

# 日本のアンモニア・石炭混焼の戦略におけるコスト課題

2022年9月28日



Bloomberg  
Philanthropies

Bloomberg NEF

# 目次

セクション 1.	エグゼクティブサマリー	1
セクション 2.	日本の脱炭素化目標および電力部門の役割に関する概要	2
	2.1. 日本が発電にアンモニアを活用したい理由	2
	2.2. 日本の排出量: 現在の傾向と目標	2
	2.3. 石炭火力発電所の改修に向けた政策	3
セクション 3.	電力会社によるアンモニア混焼戦略の概要	5
	3.1. 日本	5
	3.2. 海外	5
セクション 4.	経済性分析	7
	4.1. 平準化発電コスト(LCOE)	7
	4.2. 二酸化炭素回収・貯留(CCS)技術のコスト比較	9
セクション 5.	温室効果ガス排出量	11
	5.1. 二酸化炭素(CO <sub>2</sub> )排出量の削減	11
	5.2. アンモニア混焼の限界削減費用	11
	5.3. 亜酸化窒素排出量: 笑いごとではない	12
セクション 6.	安全性および毒性	13
	6.1. 安全性および毒性	13
	6.2. アンモニア関連の規制	13
セクション 7.	クリーンアンモニアの需要と供給	15
	7.1. 現在の市場規模	15
	7.2. 将来の市場規模	16
	7.3. エネルギーの安全性に関する検証	17
	7.4. 脱炭素化におけるクリーンアンモニアの役割	18
参考資料		19
参考資料 A.	石炭火力発電所の改修	19
参考資料 B.	アンモニア製造コスト想定	21
BNEF について		22
図表目次		
	チャート 1: 改修された石炭火力発電所におけるアンモニア混焼率別平準化発電コスト(LCOE)と日本の洋上風力発電の比較	1
	チャート 2: 日本の二酸化炭素排出量推移	2

チャート 3: 日本の電源構成 .....	2
チャート 4: クリーン水素・クリーンアンモニアに対する日本の補助金対象 .....	4
チャート 5: JERA 碧南火力発電所 .....	5
チャート 6: アンモニア混焼技術に取り組む国と主な企業 .....	6
チャート 7: 2024 年における平準化発電コスト (LCOE) .....	8
チャート 8: 2030 年における平準化発電コスト (LCOE) .....	8
チャート 9: 2050 年における平準化発電コスト (LCOE) .....	8
チャート 10: 各技術の LCOE 比較 .....	10
チャート 11: グリーンアンモニアを用いた発電とその製造における排出量 .....	11
チャート 12: ブルーアンモニアを用いた発電とその製造における排出量 .....	11
チャート 13: グレーアンモニアを用いた発電とその製造における排出量 .....	11
チャート 14: 2030 年における限界削減費用 .....	12
チャート 15: 2050 年における限界削減費用 .....	12
チャート 16: 笑いごとではない: CO <sub>2</sub> と N <sub>2</sub> O の地球温暖化係数の比較 .....	12
チャート 17: アンモニア混焼率の違いによる N <sub>2</sub> O 排出原単位 .....	12
チャート 18: 2013 年、中国でのアンモニア関連の火災 .....	13
チャート 19: 日本のアンモニア需要推移 .....	15
チャート 20: 日本における現在のアンモニア需要規模と 2030 年・2050 年に向けた目標 .....	16
チャート 21: 理論上の世界のアンモニア累積供給量 (開発事業者によるクリーンな水素生産プロジェクトから換算) .....	16
チャート 22: 日本のアンモニア製造コストに関する見通し .....	17
チャート 23: LCOE 比較 (アンモニア混焼率 20%) .....	19
チャート 24: LCOE 比較 (アンモニア混焼率 50%) .....	19
チャート 25: LCOE 比較 (アンモニア混焼率 100%) .....	19
チャート 26: 石炭火力発電所をアンモニア混焼率 20% に改修した場合の影響 ...	20
表 1: 適用対象となる混焼発電方法別の低・ゼロ炭素電源 .....	4
表 2: アンモニアと天然ガスの安全性比較 .....	13
表 3: アンモニアの使用に関する現在の各規制 .....	14
表 4: アンモニアの需要規模比較 .....	17
表 5: 日本のエンドユースに対するアンモニアの適性 .....	18
表 6: 水素からのアンモニアへの変換コスト .....	21

## セクション 1. エグゼクティブサマリー

### 30 倍

日本の現在のアンモニア市場と比較した、2050年国内アンモニア需要目標の規模

### 2.8 倍

洋上風力発電コストと比較した、日本産グリーンアンモニアを100%専焼する石炭火力発電所改修のLCOE

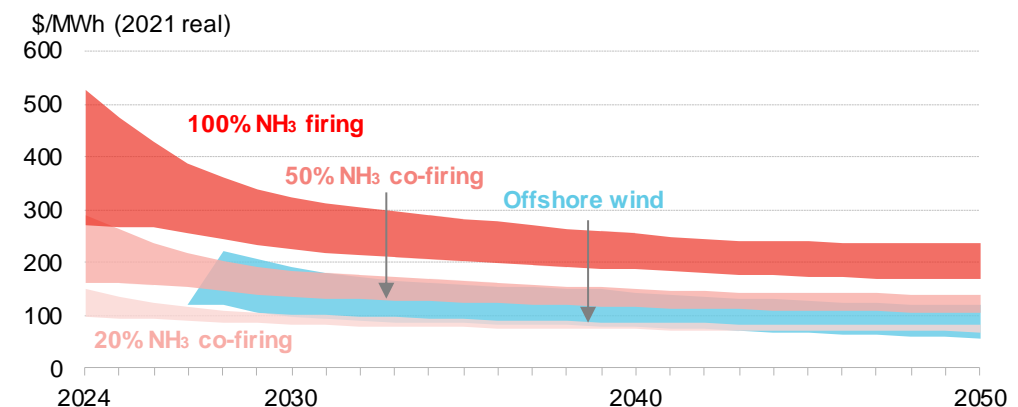
### \$223/MWh

2050年に日本産グリーンアンモニアを専焼する石炭火力発電所改修のLCOE

日本では、二酸化炭素排出量を削減する方法として、石炭とアンモニアを混焼できるように既存の石炭火力発電所を改修しようとしています。本レポートでは、日本のアンモニア混焼における戦略を、排出量削減効果、安全性とエネルギー安全保障への懸念、そして経済性の観点から検証を行います。

- 日本政府は、温室効果ガス排出量を2030年までに2013年比で46%削減し、2050年までにネットゼロの達成を目標としています。日本では発電分野が最大の二酸化炭素排出源となっています。これは、近年新設された石炭火力発電所を含め火力発電への依存度が高いことが背景にあります。日本の電力会社は、政府の支援を基に、既存の石炭火力発電所でアンモニア混焼を行うことで排出量を削減しようとしています。
- 石炭火力発電所による二酸化炭素排出量は、アンモニア混焼率50%以下の場合でも、天然ガスを用いたコンバインドサイクル発電と同程度になります。石炭火力発電所でアンモニアを混焼すると、亜酸化窒素(N<sub>2</sub>O)の排出量が増える場合があります。N<sub>2</sub>Oは温室効果ガスで、100年単位での地球温暖化係数(GWP)は二酸化炭素の273倍に及びます。さらに、アンモニアは揮発性・毒性があるため、石炭に比べて取り扱いに注意が必要です。

チャート1: 改修された石炭火力発電所におけるアンモニア混焼率別平準化発電コスト(LCOE)と日本の洋上風力発電の比較



出所: ブルームバーグ NEF。注: アンモニア混焼の範囲はアンモニアの種類による。NH<sub>3</sub>=アンモニア。

- クリーンアンモニア混焼率50%の場合、日本の改修された石炭火力発電の平準化発電コスト(LCOE)は2030年時点でメガワット時あたり少なくとも136ドルになります。2050年までにはこのような発電所でクリーンアンモニア専焼をする場合、LCOEはメガワット時あたり168ドル以上になる見込みです。いずれの値も、洋上風力発電、蓄電池併設型の太陽光・陸上風力発電といった再生可能エネルギーのLCOEを上回ります。クリーンアンモニアは、電力部門よりも肥料製造などの用途の脱炭素化に適しています。
- 日本産クリーンアンモニアは、オーストラリア産グリーンアンモニアや中東産ブルーアンモニアに比べて価格が高いため、日本政府が進めるアンモニア混焼を導入していくと、新たなエネルギーの輸入に依存するようになります。
- レポート5ページの第三、四パラグラフのIHIとMHIの参照箇所を訂正。

