

電力セクターにおける水素・アンモニア・CCS

CO₂排出量、コスト、技術、気候変動対策の時間軸など課題山積。関係者間の議論のみで推進されるイノベーション

桃井貴子（気候ネットワーク東京事務所）

気候危機対策＝1.5℃目標の達成 今後の石炭火力と電力セクターの在り方に関する国際合意

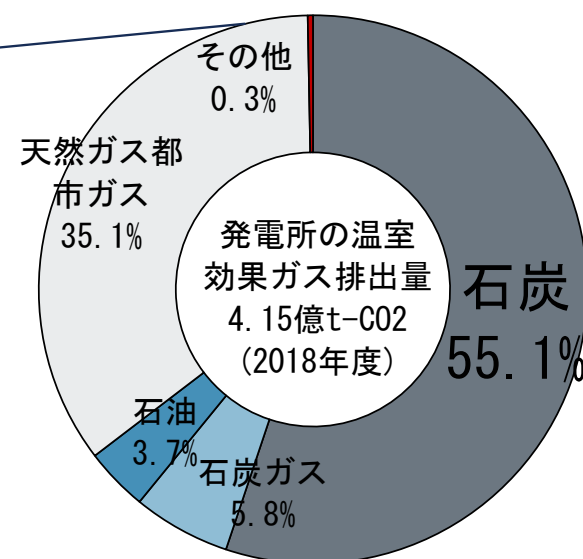
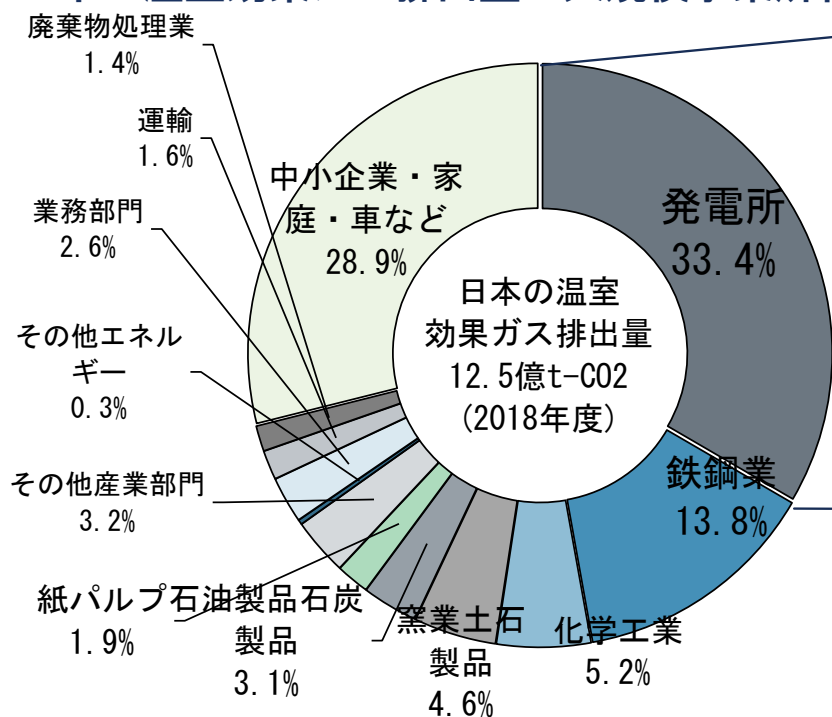
- グラスゴー気候協約（2021年11月13日）
 - ✓ 排出削減対策のとられていない石炭火力発電（unabated coal power）の削減（フェーズダウン）を加速する
 - ※Unabated Coal Power＝CCS付ではない石炭火力
- G7エルマウサミット コミュニケ（2022年6月28日）
 - ✓ 国内の、排出削減対策がとられていない（unabated）石炭火力発電を廃止する目標に向けて具体的かつタイムリーにステップを踏む
 - ✓ 2035年までの電力部門の完全または大部分（predominantly）の脱炭素化



参考)

