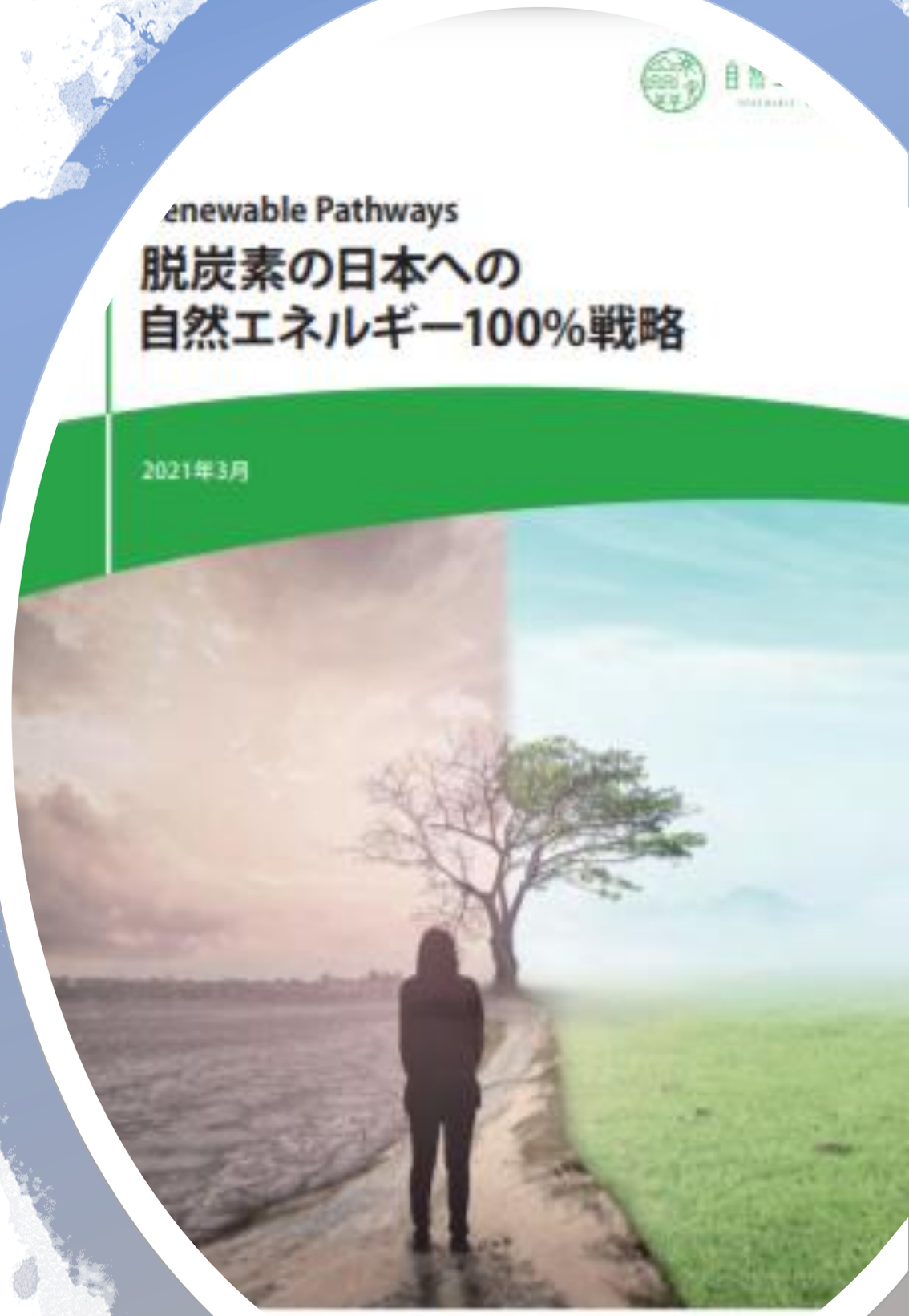
自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

2021年7月9日ウェビナー

日本のエネルギー政策は脱炭素を実現できるのか

2050年自然エネルギー100%をめぐる論点

次期エネルギー基本計画の策定にむけて



公益財団法人 自然エネルギー財団
シニアマネージャー　西田 裕子

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

目次

１．自然エネルギー100%で脱炭素化を実現する

財団の2050自然エネルギー脱炭素研究

２．2050年エネルギーシナリオに関する論点

論点1　脱炭素化で電力料金は2～4倍になるのか？

論点２「曇天無風期間」への対応

論点３　自然エネルギー100%システムにおける慣性力の確保

３．参考資料

LUTエネルギーシステム・トランジションモデルの概要、主な入力データ、曇天・無風期間の状況への対応（補論）

導入設備容量の可能性

2050年日本の脱炭素化とエネルギーシステムの変革

日本の2050脱炭素化を実現するには、**電力・熱双方**の脱炭素化が必要

電力

・火力発電＋CCSは難しい：貯留場所＋コストの問題＋CO_2全量を捕捉できない

・原子力発電には頼れない：コストの問題＋立地の難しさ

・水素、アンモニア発電のコストは割高　＞発電に水素等を使うのはモッタイナイ

＞＞自然エネルギー100%電力へ

熱需要

・できるだけ電化し、自然エネルギー電力を使用

・電化が難しいところでは、自然エネルギーから製造するグリーン水素・合成燃料を使用

＞＞自然エネルギー100%由来のグリーン水素へ

電力システムの構造変化

ベースロード＋調整電源＞＞多量の変動電源+「柔軟な需要」

・多量の変動型自然エネルギー（太陽光・風力発電）に対応して拡大縮小する「柔軟な需要」が活躍

・柔軟な需要：水素製造の電解槽装置の運用、EVのスマートチャージ・VtGなど

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

2050年日本の脱炭素の実現に向けた財団提言

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

財団の2050提言「Renewable Pathways　脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」

アゴラエナギーヴェンデ、ラッペンランタ工科大学（LUT）との共同研究を基に作成。
世界で著名なスタディを実施している大学・研究所からのオファーにより、それぞれのモデル・シミュレーションを検討、
LUTのエネルギートランジションモデルが

ー電力・熱全体を統合的にモデル化し、脱炭素化へのエネルギー転換を分析可能
—2020年～50年の5年おきに総エネルギーシステムコストの最小化を行う、最適化モデル
ー1時間毎に需給バランス確保（年間8760時間）：変動型自然エネルギーの需給分析が可能
ーマルチノード（国内9地域）対応：地域ごとのエネルギー需給、地域間エネルギー融通の分析が可能
ールーフトップPV（産業・業務・家庭）のプロシューマーとしての動きを統合して分析可能

等の特徴を持つため、日本のエネルギーシステム分析に最も適していると判断し、LUTモデルを選択。

(Link)　財団提言：　”Renewable Pathways　脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略”
https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20210309_1.php
共同研究：　**“Renewable pathways to climate-neutral Japan”**
https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20210309_2.php

LUTは、欧州その他多くの地域のシミュレーションを実施してきている

欧州スタディ(2020)：2040年で自然エネルギー100%、フルセクターカップリング、最新コスト見通
How to Make Europe’s Energy System Climate-Neutral Before 2050
グローバルスタディ(2019)：各地の特徴を捉え、世界各地で100%自然エネの可能性を分析
Global Energy System Based on 100% Renewable Energy

なお、このスライドで出典の記されていない図、グラフの出典は、すべて上記の報告書による。

Agora Energiewende　LUT University

入力データ・シナリオ設定

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

入力データ

１）エネルギー製造・貯蔵・搬送・転換技術の財務的、技術的情報
２）自然エネルギー の条件設定：利用率、最大導入量等
３）セクター毎の需要想定
４）既存のエネルギーシステムの設備条件（資本コスト、運用コスト、設備寿命等）
５）燃料価格等

シナリオ設定

全エネルギーを国産とするケース、一部エネルギーを輸入するケース、エネルギー需要を低く抑えたケース、脱炭素政策の導入速度が遅いケースを検討、その結果、下記のケースが、自然エネルギー需要、電力システムへの負荷等から実現性が高いと判断、以下、このシナリオの算定結果を示す。

項　目	シナリオの主な条件
排出削減目標	2050年で排出ゼロ、2030年で2010年比45%削減
石炭火力発電	2030年までにフェーズアウト
原子力発電	2030年までにフェーズアウト
エネルギー需要	積み上げではなく、需要のレベルを想定（運輸のみ算定）、その上で電化、自然エネルギー電力への転換に伴うエネルギー削減をモデルで算定 ・2020年～50年で人口減を目安に、省エネを考慮し、民生部門で20%、産業部門で30%削減を想定 ・運輸部門では別途モデル算定、全体では35%削減を入力
カーボンプライシング	2030年で約5,000円、2050年で16,500円の炭素税を設定
輸入	グリーン水素需要の約半分、グリーン電力の一部を輸入

スティクホルダー会議

研究の開始時点と算定の一次結果について、専門家からインプットいただいた。

GHG排出　2050までの道のり

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

2030年45%削減を達成し、2050年で実質排出ゼロへ

１．2030年までに2010年比GHG45%削減

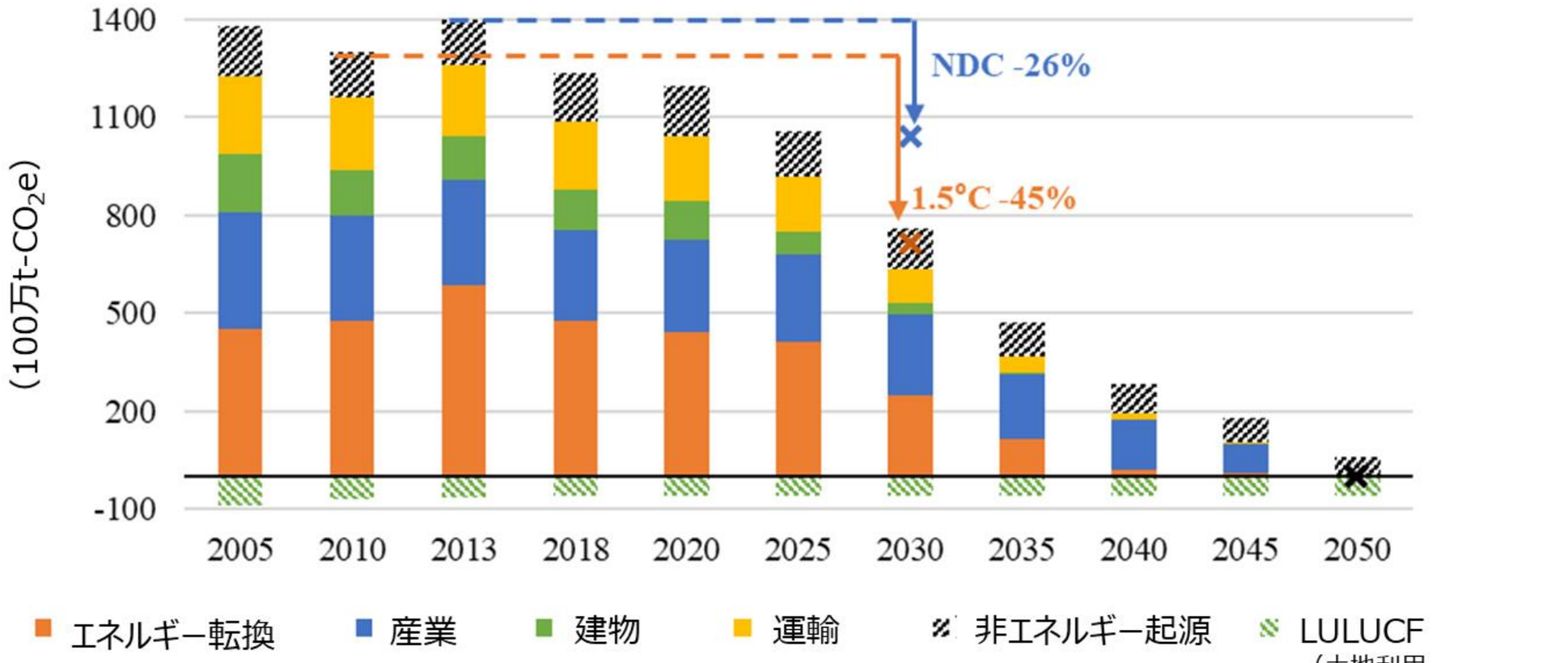
　　自然エネルギー増、石炭火力、原子力発電の廃止、電化の促進、プロシューマー増

２．2045年までに90%削減

　　自然エネルギー増、電力需要増、産業・運輸部門でも電化進む、グリーン水素利用始まる

３．2050年までにエネルギー起源排出ゼロ

　　グリーン水素・合成燃料で、電化できない最後の排出をゼロに、グリーン水素等の輸入＋国内製造



2050年のエネルギーミックス−100%自然エネルギーへ

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

2050年の最終エネルギー需要
＝自然エネルギー電力の直接利用＋間接利用（グリーン水素･グリーン合成燃料）

1　エネルギー需要の変化

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35%減を想定

電化の促進による効率化と、自然エネルギー転換によるエネルギーシステムの効率化が実現（モデル算定）

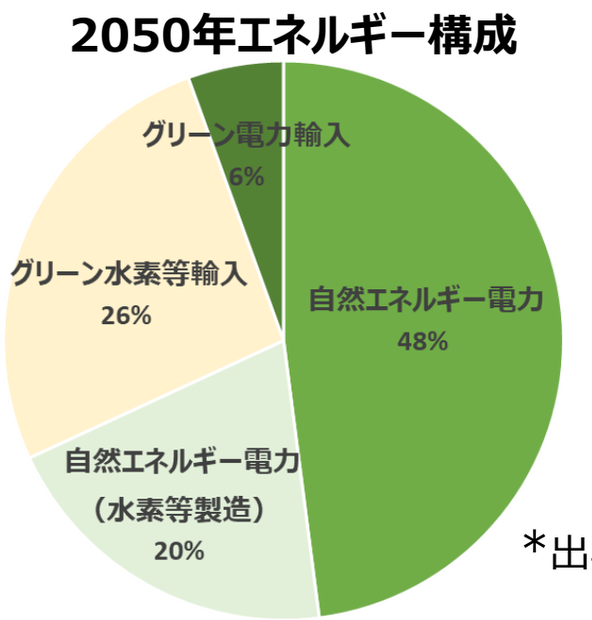
- 家庭･業務部門は2040年でほぼ全て電化、運輸部門では、重量車以外でのEV化が進行
- 産業部門では、高温熱需要以外で電化が進行

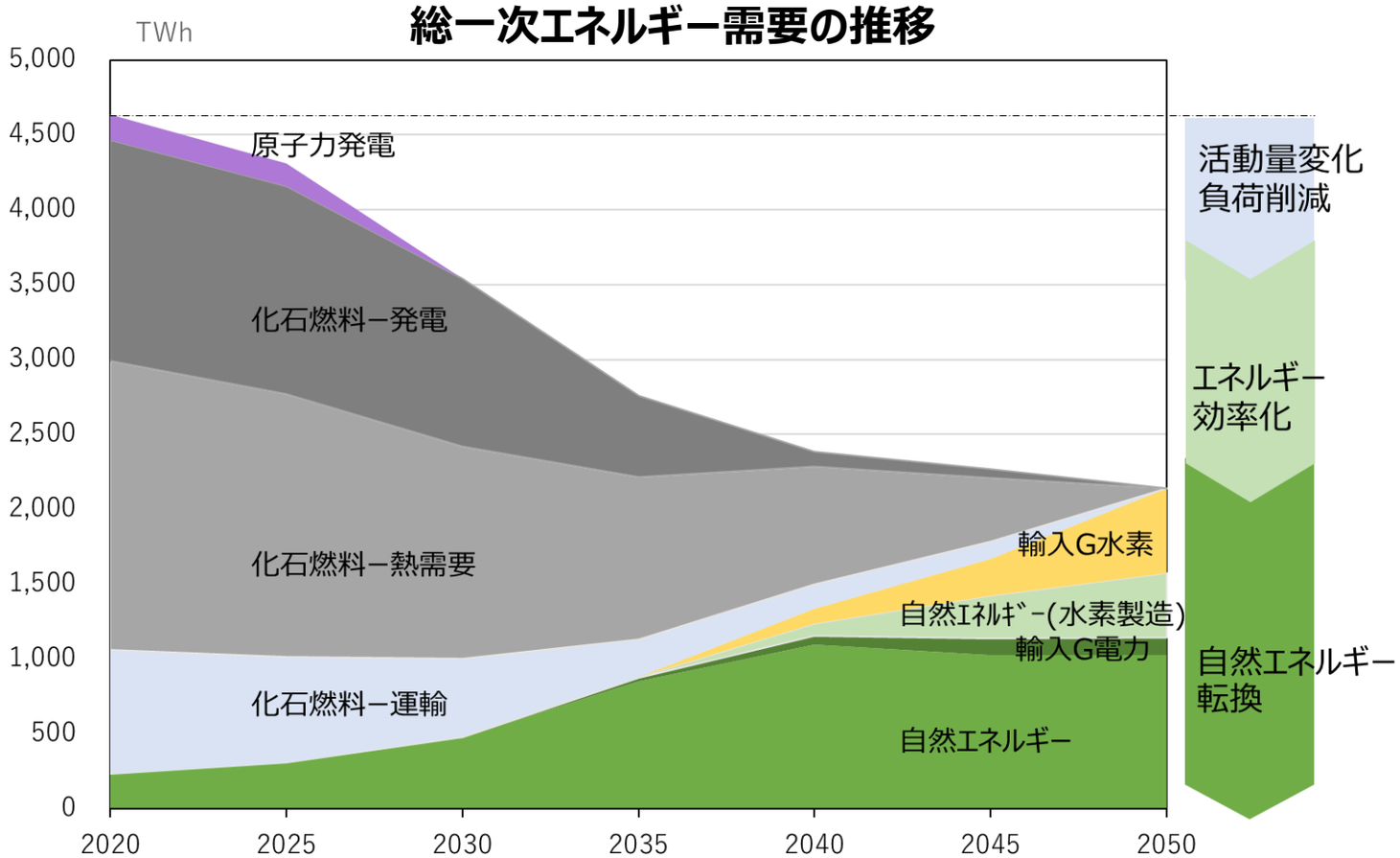
2　電力は100%自然エネルギーで供給

3　高温熱需要など、電化が難しい用途は

・グリーン水素／合成燃料を供給

・グリーン水素の約50%を輸入





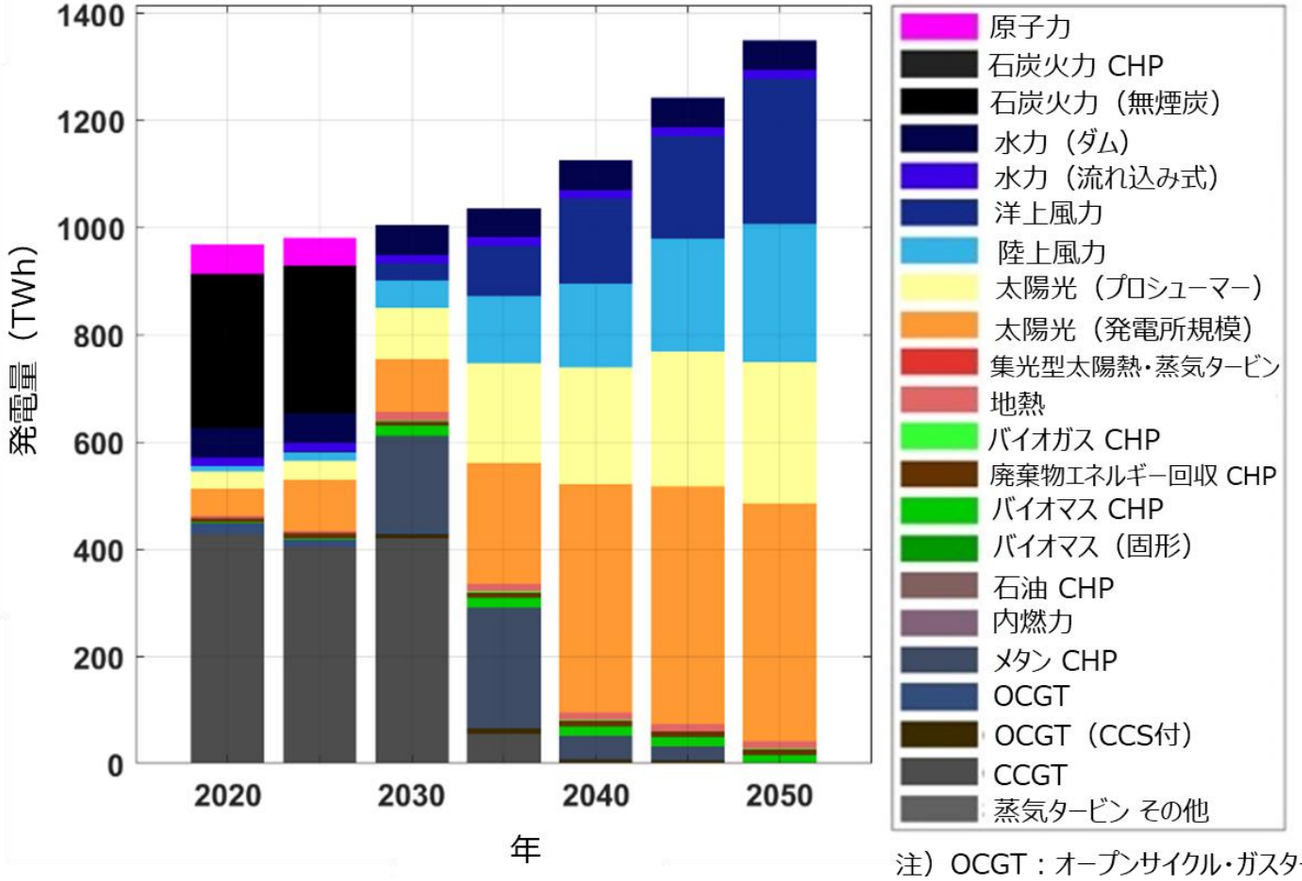
*出典）日本の将来人口推計（国立社会保障･人口問題研究所）2017年～2050年で20%減

