

H-UTokyo Lab.

日立東大ラボ産学協創フォーラム

『Society 5.0 を支えるエネルギーシステムの実現に向けて（第4回）』

カーボンニュートラル社会における エネルギー基幹システムの技術イノベーション

小野田 学

株式会社 日立製作所
エネルギー業務統括本部

2021年12月1日

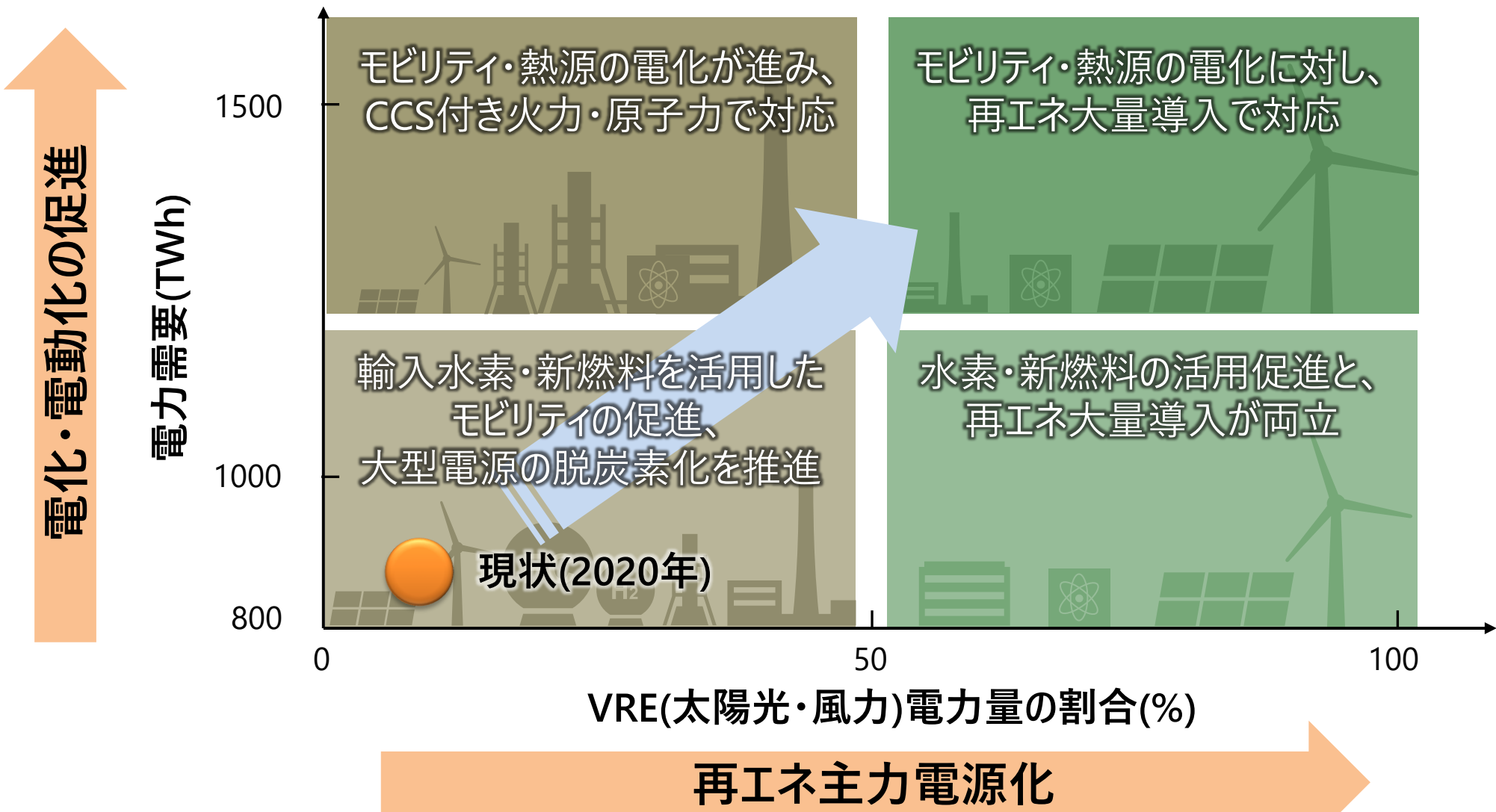
- **2050年カーボンニュートラルにおけるエネルギーシステムの多様な姿と総コストに基づく比較検討**
(総コスト: 年間の1次エネルギーから最終エネルギー消費に至るエネルギーコストと設備投資コストの合計)
- **電化に伴う需要増加への対応や太陽光・風力などの再エネ(VRE)大量導入における、系統システムの課題と対応策**

