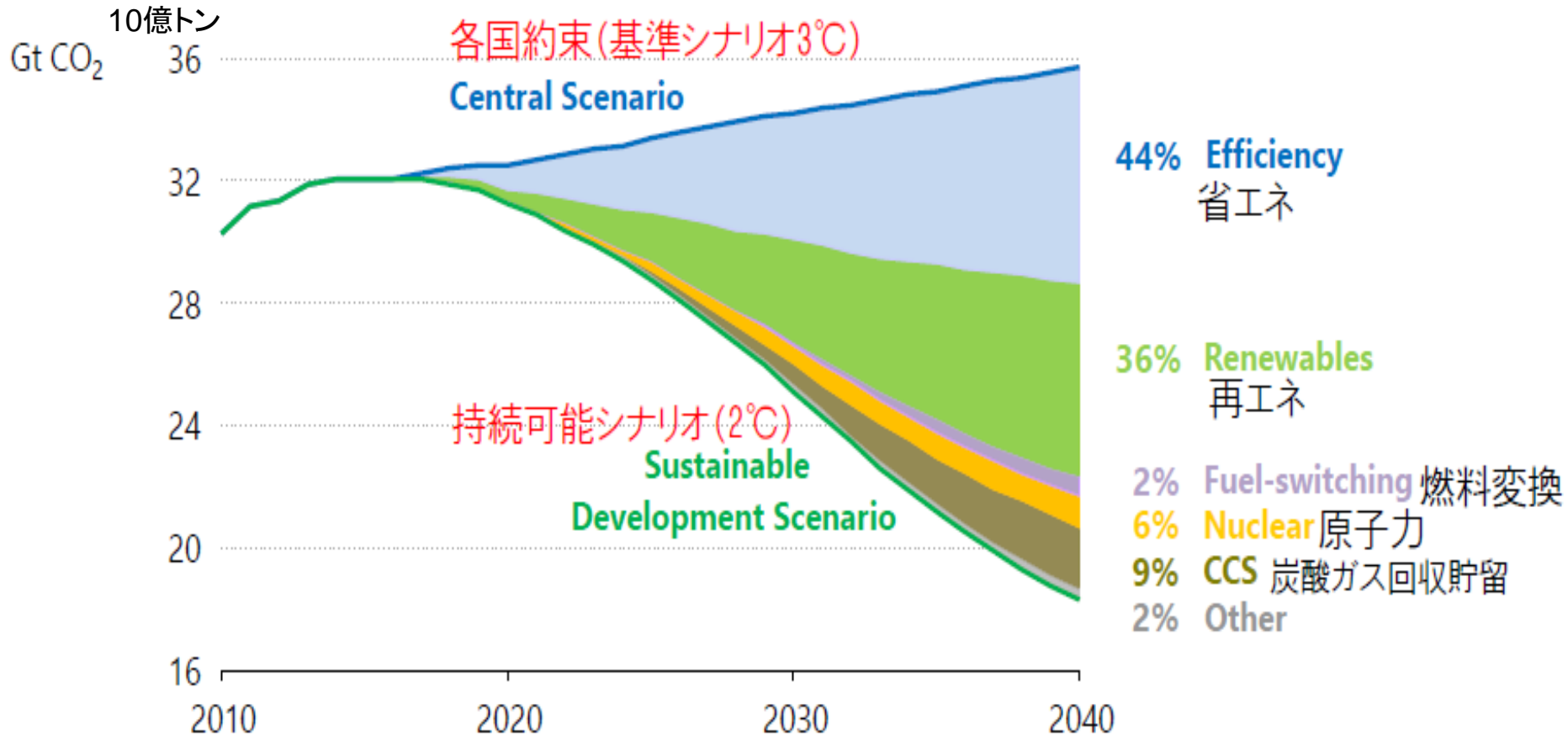
強烈な省エネが必要(1.5°Cシナリオ)

10億トン
CO2/年



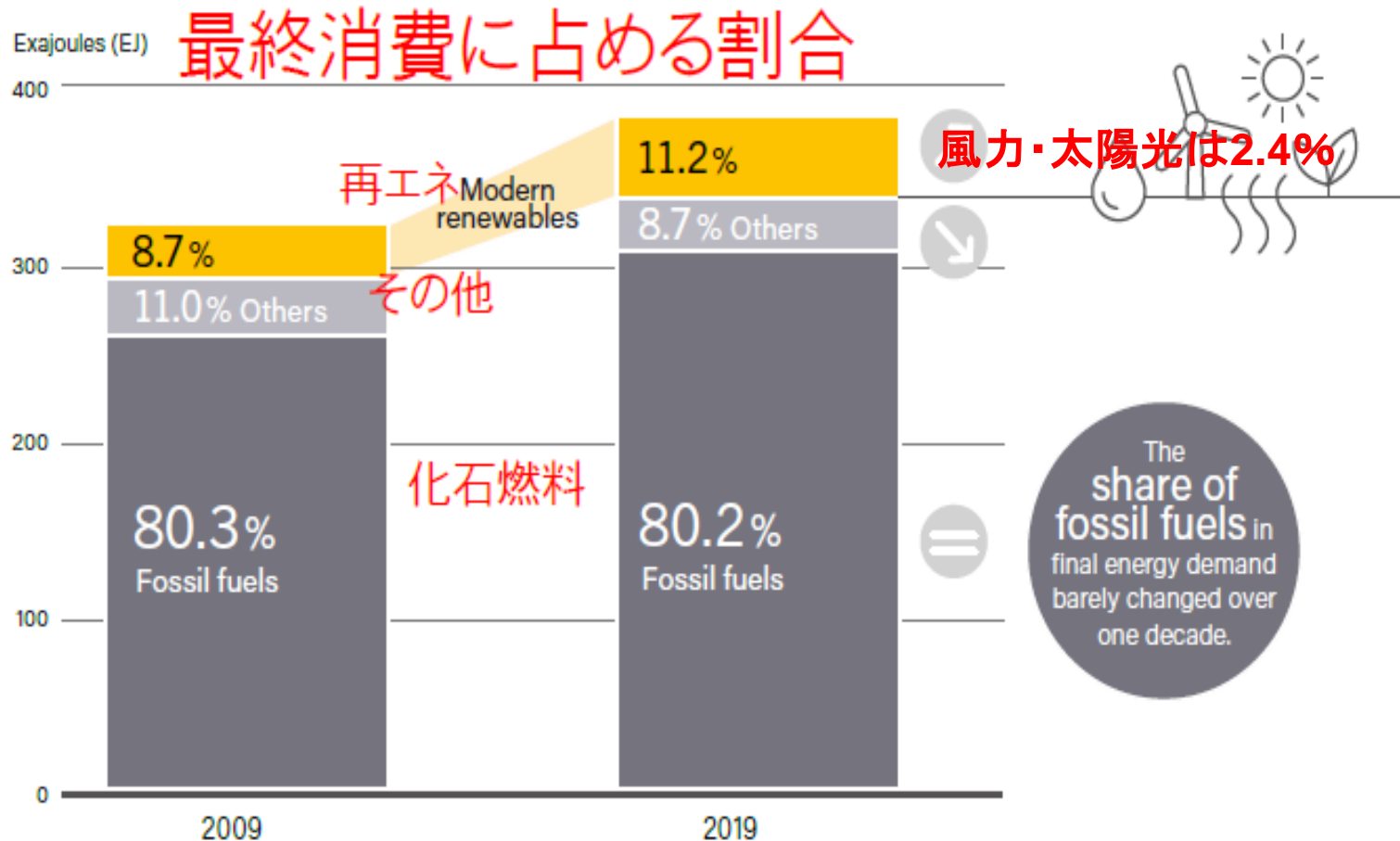
2050年までにCO2排出量ゼロ

IEA「CO2削減シナリオ」



持続可能2°Cシナリオは2050年CO2半減、2070年ゼロ

難しさはこの10年間の実績で分かる



再エネを懸命に増やしたにもかかわらず
化石燃料がずっと8割を占め続けている

出典: REN21「Renewables 2021」

難しさの原因

- 「省エネ」はエネルギーを使わないこと。機械化、デジタル化などでエネルギー消費は増え続けている。一方生活レベルは落とせない。人口は20億人増え、中進国・後進国はこれからもエネ消費を増す。
- 「再エネ」の中心は太陽光・風力。熱源には不向き。世界のエネルギー消費の80%は熱需要（化石燃料利用）。残り20%が電力消費（ここでも発電の71%が化石燃料）
- 太陽光・風力はエネルギー密度が低く、火力（化石燃料）や原子力（核燃料）に比べて数倍の設備量を必要とし、大きな面積を必要とする。

日本の2050カーボンニュートラル (CN)

- 熱需要には触れず、電源構成を議論

2050年電源構成(発電量割合)

- 再生可能エネルギー 約50～60%
- 原子力と(化石+CCUS) 約30～40%
- 水素・アンモニア 約10%
- 発電量想定 約1.3～1.5兆kWh

注)「化石燃料+CCUS」とは石炭・ガス火力などで発生するCO₂を回収・利用・貯留すること。「水素・アンモニア」は再エネ電力を利用して水の電気分解による水素を製造、さらにアンモニアも作る。

