

# 石炭新技術と日本

日本の電力部門の脱炭素化における  
石炭新発電技術の役割

TransitionZero



## About TransitionZero : TransitionZeroについて

TransitionZeroは、データに透明性を持たせることによって複雑な課題を明らかにするために設立された気候関連分析を行う非営利団体です。オープン・データおよびオープン・ソースなプロジェクトを構築し、電力および産業分野における経済的・財務的な意思決定を支援し、課題解決の実現を後押しします。

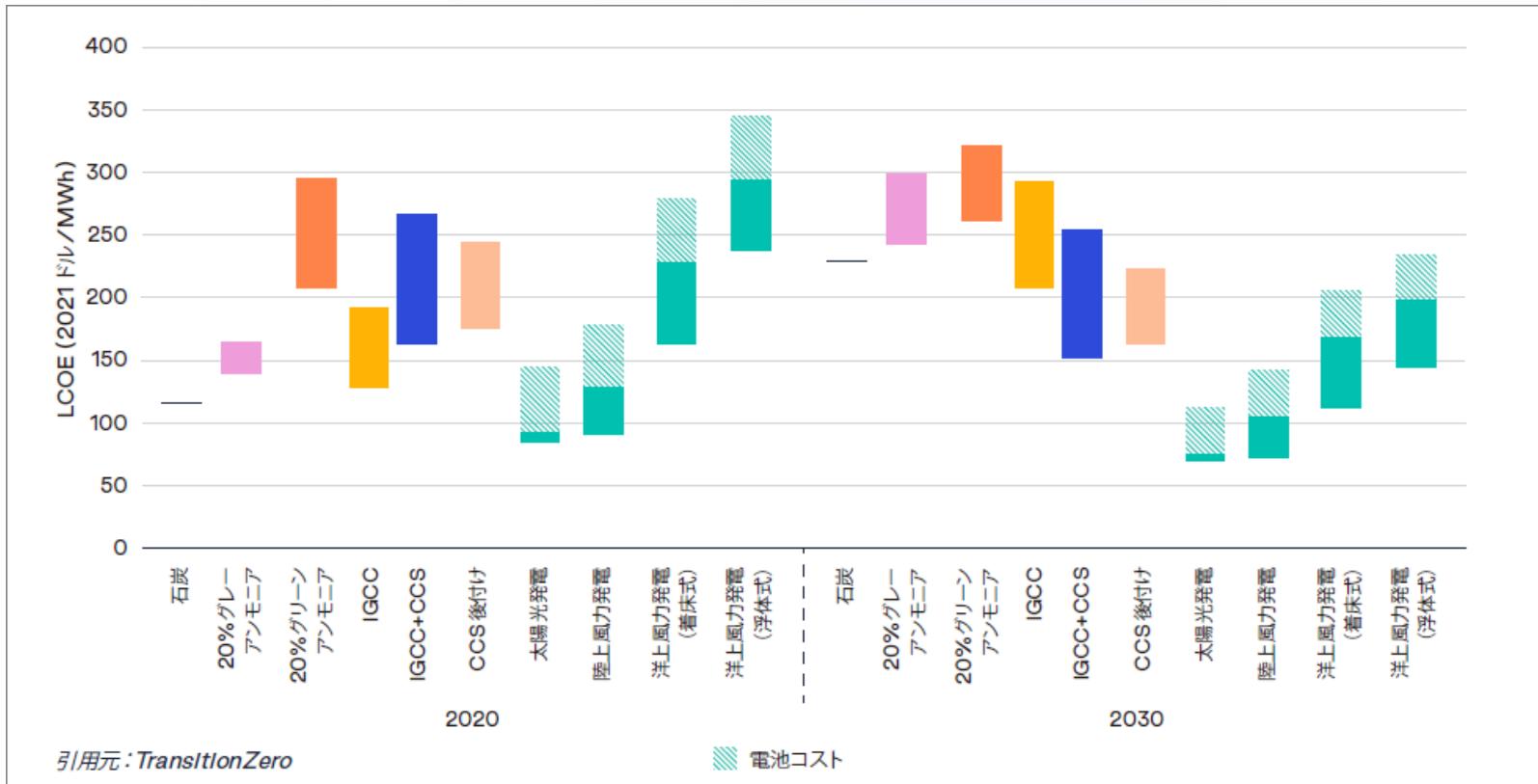
TransitionZero は電力・工業部門におけるゼロカーボン経済を促進するための信頼できる分析と洞察を提供します。

TransitionZero の仕事はQuadrature Climate Foundation（クアドラチャ気候基金）、Generation Investment Management（ジェネレーション・インベストメント・マネジメント）、Google.org、Bloomberg Philanthropies（ブルームバーグ・フィランソピース）のビジョンとイノベーションに支えられています。

# Executive Summary: 概要

## 気候問題とは別に、そもそも高コストの石炭新発電技術

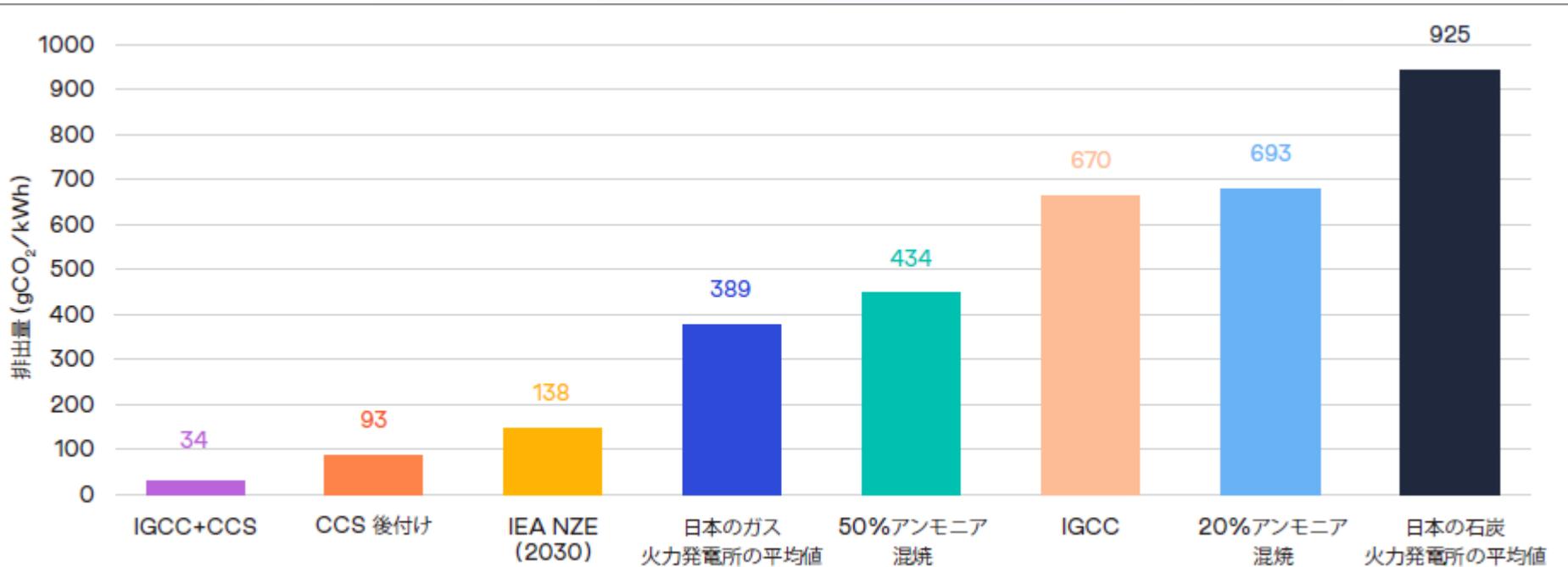
Figure 1.1 各種技術のLCOE推定値（2020～2030年）



注：炭素価格は2020年にUS\$5/tCO<sub>2</sub>、2030年にUS\$130/tCO<sub>2</sub>と推定。2030年の炭素価格はIEAネットゼロシナリオに整合する。網掛け緑部分は緑色のバーは、設置された再生可能エネルギーの電力使用料の半分に値する蓄電池（持続時間4時間）のコストを示している。

## 石炭新発電技術はネットゼロ達成と両立しない

Figure 1.2 石炭新発電技術の排出削減能力



引用元: TransitionZero

## 日本のCCS にはかなりの 技術的課題がある

### CO<sub>2</sub> 貯留設備には限界が

- すべての排出量を回収すると仮定した場合、CO<sub>2</sub>貯留の経済的可能性は10年以内になくなる可能性がある。

### 経済的な問題：コスト

- CCSシステムにより、LCOEは最低でも発電コストに約39~65ドル/MWh\* 上乗せされる。これは、日本の2020年の電気料金\*の約半分に相当する。

### エネルギー損失が大きい

- CCSを導入した石炭火力発電所の効率低下は最大で25%に達する可能性がある。これは、発電された電力の4分の1が発電所内で消費されることを意味する。

引用元: TransitionZero

注: \*日本の電力価格は、石油資源開発株式会社 (JAPEX) の前日価格を参照

## COP26 後の石炭：日本は石炭火力が 最後に残る主要経済圏になるか

There is a growing international effort to phase down coal power in alignment with a 1.5°C goal.

1.5°C目標に向けて石炭火力発電所をフェーズダウンさせるための国際的努力が拡大している。

Figure 1.3 日本の技術選択：  
石炭新発電技術か再生可能エネルギーか？



*Based on [TransitionZero analysis](#), aligning global coal generation with a 1.5°C goal would require closing or repurposing nearly 3,000 coal units between now and 2030.*

TransitionZeroの分析によれば、1.5°C目標達成のためには、今から2030年までに3,000 基近くの石炭火力発電設備を閉鎖または置き換える必要がある。

Japan's insistence on leaving the door open for advanced coal looks increasingly divorced from economic, climate and political realities.