## セクション 2. 日本の脱炭素化目標および電力部門の役割に関する概要

日本は野心的な排出量削減目標を設定しており、2030年および2050年までにそれぞれの目標達成を目指しています。日本では化石燃料を用いた火力発電所に大きく依存しているため、電力部門が最大の二酸化炭素排出源となっています。

### 2.1. 日本が発電にアンモニアを活用したい理由

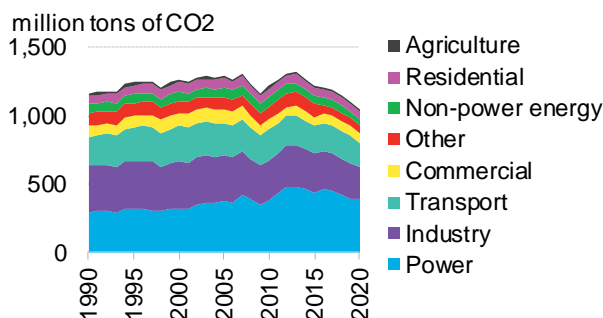
現在、日本の電力会社や政府が既存の石炭火力発電所でのアンモニア混焼を推進している理由として、以下の点が挙げられます。

- 日本には 49GW 規模の比較的大きな石炭火力発電所設備があり、石炭火力発電は 2021 年度の電力供給の 30%を占めています。石炭とアンモニアの混焼は、既存の石炭発電所の稼働を休止することなく、二酸化炭素排出量が削減できるためです。
- 現在、日本の電力会社は再生可能エネルギー開発の課題として、使用できる土地が限られていることを挙げていますが、環境省の分析<sup>1</sup>では、日本には再生可能エネルギーの導入のための土地が十分あることが示されています。
- 日本政府や火力発電業界は、アンモニア混焼技術を商用化し輸出を強化できると期待しています。

### 2.2. 日本の排出量:現在の傾向と目標

日本の 2020 年度の二酸化炭素排出量は 10 億 4,400 万トン(チャート 2)で、世界の総排出量の約 2%を占めます。日本では電力部門による排出量が最も多く、2020 年度における排出量の 37%を占めます。背景には化石燃料を用いた火力発電所への依存度が高いことがあります(チャート 3)。

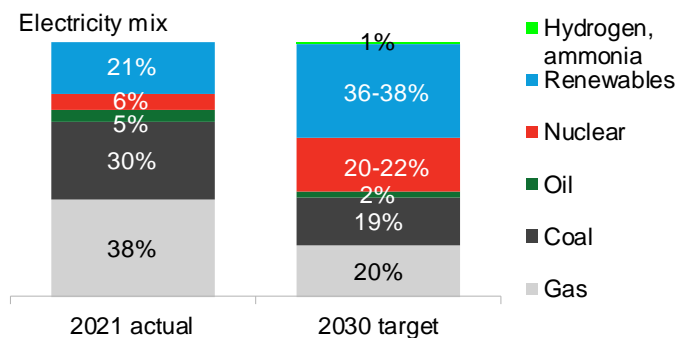
チャート 2: 日本の二酸化炭素排出量推移



出所: 国立環境研究所。

注: 日本の 4 月から翌年 3 月まで会計年度を示す。

チャート 3: 日本の電源構成



出所: ブルームバーグ NEF、経済産業省。

注: 日本の 4 月から翌年 3 月まで会計年度を示す。

<sup>1</sup>日本の環境省は、太陽光発電の潜在資源を 2746GW、陸上風力発電の潜在資源を 284GW(地形や規制により利用不可能な土地を除く)と試算。日本は 2021 年末時点で太陽光発電を 78GW、陸上風力発電を 5GW 導入。

2021年に、日本はパリ協定に基づく「国が決定する貢献(NDC)」を更新し、2030年の排出削減目標を2013年比で46%に引き上げました。また、2050年のネットゼロ目標も法制化しました。日本は2022年6月のG7サミット声明にも署名し、2035年までに「電力部門を完全または大幅に脱炭素化する」という内容に合意しました。

排出量削減の中間目標を達成するために、日本の第六次エネルギー基本計画では、発電量全体に占める石炭火力発電の割合を2021年の30%から2030年には19%に削減することを目標としています。また、2030年にはアンモニアおよび水素を用いた発電が電力供給全体の1%を占めるようにすることも盛り込まれています。

### 2.3. 石炭火力発電所の改修に向けた政策

日本では石炭火力発電所の排出量削減への支援策が導入されています。2021年には、石炭火力発電に関する新しい発電効率基準を導入し、石炭火力発電所を有する会社に対して、2030年までに事業者単位で発電効率43%の達成を要請しました。この計画は非効率石炭火力発電のフェードアウトを目標としている一方で、アンモニアやバイオマスとの混焼を採用すれば、発電所の運転継続を認めるものです<sup>2</sup>。

2022年5月には、2023年4月以降から水素とアンモニアの製造方法に関わらず、水素とアンモニアの使用を非化石エネルギー源とする新制度も導入しました。

#### 水素の種類別色分け

水素業界では、水素の製造方法を表す略称として、グリーンやブルーなどの色名を使用しています。製造方法は温室効果ガス排出量により異なります。最も一般的な水素の色分け名称は以下の通りです。

- **グリーン**: 再生可能エネルギーを用いて水の電気分解により製造を行うもので、温室効果ガスを全くまたはほとんど排出しません。
- **ブルー**: 二酸化炭素回収・貯留(CCS)技術と組み合わせ、メタンの水蒸気改質や石炭のガス化により製造されます。排出量はグリーン水素より多く、グレー水素よりは少なくなります。
- **グレー**: CCS技術を用いず、メタンの蒸気改質や石炭のガス化により製造されます。現在最も一般的な方法で、大量のCO<sub>2</sub>が排出されます。

日本政府はアンモニア混焼への財政支援を拡大しています。2021年、日本は2兆円(140億ドル)の「グリーンイノベーション基金」を設立し、主要な脱炭素技術の研究開発を支援しています。発電向けのアンモニア燃焼に関連する研究開発には688億円(4億8200万ドル)の予算が組まれました。IHI、JERA、千代田化工建設、三菱重工業などの採択企業は補助金を基に、実証プロジェクトを立ち上げています。これら企業の詳細は、セクション3をご参照ください。

アンモニア混焼に対するもう1つの財政支援は、低炭素・ゼロ炭素技術向けの新たな容量市場制度です。経済産業省は2023年度に開始する脱炭素電源の発電容量を20年にわたり確保するための「長期脱炭素電源オークション」制度の全体像を固め、新たな電源投資の促進を目指しています。当初からの案では、既存の石炭火力発電所を改修しアンモニア燃焼することを認める一方で、新設の石炭火力発電所は対象外となっています(表1)。

<sup>2</sup>詳細は、「日本の新たな石炭火力発電効率の基準は弱い」(ウェブサイト|ブルームバーグターミナル)を参照。

表 1: 適用対象となる混焼発電方法別の低・ゼロ炭素電源

タイプ	改修	新設
石炭火力発電所での H <sub>2</sub> / NH <sub>3</sub> 混焼	適用対象	適用対象外
ガス火力発電所での H <sub>2</sub> / NH <sub>3</sub> 混焼	適用対象	適用対象
石炭火力発電所での バイオマス混焼	適用対象外	適用対象外
バイオマス専焼への変換	適用対象	適用対象外