2050年の電源構成

2050年では電力は100%自然エネルギーに移行

- 総発電量は1,470 TWh （うち、431TWhは水素製造用）
- 太陽光発電と風力発電が84%を占める（PV：708TWh、風力（陸上・洋上）：257+271TWｈ）
- バイオエネルギーはサスティナブル・バイオマスのポテンシャルに限界があり、大きく伸びない

発電電力量の内訳―電力の自然エネルギー化



*輸入電力は含まない

注）OCGT：オープンサイクル・ガスタービン
CCGT：コンバインドサイクル・ガスタービン

2050年電力供給の内訳

	設備容量 (GW)	発電量 (TWh)	シェア (%)
太陽光	524	708	48%
洋上風力	63	271	18%
陸上風力	88	257	18%
水力	22	72	5%
バイオエネルギー	5	28	2%
地熱	1	14	1%
輸入	20	118	8%
その他	*	3	0.2%
合計		1,470	100%

*発電開始から35年未満のガス発電設備の一部は、グリーン合成メタン、バイオガス等で発電可能だが、通常はほとんど発電不要である。

100%自然エネルギーを実現するために

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

（１）自然エネルギーのポテンシャル

シミュレーション結果では、太陽光発電で524GW、風力発電は陸上で88GW、洋上で63GW導入
物理的なポテンシャルの存在の確認

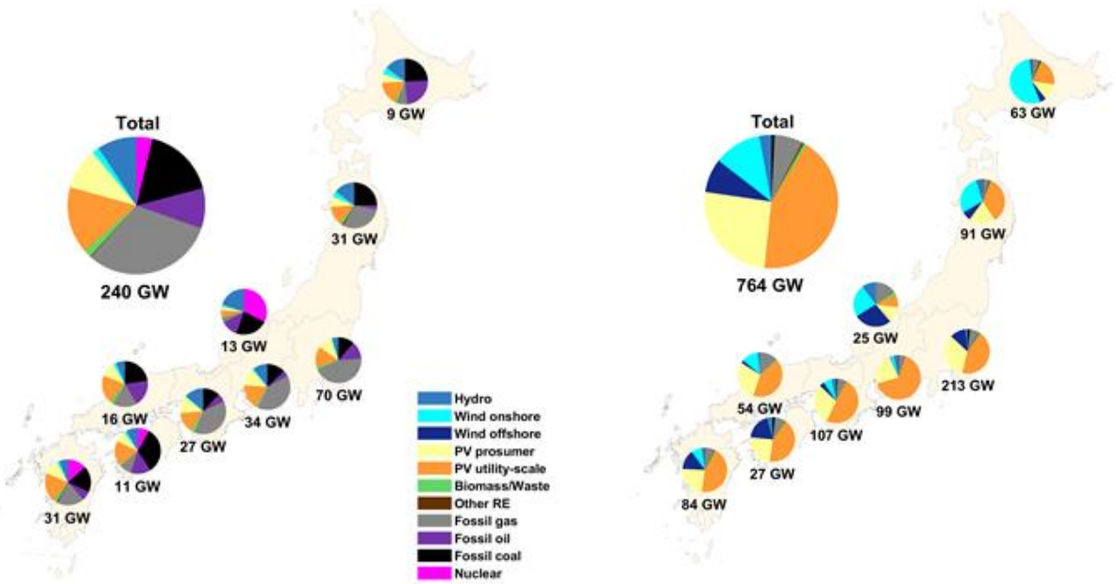
（２）自然エネルギーのコスト

自然エネルギーの導入をスムーズに進めるには、コスト低下が重要
エネルギーシステムのコストは、社会全体のコストとしてできる限り低く維持

（３）電力需給の安定性

電力が安定して供給される条件として需給バランスが安定的に保たれることが必要
特に変動型自然エネルギーである太陽光・風力発電の増大により、需給バランスの重要性は高い

発電設備容量の推移（2020年左、2050年右）



（１）日本の自然エネルギーポテンシャル

自然エネルギーのポテンシャル

１　太陽光発電のポテンシャル

- 2050年では、建築物のルーフトップ、工場の敷地内立地等が増加
- 耕作放棄地等への立地
- 算定の限界値として、株式会社資源総合システム(RTS)の最大導入量を設定

２　風力発電のポテンシャル

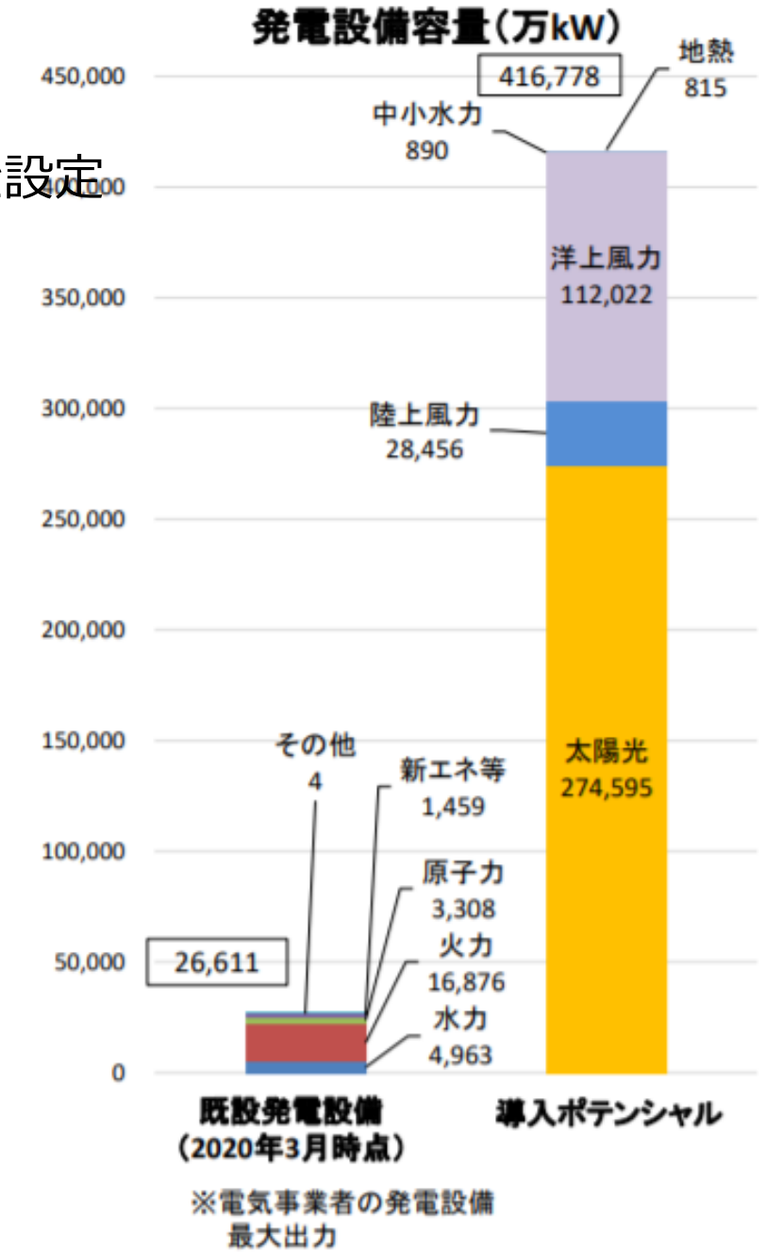
- 北海道、東北を中心にポテンシャル

風力発電のポテンシャル (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　を基に財団作成を基に自然エネルギー財団作成

自然エネルギーポテンシャル



我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル （環境省）

（２）安価な自然エネルギー発電の実現

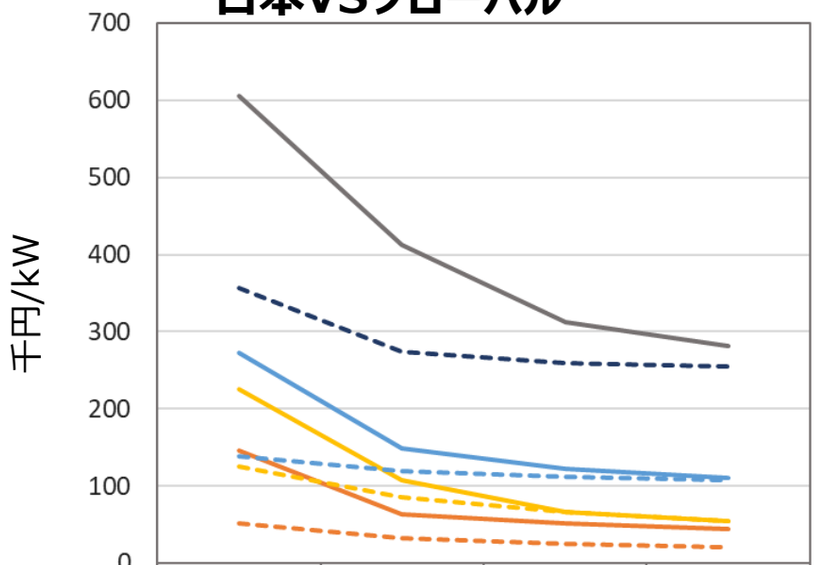
自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

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

自然エネルギー電力価格は低下し、国際価格に近づく想定

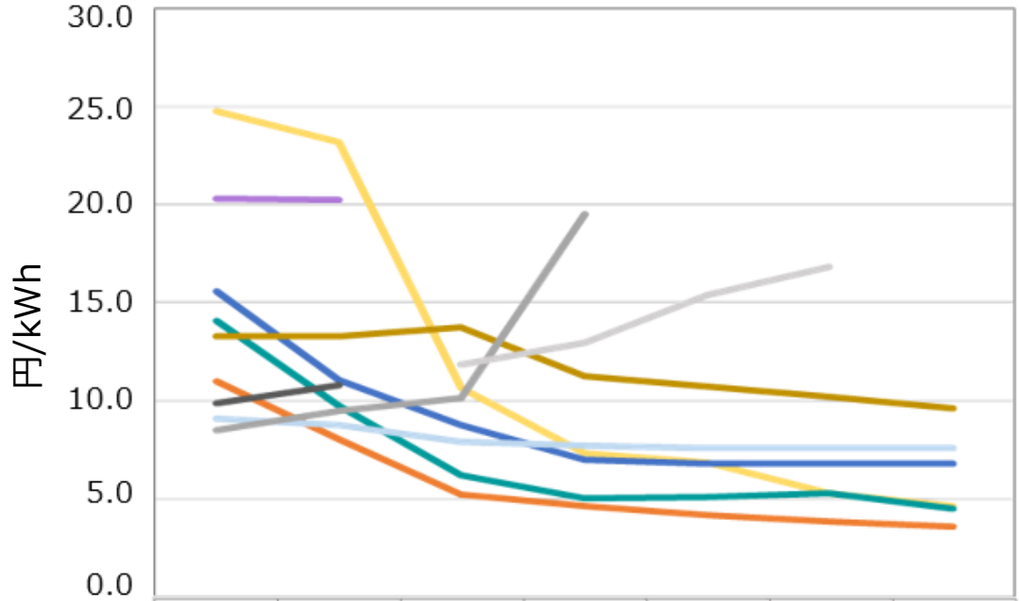
PVについては、モジュール等機器コストは国際価格収れんするも、割高な「日本コスト」残ると想定

太陽光発電、風力発電のCAPEXの設定 日本VSグローバル



	2020	2030	2040	2050
PV 日本	146	64	51	44
PV Global	52	33	25	20
PV住宅　日本	226	108	66	54
PV住宅　Global	125	86	66	54
陸上風力　日本	272	149	123	110
陸上風力　Global	138	120	112.8	108
洋上風力　日本	606	412	312	281
洋上風力　Global	357	274	260	256

主要なエネルギーの発電コスト推移（LCOE）



	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PV プロシューマー	24.7	23.2	10.7	7.3	6.9	5.3	4.6
PV システム	11.0	8.0	5.2	4.6	4.2	3.9	3.6
陸上風力	14.1	9.8	6.2	5.0	5.1	5.3	4.5
洋上風力	15.6	11.1	8.8	7.0	6.8	6.8	6.8
水力（ダム）	9.1	8.8	7.9	7.7	7.6	7.6	7.6
地熱	13.3	13.3	13.8	11.3	10.8	10.2	9.6
CCGT	8.5	9.5	10.2	19.5			
ガス火力＋CCS			11.9	12.9	15.4	16.8	
石炭火力	9.9	10.8					
原子力	20.3	20.3					

※LCOEは、資本費を含むコスト
ガス火力（CCGT）は2035年以降、発電量が急激に低下するため、LCOEが高騰
石炭、原子力は2030年までにフェーズアウト

グローバルコスト ref.:
PV;ETIP-PV, report, update, 2019; Vartiainen et al., 2019
Wind : E3 for PRIMES and EC　等

（２）安価な自然エネルギー発電の実現

電化の進展

各セクターで電化が促進され、低コストの自然エネルギー電力が使用される

電化のコスト低下

電力システム全体の均等化コスト（LCOE）：セントラルシステムの電力のコストとプロシューマの電力コストを加重平均

電力システム全体の均等化コストは、自然エネルギー電力のコスト低下を反映して、低下していく

（2050年　9.18円/KWh）

LCOEの内訳：

・発電・貯蔵：資本費、運用費、燃料費

・系統：地域間連系線の資本費および運用費

（地域内の送配電については含まず）

・ロス分：発電、蓄電、送電、出力抑制のロス分のコスト

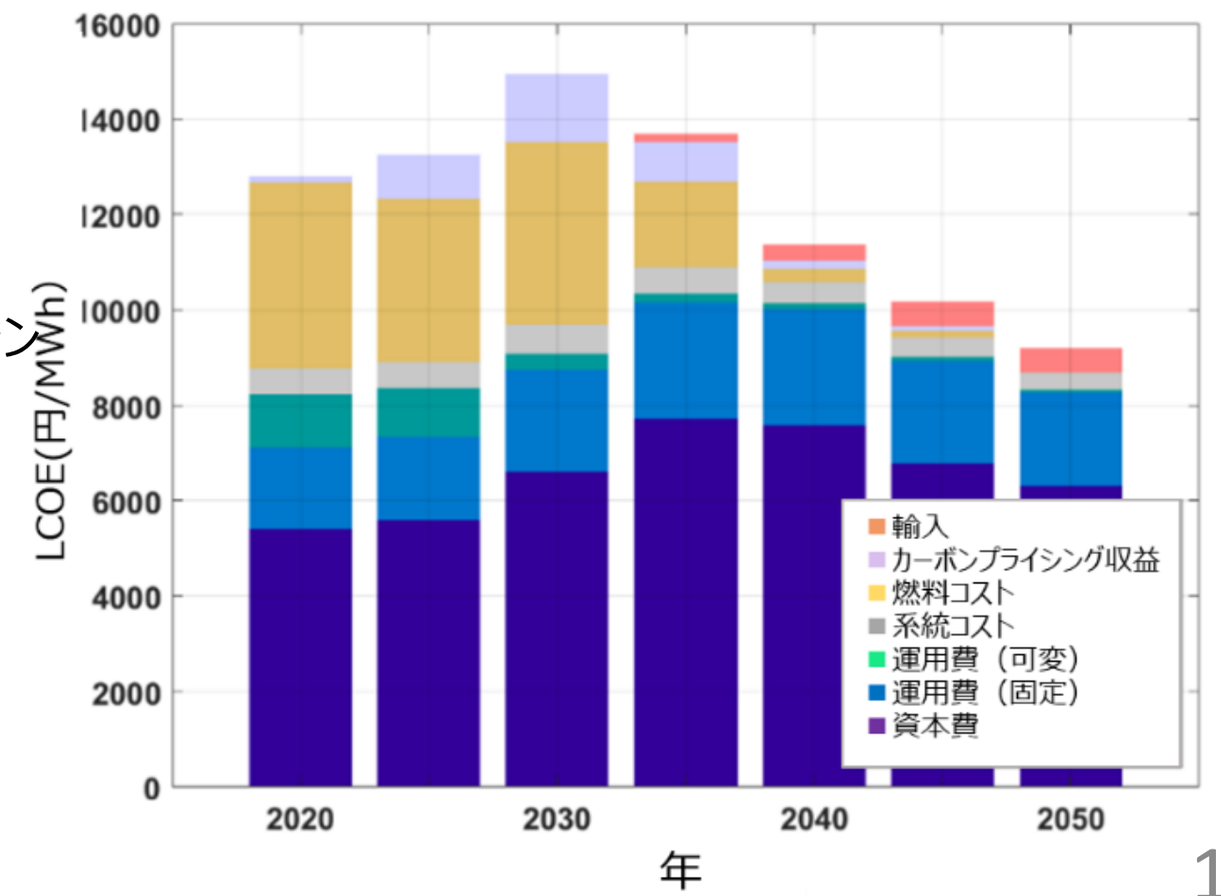
・輸入グリーン水素/合成燃料：製造・輸送コスト、マージン

・輸入電力：製造・送電コスト

・税等：カーボンプライス（その他の税は含まず）

※WACC（加重平均資本コスト）：7%

電力システム全体の均等化コスト（LCOE）



（３）電力需給の安定性　その1

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

需給バランスの確保＝電力システムの柔軟性

電力システムの柔軟性を確保するための多様な手段・技術が導入され、変動型電源が多くても、気象条件、需要の変動に合わせて、地域ごとにバランスが確保される（シミュレーションでは１時間毎にバランス）

