



UTokyo
Green
Transformation

2050年に向けた 水素利用・水素発電の方向性

東京大学先端科学技術研究センター
杉山 正和



東大先端研

Research Center for
Advanced Science and Technology
The University of Tokyo



Net Zero Japan 2050シナリオ

- 2050年にNet Zeroを達成できる日本のエネルギーシステムの姿を例示。
 - 技術的に可能なシナリオ
 - トランジション戦略は本シナリオからバックキャストして考察する。

仮定

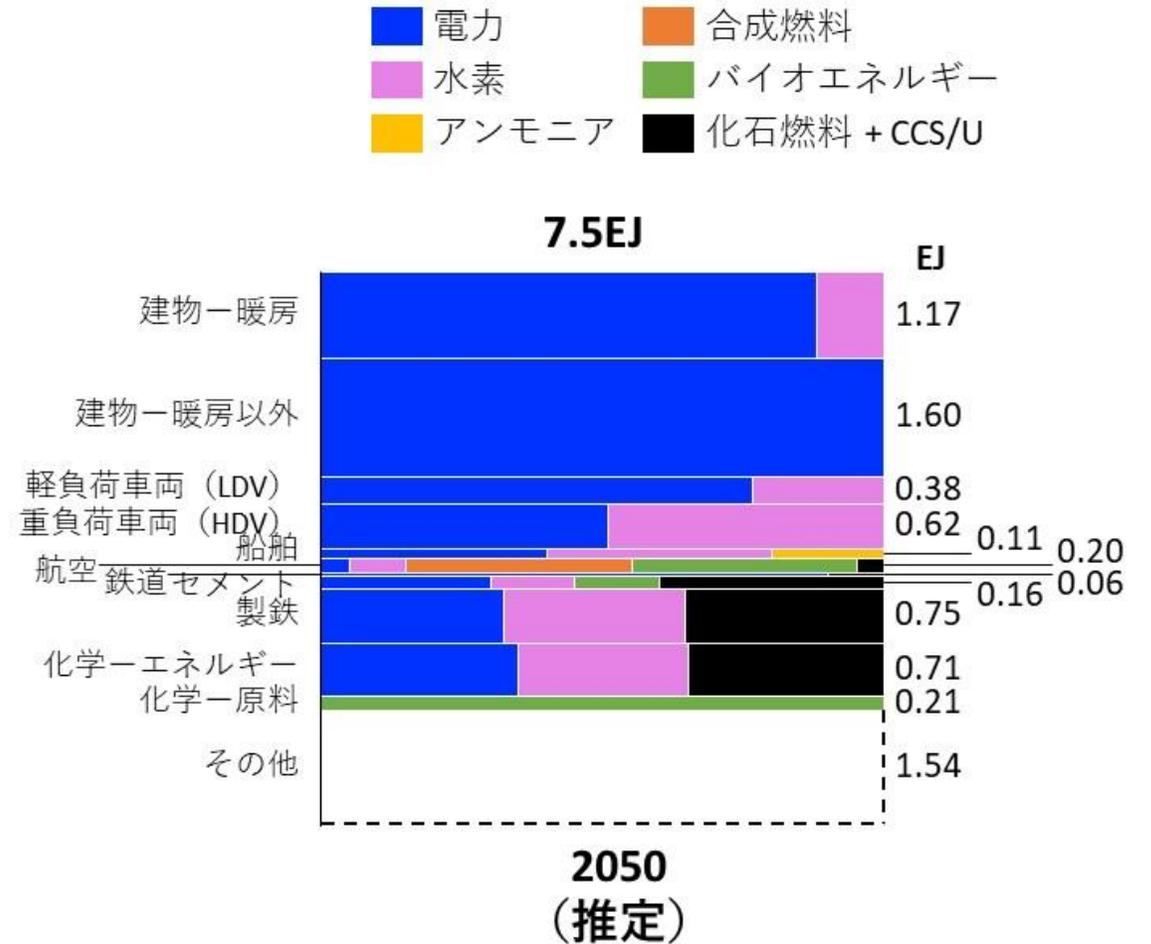
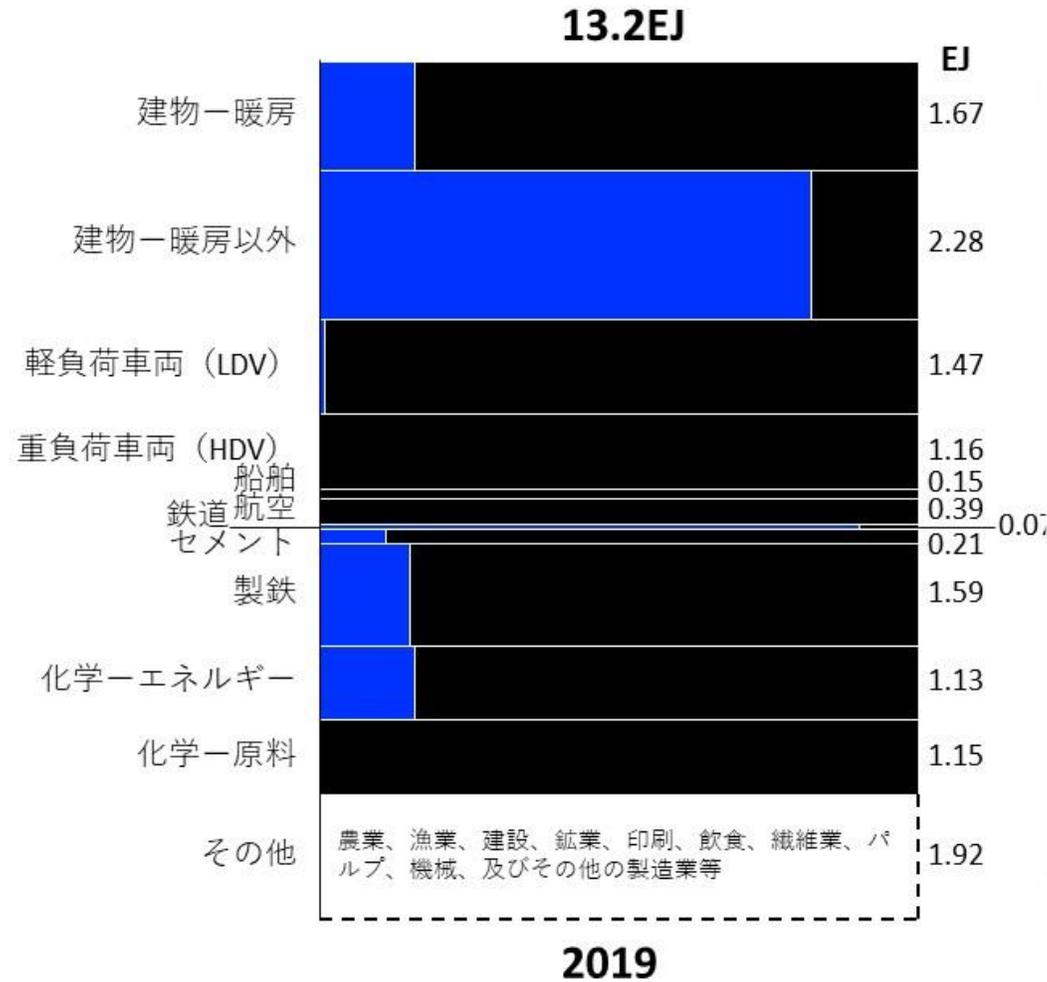
- 非連続的な社会経済システムの転換は考慮せず、現在の経済活動の基盤や産業構造が継続した場合のBusiness-as-usualケースとして、
 - 人口減（約20%減）に比例した需要減
 - 電化に伴うエネルギー効率の向上（特に移動体）
 - リサイクルの進展（化学産業、鉄鋼）
 - 穏やかな輸出減（鉄鋼）

