

2020年12月14日

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会

2050年カーボンニュートラルへの提案 －自然エネルギー100%の将来像



公益財団法人 自然エネルギー財団

2050年自然エネルギー100% カーボンニュートラル社会は実現できる

2050年のカーボンニュートラルは、石炭、原子力に頼ることなく、
「**エネルギーの効率化**」と「**自然エネルギー**」で実現できる

1. 2050年カーボンニュートラルのエネルギーミックス
2. 大量で安価な自然エネルギー発電の実現が鍵
3. 総エネルギーコストは減少へ
4. 100%自然エネルギーのエネルギーシステムの意義
5. カーボンニュートラルを担えない原子力発電
6. 2030年までのエネルギー転換の重要性
7. 自然エネルギー拡大のために必要なこと
 - (1) 系統
 - (2) 立地
 - (3) コスト

参考

- ・自然エネルギーコストの低下（2050スタディ）
- ・限定的に使わざるをえないグリーン水素（2050スタディ）
- ・日本の自然エネルギーポテンシャル
- ・調整力・慣性力



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

2050年RE100% : REI-Agora-LUT共同研究

REI-Agora-LUT共同研究

自然エネルギーをベースとする2050年日本の脱炭素化の追求

- 大量の自然エネルギーの導入の必要性と可能性
- 脱炭素化に、自然エネルギーベースの電化がいかに重要か検証



研究概要

ラッペンラント工科大学のエネルギーシステム・トランジションモデルを適用

コスト最適化手法により、エネルギーシステムを現状から100%自然エネルギーに移行する道筋を解析

- 2020年から2050年まで 5年ごとに年間最小コストでのエネルギー供給を算定
- エネルギー生産・貯留・配送の技術を評価、インプット。その運用を9地域、1時間ごと（年8760回）に最適化計算

* 産業における非エネルギー起源の排出、農業、廃棄物、LULUCFなどの分野は、対象としていない

前提となる主な入力データ

- 各技術の技術・コスト情報、燃料・エネルギー価格（過去から2050年まで）
- 既存の全てのエネルギー製造・貯留・送配電の技術ごとの設備容量、製造量
- 自然エネルギーの条件設定
 - 太陽光の時間ごとのプロフィール、風力・水力のCF、各REの最大設備導入量
 - 地域におけるサステナブル・バイオマスの賦存量 など
- セクターごとの需要想定

シナリオ設定

基本となるシナリオは、**2030年で石炭・原子力発電をストップ**、1.5℃シナリオを追求。

できる限り全てのエネルギーを国産、カーボンプライシングも導入。輸入や需要縮小についても分析。

1. 2050年カーボンニュートラルのエネルギーミックス

1 エネルギー需要の変化

(1) 需要レベル想定

人口予測約20%減*を目安に、

活動量の減少と省エネで2050年までに20%~30%減を想定

※消費・生産の大きな構造変化はみていない、運輸部門は別途算定

(2) 電化の促進による効率化でエネルギー消費が減少

電化による効率化で約30%のエネルギー削減

- 家庭・業務部門は2040年でオール電化
- 運輸部門では、重量車以外でのEV化が進行
- 産業部門では、高温熱需要以外で電化が進行

2 電力は100%自然エネルギーで供給

3 高温熱需要など、電化が難しい用途は グリーン水素、E燃料を供給

グリーン水素の50%を海外から輸入するケースも想定

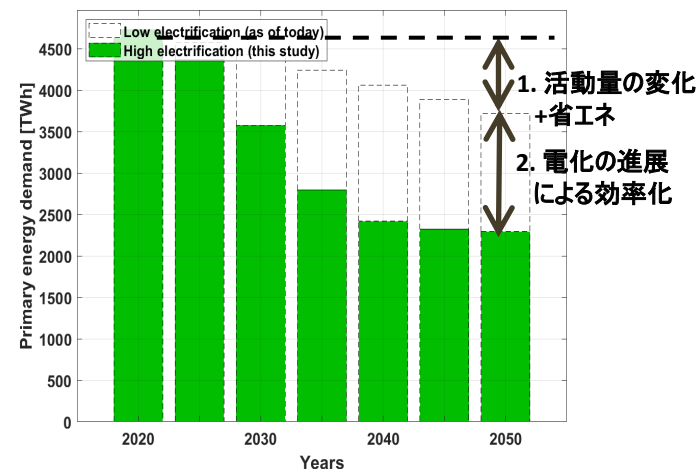
2050年の最終エネルギー消費

≒自然エネルギー電力の直接利用 + 間接利用

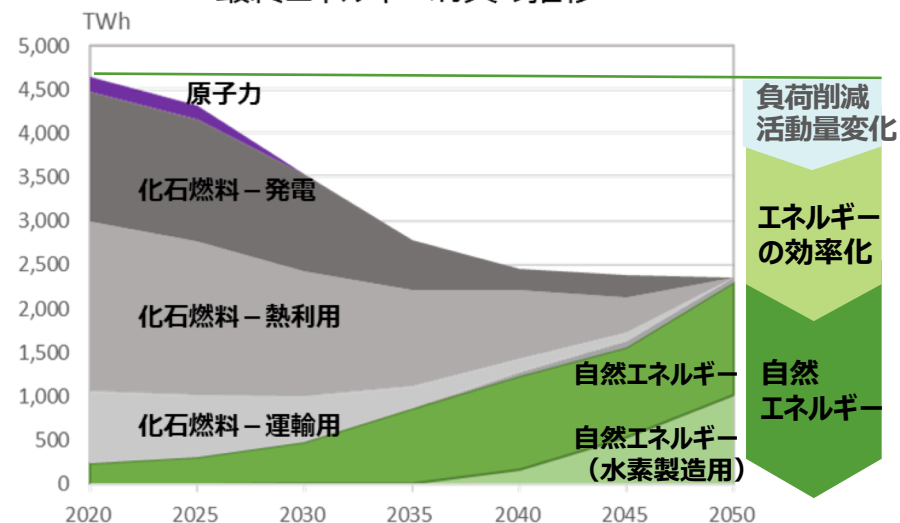
(グリーン水素・E燃料)

* 出典) 日本の将来人口推計 (国立社会保障・人口問題研究所)

エネルギー需要と最終消費



最終エネルギー消費の推移



※全ての水素を国産とする場合。ただし、ごくわずかだがE燃料輸入を含む

2. 大量で安価な自然エネルギー発電の実現が鍵

大量の自然エネルギー導入の必要性

必要となる自然エネルギー電力は、現在の総発電量の約2倍に達する (2,074TWh)

ただし、その半分は水素の製造用

*輸入水素50%の場合は、1.5倍 (水素製造用電力はその30%)

