

参考資料集

(構成員意見書)

2050年カーボンニュートラルに向けた長期戦略と 2030年46%削減を実現する「エネルギー基本計画」が必要である

世界では、再生可能エネルギーを軸としたカーボンニュートラルを実現すべく、エネルギー転換が加速している。しかし、日本で行われている2050年と2030年のエネルギーミックスの議論では、再エネの拡大可能性を否定するようなメッセージが発せられている。

とくに、5月13日の総合エネルギー調査会基本政策分科会で取り上げられた、地球環境技術産業機構による『2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析(中間報告)』では、再生可能エネルギーが電力の100%を占めるシナリオにおいて、他のケースの2倍以上にもなる、53.4円/kWhという驚くべき数値が示された。

この53.4円/kWhという数値は、太陽光も風力もほとんど発電しないような稀な気象条件(曇天・無風期間)を想定した限界費用であり、発電電力の平均費用ではないとみられるが、こうした点について丁寧な説明がなされておらず、他のケースとの相対比較において「再生可能エネルギーを入れると電力コストが高くなる」という、誤ったメッセージを与えるものとなっている。

しかし、最も大きな問題は、試算条件の詳細が明らかにされないまま結果のみが提示されていること、また誤った印象を与えたまま国のエネルギー政策の行方が議論されようとしていることである。実際に、各種のメディア報道、当該審議会委員の外部講演でのコメントなど、根拠なく「再エネは高すぎて現実的ではない」と喧伝されており、波紋をよんでいる。

再エネ電力100%シナリオの考え方だけではなく、他のケースの前提にも疑問がある。再エネ電力100%含む全シナリオにおいて、化石燃料の大量の利用を前提としている。また、他のケースでは、カーボンニュートラル目標との辻褄を合わせるために、毎年2億3千万トン以上のCO₂を海外に輸出することを想定している。世界全体でカーボンニュートラルを目指している今、日本の排出削減の不足分を他国に押し付けるような考え方が国際的に理解されるのか、大きな疑問がある。

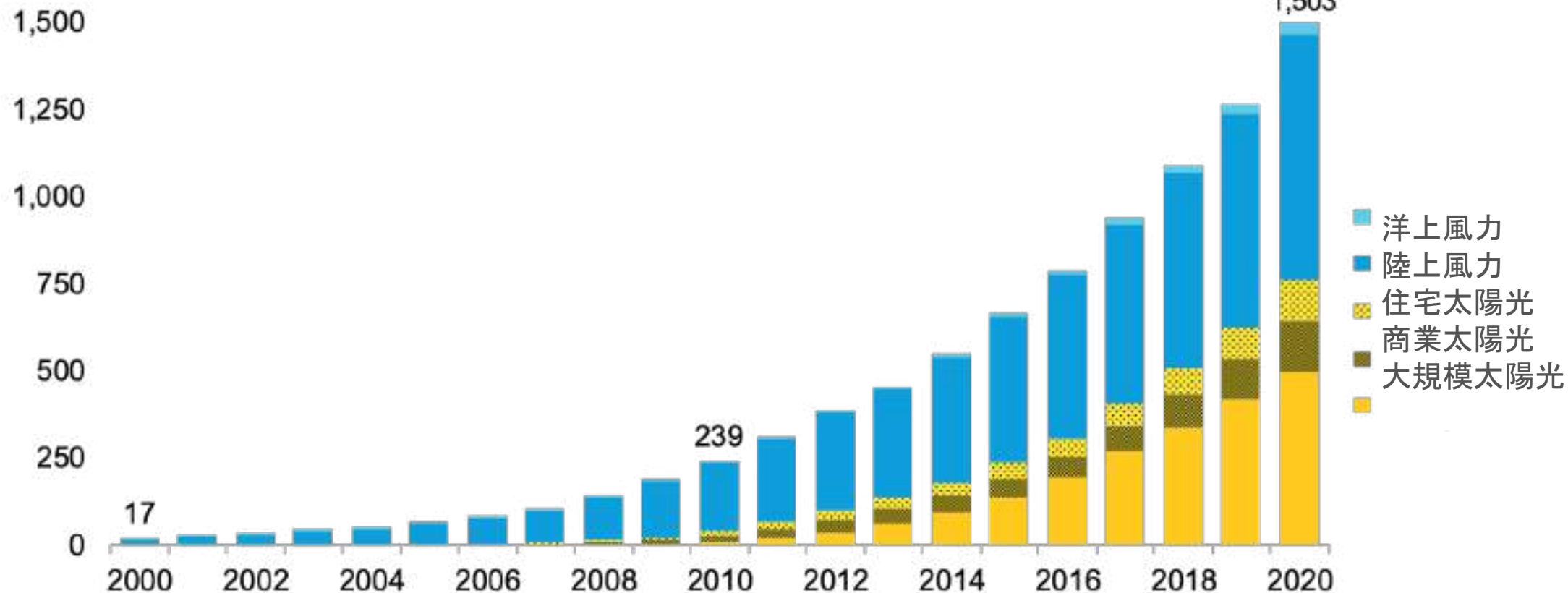
先日公表された国際エネルギー機関(IEA)の報告書「Net Zero by 2050」でも、2050年には世界の電力供給の約90%が再生可能エネルギーで供給されることを想定している。こうした世界の動向に比して、現在の「エネルギー基本計画」の議論では、再エネ優先のみならず、2030年の46%削減、2050年のカーボンニュートラルの実現もおぼつかないのではないかと、大いに懸念する。

世界では自然エネルギーの新たな10年が始まっている

2020年に世界で導入された発電容量全体の80%以上が自然エネルギーであり、全体で260GW以上が導入された。特に拡大しているのは、太陽光発電と風力発電であり、伸びを支えているのは、破壊的ともいえる価格低下である。

この10年で、太陽光のコストは9割低下、風力発電もコストが4割低下した。昨年は127GWを追加、これまでで714GW(うち6GWは集中型太陽熱発電)が導入されている。風力は、新しいプレーヤーとして洋上風力が34GW増えたのを合わせ、昨年は111GWを追加、これまでで733GWが導入されている。