石炭新発電技術を歓迎し続けるという日本の姿勢は、経済、気候、政治の現実からますますかけ離れたものになりつつある。

# Setting the scene : 経緯と内容

## 日本の目標 2030年までの排出削減と2050年までのネットゼロ達成

In April 2021, the former Japanese Prime Minister, Suga Yoshihide, announced an increase in climate ambition, to a *46-50% emissions reduction from 2013 levels by 2030*.

2021年4月、菅義偉前首相が、2030年までに2013年比26%排出削減から46%排出削減に引き上げることを発表。

Alongside the increased 2030 climate ambitions, Japan has a long-term climate target to be **net-zero by 2050**.

**2050年までにネットゼロ**を達成するという長期目標を設定。

To meet the coming 2030 goal, action over the next few years will be vital to *deliver the early emissions reductions required*.

必要な早期の排出削減を実現するためにこれからの数年が極めて重要。

Investments need to look to pave the way for technological breakthroughs to **unlock additional emissions reduction potential** to meet its net zero by 2050 target.

2050年ネットゼロ達成のためには、**さらなる排出削減を可能とする技術的進歩への道**を開くことに投資を向ける必要がある。

Figure 2.1 COP26で演説する岸田文雄首相



Ammonia co-firing : アンモニア混焼

# アンモニア混焼：要旨

## 01

### 高コスト

- 現時点では、最安値のグレーアンモニアを20%混焼する場合の燃料コストですら、石炭の倍となる
- アンモニアと石炭の混焼が経済的な利用価値を持つのは、炭素価格が205ドル/tCO<sub>2</sub> になる2040 年以降となる

## 02

### 高炭素

- アンモニアの混焼率20%の場合の排出係数は、ネットゼロ達成に必要なパスウェイに適合させるために必要な排出係数の約5倍
- ブルーアンモニアとグリーンアンモニア、またはそのどちらかを使用しない限り、混焼による排出削減効果はない

## 03

### 電力部門以外での使用用途

- アンモニアは電力部門での適正は低いが、低炭素経済、特に運輸部門や産業部門など排出削減が困難な部門での使用において多くの用途がある

## アンモニア種別

Figure 3.1 アンモニア種別



引用元: TransitionZero

注: 低炭素またはゼロカーボン燃料と見なすことができるのはブルーアンモニアとグリーンアンモニアのみである。

## 発電部門におけるアンモニアの使用

The Japanese government, with the support of industry players, have strongly pushed ammonia co-firing as a key abatement technology for coal in the power sector. Based on current technical constraints, a co-firing ratio of 20% of ammonia with coal (based on energy content) is considered technically feasible.

日本政府は産業界の支援を受け、電力部門において石炭の最重要排出量削減対策としてアンモニア混焼を強く推奨してきた。現在の技術的制約では、石炭との20%アンモニア混焼率（エネルギー量ベース）が技術的に実施可能と見なされている。

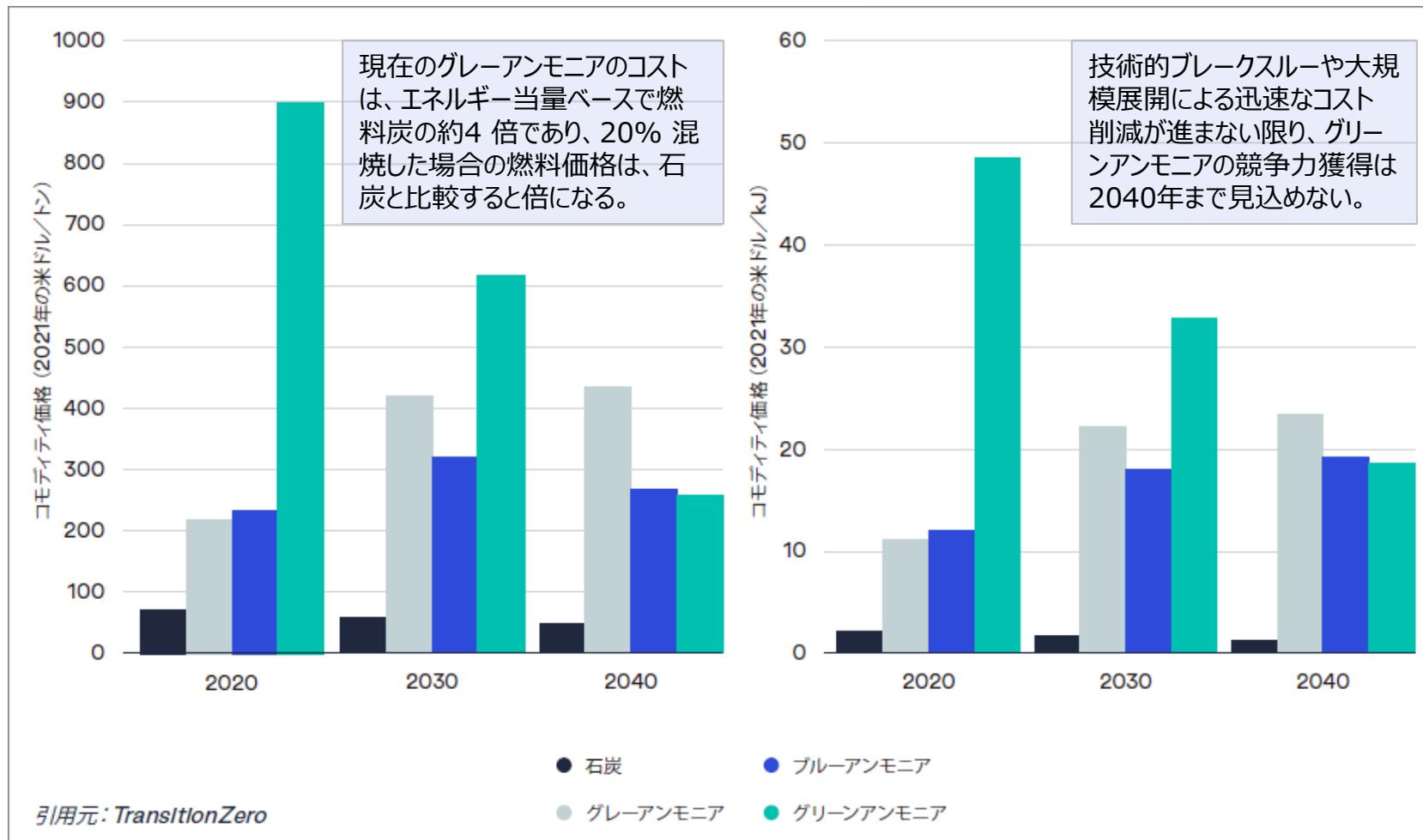
As the co-firing with ammonia **does not require major retrofits in the existing coal plants**, this strategy is favoured by many Japanese utilities, due to the limited capital outlay.

アンモニアとの混焼には既存の石炭火力発電所の**大がかりな改修が不要**  
この戦略は資本支出が少ないことから、日本の多くの電力会社に支持されている。

Japanese government aims to achieve 50% ammonia co-firing with coal by 2030, alongside the goal of importing three million tons of ammonia by the same timeframe. 日本政府は、2030年までに石炭との50%アンモニア混焼の達成、と共に、同時期までに300万トンのアンモニアの輸入という目標を発表。