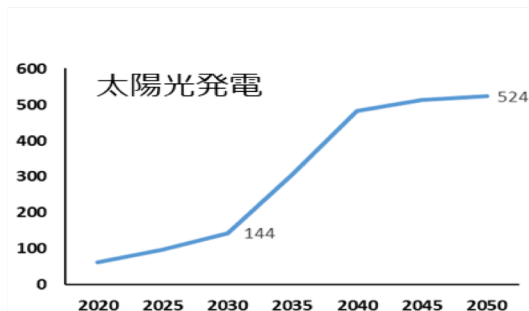
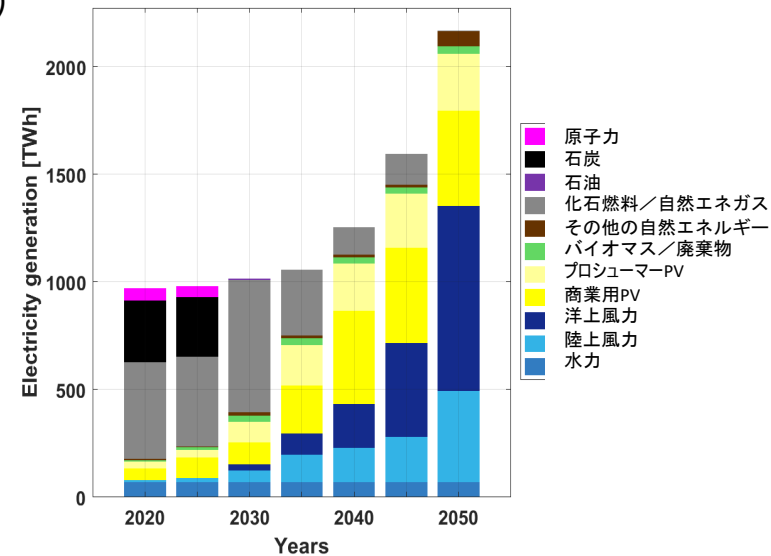
1. 太陽光発電

- 最もコストの低い電源として、急速に導入が進む
- 2050年では524GWに達する設備容量となる

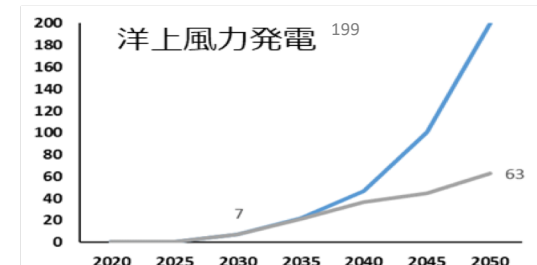
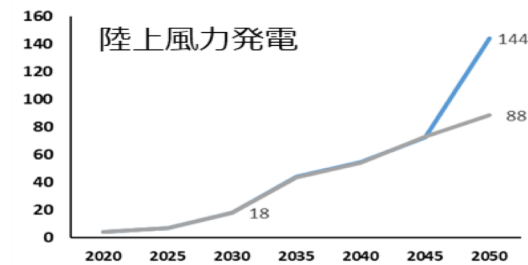
2. 風力発電

- 北海道、東北を中心に増加
- 水素製造を国内で行うか否かで必要量が大きく異なる
- 2050年で118~343GW (水素輸入50%vs国産ケース)

発電量の推移



発電設備容量の推移 (GW)



■ 水素製造をすべて国産とした場合； ■ 水素製造の50%を輸入にした場合

3. 総エネルギーコストは減少へ

2050年のエネルギーコスト

1. 総エネルギーコストは減少していく：2020比15%減

- ・ 電力コストの低減 + 電化
- ・ エネルギー需要の減少

※2030年までは、カーボンプライシングの分で少し上昇するが、政府歳入として、対策に活用可能

2. 電力コストは低減

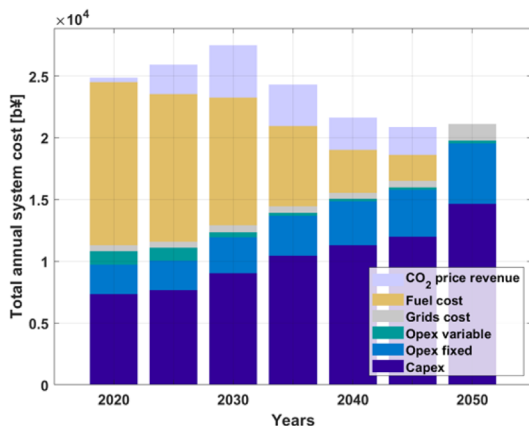
- ・ 自然エネルギーコストの低減により低下
- ・ 民生部門のエネルギーコストはこれにより、大きく減少

3. 水素を使用する熱需要（主として産業）のコストは上昇

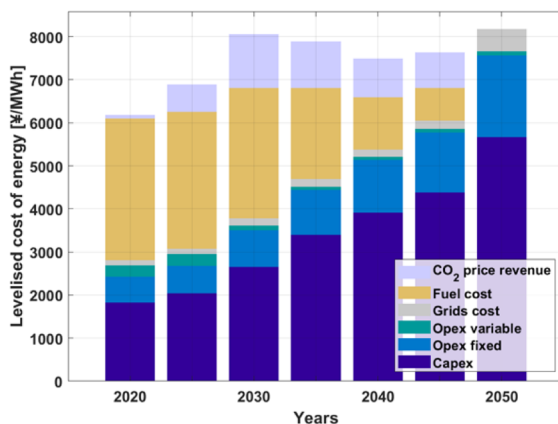
- ・ グリーン水素・E燃料を製造するコストがコストを引き上げ > 次頁

4. それでも、エネルギー全体の均等化コスト（/Wh）は2020比25%増にとどまる

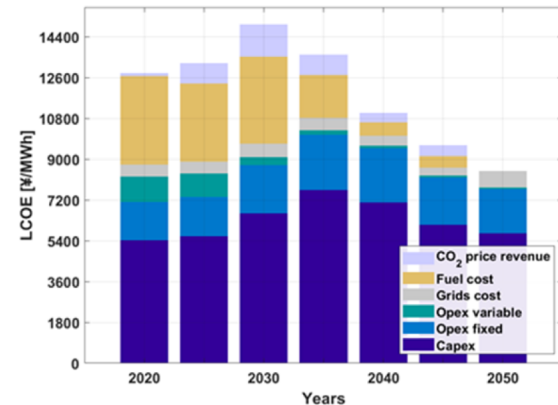
エネルギーシステム年間総コスト



エネルギーの均等化コスト（LCOE）



電力の均等化コスト（LCOEelec.）



4. 100%自然エネルギー・システムの意義

今回のスタディは、石炭・原子力に頼ることなく自然エネルギーを最大限活用することで日本の脱炭素化を実現することができることを示している。

自然エネルギーをベースにしたエネルギーシステムは、いわゆる3E+Sに沿って評価するなら、

Environment (環境性) : 石炭を早期にフェーズアウトさせ、自然エネルギーの導入を加速させることで、CO2排出を1.5°Cシナリオに沿った形で促進できる。また石炭火力発電による大気汚染からも解放され、大気環境は大きく改善される。

Energy Security (安定性) :

ではほぼ100%自給自足のシステム。輸入認めたケース*でも、エネルギー自給率は68%で、現在の10%**とは比較にならない。現在甘んじている化石燃料の不安定性から解放される。