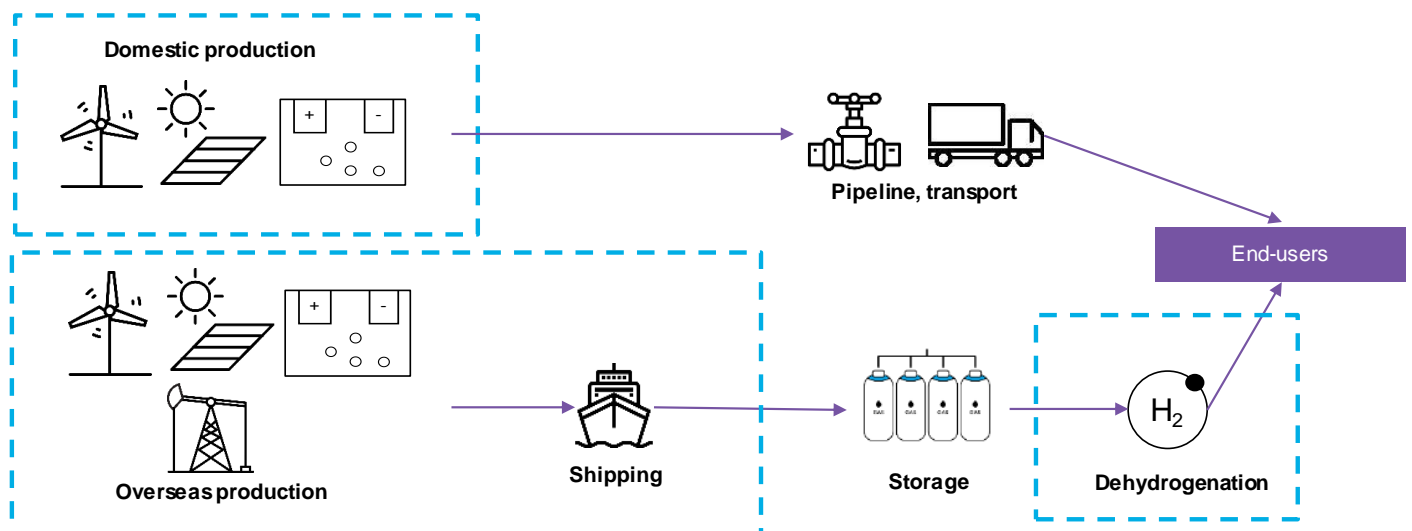
出所: ブルームバーグ NEF、経済産業省。

注: H<sub>2</sub> = 水素。NH<sub>3</sub> = アンモニア。

経済産業省の試算によると、新しい容量オークションの上限価格は、アンモニア 20%混焼で年間キロワットあたり 5 万円(350 ドル)程度になる可能性があります。最近の議論に基づくと、アンモニア混焼あたりの最低容量は 50 メガワットとなる見込みです。落札される石炭火力改修プロジェクトでは、落札日から 7 年以内に電力供給を行う必要があります。

日本は、既存の燃料と比べた際のクリーン水素やアンモニアを製造・輸送するための費用を補填する新たな補助金も検討しています(チャート 4)。補助金の概要は 8 月 26 日に初めて公表されましたが、詳細はまだ決定されていません。この支援では、水素の製造工程に伴う排出量も対象となります。当面はグレー水素プロジェクトも補助金対象となるものの、今後決定される特定の期限までに排出をゼロにすることが求められます。

チャート 4: クリーン水素・クリーンアンモニアに対する日本の補助金対象



出所: 経済産業省、ブルームバーグ NEF。

注: 青点線内は補助金の対象。

## セクション 3. 電力会社によるアンモニア混焼戦略の概要

日本企業によるアンモニア混焼プロジェクトは、国内はもとより、海外でも積極的に展開されています。現在、日本のある石炭火力発電所では、アンモニア 20%混焼の実証試験が行われています。また、日本企業はアンモニア混焼技術をインドや東南アジア諸国に輸出することを目指しており、韓国もアンモニア混焼を推進しています。

### 3.1. 日本

日本では、旧一般送配電事業者 10 社と電源開発株式会社(Jパワー)が 2050 年までにネットゼロの達成を目標としています。これらの企業はアンモニアや水素などのクリーン燃料の使用を計画しており、日本の電力会社にとって鍵となる脱炭素化戦略の 1 つとなっています。ただし、アンモニア 20%混焼や二酸化炭素回収・貯留(CCS)をはじめとする技術は、日本ではまだ完全には商用化されておらず、2035 年までに電力部門の完全または大部分の脱炭素化への目標達成を危うくします。

東京電力と中部電力の合併会社で火力発電に係る事業を担う JERA は、アンモニア・石炭混焼の商用化に注力しています。現在、JERA は IHI と連携して碧南火力発電所 4 号機(出力:1GW)でアンモニア 20%混焼の実証試験を行っています。2028 年度までには、同じく出力 1GW の碧南火力発電所 5 号機でアンモニア 50%混焼を実証する計画です。2030 年代前半までにアンモニア混焼をさらに多くの石炭火力発電所に拡大し、2050 年には火力発電所でのアンモニア専焼の実現を目指しています。アンモニアの調達については、JERA は 2022 年 2 月、2027 年度からのカーボンフリー・アンモニアの長期契約(10 年以上)の**入札実施**の発表をしました。IHI は、出力 2MW のガスタービンで亜酸化窒素( $N_2O$ )を排出しない液体アンモニア専焼の実証に成功したと**発表**しました。

IHI の競合である三菱重工業(MHI)も、Jera と石炭火力発電所でのアンモニア混焼の実証事業を**展開**しています。

九州電力もこの分野に積極的です。同社は、ノルウェーの化学会社ヤラ・インターナショナルと、オーストラリア産ブルーアンモニアの調達に関する契約(覚書)を締結しました。九州電力は、JERA や中国電力とも**提携**し、燃料費削減、アンモニアの輸送・貯蔵、政策立案で協力しています。

### 3.2. 海外

日本の企業や政府は、海外でのアンモニア混焼戦略を推進しています。COP26 で岸田文雄首相は「**アジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ**」を通じて、水素およびアンモニアの混焼の開発・輸出を支援する 1 億ドルの基金を新たに設立すると発表しました。2022 年 5 月に開催された日米豪印の 4 国クアッド会議では、各国の首脳陣もクリーン水素およびクリーンアンモニアのサプライチェーンの開発で協力することに合意しました。

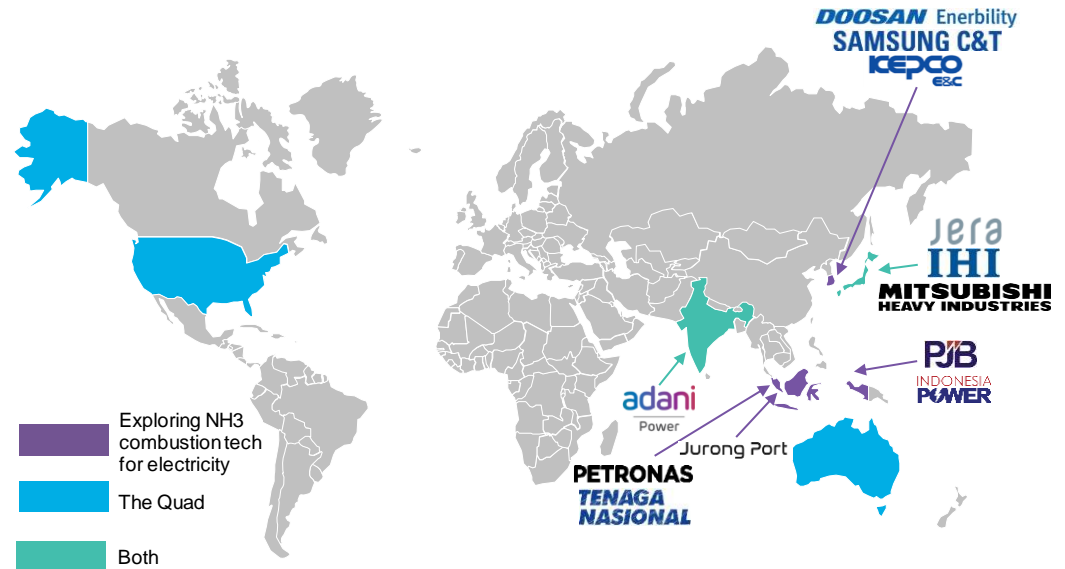
チャート 5:  
JERA 碧南火力発電所



出所: JERA。



チャート6: アンモニア混焼技術に取り組む国と主な企業



出所: ブルームバーグ NEF。

韓国やインドの電力会社も、既存の石炭火力発電所を今後も稼働していく手段として、アンモニア混焼を採用しています。韓国の産業通商資源部(MOTIE)は、2040年までに国内に43基ある石炭火力発電所の半数以上で、アンモニア20%混焼技術の商用化を目指しています。KEPCO エンジニアリング・アンド・コンストラクション、斗山エナビリティ、サムスン C&T は、2022年6月にアンモニア混焼技術で協働する契約を締結しました。さらに、ロッテケミカルは伊藤忠商事と、日韓市場をターゲットにした水素・アンモニアインフラを開発する契約を締結しました。クリーンアンモニア製造設備への共同投資も計画しています。インドの独立系電力会社アダニ・パワーは、IHI および興和と、アダニ・パワーのムンドラ石炭火力発電所におけるアンモニア混焼の実現可能性について協働して評価を行う契約に調印しました。