世界全体合計GW



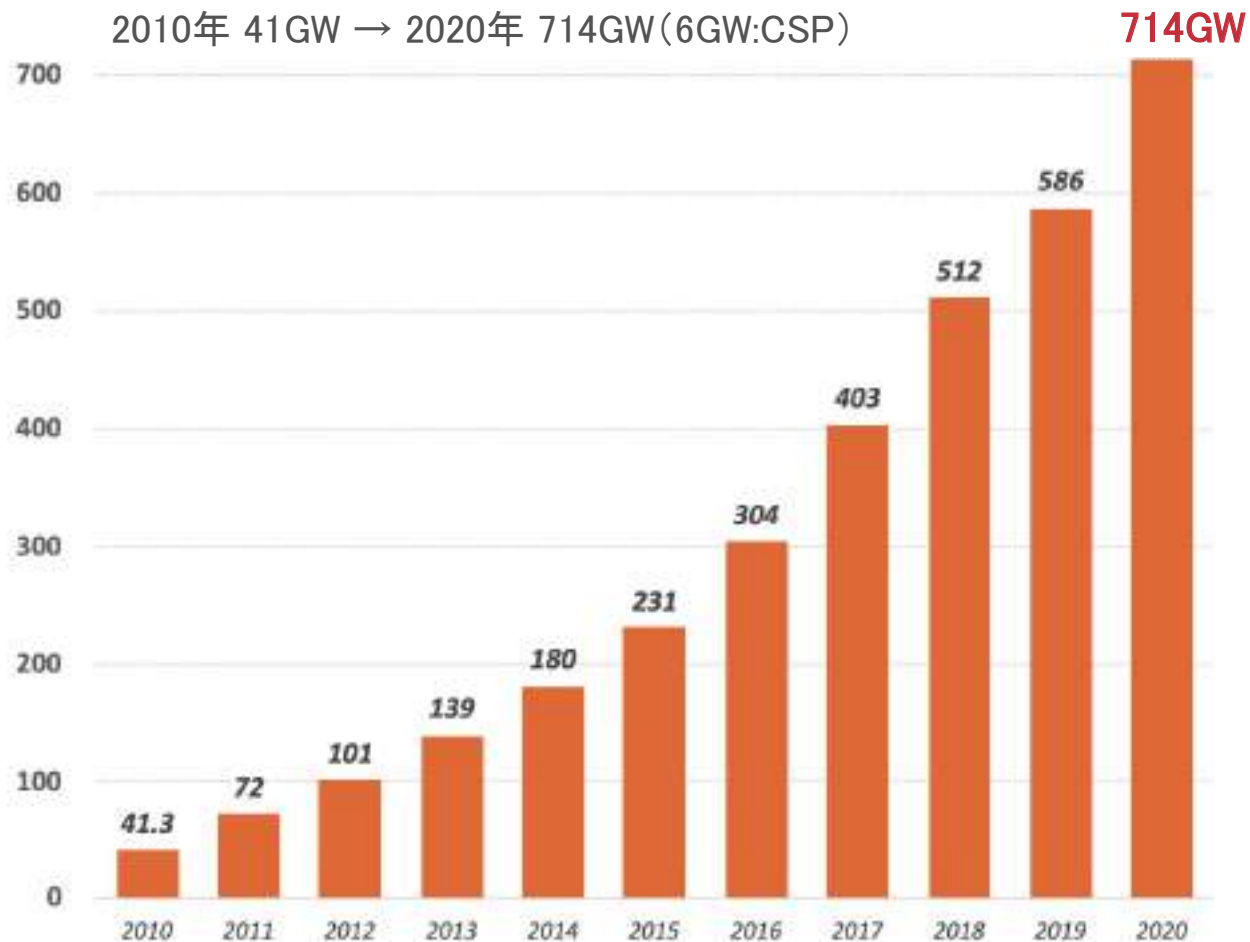
世界の太陽光発電の拡大とコスト低減

世界では太陽光がすべてを席巻しつつある。

この10年でPVソーラーのコストは9割低下し、集中型太陽熱発電(CSP)もコストが下がってきた

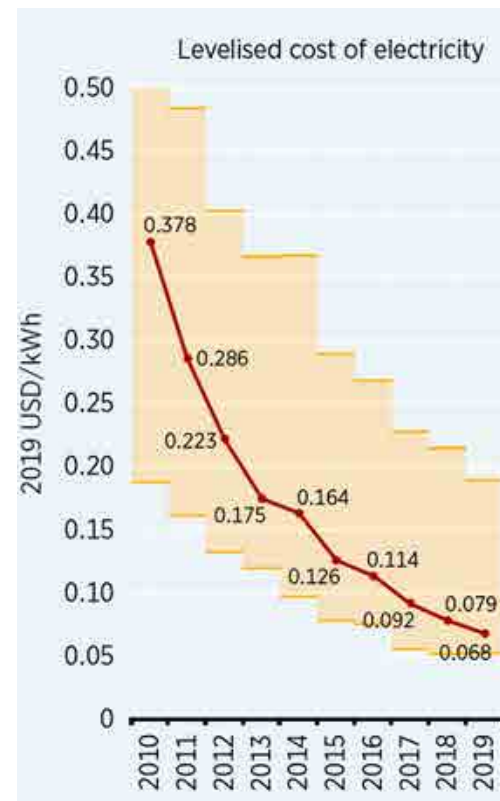
世界の太陽光発電の導入量

2010年 41GW → 2020年 714GW(6GW:CSP)