大量の柔軟な需要の存在・活用が鍵

導入手法・技術

供給：自然エネルギー電力（変動型・非変動型）、電力貯蔵（バッテリー・揚水発電・EVからの放電）、地域間移入、国際送電

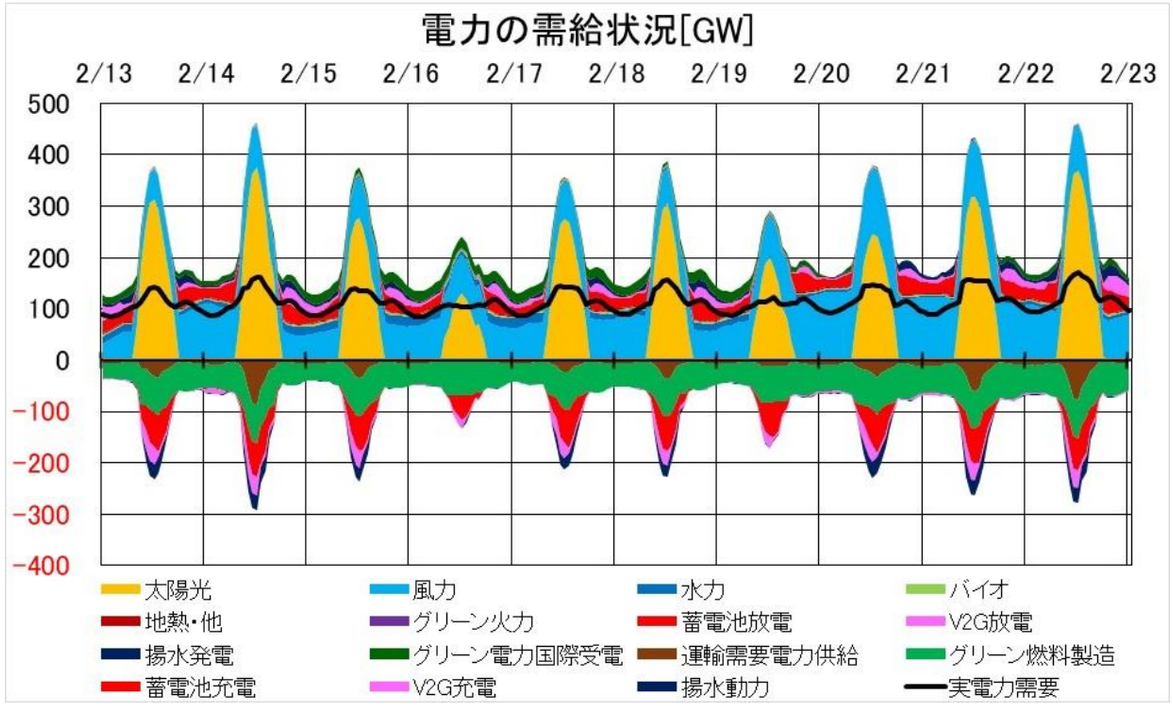
需要：柔軟な需要（電解装置によるグリーン水素の製造・EVの充電の柔軟な運用）、地域間移出

電力システムの柔軟性の確保手法（今回のシミュレーションの算定対象としている対策に網掛け）

	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	国際連系も含む	中～長期
	電力貯蔵設備の導入・運用	揚水発電		短～中期
		圧縮空気エネルギー貯蔵 (CAES)	産業用	
		バッテリー	発電事業者用大規模	
需要側			プロシューマーバッテリー	短期
			自動車バッテリー　V to G	
	熱貯蔵の導入・運用 (power to heat)	高温熱貯蔵（TES）	産業用	
		熱・冷熱貯蔵	建物、DHC用	
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
需要側	需要の柔軟運用 (デマンドレスポンスーDR)	産業ー電解装置	グリーン水素の製造	短～中期
		運輸ーバッテリー	EVスマートチャージ	短期
		産業ーその他電力消費設備	製鉄業における電炉のDR運用	短期
		業務・家庭ーその他電力消費設備	空調プレクーリング、貯湯などDR運用	短期

（３）電力需給の安定性　その2

2050年の電力需給バランス（冬の典型的な一週間）（GW）



冬は、風力の出力増＋太陽光発電で、電力供給が増大

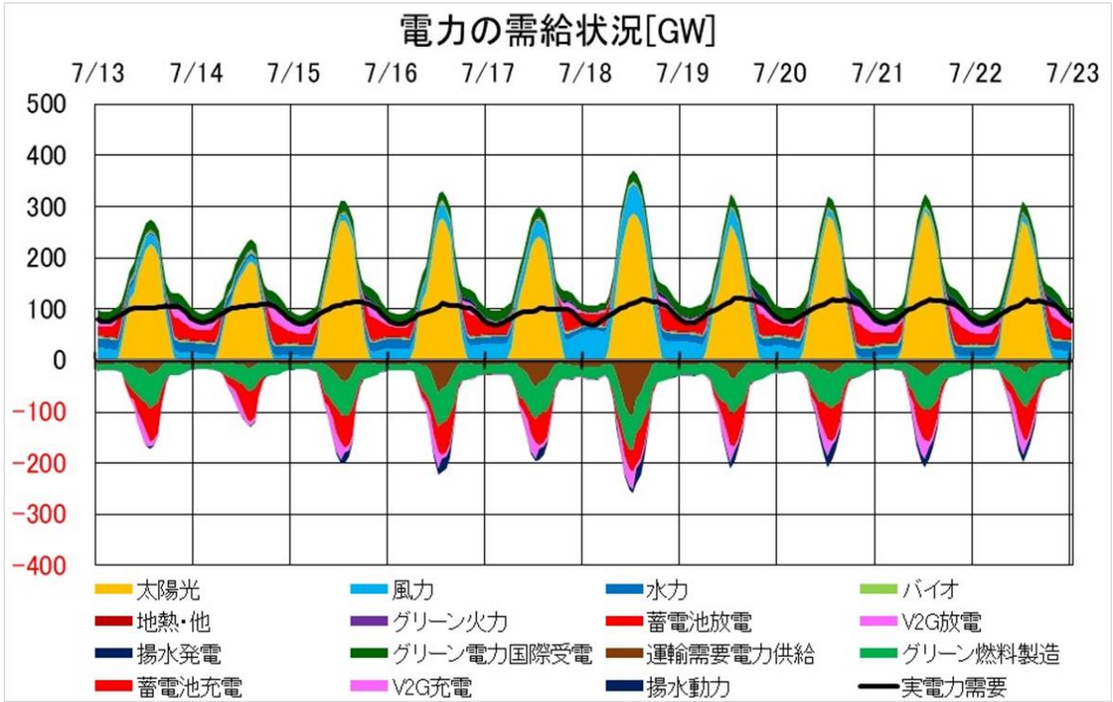
柔軟な需要ーグリーン水素製造、EVチャージが増大

ただし、即時の調整が可能な柔軟な需要であるため、電力供給量に合わせてその需要量を調整できる。

- 従来型の需給調整手法（揚水発電、バッテリー等）
- 柔軟な需要(水素製造、EVのスマートチャージ)
- 地域間電力取引、国際送電

等が需給調整に貢献し、出力抑制は低レベルにとどまる。

2050年の電力需給バランス（夏の典型的な一週間）（GW）



夏は、夜間などに自然エネルギー発電量が少ない時間帯が生じる

柔軟な需要ー水素製造、EVチャージが縮小

残る「柔軟性のない需要」に対して

- 水力、バイオマス、地熱等の発電
- 揚水発電
- バッテリー等の貯蔵設備からの放電（EVのV2G含む）
- 地域間電力取引、国際送電

等が対応する。

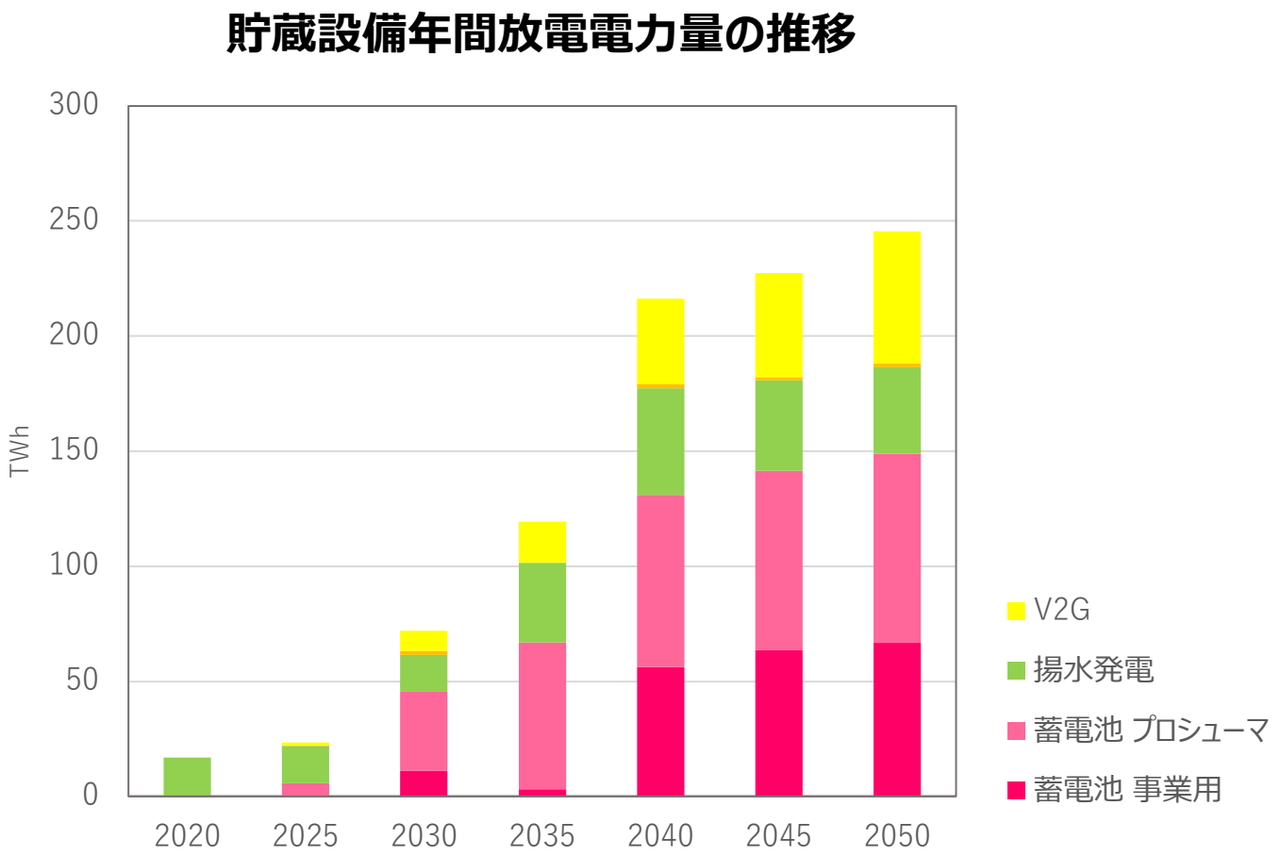
（３）電力需給の安定性　その3

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

電力貯蔵施設の導入

電力貯蔵設備の容量は、2050年には、揚水30GW、蓄電池87GWとなり、EVを含めた運用設備容量は合計で1.1TWｈとなる

- 蓄電池はコストの低下の効果で導入が増大。プロシューマー型が先に伸び、発電事業者による大規模は後発
  2050年では、プロシューマ用バッテリー45GW、発電事業用バッテリー42GWが導入される
- EV（電気自動車、プラグインハイブリッド車）を活用したV2Gの伸びも大きい
  自動車使用のプロファイルを前提（使用されていない時間）にV2G（グリッドへの放電）を想定
  2050年では、乗用車と中型車の16%がV2G可能と想定、バス、重量車は想定していない
- 揚水発電は、容量はほとんど増加しないが、継続して活用される



（３）電力需給の安定性　その4

地域間電力移出入（地域間送受電）＞**送配電網の運用強化＋新設**

地域での電力自給不足を賄うだけでなく、システムの柔軟性を確保するためにも、地域間の電力移出入が重要

- 2050年では発電電力量の18%が地域間で取引
- 北海道―東京の海底ケーブルによる連系線新設など、運用強化だけでなく新増設が必要

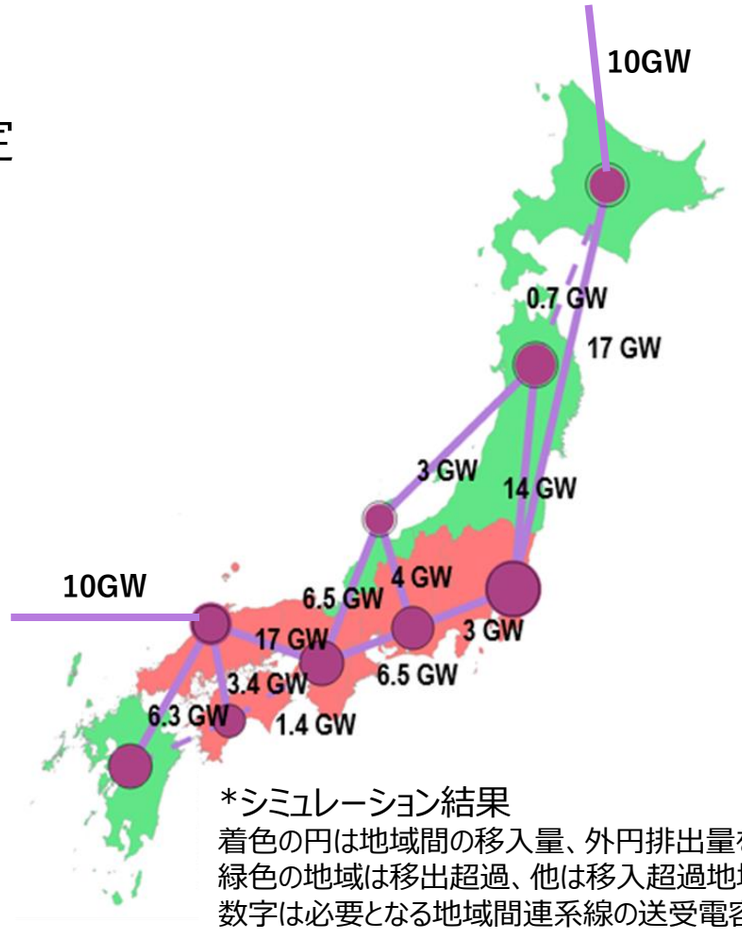
国際送電の導入

国際送電も導入する想定

- 中国から韓国を経由して松江、ロシアから石狩の２ルートを設定
- 海底を含む送電線等のコストを含む電力コストを設定
- 2035年に各２GWの送電線を整備＞2050年では各10GW導入想定

		2035	2040	2045	2050
ロシアルート					
送電線容量	GW	2	6	10	10
コスト	¥/MWh	6 432	6 336	5 952	5 856
中国―韓国ルート					
送電線容量	GW	2	6	10	10
コスト	¥/MWh	6 936	6 852	6 516	6 324

2050年　地域間および国際送電線



＊シミュレーション結果
着色の円は地域間の移入量、外円排出量を現す。
緑色の地域は移出超過、他は移入超過地域。
数字は必要となる地域間連系線の送受電容量を
地域の中心を繋いだ線で表したもので、敷設場所ではない。

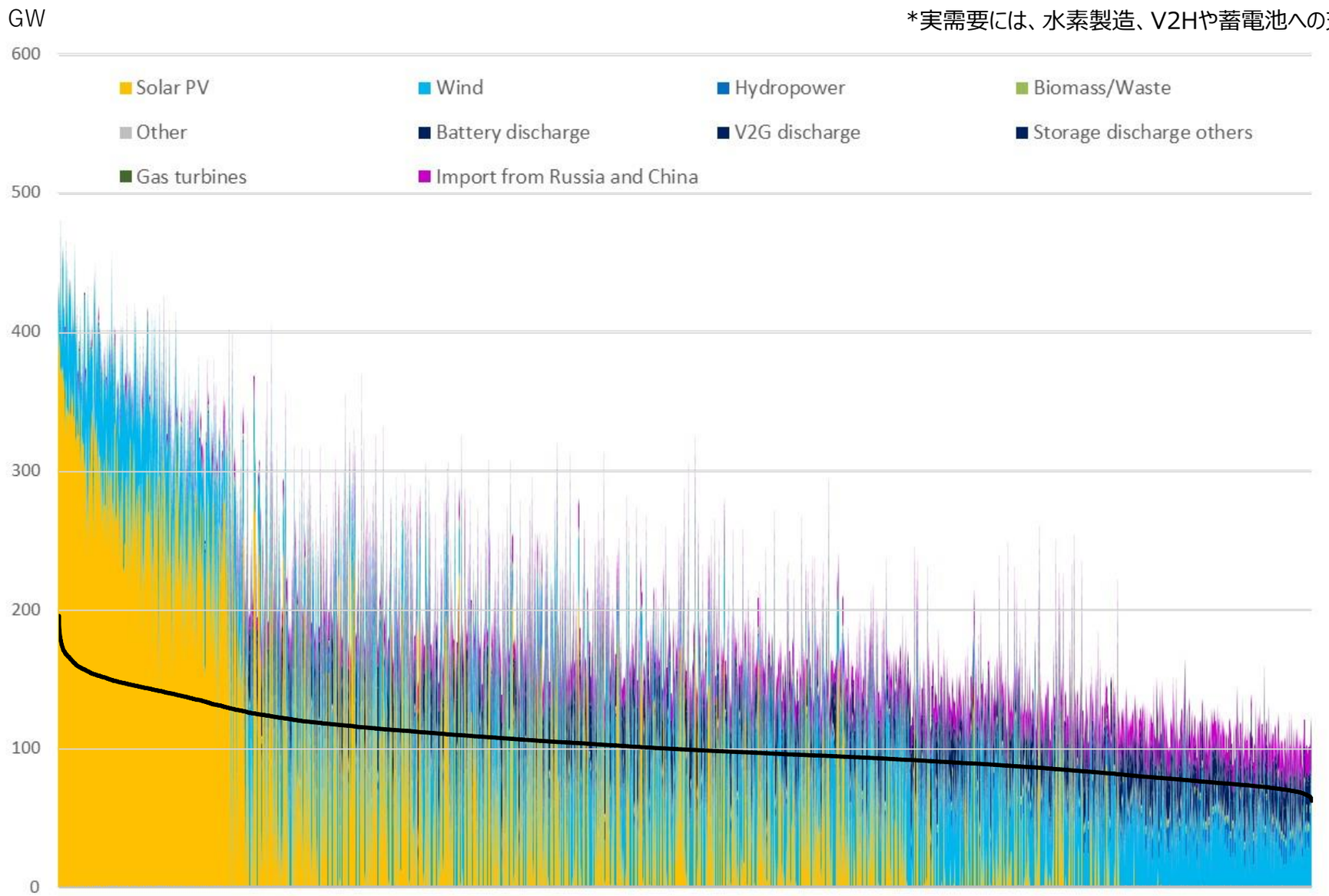
（３）電力需給の安定性　その5

2050年のデュレーションカーブ（負荷持続曲線）

1年8760時間の実需要*（黒実線）に対し、どのような電源が電力供給を行うか、需要の多いコマから少ないコマの順で表示

- 最大実需要196GW、最小実需要63GW
- PV＋WINDで500GW以上を発電する時間帯もあり、実需要を上回る部分（黒線より上の部分）は、蓄電池、EVへの充電、水素製造、熱製造などの**柔軟な需要が吸収**するほか、出力抑制も実施
- 実需要の一部を国際送電線が担う時間はのべ208時間（2.4%）となり、その最大は4.5GW

*実需要には、水素製造、V2Hや蓄電池への充電、揚水動力等を含まない



熱需要への対応

電化が難しい熱需要への対応ーグリーン水素とグリーン合成燃料

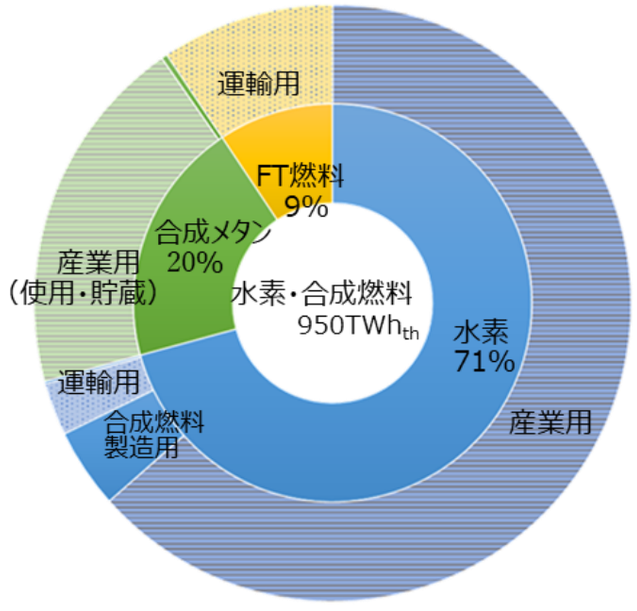
産業部門の高温熱を利用する部分、運輸部門での船舶・航空・重量車など、現在では電化が難しいとされる用途への対応は、自然エネルギーから製造されるグリーン水素と、それを基に造られる合成燃料を活用する