を前提に、各セクターにおいて2050年に活用が期待される脱炭素化技術を想定し、エネルギー需要を見積もる。



Energy consumption in End-Use sectors

- エネルギー需要は13.2EJから7.3EJに減少（-45%）
- 大幅な電化，水素への燃料転換が主要なトランジション．CCSの利用は抑制．

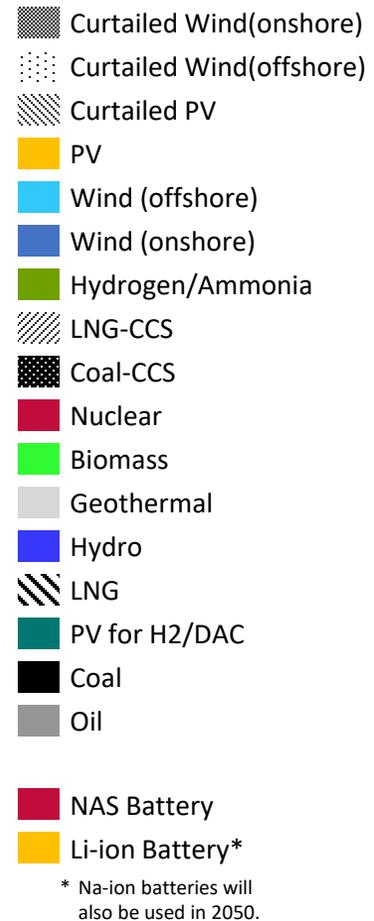




2050年の電力ミックス

- 日本の9領域における毎時の電力需給バランスを考慮したシミュレーション
- 再生可能発電（太陽光・風力）／水素・アンモニア火力発電／原子力発電の組み合わせ

Scenario	Actual Power Mix 2019*1	RITE 2050 Scenario*2	Hydrogen- & Nuclear-oriented	Hydrogen-oriented	RE-oriented	RE- & Nuclear-oriented
	Reference	Reference	1-a*3	1-c*3	7-a*3	7-c*3
Total Power Generation (TWh)						
Total Capacity Installed (GW)	-	-				
Power System Cost (JPY and USD*4)	JPY 11.1 tn*5 (USD 101 bn)	-	JPY 14.3 tn (USD 130 bn)	JPY 15.1 tn (USD 137 bn)	JPY 12.9 tn (USD 117 bn)	JPY 12.4 tn (USD 113 bn)
Battery Capacity (GWh)	-	-				



Source: 1) FY2021 Energy Demand and Supply (<https://www.meti.go.jp/press/2021/04/20210413004/20210413004-1.pdf>), METI (2021)
 2) Scenario Analyses for 2050 Carbon Neutrality in Japan (Interim Report), Research Institute of Innovative Technology for the Earth (RITE) (2021), 3) "Net Zero Japan 2050 -Summary for Business Leaders-", Center for Global Commons (2023),
 4) Conversion rate (USD 1= JPY 110) 5) Future Retail Policy (https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/044_05_02.pdf), METI (2022)



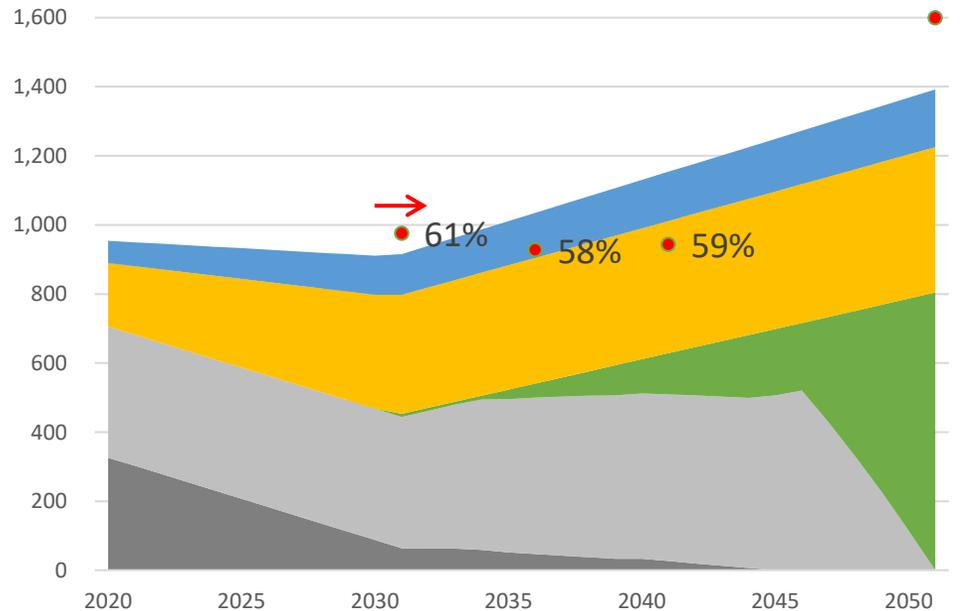
水素・アンモニア火力発電へのトランジション

- 調整力を有する火力発電は電力システムの安定化に不可欠.
- Net-zeroを達成するためには 火力発電用のCO₂フリー燃料（水素・アンモニア）が不可欠.

H₂ (NH₃) power generation



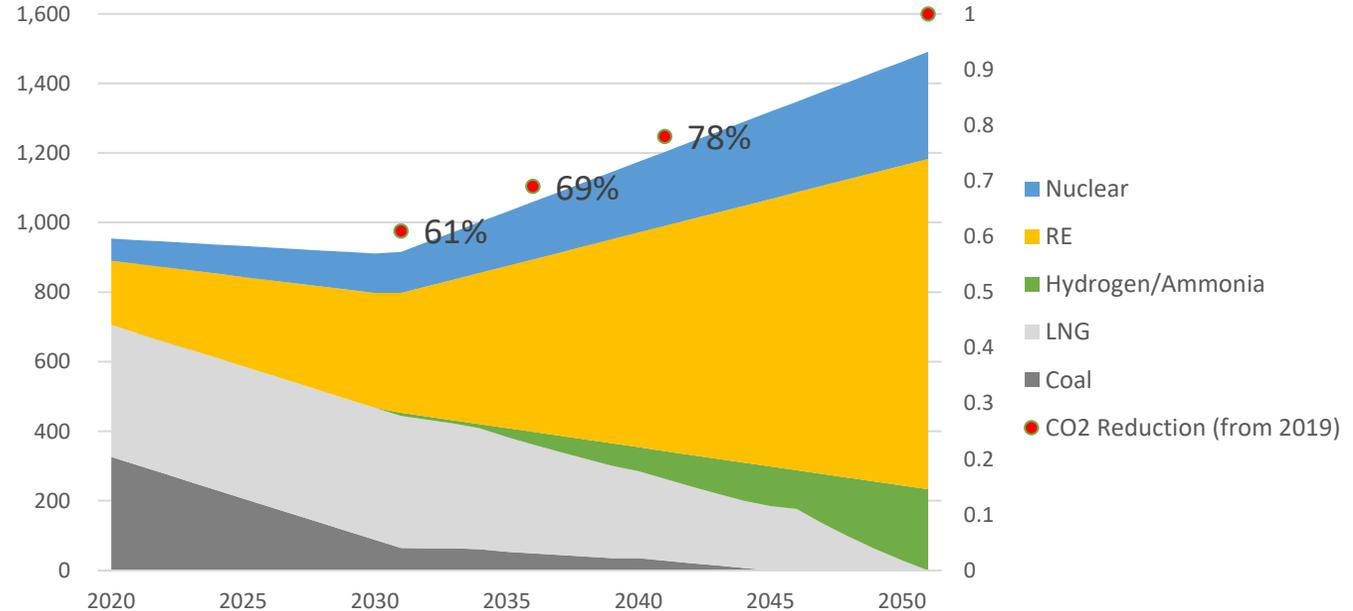
Hydrogen-oriented Scenario (TWh)



H₂ (NH₃) power generation



RE-&Nuclear-oriented Scenario (TWh)



Note

IPCC AR6 states that actions to limit the increase in temperature to 1.5 degrees Celsius would require a 48% reduction in CO₂ emissions by 2030, 65% by 2035, 80% by 2040 relative to that in 2019.