日本企業は、東南アジアでもアンモニア混焼のアプローチを進めています。インドネシアでは、IHI と三菱重工が現地企業と提携しています。三菱重工が取り組む、インドネシアのスラヤ混焼発電所でのアンモニア混焼プロジェクトは、2030年頃の運転開始を予定しています。IHI はマレーシアでも、ペトロリアム・ナショナル(ペトロナス)など現地企業2社と現地の発電所における技術導入の検証を進めています。さらに、JERA および三菱重工は、シンガポールの現地企業とともにジュロン島のアンモニア専焼火力発電所を開発中です。

日本企業は、オーストラリアをはじめとする他国の企業と提携し、アンモニアのサプライチェーンを構築したいと考えています。大阪ガスは、オーストラリアの総合エネルギー企業 AGL エナジーと、2022年末までにグリーンアンモニア・サプライチェーンの開発の実現可能性について協働検証する契約を締結しました。伊藤忠商事も、ダルリンプル・ベイ・インフラストラクチャーやノース・クイーンズランド・バルク・ポートなどのオーストラリア企業と提携し、現地でグリーンアンモニアを製造して他国へ輸出することを検討しています。IHI は、アラブ首長国連邦(UAE)と日本とのブルーアンモニアに関するサプライチェーンの構築も検討しています。

本文書のいかなる部分も、ブルームバーグ ファイナンス・エル・ピーによる事前の書面による同意なしに、複製、電子システムへのスキャン、配布、公開、あるいは派生物の作成の基礎としての使用を行うことは禁止されています。使用条件の詳細は、sales.bnef@bloomberg.net までお問い合わせください。22 ページの著作権表記および免責事項は、本資料全体に適用されます。

## セクション 4. 経済性分析

日本の一般的な石炭火力発電所をアンモニア 50%混焼に向けて改修しても、その平準化発電コスト(LCOE)は洋上風力などの排出量ゼロの発電コストを大幅に上回ります。日本にとってアンモニア混焼は、電力部門による排出量削減において経済性に優れるというのは考えにくいでしょう。

### 4.1. 平準化発電コスト(LCOE)

BNEF の分析では、石炭火力発電所改修の平準化発電コスト(LCOE)<sup>3</sup>を、日本産のグリーンアンモニア、オーストラリアからの輸入グリーンアンモニア、中東<sup>4</sup>からの輸入ブルーアンモニアによる、3種類のアンモニアに基づいて試算しています。アンモニアは石炭に比べて熱量が低いため、エネルギー換算するとコストが割高になります。これにより、アンモニアの混焼率が高いほど LCOE が高くなります。アンモニア製造コストなどの前提条件の詳細は、参考資料 A および参考資料 B をご参照ください。

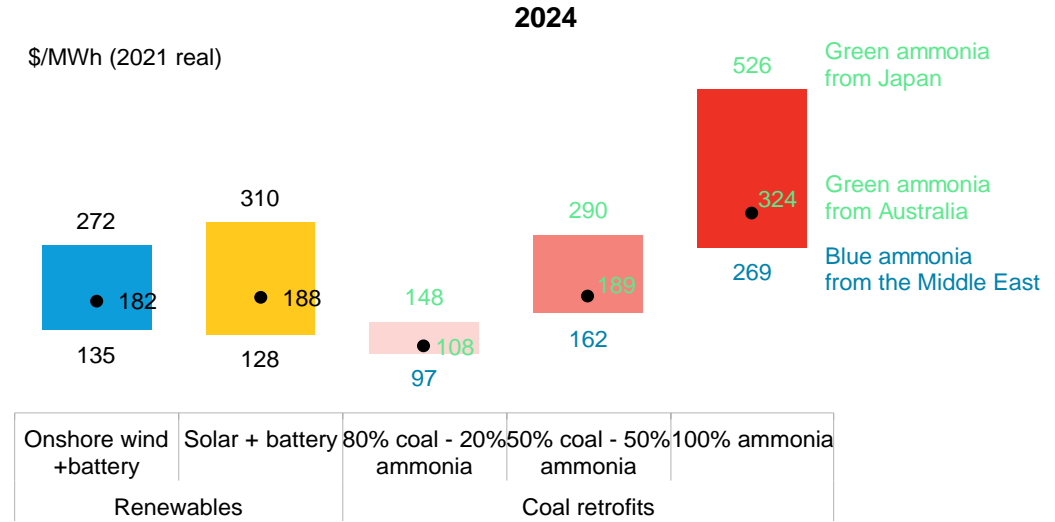
現在、グリーン水素・アンモニアのコストを押し上げているのが高価な電気分解装置です。また、オーストラリアから輸入される水素やアンモニアに比べて、国産の水素とアンモニアが割高なこともコスト高の要因となっています。しかし、電気分解装置と再生可能エネルギーのコストは 2050 年に向けて下がっていき、これに伴いグリーン水素とアンモニアのコストも低減する見込みです。一方で、天然ガス改質はすでに確立されたプロセスであることから、中東から輸入されるブルー水素やアンモニアのコストは 2024 年から 2030 年にかけてほぼ横ばいに推移するとみられます。2030 年から 2050 年にかけても、ブルー水素やアンモニアのコスト低下はグリーン水素・アンモニアと比較すると限定的となるでしょう。背景には、将来的な天然ガス価格の高騰が排出削減費用の縮小分を相殺してしまうことなどがあります。詳細は、2022 年上半期水素平準化発電コスト最新情報(ウェブサイト | ブルームバーグ ターミナル)をご参照ください。

JERA が 20%アンモニア混焼の実証試験完了を目指す 2024 年には、改修された石炭火力発電所での国産グリーンアンモニアを使用した 20%混焼の LCOE は最も高く(メガワット時あたり 148ドル)、次いでオーストラリアからの輸入グリーンアンモニア(メガワット時あたり 108ドル)、そして中東からの輸入ブルーアンモニア(メガワット時あたり 97ドル)と続く見通しです(チャート 7 参照)。ブルーアンモニアがグリーンアンモニアより安価なのは、天然ガス改質の技術的成熟度が高いためです。日本の国産グリーンアンモニアはオーストラリア産グリーンアンモニアよりも高価で、これはオーストラリアからの輸入コストを加味しても日本国内の再生可能エネルギーのコストが高いことが理由となっています。

<sup>3</sup>平準化発電コスト(LCOE)は、プロジェクトに関する全コストの回収、およびその投資に対して最低限必要なハードルレートの達成に求められる、メガワット時ベースの長期引取価格。

<sup>4</sup>中東のデータにはアラブ首長国連邦(UAE)のデータを使用。

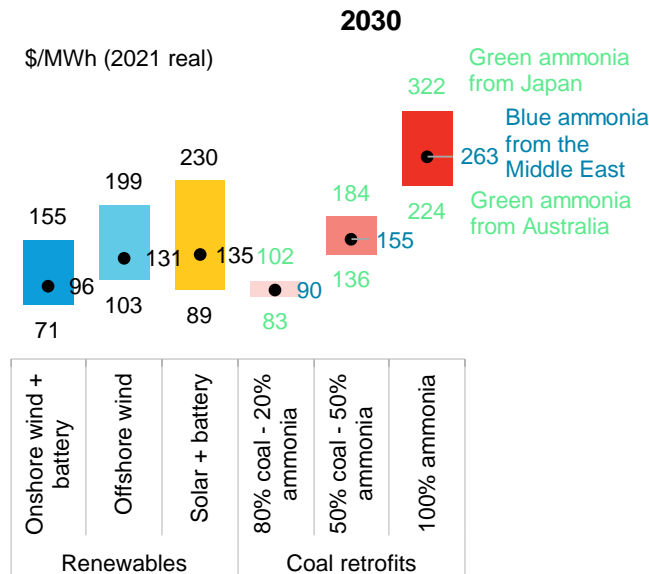
チャート7: 2024年における平準化発電コスト(LCOE)