Contents

1. カーボンニュートラルにおけるエネルギーシステムと総コストによる比較検討
2. 系統システムの課題と対応策
3. まとめ

1-1. 再エネ導入と電化促進による4つの社会像

年間コスト(燃料費 + 設備投資額)のシミュレーションにより課題を抽出



- 2050年CN実現時のエネルギーシステムの姿を描くツールとして、実績のあるモデルを採用
- 2030年▲46%、2050年CN等の制約条件のもと、エネルギー需給構造についてコスト最適化計算を実施

藤井・小宮山研究室モデルの概要：エネルギー技術選択モデル(動学的コスト最小化型モデル)

- 日本のエネルギー全体を分析対象に、CO₂排出制約のもとでエネルギー需給構造について、コスト最適化計算が可能
 - エネルギーシステム全体を評価(一次エネルギー、転換部門、最終消費部門[産業、家庭、業務、旅客、貨物])
 - 電力部門の詳細分析(時間解像度→1時間値、年間8,760時間で分析→再エネ出力変動を詳細に考慮)
- エネルギー供給サイド（一次/二次エネルギー）と需要サイド（鉄鋼、セメント、化学、民生、運輸など）について個別技術の積み上げによる分析を行い、CN実現ならびにそのトランジション（移行過程）のエネルギー需給構造を統合的に分析可能
- 革新的技術をはじめ多様な技術要素を考慮：次世代自動車(EV、FCV)、エネルギー貯蔵 (Li-ion電池、NAS電池、蓄熱装置)、CCUS(大気中CO₂直接回収、メタネーション、FT合成)、エネルギーキャリア(水素、アンモニア、メタノール、合成ガス、合成石油)、発電技術(水素発電、アンモニア発電、洋上風力発電、燃料電池、蓄熱発電)、省エネ技術(ヒートポンプ)など
- (参考) < 藤井・小宮山研究室モデルの実績 >
GAUC(Global Alliance of Universities on Climate：気候変動に関する国際大学アライアンス)イベント(2021年)、ICEE(The International Conference on Electrical Engineering: 電気工学国際会議)パネルセッション(2021年)、日本機械学会企画セッション(2021年)、日本原子力学会報告書(2020年)など内外の学術的議論の場で結果が紹介されている。

(参考文献) Kawakami Y, Komiyama R, Fujii Y, IFAC-Papers OnLine 51(28)598-603 (2018), 川上,小宮山,藤井,電気学会論文誌B,138(5), 382-391 (2018)

CN: Carbon Neutral, CCS: Carbon dioxide Capture and Storage, CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage, DAC: Direct Air Capture, EV: Electric Vehicle, FCV: Fuel Cell Vehicle, FT: Fischer-Tropsch process, NAS電池: ナトリウム硫黄電池, SMR: Small Modular Reactor