日本の温室効果ガス排出量（大規模事業所の事業種別）

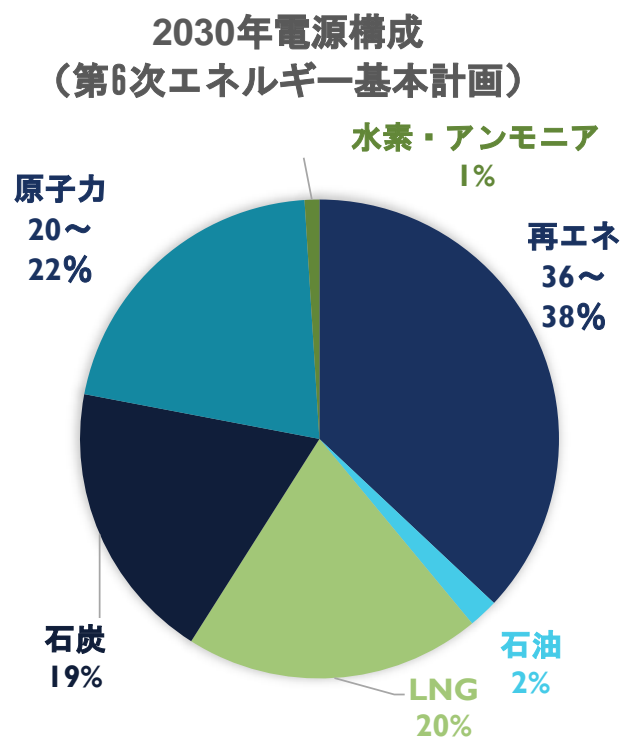
◆日本の温室効果ガス排出量：大規模事業所約70%の内訳



	発電に占める割合	発電のCO2排出に占める割合
石炭	32%	55.1%
天然ガス	38%	35.1%

出典) 温室効果ガス排出算定報告制度の開示情報より気候ネットワーク作成

第6次エネルギー基本計画の石炭の位置づけも見直しが必要



- 「重要なベースロード電源（2014/2017）」
→ 「重要なエネルギー源／調整電源（2021）」
 - 「高効率石炭火力の有効活用（2014）」
→ 「非効率石炭火力のフェードアウト（2017）」
→ 「電源構成における比率は、安定供給の確保を大前提に低減（2021）」
 - 「排出量を抜本的に下げするための技術（IGCCなど）等の開発をさらに進める（2014）」
→ 「排出量を抜本的に下げするための技術等（IGCC、CCUSなど）の開発を更に進める（2017）」
→ 「燃料そのものを水素・アンモニアに転換させることや、排出されるCO₂を回収・貯留・再利用することで脱炭素化を図る（2021）」
- ・ 2030年電源構成の石炭の割合 「26%（2015）」 → 「19%（2021）」

現状の政府の政策では廃止にブレーキ 電力供給計画では2031年を超えても石炭は今後もほぼ横ばい

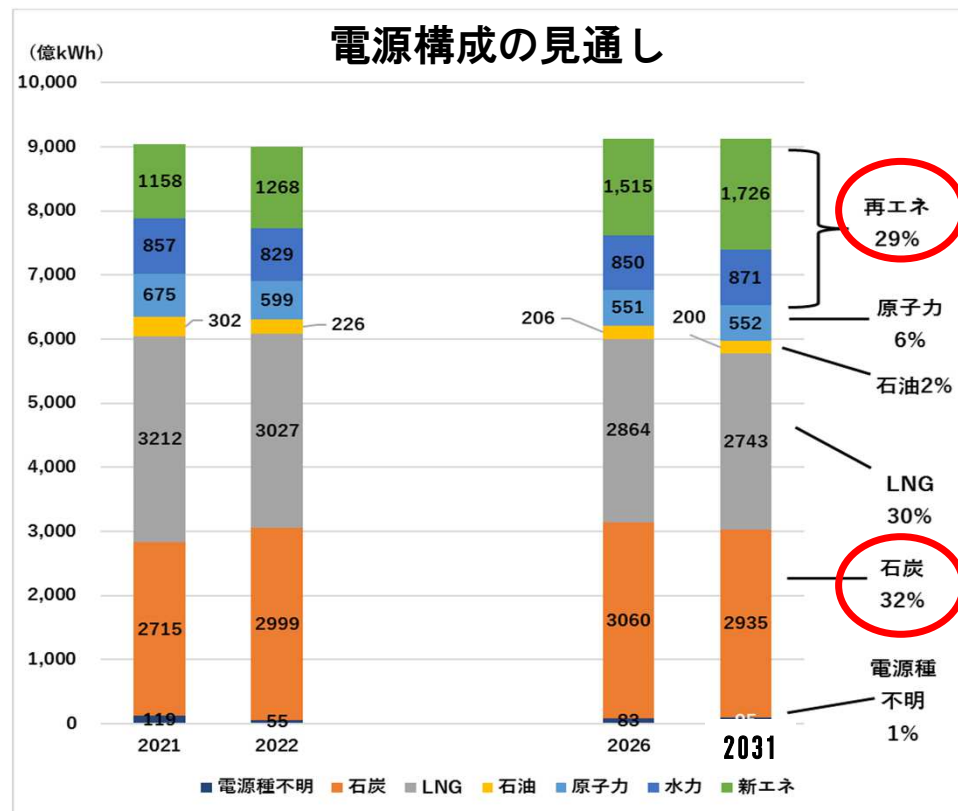
2031年度末までの火力発電の新設・廃止計画

	新設計画		廃止計画	
	出力(万kW)	地点数	出力(万kW)	地点数
石炭	482	7	△ 28.8	2
LNG	714.9	15	△ 216.8	6
石油	2.6	6	△ 927.3	29
計	1199.5	28	△ 1172.9	37

電力広域的運営推進機関（OCCTO）「2022年度供給計画の取りまとめ」

・電力供給計画から、2031年の石炭火力廃止計画はわずかに2基28.8万kWであり、今後も維持され続けることが明らかに。

・2031年の電源構成は、エネ基で示された2030年電源構成に比べて、再エネ29%と低く、石炭は32%と高くなることが明らかに。



電力広域的運営推進機関（OCCTO）「2022年度供給計画の取りまとめ」より気候ネットワーク作成

水素・アンモニアは、製造プロセスで大量のCO₂を排出 推進するなら完全CO₂フリーの“グリーン”のみ

■ 水素製造

水を再エネで電気分解するのがグリーン水素（現状では大量生産に限界）。その他は化石燃料由来でCO₂の排出を伴う製造方法。ブルー水素は、製造プロセスで排出されたCO₂を回収して地中に貯留するものを指すが、100%回収して貯留することは現状ではできない。

色	原料	製造方法	CO ₂ 排出	現状コスト	問題
● グレー	化石燃料 (石炭、天然ガス、石油)	燃焼・ガス化	大	100円程度/m ³ (水素ステーション) 97円/kWh(水素発電)	・CO ₂ の排出大
● ブラウン	石炭	燃焼・ガス化	大	グレーと同程度	・CO ₂ の排出大
● ブルー	化石燃料 (石炭、天然ガス、石油)	燃焼・ガス化 (+CCS)	小～中 (完全に地中に埋めることは不可能)	グレー+CCSSのコスト	・CCSの適地がない ・あっても限界がある ・将来排出のリスク など
● イエロー	水	原子力電気分解	小 (ゼロではない)	不明	・原子力の問題 ・原子力依存
● グリーン	水	再エネ電気分解	小	グレーの5～10倍?	・大量生産に不向き ・コストが高い