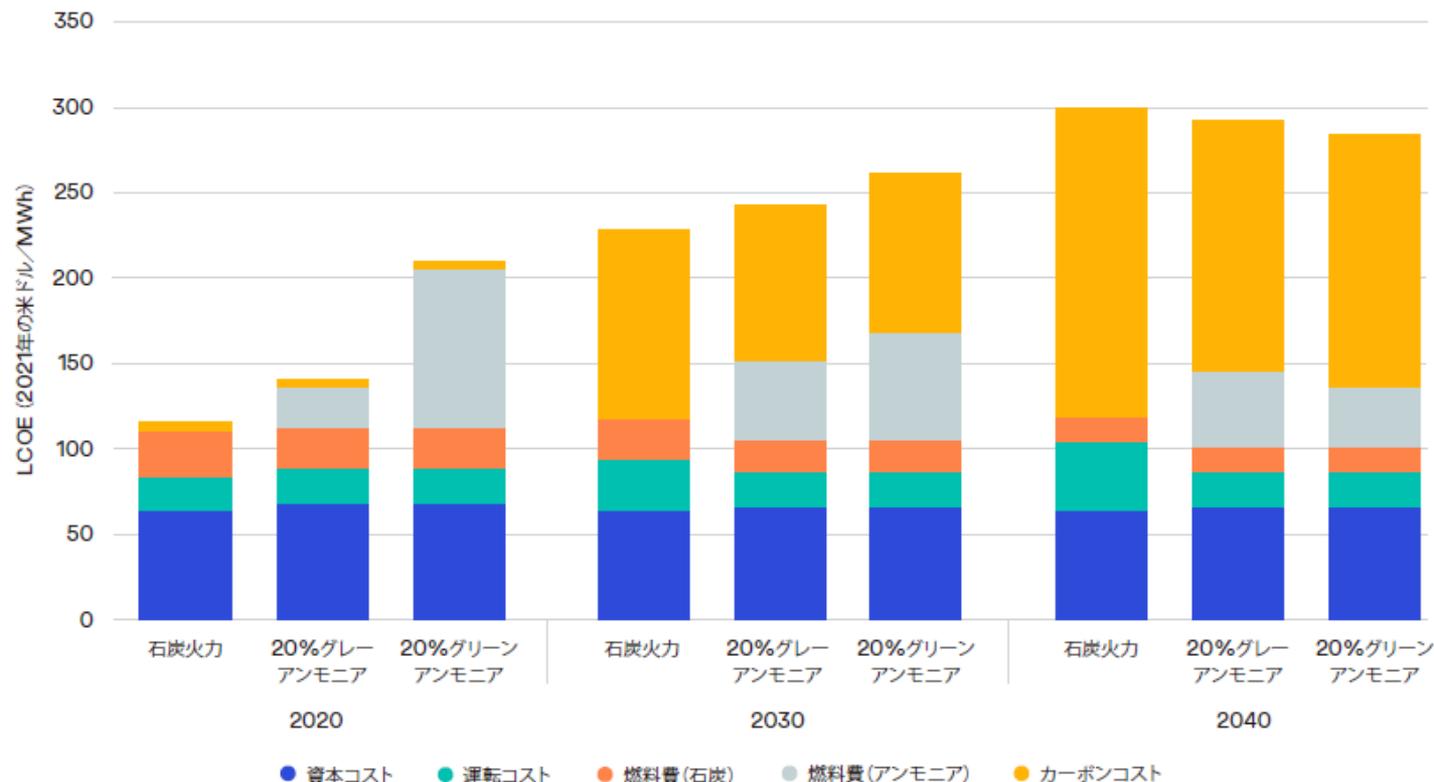
## アンモニア混焼の商業化に向けた課題：高コスト

Figure 3.2 アンモニア価格予測値



## アンモニア混焼は経済的にも気候変動対策としても競争力がない

Figure 3.3 発電におけるアンモニア混焼のコスト内訳



引用元: TransitionZero

注: 炭素コストは日本における発電に伴う炭素コストを意味し、IEAのNZEに基づき、2030年に130米ドル/tCO<sub>2</sub>、2040年に205米ドル/tCO<sub>2</sub>である。上流でのアンモニア製造に伴う炭素コストは、生産施設の地理上の位置により変動し、アンモニアのコストの一部として燃料費の一部に組み込まれる。推定炭素価格の範囲は2030年が15～130米ドル/tCO<sub>2</sub>、2040年が35～205米ドル/tCO<sub>2</sub>であり、IEAのNZEに沿っている。

## 電力部門でのアンモニア使用に関する国際的な牽引力の欠如による習熟効果の制限

Figure 3.4 国家水素戦略の部門別優先度

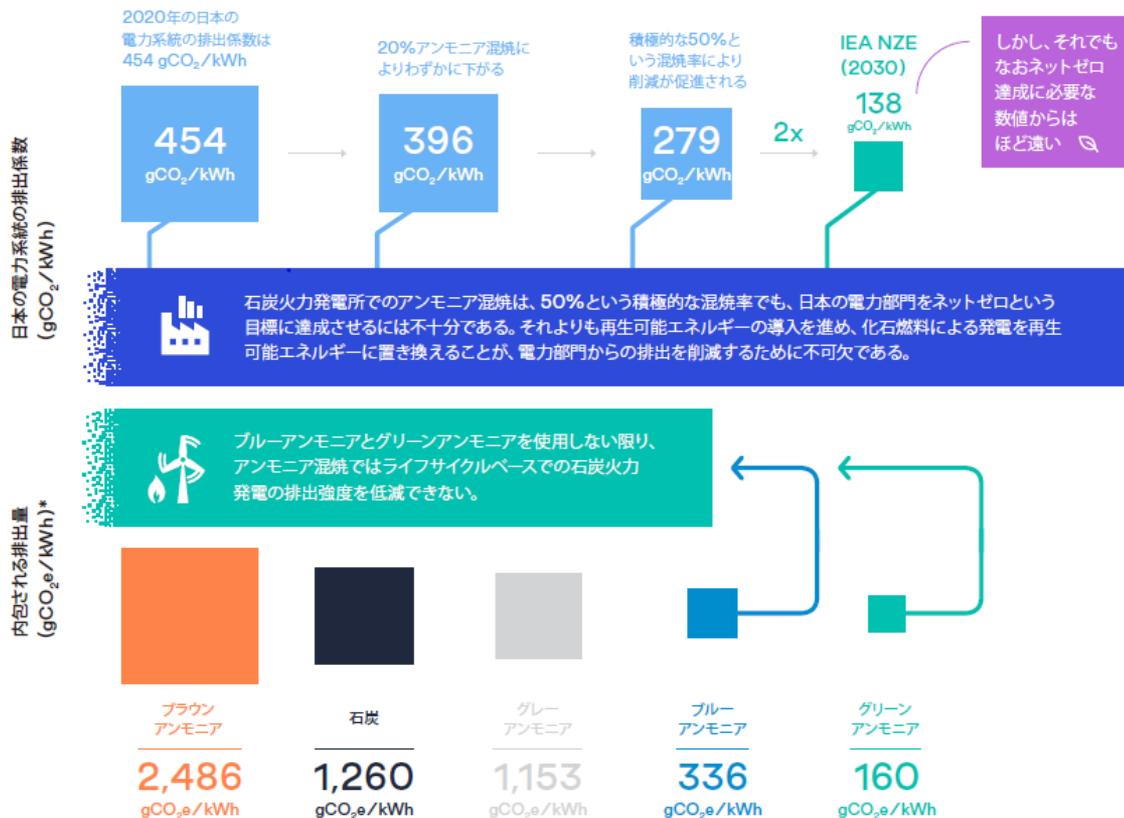
国家	電力		工業					輸送		
	発電	補助的サービス	鉄と鉄鋼	化学原料	精製	その他(セメントなど)	熱利用	道路輸送	海運	航空
オーストラリア	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
日本	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
韓国	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
EU	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
フランス	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ドイツ	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ハンガリー	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
オランダ	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ノルウェー	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ポルトガル	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
スペイン	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
チリ	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
カナダ	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

引用元: TransitionZero, World Energy Council (2021)<sup>26</sup> の内容を一部編集

● 即時 ● 中 ● 低/無

## アンモニア混焼による排出削減効果は殆どない

日本における石炭とアンモニアの排出係数およびライフサイクル排出量の比較



引用元: TransitionZero

注: \*埋め込み排出量には上流の製造、中流の輸送、下流の燃焼に伴うすべての排出量が含まれる。この推定値には炭素以外の排出量も含まれる。アンモニア混焼が石炭火力発電所の効率に与える影響に関してはコンセンサスがないため、全発電所に関して37%という熱効率を用いた。ブルーアンモニアのネットの排出削減効果については、特に回収された二酸化炭素を原油増進回収(EOR)に利用し、下流での排出がさらに増加する場合など、やはり疑問が生じる可能性がある。しかし、この分析例では、CCSの下流での適用は考慮していない。

## アンモニア混焼のその他の課題

### 技術的課題

The burning of ammonia to generate electricity faces troubles in maintaining a stable flame, which has a direct impact on the efficiency and performance of the power plant.

発電においてアンモニアを混焼させるには安定的な燃焼を維持する点で技術的課題が伴い、この点は火力発電所の効率およびパフォーマンスに直接的な影響を及ぼす。

**Limited scale of co-firing demonstration** at Hekinan Unit 4 (8% of estimated annual consumption) suggests that technology is **not yet commercially ready**.

碧南火力4号機の混焼の実証実験は推定年間排出量8%規模であり、この技術が商業的な段階に至っていないことを示唆している。

### 大気汚染

Lower flame temperatures and flame instabilities can result in localised air pollution from NO<sub>x</sub> emissions, unburned ammonia which reacts with NO<sub>x</sub> and SO<sub>2</sub> to form secondary PM<sub>2.5</sub> and unburnt carbon in fly ash.

燃焼温度が低く、不安定な場合、NO<sub>x</sub>排出による局所的な大気汚染や、未燃焼アンモニアがNO<sub>x</sub>およびSO<sub>2</sub>と反応して二次生成のPM<sub>2.5</sub>やフライアッシュ中に未燃焼炭素を形成することによる大気汚染を生じさせる。

While the demonstration plants and test pilots have not seen a significant increase in exhaust gas pollution, the **complexities in technical designs** of the plant means that there is still a **high risk of localized air pollution**.

実証実験プラントとテストパイロットでは、排ガス汚染の大幅な増加は見られなかったが、プラントの技術設計の複雑さは、局所的な大気汚染のリスクが依然として高いことを意味している。

### エネルギー安全保障

The large price differential between domestic ammonia and international imports means that Japanese utilities have few options but to rely on cheaper imports, with negative implications for Japan's energy security.

国産アンモニアと輸入アンモニアの価格差が大きいということは、日本の電力会社にとっては安い輸入アンモニアに頼る以外の選択肢が少ないことを意味し、日本のエネルギー安全保障に悪影響を及ぼすことになる。

Assuming a 20% co-firing rate, Japan will require about **20-25 Mt of ammonia every year** for use in the power sector, more than **20 times its current demand**.

混焼率20%とすると、日本の電力部門は年約20~25Mtのアンモニアを必要とし、これは現在の需要の20倍以上に相当する。

脱炭素化を見据えてアンモニアが使用される可能性のある領域（範囲）

工業用炉（鉄鋼業界など）



輸送



石油化学原料



船舶



航空



Coal gasification (IGCC) :  
石炭ガス化複合発電

# IGCC : 要旨

## 01

### IGCC プラントの投資機会は低い

- IGCCには紆余曲折の過去があり、頻繁なコストの急増とプロジェクトのキャンセルが発生した
- IGCCプラントは設備容量の規模拡大の困難を抱えており、コスト削減の可能性は限られている

## 02

### IGCC で炭素排出量が削減できる可能性は低い

- CCSを導入しない限り、IGCCプラントの二酸化炭素排出削減効果は低い

## 03

### IGCCへの投資は新設石炭火力発電所の建設を意味する

- IGCCに燃焼前CCSを後付けすることは、技術的に実現性がない
- IGCCへの投資は新設石炭火力発電所を意味するが、それは日本のネットゼロという目標に見合わず、将来的に座礁資産化する可能性を孕む

## IGCC プラントを理解するための基礎知識

Integrated gasification combined cycle (IGCC) plants convert feedstock into synthesis gas, which is cleaned before burning in gas turbines to generate electricity.