1-3. ケースの検討条件と年間コスト比較

CCS、水素等の設定を変えて異なる電源・需要構成を最適化結果として算出

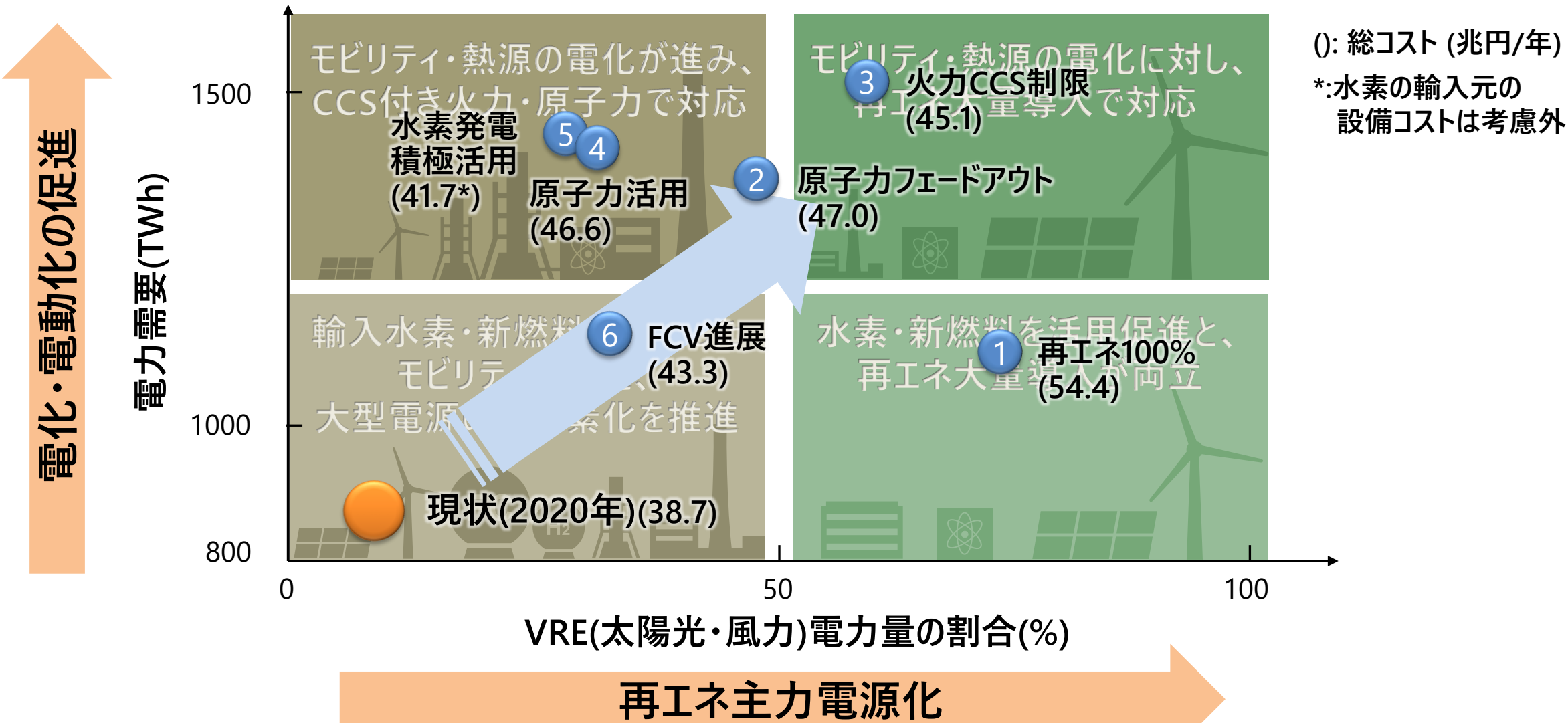
	①再エネ100%	②原子力 フェードアウト	③火力CCS制限	④原子力活用	⑤水素発電 積極活用	⑥FCV進展
原子力稼働年	停止	40	60	←	←	←
原子力設備容量上限(GW)	0	4	24	50(SMR)	24	←
火力CCS上限(ton)	2億	←	1億	2億	←	←
水素輸入上限(ton)	2,000万	←	←	←	4,000万	上限なし
水素単価(¥/Nm ³)	20	←	←	←	10	20
FCV価格(現状比)	0.68	←	←	←	←	0.20
EV価格(現状比)	0.68	←	←	←	←	←
太陽光上限(GW)	なし	←	←	←	←	←
陸上風力上限(GW)	40	←	←	←	←	←
洋上風力上限(GW)	90	←	←	←	←	←
太陽光建設コスト(万円/kW)	15	←	←	←	←	←
陸上風力建設コスト(万円/kW)	21	←	←	←	←	←
洋上風力建設コスト(万円/kW)	51	←	←	←	←	←
CCSコスト(¥/tonCO ₂)	745	←	←	←	←	←
DACコスト(¥/tonCO ₂)	10,340	←	←	←	←	←
LiB蓄電コスト(¥/Wh)	10	←	←	←	←	←