CNで想定の再エネ電源設備量 GW(100万kW)

電源	現在設備量	2050CN	倍率
太陽光	55.8	260	4.66倍
風力	4.8	135	28.1倍
水力	50.2	60	1.04倍
バイオマス	6.8		
地熱	0.6		
合計	118.2	455	

(2019年) (2050年)

2050CNの大きな問題

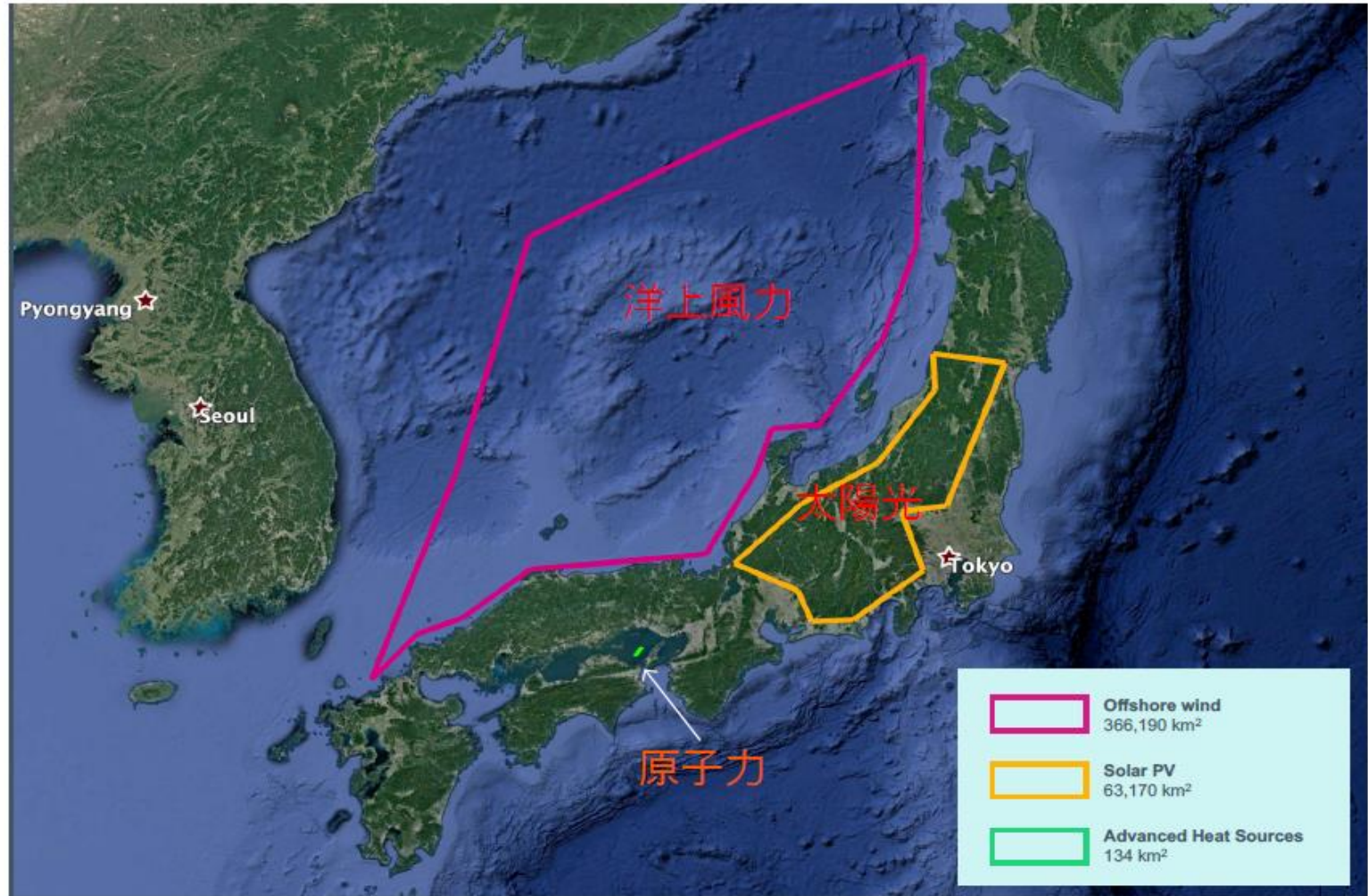
- 太陽光・風力に過大な期待。しかし、
- 国土が狭く、中緯度モンスーン地帯に属する地理的条件から、太陽光は多雨で間欠性が大きく、風力は欧米に比べて平均風速が低すぎる。
- 最終エネルギー消費に占める電力の割合30%。
産業・民生・輸送分野における**熱需要が70%**
- 再エネは熱需要に貢献できない。仮にグリーン水素(再エネ電力による水電解)で熱需要に応えたとしたら、太陽光では本州の約1/3をパネルが占め、風車は日本海のほぼ全域を占める。

太陽光・風力はエネルギー密度が 小さい・微弱なエネルギー源

	太陽光	洋上風力	原子力
出力密度 (MW/km ²)	50	2.3	2,080
年間稼働率	12%	50%	90%
年間発電量 (GWh/km ² 年)	52.6	9.1	16,399

出典：英研究機関LUCID CATALYSTレポート2020年9月


日本熱需要：太陽光は本州の1/3 風力は日本海全域の面積が必要



出典：英LUCID CATALYSTレポート

太陽光・風力の本質


その1: 間欠的で常に変動

- 電力は毎時毎秒需要と供給を合わせる必要がある。したがって電源はコントロールセンターからの「**給電指令**」に応じる必要がある。
- 太陽光・風力は自然条件に左右され、途切れ途切れで、いつも変動している。そのため「**給電指令**」に応じられない。
- したがって安定供給のためには、いつでも電力を供給できる**バックアップ電源**(火力、水力、原子力)が必要
- 給電指令に応じられない電源(太陽光・風力)が応じられる電源(火力、水力、原子力)を代替することはできない。  太陽光・風力が石炭火力の代わりを務めることはできない

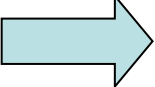
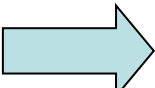
2. 低い稼働率

- 我が国の太陽光発電の平均稼働率(年間に定格出力(kW)換算で働く時間数の割合)は**13%**程度であり、風力発電の稼働率は**20%**程度
- 一方既存の火力発電、原子力発電の稼働率は80%程度。太陽光は既存電源の**1/6**、風力は**1/4**程度しか働かず、生産効率が低い
- 逆にいうと、設備量(kW)で**太陽光は既存電源の6倍**、**風力は4倍の設備(kW)**を必要とする
 - ➡ 投資コストが過大になる