図表1 水素・アンモニアの製造方法で色分した分類と特徴

作成：気候ネットワーク

■ アンモニア製造

水素と窒素を触媒で化学反応させて製造。色分けは水素の製造と同様。

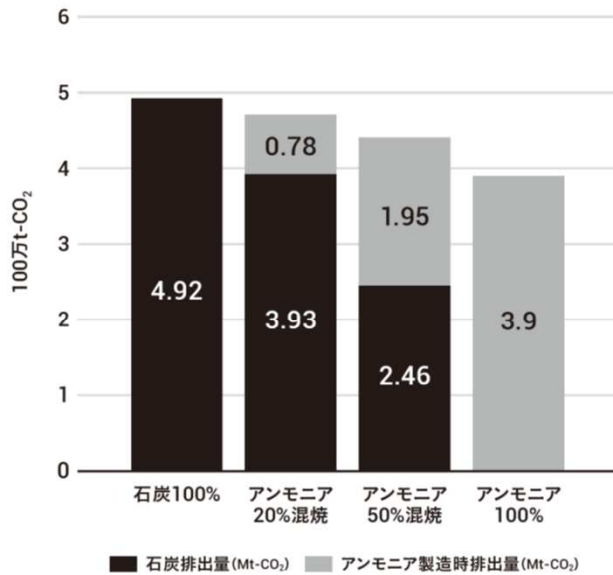
アンモニアは、現状では、ハーバーボッシュ法という高温高圧での製造方法で生産されており、大量のエネルギーを必要とする。このプロセスにおいてもCO₂が排出されているかどうかを評価する必要がある。

■ 運搬時のCO₂排出

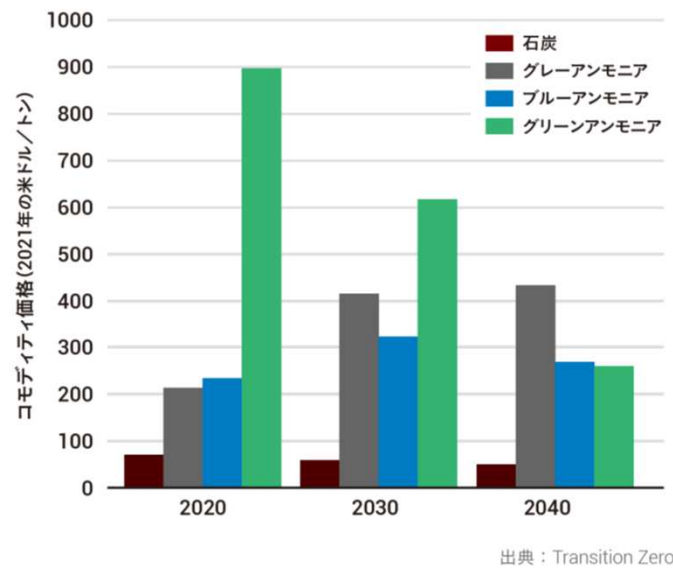
海外から水素やアンモニアを船舶で運搬する際にも化石燃料のエネルギーを必要とし、大量のCO₂を排出する。