電解装置による産業用等の水素等の製造は、エネルギーシステムの柔軟性を構成する重要な要素であり、2050年の設備容量は73GWに達する

- 2050年では産業・運輸用に、グリーン水素17MT、合成メタン12MTが必要
- 運輸用の燃料として、フィッシャートロプシュ（炭化水素）液体燃料を輸入
- 水素製造は、自然エネルギーを大量に消費するため、コスト高＞シミュレーションではG水素の約1/2を輸入

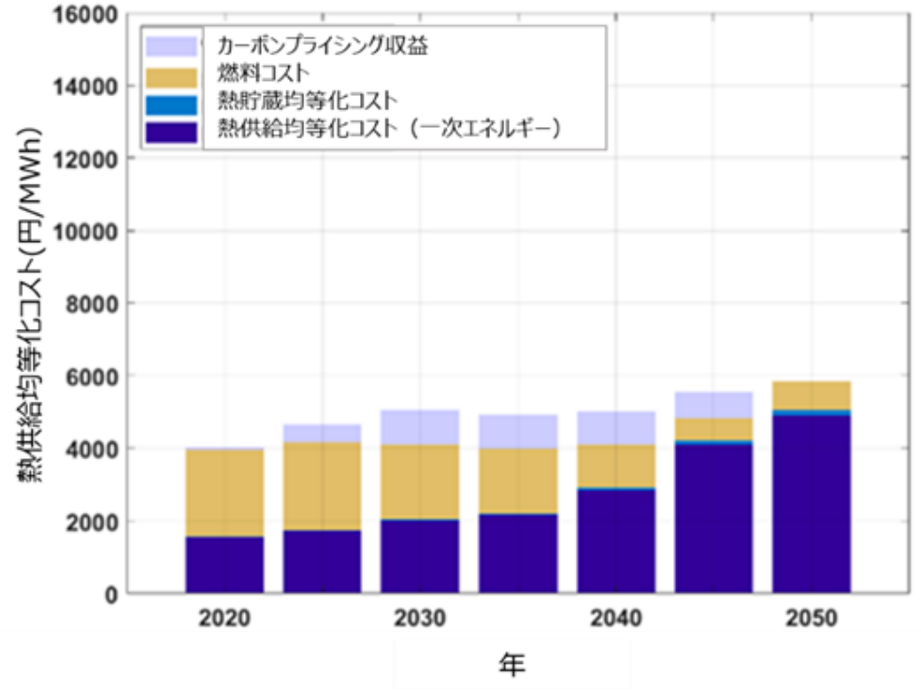
戦略的に使用先・量を限定していくことが、将来のエネルギーシステム全体のコストを増大させないために必要
＞直接電化を増やす、サーキュラーエコノミー等により水素を必要とする産業の構造を改革していく必要も

グリーン水素・合成燃料の構成と需要先



※発電を含むがごく少量なので図からは省いている

熱供給の均等化コスト



エネルギーコストは全体としては減少へ

2050年のエネルギーコスト

１．エネルギー全体としての均等化コストは、2020年比約１割増にとどまる

※コストに含まれているカーボンプライシング分は対策として活用できる

２．電力の均等化コストは低下

自然エネルギー電力のコスト低下を反映して、電力の均等化コストは低減

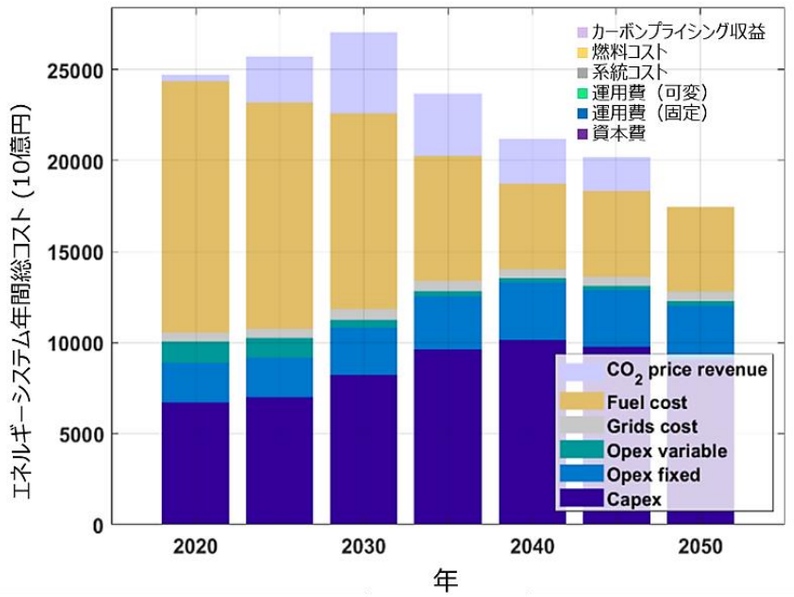
３．熱の均等化コストは増大

熱需要の電化が進展するが、電化の困難な分野はグリーン水素使用、コストは漸増

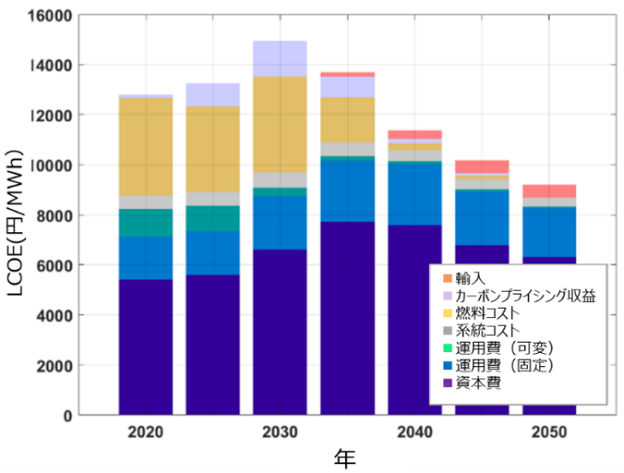
４．システム総エネルギーコストは減少：2020比約３割減

エネルギー需要の減少を反映し、社会全体でのエネルギー負担は減少する

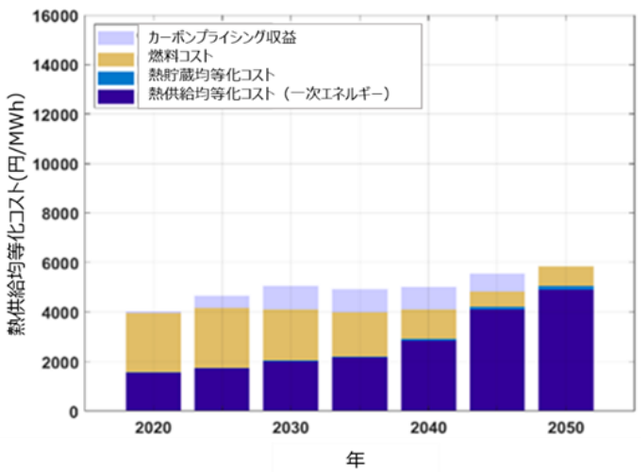
エネルギーシステムの総コスト（年間）



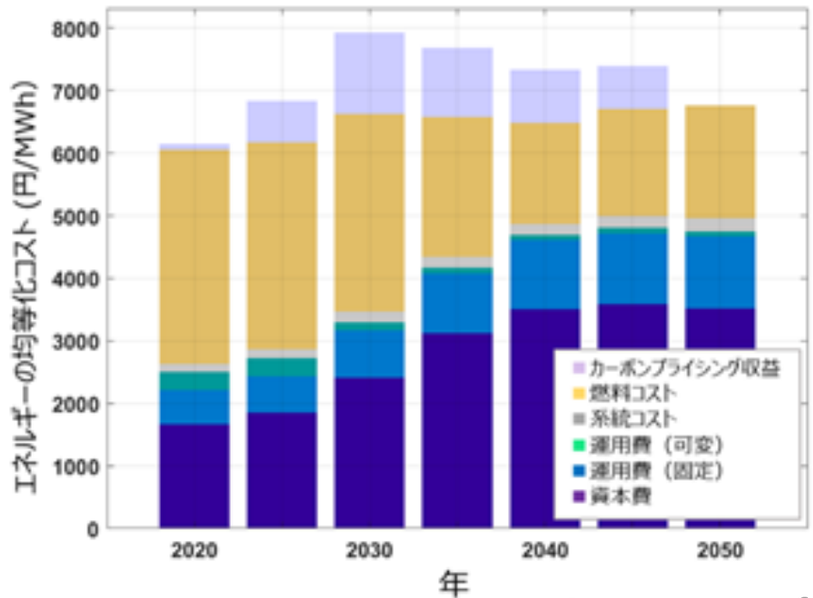
電力の均等化コスト（LCOE）



熱供給の均等化コスト（LCOH）



エネルギーの均等化コスト（LCO Energy）



2050年のエネルギーシステムのありかた

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

100%自然エネルギーのエネルギーシステムの意義

今回のスタディは、化石燃料また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、電力のみならず、熱利用、燃料利用も含め、日本の脱炭素化を実現することができるということを示している。

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

- **Environment（環境性）**
  自然エネルギーの導入を加速させ、石炭を早期にフェーズアウト。天然ガスも含め化石燃料全体の利用を段階的に削減して、CO_2排出削減を1.5℃シナリオに沿った形で進めることができる。
  石炭火力発電をはじめとする化石燃料の燃焼による大気汚染からも解放され、大気環境は大きく改善
- **Energy Security（安定性）**
  グリーン水素等を需要の50%輸入*しても、エネルギ自給率は68%、現在の12%**から大幅に改善
  現在甘んじている化石燃料の供給、価格の不安定性から解放
- **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。現在の燃料輸入19兆円は5分の1程度に減少***
  特に、家庭・業務部門では、電力コスト（単価）の減少により、エネルギーコストを大きく削減できる。
  日本に立地する工場等事業所は安価な自然エネルギーを活用でき、国際市場で同等の競争条件を得られる。
  地域に根差した新たなエネルギー産業が生み出され、地元の雇用含め、地域経済に貢献
- **Safety（安全性）**：
  原子力発電のフェーズアウトで、運転中の事故リスクは解消
  分散型のエネルギーシステムの実現により、自然災害時の大規模電源喪失で発生するブラックアウトのリスクを軽減

*　オーストラリア西部からの輸入を想定
**　原子力を国産エネルギーとして計算；エネルギー白書2020（経産省）
***　グリーン燃料の輸入は3.8兆円、従来の1/5に過ぎない

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

2050年エネルギーシナリオに関する論点

政策分科会の議論の中で、2050年のエネルギーシナリオについて、様々論点が提示された。以下では、そのうち3つの論点について、財団の考え方、またこれまで報告された資料への疑問点などを示す。

論点１　脱炭素化で電力料金は2～4倍になるのか？

論点２　「曇天・無風期間」への対応

論点３　自然エネルギー100%システムにおける慣性力の確保

論点１　カーボンニュートラルで電力料金は2倍、4倍になるのか？

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会
2021年5月13日

2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告）

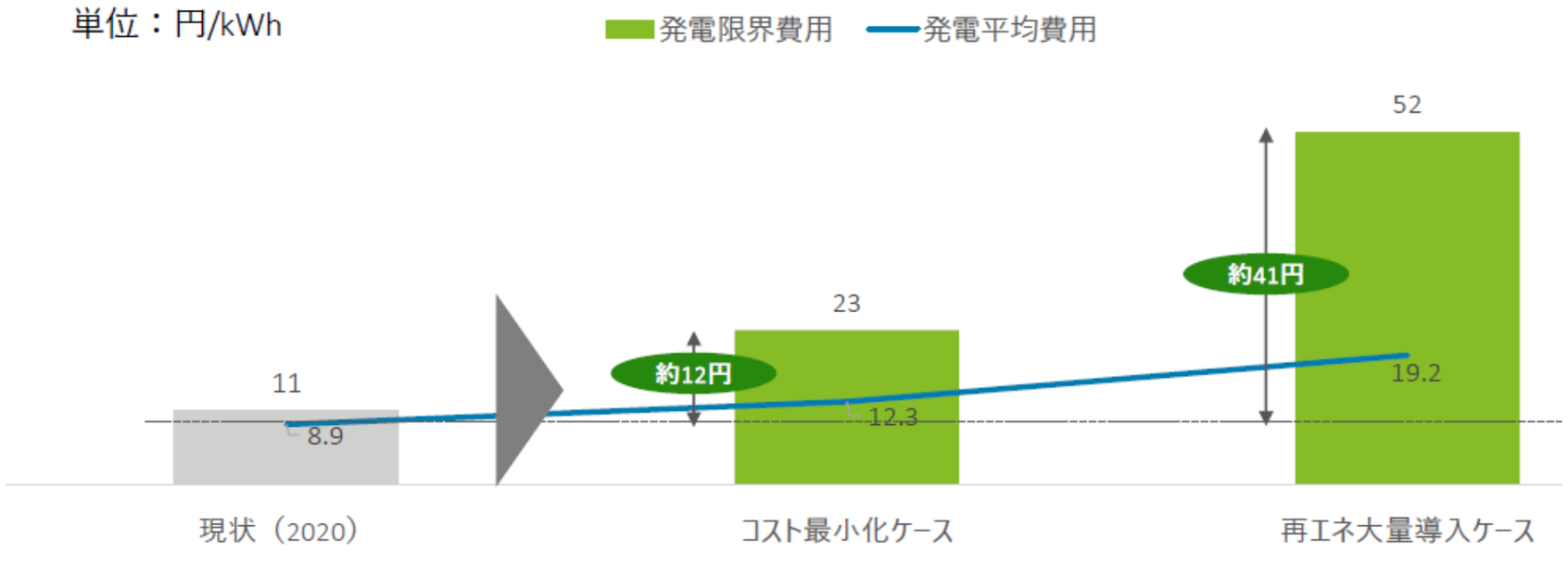
（公財）地球環境産業技術研究機構（RITE）
システム研究グループ
秋元 圭吾、佐野 史典

謝辞：電力系統の統合費用分析には日本エネルギー経済研究所松尾雄司氏にご協力を頂きました。感謝申し上げます。

地球環境産業技術研究機構（RITE)
「電力限界費用＝電力コスト」は、2020 年の試算値(13円 /kWh 程度）に比べ、「参考値のケース(再エネ50－60%）であっても２倍程度に増加する。」再エネ100%ケースでは、
「電力コストは、システム統合費用が増加し 、 53.4 円 /kWh 」
と報告。これを踏まえ、
「再エネ 100% とした場合には、 大幅にコストが上昇 する（ケース①）ことが明らかとなり、再エネ 100% のシナリオは現実的とは言えないのではないか。」 と結論づけた(基本政策分科会5月13日)

デロイトトーマツコンサルティングも、「2050 年のカーボンニュートラル社会では、約 12 円 /kWh の電力限界費用上昇が起こる可能性があり、再エネ大量導入する場合は約 41 円 /kWh までの上昇もあり得る」と報告
(基本政策分科会６月30日)

カーボンニュートラル社会における発電に係る費用の比較



「電力料金が2倍～4倍」の３つの理由

1

「再エネ50～60%、70%で
発電コストが2倍」？

2030年以降の太陽光、風力発電コストを世界的なトレンドの2倍以上に設定

2

「再エネ100%で、
発電コストが４倍」？

RITEもデロイトトーマツも、再エネ100%で限界費用が約30円/kWhも跳ね上がる。

■RITE

高コストの「BECCS専焼発電」を大量に利用。

「統合コスト」も蓄電池活用など高額。

■デロイトトーマツ

需給調整のため大量の蓄電池が必要と想定。

その蓄電池コストの想定が高い。

3

「電気料金が2倍、4倍」？

平均費用と限界費用に30円/kWhもの大きなギャップ。毎年40兆円の超過利潤が発電事業者に発生する異常な電力市場を想定している。

論点２　「曇天・無風期間」への対応

太陽光発電・風力発電の発電量が大きく低下する「曇天・無風期間」の存在が指摘され、これが自然エネルギー100%シナリオの実現を困難にし、高コストをもたらすものとして説明されている。しかし、過去の実績データ、今後の電力需給システムの変化を踏まえれば、その対応が特別に困難とは考えられない。

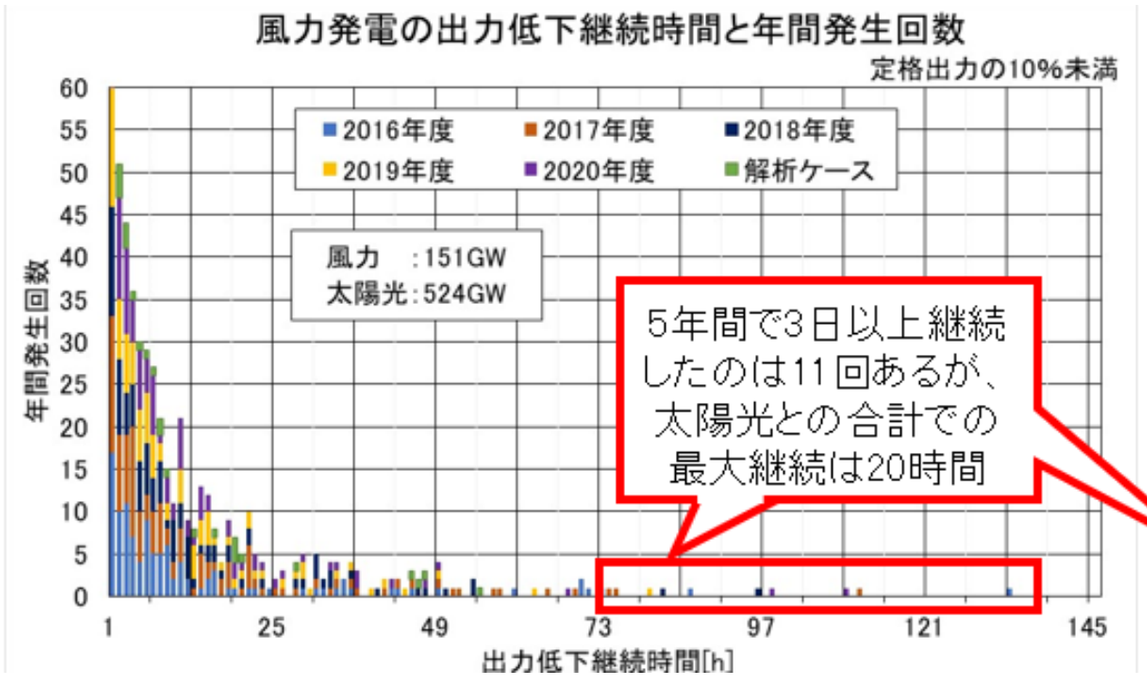
①風力発電だけでなく、太陽光発電の合計出力をみれば、低出力期間はあまり長くない
ー定格出力の10%以下になる最大継続時間は20時間

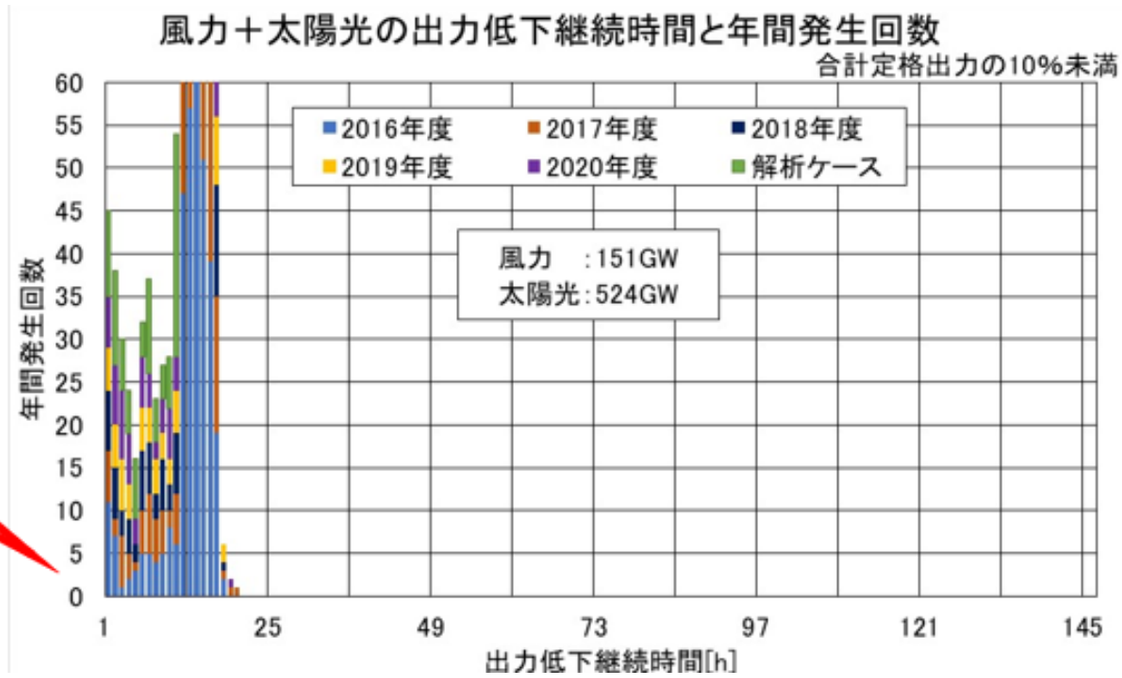
風力発電と太陽光発電の出力は、補完関係にあり、いずれかが発電

１．高気圧帯の場合は、晴れで日射が強く風速が低い（春から夏が多い：風力低出力）
２．低気圧帯の場合は、曇りか雨で日射が弱く風速が高い（秋から冬が多い：太陽光低出力）
３．気圧の移動などに伴う各地域の日射や風速・風向の変化には時間差が生じる（広域平滑化効果）