出典)BP Statistics (2020), IRENA (2021)より作成

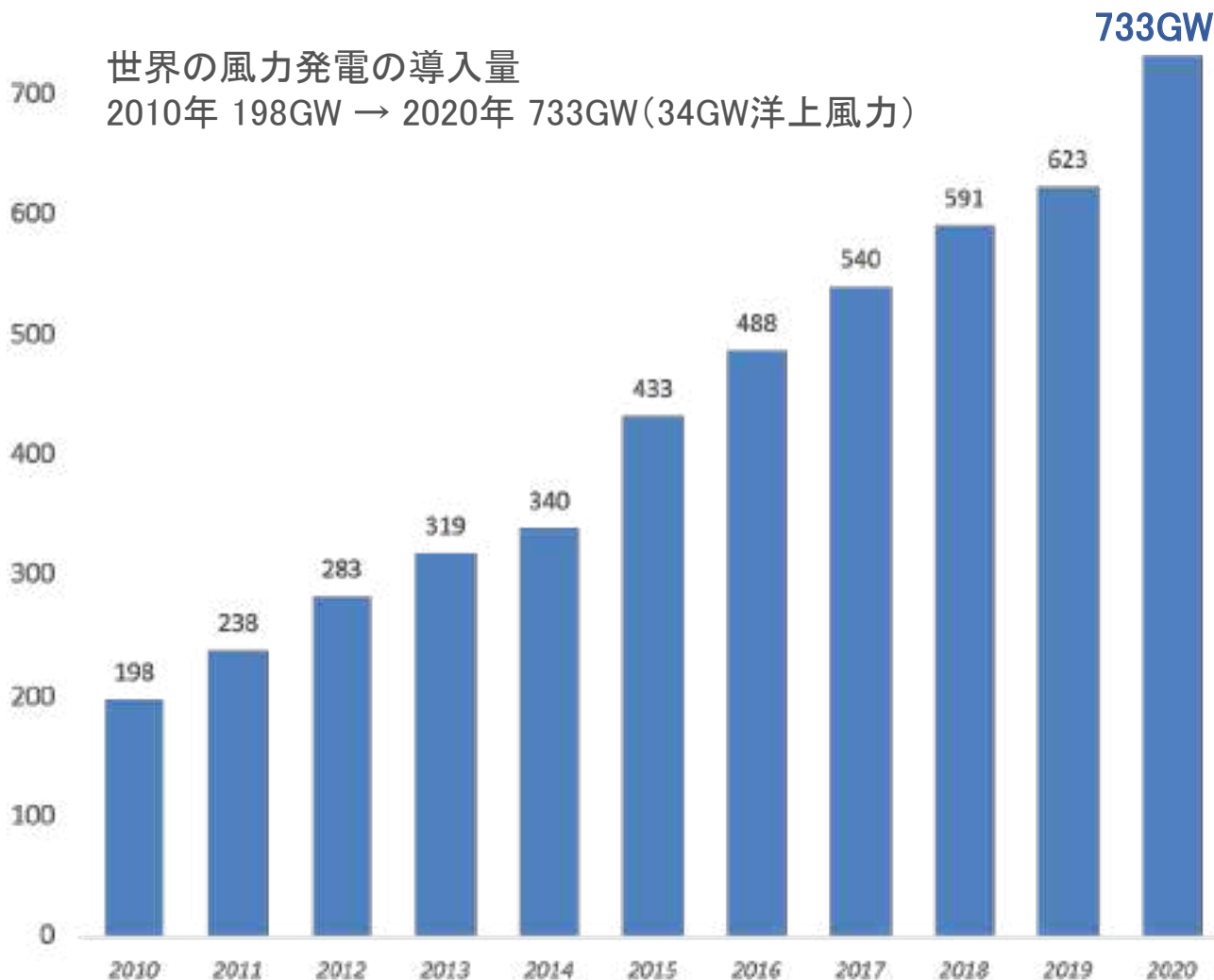
世界の太陽光発電の加重平均発電コスト



出典)IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019,

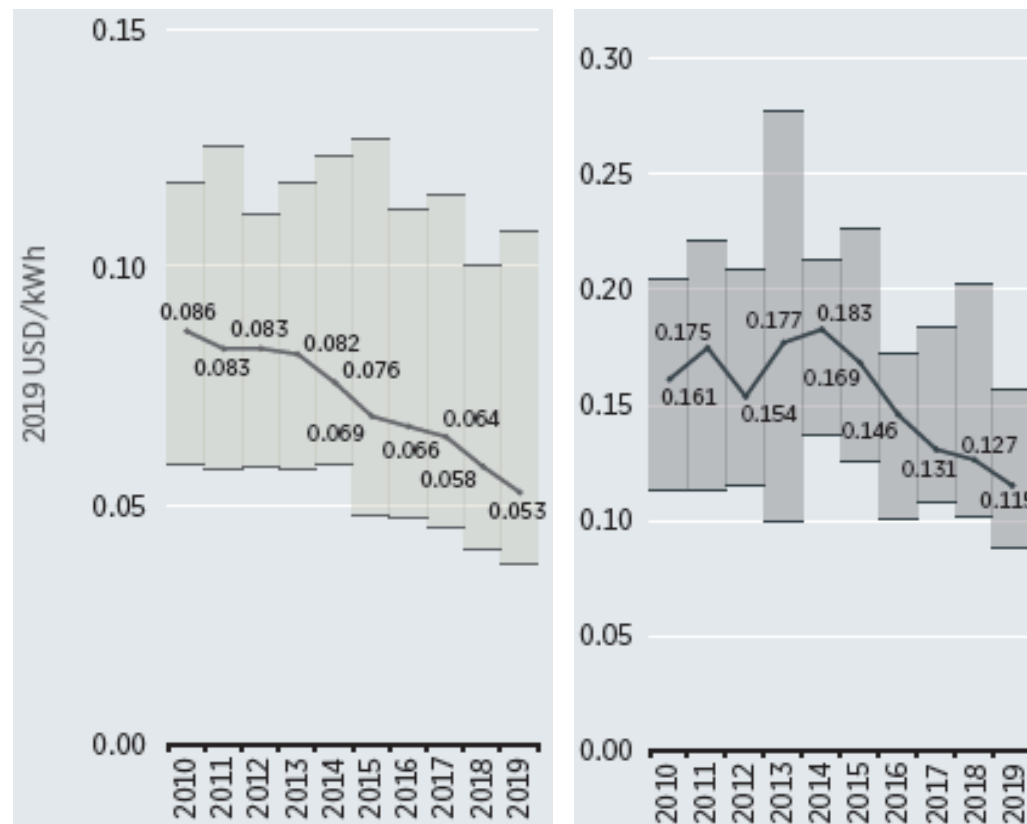
世界の風力発電の拡大とコスト低減

風力発電は堅調に拡大。すでに競争力を持つ電源だったが、この10年でさらにコストが4割低下。近年では、洋上風力という新しい技術が市場を拡大。



出典)GWEC (2020), IRENA (2021)より作成

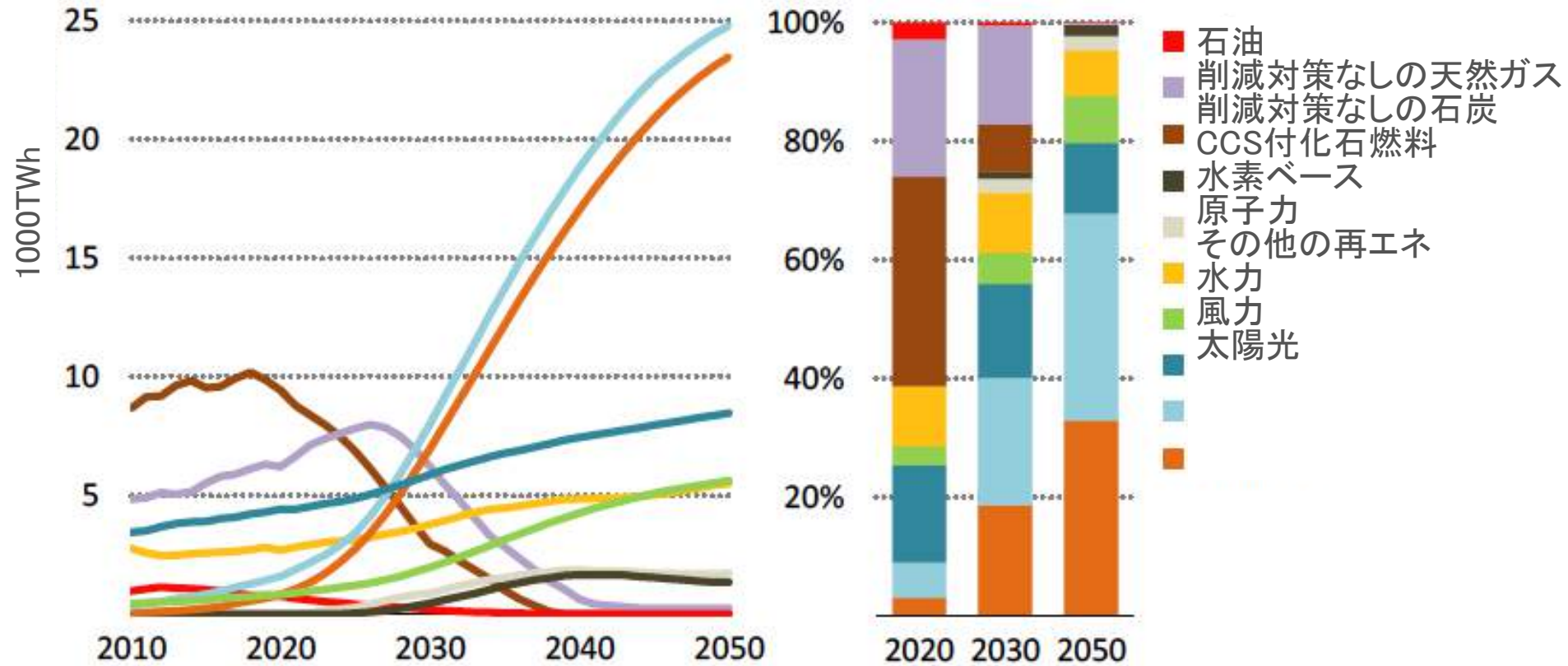
世界の風力発電の加重平均発電コスト
(左:陸上, 右:洋上)



出典)IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019

IEA—ネットゼロシナリオも再エネ約90%

Figure 3.10 ▶ ネットゼロシナリオにおける世界の発電量



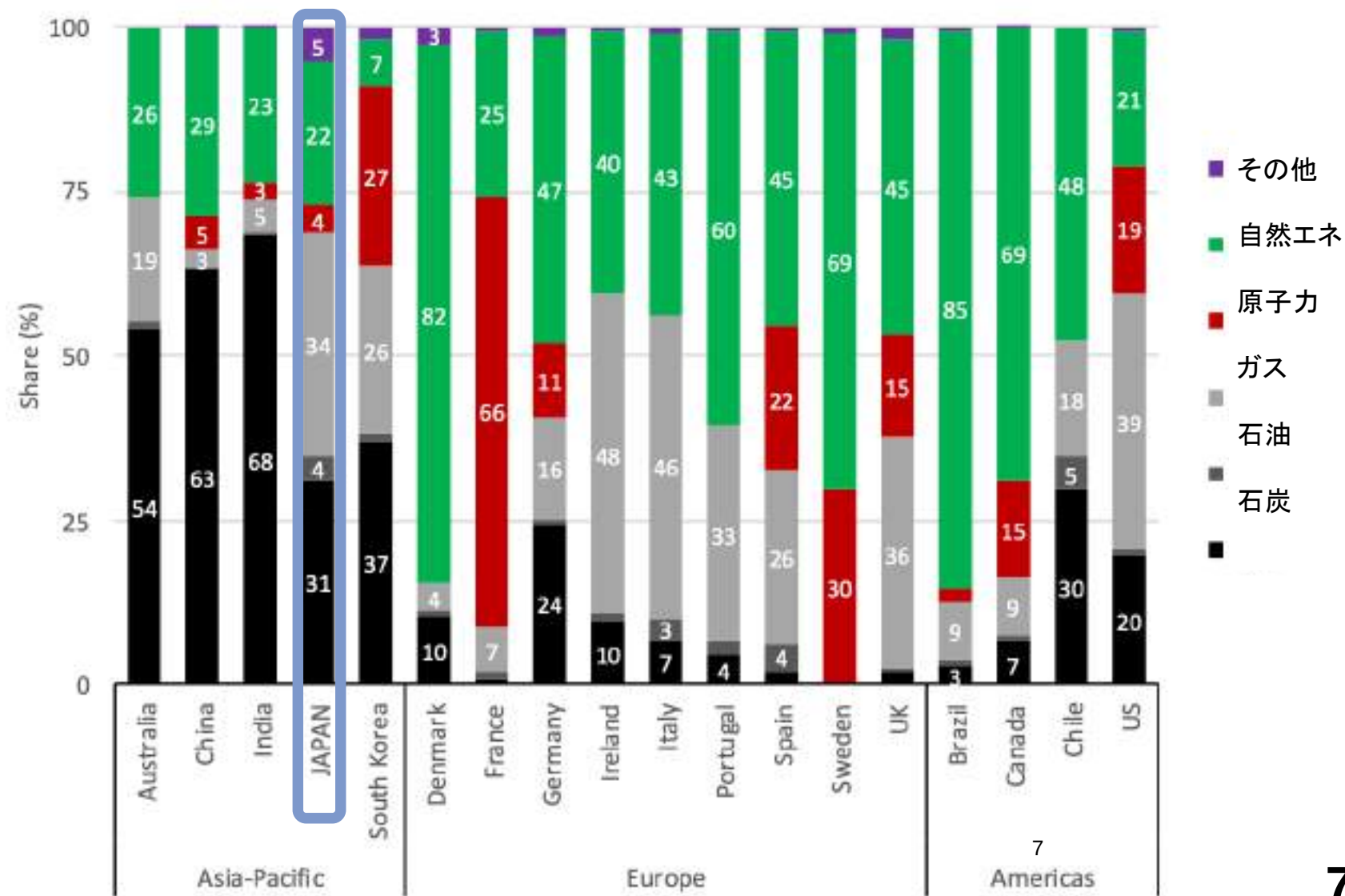
IEA. All rights reserved.