*1) 年間コスト：2050年における年間の1次エネルギーから最終エネルギー消費に至るエネルギーコスト(=燃料費)と設備投資コストの合計

*2) 水素の輸入元の設備コストは考慮外

1-4. 評価結果の整理

CN社会では現状よりも年間コスト5~15兆円/年程度増の見込み

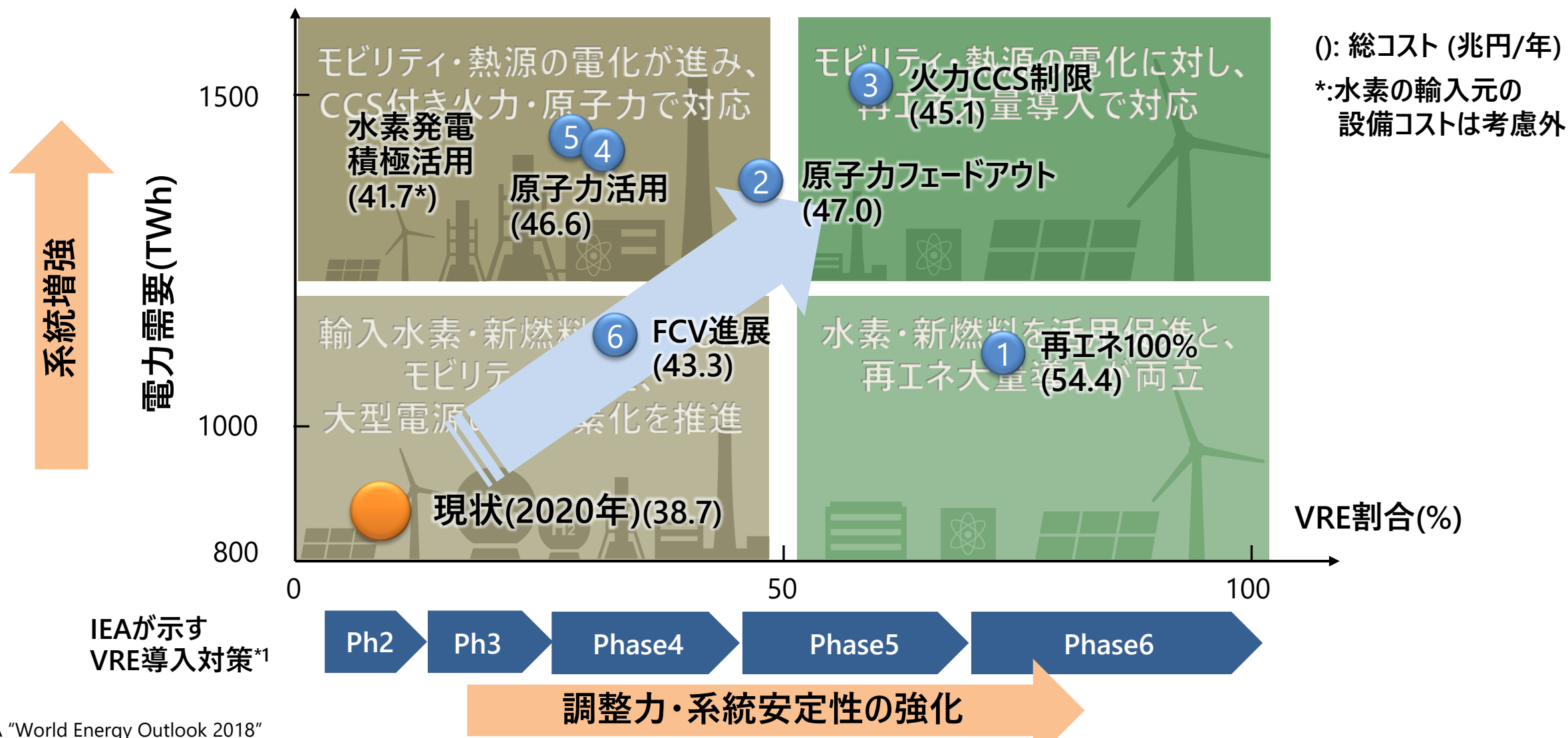


Contents

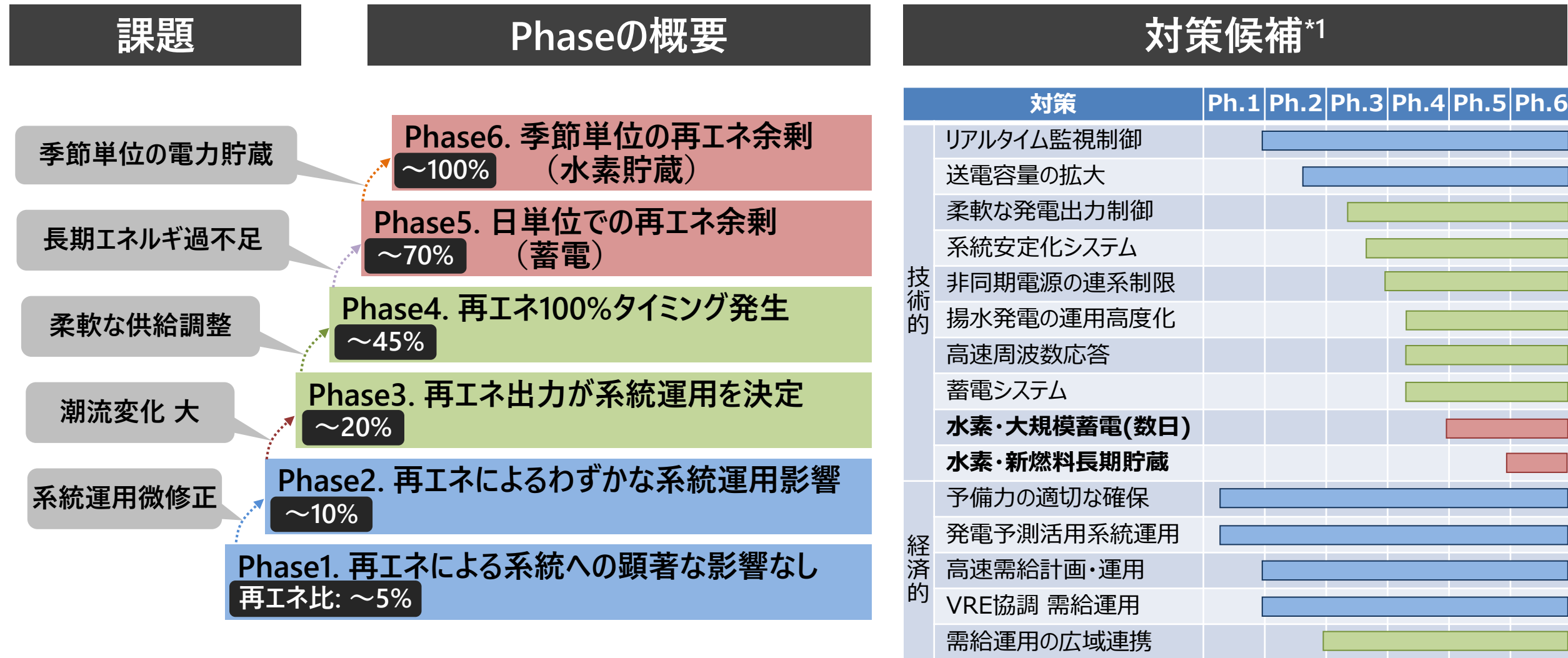
1. カーボンニュートラルにおけるエネルギーシステムと総コストによる比較検討
- 2. 系統システムの課題と対応策**
3. まとめ