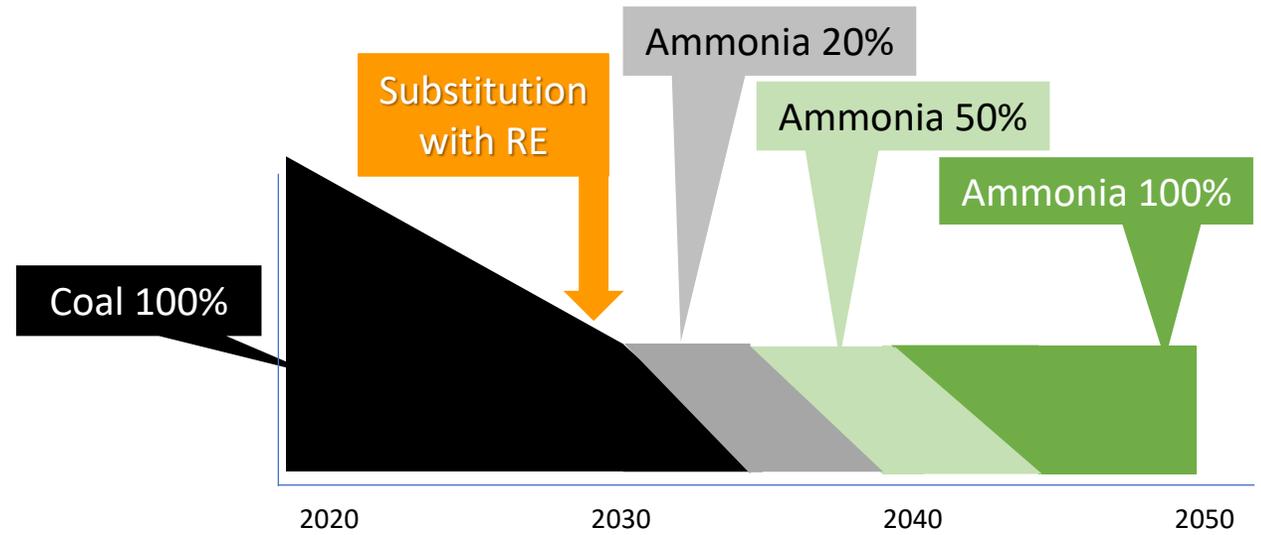
水素・アンモニア火力発電へのトランジション

- 現在の技術では水素・アンモニアの専焼を大型発電機（1 GW級）では実現できず、混焼率を増大させつつ専焼を目指す。
- 大量の発電用水素・アンモニアのサプライチェーンを早期構築するためにも、混焼による早期の水素・アンモニア利用が必要。

■ 石炭→アンモニア

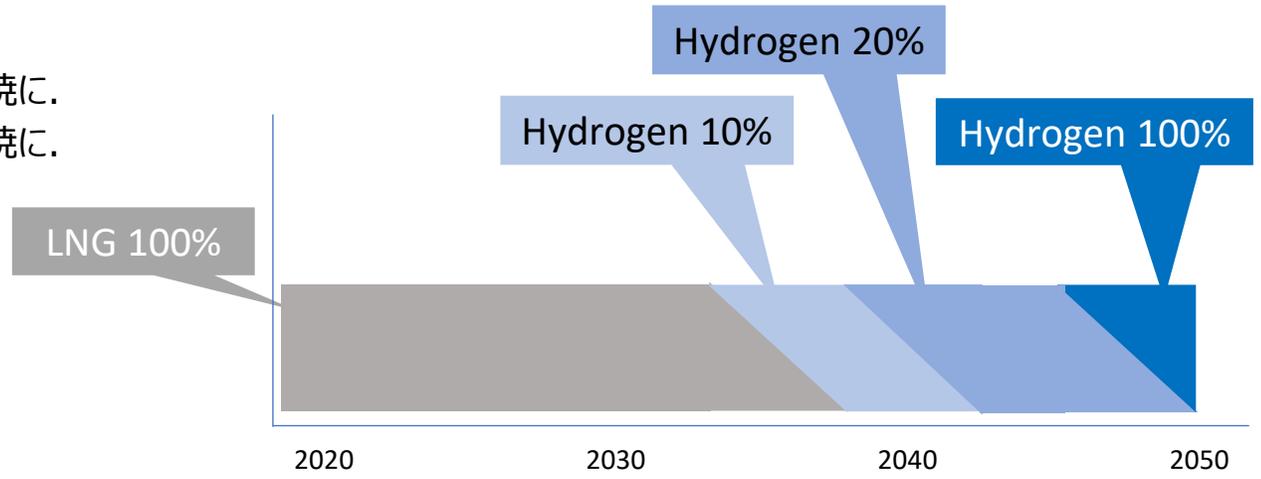
- 2030年から5年間で全石炭火力発電所に20%*混焼に。
- 2034年から5年間で全石炭火力発電所の混焼率を50%に。
- 2040年から5年間で全石炭火力発電所をアンモニア専焼に。
*発熱量基準

燃焼技術	発電効率 (LHV基準)
アンモニア混焼 (20~50%)	44%
アンモニア専焼	67% (GTCC利用)



■ LNG→水素

- 2034年から5年間で全LNG火力発電所を10% (30 vol%)混焼に。
- 2039年から5年間で全LNG火力発電所を20% (50 vol%)混焼に。
- 2046年から5年間で全LNG火力発電所を水素専焼に。
- 発電効率
 - 67% (LHV基準)