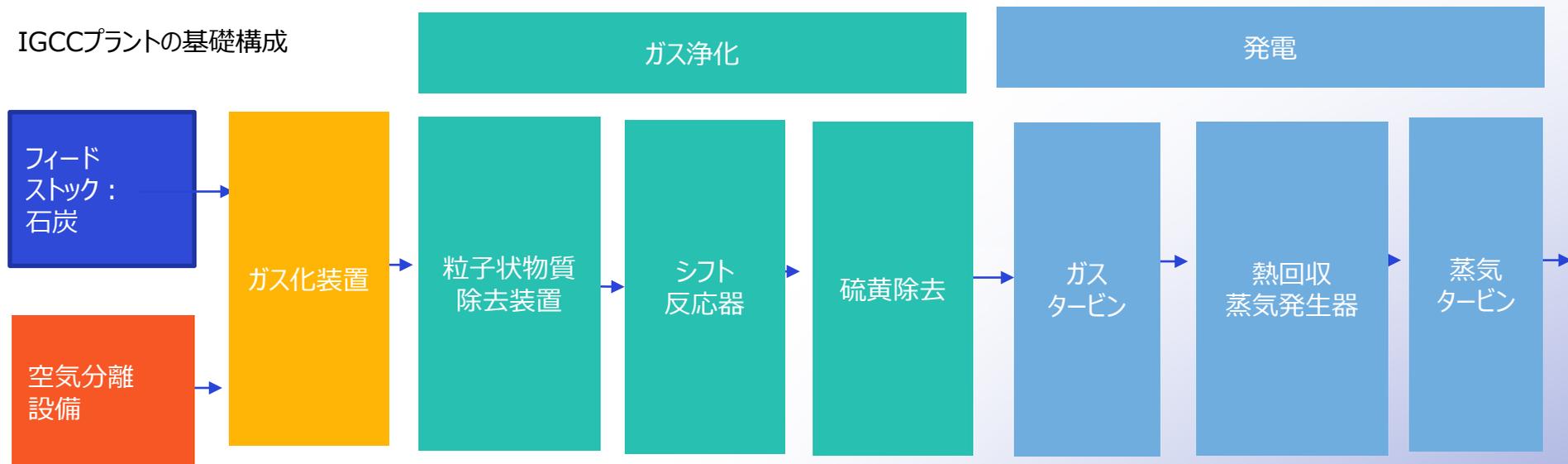
石炭ガス化複合発電(IGCC) プラントは原料を合成ガスに変換し、洗浄後に発電のために合成ガスをガスタービンで燃焼する。

IGCC plants have several advantages compared to traditional pulverized coal plants, including:

IGCCプラントには石炭火力発電所に比較し、いくつかのメリットがある。

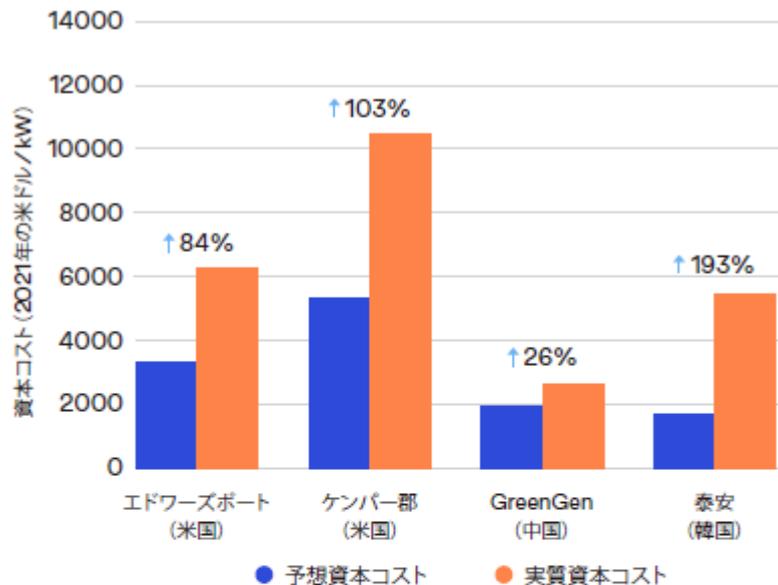
1. *Reduce air pollution* 大気汚染の低減
2. *Higher thermal efficiency* 高熱効率
3. *Greater coal quality flexibility* 石炭品位への柔軟性
4. *Easier/cheaper to integrate with pre-combustion CCS* 安価/容易な燃焼前CCS併用性

IGCCプラントの基礎構成



## IGCCのコスト 波乱に富む過去 – 急激なコスト上昇も

Figure 4.1 一部のIGCCプロジェクトに関するコスト超過



引用元: TransitionZero

注: ケンパー IGCC は、CCS との統合により資本コストが高い。GreenGen IGCC は既存の購入可能なガス化装置を輸入するのではなく、自社開発のガス化装置を使用することにより、資本コストの引き下げを達成したと主張しているため、その結果を反復することは難しい。GreenGen はサクセスストーリーとして宣伝されているが、中国はその後新規 IGCC プラントを建設しておらず、それはこの技術の人気なくなったことを示唆するとも考えられる。

Cost-overruns due to technical complexities of IGCC plants are one of the main contributors that led to the series of high-profile failures of IGCC plants.

注目されたIGCCプラントが失敗に終わった主な要因の1つは、IGCCプラントの技術的な複雑さによるコスト超過である。

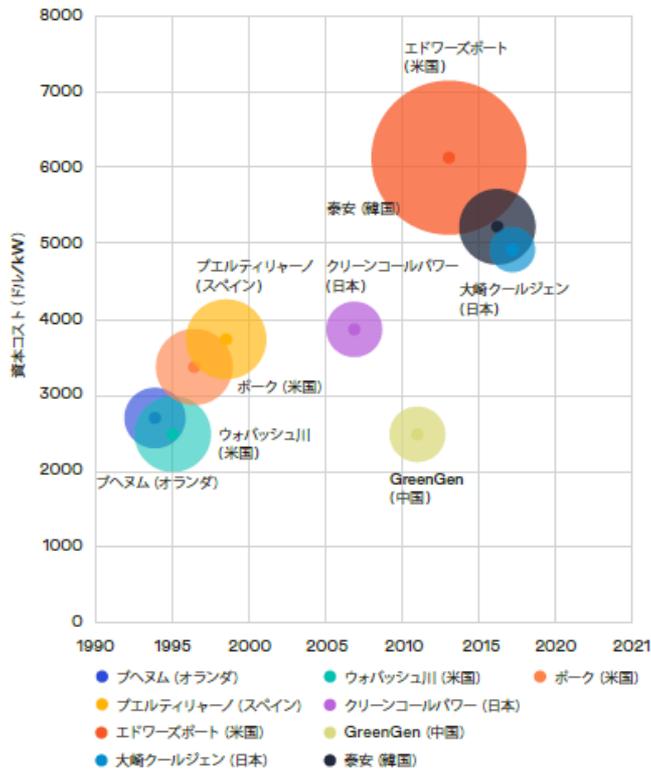
Out of the 25 coal-gasification IGCC projects that were proposed in the US in early 2000s, only two projects were brought to completion. 2000 年初期に米国で提案された25件のIGCCプロジェクトのうち、完成までこぎつけたのは2件に過ぎない。

Even for the projects that went ahead, budget overruns, sometimes to double that of original estimates, were common.

進行したプロジェクトでさえ、時には当初の見積もりの2倍にもなる予算超過が一般的だった。

## プロジェクト規模が大きくなればkWあたりの資本コスト（CAPEX）が上昇

Figure 4.2 IGCCの資本コスト（CAPEX）



Rising CAPEX/kW installed capacity poses significant challenges for scaling up deployment. 設備容量あたりの資本コスト（CAPEX/kW）の増加は、設備規模の拡大に大きな課題となる。

Anecdotal evidence from the ill-fated Edwardsport and Kemper County IGCC plants, both attempts to scale up from existing prototypes, illustrates the lack of transferability across different projects for IGCC plants.

失敗に終わったエドワーズポートおよびケンパー郡IGCCプラントでの事例を見ると、両プラントは既存のプロトタイプからの規模拡大を試みたものであったが、IGCCプラントにおける異なるプロジェクト間では習熟内容が共有できないことが明らかになった。

This leads to a rather **flat learning curve for the technology**, meaning that cost reductions are likely to remain low despite additional deployments.