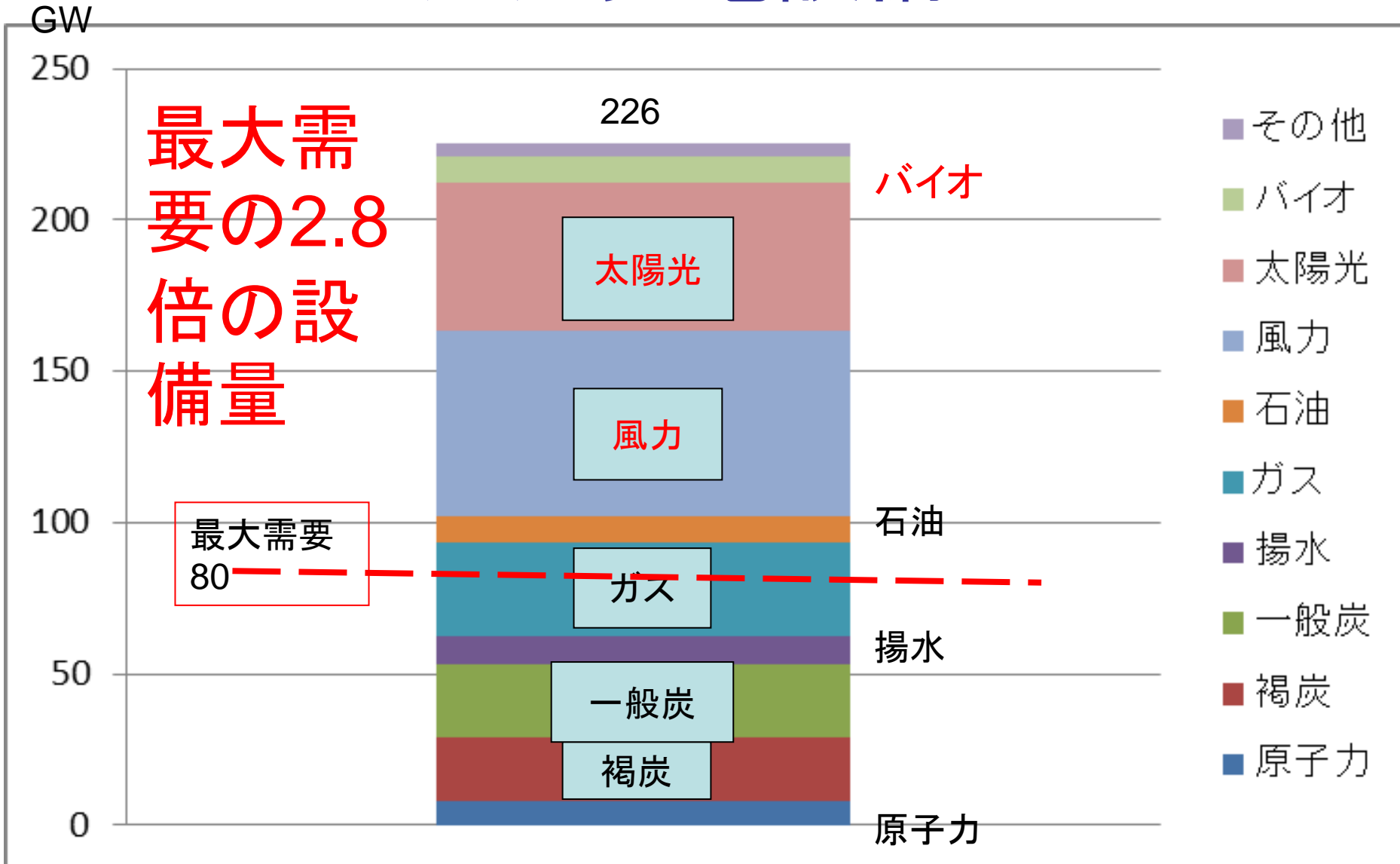
単機のコストで比べてはならない

- 太陽光は同じ電力量(kWh)を得るために6倍の設備量(kW)を必要とする。単機のコスト比較は意味がない。設備投資が何倍にもなるから。
- 太陽光・風力の電気は**半製品**。バックアップ電源(火力・原子力)による変動の**しわ取り**と強化された**送配電網**があって始めて需要家に届ける製品(電気)となる  コストを比較するには**システムコスト**(電力系統側のコスト)を加える必要がある。

3. 過大な発電設備の発生

- 太陽光・風力は既存の安定電源（火力、原子力、水力）を代替できないため、追加の設備として建設される  必然的に**過剰発電設備**（kW）をもたらす（次スライドのドイツ例）
- 過剰な生産設備を持つ業界はそのままでは生き残っていけない（例：米の生産における減反政策）
- 過大な生産設備は自由市場の下で必ず市場価格の低下をもたらす。生産設備全体の稼働率の低下をもたらし、採算の悪化をもたらす。
 太陽光・風力の最大の問題点である


ドイツの過大発電設備 (2019末)



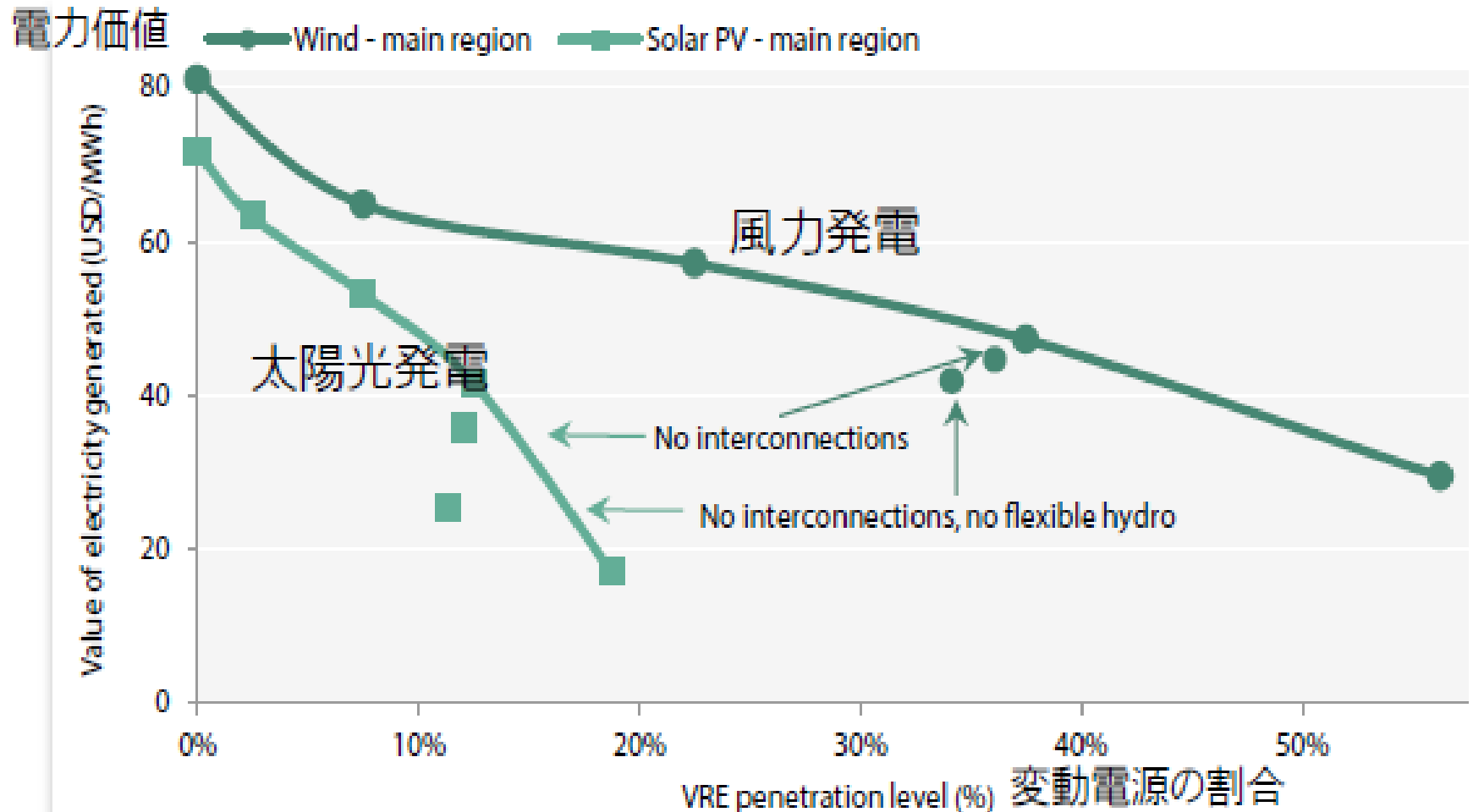
過剰設備と市場価格低下で 発電事業ピンチ

- **FIT**(固定価格買取制度)、**FIP**(プレミアム付き買取制度)によって再エネの**優先受入れ**、**優先買取**が定められているため、市場では必ず契約を成立させる必要があり、ゼロ入札価格の取り扱いが行われる。
- 再エネの投入が増えるほど市場価格は下がって行き、他の安定電源(火力・原子力)の採算は悪化する。また火力・原子力は自分の発電量(kWh)を犠牲にする。
- ドイツでは既存の発電会社の経営が成り立たなくなっている → 第1位のエーオン社は発電事業から撤退。第2位のRWE社も原子力と石炭火力を廃止し、発電事業を止める → ドイツから自国の発電会社が消える危機

4. 「共食い現象」の発生

- 太陽光・風力は自然現象ゆえそれぞれが同じ時間帯に同じような発電を行う
- 太陽光・風力設備が増えすぎると、時間帯によって発電量が需要量を上回り、どれかを止めなければならなくなる  お互いが足を引っ張りあうという意味で「**共食い現象**」と呼ばれる。九州電力管内ですでに発生
- 次スライドから見ると、太陽光の場合導入割合(発電量)が20%に近づくと自身の価値が1/4近くまで下がることが分かる