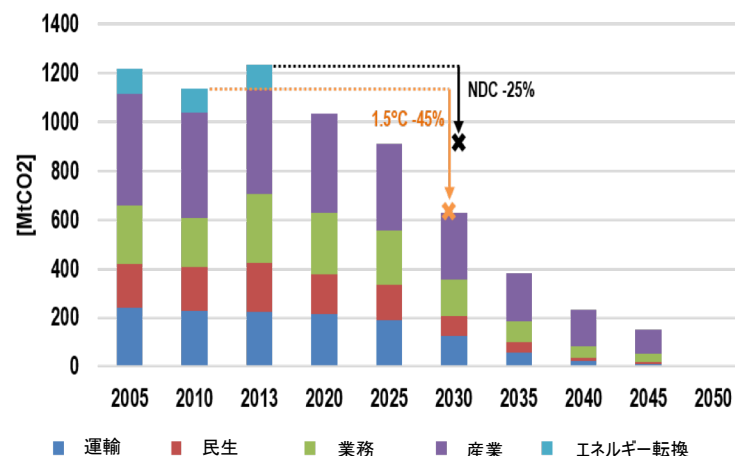
Economy (経済性) : 日本全体のエネルギーの総コストは、現在より減少。加えて、従来必要としていた燃料輸入16兆円が不要となる***。また、電力コスト(単価)の減少により、民生部門はエネルギーコストを大きく削減できる。産業においても、グリーン燃料の輸入や電化の促進でコストを上昇させない取り組みが可能。さらには、新たなより地域に根

差したエネルギー産業が生まれ、地元での雇用も含め、地域経済に貢献することが期待できる。

Safety (安全性) : 原子力を使わないという大きな安全・安心が得られる

- * オーストラリア西部からの輸入を想定
- ** 原子力発電のウランも自給として計算; METI
- *** 水素需要の半分を輸入ケースで試算すると、グリーン燃料の輸入は3.8兆円、従来の1/4以下で済む

1.5°C目標に沿う今回のシナリオ (GHG排出)



5. カーボンニュートラルを担えない原子力発電

1. 原子力は最もコストが高い電源

電源別新設コストでは、原子力発電は太陽光発電や風力発電の4倍以上、最も高い電源となった。今後も市場の縮小と稼働率の低下により、さらにコストが上昇していく。欧州ではすでに20円/kWhを超えている。

2. 再稼働に必要なコストも上昇

国内の再稼働を目指す発電所では、安全対策費などが多額になり、コストが上昇。JEPXの取引価格（2019年度平均：約8円/kWh）を上回り、新設太陽光発電のコスト（2020年度のFIT買取価格：12円/kWh）よりも高い。

3. 原子力は電力を安定供給できない

国内で最も新しく運転を開始した4基の稼働率（年間の稼働時間の比率）は、2000年以降に60～70%程度。50%を切るケースも多い。地震やトラブルによる運転停止が長引き、安定供給へ影響する。大規模・集中型発電所の急な運転停止は、長期に広範囲の停電を引き起こす恐れもある。

図2. 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）

出典：電力会社などのデータをもとに自然エネルギー財団が作成

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

図1. 新設の発電所の均等化発電原価（LCOE、世界平均）

出典：Lazardのデータをもとに自然エネルギー財団が作成

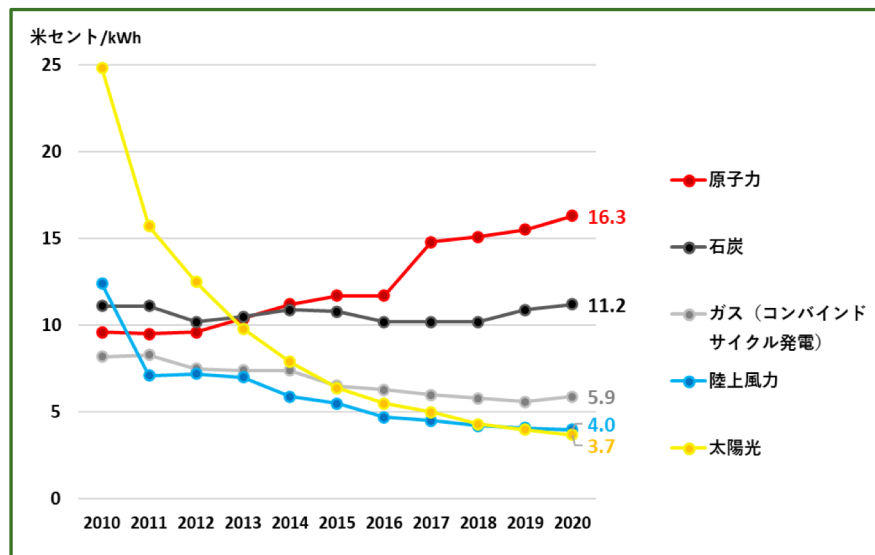
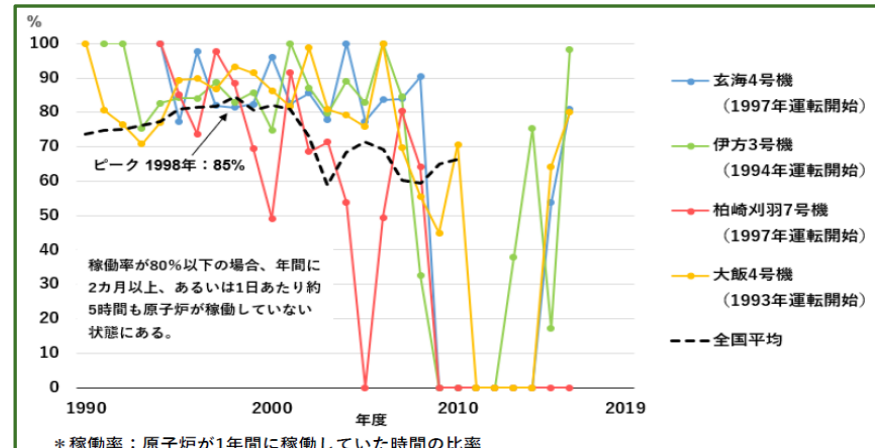


図3. 1990年代に運転を開始した原子力発電所の稼働率

出典：国際原子力機関などのデータをもとに自然エネルギー財団が作成



6. 2030年までのエネルギー転換の必要性

■ 国際エネルギー機関 “WEO2020”

2050年ゼロエミッションシナリオ（NZE2050）を提示

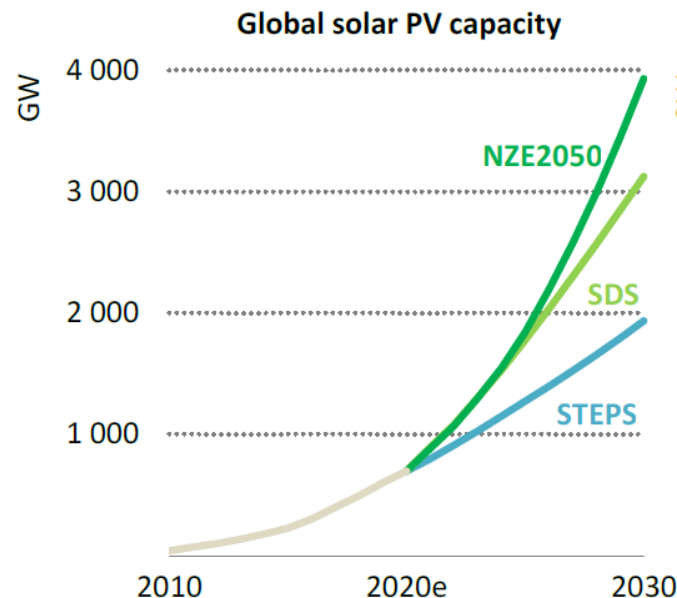
- ・2050年ゼロエミッション実現へ、2030年までの転換の重要性を指摘
- ・電力部門からの排出は2030までに60%減（2019比）
- ・石炭火力発電は、75%の削減。
- ・石炭火力撤退と電力需要増は、主に自然エネルギー電力の増加で賄われる。
- ・自然エネルギーは、過去最高の年間増加（440TWh）の2.5倍の増加（1,100TWh）が毎年必要。