この事例から、IGCC技術の習熟曲線は横ばいであることが明らかで、既存タイプへの規模拡大であってもコスト削減は低いままである可能性がある。

引用元: TransitionZero

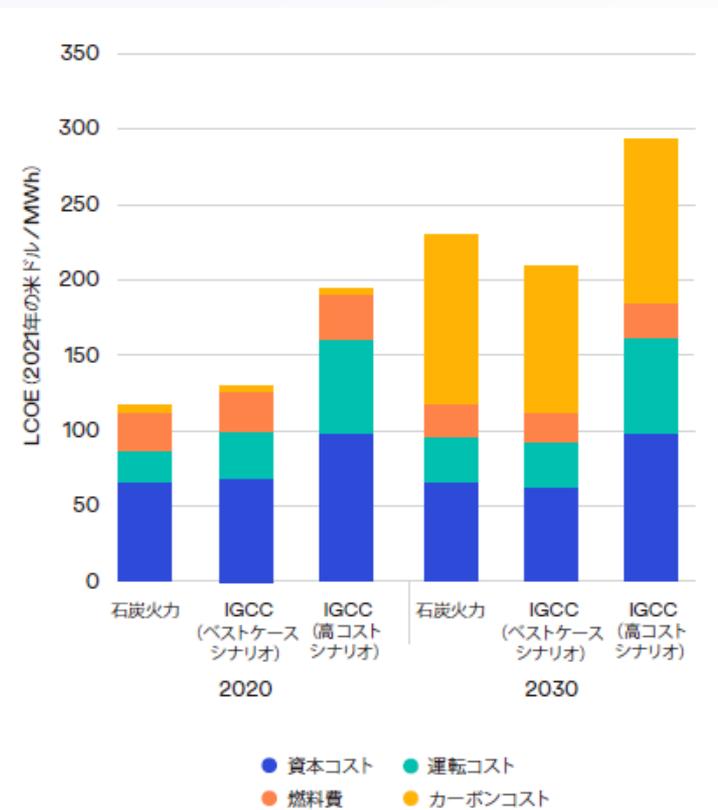
注: 円のサイズはIGCCプロジェクトの規模に対応する。ケンパー郡IGCCはIGCCプラントとしてではなくガスプラントとしてのみ運転されるため、プロジェクト一覧から除外した。

## IGCCは排出削減技術及び発電技術の両方で競争力がない

Realistically, the cost of IGCC plants in Japan is likely to fall somewhere between the best-case scenario and the high-cost scenario.  
現実的に見れば、日本のIGCCプラントのコストは、ベストケースシナリオと高コストシナリオの間になるだろう。

Due to poor emissions reduction potential of IGCC plants, the economic efficacy of IGCC plants does not improve with a higher carbon price in 2030.  
IGCCプラントが排出削減に貢献する可能性は低いいため、2030年に炭素価格が上昇すれば、IGCCプラントの経済的効果は上がらない。

Figure 4.3 IGCC発電所に関するコスト内訳



引用元: TransitionZero

注: 炭素コストとは、日本における発電に伴う炭素コストを意味し、2020年に5ドル/tCO<sub>2</sub>、2030年に130ドル/tCO<sub>2</sub>である。2030年の推定炭素価格はIEAのNZEとほぼ一致する。

## IGCCのその他の課題

### 座礁資産化

IGCC plants **cannot be retrofitted** with pre-combustion CCS technologies. Additional investment into IGCC will directly translate into **new-build coal plants in Japan**.

IGCCプラントは、燃焼前のCCS技術で後付けすることはできない。IGCCへの追加投資は、日本で石炭火力発電所が新設されることを意味する。

This will not only **contradict Japan's overall climate ambitions**, do nothing to reduce grid emissions to put Japan on a net zero trajectory, but also result in **significant stranded asset risk** in the future.

このことは、日本の気候変動の野心的な目標と矛盾するだけでなく、日本がネットゼロを達成するための行程に踏み出すためのグリッド排出量の削減を行わないばかりか、将来の重大な座礁資産リスクをもたらすことになる。

### 技術的問題点

IGCC plants require **three to five years** to reach a stable level of availability. Even with such a long synchronisation phase, IGCC plants still face **consistent issues with reliability**, with high incidences of plant outages.

IGCCプラントでは、安定した利用可能性に到達するため**3-5年**を要する。こうした長期の調整を行っても、依然として**信頼性の問題**に直面していることは否定できず、プラントが停止する確率が高い。

To improve availability, some plants have **burned natural gas as a backup fuel**, or **installed additional gasifiers**. Both options add costs to the plant. 実現可能性を高めるため、一部のプラントではバックアップ燃料として天然ガスを燃焼させたり、ガス化装置を追加設置したりすることになるが、いずれにせよ発電所にとっては費用の追加負担となる。

### ライフサイクル・インパクト（影響）

One of the key benefits of coal gasification (IGCC) lies in its ability to use a variety of coal grades, particularly the lower grade **lignite**, which is largely regarded as the **world's most pollutive and energy inefficient fuel**.

IGCCの主なメリットの1つは、多様な石炭品位、特に世界で**最も汚染度がひどくエネルギー効率が低い燃料**と見なされている低品位の褐炭を利用できることである。

Should coal gasification gain mainstream status in the power sector, it could breathe new life into the sunset industry, raising concerns of a **jump in carbon emissions** instead of reduction. 石炭のガス化が電力部門で主流となった場合、斜陽産業に新しい命を吹き込むことになりかねず、炭素排出量の削減ではなく、急激な増加となることが懸念される。

# Carbon capture and storage (CCS) : 二酸化炭素回収・利用・貯留

# 二酸化炭素回収・利用・貯留（CCS）：要旨

## 01

付随的エネルギー消費が財務収益を減少させ、CCS バリューチェーンの不備はコストを押し上げる

- 事例を見ると、発電の23%から30%は、エネルギー効率の代償として失われる。CCS 適用における効率低下率は23%から30%の範囲で変動する
- 隠れたコストにより、CCS付の石炭火力発電所の発電量あたりのコストは2倍以上になる

## 02

国内の二酸化炭素貯留量は小さいので無計画な化石燃料の使用は控えるべき

- 日本の二酸化炭素貯留潜在力は限られているので、利用については慎重に優先順位を設定する必要がある
- 競争力のある再エネの存在は発電事業におけるCCSの魅力を限定的なものにする

## 03

発電部門においてCCSが気候変動対策に対する効果はわずかな上に遅すぎる

- CCSにインセンティブを与えるには高い炭素価格が必要だが、そうなる前に、より安価な再エネによって押しやられることになるだろう

## 炭素回収技術

CCS is used to describe a suite of technologies that aims to capture CO<sub>2</sub> emissions for permanent storage, primarily in saline aquifers, or in other geological storage sites

CCS (Carbon dioxide Capture and Storage : 二酸化炭素回収・貯留) とは、主に塩水性帯水層または他の貯留地層に二酸化炭素排出量を回収し、永久貯留することを目的とする技術群を指す。

CCU (carbon capture and utilisation) can be considered an extension of CCS applications, where instead of going into permanent storage, captured CO<sub>2</sub> is utilised.

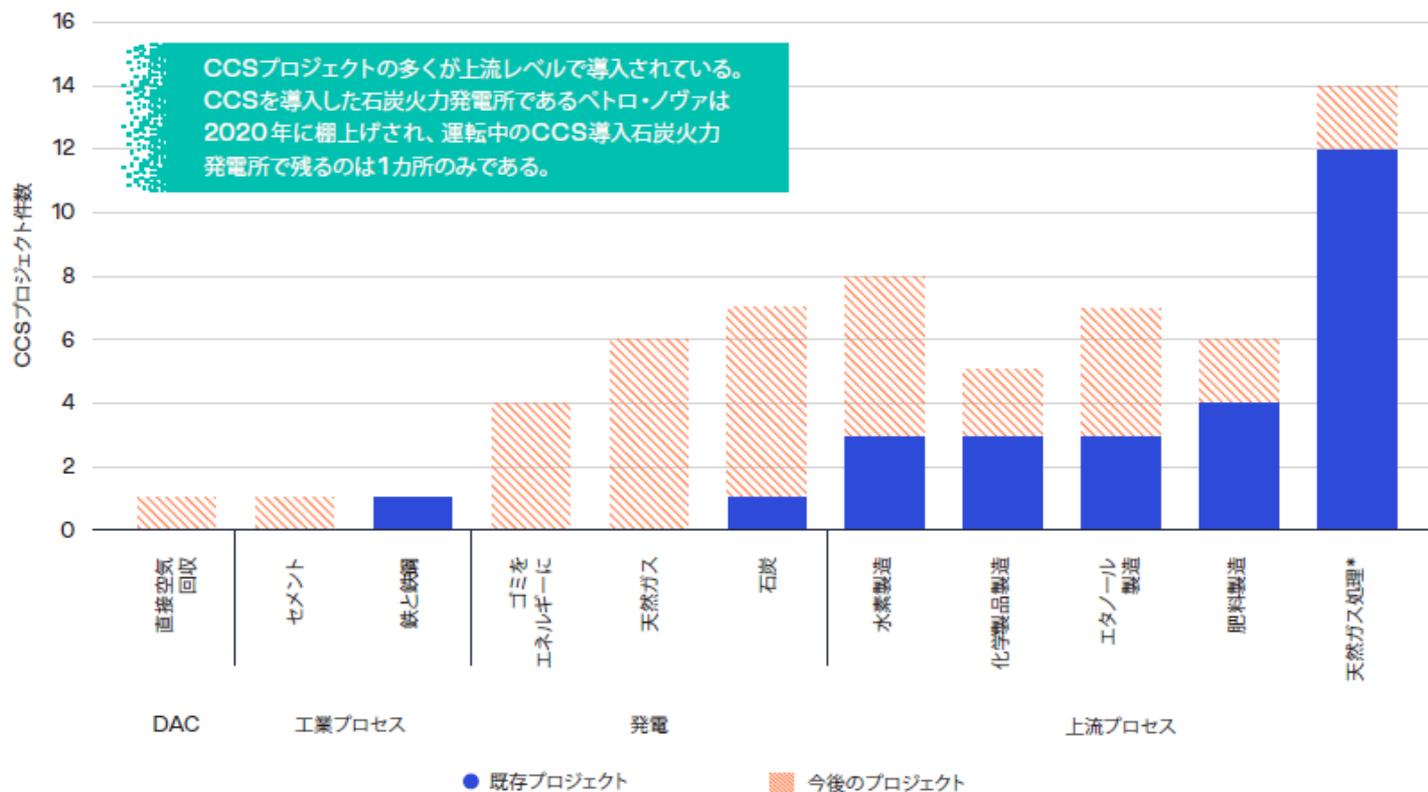
CCU (炭素回収および利用) は、CCS設置を拡張したものと言え、回収した二酸化炭素を永久貯留するのではなく、利用するものである。