アンモニア混焼では減らないCO₂ グリーンアンモニアは現状では現実味なし

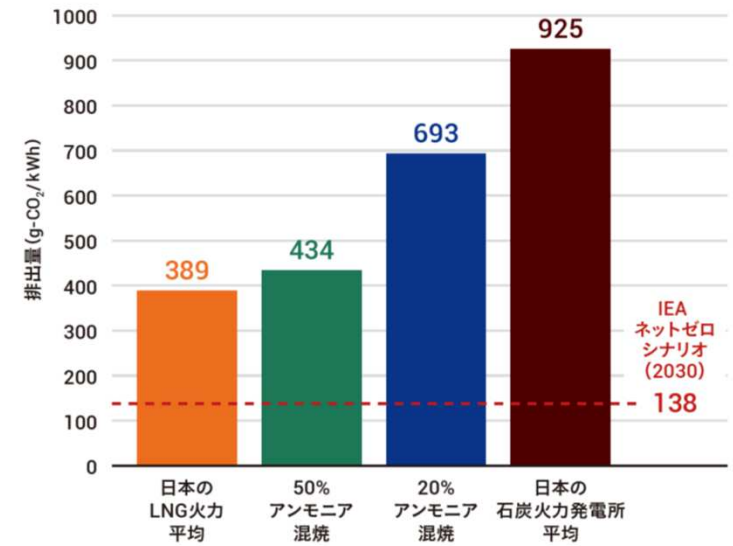
グレーアンモニアのケース 混焼・専焼のCO₂削減効果



アンモニア価格予測値

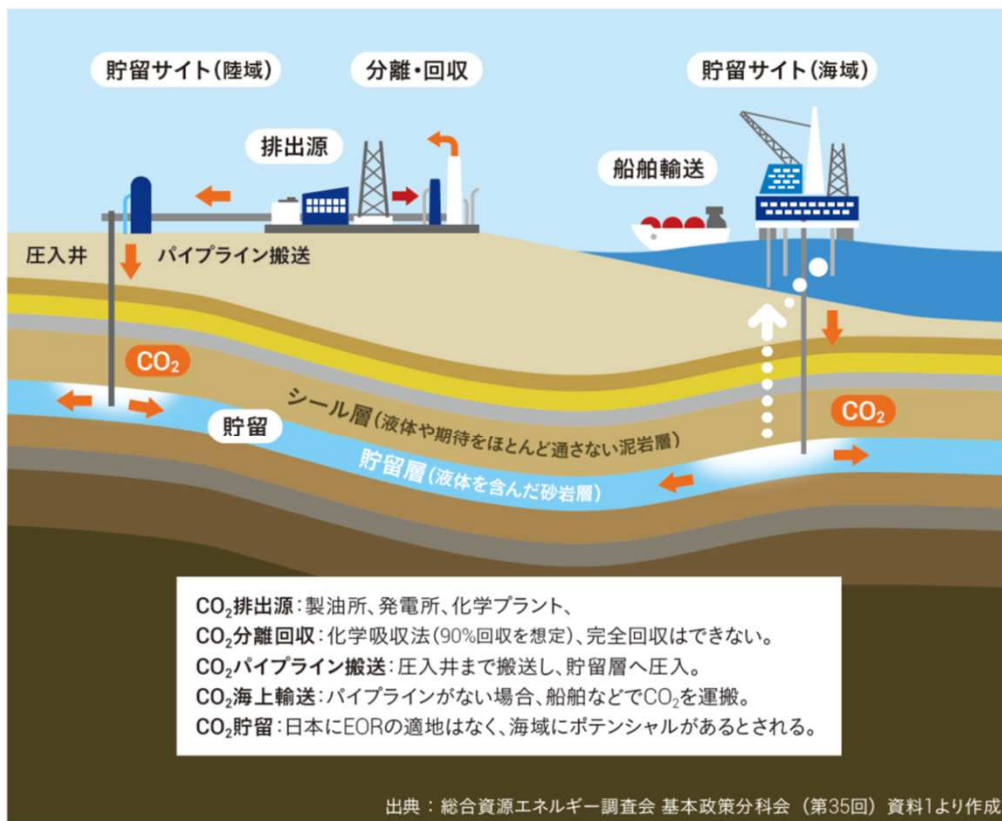


CO₂排出係数の比較



引用：Transition Zero

高コストで実用化もほど遠いCCS 「将来のCCS」を理由に既存石炭火力の延命すべきではない



図表1 CCSの流れとコスト

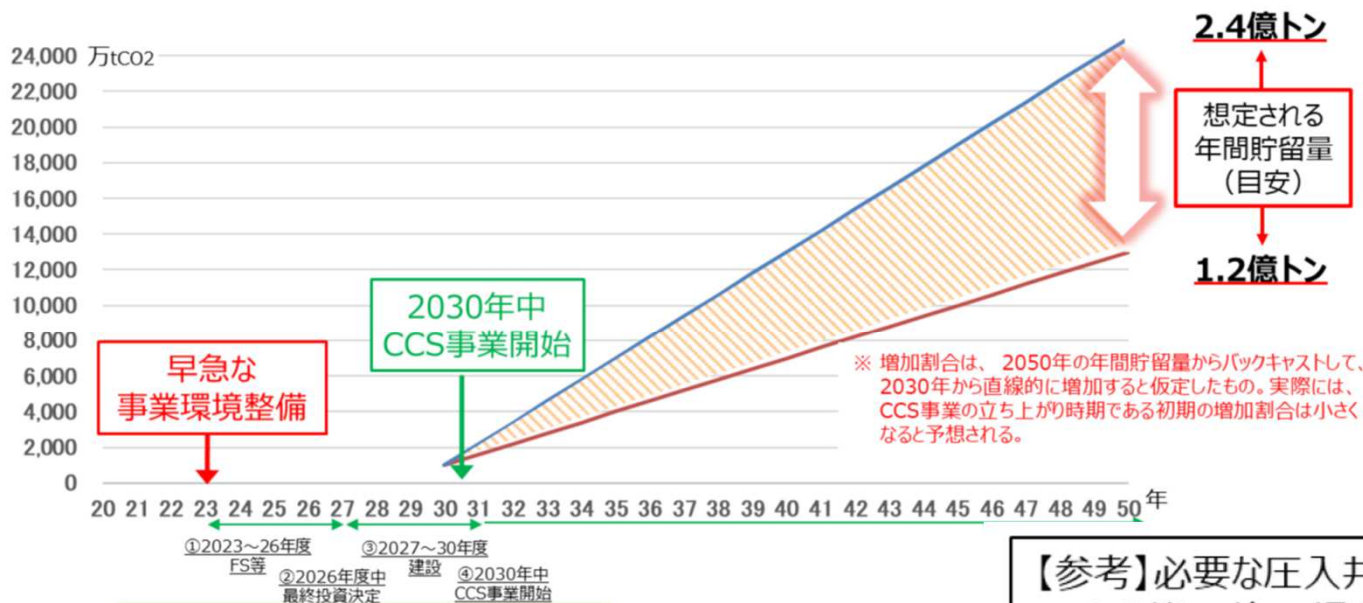
CCSのプロセスにかかる現状コスト	
分離・回収・昇圧	約5,300~7,900円/tCO ₂ 化学吸収法(90%回収)の価格
輸送	約800円/tCO ₂ パイプライン輸送を想定 (海域までの運搬はさらに高くなるとされる)
圧入・モニタリング	約2,300円/tCO ₂ 貯留層への貯槽
合計	約8,400~11,000円/tCO ₂
↓	
石炭火力	+約7~9円/kWh (CCS付石炭火力の発電コストは16円~18円/kWh)