出典：国際エネルギー機関（IEA）、2020

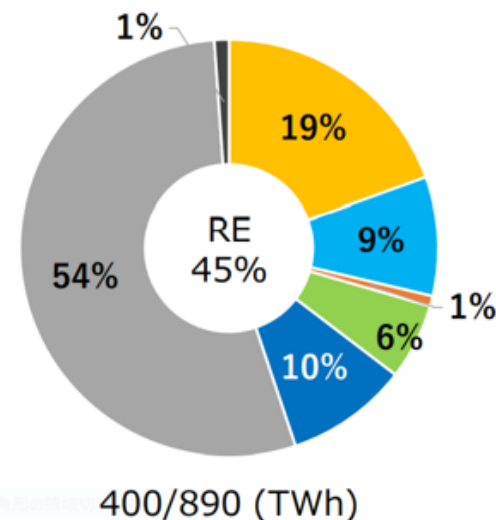
■ 自然エネルギー財団の2030提案（第1版）

- ・エネルギー効率化の推進により、電力需要は850TWhと見込む。
- ・自然エネルギー導入を加速する政策的措置により、太陽光、風力などが拡大し、発電量の45%を占める。
- ・供給見通しの不明確な原子力発電、気候危機回避のためにフェーズアウトすべき石炭火力はともに利用を見込まない。
- ・残余の需要は基本的には天然ガス火力発電が供給する。設備利用率は66%程度。

出典：自然エネルギー財団、2020

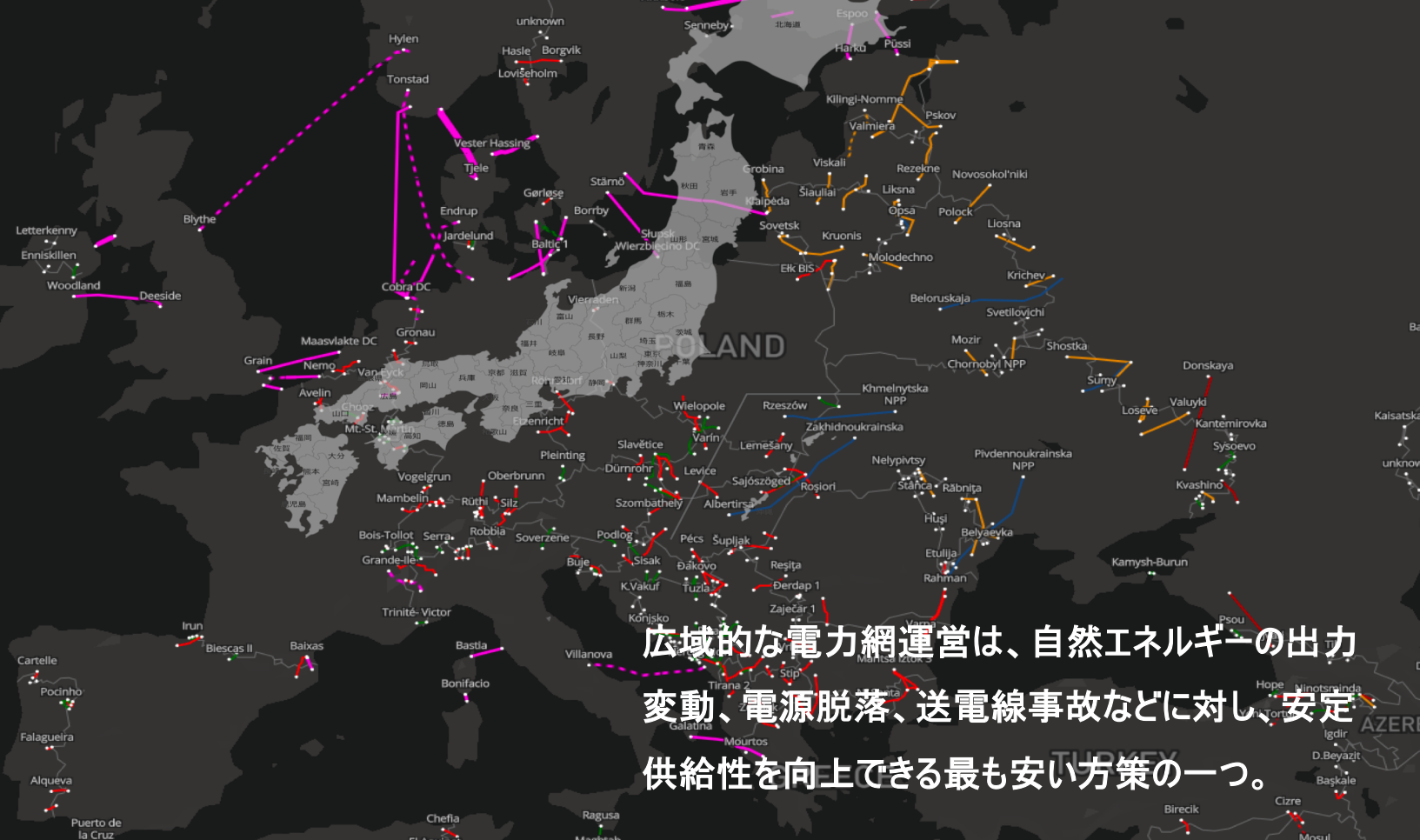


2030電力ミックスの提案（第1版）



7. 自然エネルギー拡大のために必要なこと (1) 系統

自然エネルギーの導入が急速に進む欧州では、隣国との
連系線拡充も同時に実施。広域での需給調整を可能
とすると共に、低コストの自然エネルギーを最大限活用。



広域的な電力網運営は、自然エネルギーの出力
変動、電源脱落、送電線事故などに対し、安定
供給性を向上できる最も安い方策の一つ。

出典) ENTSO-e, <https://www.entsoe.eu/data/map/>。日本地図はフリー素材

7. 自然エネルギー拡大のために必要なこと (1) 系統

● 調整力

- 調整力とは、需要と供給の不一致による生じる周波数変動を抑制する能力。発電設備の出力増加や低減能力、需要の増加および低減能力を意味する。(出力変動を抑制する能力ではない)
- 再エネの出力抑制は、主に一般発電設備の最低出力値に起因している。
- 個別発電所設置の出力変動抑制用蓄電池システムは、各発電所間で逆方向の制御を行う場合や周波数変動と逆方向制御を行う場合もあるので、周波数変動抑制用に改修すべき。
 - 欧米では適用済みの、風力や太陽光の周波数調整制御機能も活用すべき
 - 必要量算出、方式・ロードマップ策定、費用負担先、費用回収方法などの検討を開始すべき
 - 供給は秒単位でリアルタイム計測が可能であるが、需要はリアルタイム計測が不可能