出所: ブルームバーグ NEF。  
注: 蓄電池の持続時間は四時間想定。

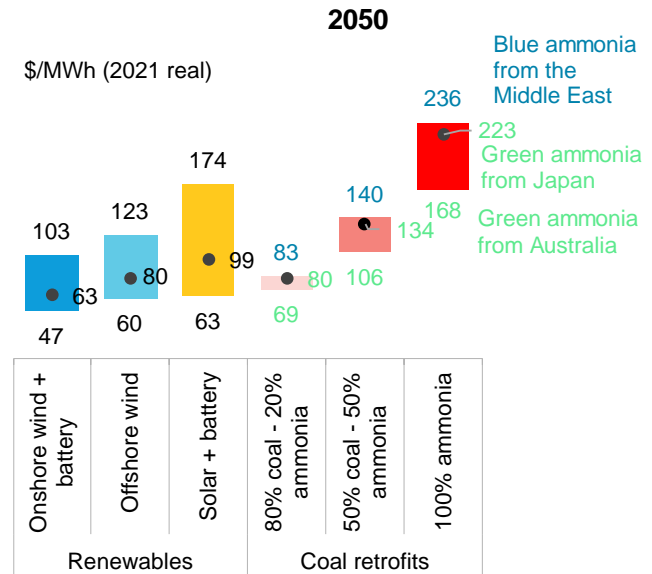
2030年から2040年には、オーストラリア産のグリーンアンモニアを使った石炭火力発電所改修の平準化発電コストは、中東産のブルーアンモニアを使った場合のコストを下回る可能性があります。これは主に、オーストラリアでの再生可能エネルギープロジェクトのコストが低下していくことに起因します(チャート8)。BNEFの分析によれば、この年代でも日本産グリーンアンモニアを使う発電コストは最も高いままです。2050年までには(チャート9)、日本産グリーンアンモニアを20%混焼する石炭火力発電所改修の発電コスト(メガワット時あたり80ドル)は、中東産ブルーアンモニアを使った場合のコスト(メガワット時あたり83ドル)を下回る可能性があります。2050年までは、オーストラリアから輸入したグリーンアンモニアを混焼する発電コストが最も低くなる(メガワット時あたり69ドル)と予測されます。

チャート8: 2030年における平準化発電コスト(LCOE)



出所: ブルームバーグ NEF。  
注: 蓄電池の持続時間は四時間想定。

チャート9: 2050年における平準化発電コスト(LCOE)



出所: ブルームバーグ NEF。  
注: 蓄電池の持続時間は四時間想定。

石炭火力発電所を改修した上でのアンモニア燃焼は、特に混焼率が高い場合、経済性が低くなります。石炭火力発電所でアンモニア 20%混焼を行うコストは、2024 年から 2030 年にはコンバインドサイクル発電所 (CCGT) のランニングコスト (短期限界費用) よりも高くなる見通しです。ただし、オーストラリア産のグリーンアンモニア 20%混焼とする改修は、2040 年時点では CCGT と比べ、2050 年時点では洋上風力と比べ、コスト競争力を持つようになる可能性があります。他の種類のアンモニアを使った改修では、2050 年まではコスト競争力がないままだと考えられます。ただし、アンモニア 20%混焼では、CO<sub>2</sub> 排出量を 20%しか削減できず、CCGT よりも CO<sub>2</sub> 排出量が多くなります。排出量に関するより詳細な分析は、セクション 5.1 をご参照ください。

アンモニア 50%混焼およびアンモニア専焼に向けた石炭火力発電所の改修は、アンモニア 20%混焼のコストを大幅に上回るため、他の低炭素技術に対して競争力がないと考えられます (チャート 7 からチャート 9 参照)。例えば、洋上風力は日本では最も高価な再生可能エネルギーの 1 つですが、それでも洋上風力の発電コストは 2030 年以降、アンモニア 50%混焼の石炭火力発電コストを下回るでしょう。以上を踏まえると、電力部門でコスト競争力を維持しながら脱炭素化をすすめるには、アンモニア混焼技術ではなく、洋上風力やその他の各種再生可能エネルギーの導入をすすめることが重要です。アンモニアを用いた石炭火力発電所の改修は、高いコストを回収するために、ベースロード電源ではなく季節における調整力として用いるのが最も適しています。

各種アンモニアのコストを分析した結果、日本産グリーンアンモニアは高価であるため、国産グリーンアンモニアを用いた石炭火力発電所改修は他のアンモニアと比べてコストの面で競争力を持たないことが分かりました。つまり、経済性の観点から、日本は改修された石炭火力発電所の燃料として大量のアンモニアを海外から輸入する必要があります。アンモニアの大量輸入によるエネルギー安全保障面への影響については、セクション 7.3 をご参照ください。

既存石炭火力発電所の改修を推進する人々は、再生可能エネルギー大量導入の大きな課題として、送配電網インフラへの投資や、新規再生可能エネルギー発電のための調整力の必要性を挙げるでしょう。実際、2 メガワット以上の再生可能エネルギーのプロジェクトを日本の送電網に接続するには、現時点で数十億円のコストがかかります。この設備投資費の高さのために、太陽光発電所の LCOE は最大 37% 押し上げられる可能性があります<sup>5</sup>。それでも、アンモニア専焼を行う石炭火力発電所改修の LCOE を下回るでしょう。さらに重要になってくるのが、電力市場の規制改革によって、この必要なコストを削減できることです。日本の送配電網インフラは、従来の火力・原子力発電所の系統連系を優先する契約が足かせとなり、実際の使用率にかかわらず現在十分に活用されていません。また、日本における新規再生可能エネルギーの系統連系費用は大半の OECD 諸国を上回る水準ですが、これは新規の系統連系における公正性や透明性が欠けることが原因となっています。日本の電力系統に再生可能エネルギーを増やす場合、さらなる調整力が必要となるでしょう。幸い日本には当初、夜間における原子力発電の余剰電力を貯蔵することを目的として開発された大規模な揚水発電設備が既に存在します。チャート 7 からチャート 9 で示されるように、再生可能エネルギーと蓄電技術を組み合わせれば、脱炭素化に必要な高混焼率でのアンモニア燃焼に比べて、経済性が優れると考えられます。

## 4.2. 二酸化炭素回収・貯留 (CCS) 技術のコスト比較

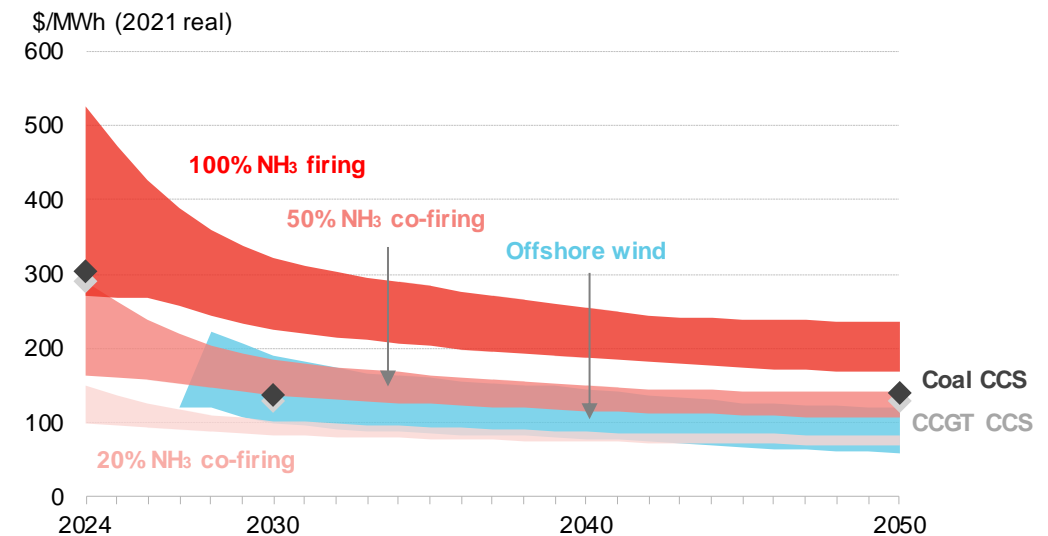
化石燃料を燃焼する火力発電所から排出された二酸化炭素は、燃料の燃焼前または燃焼後に化学反応を用いて回収できます。本レポートでは、電力部門で主流となっている CO<sub>2</sub> と結合するアミン系溶媒を