2016～2020年度までの発電実績をもとに、財団の2050年シナリオの想定（風力151GWと太陽光524GW）において、定格出力の10%以下となる最大継続時間は、

風力単独では、133時間だが、風力、太陽光の合計では20時間





②曇天・無風期間が発生しても、コスト効率的に対応可能

・5月13日の基本政策分科会で報告された地球環境産業技術研究機構（RITE）の試算においては、曇天無風期間への対応を、主に蓄電設備で行うことを想定しているとみられ、これが限界発電費用を高騰させる試算につながっていると考えらえる。
・しかし、曇天無風期間への対応は、以下の三つの方法によりよりコスト効率的に行うことが可能である。

・変動型発電の発電量に応じて調整できる柔軟な需要の活用

2050年のCO_2排出実質ゼロを実現するためには、電気以外に熱と燃料の分野でも脱炭素化を行う必要がある。財団のシナリオは、電化とともにグリーン水素・グリーン合成燃料の活用によってエネルギー全体の脱炭素化を実現。グリーン水素などの製造のために、現在に比べて大量の自然エネルギー発電を行うことになる。

グリーン水素を製造する電解装置の電力需要は、自然エネルギー電力の発電状況に応じて調整できる柔軟な需要である。

また EVバッテリーの充電時間のシフトなど、デマンドレスポンスの可能性も大きい。これらの調整によって曇天無風期間で、発電量が減少する場合には、対応すべき電力需要の量が大幅に削減される。

・曇天無風期間でも利用可能な発電

曇天無風期間でも、以下の発電設備が利用可能である。

1　気象条件の悪い期間でも、太陽光発電・風力発電とも、次に説明するように、発電量がゼロになることはない。
　グリーン水素製造などのため、通常時は実電力需要を大きく上回る供給を行う自然エネルギー電源の設備容量が導入される。
　このため、気象条件の悪い期間でも、実電力需要の相当の部分を供給することができる。
2　水力発電が22GW、バイオマス発電が５GW、地熱発電が1GWあり、合計28GWとなる。
3　天然ガス発電設備の一部（運転開始から35年年未満の設備）をグリーン合成メタン、バイオガス発電として利用可能。
4　また、財団のシナリオでは、2050年に20GWの国際送電を想定、その活用を見込めば、供給可能量は更に増加。

・蓄電設備

蓄電設備については、プロシューマ用バッテリー45GW、発電事業者バッテリー42GW、揚水発電30GWなど、合計119GWがあり、この他に、電気自動車のバッテリーが活用可能である。

論点３　自然エネルギー100%システムにおける慣性力の確保

・自然エネルギー発電の増加により、火力発電などの同期電源が減少すると、慣性力（イナーシャ）が低下し、電源脱落や基幹送電線事故などの突発的事態が起きると、ブラックアウトの可能性が高まるとの指摘がある。
・しかし、風力発電のイナーシャ制御機能や蓄電池システムによるデジタル慣性力によって、対応が可能である。

慣性力：アナログ慣性力

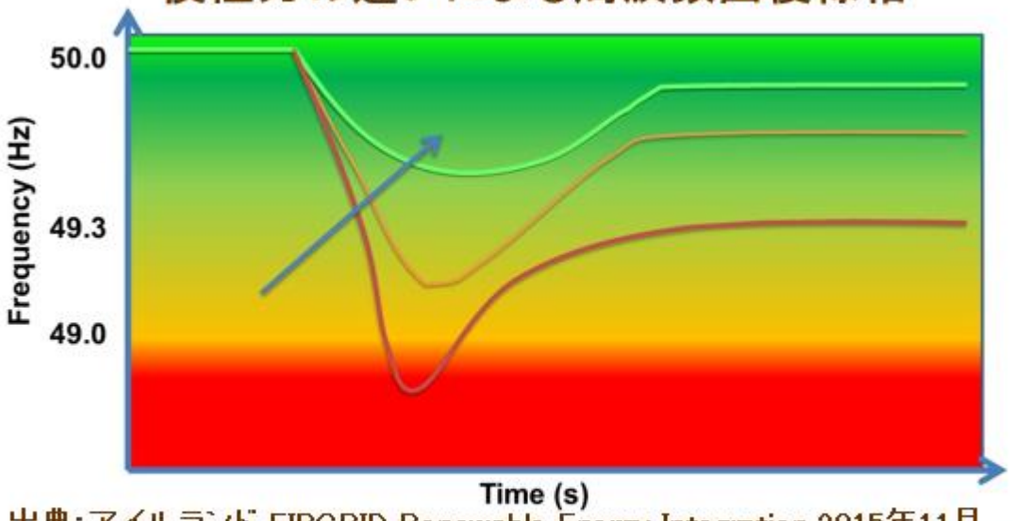
１．慣性力とは、電力系統に連系中の同期発電機や電動機が有している回転エネルギー（同期化力)であり、人為的な制御による機能ではない（定格出力に対するものであり、運転中の出力には関係しない）

２．一般発電設備や基幹送電線事故などによる需要と供給の不一致から生じる周波数の変化率（RoCoF： Rate of Change of Frequency）を緩和し、一般発電設備の入力エネルギー増減による周波数回復が行われるまでの時間帯に、周波数が上下限値に達することを防止する能力

風力発電による慣性力制御： 2010年代初期から検討が行われている

１．IEC61400-21シリーズでは、イナーシャ制御（疑似慣性力 Synthetic inertia）の機能および認証の測定方法などを規定済みであり、風力発電は、既にこの機能を具備している（可変速度方式風力）

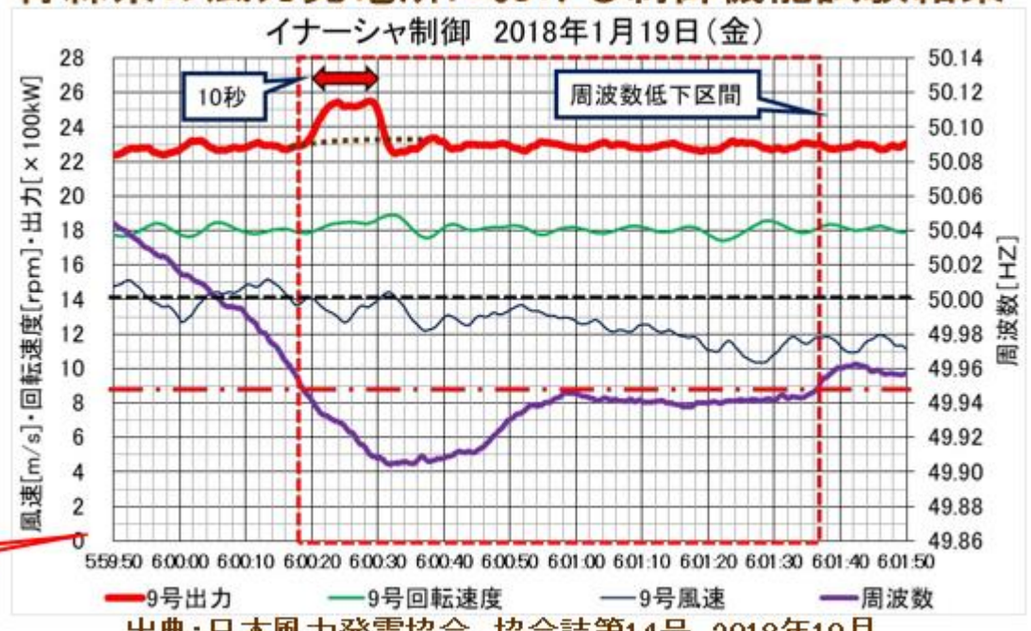
慣性力の違いによる周波数回復様相



出典：アイルランド EIRGRID Renewable Energy Integration 2015年11月

周波数低下時に、10秒間定格出力の10%増加運転を実施

青森県の風力発電所における制御機能試験結果



出典：日本風力発電協会　協会誌第14号　2018年10月

アナログ慣性力（同期発電機）とデジタル慣性力（インバーター制御）の併用－１

デジタル慣性力とは、同期発電機によるアナログ慣性力と同じ機能を、蓄電池の放電エネルギーや、 風力発電機の回転エネルギー、風力や太陽光発電の出力可能値から数%低減した状態での運転による出力増加可能量を、インバータを介して制御をおこなうことをいう。

１．アナログ慣性力を維持する手法として、同期調相機（揚水発電所の同期調相運転モードを含む）の設置、同期発電設備の最低出力での運転、電動機ー発電機（M-Gセット）の設置などがある

２．**アイルランド**は、2030年に再エネによる電力量供給率を70%とすべく、**2011年から**需要電力に対する非同期機による供給率（**SNSP**：System Non-Syn）chronous Penetration）による制約を設け、徐々にこれを**高める工夫を実施し、**2021年に、**2030年までに95%へ高める**と**公表した（＊1）**

2011年50%⇒2017年60%⇒2018年65%⇒2021年75%⇒2025年85%⇒2030年95%

運転可能なRoCoFは0.5Hz/s としてきたが、2020年6月から1.0Hz/sで運用を開始

３．**2014年、**NRELは**風力発電の周波数制御機能とイナーシャ制御機能の併用**が、周波数安定に寄与すると報告（＊2

アイルランドのSNSP実績とターゲット

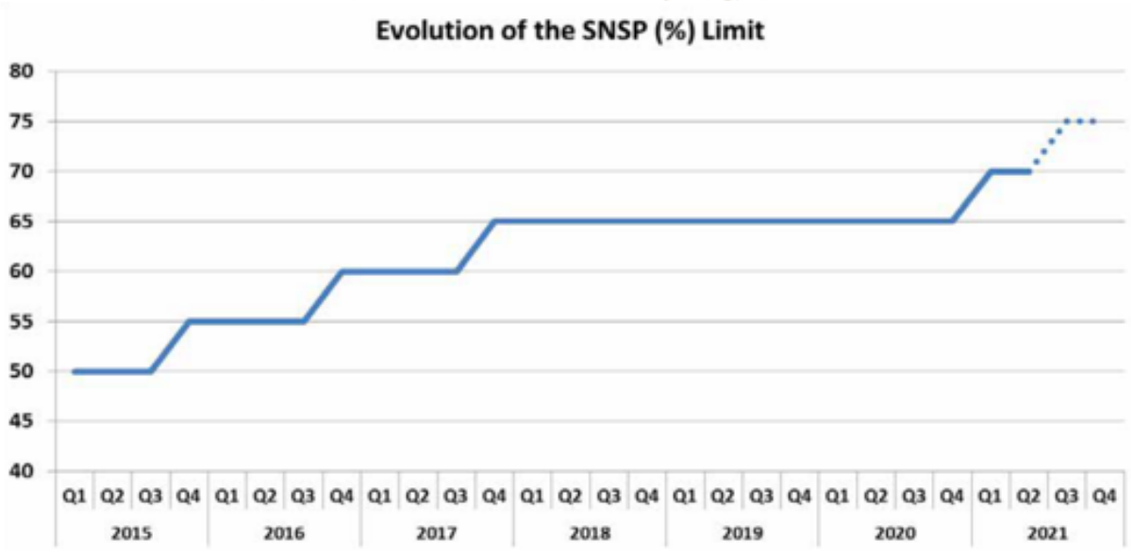
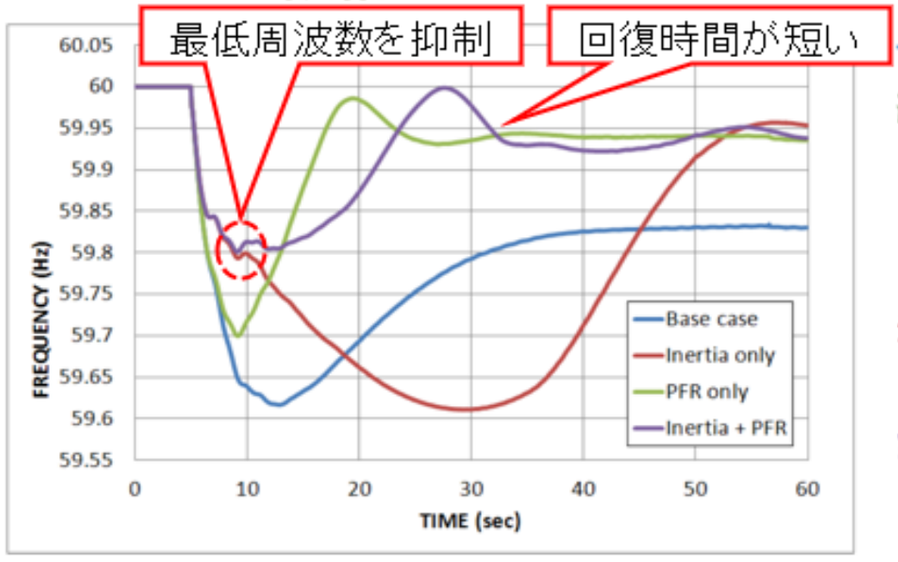


Figure 35: Evolution of SNSP to January 2021

（＊1）出典：アイルランド EIRGRID Shaping our electricity future 2021年2月

NREL：風力設備比40%時のシミュレーション結果



青：制御なし
緑：デルタ制御付き周波数調停率制御のみ
赤：イナーシャ制御のみ
紫：調整率＋イナーシャ

Figure 3-45. WI frequency response for 40% wind power penetration.

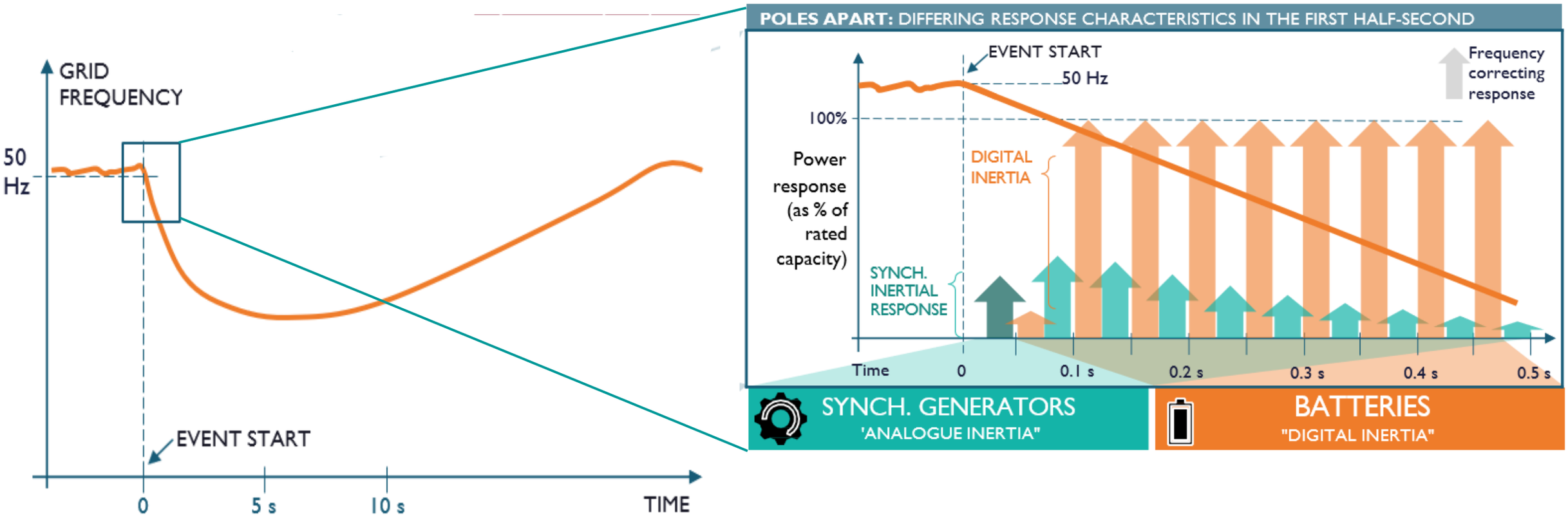
（＊2）出典：NREL Active Power Control from Wind Power : Bridging the Gaps 2014年1月

アナログ慣性力（同期発電機）とディジタル慣性力（インバーター制御）の併用－２

１．アナログ慣性力は、初期の出力増加が可能であるが、最終的な周波数安定までの時間は、入力エネルギー（燃料など）の増減に要する応答時間により変化する

２．デジタル慣性力は、風力発電に加えて常時の需給調整・周波数安定用蓄電池を活用することにより、初期の出力増減量は僅かに少ないが、周波数低下期間中は連続して最大出力を供給可能であることから、最終的な周波数安定までの時間が、短くなる

３．アイルランドのSNSP増加には、風力に加えて蓄電池によるデジタル慣性力（周波数調整力も含む）の貢献が期待されている



（出典）everoze BATTERIES: BEYOND THE SPIN　2017年10月
InnoEnergy Batteries transforming the Power System 2021年5月

風力発電の導入率の高いアイルランドの研究によれば、蓄電池によるデジタル慣性力によって、旧来のアナログ慣性力に依存するよりも、より費用が少なく同等の効果があることが示されている。

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

参考資料

LUTエネルギーシステム・トランジションモデルの概要
主な入力データ
曇天・無風期間への対応（補論）
導入設備容量の可能性

LUTエネルギーシステム・トランジションモデルの概要

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

コスト最適手法により、現状から2050年へのエネルギー転換の道筋を示す

- 多様な技術を最適化（地域／国における供給可能性を考慮）
- 多様な技術の設備容量の最適なミックス
- 最適な運用モード
- 一定の制約下での最小コストでのエネルギー供給