2-1. 2050年CN達成時のエネルギーシステムにおける電力システムの課題

需要増・VRE増のバランスに応じた適切な系統増強、調整力・安定化対策の算定が必要



CNに向けてIEAのPhase4~6の課題を解決するイノベーションが必要



*1) IEA, "Integrating variable renewables: Implications for energy resilience", Asian Clean Energy Forum 2017
VRE: Variable Renewable Energy

2-3-1. 系統課題の解析システム概要 1

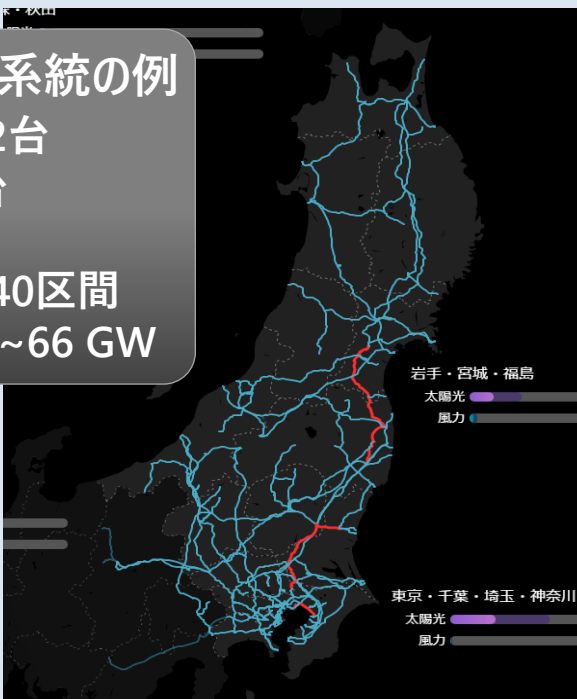
需給バランスと電力系統の安定性を考慮し、蓄電池等の設備容量を評価するシミュレータ

狙い

再エネを含む電力系統の現象を検討するため、系統構成などの解析モデルを公開情報から構築

東北・関東系統の例

原子力 12台
火力 29台
揚水 12台
送電線 440区間
需要 33~66 GW



シミュレーション条件

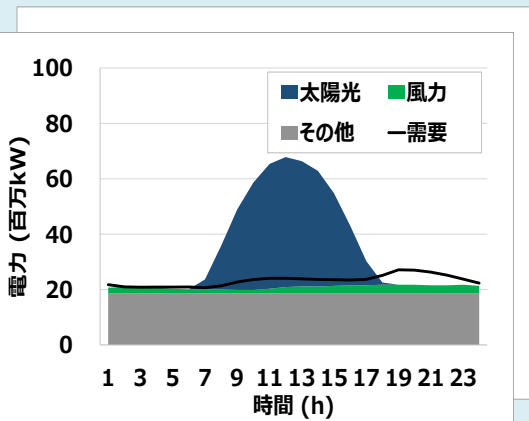
No.	項目	前提・制約条件
1	発電	・ 発電機定数/AVR/PSS/ガバナは電気学会・電協研モデルを適用
2	需要	・ 2018年公表値(8760時間)を比例倍して各年度需要を設定
3	VRE	・ FRT:系統連系規程で模擬 ・ 導入量:2050年CN社会に対応した5ケースを想定
4	系統	・ 2030年を想定し(OCCTO計画)、275kV以上を公開データよりモデル化、66kV以下は縮約
5	揚水	・ 全13.2GWをVRE対策に使用
6	故障	・ 主要幹線での6LG-Oを想定