太陽光発電と風力発電の普及が進み、総発電量に占める再生可能エネルギーの割合は2020年の29%から2050年には90%近くまで上昇し、それを原子力、水素、CCUSが補完する。

世界と日本の発電ミックスの現状

2012年以降、日本の自然エネルギーは増加。他国との比較ではまだ自然エネルギーの導入量が低く、化石燃料依存が目立つ。

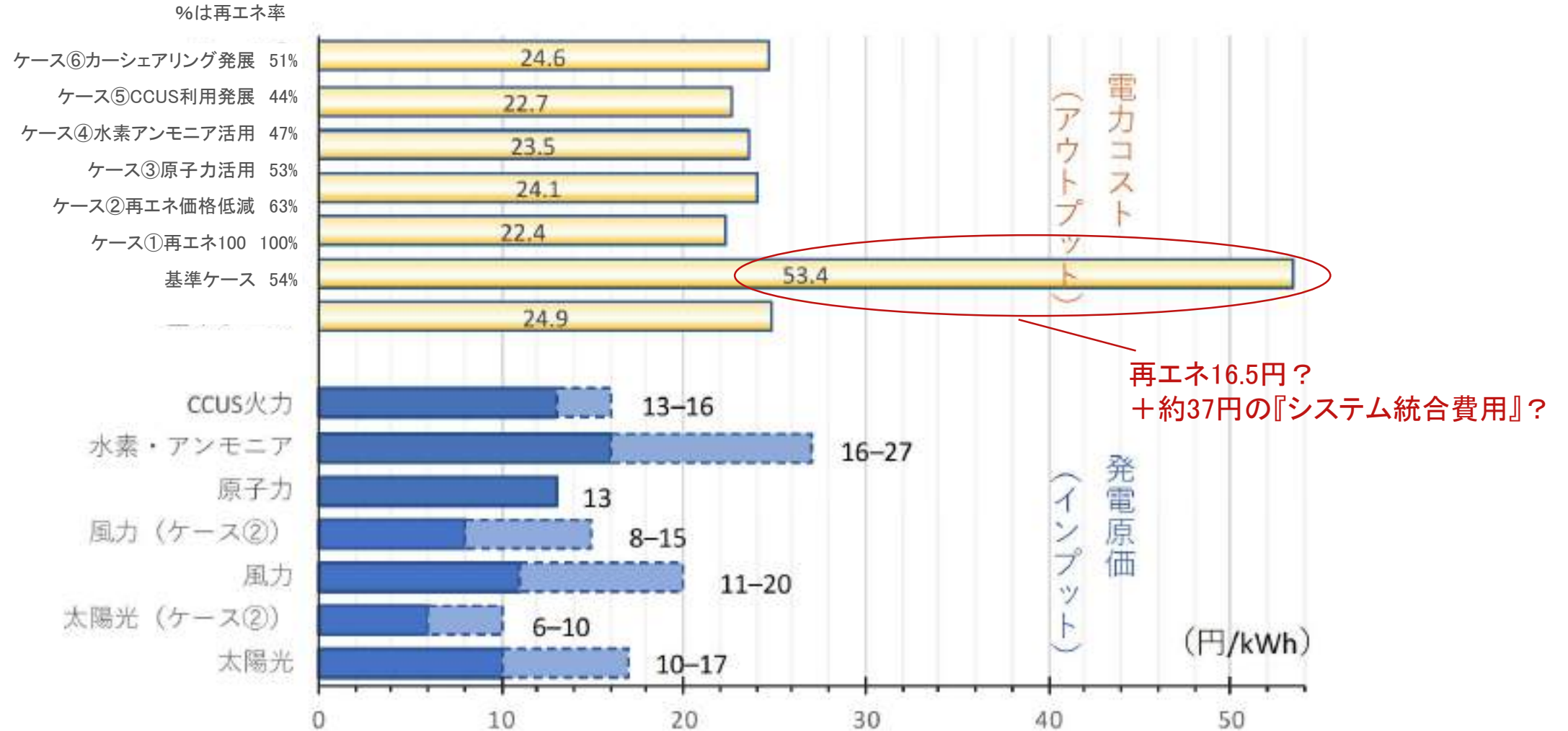
2020年 各国の発電ミックス(送電端)



出典)IEA(2021)より自然エネルギー財団作成

十分な根拠説明のない「再エネは高すぎて現実的ではない」という試算

シナリオ分析結果:シナリオ別電力コスト(円/kWh)と電源別原価の前提



「再エネ53.4円/kWh」への5つの疑問

1 実勢やエネ庁推計すら上回る再エネ自体のコスト設定

「各時点の導入設備ストックの平均的なコストであり、当該時点に導入される新規設備に限ったコストではない」とされているが、2030年代以降の発電コストについて、太陽光では、**2020年時点の落札価格に10円がでていること**、**資源エネルギー庁のコスト目標が2025年に7円であること**を踏まえると、2050年で下限値想定が10円/kWh付近というのは非現実的である。加えて「再エネイノベーションシナリオ」の数値も2030年のコストレベルにしかなっていない。

2 再エネ供給可能量を過少に設定することやセクターインタグレーションや多様な再エネの利用のあり方を考慮しないことの疑問

国際エネルギー機関、環境省など、国内外のさまざまな研究では、日本の現在の電力需要を大きく上回る膨大な再生可能エネルギーの供給可能性が明らかになっているが、今回は予め太陽光と風力の発電電力量に上限が設けられている。また、**カーボンニュートラルを目指す通常の再エネ電力100%シナリオでは、交通の電化にみられるようなセクターインタグレーションを拡大し、再エネから製造した水素や合成燃料も利用しながら、再エネ電力でエネルギーのほとんどを賄うシナリオを描くのが常道だが、今回はなぜかそれが行われていない。**

3 既存の研究に比べても、異様に高い統合費用推計の謎

昨年12月14日に開催された基本政策分科会に日本エネルギー経済研究所が報告した内容では、「曇天・無風期間」を想定しても、再エネ100%シナリオにおける統合費用を含めた発電コストは最大でも約25円/kWhとなっている。また、今回の他のシナリオにおいては、再エネのシステム統合費用は4円程度とされている。再エネ100%ケースの統合費用は示されていないが、再エネ自体のコストから推測すれば、30数円から40円程度になるとみられる。再エネ100%ケースだけが、こうしたはるかに大きな統合費用になるのはなぜなのか、明確な説明が必要である。

4 「曇天・無風期間」想定の不透明さと対応策への疑問

「曇天・無風期間」の何TWhの対応が必要なのか、これをどのような方法で対応し、そのコストをどう計算したのか明らかではない。こうした対応策には、DRや、EVバッテリーの利用、グリーン水素、合成燃料、国際送電など、対応できる多くの方法があるが、それらを検討していない。

5 モデルについての疑問

今回の分析は、統合費用を外生的に与えていることから、使用された「DNE21+」モデルでは、太陽光発電や風力発電の発電量プロファイルを考慮したシミュレーションが行われたのか疑問が残る。すなわち、モデルの性質上、再生可能エネルギーの変動性を考慮した発電コスト算出に向いていないのではないかという懸念がある。