● 慣性力

- 慣性力とは、電力系統に接続している同期発電機や電動機が有している回転エネルギー。需要と供給の不一致により生じる周波数の変化率を緩和する能力である。
(定格出力[MW]に対する値であり、実運転時の出力には関係しない)
- 慣性力が低下すると、周波数の変化率が早くなり、調整力が発揮されるまでの時間遅れにより、規定周波数を一脱する可能性がある。
- 慣性力が低下すると、周波数の変化率が早くなるので即応する調整力により、周波数の低下を抑制するとともに規定値へ復帰する時間が早くなり、短時間で規定周波数を保つことが可能である。
 - 直ちに必要ではないが、対策は既存技術の延長上にあるので、2050年を見据えて必要量算出、方式・ロードマップ策定、費用負担先、費用回収方法などの検討を開始すべき
 - 人口、面積、年間需要電力量、最大需要が北海道と同等のアイランドでは、約10年前から種々の対策を行い、風力による電力[MW]供給率を約75%まで高めつつある。

7. 自然エネルギー拡大のために必要なこと (2) 立地

- 屋根上(ルーフトップ)であれば土地は制約条件にはならない。
- 地上設置:太陽光発電の特徴は、比較的小規模な土地でもコスト効率的に設置可能であること。2MW以上のまとまった土地の確保にこだわる必要性はない。
- 2030年までの地上設置型の利用可能な土地は100GWを超える。

項目・単位	総面積	利用可能率	利用可能面積	設備容量
	万 ha		万 ha	GW(DC)
森林 (既存+2019年までの見通し)	-		1.4	6.7
空き地・原野(民有地)	15.5	10%	1.6	12.9
資材置き場	2.5	5%	0.1	1.0
駐車場	5.1	5%	0.3	2.1
ゴルフ場からの転用	-		2.3	12.3
その他・不詳	5.5	5%	0.3	1.5
耕作放棄地	42.3	15%	6.3	52.9
追加転用+追加荒廃農地	12.0	10%	1.2	10.0
湖沼水面	24.0	1%	0.2	2.0
ダム水面	21.0	5%	1.1	8.8
空き家の転用	4.7	5%	0.2	1.9
利用できない建物(廃屋等) -法人所有	0.3	10%	0.0	0.2
合計			15.0	112.4

立地制約

① 住宅用
② 産業用
③ 事業用

屋根強度、日射量(周辺環境含む)が制約要因になるが、設置可能な未利用の屋根面積は大きい。

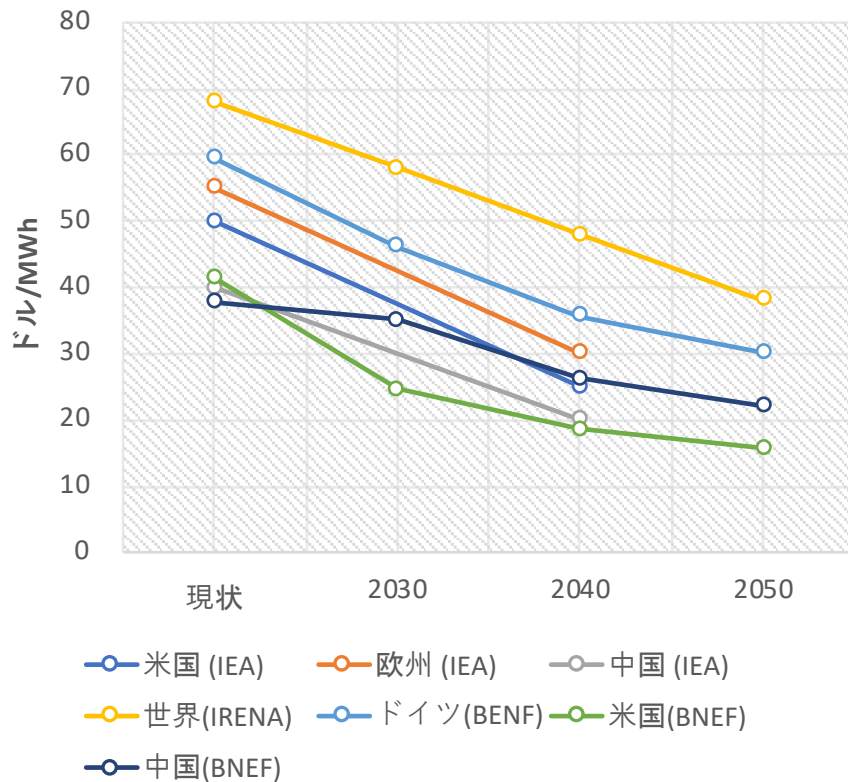
日射量(周辺環境含む)
系統制約の可能性

土地利用の競合・規制

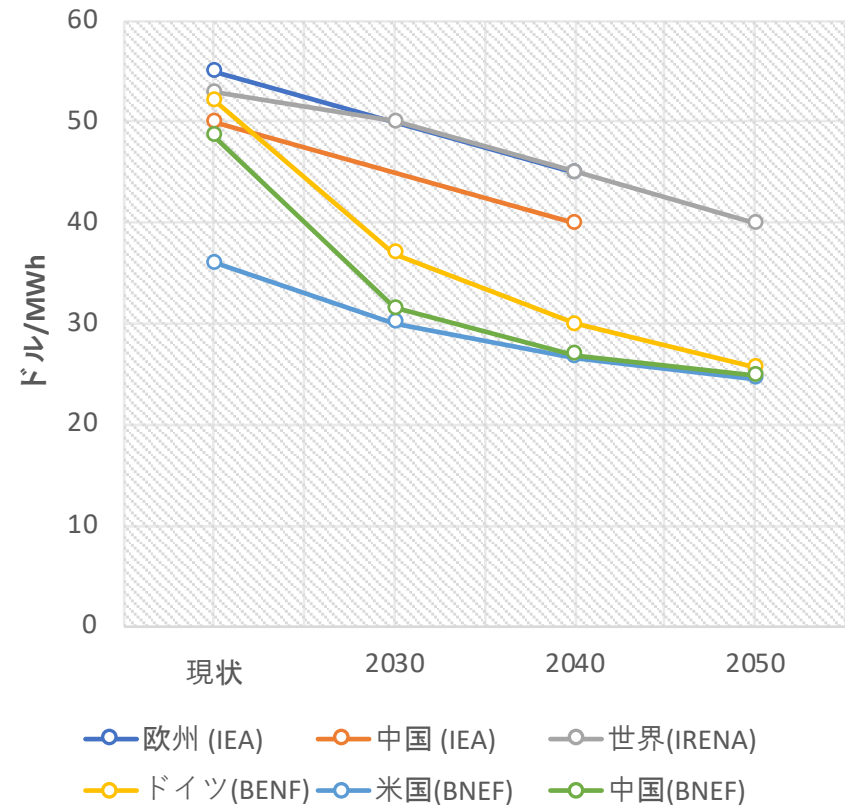
7. 自然エネルギー拡大のために必要なこと (3) コスト

世界的には、太陽光発電および風力発電の発電コストは現状からさらに低減し、2050年にかけて20~40ドル/MWh(日本円で2~4円/kWh)まで低減する見通しとなっている。