Figure 5.1 炭素回収技術



## 派手な報道にもかかわらず発電部門で稼働中のCCSは1か所だけ

Figure 5.2 運転中のCCSプロジェクト



引用元：グローバル CCS インスティテュートのデータ<sup>57</sup>、TransitionZero による分析

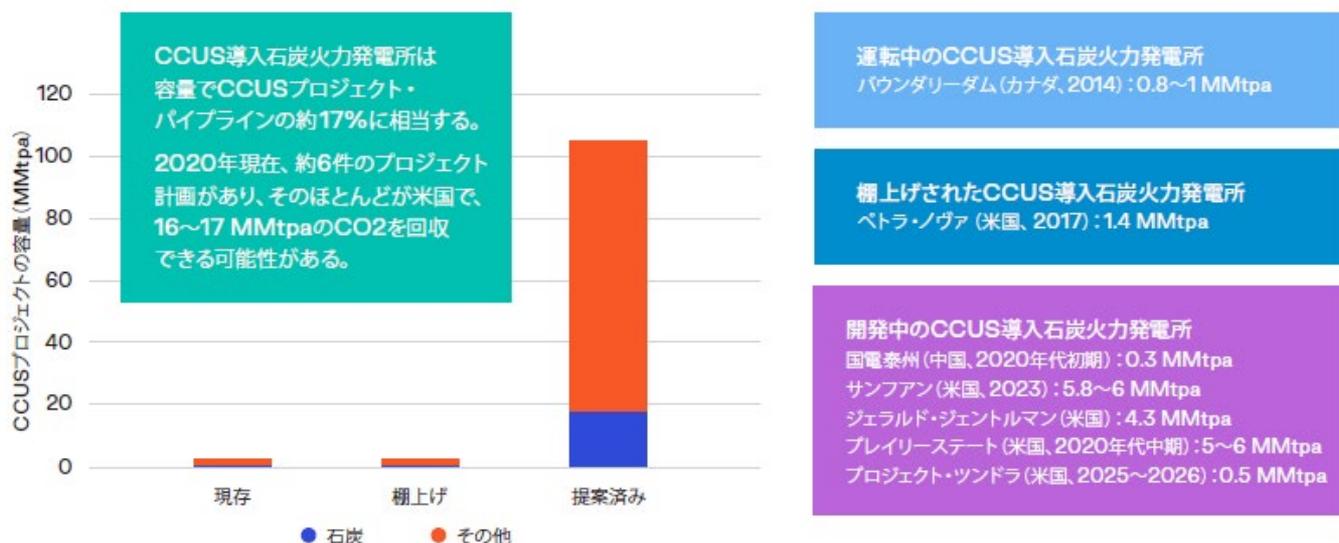
注：ペトラ・ノヴァ・プロジェクトでは、回収された二酸化炭素を EOR に使用していた。原油の長期的な低価格が原因で、NRG は 2021 年 6 月からプロジェクトを永久に棚上げすると発表した。

## 大洋の中の一滴：9.8Gt（ギガトン）の中の17Mt（メガトン）

There are about six planned CCS retrofits on coal projects, with the potential to capture up to 17 MMtpa of CO<sub>2</sub>. This represents about 17% of the CCS project pipeline in terms of capacity, but only **0.17%** of the coal emissions from power generation in 2020.

計画されているCCS 後付プロジェクトは約6件あり、最大で17 MMtpa のCO<sub>2</sub>を回収できる可能性がある。これは容量においてCCSプロジェクト・パイプラインの約17% に相当するが、2020年の石炭火力発電の排出量のわずか **0.17%** に過ぎない。

Figure 5.3 導入石炭火力発電所



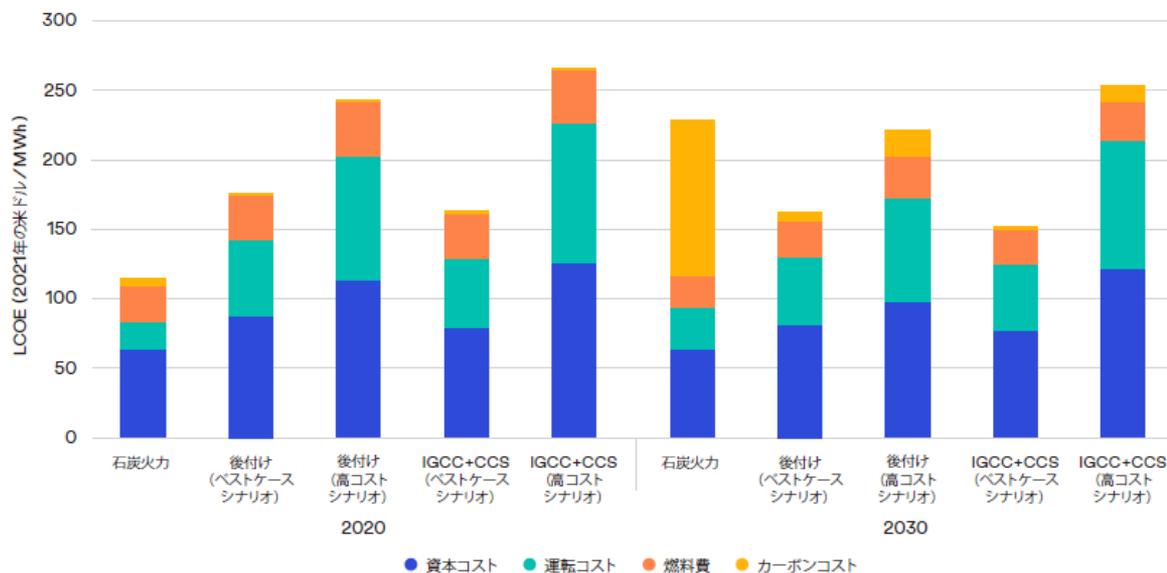
ブリッジポート・ムーニース (オーストラリア) は混成開発プロジェクトであるため除外

引用元: [Global CCS Institute](#)のデータ、TransitionZero による分析

注: ペトラ・ノヴァは2020年に棚上げにされた。ブリッジポート・ムーニースCCS (オーストラリア) は、さまざまな発電および工業プロセスを目的とするCCS適用で構成された混成開発プロジェクトであるため、石炭火力発電所でのCCSプロジェクトの一部には含めなかった。

## 隠れたコストがCCSの費用を倍増させるー US\$74/tCO<sub>2</sub>

Figure 5.4 石炭火力発電所のCCS適用のLCOE（発電量あたりのコスト、均等化発電原価）



			CCS 後付け			IGCC+CCS		
			低コスト	ベースケース	高コスト	低コスト	ベースケース	高コスト
2020	追加コスト	ドル/MWh	65	102	33	39	56	76
	CCS のコスト	ドル/tCO <sub>2</sub>	74	123	169	53	80	114
2030	追加コスト	ドル/MWh	40	66	87	39	46	60
	CCS のコスト	ドル/tCO <sub>2</sub>	46	79	111	53	65	89

引用元: TransitionZero

注: 石炭火力発電所の改装に関する回収率は、ベースケース・シナリオでは95%、低コスト・シナリオでは99%、高コスト・シナリオでは90%と仮定した。

## 貯留潜在力が低いので排出削減が難しい部門のCCS利用に優先順位を付ける必要が

### Japan CO<sub>2</sub> storage potential (GtCO<sub>2</sub>) 日本のCO<sub>2</sub>貯留潜在力 (GtCO<sub>2</sub>)

As it stands, there is no real consensus on the CO<sub>2</sub> storage potential in Japan.  
現状では、日本におけるCO<sub>2</sub>貯留潜在力について実質的なコンセンサスはない。

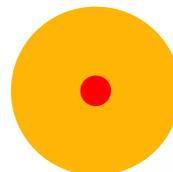
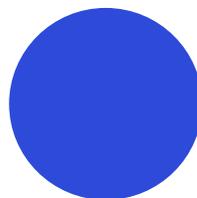
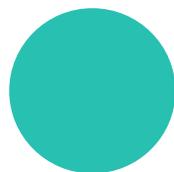
Japan 2021 Energy Policy Reviewの調査によれば日本の技術的CO<sub>2</sub>貯留潜在力：約146 GtCO<sub>2</sub>

最小推定技術貯留量：  
28 GtCO<sub>2</sub>

最大推定技術貯留量：  
197 GtCO<sub>2</sub>

グローバルCCSインスティテュートによる日本の技術的貯留潜在力：152 GtCO<sub>2</sub>

地球環境産業技術研究機構 (RITE) はネットゼロ分析においてCO<sub>2</sub>の貯留潜在力を11.3 GtCO<sub>2</sub>と推定



内、商業的に利用可能な部分は3%

TransitionZero は技術的貯留潜在力を115GtCO<sub>2</sub>、そのうちの10%が経済的に利用可能であると推定

Japan's annual emissions currently stands at around 1 GtCO<sub>2</sub> per year. This means that Japan's CO<sub>2</sub> storage may run out in about a decade. Japan suffers from a hard constraint on CCS applications due to limited storage sites, thus careful prioritization of its CCS application is required to support its decarbonisation journey.