太陽光・風力発電の価値下落



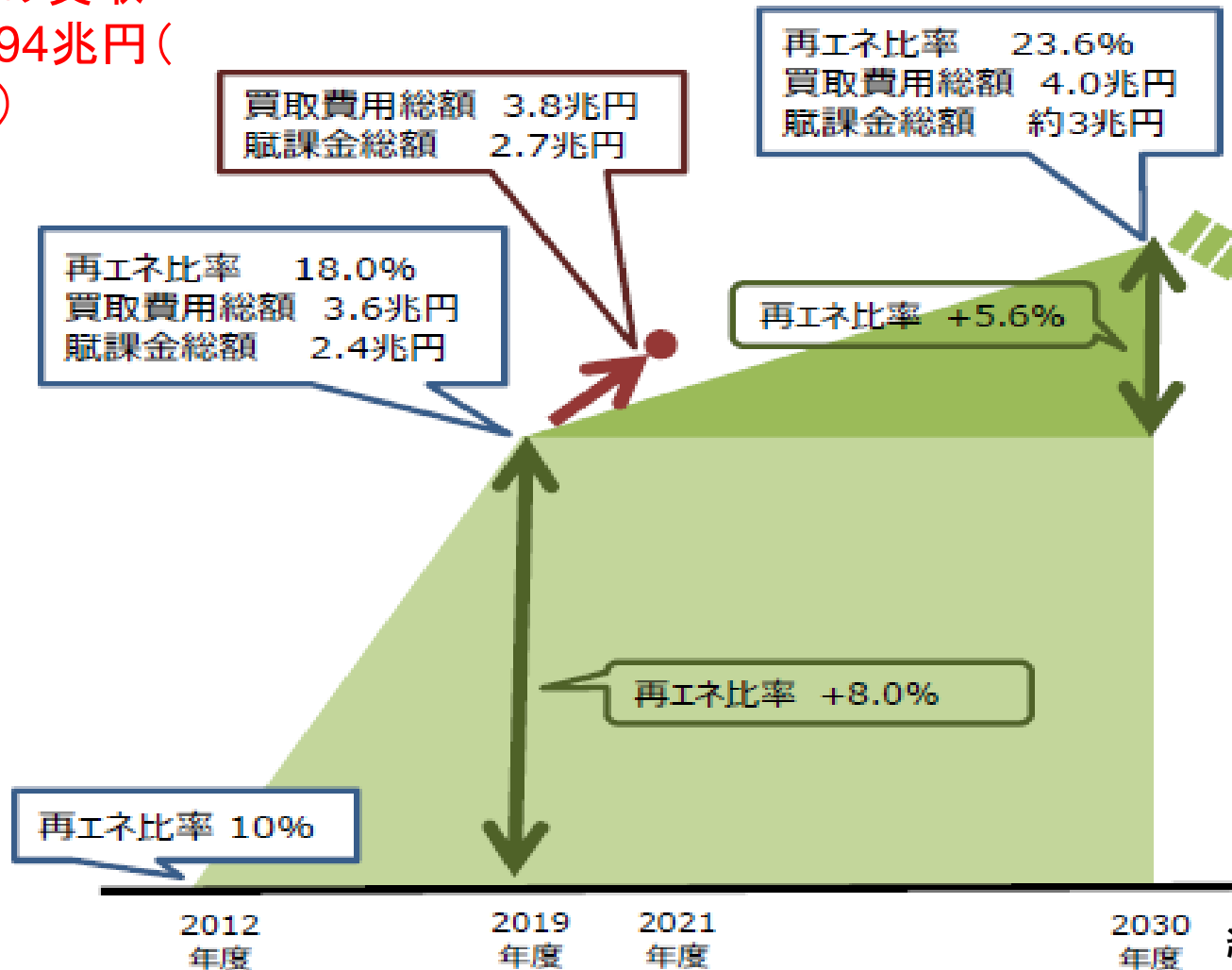
出典：OECD/NEALレポート「脱炭素のコスト」

5. 過大な消費者負担

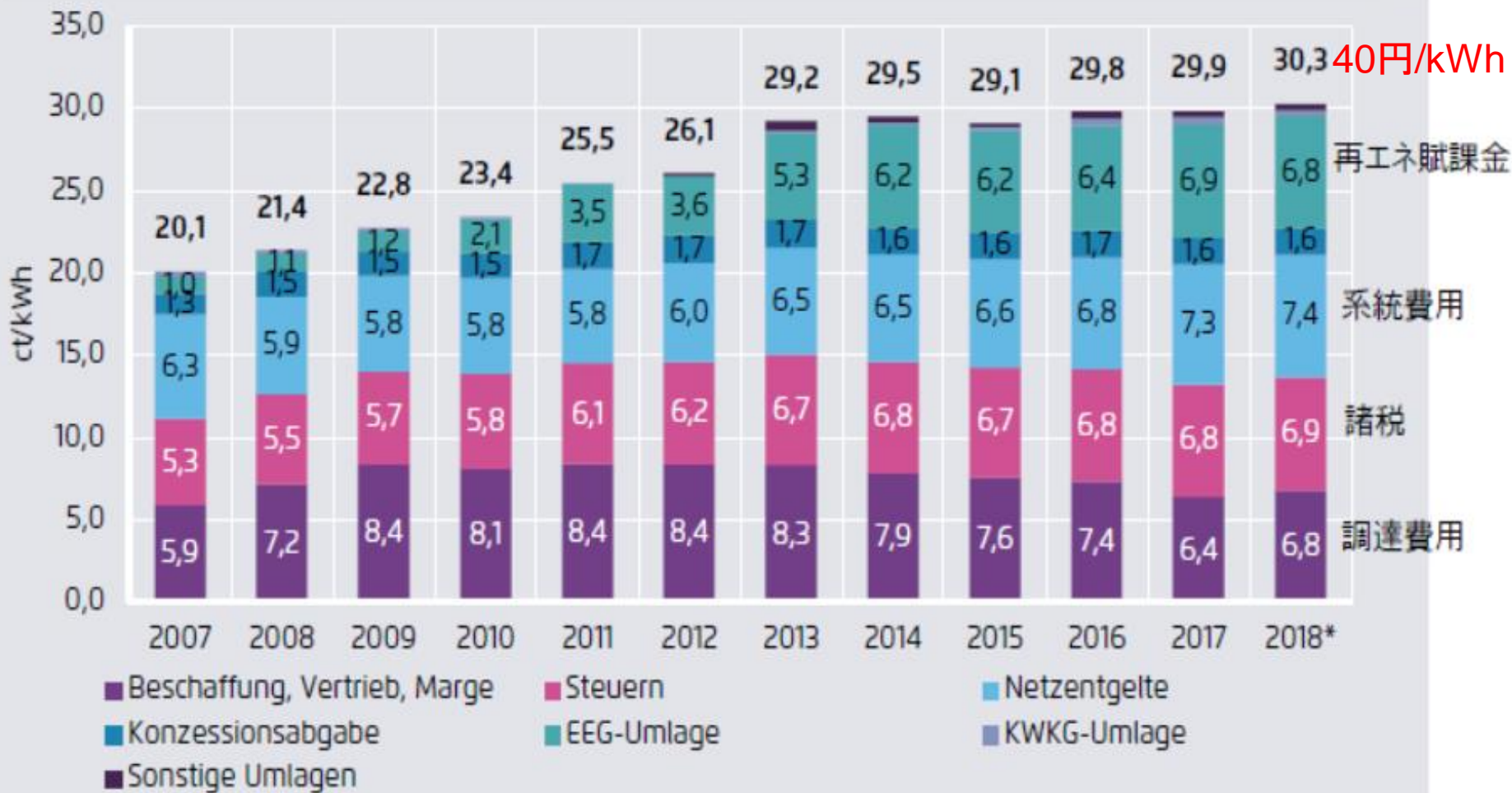
- 再エネ優先政策として欧州や日本では「**固定価格買取制度 (FIT)**」が採用されている。高めの価格で20年間など長期の電力買取を保証し、事業者による建設を促すもの
- しかし一方では高めの買取価格と安い卸売市場価格の差を「**賦課金**」として消費者に課すため、消費者の負担が増大している(次スライド)
- 我が国の賦課金による消費者負担額は2021年度**2.7兆円**に達していて、**消費税1%**相当以上(次スライド)
- ドイツの家庭用電気料金は**40円/kWh**と世界1, 2位を争っている(次々スライド)

再エネ賦課金と買取費用の推移

2050年までの買取
費用総額は94兆円（
電中研試算）



ドイツの家庭用電力料金



2007年から1.5倍、2000年から2倍

出典: Agora Energiewende

6. 地産地消の困難 ～送配電網の強化～

- 太陽光・風力の変動を平準化するには対象地域をできるだけ広範にして、需要と発電の偏りを少なくする必要がある。
- ドイツでは北部に風の強い地域があり、南部に需要の多い工業地帯がある。北の大量の風力発電の電気を南に送る送電幹線の新設や送配電網全体の強化が必要。
- しかし、計画されている8000kmのうち実際に建設されたのはまだ750kmに過ぎない。
- ルート上の住民による反対が原因。また地下ケーブルとすることを求められ、建設コストの大幅アップが懸念される → 消費者の賦課金負担の増大

我が国：送電幹線建設の必要性

北海道からは海底ケーブルで送電する

(カッコ内は増強規模。洋上風力を4500万キロワット導入した場合。九州-中国、四国は地域内の増強含む数字)

北海道-関東
(800万~1200万
キロワット)

九州-中国
(140万~280万)

関西、中国、四国
(最大で約400万)

九州-四国
(70万~280万)