特徴

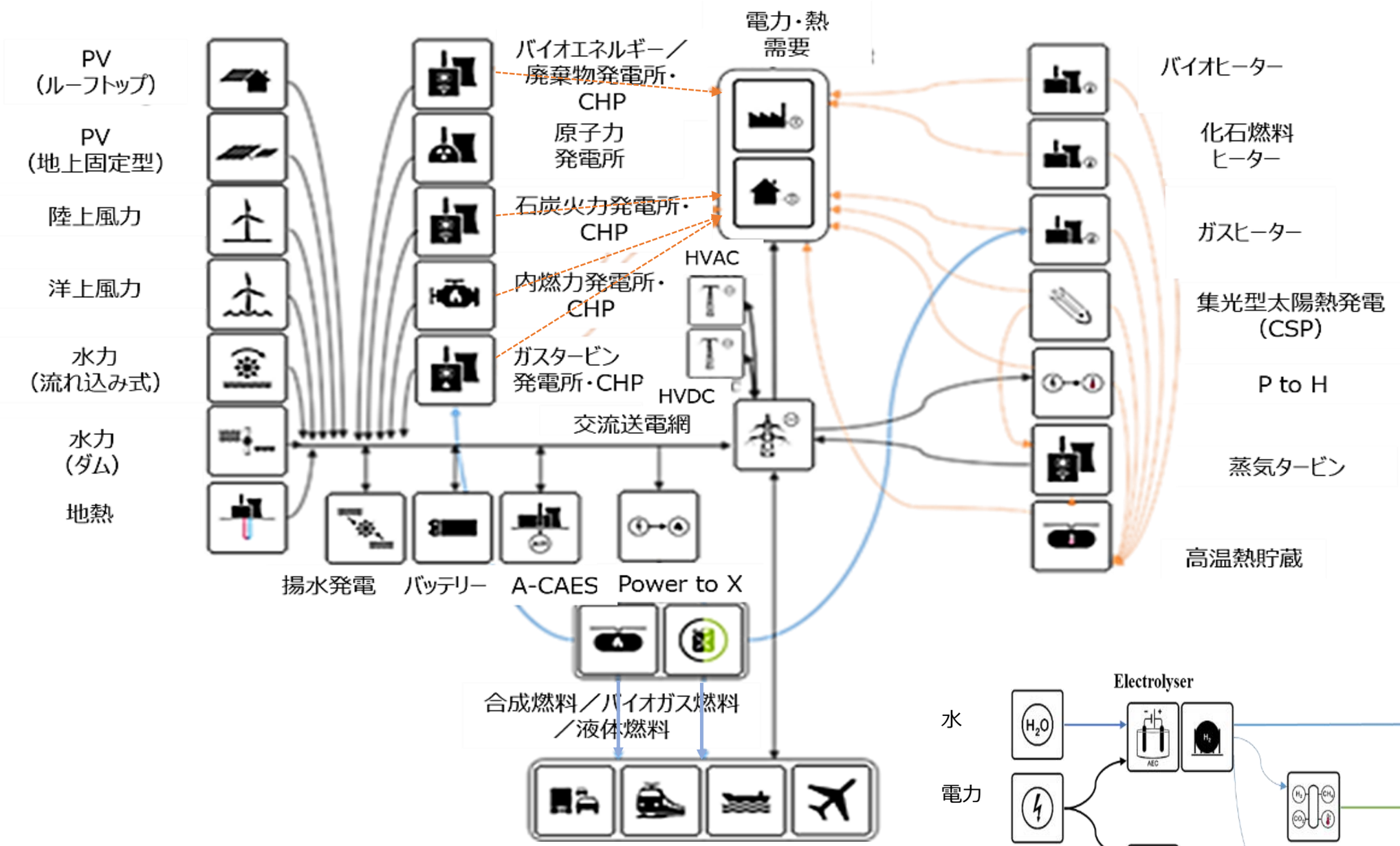
- リニア最適化モデル：2020～2050年の5年毎の年間総エネルギーシステムコストの最小化を目的関数
- エネルギー製造、貯蔵、配送などの技術の運用は、1時間ごとに最適化 >> 年間 8760時間
- マルチノード >> 9 地域（除く沖縄）間のエネルギー供給、需要の動きをモデル化
- PVプロシューマー（住宅・業務・産業）の動きもモデル化

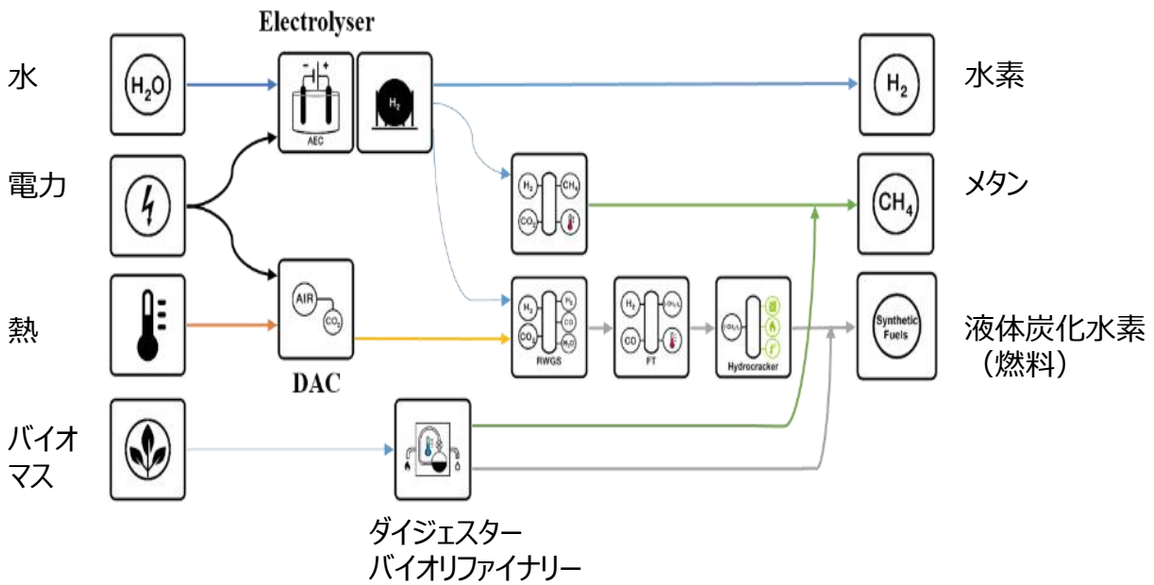
部門構成

- 電力セクター
- 熱セクター（民生＋産業の熱需要（電力の熱利用含む））
- 運輸セクター（運輸部門の電力利用含む）

- このモデル計算においては、エネルギー起源の排出を対象としており、
  非エネルギー起源の排出、LULUCFは今回のスタディの対象としていない。
  (ただし、製鉄業の還元反応については算定対象にしている)

LUTエネルギートランジションモデルの構成





注）A-CAES：断熱圧縮空気エネルギー貯蔵システム
　　CHP：コージェネレーション設備
　　P to X：Power to X, P to H：Power to Heat
　　HVAC：高圧交流送電、HVDC：高圧直流送電
出典）共同研究レポート

主な入力データ 1

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

自然エネルギー：主な技術の財務・技術想定

自然エネルギー		Unit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PV 地上固定	Capex	¥/kW$_{el}$	145 500	104 950	64 400	57 700	51 000	47 500	44 000
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	3 157	2 414	1 843	1 777	1 711	1 652	1 592
	Opex var	¥/kWel	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	30	30	30	35	35	40	40
PV ルーフトップ（住宅用）	Capex	¥/kW$_{el}$	226 000	150 000	108 000	74 640	66 120	59 520	54 360
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	2 354	1 250	650	470	430	380	332
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	30	35	35	35	40	40	40
PV ルーフトップ（業務用）	Capex	¥/kW$_{el}$	187 000	133 500	80 000	77 500	75 000	63 000	56 000
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	2 200	1 548	951	958	918	800	744
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	30	35	35	35	40	40	40
PV ルーフトップ（産業用）	Capex	¥/kW$_{el}$	165 000	117 794	70 588	69 794	69 000	59 000	52 000
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	1 407	945	621	784	817	749	672
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	30	35	35	35	40	40	40
風力（陸上）	Capex	¥/kW$_{el}$	272 000	210 250	148 500	120 000	116 667	113 333	110 000
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	9 300	7 189	5 077	4 103	3 989	3 875	3 761
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	25	25	25	25	25	25	25
風力(洋上)	Capex	¥/kW$_{el}$	600 000	430 000	329 000	266 000	260 000	257 000	256 000
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	17 145	12 257	9 475	7 682	7 441	7 309	7 296
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	25	25	25	25	25	25	25
水力（流込）	Capex	¥/kW$_{el}$	640 000	640 000	640 000	640 000	640 000	640 000	640 000
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	9 140	9 140	9 140	9 140	9 140	9 140	9 140
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
	Lifetime	years	60	60	60	60	60	60	60
水力（ダム）	Capex	¥/kW$_{el}$	640 000	640 000	640 000	640 000	640 000	640 000	640 000
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	9 140	9 140	9 140	9 140	9 140	9 140	9 140
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16
	Lifetime	years	60	60	60	60	60	60	60
地熱	Capex	¥/kW$_{el}$	1 143 000	1 143 000	1 143 000	976 265	924 519	877 373	830 227
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	24 200	24 200	24 200	20 670	19 574	18 576	17 578
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Efficiency	%	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9
	Lifetime	years	40	40	40	40	40	40	40
バイオマス発電所	Capex	¥/kW$_{el}$	417 900	394 772	371 644	350 111	328 578	310 235	291 892
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	27 000	25 506	24 011	22 620	21 229	20 044	18 859
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	21	20	19	18	16	16	15
	Efficiency	%	36	36.5	37	37.5	38	38.5	39
	Lifetime	years	25	25	25	25	25	25	25

フルロード時間想定

FLH（h）	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州
太陽光	1 264	1 256	1 382	1 232	1 373	1 334	1 345	1 342	1 393
陸上風力	3 042	2 877	2 096	2 793	2 156	2 788	2 953	1 451	2 924
洋上風力	4 406	4 104	4 628	4 039	4 337	4 020	3 702	4 036	4 198

主な入力データ 2

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

火力発電所、送電等：主な技術の財務･技術想定

火力発電等		Unit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CCGT発電所 (天然ガス)	Capex	¥/kW_{el}	126 000	126 000	126 000	126 000	126 000	126 000	126 000
	Opex fix	¥/(kW_{el} a)	3 651	3 651	3 651	3 651	3 651	3 651	3 651
	Opex var	¥/kWh_{el}	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	Efficiency	%	58	58	58	59	60	60	60
	Lifetime	years	35	35	35	35	35	35	35
石炭 発電所	Capex	¥/kW_{el}	262 500	262 500	262 500	262 500	262 500	262 500	262 500
	Opex fix	¥/(kW_{el} a)	9 944	9 944	9 944	9 944	9 944	9 944	9 944
	Opex var	¥/kWh_{el}	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
	Efficiency	%	43	43	43	43	43	43	43
	Lifetime	years	45	45	45	45	45	45	45
原子力 発電所	Capex	¥/kW_{el}	1 342 000	1 342 000	1 342 000	1 342 000	1 342 000	1 342 000	1 342 000
	Opex fix	¥/(kW_{el} a)	14 630	14 630	14 630	14 630	14 630	14 630	14 630
	Opex var	¥/kWh_{el}	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56
	Efficiency	%	37	37	38	38	38	38	38
	Lifetime	years	40	40	40	40	40	40	40
水電解 (水素製造)	Capex	¥/kW_{H2}	98 640	72 000	54 720	44 850	39 072	33 642	29 760
	Opex fix	¥/(kW_{H2} a)	3 453	2 521	1 916	1 570	1 368	1 178	1 042
	Opex var	¥/kWh_{H2}	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	Efficiency	%	82.2	82.2	82.2	82.2	82.2	82.2	82.2
	Lifetime	years	30	30	30	30	30	30	30
メタネーション	Capex	¥/kW_{SNG}	72 288	52 992	40 032	34 086	29 832	25 704	22 800
	Opex fix	¥/(kW_{SNG} a)	3 325	2 437	1 841	1 568	1 372	1 182	1 049
	Opex var	¥/kWh_{SNG}	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	Efficiency	%	77.8	77.8	77.8	77.8	77.8	77.8	77.8
	CO_2 吸収	$kgCO_2$/kWhSNG	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Lifetime	years	30	30	30	30	30	30	30

送電		Unit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
HVDC (架空線)	Capex	¥/(kW·km)	420	420	420	381	343	304	265
	Opex fix	¥/(kW·km a)	8.4	8.4	8.4	7.4	6.3	5.3	4.3
	Opex var	¥/kWh_{el}	0	0	0	0	0	0	0
	Loss	%/1000km	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
	Lifetime	years	35	35	35	35	35	35	35
HVDC (海底ケーブル)	Capex	¥/(kW·km)	147	147	147	139	132	125	118
	Opex fix	¥/(kW·km a)	2.9	2.9	2.9	2.6	2.2	1.9	1.5
	Opex var	¥/kWh_{el}	0	0	0	0	0	0	0
	Loss	%/1000km	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
	Lifetime	years	35	35	35	35	35	35	35
HVDC コンバータステーション ペア	Capex	¥/(kW·km)	25 120	25 120	25 120	24 230	23 340	22 450	21 560
	Opex fix	¥/(kW·km a)	251	251	251	242	233	225	216
	Opex var	¥/kWh_{el}	0	0	0	0	0	0	0
	Loss	%	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
	Lifetime	years	35	35	35	35	35	35	35
HVAC	Capex	¥/(kW·km)	190	190	190	173	156	139	123
	Opex fix	¥/(kW·km a)	1.2	1.2	1.2	1.1	1	0.9	0.8
	Opex var	¥/kWh_{el}	0	0	0	0	0	0	0
	Loss	%/1000km	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
	Lifetime	years	35	35	35	35	35	35	35

主な入力データ 3

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

貯蔵技術：主な技術の財務･技術想定

貯蔵		Unit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
バッテリー ストレッジ	Capex	¥/kWh$_{el}$	28 080	18 360	13 200	10 680	9 120	8 160	7 320
	Opex fix	¥/(kWh$_{el}$ a)	394	312	264	246	228	212	205
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Efficiency	%	91	92	93	94	95	95	95
	Self-Discharge	[%/h]	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	20	20	20	20	20	20	20
バッテリー インターフェース	Capex	¥/kW$_{el}$	14 040	9 120	6 600	5 280	4 440	3 960	3 600
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	197	155	132	121	112	103	101
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	20	20	20	20	20	20	20
バッテリー プロシューマ住宅 ストレッジ	Capex	¥/kWh$_{el}$	55 440	36 960	26 880	21 840	18 720	16 800	15 240
	Opex fix	¥/(kWh$_{el}$ a)	610	480	403	371	337	336	305
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Efficiency	%	91	92	93	94	95	95	95
	Self-Discharge	[%/h]	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	20	20	20	20	20	20	20
バッテリー プロシューマ住宅 インターフェース	Capex	¥/kW$_{el}$	27 720	18 360	13 440	10 800	9 120	8 160	7 440
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	305	239	202	184	164	163	149
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	20	20	20	20	20	20	20
バッテリー プロシューマ業務 ストレッジ	Capex	¥/kWh$_{el}$	43 920	28 800	21 000	16 920	14 520	12 960	11 760
	Opex fix	¥/(kWh$_{el}$ a)	527	432	358	322	305	286	270
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Efficiency	%	91	92	93	94	95	95	95
	Self-Discharge	[%/h]	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	20	20	20	20	20	20	20
バッテリー プロシューマ業務 インターフェース	Capex	¥/kW$_{el}$	21 960	14 280	10 560	8 400	7 080	6 360	5 760
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	264	215	180	160	149	140	132
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	20	20	20	20	20	20	20
バッテリー プロシューマ産業 ストレッジ	Capex	¥/kWh$_{el}$	33 360	21 720	15 720	12 600	10 800	9 600	8 640
	Opex fix	¥/(kWh$_{el}$ a)	467	370	314	290	270	250	233
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Efficiency	%	91	92	93	94	95	95	95
	Self-Discharge	[%/h]	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	20	20	20	20	20	20	20
バッテリー プロシューマ産業 インターフェース	Capex	¥/kW$_{el}$	16 680	10 800	7 920	6 240	5 280	4 680	4 200
	Opex fix	¥/(kW$_{el}$ a)	234	184	158	144	132	121	114
	Opex var	¥/kWh$_{el}$	0	0	0	0	0	0	0
	Lifetime	years	20	20	20	20	20	20	20

主な入力データ 4

燃料等コスト想定

	Unit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
石炭	¥/kWh$_{th}$	0.96	0.92	0.92	0.89	0.89	0.89	0.96
石油	¥/kWh$_{th}$	3.84	3.47	3.46	3.46	3.45	3.45	3.84
天然ガス	¥/kWh$_{th}$	3.64	3.48	3.53	3.15	3.08	3.06	3.64
ウラニウム	¥/kWh$_{th}$	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
バイオマス	¥/kWh$_{th}$	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9

CO_2コスト想定

	Unit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO2コスト	¥/tCO$_2$	265	2 057	5 038	6 417	8 250	11 000	16 500

輸入グリーン水素等コスト想定

西オーストラリアからの輸入

		Unit	2035	2040	2045	2050
グリーン水素		¥/MWh	9,935	8,964	8,964	6,891
	製造コスト	¥/MWh	7,729	6,804	6,804	4,830
	輸送コスト	¥/MWh	1,800	1,800	1,800	1,800
	マージン	¥/MWh	406	360	360	261
グリーン合成メタン		¥/MWh	13,632	12,217	12,217	9,381
	製造コスト	¥/MWh	11,250	9,902	9,902	7,201
	輸送コスト	¥/MWh	1,800	1,800	1,800	1,800
	マージン	¥/MWh	582	515	515	380
FT燃料（合成液体燃料）		¥/MWh	15,523	13,367	13,367	9,504
	製造コスト	¥/MWh	14,604	12,550	12,550	8,871
	輸送コスト	¥/MWh	180	180	180	180
	マージン	¥/MWh	739	637	637	453

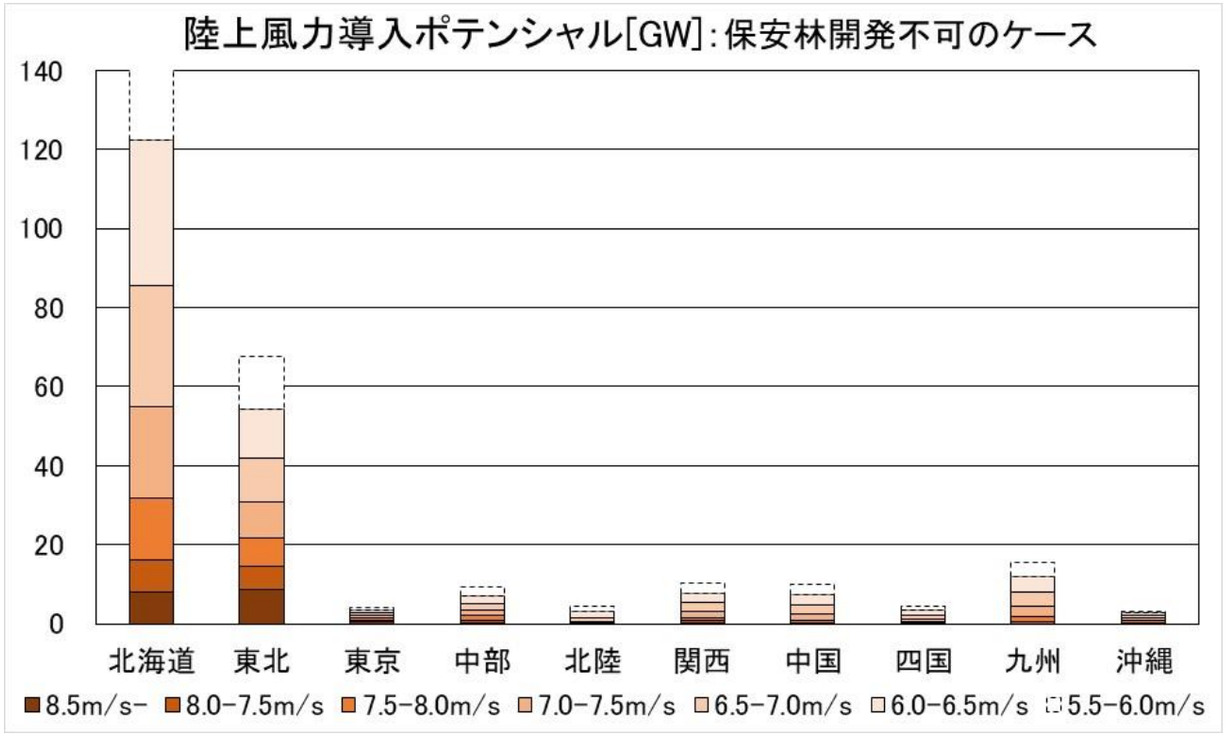
導入設備容量の可能性 1　陸上風力

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

■ 社会的制約条件を考慮したポテンシャル
- 年間平均風速6.0m/s以上のポテンシャル：222.9GW（保安林を含む場合：359.5GW）
- **年間平均風速6.5m/s以上のポテンシャル：159.2GW（保安林を含む場合：263.9GW）**
- 年間平均風速7.0m/s以上のポテンシャル：104.6GW（保安林を含む場合：178.1GW）