<sup>5</sup>詳細は、[不透明な電気系統が課題となる日本の再生可能エネルギー \(ウェブサイト | ブルームバーク ターミナル\)](#) 参照。

用いた液体吸収剤による燃焼後回収のみを検討します。詳細は、[LCOE 主要ポイント: 水素、CCS、小型原子炉\(ウェブサイト | ブルームバーグ ターミナル\)](#)をご参照ください。

BNEF の分析(チャート 10)では、炭素回収・貯留(CCS)技術にかかるコストは、石炭火力発電所をアンモニア燃焼用に改修するよりも低く、特に混焼率 50%を超える場合にそれが顕著となる可能性があることを示しています。しかし、CCS 技術のコスト低減は世界の CCS 市場がどれだけ成長するか大きく左右されます。BNEF のコスト予測では、2030 年までに累積設備容量が 30 ギガワットに達することを想定しています。仮に 30 ギガワットを下回る場合、コスト低減のペースは BNEF の予測より鈍化する可能性があります。日本が 2030 年までに CCS 技術の普及に貢献する見込みは低いでしょう。日本が掲げる現在の目標は、2023 年度までに CCS の実現可能性の試験を開始、2026 年度までに最終投資決定を行い、2030 年に CCS プロジェクトを運転開始させることです。

チャート 10: 各技術の LCOE 比較



出所: ブルームバーグ NEF。

注: 「CCS」は carbon capture and storage (炭素回収・貯留技術)の略。CCS の LCOE には、CO<sub>2</sub> の輸送・貯留コストは含まれない。2024 年から 2030 年の CCS のコスト低下は、同技術の導入が 2030 年までに 30 ギガワット程度まで拡大することを想定とする。CCS の LCOE には資金調達である 2030 年および 2050 年を適用。

回収後の CO<sub>2</sub> は、遮へい層下の透水性の高い地下層に永久的に貯留するか、産業用原料として再利用する必要があります。日本政府はこれまでに国内で CO<sub>2</sub> を 160 億トン貯留できる 11 カ所を特定しています。この量は 2010 年から 2020 年までの日本の CO<sub>2</sub> 累積排出量(144 億トン)を上回る水準です。これは、日本の石炭火力発電所から排出された二酸化炭素を貯留するのに十分な容量があることを示唆していますが、この手法の技術面・経済性の観点による実現可能性は依然として不明確です。例えば、発電所で回収した排出二酸化炭素を 11 カ所のいずれかの貯留施設へどのように輸送するかは依然として大きな課題です。社会的な受容性についてもまだ明らかになっていません。また、他国では一部の CCS プロジェクトは、技術面や環境面の課題が原因となり導入が失敗しています。

日本政府は、2030 年から徐々に CO<sub>2</sub> の年間注入量を増やし、2050 年には 1 億 2,000 万から 1 億 4,000 万トンの CO<sub>2</sub> 注入量を目標としています。これは日本の 2020 年における年間 CO<sub>2</sub> 排出量の 11 から 13%、または石炭火力発電所排出量では最大で 26 ギガワットに相当します<sup>6</sup>。

<sup>6</sup>算出には以下の想定を適用: 設備利用率は 75%、発電の排出係数はメガワット時あたり CO<sub>2</sub> が 0.9 トン、CCS 技術による排出量回収率は 90%。

## セクション 5. 温室効果ガス排出量

石炭火力発電所のアンモニア混焼による最大の利点は、CO<sub>2</sub> 排出量の削減です。しかし、アンモニアを燃焼すると、亜酸化窒素(N<sub>2</sub>O)など他の温室効果ガスも排出されることとなります。また、改修された石炭火力発電所でもアンモニア混焼率が 50%以下であれば、天然ガスを燃料とするコンバインドサイクル発電よりも多くの CO<sub>2</sub> を排出することとなります。

### 5.1. 二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出量の削減

アンモニアと石炭を混焼すると、石炭火力発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量を削減できます。チャート 11、チャート 12、チャート 13 は、アンモニアの種類に応じて想定される排出量を示しており、グリーンアンモニアが最良の選択肢であることが分かります。現在の日本の規制においては、アンモニアの種類は区別されていません。またグリーンアンモニアを使用した場合でも、混焼率 50%以下では、改修された石炭火力発電所の CO<sub>2</sub> 排出量は、天然ガス火力のコンバインドサイクル発電の排出量を上回ります。

チャート 11: グリーンアンモニアを用いた発電とその製造における排出量

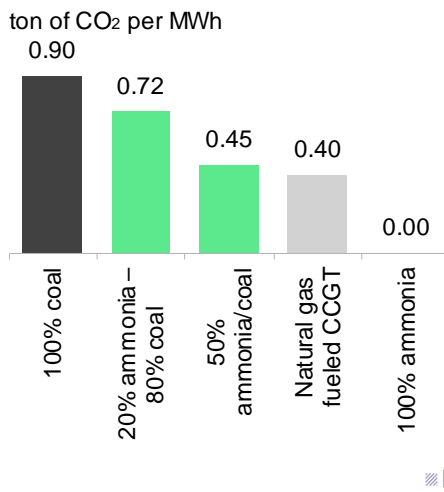


チャート 12: ブルーアンモニアを用いた発電とその製造における排出量

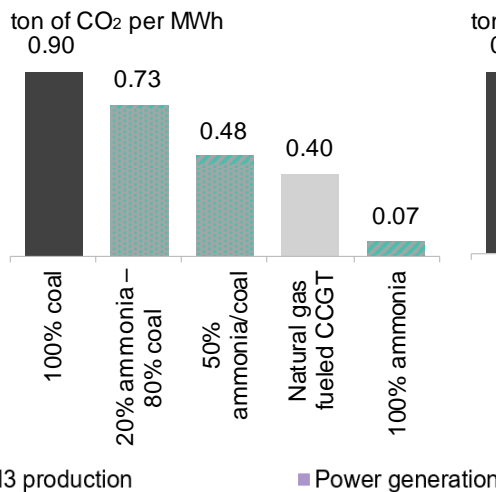
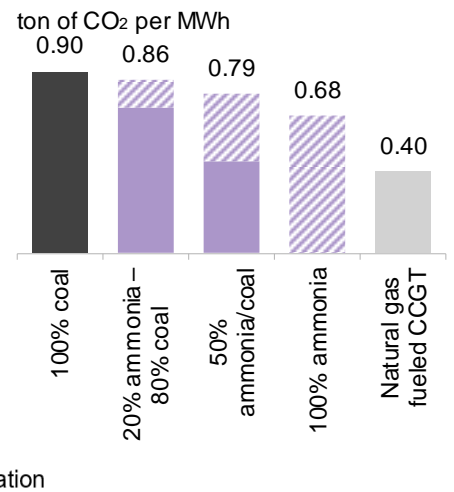


チャート 13: グレーアンモニアを用いた発電とその製造における排出量



出所:ブルームバーグNEF。

注:発電およびアンモニア製造による排出量。グレーアンモニア(排出削減対策が講じられていない)製造には、水素製造 1kg あたり CO<sub>2</sub> 排出量 9kg を想定。ブルーアンモニア製造は、CCS 技術により排出削減対策が講じられていない水素製造からの CO<sub>2</sub> 回収率を 90%と想定。