「再エネ53.4円/kWh」への疑問：再エネ発電コストの設定が高い

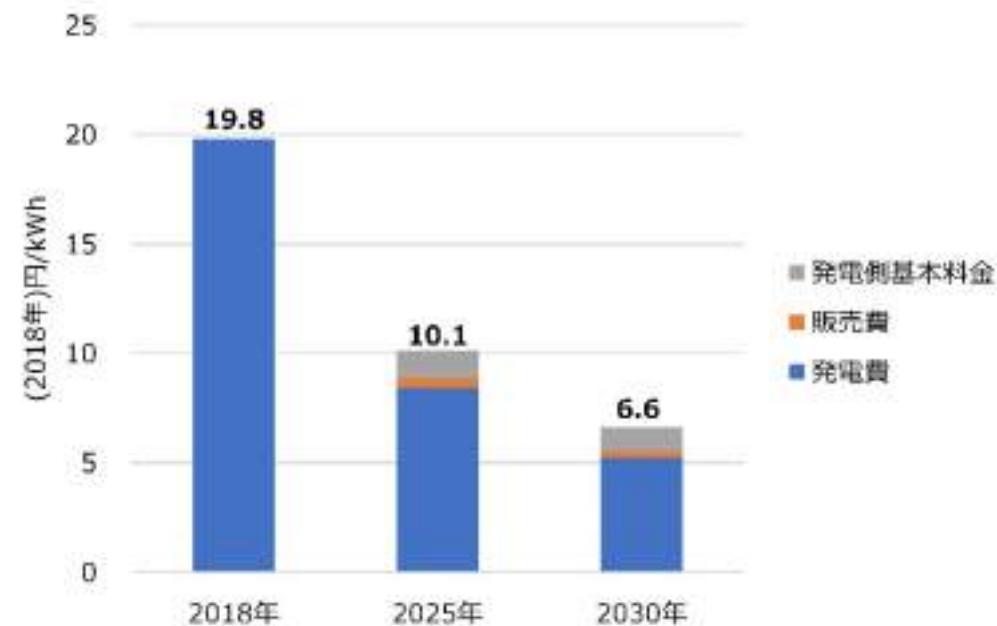
- ・2020年には、入札ですでに10円が出ており、前提となっている2050年の最低価格が現時点と同じとは考えられない
- ・『再エネイノベーションケース』にしても、日本における2030年の発電コストの水準を設定している

住宅用太陽光の発電コスト推計



家庭用蓄電池の価格見通しはブルームバーグNEF (2019)を参照し、太陽光発電システム価格は財団推定値を参照し、発電コストを計算した。なお定置式の蓄電池は、効率90%とし、昼間の余剰電力を全て蓄電し、夕方から夜にかけて消費すると想定した。

地上設置型太陽光の発電コスト推計



推計手法は、木村(2019)「日本の太陽光発電の発電コスト：現状と将来推計」と同様であり、個別の費用項目を推計し、それを積み上げ、運転年数や設備利用率、過積載率、割引率を設定して計算した。また、発電側基本料金は、年間1800円/kWとして、運転維持費に算入している。

「再エネ53.4円/kWh」への疑問：再エネの統合コストが著しく高い

これまでの先行研究と比較して『再エネ統合コスト』が著しく高いが、**根拠が何ら明らかにされていない**

日本を対象とした再生可能エネルギー100%導入の経済性評価例

	目標年	想定する電力需要 TWh	蓄電池の容量 TWh	電力コスト 円/kWh	備考
Matsuo et al. [4]	2050	1,044	6.1	24.9	
WWFジャパン [6]	2050	627	0.4	8.4	
Ram et al. [7]	2050	1,150	> 20	7.4	
Matsuo et al. [8]	2050	1,044	0.8	18.3	水素貯蔵を併用するケース
自然エネルギー財団[9]	2050	2,074	0.8	8.4	水素全量を国産するケース
Jacobson et al. [10]	2050	不明	不明	12.3	Case A
RITE [1]	2050	1,050	不明	53.4	再エネ100%ケース

図出典)「再エネ100%シナリオは本当に「現実的ではない」のか?」、地球環境戦略研究機関 2021年5月

「再エネ53.4円/kWh」への疑問:再生可能エネルギーのポテンシャルが低い

日本の再生可能エネルギーの賦存量は膨大

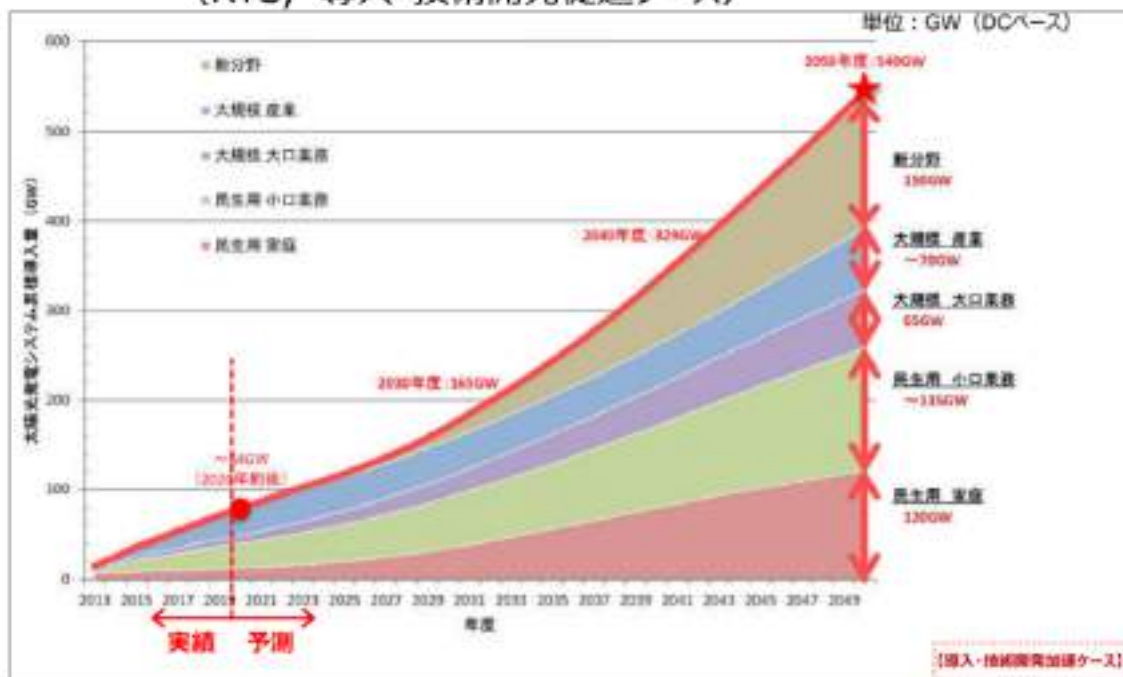
太陽光発電のポテンシャル 500GW超

- 2050年では、事業用の大規模接地型より、民生や工場のルーフトップ、工場の敷地内立地が増加
- プロシューマータイプの発電設備が増大、水上型、営農型などの新分野でも拡大

風力発電のポテンシャル

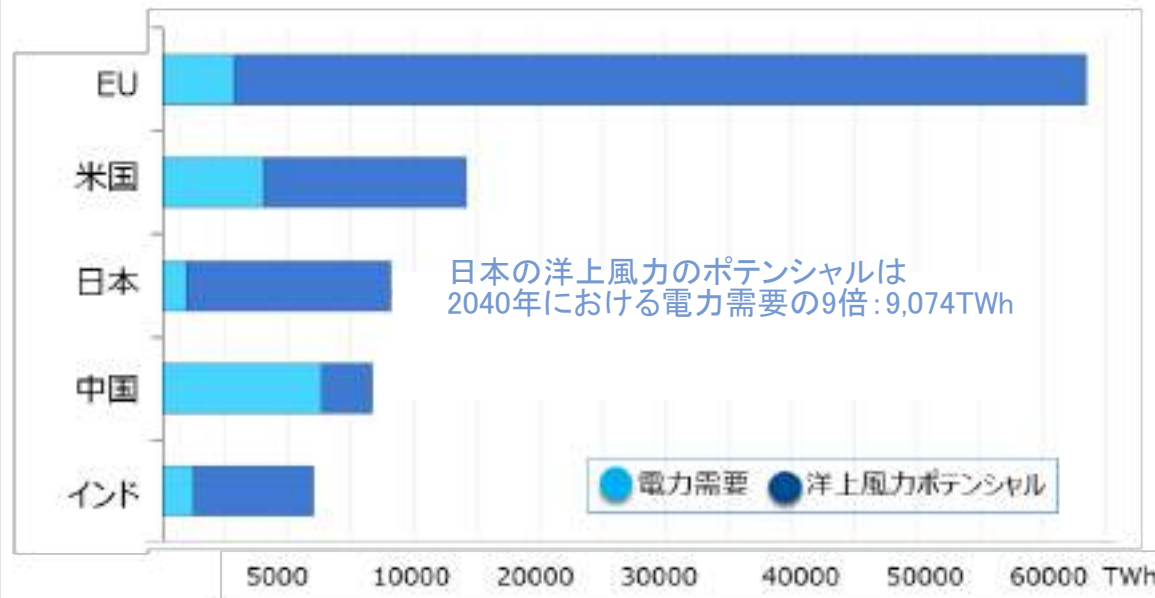
- IEAの見通しでは、洋上風力のポテンシャルは現在の電力需要の9倍

太陽光発電の用途展開予測
(RTS, 導入・技術開発促進ケース)