JERAゼロエミッション2050 : 「JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ」

■ 非効率石炭廃止／アンモニア混焼／水素混焼／再エネにより、日本国内事業のCO2排出量ネットゼロに挑戦。



※政府が示す2030年度の長期エネルギー需給見通しに基づく、国全体の火力発電からの排出原単位と比べて。



水素・アンモニア火力発電の導入計画

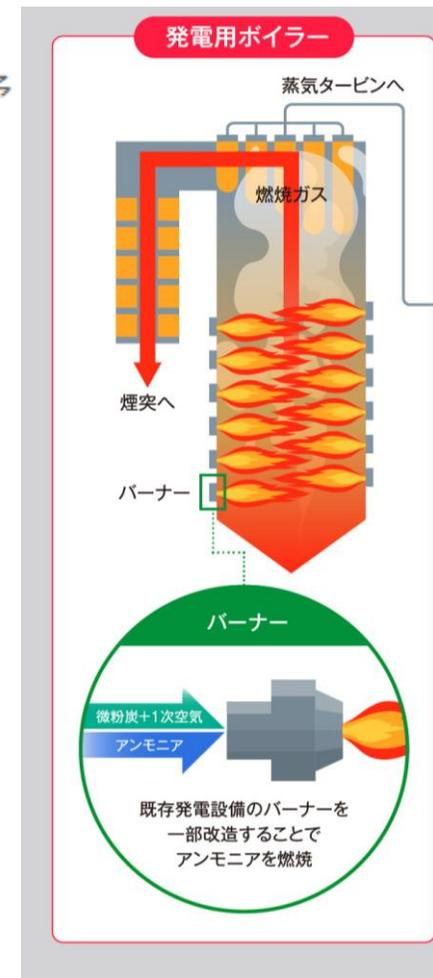
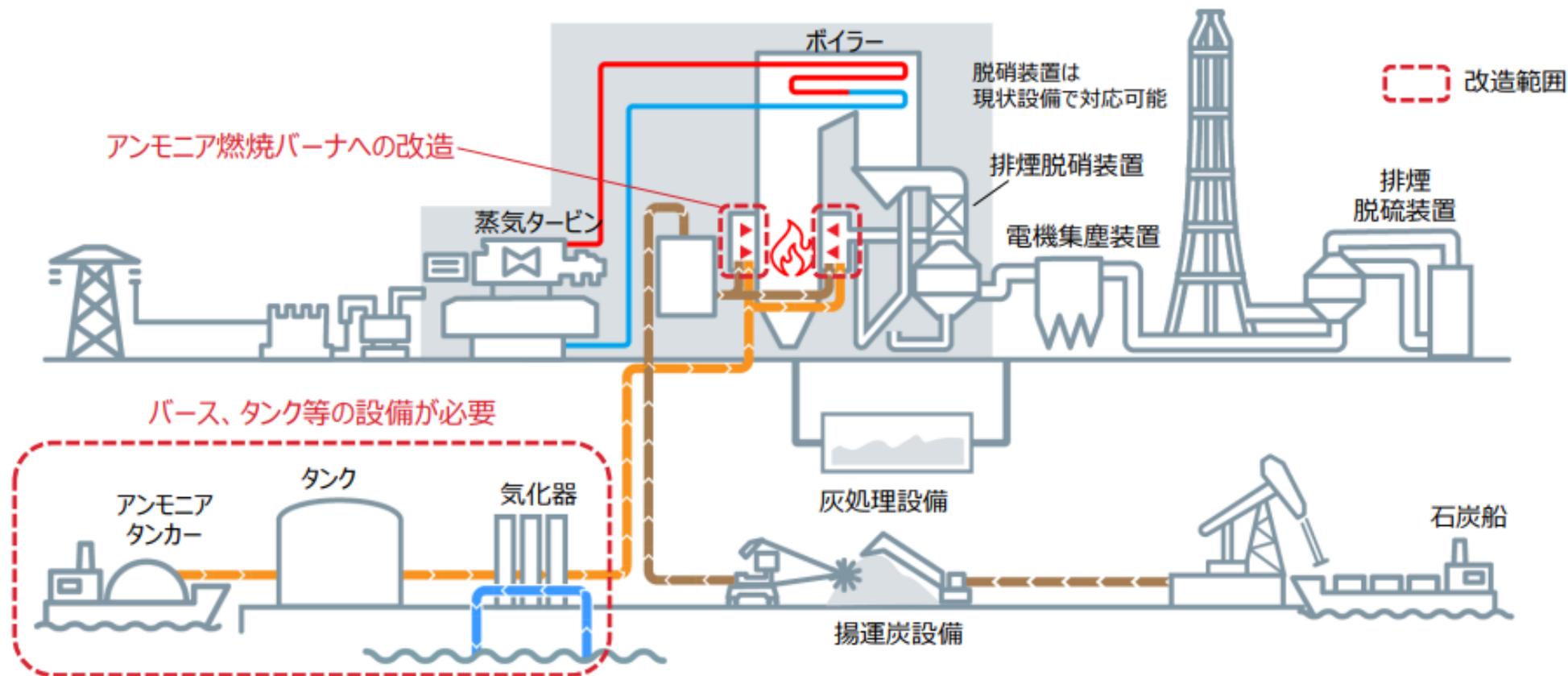
- アンモニアについては、2023年度に碧南火力4号機において混焼率20%での実証試験を開始。
- 2028年度までに碧南火力5号機において混焼率50%以上の高混焼試験を実施。同混焼率での商用運転を目指す。
- 水素については、混焼率30%でのガスタービン発電機での実証試験を実施し、2030年頃の商用運転を目指す。





ボイラ型火力（石炭火力）におけるアンモニア混焼発電

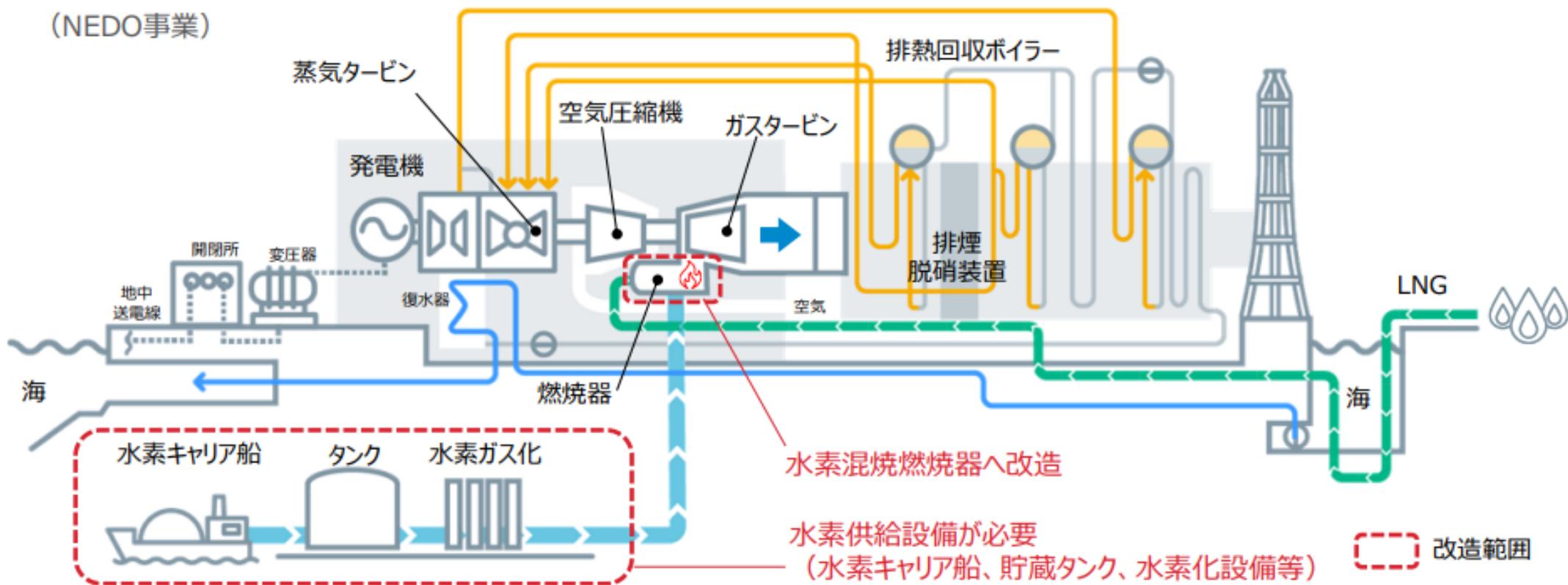
- 碧南火力発電所4号機（石炭火力）において、2023年度に燃料の20%（熱量比）をアンモニアに転換した発電を実証試験を開始予定（NEDO事業）