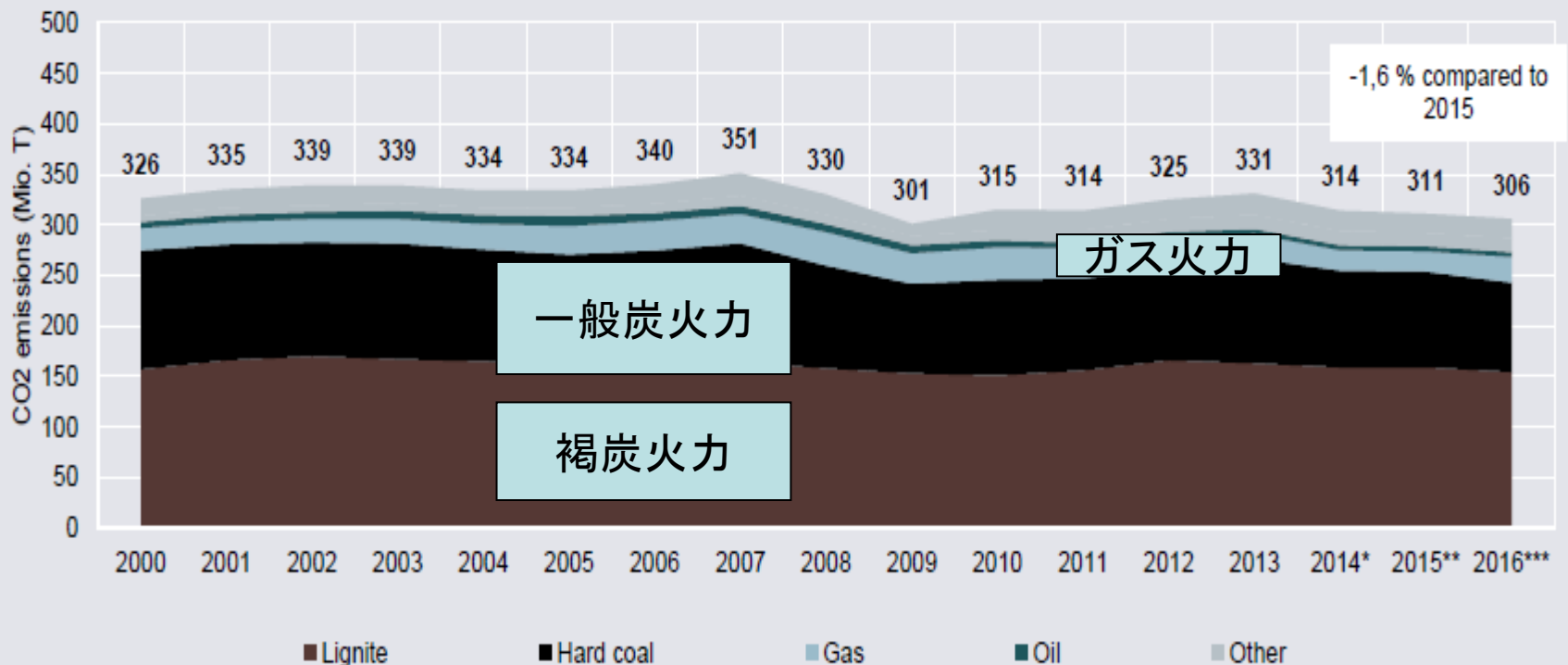
- 洋上風力4500万kW建設の場合、北海道-関東を結ぶ高圧直流海底電線(400万kWx2)の新設が必要
所要建設費:2.5~3.5兆円
- 西日本の連系線拡張には1.2~1.3兆円必要
- 合計で**3.8~4.8兆円**のコストが掛かる。

7. それでも減らぬCO2排出量

- 我が国の太陽光発電の平均稼働率は**13%**。残りの**87%**の時間はバックアップ役の火力発電に依存する(風力発電も同様に残りの**80%**の時間を火力に依存)
- ドイツも日本も電源の炭素排出係数では劣等生(次スライド)。CO2削減に成功しているのは水力と原子力の国(次々スライド)

ドイツ発電分野のCO2排出量推移

CO₂ emissions in the power sector by energy source, 2000-2016



UBA 2016a (*preliminary, **Estimate UBA), ***own calculations

2009年以降は増え気味

CO2削減に成功しているのは 水力と原子力の国

(参考) 変動再エネには調整電源としての火力・CO2排出が必要

EU主要国・日本のCO2排出係数と発電構成 (2015年)

	スウェーデン	フランス	デンマーク	スペイン	EU平均※	ドイツ	日本
注目	11gCO2/kWh	46gCO2/kWh	174gCO2/kWh	293gCO2/kWh	311gCO2/kWh	450gCO2/kWh	540gCO2/kWh
安定 ゼロエミ	87%	88%	15%	35%	43%	25%	12%
	安定再エネ: 52% 原子力: 35%	安定再エネ: 11% 原子力: 78%	安定再エネ: 15% 原子力: 0%	安定再エネ: 14% 原子力: 21%	安定再エネ: 16% 原子力: 27%	安定再エネ: 11% 原子力: 14%	安定再エネ: 11% 原子力: 1%
変動 再エネ	10%	5%	51%	21%	13%	18%	4%
	太陽光: 0% 風力: 10%	太陽光: 1% 風力: 4%	太陽光: 2% 風力: 49%	太陽光: 3% 風力: 18%	太陽光: 3% 風力: 10%	太陽光: 6% 風力: 12%	太陽光: 3% 風力: 1%
火力	2%	7%	34%	44%	44%	56%	84%
	石炭: 0% ガス: 1% 石油: 1%	石炭: 2% ガス: 4% 石油: 1%	石炭: 25% ガス: 6% 石油: 4%	石炭: 19% ガス: 19% 石油: 7%	石炭: 25% ガス: 16% 石油: 3%	石炭: 44% ガス: 10% 石油: 2%	石炭: 32% ガス: 40% 石油: 12%

8. 蓄電池でも解決できない

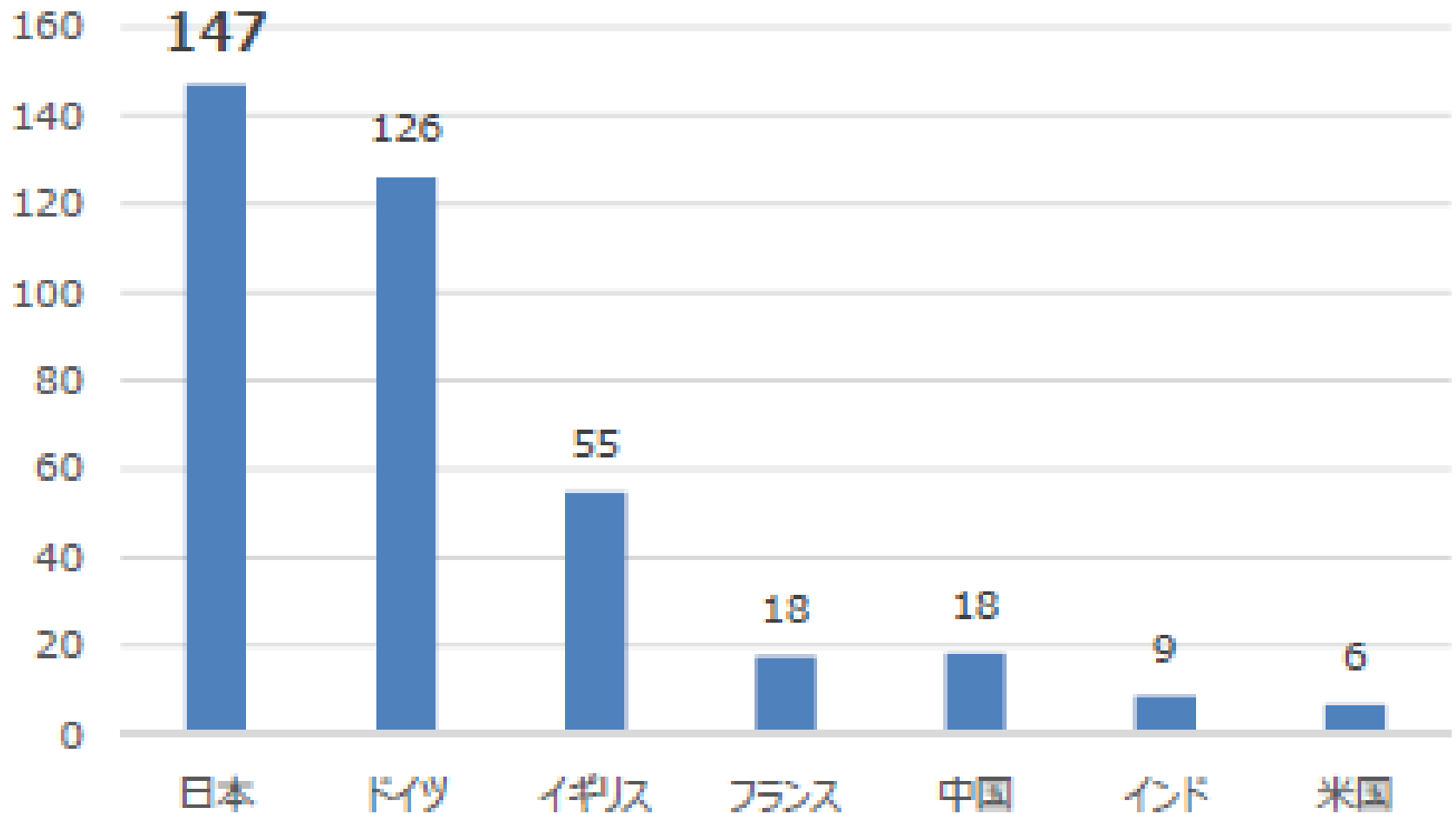
- リチウムイオン電池の貯蔵量は蓄電池の使用金属量(リチウム、コバルト、ニッケル)に比例し、また金属量による制限を受ける。
- 太陽光・風力が沢山発電する時間帯に蓄電池に充電して、電力が不足する時間帯(例:夕方、夜間)に放電することは電力の安定供給に役立つが、海外の実例では大型蓄電池でも1~2時間分の貯蔵量(kWh)のものが多い。
- したがって太陽光・風力の短時間の変動吸収には役立つが、**長期の変動(昼夜間、1週間の悪天候、季節間)には無力**