出典) 市場における2030・2050にむけた太陽光発電導入予測 (2020, RTS)

洋上風力発電のポテンシャル
(IEA見通し)



Offshore Wind Outlook 2019 (IEA)

「再エネ53.4円/kWh」への疑問:再生可能エネルギーのポテンシャルが低い 日本の再生可能エネルギーの賦存量は膨大

2050年太陽光の考え方:レベル1の可能性で699GW

環境省調査における自然エネルギー導入ポテンシャル(GW)

GW	内訳	レベル1	レベル2	レベル3
商業系	商業、宿泊施設	1	3	3
住宅系	戸建、共同、オフィスビル	58	159	206
公共建築物	庁舎、文化施設、学校等、医療施設、 上下水施設	8	17	19
発電所・工場	発電所、工場、倉庫、工場団地	17	26	36
低・未利用地	最終処分場、河川、港湾、鉄道、道 路、海岸、ゴルフ場など	2	19	33
農地	田・その他農用地、耕作放棄地	612	1,224	2,447
合計		699	1,447	2,746

公共系建築物PV設置可能面積算定条件(レベル)の基本的考え方

レベル	基本的な考え方
レベル1	<ul style="list-style-type: none"> 屋根150㎡以上に設置 設置しやすいところに設置するのみ
レベル2	<ul style="list-style-type: none"> 屋根20㎡以上に設置 南壁面・窓20㎡以上に設置 多少の架台設置は可(駐車場への屋根の設置も想定)
レベル3	<ul style="list-style-type: none"> 切妻屋根北側・東西壁面・窓10㎡以上に設置 敷地内空地なども積極的に活用

環境省「2019年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」、2020

2050年風力発電の考え方:

7m/s以上で692GW(陸95GW、洋上593GW)

8.5m/s以上では150GW

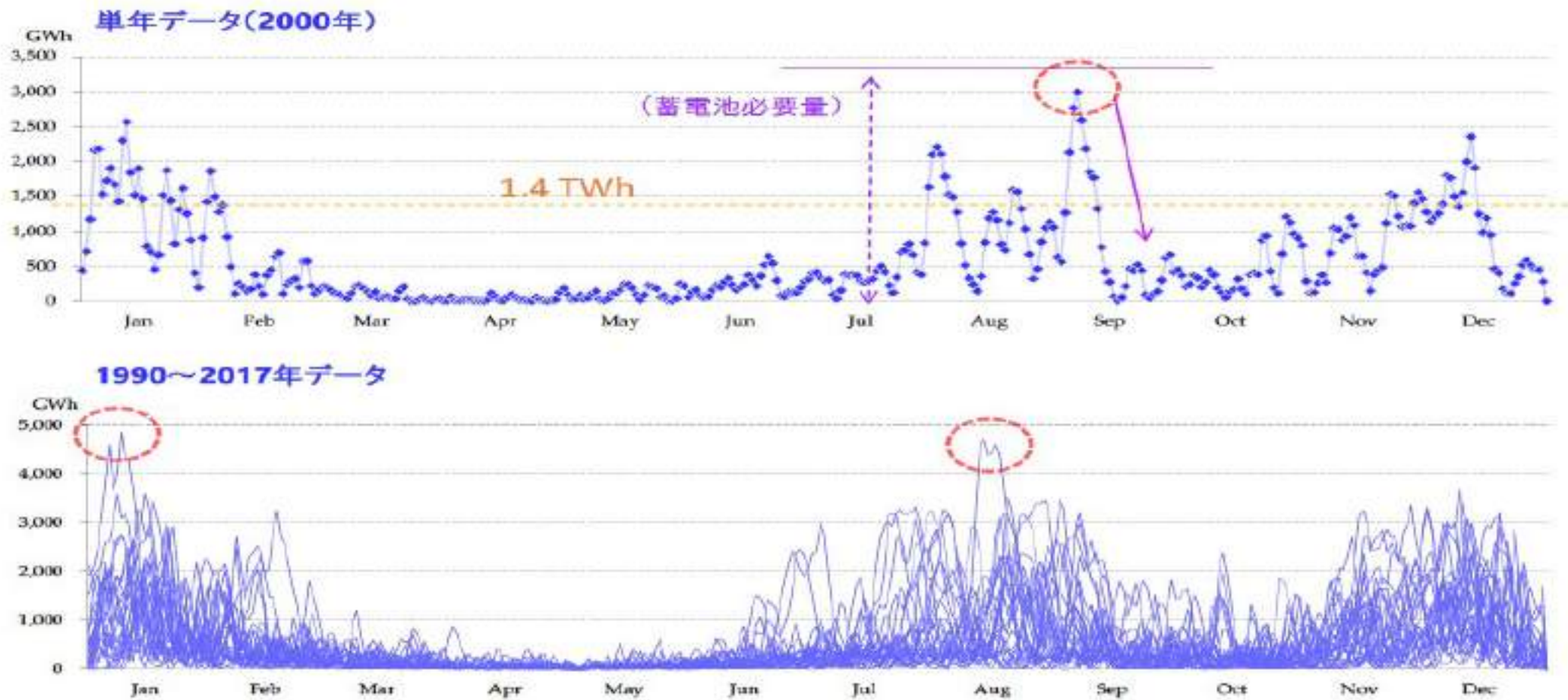
風力発電導入ポテンシャル(GW)

風速 (m/s)	陸上風力	洋上風力			風力合計
		着床式	浮体式	小計	
5.5 - 6.0	62	0	0	0	62
6.0 - 6.5	64	0	0	0	64
6.5 - 7.0	55	96	94	190	245
7.0 - 7.5	42	86	215	301	343
7.5 - 8.0	29	81	237	319	348
8.0 - 7.5	17	47	131	177	194
8.5 -	17	28	105	133	150
計(陸上:5.5以上、 洋上:6.5以上)	285	337	783	1,120	1,405
計(陸上:6.0以上、 洋上:着床7.0以上、浮体7.5以上)	223	242	474	715	938

【条件】陸上風力:ハブ高さ80m、10MW/m²、洋上風力:ハブ高さ140m、8MW/m²、離岸距離30km以下、水深60m未満(着床式)、60~200m(浮体式)
出典)環境省「2019年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」、2020 を基に自然エネルギー財団作成

「再エネ53.4円/kWh」への疑問:システム統合の方法

変動型再エネが100%に達するような電力システムでは、「曇天無風」への対策は必須であるが、こうした極端な「曇天無風」の発生は予測可能であり、蓄電池だけに限らず、さまざまな手段で対応できる。