ガスタービン型火力（LNG火力）における水素混焼発電

- LNG（液化天然ガス）火力発電所（ガスタービン型）に、水素とLNGを混合燃焼できる燃焼器をガスタービンに設置
- 国内のLNG火力発電所において、2020年代後半に体積比約30%（熱量比で約10%相当）のLNGを水素に転換した発電を実証予定（NEDO事業）



	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度
大規模水素サプライチェーン構築に係る水素混焼発電の技術検証（JERA）	調査	調査	調査	調査	再調査	設備改造	実証			



実証の取り組み

■ 碧南火力発電所におけるアンモニア発電の実証事業（JERA, IHI）

- 碧南火力発電所4号機(出力: 100万kW)にて燃料の20% (熱量比)をアンモニアに転換
- 2023年度中に混焼を開始

■ アンモニア専焼大型ガスタービン開発（IHI, 米GE）

■ 米国ニュージャージー州, リンデン発電所6号機におけるLNG・水素混焼

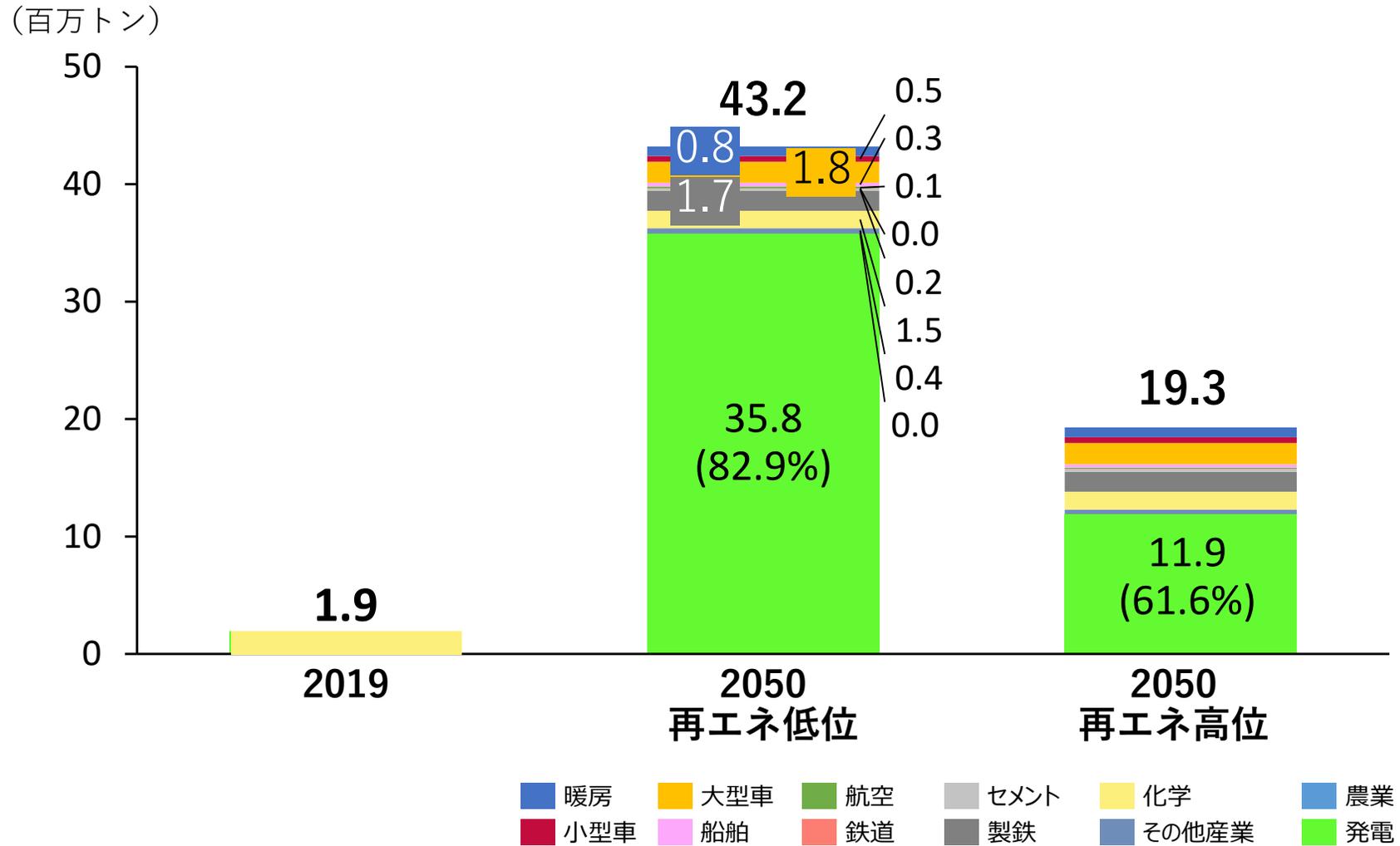
- 172 MWの発電機で水素40%混焼が可能に

■ CO₂フリーアンモニアの調達

- Yara（ノルウェー）およびCF Industries（米）が米国メキシコ湾岸において開発を検討する年間製造能力100万トン超のブルーアンモニア製造事業に係る共同開発



2050年カーボンニュートラル達成に必要な水素需要



シナリオにより異なるが、1930～4320万トン/年の水素が必要

CO₂フリー水素をどこで製造するか？

グリーン成長戦略で必要とされているCO₂フリー水素

→ **2000万トン/年** (@2050)

仮に、再エネ電力による水電解で製造すると…

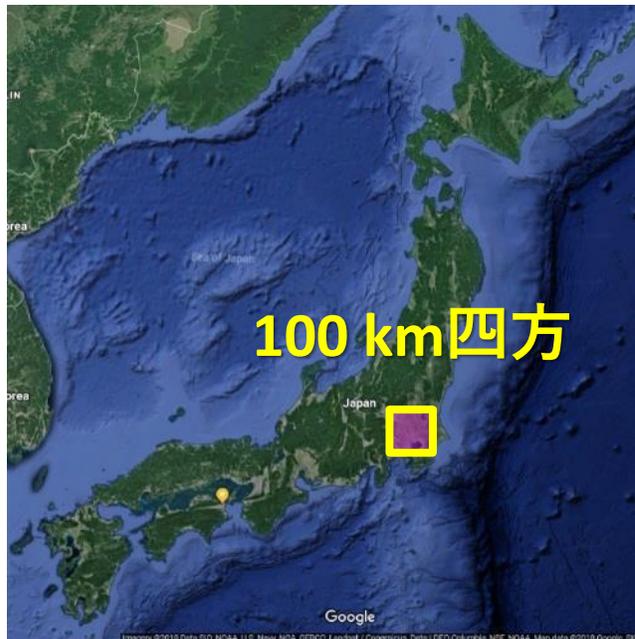
水電解に必要な電力：1000 TWh/年

現在の日本の年間発電量に等しい

必要な面積（太陽光発電の場合）

日本

PV発電容量 ~900 GW
(設備利用率 13%)