我が国再エネの実態

日本は太陽光発電先進国

(kW/k㎡)

【国土面積あたりの太陽光設備容量】



出典: 経産省「2030年における再エネについて」2021年4月

しかし日本の太陽光発電コストは高い (欧州vs日本)

2010年

2016年

総コスト※

総コスト

設備

工事

運転維持費

欧州

40円

10円

6円

2円

2円



○FIT高価格と競争の不在

○多段階の下請け構造

○専門企業の未成熟

○多段階の流通構造

○平地の少ない地理条件

○ビッグデータ未活用

日本

40円

20円

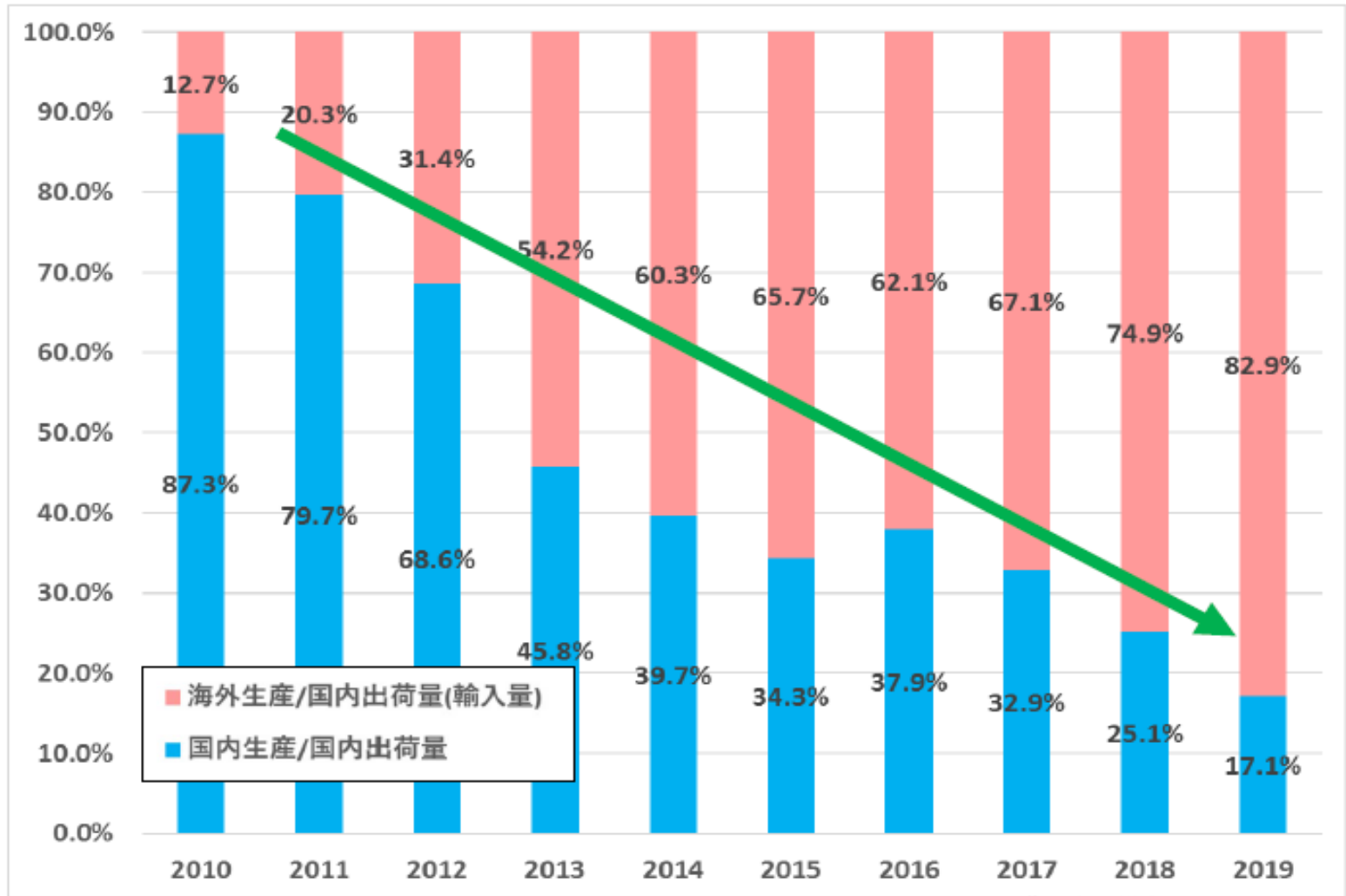
12円

5円

3円

太陽光パネルは中国製

- 日本製が高い世界シェアを誇った太陽光パネルも、現在は輸入に依存する割合が拡大。



(出典) 資源総合システム社調べ

不適切な設置例

適正に管理されていない太陽光発電設備の例



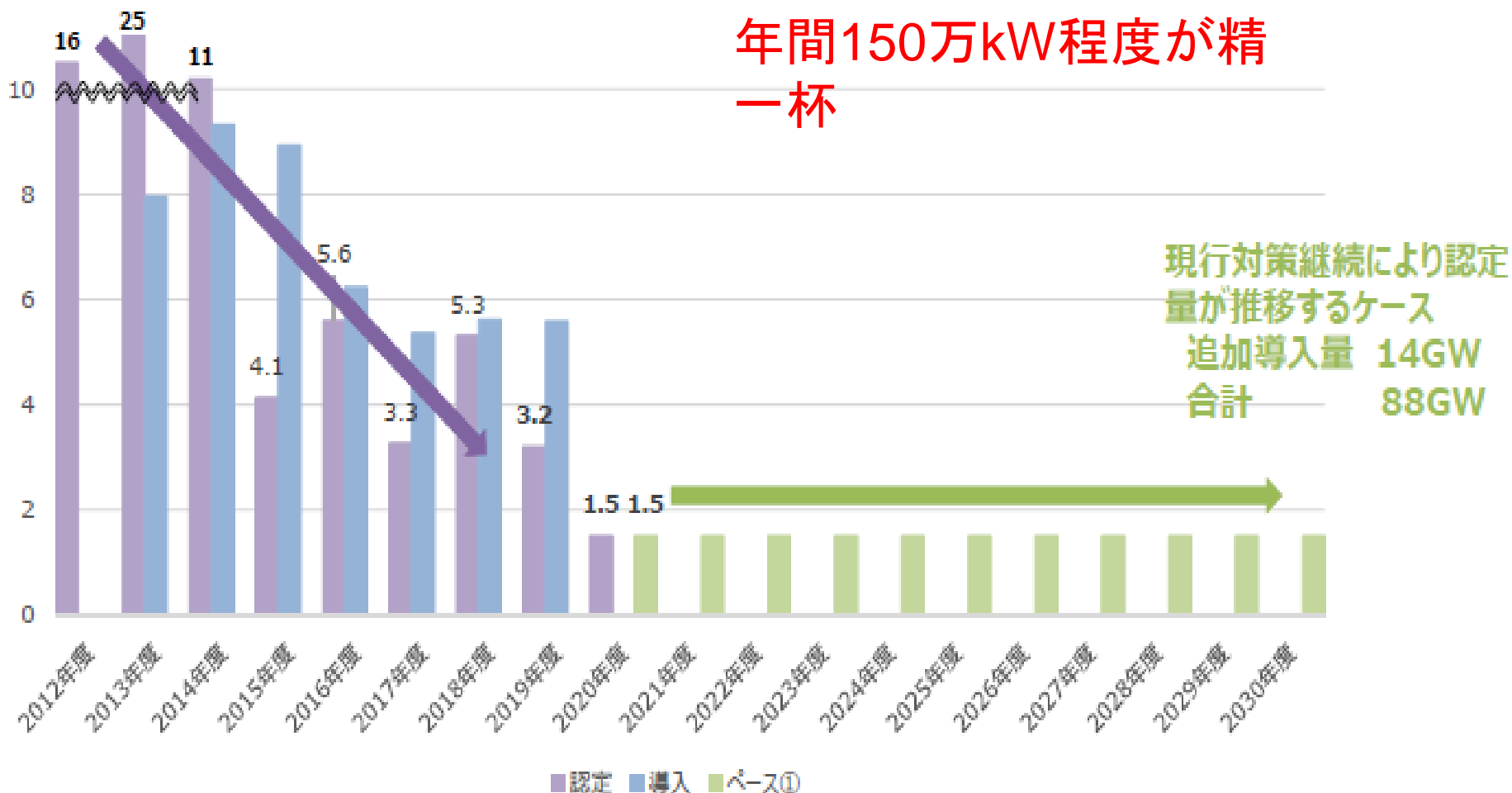
豪雨災害による太陽光発電設備の被害例



太陽光発電今後の見通し

【各年度の太陽光発電の認定量及び導入量の実績と今後の認定見込み】

(GW)



出典：経産省「2030年における再エネについて」2021年4月

陸上風力は山間部へ

1MW以上の認定案件のうち山間部の案件が占める割合
(容量ベース)



出典: 経産省資料



陸上風力発電の現状と見通し

(2020年3月末時点)

①現時点導入量	②FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働	合計 (=①+②+③)
4.2GW	4.8GW	4.4GW	13.3GW