■ 2050年に向けて導入を加速するためには、地域間連系線・地内送電線の新増設、森林などのポテンシャルの活用や、保安林の規制緩和などを進める必要がある

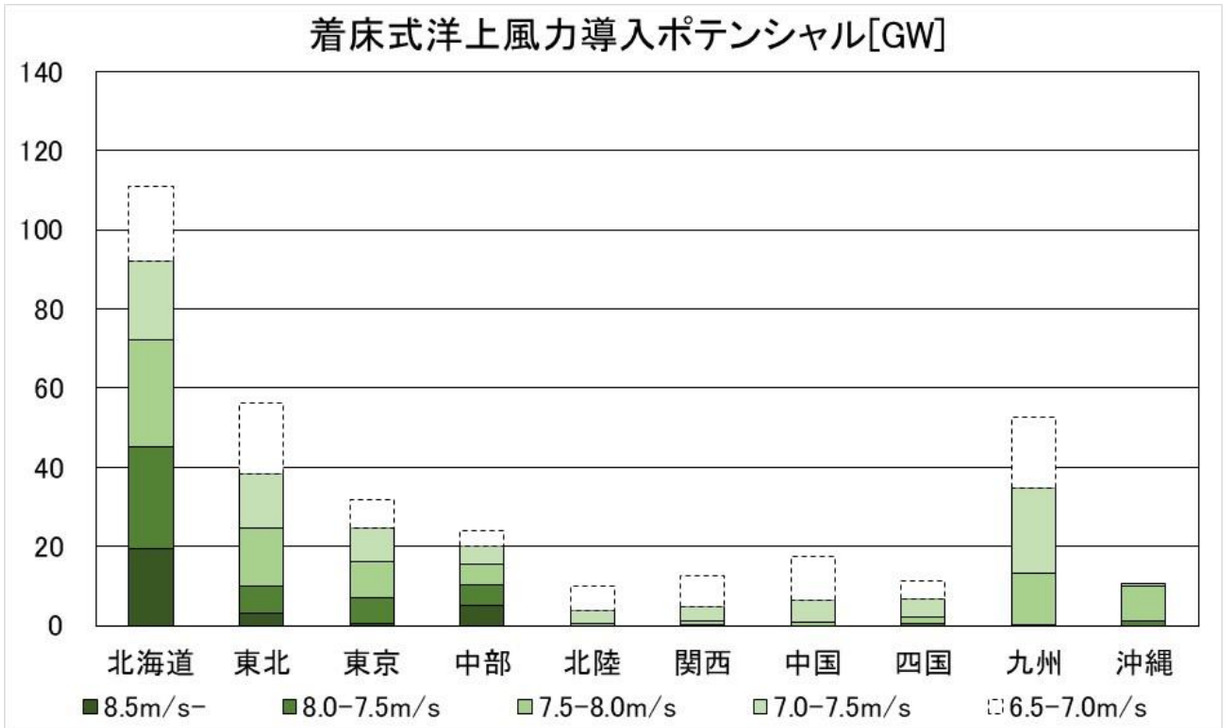
区分	項目	ポテンシャル算出時の開発不可条件
自然条件	風速区分	年間平均風速5.5m/s未満
	標高	1,200m以上
	最大傾斜角	20度以上
	地上開度	75度未満
社会条件：法規制等	法規制区分（自然的条件）	1）国立・国定公園（特別保護地区、第1種特別地域） 2）都道府県立自然公園（第1種特別地域） 3）原生自然環境保全地域 4）自然環境保全地域 5）鳥獣保護区のうち特別保護地区（国・都道府県指定） 6）世界自然遺産地域 7）保安林
	法規制区分（社会条件）	1）航空法による制限（制限表面）
社会条件：土地利用等	都市計画区分	準工業地域、工業地域、工業専用地域を除く市街化地域
	土地利用区分	田、建物用地、幹線交通用地、その他の用地、河川地域及び湖沼、海水域、ゴルフ場（その他農用地、保安林を除く森林、荒地、海浜がポテンシャル算出の対象区分）
	住宅からの距離	500m未満

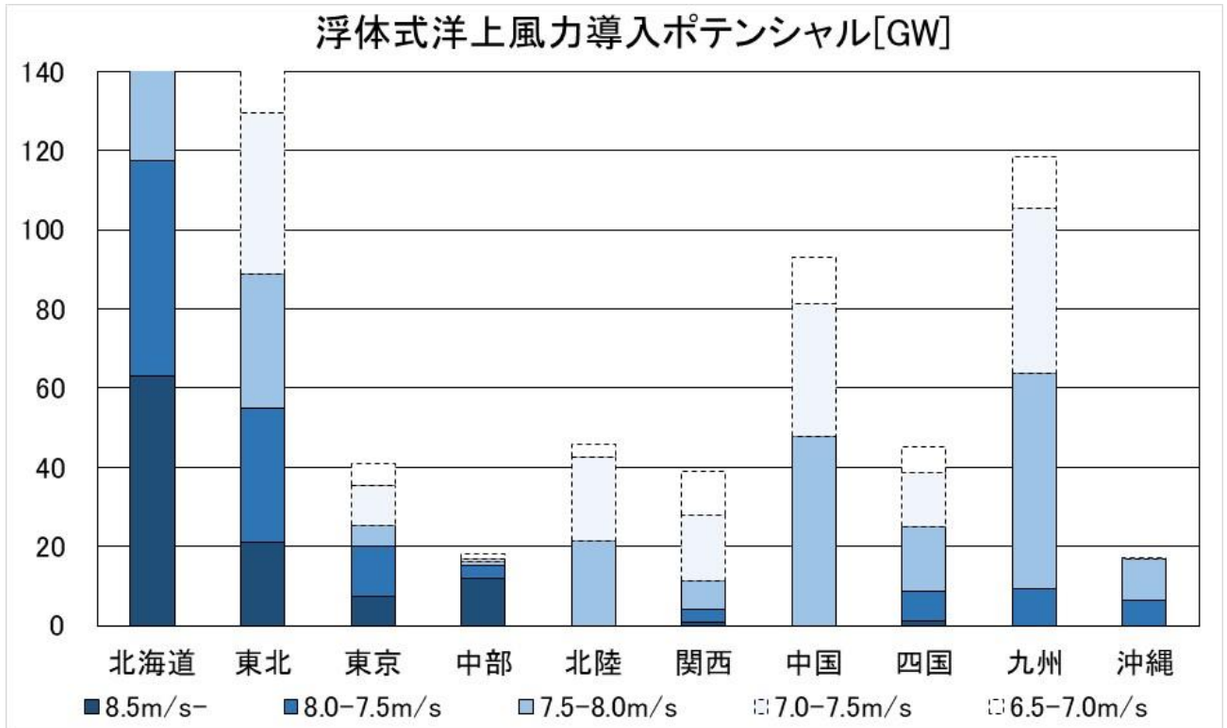


出典）環境省　令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書　2020年3月

導入設備容量の可能性 2　洋上風力

- 社会的制約条件を考慮したポテンシャル
- 着床式洋上風力のポテンシャル：水深50m未満、離岸距離30km未満
  - 年間平均風速7.0m/s以上のポテンシャル：241.6GW
  - **年間平均風速7.5m/s以上のポテンシャル：156.1GW**
  - 年間平均風速8.0m/s以上のポテンシャル：　74.6GW
- 浮体式洋上風力のポテンシャル：水深50m以上200m未満、離岸距離30km未満
  - 年間平均風速7.5m/s以上のポテンシャル：473.6GW
  - **年間平均風速8.0m/s以上のポテンシャル：236.1GW**
  - 年間平均風速8.5m/s以上のポテンシャル：105.2GW
- 2050年に向けて導入を加速するためには、再エネ海域利用法による促進区域指定などを進める必要がある





出典）環境省　令和元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年3月

（参考）国際エネルギー機関の2050年発電コスト（LCOE)の推計

米国、欧州、中国、インドでは、1kWhあたりの発電コストが、

2030年：
太陽光　　２～3.5セント
陸上風力　3.5～4.5セント
洋上風力　4～６セント

→

2050年：
太陽光　　1.5～2.5セント
陸上風力　3～4セント
洋上風力　2.5～4.5 セント

（参考）IEA“NetZero by 2050”の発電コスト予測（LCOE)

(セント/kWh)	米国		欧州		中国		インド	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
太陽光	3	2	3.5	2.5	2.5	1.5	2	1.5
陸上風力	3.5	3	4.5	4	4	4	4.5	4
洋上風力	6	4	4	2.5	4.5	3	7	4.5
原子力	11	11	12	11.5	6.5	6	-	-

曇天・無風期間 1　風力と太陽光の合計出力

自然エネルギー財団 RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

解析ケースにおける風力発電と太陽光発電の出力様相

1．日射と風速データは、1979年から公開しているアメリカ海洋気象庁(NOAA)のGPV(Grid Point Value)データに基づく、ドイツのシュトットガルト大学解析値を適用
（Global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation）

2．上記による日本全国の地点別日射・ハブ高さにおける風速データ（8,760時間）とパワーカーブを使用

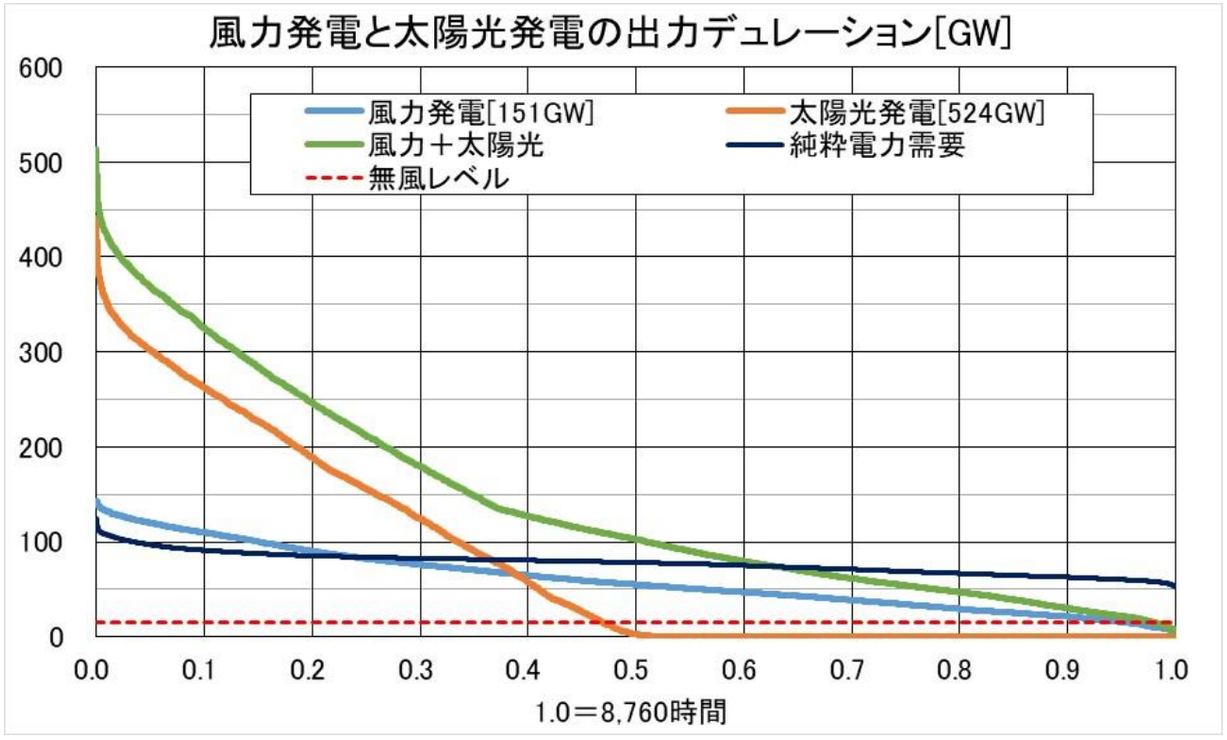
3．**夏は、**高気圧帯に覆われ地域の気圧差が少ないため**風力の低出力時間が多い（日本の特徴）**

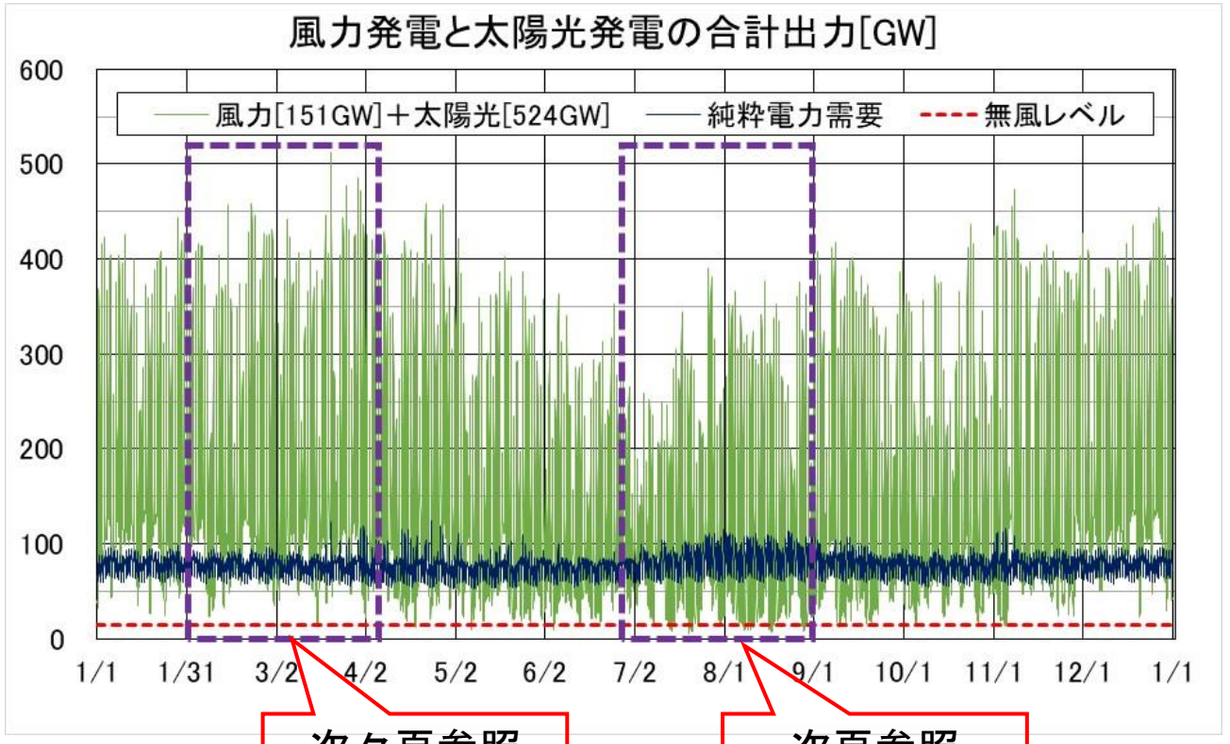
4．**冬は、**西高東低の気圧配置となり、**風力の高出力時間が多い（日本の特徴）**

5．太陽光単独の出力が52.4GW（定格出力の10%）以下となるのは、年間の59.3%時間

6．風力単独の出力が15.1GW（定格出力の10% ）以下となるのは、年間の4.5%時間

7．風力と太陽光の合計出力が67.5GW（合計定格出力の10% ）以下となるのは、年間の33.5%時間





曇天・無風期間 2　財団シミュレーション結果の分析

自然エネルギー財団 RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

1．グリーン水素製造などに用いられる柔軟な需要を除いた1日の実需要＊は、
約1,920～2,970GWh（平均2,490GWh）
＊ここでは熱需要に対応するための電力供給を実需要に入れているが、実際には一部柔軟な需要も含まれる。

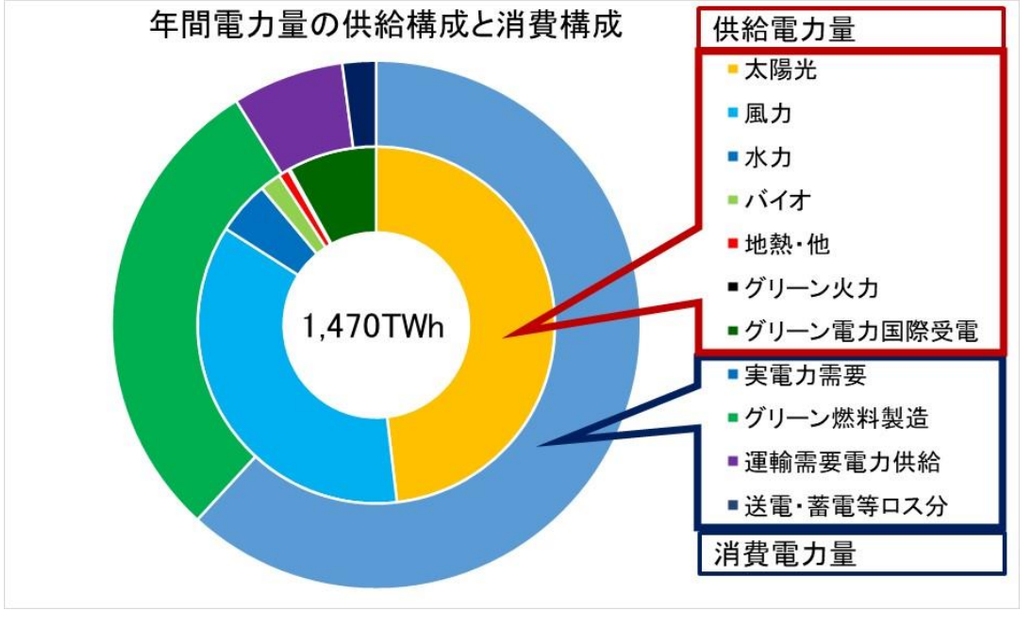
2．太陽光と風力の補完特性により両者合計の1日の最小電力量は、解析ケースで1,770GWhであり、マージン見て、**解析ケースの約90%（1,600GWh）**と仮定

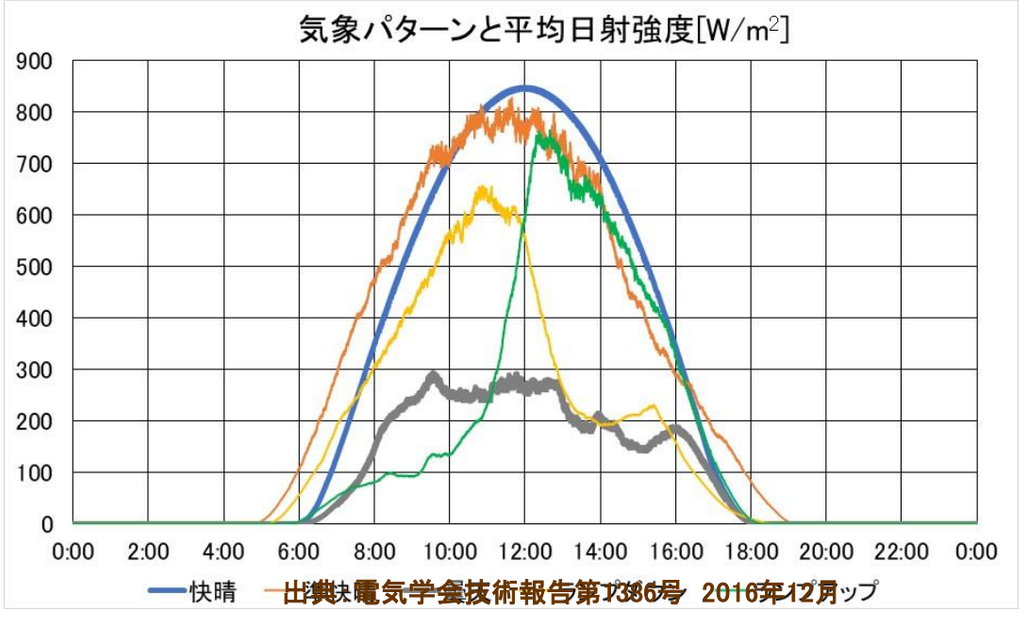
- 曇天時の1日間における太陽光発電電力量は、電気学会標準データでは、晴天時の約35%であるが、解析ケースにおける最小値から770GWh（解析ケース最大値の約24%）と推定される
- 無風時の1日間における風力発電最小電力量は、解析ケースの最小値から約190GWh（定格容量の約5%相当）と推定される

3．水力＋バイオ＋地熱による1日間の発電電力量は、133～557GWh（平均約310GWh）であり、人為的な出力制御が可能なことからマージンを見て、**最大値の約90%（500GWh）**と仮定

4．　2＋3で、2,100GWhの供給が可能であるため、グリーン合成燃料（メタン）を利用できる発電設備、国際送電のいずれか又は両方の活用によって、500～900GWh程度の供給を行うことで、必要な発電量を確保することができる。