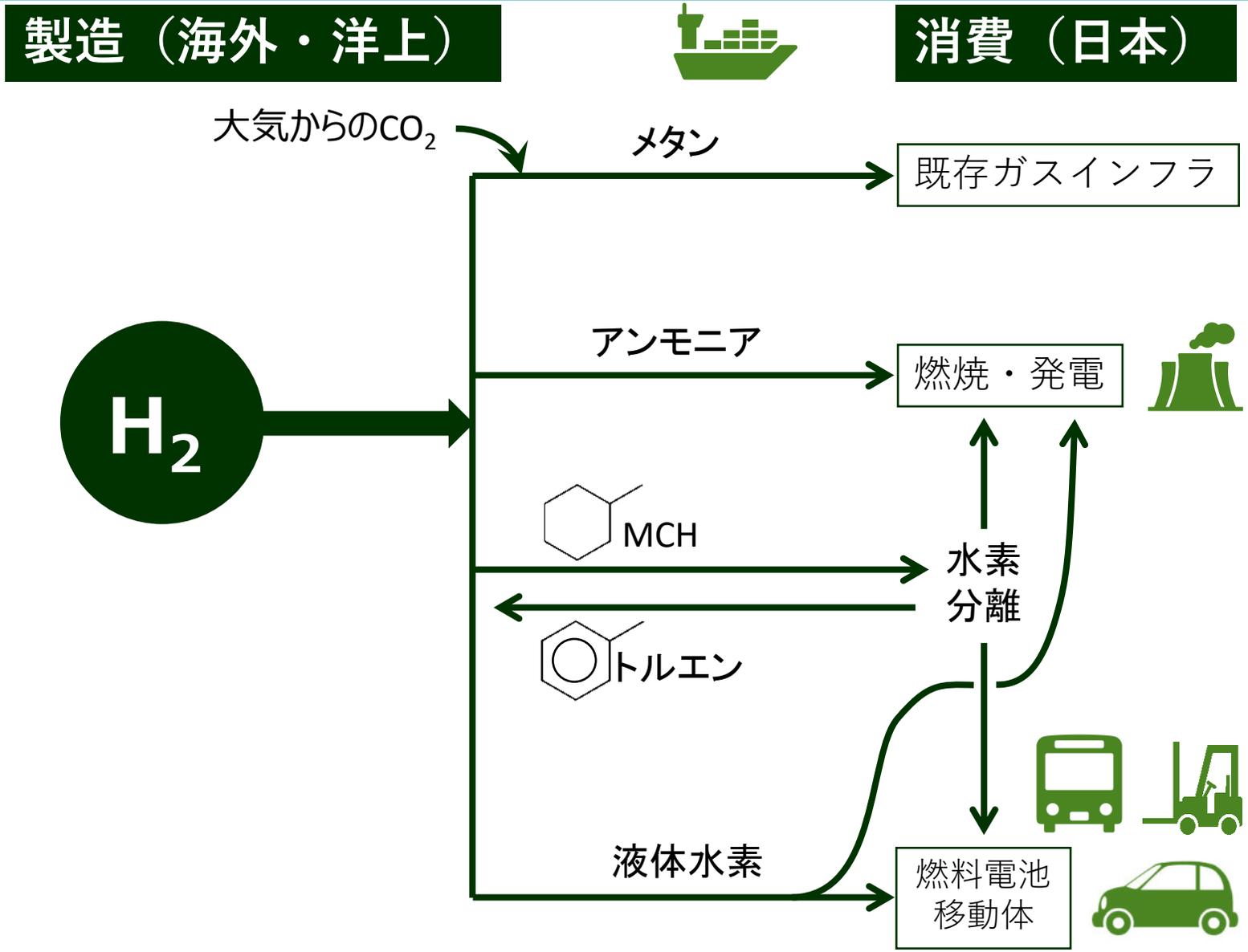
オーストラリア

PV発電容量 ~ 600 GW
(設備利用率 19%)





海外からのCO₂フリー水素輸入





水素キャリア

キャリア	液化水素	MCH	アンモニア	メタネーション
体積(対常圧水素)	約1/800	約1/500	約1/1300	約1/600
液体となる条件、 毒性	-253℃、常圧 毒性無	常温常圧 トルエンは毒性有	-33℃、常圧等 毒性、腐食性有	-162℃、常圧 毒性無
直接利用の可否	N.A.(化学特性変化無)	現状不可	可(石炭火力混焼等)	可(都市ガス代替)
高純度化のための 追加設備	不要	必要(脱水素時)		
特性変化等の エネルギーロス	現在:25-35% 将来:18%	現在:35-40% 将来:25%	水素化:7-18% 脱水素:20%以下	現在:-32%
既存インフラ活用、 活用可否	国際輸送は不可(要新 設)。国内配送は可	可(ケミカルタンカー等)	可(ケミカルタンカー等)	可(LNGタンカー、都 市ガス管等)
技術的課題等	大型海上輸送技術(大 型液化器、運搬船等) の開発が必要	エネルギーロスの更なる削 減が必要	直接利用先拡大のため の技術開発、脱水素設 備の技術開発が必要	製造地における競争的 な再エネ由来水素、 CO2供給が不可欠

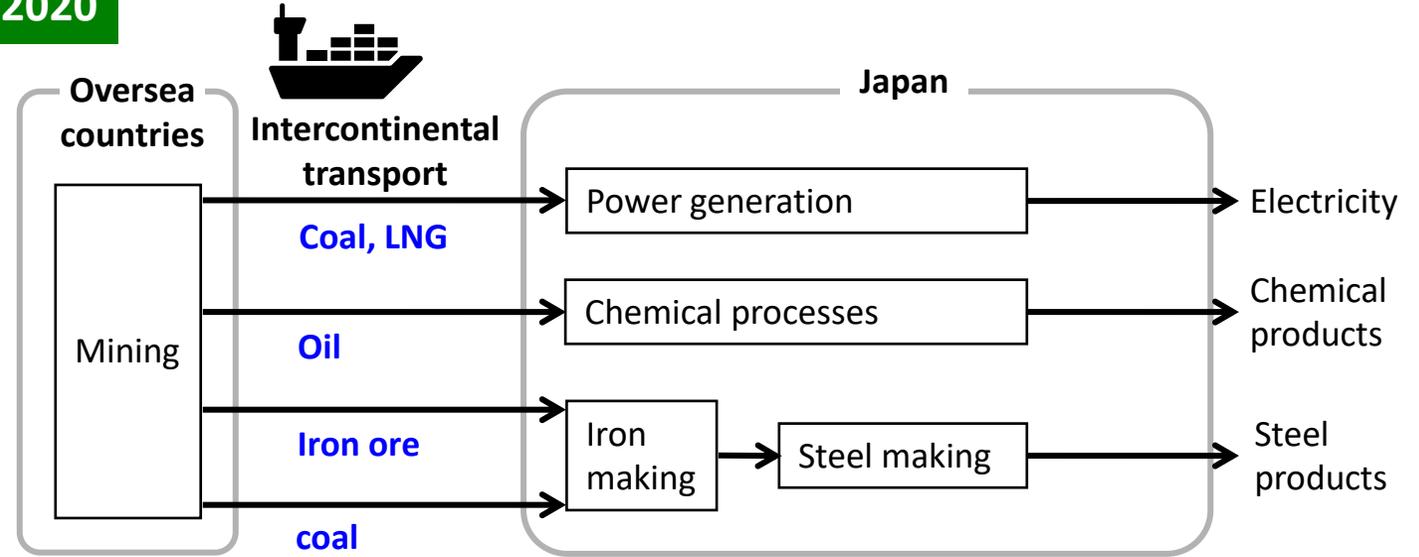
水素政策小委員会/アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議 資料
(令和4年12月13日 資源エネルギー庁)