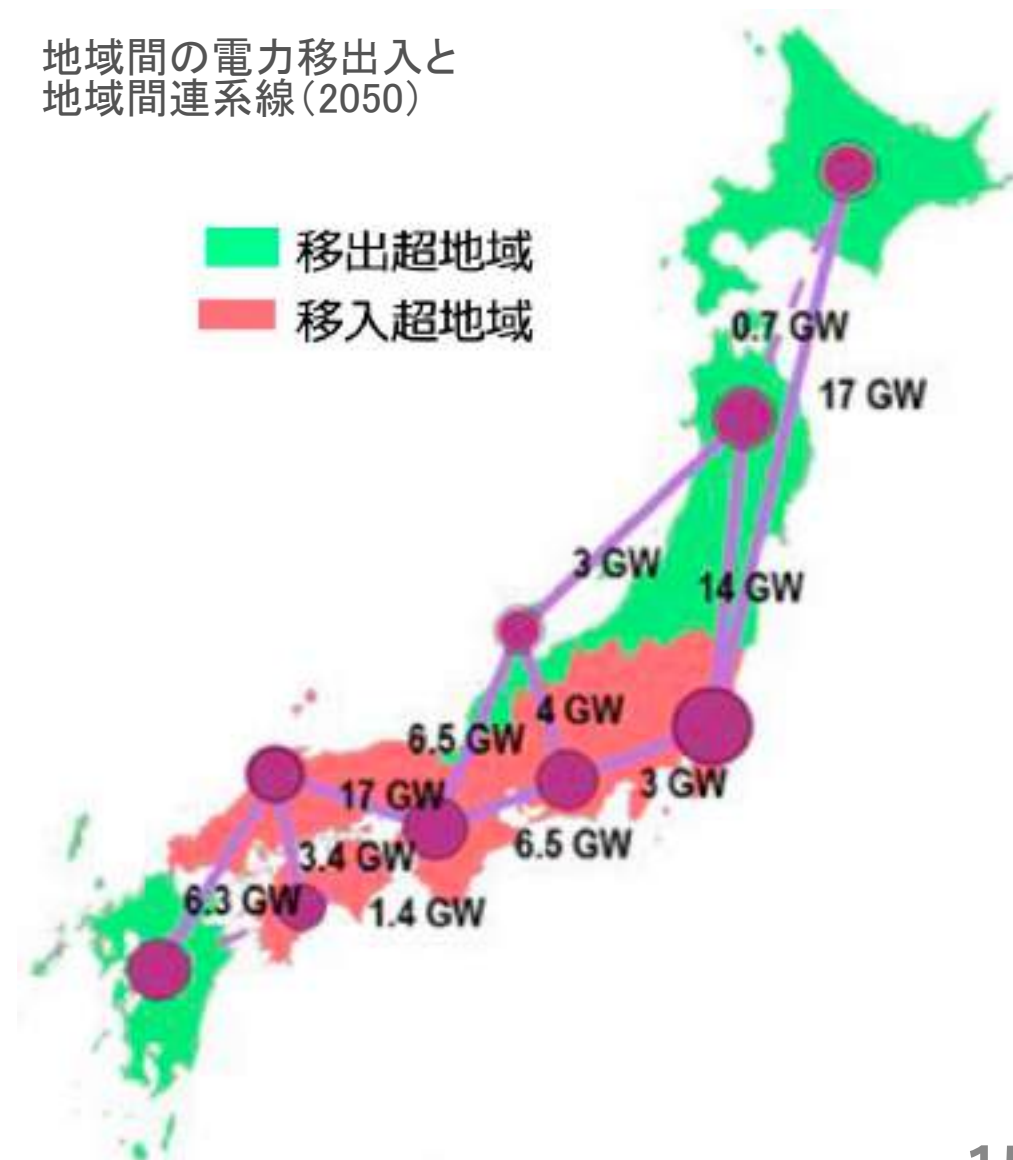
「再エネ53.4円/kWh」への疑問:再エネのシステム統合の方法

統合の方法は多様

柔軟性を提供する技術の例

	手法	技術・対策	事例	効果
供給側	地域間電力移出入 (取引)の強化	連系線運用強化		短～中期
		連系線増強、新設	国際連系も可能	中～長期
	電力貯蔵の導入・運用	揚水発電		短～中期
		A-CAES	産業用	
バッテリー		発電事業者用大規模		
需要側	熱貯蔵の導入・運用 (power to heat)	高温熱貯蔵 (TES)	産業用	短期
		熱・冷熱貯蔵	建物、DHC用	
		自動車バッテリー V to G		
需/供	合成燃料の製造と貯蔵	ガス貯蔵 (Power to fuel)	グリーン合成メタン (液体水素) 輸入合成燃料	中～長期
		電解装置	グリーン水素の製造	短～中期
需要側	需要の柔軟運用	バッテリー	EVスマートチャージ	短期
		(デマンドレスポンス、その促進のための課金制度等)	産業用・電力消費設備	電炉等の柔軟運用
	(デマンドレスポンス、その促進のための課金制度等)	業務・家庭用・電力消費設備	柔軟運用	短期

地域間の電力移出入と地域間連系線(2050)



出典)自然エネルギー財団-Agora-LUT 「Renewable Pathways:脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」(2021年3月)

「再エネ53.4円/kWh」への疑問：システム統合の方法

再生可能エネルギー100%：柔軟性の確保と曇天について

- ◎ 電力需要のピークは冬の日中で現在のピークの3倍以上にもなる490GWに達する。冬季は太陽光発電の出力が若干低下するが、風力発電の出力が大きく増加するため、電力供給量が大きくなる。この余剰電力を活用してグリーン水素とグリーン合成燃料の製造が増大する。グリーン水素を製造するエレクトロライザーの電力需要には柔軟性があり、供給量に応じて需要量を調整することができる。
- ◎ 夏場の夜間に発生する「柔軟性のない需要」は一般的な電気機器の需要や運輸車両への急速充電、熱需要や熱貯蔵の最低量確保が必要となるが、最大でも84GW程度と算定される。2050年においては、22GWの水力発電、30GWの揚水発電、52GWのバイオガス・グリーン水素等を使った発電・コージェネレーション設備、13GWのバイオマス発電、そして87GWのバッテリーの導入を想定している。また、少なくとも風力発電は全国のどこかで発電しており、最低でも5GWに達していると想定できる。84GW程度の柔軟性のない需要には、これらにより十分、対応することができる。
- ◎ 「曇天・無風で、風力発電、太陽光発電が共に、その発電を著しく低下させる期間が継続した場合に対応できるか」という懸念に対して：2050年におけるエネルギーシステムは、国内の供給力として太陽光・風力以外に、22GWの水力発電、52GWのバイオガス・グリーン水素等を使った発電・コージェネレーション設備、13GWのバイオマス発電、8GWの国際送電を想定。少なくとも風力発電は全国のどこかでは発電しており、最低でも5GWに達すると試算され、これらを合計すると100GWに達する。84GW程度の柔軟性のない需要には、これらにより十分、対応することが可能。加えて30GWの揚水発電と87GWのバッテリーを擁している。
- ◎ 「全国的に風力も、太陽光も低出力となる期間」がどのくらい続く可能性があるのかについても検討を実施。2019年、2018年の全国の風力、太陽光発電の発電プロファイルを調べると、風力発電の出力が定格の10%以下になるのは、最大で96時間継続したが、太陽光と風力を合計した出力が10%以下になるのは、最大で18時間にとどまった。