現在、日本の年間排出量は約1GtCO<sub>2</sub>と推定されている。これは日本の国内貯留地は約10年しかもたないことを意味する。貯留用の立地は限られており、日本は厳しい制約に悩まされることになる。よって、今後の脱炭素化の行程を支えるには、CCS適用について慎重に優先順位を定める必要がある。

## CCSのその他の課題

### 効率面での代償

Experience from operational CCS-equipped coal plants see **exorbitant penalty of 23% to 30%**.

操業中のCCS付石炭火力発電所の経験では、**23%から30%という過度の効率低下**が見られている。

This “parasitic” energy consumption reduces the electricity available to be sold, depressing plant profitability. Ultimately, the presence of heavy energy penalties may render a **CCS project financially non-viable**.

この「付随的」エネルギー消費は、販売可能な電力（所内電力）を減少させ、プラントの収益性を低下させる。最終的には、代償となるエネルギーの大きさから、CCSプロジェクトが財政的に実現不可能となる可能性がある。

### 環境問題

CO<sub>2</sub> leakages in offshore storage sites will have **negative consequences** to marine biodiversity. High frequency of seismic activity in Japan increases risk of carbon seepage.

沖合（オフショア）貯留地でのCO<sub>2</sub>漏洩は、海洋生物多様性に**悪影響**を及ぼす。日本の場合、高頻度で地震活動が起こり、二酸化炭素漏洩リスクが高まることも懸念される。

Japan-specific risk assessment of offshore CO<sub>2</sub> storage sites is lacking. The risk here is primarily one of “**unknown unknowns**”. More work needs to be done before calculated risks can be taken on the operations of offshore subsea CO<sub>2</sub> storage sites.

沖合貯留地における日本固有のリスク評価が不足している。このリスクは「何が分からないのかすら、分からない」ことも意味し、沖合海底CCS貯留地の運営に関し、予測可能なリスクの受け入れを可能にするには、さらなる研究が必要。

### リードタイムの長さ

Due to the long project lead time (7-8 years), it is unrealistic to expect a rapid scale-up of CCS projects to meet 2030 goals. プロジェクトのリードタイムが7-8年と長いことから、2030年の気候目標の達成に向けてCCSプロジェクトを急速に大規模化させることを期待するのは現実的ではない。

CCS will, therefore, only be available as part of Japan’s **longer term technology suite**. However, by then, low-carbon alternatives, particularly low cost renewables, will have gained cost advantage.

CCSは、長い目で見たとき、日本の技術群のひとつとしてであれば利用可能になるが、それまでには低炭素の代替エネルギー、特に低コストの再生可能エネルギーがコスト優位性を獲得しているとみられる。

Low carbon, least cost alternative:  
renewable energy

低炭素かつ最小コストの代替策：  
再生可能エネルギー

# 低炭素かつ最小コストの代替策：要旨

## 01

日本の気候目標とエネルギー需要を満たすため、再エネはよりコスト競争力のあるエネルギー供給源となる

- 現在、既に独立型太陽光発電、陸上風力発電のコストは競争力がある
- 競争力のある再エネの存在が、発電にCCSを導入する魅力を薄れさせている

## 02

再生可能エネルギーを統合することは日本のネットゼロ目標の基本である

- 日本の電力市場は、柔軟性のないベースロード電源を支持しており、再エネの制限につながりかねない
- 再エネと電池貯蔵を組み合わせると、デスパッチ可能発電性能は向上するが、送電系統に統合するためのコストが誇張される可能性はある

## 03

政策支援があれば、洋上風力には十分な潜在力がある

- プロジェクト・パイプラインが弱い  
ため、日本の洋上風力発電の現在のコストプロファイルは非常に保守的なものになっている
- 大幅なコスト削減は可能

## 日本の電力部門における再生可能エネルギーの新たな動き

New resource potential estimates from the Ministry of the Environment reveals that Japan has **more than double** the renewable energy potential it needs to power its economy.

環境省による新たなポテンシャルの推測によれば、日本には、再生可能エネルギーのポテンシャルが日本の経済を動かすために必要なエネルギーの**2倍以上**あることが明らかとなっている。

Table 6.1 改訂された日本における再生可能エネルギーの可能性

		Technical potential : 技術的潜在力		Economic potential : 経済的潜在力			
		Capacity : 発電容量	Generation : 発電量	Capacity (GW) : 発電容量 (GW)		Generation (TWh) : 発電量 (TWh)	
		GW	TWh	Low	High	Low	High
Solar 太陽光発電	Residential 住宅	210	253	38	112	47	137
	Industrial 工業	2,536	2,969	0.2	295	0	367
	Total 合計	2,746	3,222	38	406	47	504
Onshore wind 陸上風力発電		285	686	118	163	351	454
Offshore wind 洋上風力発電		1,120	3,461	179	460	617	1,558
Hydro 水力発電		9	54	3	4	17	23
Geothermal 地熱発電		14	101	9	11	63	80
Total 合計		4,174	7,523	347	1,045	1,095	2,619

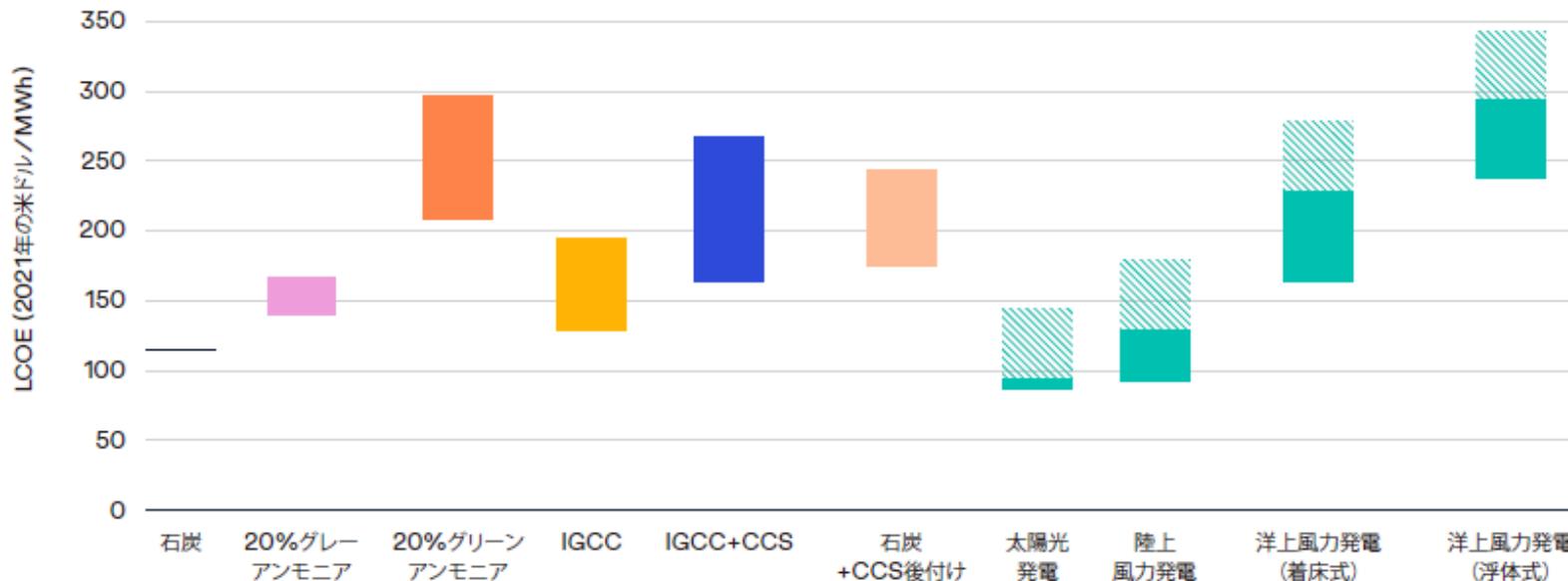
## 独立型再生可能エネルギーは石炭よりも安価に、貯留設備追加はコストを押し上げる

Figure 6.1 日本の石炭新発電技術および再生可能エネルギー電源の2020年現在のLCOE

At present, stand-alone solar and onshore wind projects are cost-competitive against coal-based generation technologies. 現時点では、独立型太陽光発電および陸上風力計画のプロジェクトが、石炭による発電技術に対して競争力がある。

Due to the high cost of battery storage, which adds over US\$50/MWh to generation costs, currently RE plus storage applications tend to fare poorly against various coal-based technologies considered.