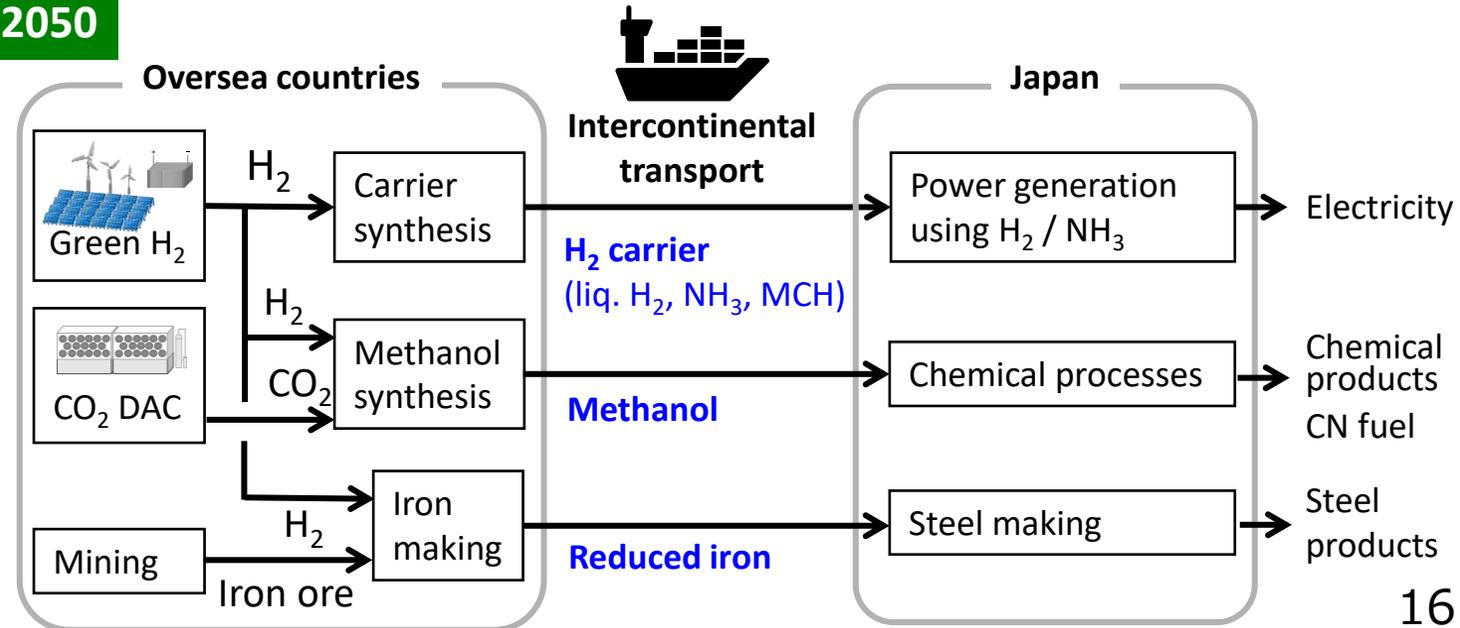
日本におけるNet Zero達成には国際サプライチェーンの構築が不可欠

- 水素の輸入は日本におけるNet Zero達成のために不可欠.
- ほとんどのエネルギー大量消費型工業において、最大のエネルギー消費工程は最上流に位置する.
 - 水素製造
 - メタノール合成
 - 還元鉄の製造（1次製鉄）
- これらの工程に必要なエネルギーを、再生可能エネルギー資源に制約のある日本で調達することは困難.
- 風上で大量にエネルギーを消費する工程のみを、再生可能エネルギーと鉱物等資源をともに有す国に移転することで、下流の工程を日本で維持することが可能になる.
- 国際サプライチェーンの構築がNet Zero達成のために不可欠.

2020



2050





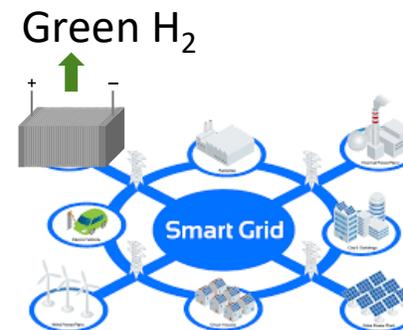
再エネ電力 + 水電解による水素製造

導入初期

■ 電力系統からの余剰電力吸収

(再エネ電力比率が高い場合, 余剰電力 \cong 再エネ電力)

- 電力コスト：～ゼロ
設備稼働率：余剰電力の発生率に依存
- 水素製造量は系統の容量にリミットされる



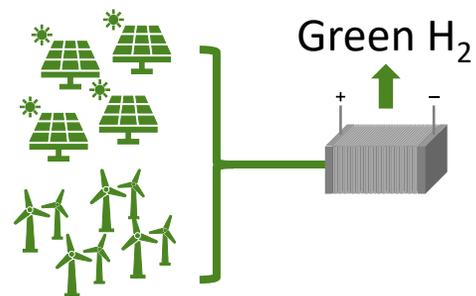
大量導入期

■ 水電解専用の再エネ発電

- 電力コスト：大規模化により低減 (<2円/kWh)
設備稼働率：太陽光 + 風力
導入地の最適化により向上

■ 独立した電力グリッドの制御

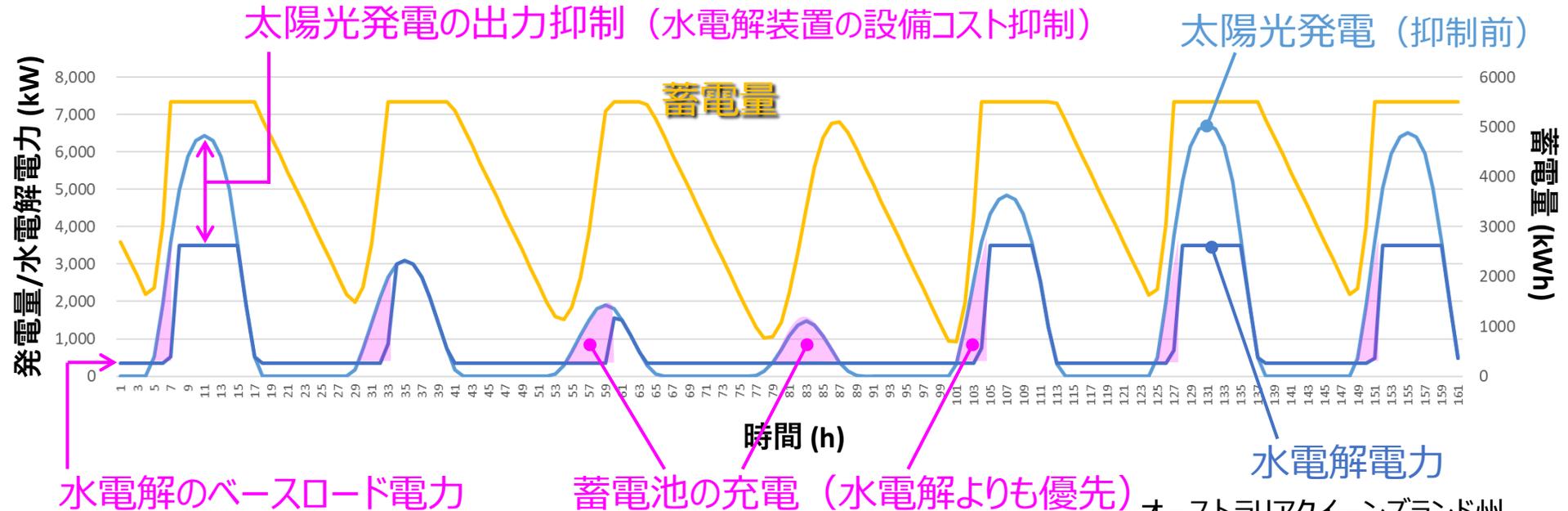
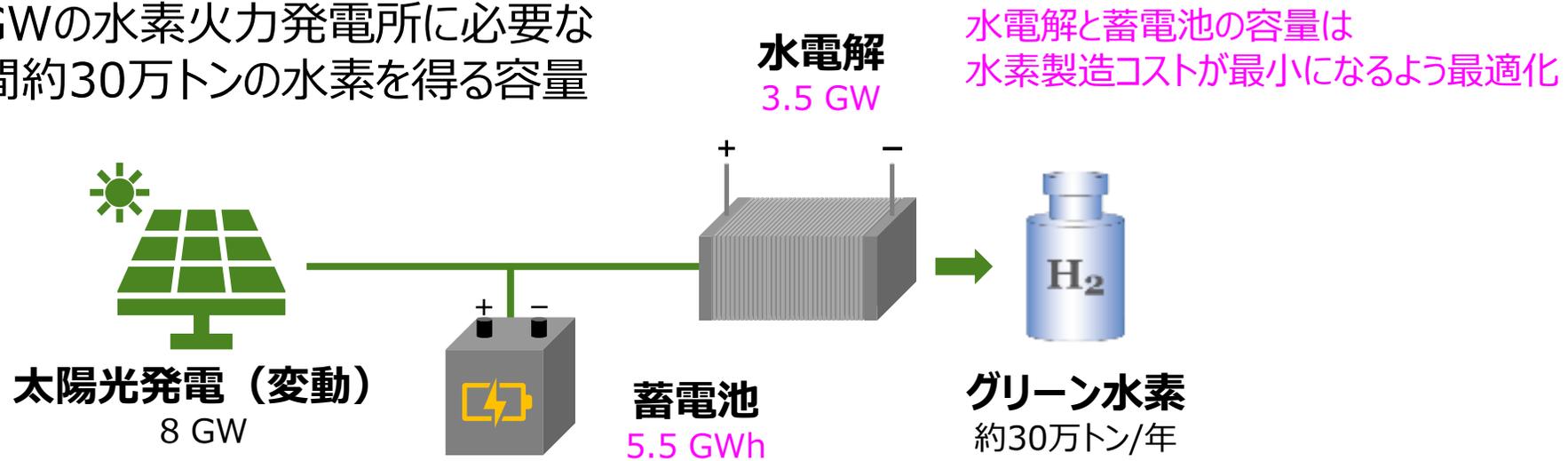
水電解システムのベース電力確保が必要 (蓄電・補助発電)