- 現在の導入量は4.2GW
- 認定未稼働は6.8GW、この内70%稼働で4.8GW
- 新規認定量はリードタイム、法アセスを考えると2030年導入見込みで4.4GW
- 2030年見込みは合計で**13.3GW**

出典:経産省「2030年に向けたエネルギー政策の在り方」2021年4月

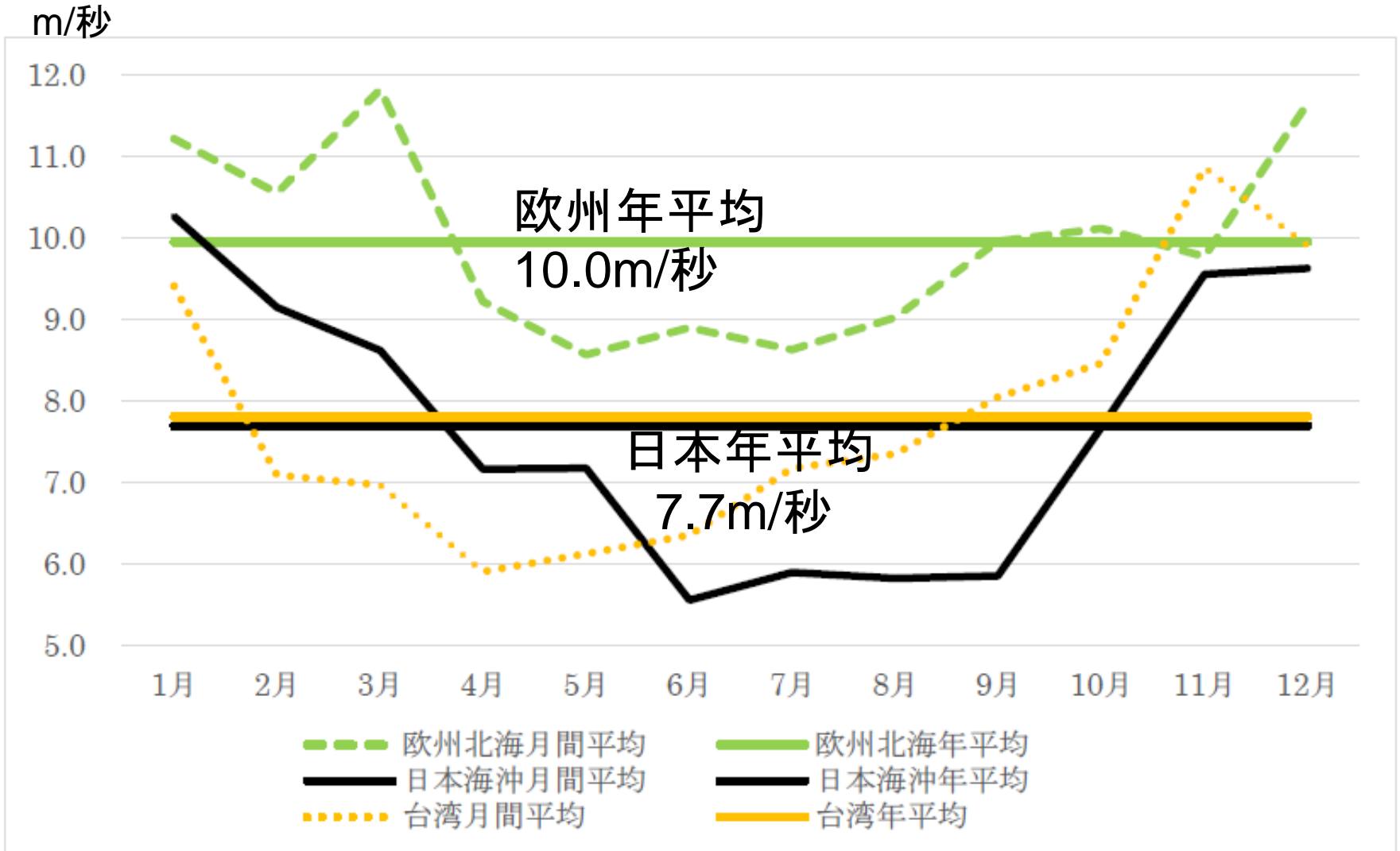
将来の本命は洋上風力(着床式)

赤: 促進区域
黄: 有望区域
緑: 準備区域



出典: 経産省「2030年の再エネについて」2021年4月

しかし「風が弱い」



出典：東京大学大学院 本部和彦教授他「日本と欧州の洋上風力経済性比較」

日本の洋上風力は力不足

- 日本の沿岸は水深が急速に深くなる
- 着床式洋上風力の適地(遠浅)は**英国の1/8**
- 東大大学院本部和彦教授他のレポートによると、日本の4候補地と欧州の7既地点の年間平均風速は日本が**7.7m/秒**、欧州が**10m/秒**と大差がある
- 年間設備利用率(稼働率)に直すと日本35.4%に対し、欧州は54.6%
- 発電コストも欧州12.6円/kWhに対し日本19.5円/kWh ➡ 日本では買取価格25~26円が必要

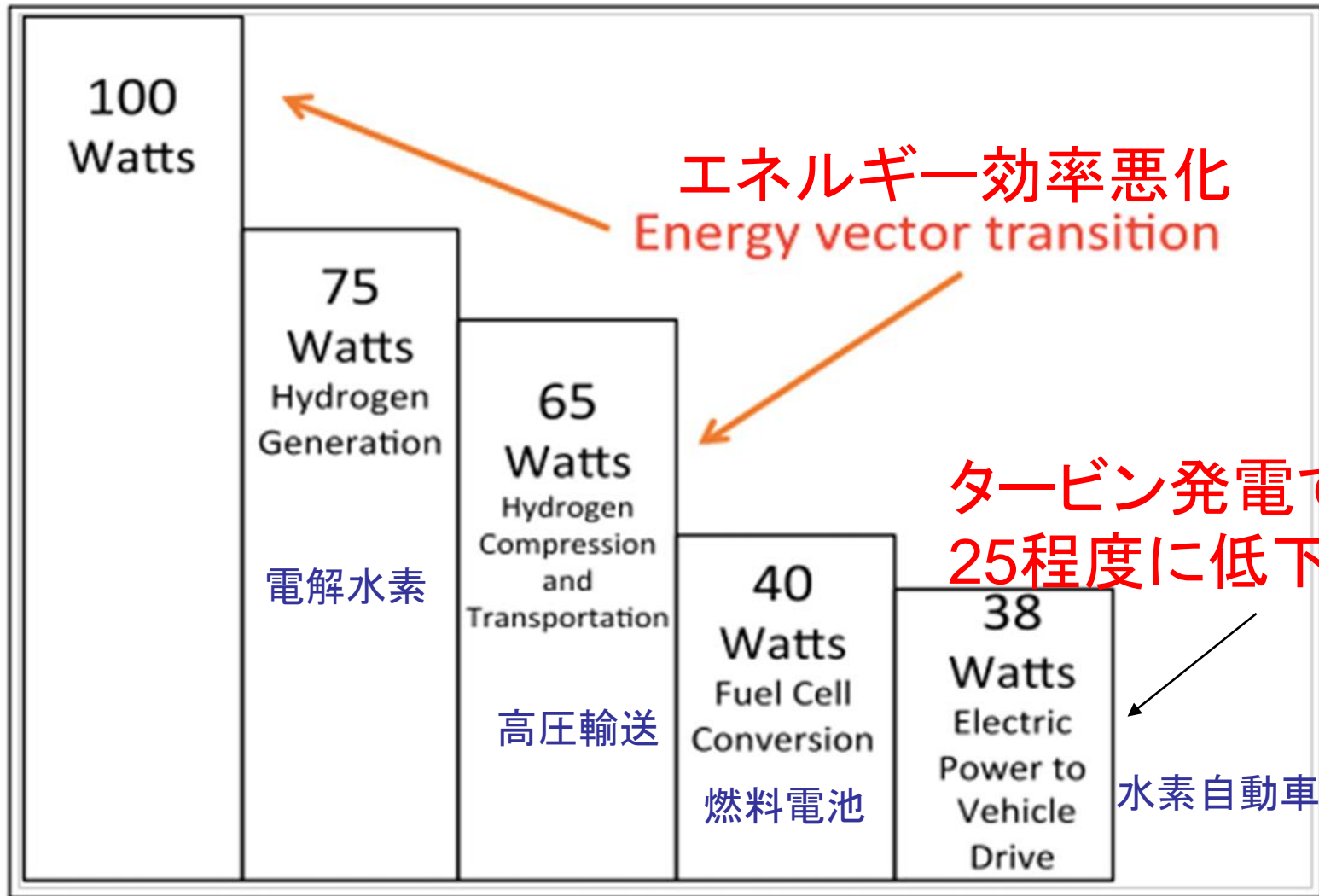
風力でもカーボンニュートラル政策 は余りに大胆

- 政府の2050年カーボンニュートラル政策では風力発電全体で**135GW** (3200億kWh)を目指す
- 内訳は陸上風力45GW、着床式45GW、浮体式45GW → **現在(4.2GW)の32倍**
- 陸上は山地が増えて環境・経済的に成り立たず
洋上着床式は遠浅の海域が少ない。
- 高圧直流送電幹線の建設(4.8兆円)が必要だが、誰が費用負担するか、低い稼働率など問題
山積