太陽光発電の発電コスト見通し



陸上風力発電の発電コスト見通し



現状は、BNEFは2020年値、IRENAおよびIEAは2019年値。

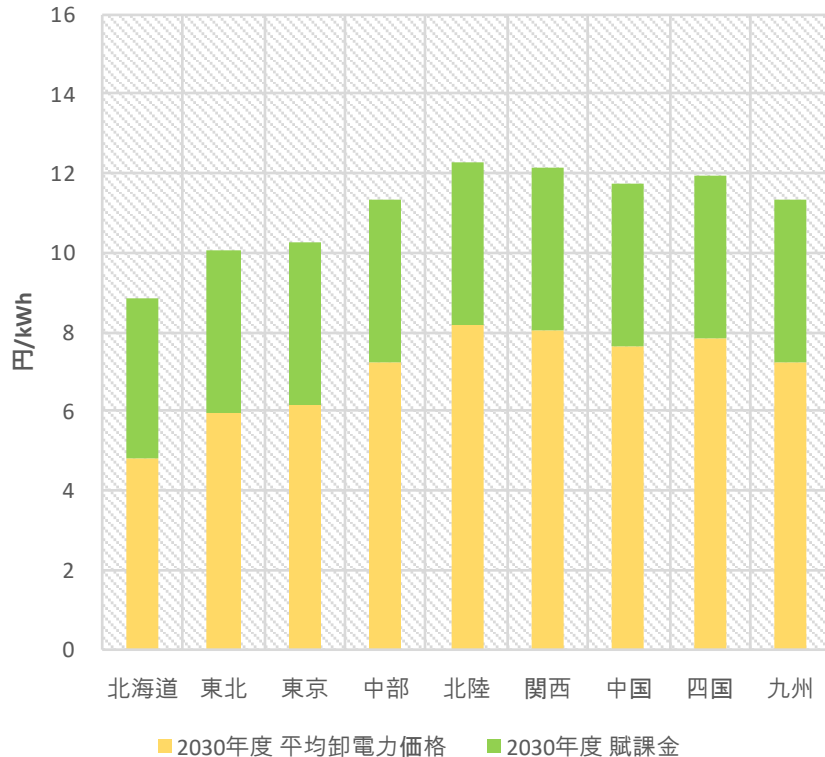
出典：IEA (2020) World Energy Outlook 2020, SDシナリオの発電コスト (p.419)、IRENA (2020) Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050. BloombergNEF (2020) New Energy Outlook 2020.より自然エネルギー財団作成。

7. 自然エネルギー拡大のために必要なこと (3) コスト

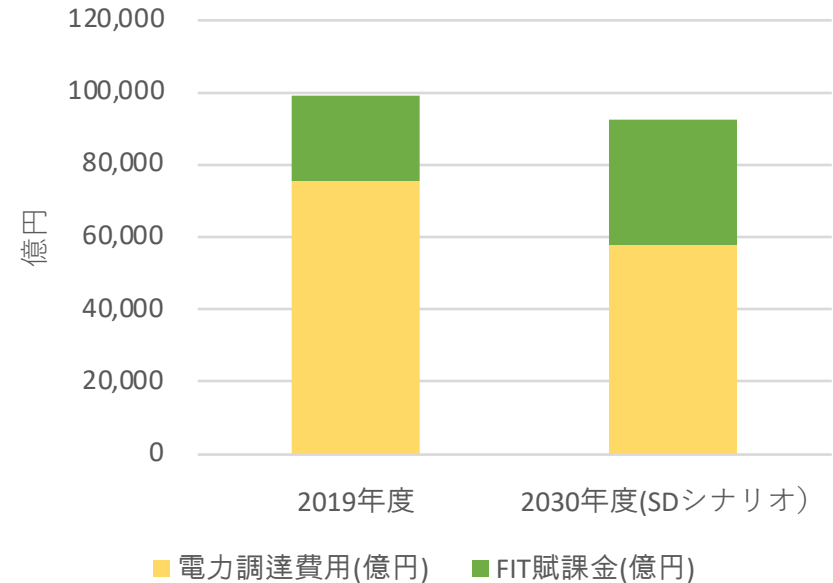
2030年における「脱石炭・脱原発」シナリオにおける需給モデル解析では、2030年度における電力コスト(電力調達費用+再エネ賦課金)は2019年度の電力コスト水準よりもやや低下する可能性があることがわかった。

※電力調達費用：卸電力市場から電気を調達する費用

地域別の電力単価(2030年度)



持続可能なシナリオの電力コスト水準



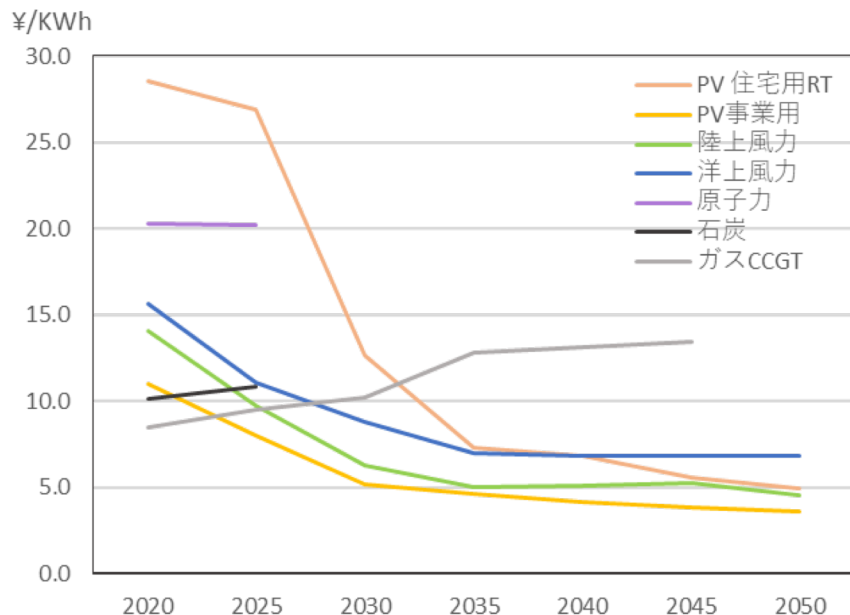
前提条件

- ・2030年度の化石燃料の燃料価格想定はIEA (2019) World Energy Outlook 2019より。
- ・地域間連系線は現状の増強計画を見込む。
- ・蓄電池はJEMA(2020)「蓄電システムビジョン ver.5」を参考に2030年度11GWhを見込む。