再生エネルギー発電—水電解の独立電力グリッド制御

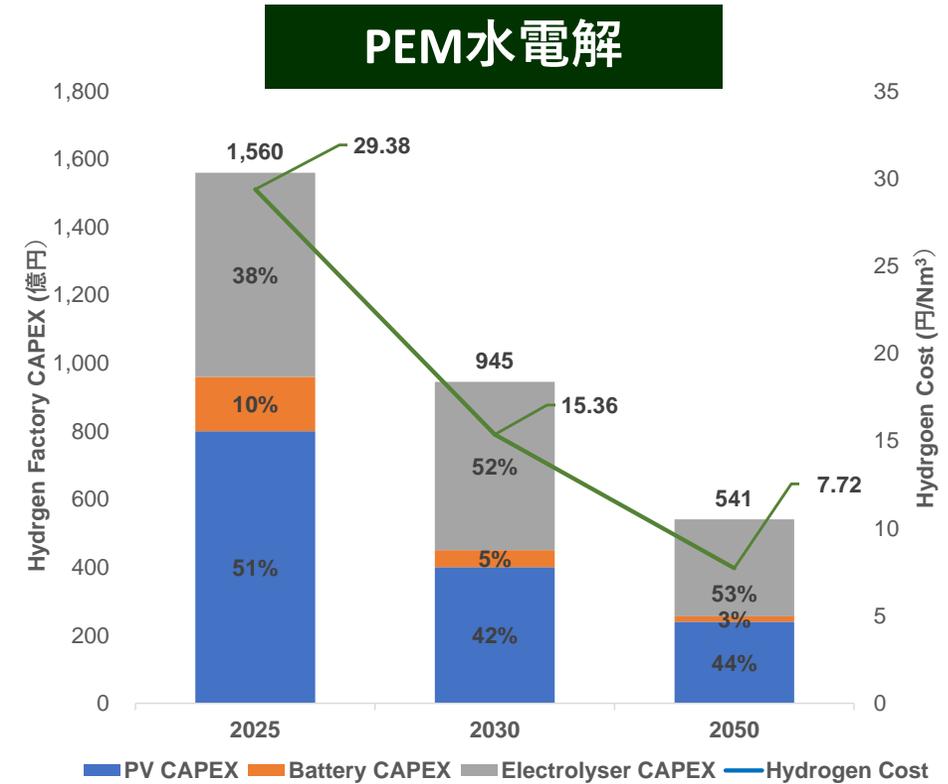
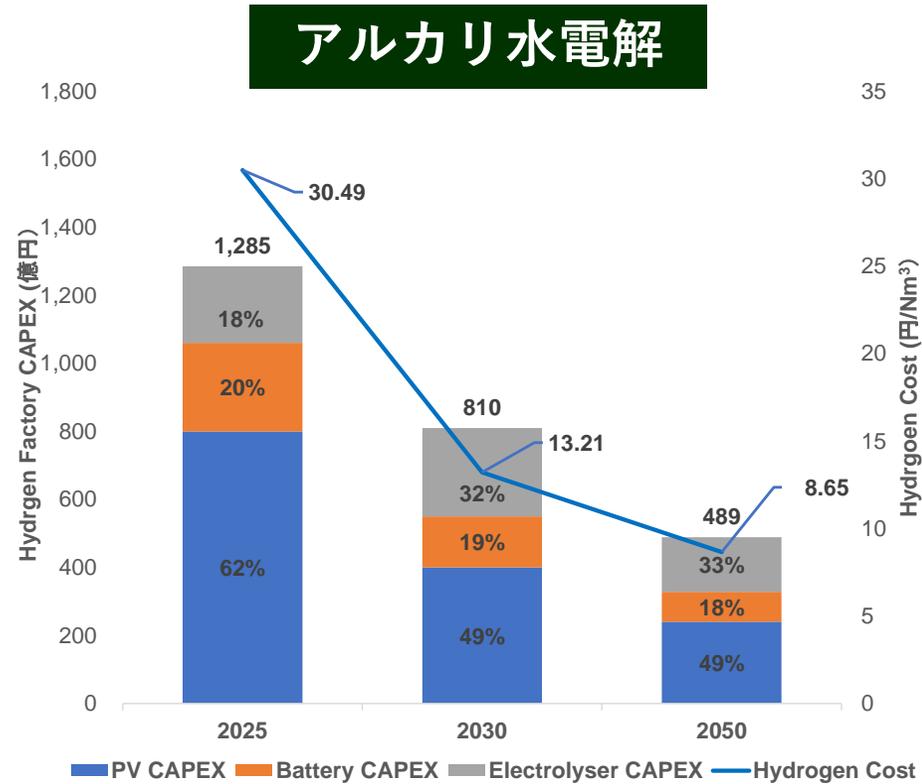
1 GWの水素火力発電所に必要な
年間約30万トンの水素を得る容量



オーストラリアクィーンズランド州
Gladstone (2/3 - 2/9)



水素製造コスト



- 2050年に向けたコストダウンにより10円/Nm³以下のコストで水素製造が可能
- コストの支配要因
 - 太陽電池と水電解装置が同程度の寄与



衛星データを用いた水素製造コストマッピング

※太陽光発電100%の場合にのみ適用可能