水素に転換するのはどうか？

- 余剰となった再エネの電気を水の電気分解によって水素に転換し、貯蔵、輸送、さらに発電に用いることにより安定供給を図るアイデアがある
- 一番の問題はエネルギーの転換を経るたびにエネルギー損失が生じ、エネルギー効率が低くなること。
水の電気分解で25%程度、水素の貯蔵・輸送で10%程度、水素発電(タービン使用)で60%程度のエネルギーが失われる。最終エネルギー効率は**25%程度**となろう。

グリーン水素の問題



アンモニアはどうか？

- アンモニア製造に必要な水素を何から作るかが問題。**グリーン水素**は高コスト。天然ガス改質によって得られる水素では改質工程で生じるCO₂の発生が問題。仮にCCS(炭酸ガス回収貯留)を行う**ブルー水素**とするならば、CCS工程で大量のエネルギー投入とコストを要するであろう。
- アンモニアの発熱量(18.6GJ/T)は天然ガスの発熱量(50GJ/T)に比べて1/3程度と低く効率が悪い。燃烧速度が遅く、炎も安定しない。

CCSは政府の公共事業

- 過去20年間世界のCCS商業化はほとんど進んでいない。収入源であるCO₂圧入による原油・ガスの3次回収は地域が限られ、量も限られる
- CO₂発生源は分散しており、回収、集荷、輸送、圧入には大量のエネルギー投入が必要。プロジェクトのエネルギー収支比が悪く、経済性を期待できない
- 安全なCO₂地下圧入埋設場所の見通しが立たない
- 日本では**政府による公共事業**でしか成り立たないもの
- CO₂の再利用(CCUS)も、グリーン水素(再エネ起源)とCCSの組み合わせで合成燃料(例:メタン)を作るのでは経済性がない。燃やせば元の木阿弥

安定再エネの開発現状(2020年3月)

	導入量		認定量残 (万kW)
	万kW	目標達成率	
中小水力	51	33%	20
バイオマス	450	67%	633
地熱	7	8%	3
合計	508		656

いずれも多くを望めない

出典:経産省資料

現実的な2030年再エネの姿

最大でも28%程度

GW (億kWh)	①現時点 導入量 (2019年度)	②FIT既認定 未稼働の稼働	小計 (①+②)	③新規分の稼働		合計 (=①+②+③)		現行エネルギー ミックス 水準
				努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
太陽光	55.8GW (690)	18GW (225)	73.9GW (919)	13.8GW (172)	更なる検討が 必要	87.6GW (1,090)	更なる検討が 必要	64GW (749)
陸上風力	4.2GW (77)	4.8GW (90)	9.0GW (170)	4.4GW (83)	6.3GW (121)	13.3GW (253)	15.3GW (291)	9.2GW (161)
洋上風力	- ※0.01GW	0.7GW (19)	0.7GW (19)	1.0GW (29)	3.0GW (87)	1.7GW (49)	3.7GW (107)	0.8GW (22)
地熱	0.6GW (28)	0.03GW (1)	0.6GW (29)	0.05GW (2)	0.4GW (17)	0.7GW (30)	1.0GW (45)	1.4-1.6GW (102-113)
水力	50.0GW (796)	0.2GW (10)	50.2GW (829)	0.5GW (25)	0.5GW (105)	50.6GW (854)	50.6GW (934)	48.5- 49.3GW (939-981)
バイオマス	4.5GW (262)	2.3GW (135)	6.8GW (404)	0.5GW (27)	0.5GW (32)	7.2GW (431)	7.3GW (436)	6-7GW (394-490)
発電電力量 (億kWh)	1,853 億kWh	480 億kWh	2,370 億kWh	338 億kWh	534億kWh +更なる検討	2,707 億kWh	2,903億 kWh +更なる検討	2,366~ 2,515 億kWh

出典：経産省「2030年に向けたエネルギー政策のあり方」2021年4月

22.6%

25.8% 27.6%

太陽光・風力拡大の困難さ

- **屋根上太陽光**: 戸建住宅2900万戸には不適なものが多い。新築のシェア7割を占める中小工務店の住宅では太陽光パネル設置は1割未滿。工場・倉庫などでも荷過重が小さく設置困難
- **営農型太陽光**: 年平均70万kW程度。主力農産物なし。荒廃農地も再生困難なもの多い
- **直近の太陽光**: 新設は入札制度が取られていて、1回の応募・落札量がわずか20万kW(年4回で80万kW)。
- **洋上風力**: 遠浅の適地少、浮体式の高コスト

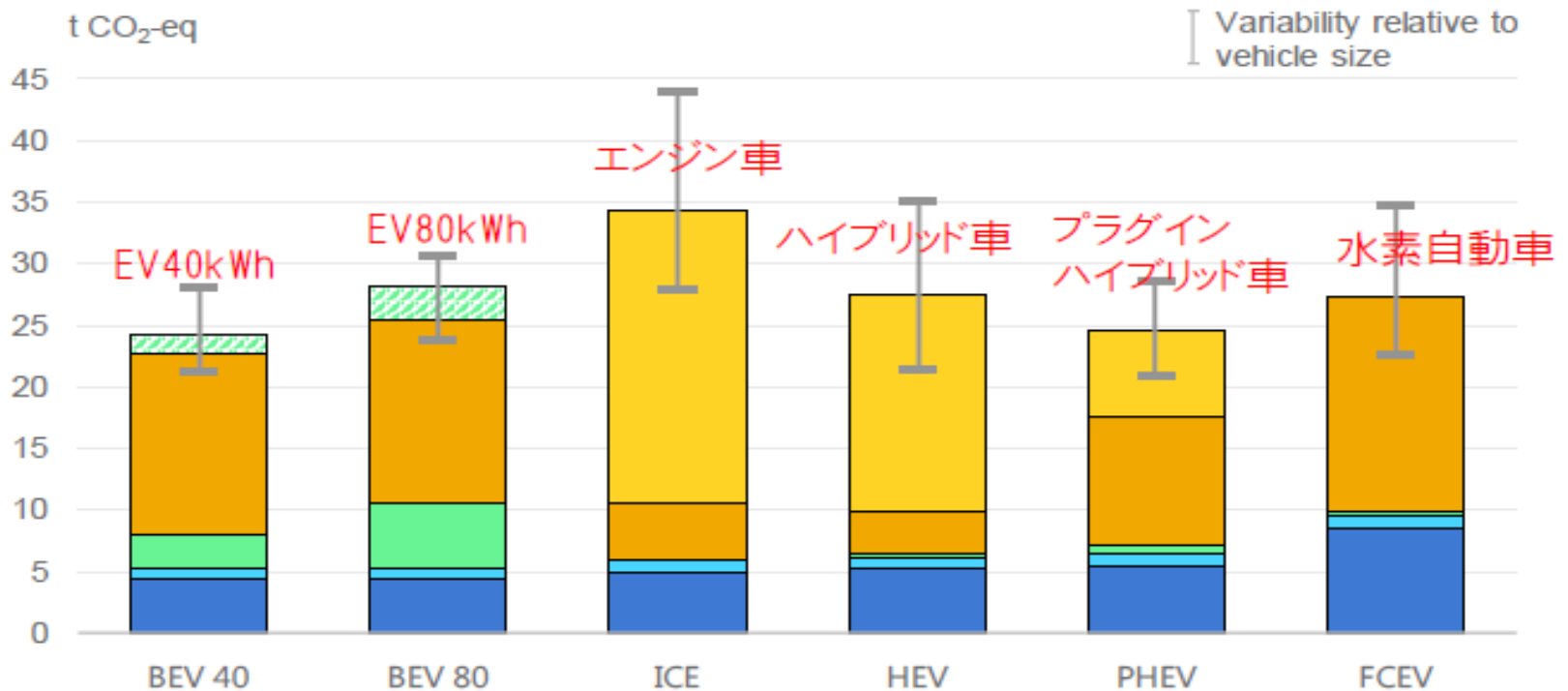
そこで問います

- 政府（内閣府）は骨太の方針（経済財政運営と改革の基本方針2021）の中で「グリーン成長戦略」を政策の柱に挙げ、次のように述べている。
- **再生可能エネルギーに最優先の原則**で取組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促す。
- **原子力は、可能な限り依存度を低減しつつ、安全最優先の原発再稼働を進める。**

この通りに進めて本当にエネルギーの安定供給とCO2削減ができるのだろうか？

自動車ライフサイクルCO2放出量

EVが果たして脱炭素の切り札か？



- Vehicle cycle - components and fluids 部材・溶媒
- Vehicle cycle - assembly, disposal and recycling 製造・処分・リサイクル
- Vehicle cycle - batteries (65 kg CO₂-eq/kWh) バッテリー
- Well-to-tank fuel cycle 燃料サイクル(井戸からタンク)
- Tank-to-wheel fuel cycle タンクから車輪
- Additional emissions with 100 kg CO₂-eq/kWh battery manufacturing バッテリー中国製造ケース追加

出典: IEA「Global EV Outlook 2020」