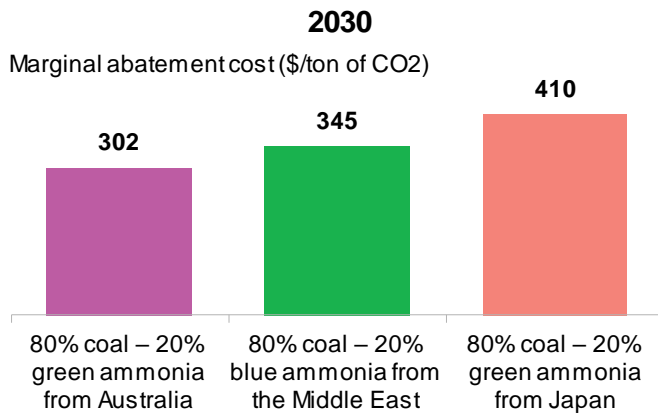
### 5.2. アンモニア混焼の限界削減費用

回避される CO<sub>2</sub> 排出量(CO<sub>2</sub> 排出係数)とプロジェクトコスト(LCOE)に基づく、2030 年にクリーンアンモニア 20%混焼が経済的になるには、少なくとも CO<sub>2</sub> 1トンあたり 300ドルの炭素価格が必要だと推定されます(チャート 14)。2050 年までには、改修された石炭発電所でアンモニア専焼が経済的になるた

本文書のいかなる部分も、ブルームバーグ ファイナンス・エル・ピーによる事前の書面による同意なしに、複製、電子システムへのスキャン、配布、公開、あるいは派生物の作成の基礎としての使用を行うことは禁止されています。使用条件の詳細は、sales.bnef@bloomberg.net までお問い合わせください。22 ページの著作権表記および免責事項は、本資料全体に適用されます。

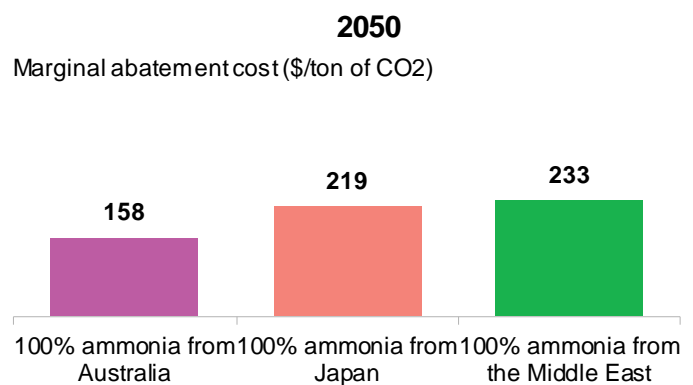
めには、炭素価格が CO<sub>2</sub> 1トンあたり 159ドル程度になる可能性があります(チャート 15)。これらの炭素価格は、現在日本が「地球温暖化対策のための税(温対税)」で設定する CO<sub>2</sub> 1トンあたり 3ドル以下となるものを大幅に上回ります。

チャート 14: 2030 年における限界削減費用



出所:ブルームバーグ NEF。

チャート 15: 2050 年における限界削減費用

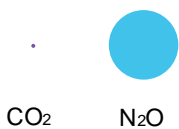


出所:ブルームバーグ NEF。

### 5.3. 亜酸化窒素排出量: 笑いごとではない

チャート 16: 笑いごとではない: CO<sub>2</sub> と N<sub>2</sub>O の地球温暖化係数の比較

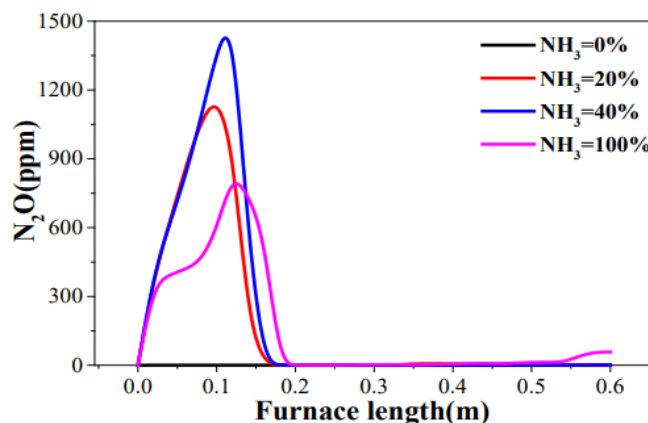
GWP



出所:ブルームバーグ NEF、米環境保護庁。  
注:地球温暖化係数(GWP)は 100 年単位。

アンモニアは窒素を含む分子であるため、アンモニアを燃焼すると亜酸化窒素(俗に言う笑気ガス)が発生します。100年単位で見た亜酸化窒素の地球温暖化係数(GWP)は、CO<sub>2</sub>の273倍です。なお、一酸化窒素(NO)、二酸化窒素(NO<sub>2</sub>)は温室効果ガスではありません。日本の電力中央研究所の研究によると、アンモニア混焼率が20%未満の場合、混焼率が高いほど一酸化二窒素の排出量が多くなることが分かっています。他の研究では、アンモニア混焼率40%までは亜酸化窒素の排出量が増加する一方で、アンモニア混焼率が高い場合は亜酸化窒素排出量の減少につながる事が分かっています。石炭火力発電所の改修では、温室効果ガスの排出削減効果を確保するために、排出された亜酸化窒素の回収技術に対する投資が必要となる可能性があります。その結果、アンモニア混焼の経済性をより一層悪化させると見られます。

チャート 17: アンモニア混焼率の違いによる N<sub>2</sub>O 排出原単位



出所:中国・安徽工科大学エネルギー環境研究科。

## セクション 6. 安全性および毒性

アンモニアは毒性や燃焼性が高いため、取り扱いには注意が必要です。現行の規制はアンモニアを発電に使用することを想定して設計されたものではないため、安全性に関する規制の枠組みも懸念されます。

### 6.1. 安全性および毒性

チャート 18: 2013 年、中国で  
のアンモニア関連の火災



出所: ワシントン・ポスト。

アンモニアは無色ですが独特の臭いがあります。水と反応して水酸化アンモニウムを生成し、腐食性があり、接触すると身体の細胞を損傷するため、人体にとって大きな脅威になりかねません。従って、労働安全衛生法や毒物および劇物取締法などの規制で、アンモニアは毒物に分類されます。

日本の高圧ガス保安協会の報告では、2021 年に漏洩などの軽微なアンモニア関連事故が 28 件<sup>7</sup>発生しました。他国では、より深刻な事例が見られました。例えば、中国金林省の鶏肉工場では、2013 年にアンモニア漏洩火災が発生し、120 人が死亡しました。同年、中国・上海の冷凍魚介類工場でも、アンモニア漏洩により 15 人が死亡、25 人が負傷しました。

表 2: アンモニアと天然ガスの安全性比較

	アンモニア	天然ガス(メタン)
燃焼性	- 可燃性	- 可燃性
毒性	- 吸入による急性中毒 - 皮膚・目・呼吸器損傷	- なし
高圧ガス保安法 および 労働安全衛生法による分類	- 特定化学物質・第 3 類物質: 大量漏洩で急性中毒を引き起こす - 有害化学物質、可燃性	- 有害化学物質、可燃性
毒物および劇物取締法による分類	- 有害物質	- 対象外

出所: ブルームバーグ NEF、化学品の分類および表示に関する世界調和システム (GHS)、厚生労働省。

注: 安全性の水準を危険、中間、安全で色分け。

### 6.2. アンモニア関連の規制

現在の日本のアンモニア規制は、発電に用いることを想定したものではない

アンモニアはこれまで世界各国で取引されており、国内でも取り扱われてきたため日本にはすでにアンモニアに関するさまざまな規制が存在します。こうした規制は表 3 に示す通り、アンモニアの取り扱い、海上輸送、貯蔵、供給などを対象としています。しかし、現在の日本のアンモニア規制は、発電に使用する

<sup>7</sup>本セクションにおけるアンモニア関連事故では、アンモニアと硝酸アンモニアを区別。



ことを想定して設計されたものではありません。安全性を確保するには、新たな規制を導入し、ボイラーの材質、発電所でのガス漏洩、電力部門でのアンモニア使用の安全・危険表示基準などを監督する必要があります。