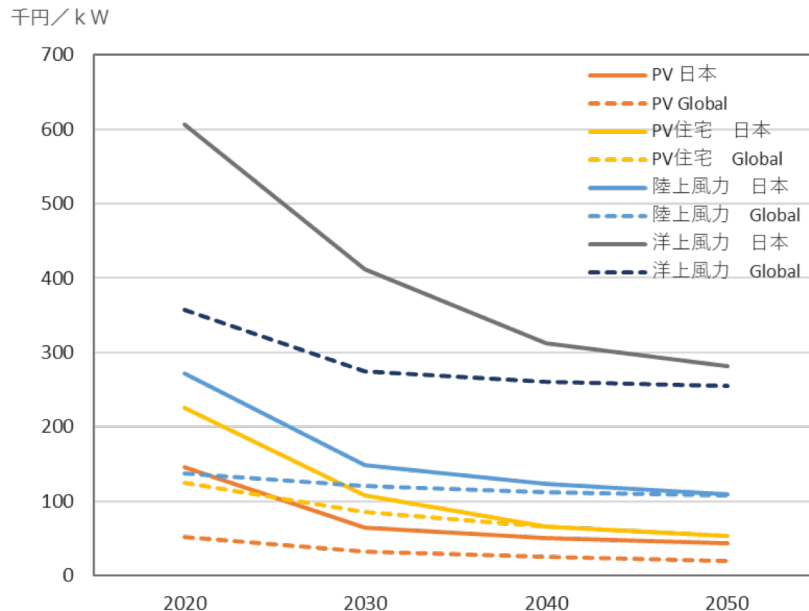
自然エネルギー100%を支える自然エネルギーコストの低下

1. 自然エネルギー電力はグローバル価格に近づく形で低下
2. 低コスト化した自然エネルギー電力を背景に電化が促進
3. グリーン水素・E燃料製造には、コストが低下した自然エネルギー電力を使用

今回のスタディにおける自然エネルギーのコスト
発電コスト推移 (LCOE)



太陽光発電、風力発電の資本費 (CAPEX) 推移



※カーボンプライスを含む、またガスは2035年以降CCSコスト含む

参考 限定的に使わざるをえないグリーン水素 2050スタディ

水素を活用する熱需要のコスト

産業熱需要のコストは、グリーン水素・グリーンE燃料を製造するコストで2050年に至る最終段階で上昇

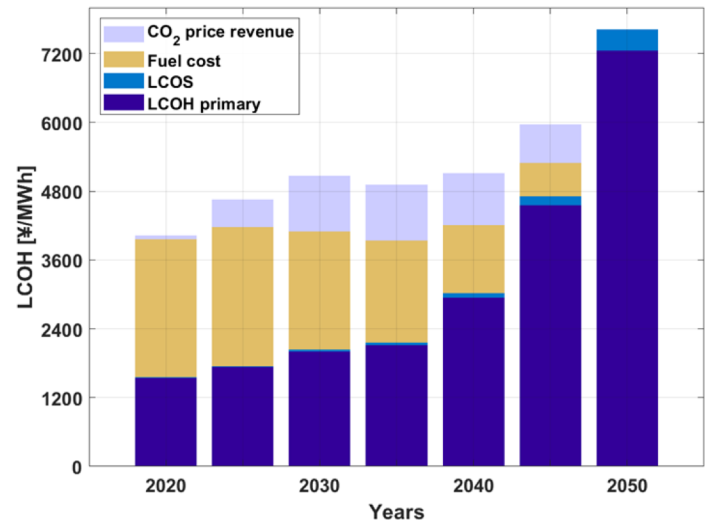
- ・水素製造には、大量の**自然エネルギー電力**が必要
- ・送電インフラへの投資の増大
- ・貯留施設への投資の増大

>> コスト高の水素は限定的に使っていく必要

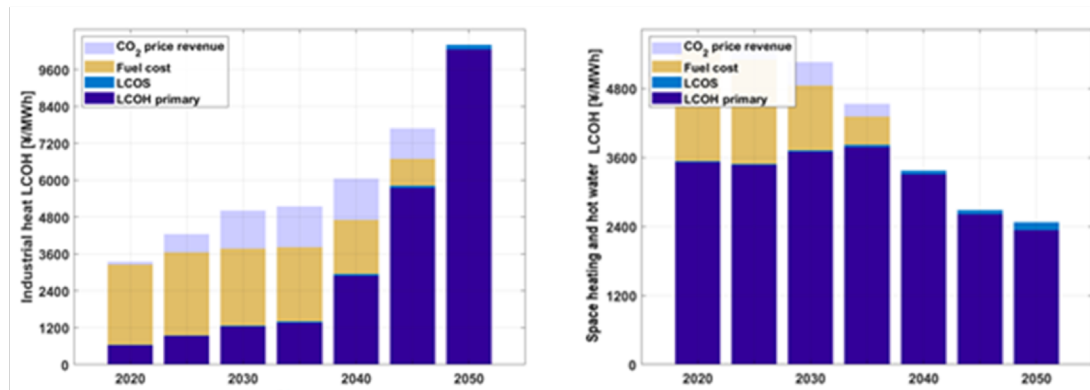
- ・直接電化が可能な民生での活用は限定的に
- ・特に産業分野で直接電化を増やす、高温熱利用を減らす等の対策が必要、

>> 輸入グリーン水素がコストが低いと予想されるので、輸入も視野に入れる必要も

熱需要むけエネルギーの均等化コスト (LCOH)