引用: 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 (第35回) 資料1より

出典) JBCファクトシート

CCSの非現実的な想定

<参考4> 2050年に向けたCCSの年間貯留量目安



2030年中にCCS事業を開始するためには、
①2023年度からFS等を開始し、
②2026年度までに最終投資判断する必要。

【参考】必要な圧入井の本数

- ・1.2億 t /年の場合：240本
- ・2.4億 t /年の場合：480本 の圧入井が必要。

※ 圧入井1本あたりの貯留可能量：50万t/年

※ 試掘費用：陸域 約50億円/本、海域 約80億円/本

“ゼロエミッション火力” “脱炭素電源”の実態 CO2削減にもならず、社会的コスト激増のリスク

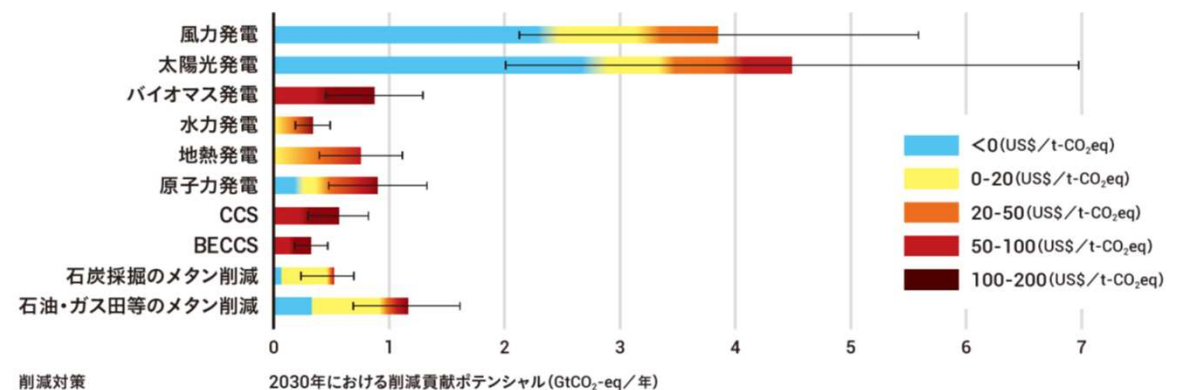
水素・アンモニアの問題

- 現状の水素・アンモニア生産は化石燃料由来でCO2の削減に貢献しない
- 生産にコストがかかり、石炭価格よりも大幅に高くなり再エネとの競争力もない
- 現時点で実用化には程遠い状況で、開発に時間がかかり気候危機対策に全く間に合わない。
- 上記の問題があるにも関わらず、将来の燃料転換を前提に石炭火力を動かすことでCO2の排出が増える。