2-3-2. 系統課題の解析システム概要 2

再エネや需要の年間データからエリア毎の余剰電力を算出し、再エネ抑制量や必要設備量を算出

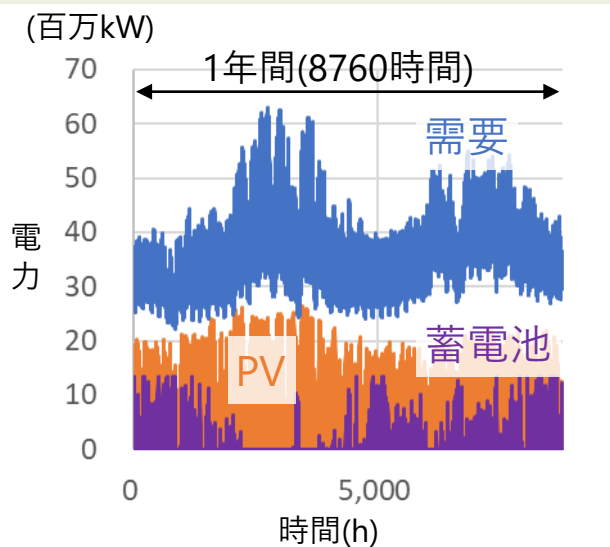
入力データ

- 再エネ比率の目安
- 電力需要の目安
- 水素製造必要量の目安
- 再エネ出力年間データ
- その他電源出力年間データ
- 電力需要年間データ



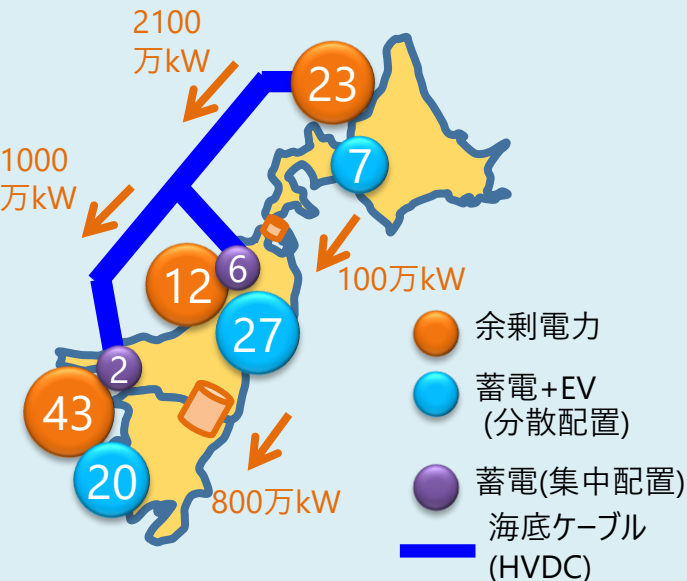
評価計算

- エリア毎に余剰電力を算出して抑制量や水素製造量、広域送電量を算出
- 系統解析で系統安定性や送電限界を評価



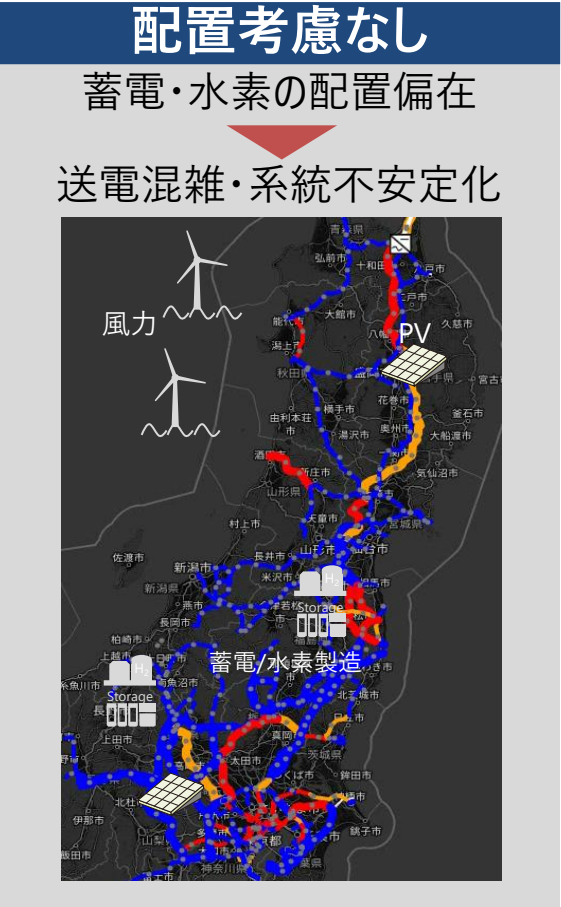
出力データ

- 余剰電力量
- 再エネ抑制量
- 需要誘致量
- 蓄電・水素製造設備容量
- 新設HVDC容量
- 広域融通量



2-3-3. 適正な設備配置 / 導入量の検討

系統対策Phase5、6には相当量のエネルギーストレージが必要で、コスト最小化の施策が必要



- 配置適正化による導入量評価のポイント**
- ①需給調整：大規模蓄電システムの設置
 - ・洋上WFの連系点近傍で電力変動を吸収し安定化
 - ・V2Gは分散されたPVの変動対策に有効
 - ②系統安定化：送電網強化
 - ・日本版コネクト＆マネージで線路熱容量限界まで送電を可能とし、送電線増強を最小化
 - ・洋上風力の電力を需要地に長距離送電するHVDCの新設が必要
 - ③需給逼迫への備え
 - ・再エネ中心の電力供給では無風・曇天に備えた数日間のバックアップが必要
 - 需給調整の数倍の蓄電容量が必要