その他の疑問：現実的でないCCS付火力発電20～35%

CCUS活用でのCO2の輸出計画：

再エネ電力100%ケース以外のすべてのケースにおいて、日本の排出するCO2を海外に「輸出」することを想定。こうした考え方は、国際的な批判に耐えうるとは思えない。

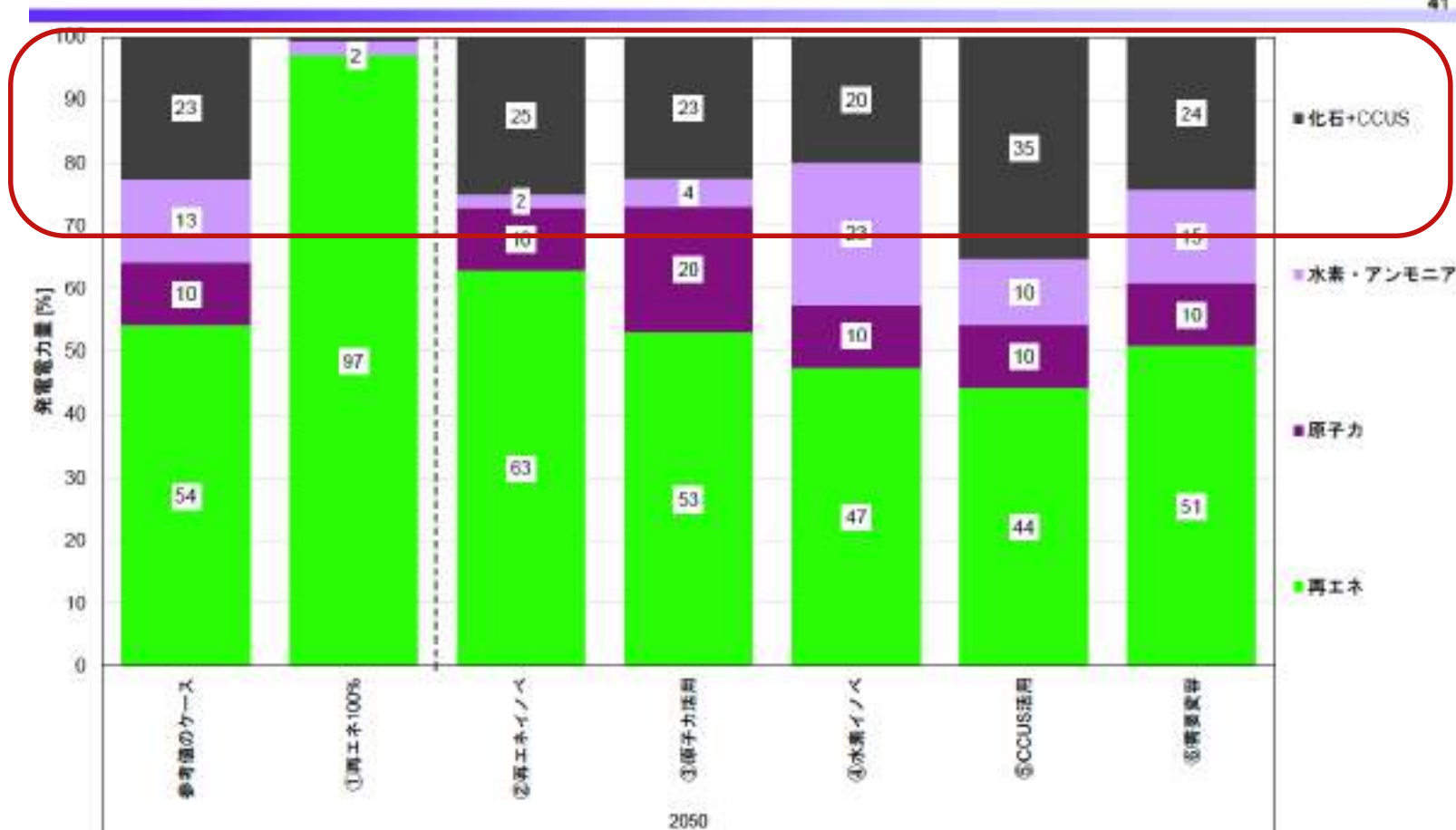
経済性の問題：

CCS付石炭火力発電のコスト16～18円/kWh、将来的に13～15円/kWhを目指すがあるが、将来の太陽光や風力発電のコスト見通しに比べてあまりにも高すぎる。

国際的な考え方とのズレ：

先日公表されたIEAのネットゼロシナリオにおいても、CCUS火力発電は全発電量の3%しかみていない。

【参考】発電電力量シェア（2050年）

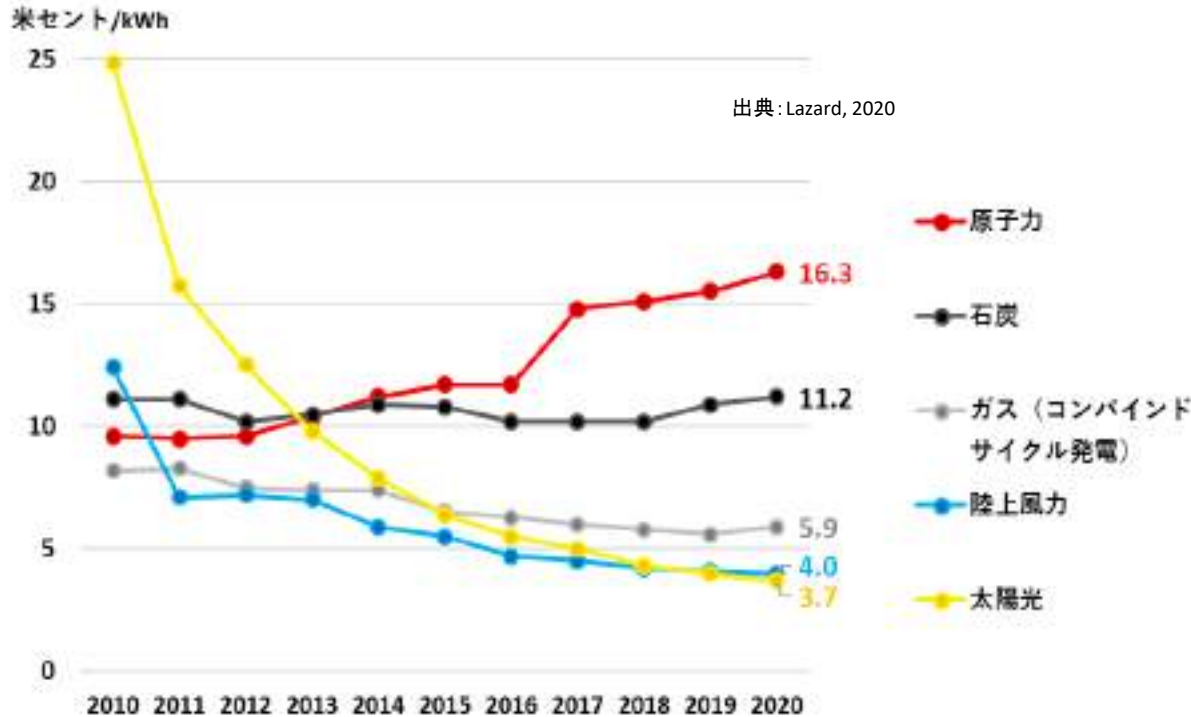


その他の疑問：原子力費用が安すぎる

世界平均でも原発のLCOEは上昇している。欧米で安全対策を施した原子炉は、すでに一基あたり1兆円を超す建設費となっている。しかし、シナリオでの前提では4000ドル/kWe(100万kWで約4000億円)となっており、楽観的すぎる(参照されている「安価な」原子炉は、中国やロシアのものであり、こうした国々から原子炉を輸入する事が前提とされている?)

- ・設備利用率は日本では60%台が現実的だが、80-85%と高すぎる設定
- ・既設の原発を再稼働する際もコストは上昇している

新設の発電所の均等化発電原価(LCOE、世界平均)

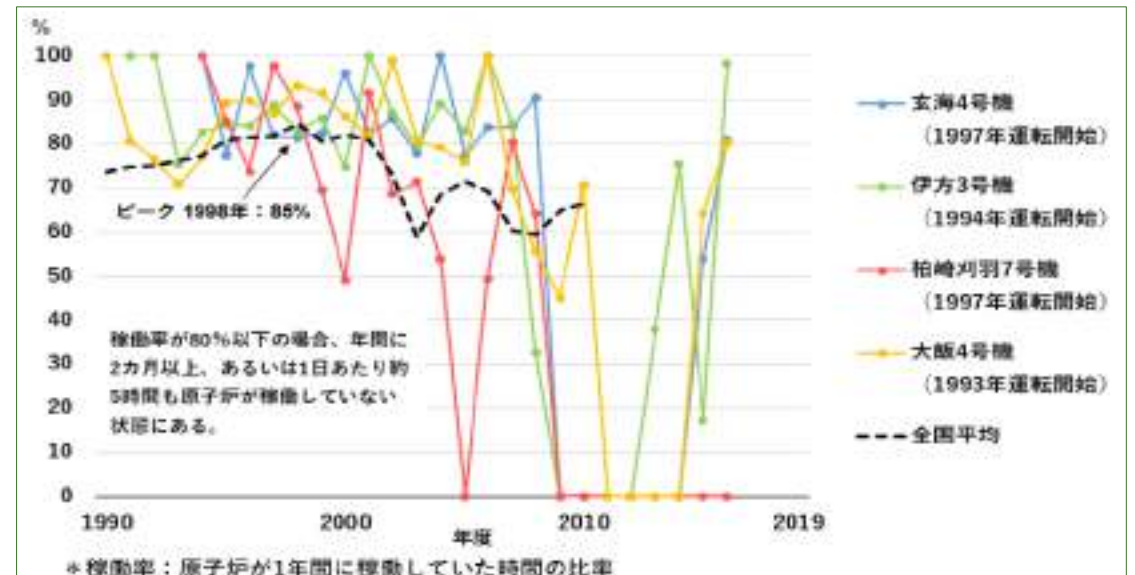


女川2号機と東海第二の再稼働コスト(廃炉費用など含まず)

費用・運転条件	女川2号機	東海第二
安全対策強化	3400億円	1740億円 → 2500億円
特定重大事故等対処施設	不明(東海第二と同等と想定)	610億円 → 1000億円
新規設備投資(合計)	4010億円 - 4400億円	2350億円 - 3500億円
運転維持費、核燃料リサイクル費用など	6.4円/kWh	6.4円/kWh
再稼働後の運転年数(2022年度から)	13年	16年
設備容量	825 MW	1,100 MW
設備利用率	70%	70%
発電電力量(残存運転期間の累計)	65.81 TWh	108.00 TWh
廃止までの累計コスト	8220億円 - 8610億円	9260億円 - 1兆410億円
再稼働コスト(最小)	12.5 - 13.1円/kWh	8.6 - 9.6円/kWh

*前提条件：初期投資は回収済み、財務コストはゼロ、廃炉費用と使用済み核燃料処分費用は十分に確保

1990年代に運転を開始した原子力発電所の稼働率



出典：自然エネルギー財団「縮小する日本の原子力発電存在価値を問われる9つの課題」(2020年7月)