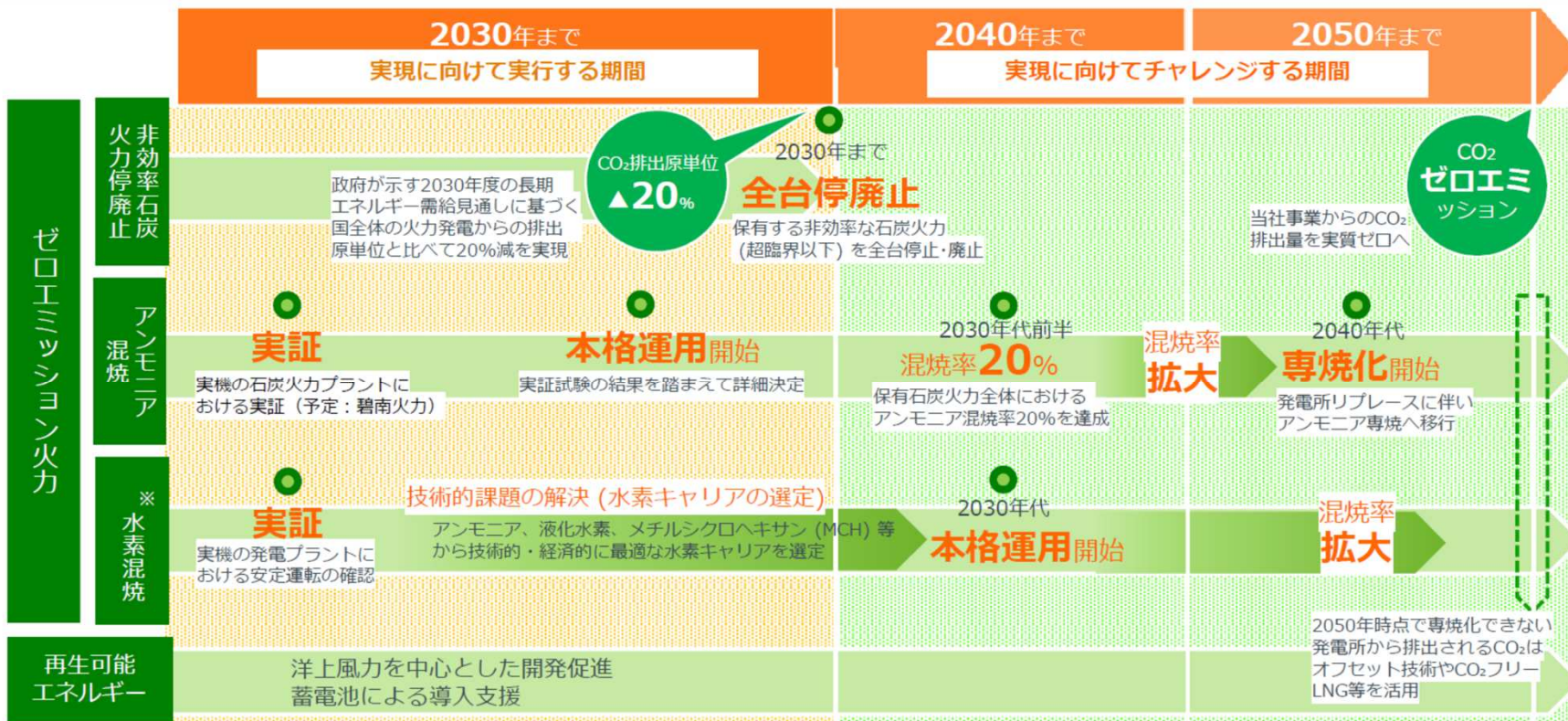
CCSの問題

- 実用化には程遠く、日本に適地はない。
- 圧入したCO2が漏れ出すリスクも。
- 回収・運搬・圧入・モニタリングなどすべてのプロセスで高額な費用がかかる。CCS付石炭火力は再エネより高コスト。
- 現状でCCS付石炭火力は日本には存在しない。CO2を回収しても、全体からみたらごくわずか。

図表3 2030年における排出削減対策と削減費用別の削減ポテンシャル



JERAゼロエミッション2050



本ロードマップは、政策等の前提条件を踏まえて段階的に詳細化していきます。前提が大幅に変更される場合はロードマップの見直しを行います。 ※ CO₂フリーLNGの利用も考慮しております。

出典) JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ (2020年10月13日)

JERAが保有する石炭火力発電所 総計967万KW

発電所名	号機	県	住所	設備容量 (MW)	運転開始年	状況
碧南発電所	1	愛知	碧南市	70万kW	1991年10月	運転中 (2030年までに廃止?)
碧南発電所	2	愛知	碧南市	70万kW	1992年6月	運転中 (2030年までに廃止?)
碧南発電所	3	愛知	碧南市	70万kW	1993年4月	運転中
碧南発電所	4	愛知	碧南市	100万kW	2001年11月	運転中
碧南発電所	5	愛知	碧南市	100万kW	2002年11月	運転中 *アンモニア混焼試験: 0.02%
常陸那珂発電所	1	茨城	東海村	100万kW	2003年12月	運転中
広野発電所	5	福島	広野町	60万kW	2004年7月	運転中
広野発電所	6	福島	広野町	60万kW	2013年12月	運転中
常陸那珂発電所	2	茨城	東海村	100万kW	2013年12月	運転中
武豊発電所	5	愛知	武豊町	107万kW	2022年8月	運転中
横須賀発電所	新1	神奈川	横須賀市	65万kW	2023年	建設中
横須賀発電所	新2	神奈川	横須賀市	65万kW	2024年	建設中

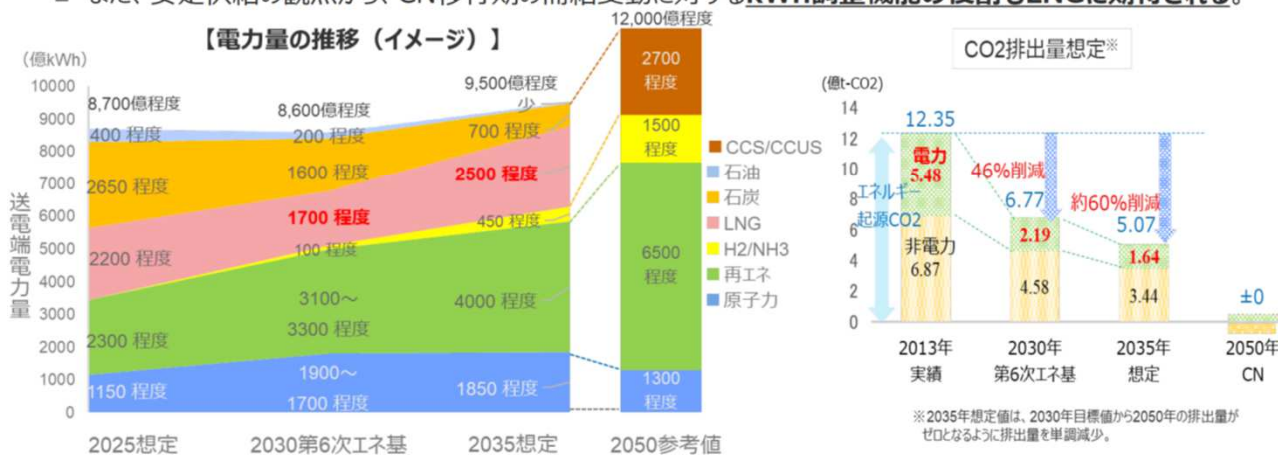
出典) Japan Beyond Coalより作成

GX実行会議で提案されるトランジションのイメージ (第2回GX実行会議の中部電力勝野代表取締役資料より)

トランジションのイメージ



- 2030年エネルギーミックス（再エネ野心的シナリオ）達成後の2050年CNに向けた移行期のイメージとして、一定の前提の下、**2035年断面の電力量（kWhバランス）を試算**。
- 再エネは増加するものの、電化による電力需要の増加やCO₂排出削減のための石炭抑制を想定すると、**LNG消費量は2030年よりも増加する見通し**。
- また、安定供給の観点から、CN移行期の需給変動に対するkWh調整機能の役割もLNGに期待される。