トランジションの過程でシナリオに応じた対策の定量評価、計画の修正が必要

- 再エネ電源を空き容量が無い系統に接続する場合、設備増強・建設期間を要する
- 従来の運用方式では、停電防止のため送電線の利用上限(運用容量)を設定し、送変電設備の設備容量に対して余裕をもって運用している
- 「日本版コネクト&マネージ」では、3つの取り組みにて既存送変電設備を最大限活用する
 - ① 想定潮流の合理化、
 - ② N-1電制※1
 - ③ ノンファーム型接続

(MW)

① 最大潮流
想定 of
精度向上

② 従来の運用
容量を超えた接続

③ 空容量を
利用した接続

設備容量

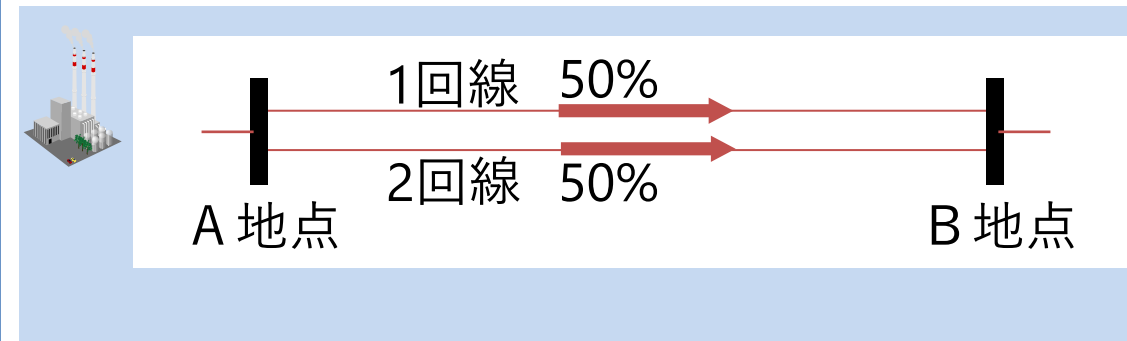
運用容量

最大潮流
(想定)