熱需要むけエネルギーの均等化コスト (LCOH) 産業用 暖房、給湯用



自然エネルギーの賦存量

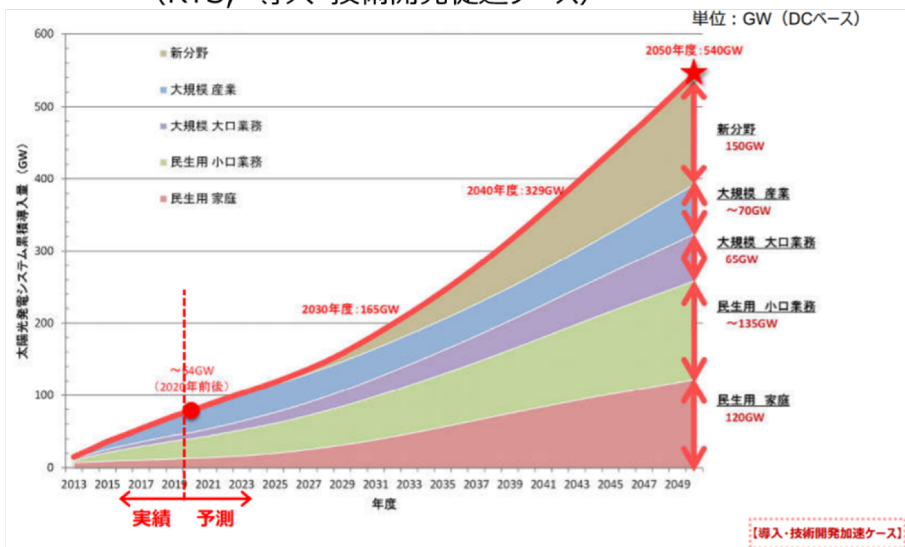
1. 太陽光発電のポテンシャル 500GW超

- 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

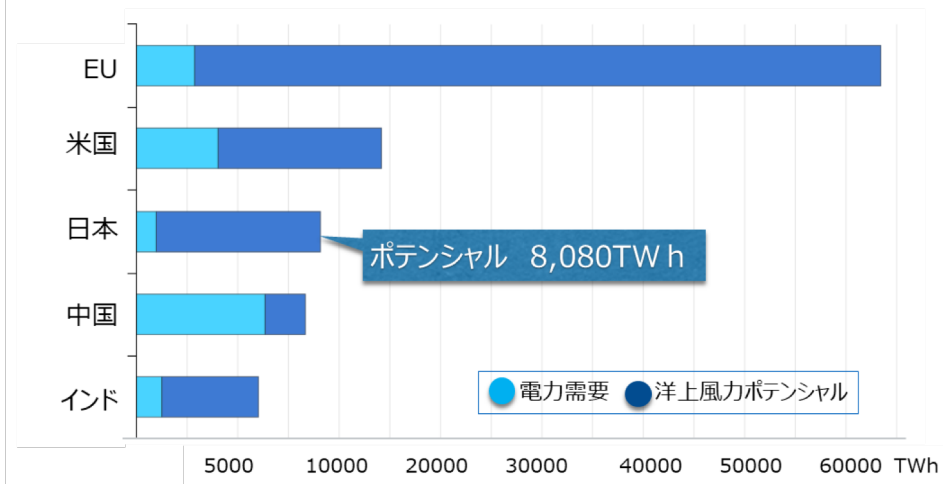
2. 風力発電のポテンシャル

- 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)



洋上風力発電のポテンシャル
(IEA見通し)



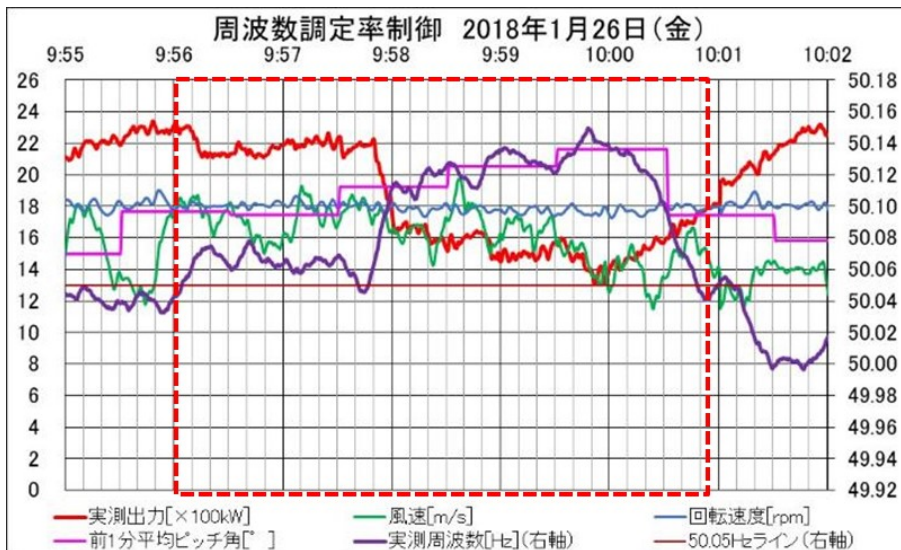
出典) 市場における2030・2050にむけた太陽光発電導入予測 (2020, RTS)

Offshore Wind Outlook 2019 (IEA)

参考 調整力の確保

● 調整力の確保

- 必要量算出、方式・ロードマップ策定、費用負担先、費用回収方法などの検討を開始すべき
- 一般発電設備の柔軟性向上(出力変化速度、最低出力、起動時間):既設の改修を含む
- 地域間連系線の新増設、揚水発電所および系統設置蓄電システムの新増設
- 欧米で適用済みの風力および太陽光が有している周波数調整機能の活用
- 個別発電所設置の出力変動抑制用蓄電池システムは、各発電所間で逆方向の制御を行う場合や周波数変動と逆方向制御を行う場合もあるので、周波数変動抑制用に改修すべき



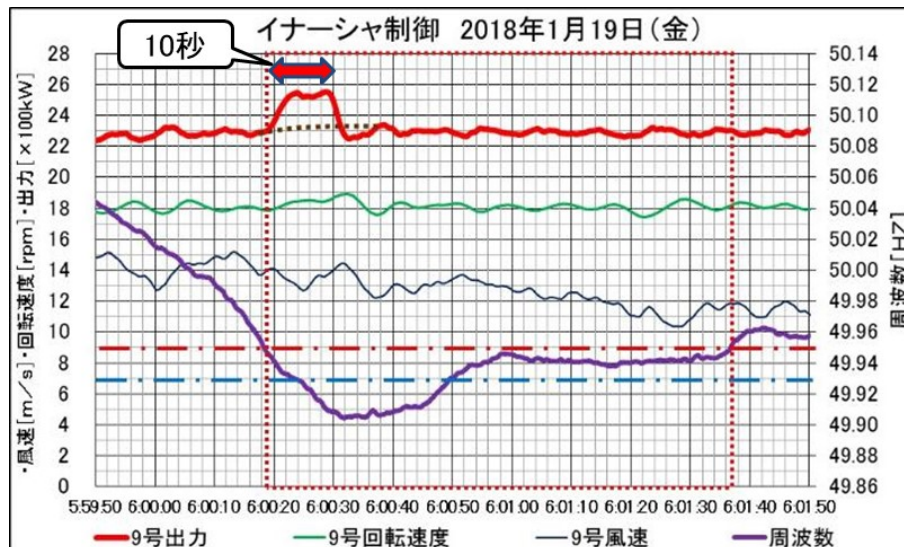
青森県の風力発電所における 周波数調停率制御機能試験結果

風速(緑線)は、定格風速以上であるが、周波数(紫線)の上昇にともない、出力(赤線)を低減制御している。

参考 慣性力の確保

● 慣性力の確保

- 直ちに必要ではないが、対策は既存技術の延長上にあるので、2050年を見据えて必要量算出、方式・ロードマップ策定、費用負担先、費用回収方法などの検討を開始すべき
- 人口、面積、年間需要電力量、最大需要が北海道と同等のアイランドでは、約10年前から種々の対策を行い、風力による電力[MW]供給率を75%まで高めつつある。
 - 一般発電設備の最低出力の低減、停止せずに電動機として運転を継続(同期調相機運転)
 - 既設老朽発電所を同期調相設備へ改修、揚水発電所の同期調相運転の活用
 - 風力は回転体であり、グリッドコードに定めている事例はないが、イナーシャ制御は、カナダのQuebec州での適用に始まり、アイランドやOntario州でも適用検討が行われている(IEC61400-21-1: WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS8.3.4 Synthetic inertia)
 - 太陽光発電や系統設置蓄電池システムも、疑似同期化力機能を有するPCSの開発が進められている。(応答速度が速い)
 - 水素発電設備の慣性力も活用可能(将来)



青森県の風力発電所における イナーシャ制御機能試験結果

風速(緑線)は、定格風速以上であるが、周波数(紫線)の低下にともない、出力(赤線)を増加制御(過負荷運転)している。