・エネルギーミックスの基本的な構造（火力+再エネ+原子力）を変えないトランジション

・2050年になっても石炭火力を維持し、CCSと水素・アンモニアで“脱炭素化”が本当にできるのか？

・省エネが進めば再エネ電力で十分賄えるのでは？

・企業のリーダーシップと提案で政策がつけられるので本当に良いのか？

<2035年度の試算前提>

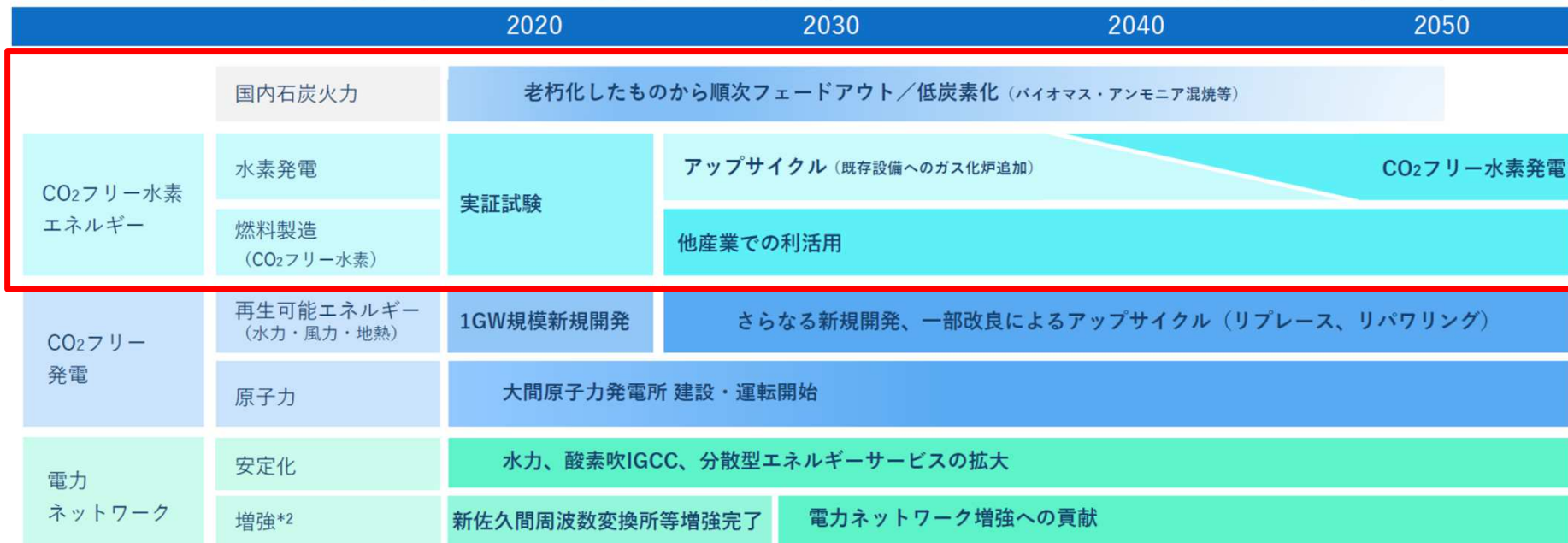
- ・系統需要：2050年時点の送電端需要が1.2兆kWh（参考：第16回マスタープラン等検討委員会資料1）となるように2030年から需要を単調増加。
- ・再エネ：2050年時点の再エネ比率が54%（参考：第43回基本政策分科会 資料2 における「参考値のケース」）となるように2030年から電力量を単調増加。
- ・H2,NH3：2050年時点のH2,NH3比率が13%（参考：第43回基本政策分科会 資料2 における「参考値のケース」）となるように2030年から電力量を単調増加。
- ・原子力：2030エネミ水準を維持（原子炉設置・変更 許可審査申請済 27基稼働、稼働率80%、60年運転として計上）

電源開発 J-POWER BLUE MISSION 2050

CO₂削減目標 **-40%**^{*1} **実質排出 0**

-1,900万トン J-POWER国内発電事業CO₂排出量

カーボンニュートラルの実現 J-POWER国内発電事業 CO₂排出量



※本ロードマップは政策等条件、産業発展の進度を前提条件として随時更新、詳細化します。また前提条件の変更に伴い、内容の見直しを図ります。

*1 2017～2019年度3か年平均実績比

*2 電力ネットワークの増強はJ-POWER送变电の取組みです

電源開発 (Jパワー) が保有する石炭火力発電所 総計849.5万KW

発電所名	号機	県	住所	設備容量	運転開始年	発電技術	状況
高砂発電所	1	兵庫	高砂市	25万kW	1968年7月	亜臨界 (Sub-C)	運転中
高砂発電所	2	兵庫	高砂市	25万kW	1969年1月	亜臨界 (Sub-C)	運転中
松島発電所	1	長崎	西海市	50万kW	1981年1月	超臨界 (SC)	運転中
松島発電所	2	長崎	西海市	50万kW	1981年6月 2026年	超臨界 (SC) ガスタービン及び汽力 (複 合発電方式)	運転中 計画中 (環境アセス) *アップサイクル
竹原発電所	3	広島	竹原市	70万kW	1983年3月	超臨界 (SC)	運転中
石川発電所	1	沖縄	うるま市	15.6万kW	1986年11月	亜臨界 (Sub-C)	運転中
石川発電所	2	沖縄	うるま市	15.6万kW	1987年3月	亜臨界 (Sub-C)	運転中
松浦発電所	1	長崎	松浦市	100万kW	1990年6月	超臨界 (SC)	運転中
松浦発電所	2	長崎	松浦市	100万kW	1997年7月	超々臨界 (USC)	運転中
橘湾発電所	1	徳島	阿南市	105万kW	2000年7月	超々臨界 (USC)	運転中
橘湾発電所	2	徳島	阿南市	105万kW	2000年12月	超々臨界 (USC)	運転中
磯子発電所	新1	神奈川	横浜市	60万kW	2002年4月	超々臨界 (USC)	運転中
磯子発電所	新2	神奈川	横浜市	60万kW	2009年7月	超々臨界 (USC)	運転中
大崎クールジェン		広島	大崎上島町	16.6万kW	2017年3月	石炭ガス化複合発電 (IGCC)	運転中
竹原発電所	新1	広島	竹原市	60万kW	2020年6月	超々臨界 (USC)	運転中