想定潮流

時間

N-1基準 事故に備え送電線能力の50%まで利用



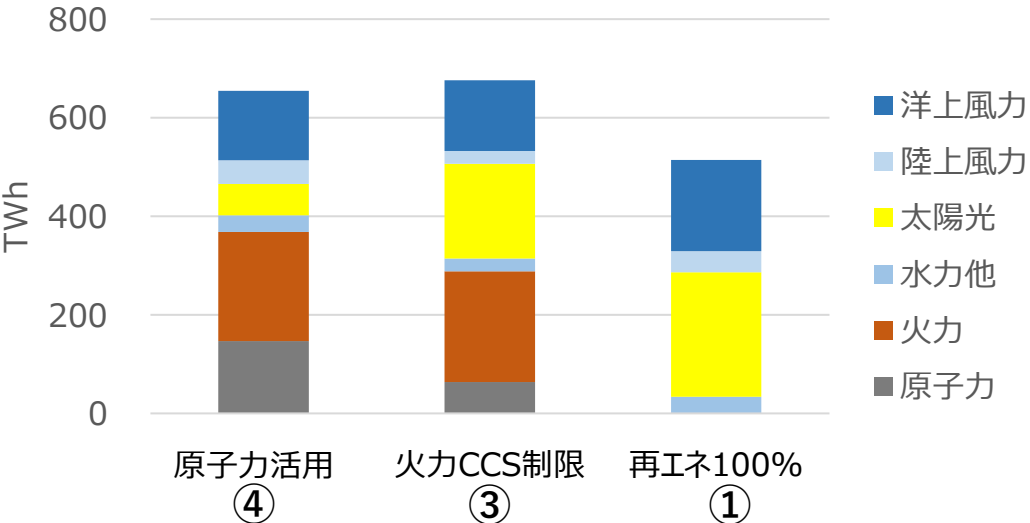
N：電力系統の設備数

※1 日本が世界初実現、①③も含む

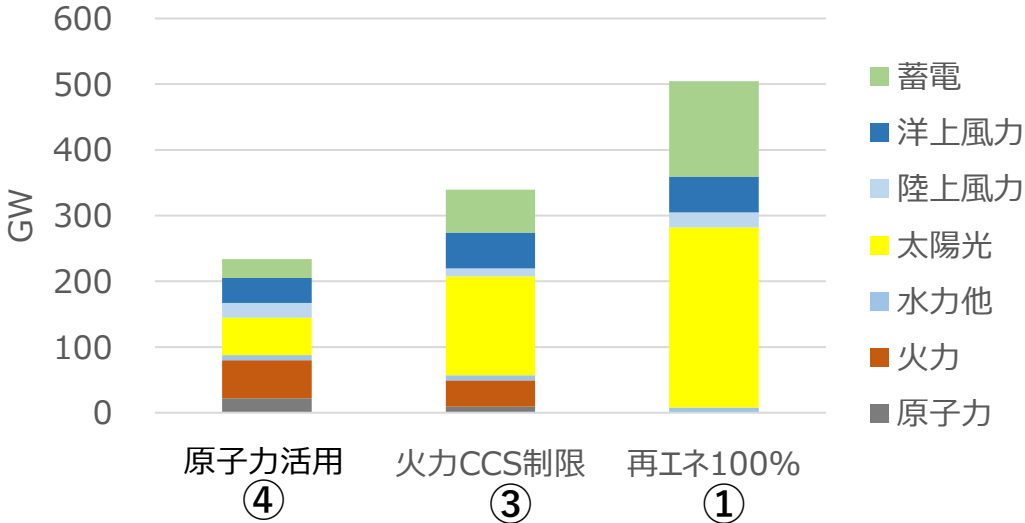
2-3-4. 東日本シミュレーション検討条件と結果

洋上風力対応の大規模蓄電と、各地の太陽光余剰電力吸収のための蓄電分散配置が必要

東日本の発電電力量



東日本の発電設備容量



シミュレーション結果

			④原子力活用	③CCS制限	①再エネ100%
容量	HVDC増設 (GW)	(北海道-東北)	15	21	20
		(東北-東京)	6	10	9
	蓄電(GWh)	全国換算	580	1300	2900
コスト (兆円/年)	HVDC増設 ^{*1}		0.17	0.25	0.24
	蓄電(全国換算) ^{*2}		1.0	2.2	5.0

*1) HVDC単位コスト：北海道-東北(500km)：1710億円/GW，東北-東京(400km)：1440億円/GW，*2) 蓄電単価 35円/Wh
 参考資料：資源エネルギー庁「海底直流送電の導入に向けて FS調査について」
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/chokoryi_kaitei/pdf/004_03_00.pdf



2-3-5. エネルギーストレージ必要量の詳細

再エネ中心ケースでは国内自家用車の8割がV2Gとして協力する必要があり非現実的
HVDC設置点には数10GWhクラスの大規模蓄電の設置が必要

分散配置蓄電をV2Gで対応する場合

		④原子力活用	③CCS制限	①再エネ 100%
東日本 結果	分散配置蓄電 (GWh)	230	570	1360
	V2Gで対応する 場合の必要な 台数割合(%)	14.4	35.6	85.0

◆V2G検討条件（想定）

- ・2050年国内8000万台の自家用車がEV化
- ・EVの蓄電容量：40kWh/台、充放電電力：4kW/台

HVDCに隣接して設置する蓄電設備

		④原子力活用	③CCS制限	①再エネ 100%
東日本 結果	HVDC隣接の 蓄電(GWh)	60	80	90
	必要な 設備面積	60万m ² (1×0.6km)	80万m ² (1×0.8km)	90万m ² (1×0.9km)

◆蓄電設備面積

- ・GWhあたり約10000m² *1

V2G: Vehicle to Grid, HVDC: High Voltage Direct Current (直流送電), EV: Electric Vehicle

*1) <https://www.presstelegram.com/2021/02/15/giant-long-beach-aes-battery-storage-facility-in-full-operation/> 記事をもとに推定

Contents

1. カーボンニュートラルにおけるエネルギーシステムと総コストによる比較検討
2. 系統システムの課題と対応策
- 3. まとめ**

- 2050年カーボンニュートラル達成時のエネルギーシステムは、電力需要増加と太陽光・風力発電(VRE)の導入割合で整理でき、解決すべき課題、およびそのために必要なイノベーションをステークホルダ間で共有することが重要
- 社会インフラ整備には相当の時間と費用を要するため、ゴール・トランジションシナリオ策定には定量評価できるシミュレータが必須
- 再エネ中心のシステムでは、時間的(数日・季節間含む)、空間的ミスマッチの解消に相当量のエネルギーストレージが必要で、コストインパクトも大きい。電源ミックスの最適化とともに、V2Gや水素の積極的活用で最小化する試みも重要