5.これに加え、蓄電設備全体の合計運用容量が1,042GWh存在するので、その活用も可能である。





曇天・無風期間 ３　夏季の電力需給

風力が低出力期間中（夏季）の風力と太陽光発電合計出力と電力需給状況

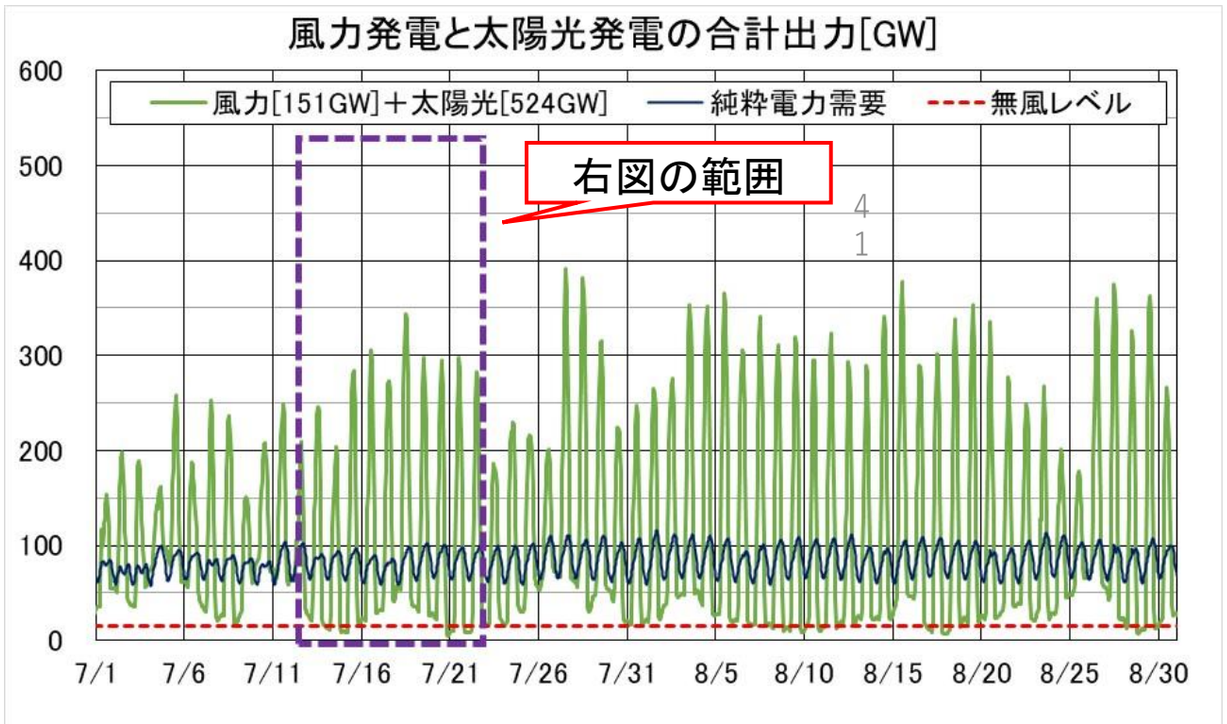
１．日没後の電力需要増加時には、**蓄電設備（揚水、蓄電池、電気自動車）からの放電に加えて、国際連系線によるグリーン電力受電（最大20GW）が需給バランス・電力品質維持に寄与**

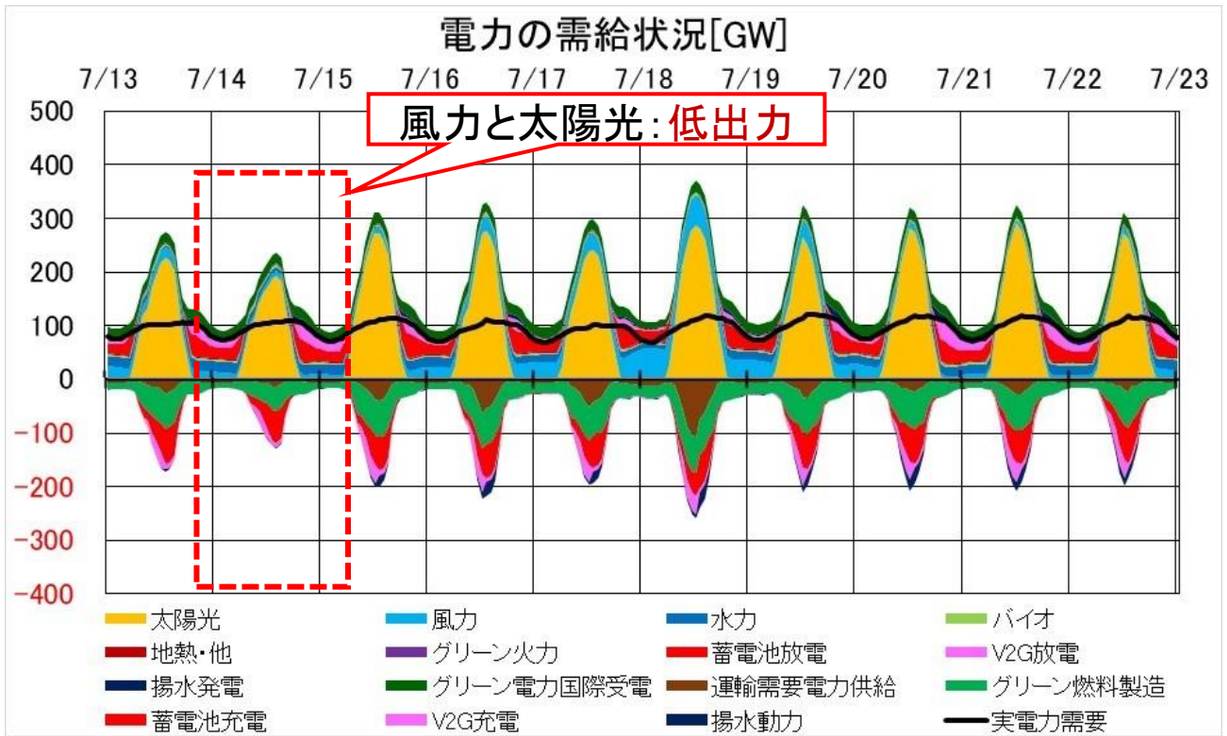
２．日中の太陽光発電出力は、**蓄電設備（揚水、蓄電池、電気自動車）への充電に加えて、熱需要、運輸需要、水素などのグリーン燃料製造など柔軟性のある電力需要への供給が、需給バランス・電力品質維持に寄与**

３．風力が低出力のため、**地域間連系線による流通量が少ない**（右下図期間の平均は19.1GW）

４．柔軟性のある電力需要の活用に加えて、風力や太陽光発電などの周波数制御機能などを活用

また、蓄電設備の充電率（SOC：States Of Charge）は、90～30%程度を基本としており、
計画外の需要または供給の変動が生じた際にも、需給バランス・電力品質維持を保つことが可能





曇天・無風期間 ４　冬季の電力需給

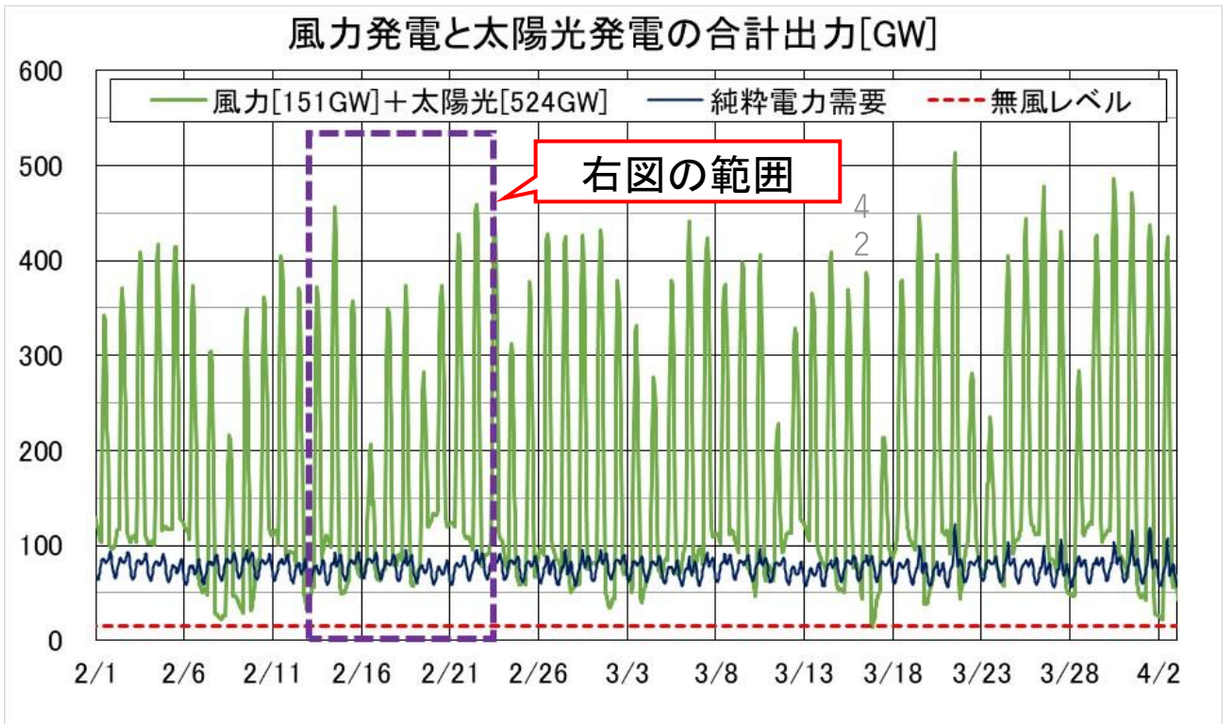
風力が高出力期間中（冬季）の風力と太陽光発電合計出力と電力需給状況

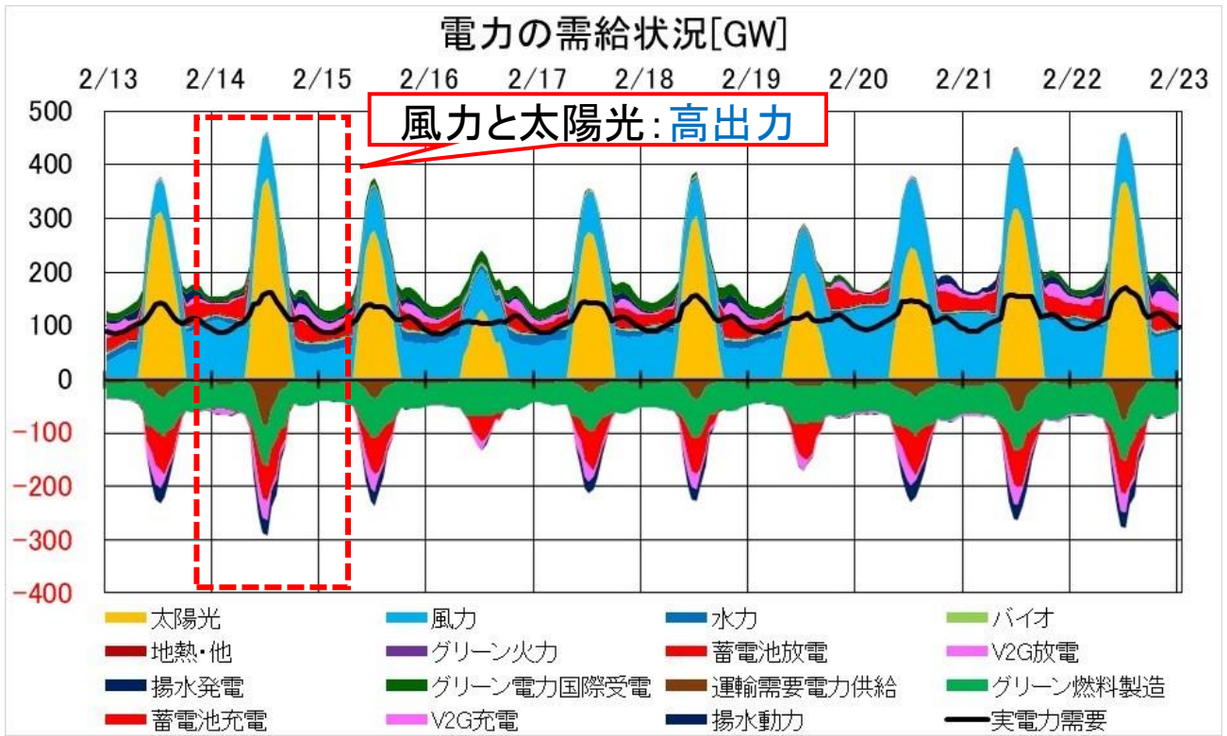
１．ほとんどの時間帯で、**風力と太陽光で純粋電力需要を、供給可能である。**熱需要、運輸需要、グリーン燃料製造への安定供給も目的として、**蓄電設備からの放電に加えて、国際連系線による グリーン電力受電が需給バランス・電力品質維持に寄与**（グリーン電力受電は限られた時間帯のみ）

２．日中の風力と太陽光発電出力は、**蓄電設備への充電に加えて、熱需要、運輸需要、グリーン 燃料製造など柔軟性のある電力需要への供給が、需給バランス・電力品質維持に寄与**

３．風力が高出力のため、**地域間連系線による流通量が多い**（右下図期間の平均は32.8GW）

４．柔軟性のある電力需要の活用に加えて、風力や太陽光発電などの周波数制御機能などを活用 また、蓄電設備の充電率（SOC：States Of Charge）は、90～30%程度を基本としており、 計画外の需要または供給の変動が生じた際にも、需給バランス・電力品質維持を保つことが可能





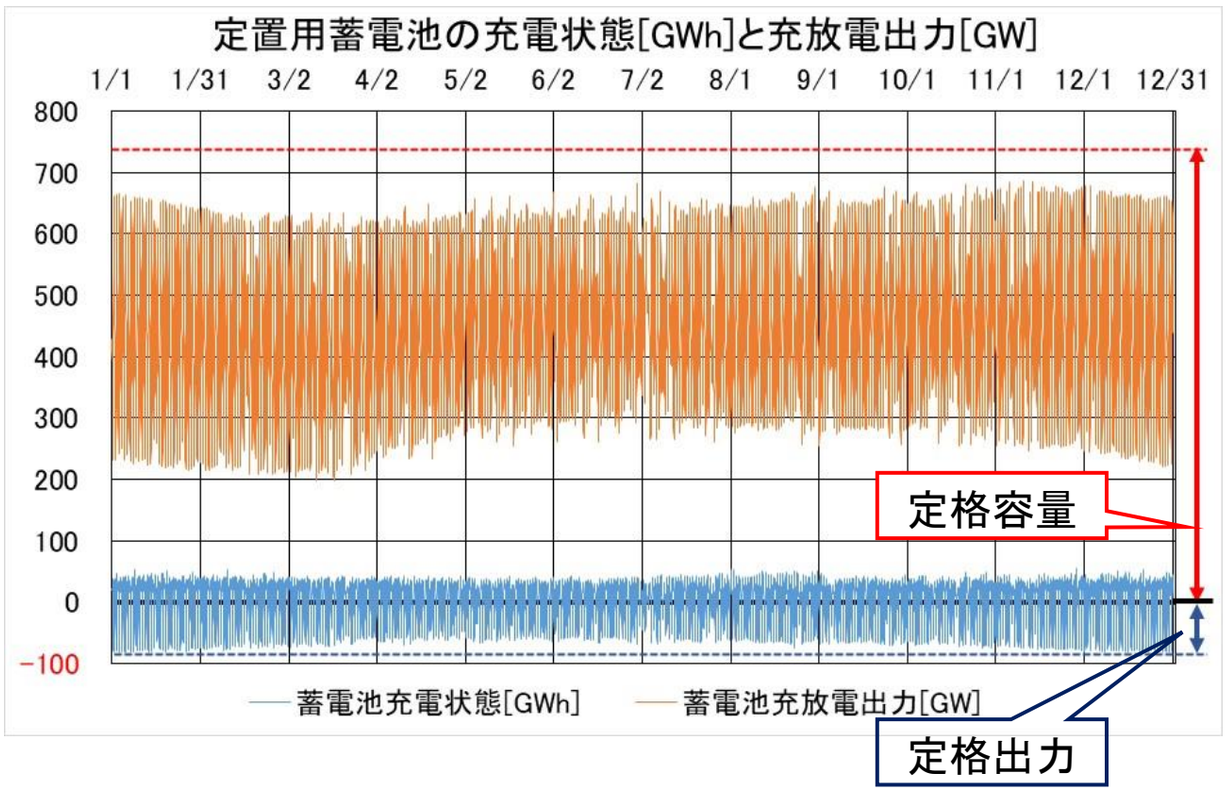
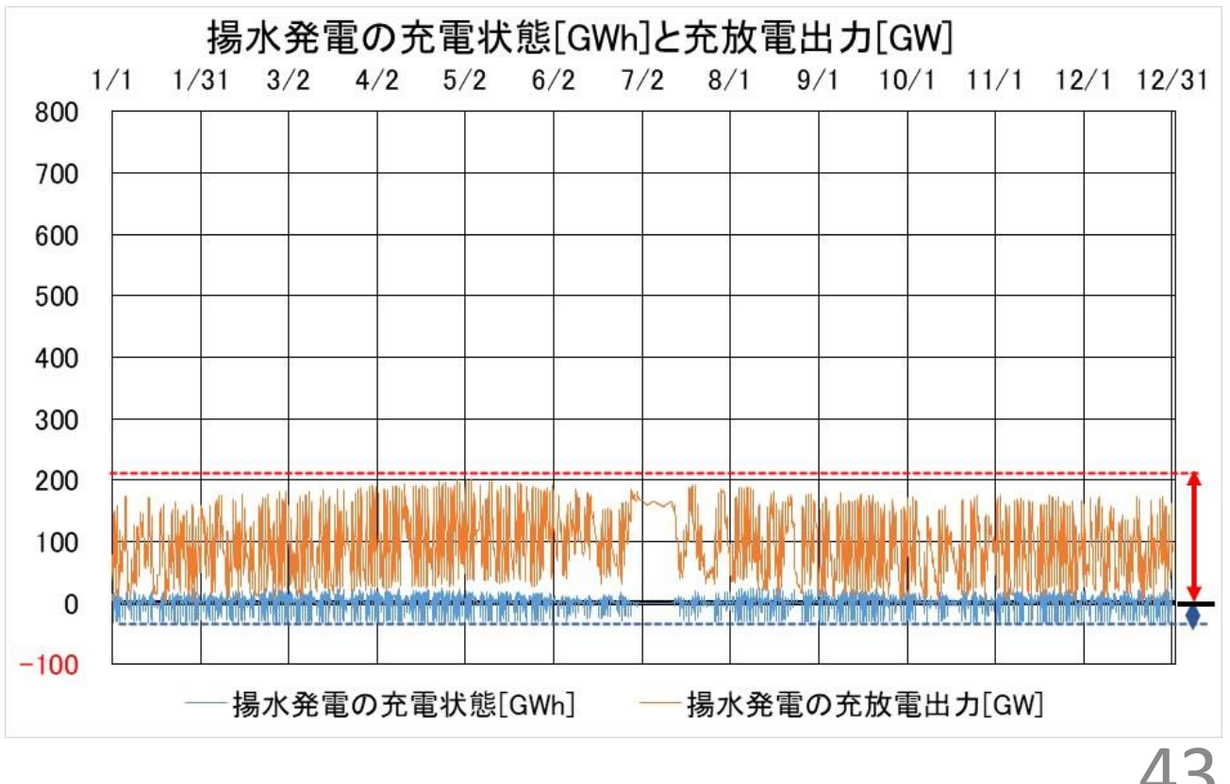
曇天・無風期間 5　蓄電設備の充電状態と出力

自然エネルギー財団 RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

定置用蓄電設備（V2G蓄電設備は、別設置）

純粋電力需要、熱需要、運輸需要、グリーン燃料製造への安定供給も目的として、充放電制御を実施

1．定格充放電出力：87GW
2．定格設備容量：740GWh（87GW、約8.5時間）
3．解析ケースの充電状態：687～198GWh（運用幅：489GWh）、充電率：93～27%

揚水発電設備

1．定格充放電出力：30GW
2．定格設備容量：204GWh（30GW、約6.8時間）
3．解析ケースの充電状態：202～1GWh（運用幅：201GWh）、充電率：99～1%