蓄電池のコストが高く、発電コストに50米ドル/MWh以上が加算されるため、再生可能エネルギーに蓄電池を併設するアプリケーションは、検討されているさまざまな石炭火力発電技術との競争が難しい状況にある。



引用元: TransitionZero

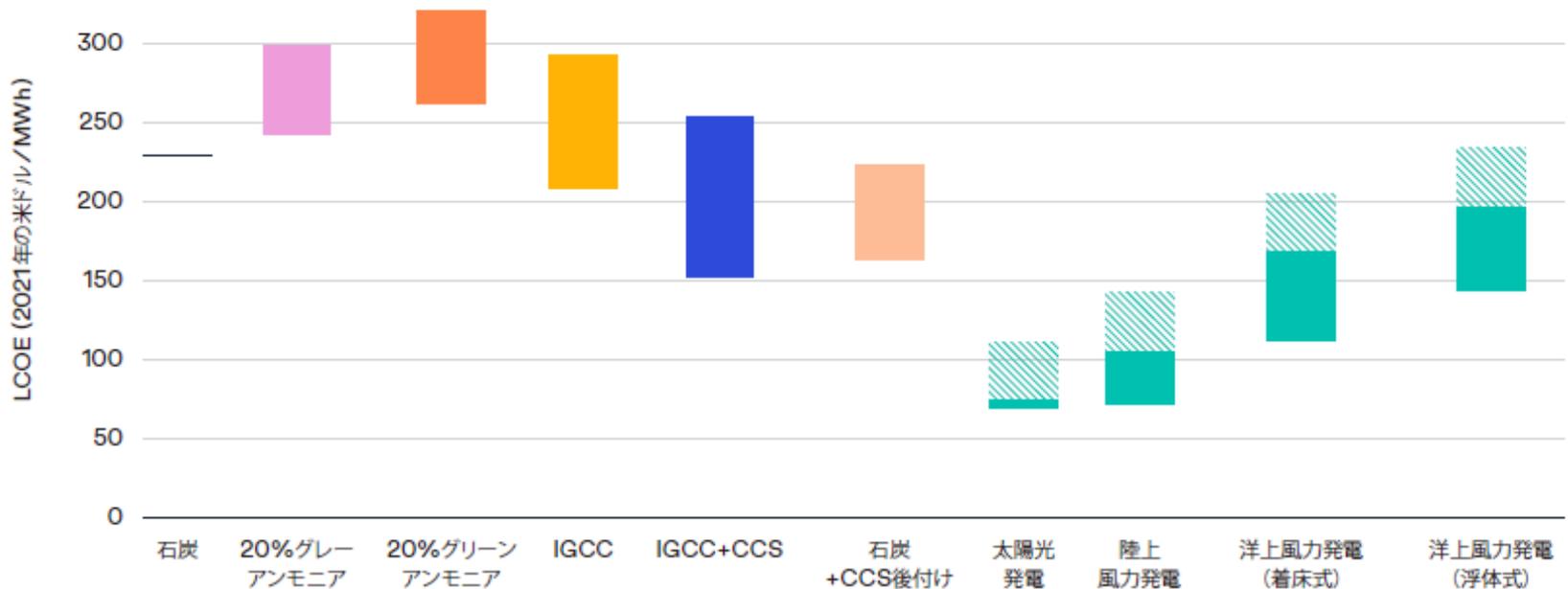
注: 2020年の炭素価格は5ドル/tCO<sub>2</sub>。グリーン斜線部分は貯蔵コスト。持続時間4時間とし、再生可能エネルギー発電容量の半分の電力定格を使い、サイズを求めた。

## 2030年までに再エネ + 蓄電池のコストは石炭火力よりも低くなり競争力を持つ

Fig 6.2 2030年の石炭新発電技術のLCOE

With rapidly declining costs of wind and solar, coupled with a high carbon price, most renewables plus storage options, except floating offshore wind, are strong competitors against not only advanced coal-fired power plants, but also traditional coal plants.

風力と太陽光のコストが急速に低下していることと、炭素価格が高いことから、ほとんどの再生可能エネルギーと蓄電オプションは、浮体式洋上風力発電を除いて、先進的な石炭火力発電だけでなく、従来の石炭火力発電に対しても強力な競争力を有することになる。

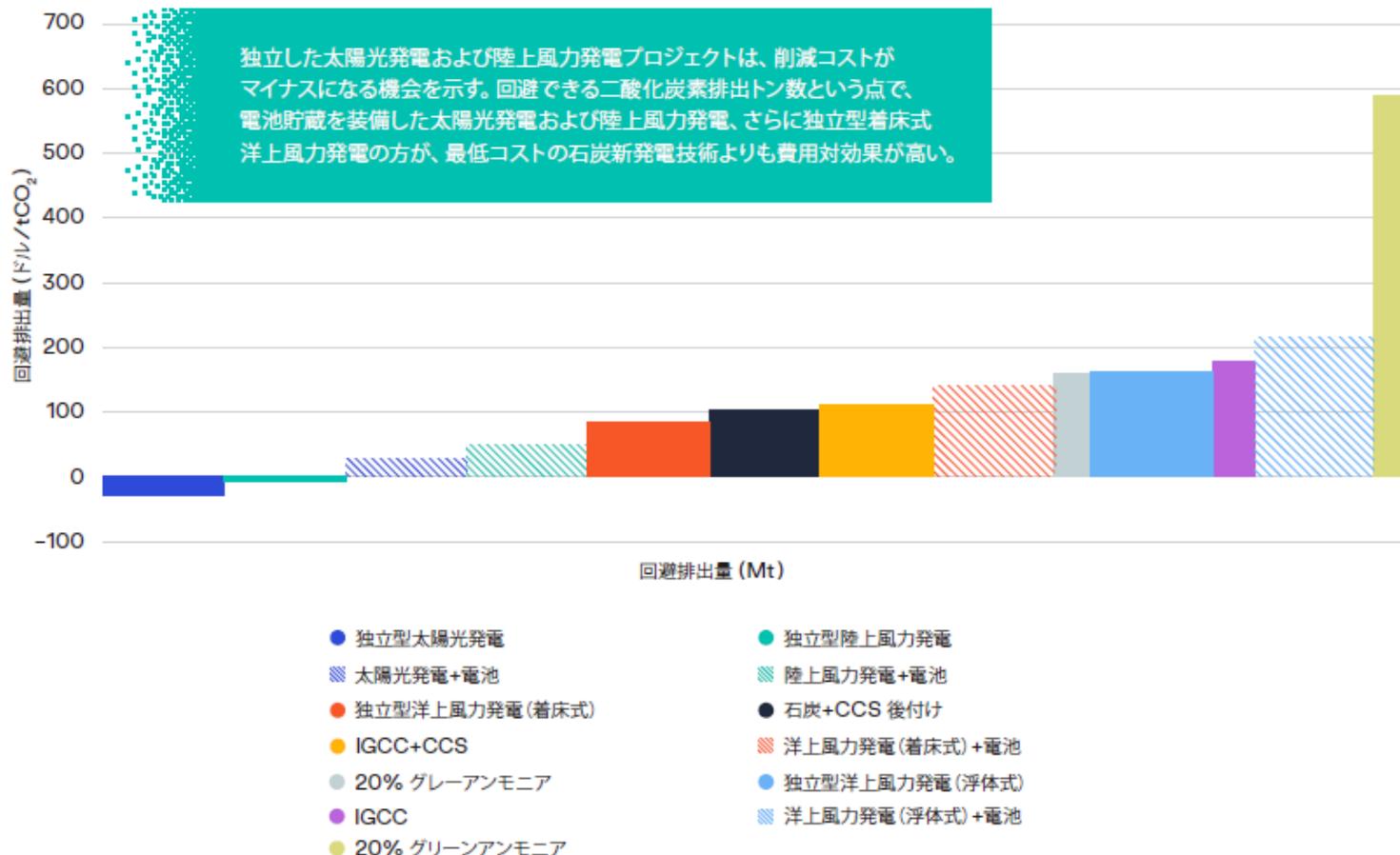


引用元: TransitionZero

注: 2030年の炭素価格は、IEAのNZEに従う130ドル/tCO<sub>2</sub>と想定した。グリーン斜線部分は貯蔵コスト。持続時間4時間とし、再生可能エネルギー発電容量の半分の電力定格を使い、サイズを求めた。

## 2020年 日本の発電部門における限界削減費用曲線

Fig 6.3 2020年の限界削減費用曲線



## 2030年 日本の発電部門における限界削減費用曲線

Fig 6.4 2030年の限界削減費用曲線



# Policy recommendations : 政策提言

# 政策提言：要旨

## 01

### 発電にアンモニア混焼が果たす役割の再評価

- アンモニア混焼は代替策と比較して経済に劣り、に対して不経済であり、アンモニア混焼が電力部門で果たす役割は限られている
- 世界の気候目標と歩調を合わせるのに支持されるべきは、グリーンアンモニアのみである

## 02

### 「後悔のない」産業部門へのグリーンアンモニアの優先適用

- 水素/アンモニア経済の開発は、日本にとって複数の相互利益をもたらす
- この分野のフロントランナーであるために別の部門でのアンモニアの適用の開発と展開を優先することは、日本の脱炭素化と経済目標を支えることになる支援します

## 03

### 国内外の今後のエネルギー情勢におけるIGCCの役割の見直し

- 技術としてIGCCを見た場合、競合する発電技術に勝る明確な利点は見いだせない
- IGCC技術への投資を継続することで、日本経済に新たな経済的機会がもたらされる見込みはない。

# 政策提言：要旨

## 04

### CCSへの投資と日本の少ない貯留用地に関する慎重な考慮

- CCSは世界の脱炭素において不可欠な役割を担っているため、この技術への継続的な投資は必要
- コスト競争力のある再エネの導入と共に、重工業などの排出削減が困難な部門に日本の限られた貯留能力を配分することを優先する必要がある

## 05

### 統合コストを削減するための統合的アプローチの採用

- 短期的には、断続的な電力供給源としての再生可能エネルギーに対する市場の偏見を払拭することにより、日本は統合コストを低く維持することができる
- 長期的には、政策により促進される送電システムの向上と強化を通じて、統合コストは削減される

## 06

### 短期的には初期的な石炭新発電技術から成熟した再生可能エネルギーへの切り替え

- 太陽光発電と陸上風力発電（蓄電池の有無にかかわらず）は石炭新発電技術に対して競争力がある
- これらの成熟した再エネ技術は、石炭新技術と比べても運転上および技術上の問題が少ない

# 政策提言：要旨

## 07

---

### 洋上風力発電の推進による潜在的 再生可能エネルギーの大幅活用と急 速な学習効果の実現

- 洋上風力発電業界の活況は、日本に数々の相互利益をもたらす
- 開発目標を設定することで、日本の洋上風力エネルギー需要の規模に関して市場に強い姿勢を示すことができ、投資の不確実性を軽減することができる

Jacqueline Tao

Analyst

[Jacqueline@transitionzero.org](mailto:Jacqueline@transitionzero.org)