※大崎クールジェンは中国電力と共同出資した株式会社大崎クールジェンが運営会社なので、株の保有率50%から割り出し8.3万kW分をJパワーの保有分とする。

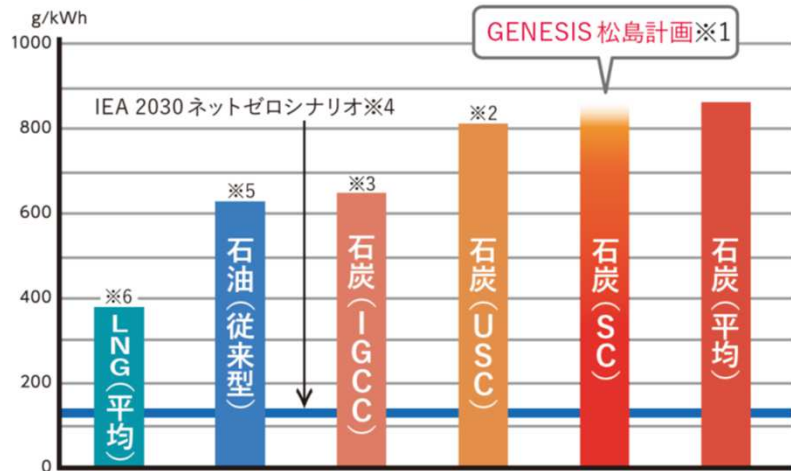
出典) Japan Beyond Coalより作成

松島火力（GENESIS松島）のCO₂排出量は減るのか？

CO₂はほとんど減らない

むしろ再エネの足かせに

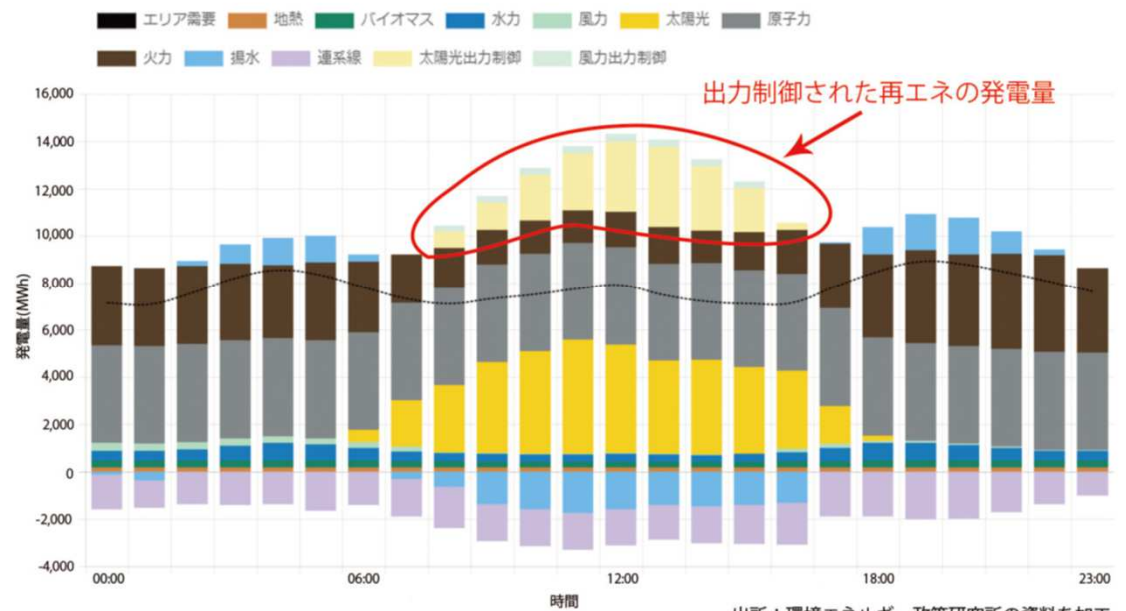
発電量あたりのCO₂排出量



- ※1 排出係数は公開されておらず、SC (超臨界) からの推計値。旧式設備であるから、石炭をガス化しても大きな排出削減にはつながらない。
- ※2 電源開発磯子火力発電所の超々臨界圧 (USC) のCO₂排出係数 810g-CO₂/kWh。
- ※3 石炭ガス化複合発電 (IGCC) 広野・勿来のCO₂排出係数 652g-CO₂/kWh (環境影響評価準備書)。
- ※4 IEA (国際エネルギー機関) の2050年ネットゼロに向けたロードマップで示された2030年の電力部門の排出係数 138g-CO₂/kWh。
- ※5 旧横須賀火力発電所 (石油) のCO₂排出係数 627g-CO₂/kWh (環境影響評価準備書)。
- ※6 LNG火力の排出係数: LNG (高効率) はガスタービン複合発電 (GTCC) 340g-CO₂/kWh。

出所: 気候ネットワーク作成

2021年4月18日の九州での発電量推移



出所: 環境エネルギー政策研究所の資料を加工