表 3: アンモニアの使用に関する現在の各規制

タイプ	関連する規制
施設	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 高圧ガス保安法</li> <li>- 労働安全衛生法</li> <li>- 騒音・振動規制法</li> <li>- 石油コンビナート等災害防止法</li> <li>- 建築基準法</li> <li>- 港湾法</li> <li>- 消防法</li> <li>- 毒物および劇物取締法</li> <li>- 悪臭防止法</li> </ul>
海上輸送	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 船舶安全法</li> <li>- 消防法</li> <li>- 危険物の規制に関する政令</li> <li>- 危険物の規制</li> <li>- 港則法</li> </ul>
貯蔵	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 消防法</li> <li>- 高圧ガス保安法</li> <li>- 倉庫業法</li> </ul>
道路やパイプラインによるアンモニア供給	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 道路交通法</li> <li>- 高圧ガス保安法</li> <li>- コンビナート等保安規則</li> <li>- 海岸法</li> <li>- 河川法</li> </ul>

出所: 国土交通省

政府は、アンモニアを取り扱う施設周辺に確保すべき保安距離や保有空地に関して、要件の厳格化を検討しています。現行の規制では、アンモニアは高圧ガスというカテゴリーに基づいており、アンモニアの毒性は考慮されていません。また、アンモニアを取り扱う施設は他の高圧ガス設備から 20m、学校・病院・劇場など人が多く集まる施設から 30m、史跡から 50m 離すことや、アンモニアを取り扱う施設から 15m 以内には保有空地を確保することが義務付けられています。

加えて、日本政府はアンモニアの毒性および可燃性から、化石燃料を使用する発電所の運転・保守に関する規制の見直しも計画しています。現状では、小規模火力発電所では、電気・ボイラーの専任技術者の設置や工事日程の提出は規制対象外です。

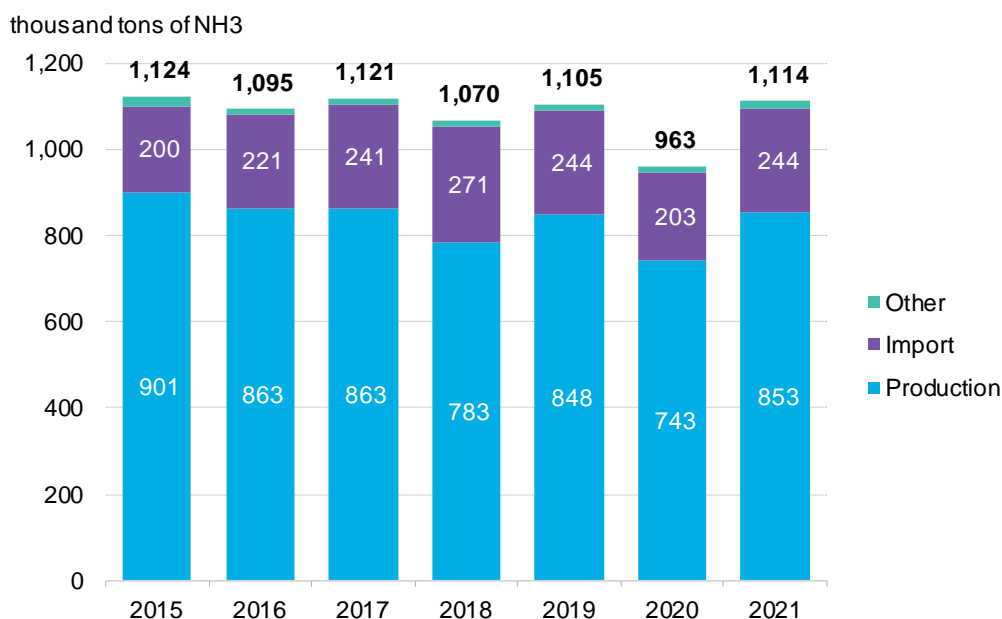
## セクション 7. クリーンアンモニアの需要と供給

現在、日本のアンモニア需要は年間約 100 万トンと比較的少なく、世界の生産量の 1%にわずかに満たない程度です。日本政府は、石炭火力発電所でのアンモニア混焼を促進することで、この需要を拡大したいと考えています。アンモニアは発電に用いるには経済性が低く、競争力も低いため、肥料製造や海運など他の用途でのクリーンアンモニア利用を促進する方が、脱炭素化における利点や機会を得られます。

### 7.1. 現在の市場規模

日本のアンモニア需要は、2021 年は約 100 万トン<sup>8</sup>、世界の生産量の 1%未満でした<sup>9</sup>。このうち約 80%は、輸入した化石燃料を原料とする国内生産で賄っています。残りの 20%は、インドネシア、オーストラリア、マレーシアなどから輸入<sup>10</sup>しています。

チャート 19: 日本のアンモニア需要推移



出所: 日本肥料アンモニア協会、ブルームバーグ NEF。

注: 4 月から翌年 3 月まで会計年度を示す。

<sup>8</sup>日本肥料アンモニア協会

<sup>9</sup>国際エネルギー機関(IEA)

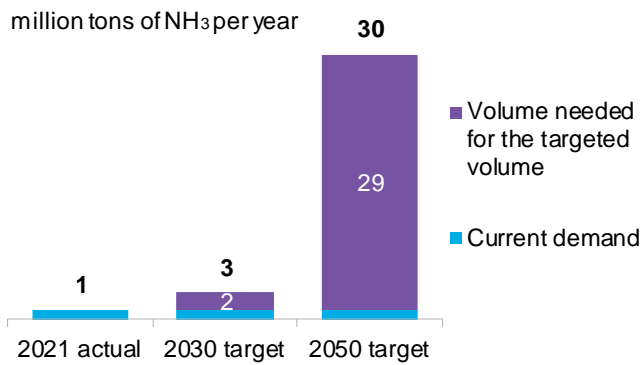
<sup>10</sup>日本の税関のアンモニア関税品目番号は 2814-10 です。

## 7.2. 将来の市場規模

日本の野心的なアンモニア目標には既存の石炭火力発電所を維持したい思いが表れています。そうしなければ、国が推進する脱炭素化の中でそれらが座礁資産になる恐れがあるためです。

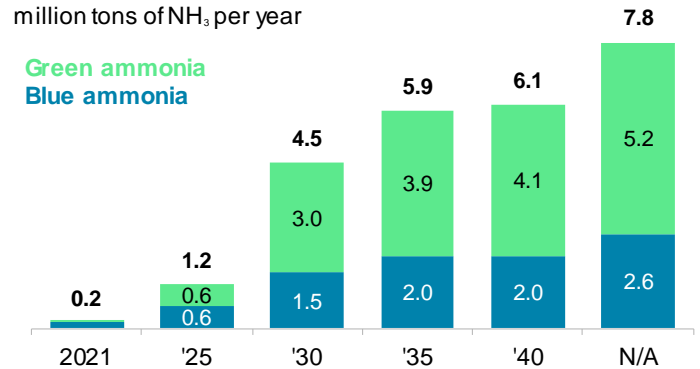
IEAのシナリオによると、世界のアンモニア生産量は2020年の1億8,500万トンから、2030年には2億1,700万から2億2,200万トン、2050年には2億5,400万から3億1,900万トンまで増加する可能性があります。日本政府は、アンモニア需要を2021年の100万トンから2030年までに300万トン、2050年までに3,000万トンに増加させることを目標としています(チャート20)。この目標では用途別の内訳は明らかになっていません。2050年の値が2050年のIEA世界需要予想の約11%に相当することを踏まえると、日本のアンモニア需要目標は野心的に見えます。

チャート20: 日本における現在のアンモニア需要規模と2030年・2050年に向けた目標



出所: ブルームバーグNEF、経済産業省、日本肥料アンモニア生産協会。

チャート21: 理論上の世界のアンモニア累積供給量(開発事業者によるクリーンな水素生産プロジェクトから換算)



出所: ブルームバーグNEF。

注: アンモニアの量は、パイプラインにある水素供給はすべてアンモニア製造に使用されると仮定して、水素量から換算したものです。

ブルームバーグNEFでは、世界の開発事業者のパイプラインとしてあるクリーン水素の供給量をトラッキングしています。パイプラインにあるクリーン水素供給のすべてがクリーンアンモニア製造に使われると仮定しても、2040年のクリーンアンモニアの累積供給量は年間610万トンに過ぎません(チャート21)。これは日本の2050年目標を大きく下回り、アンモニア需要目標がいかに野心的であるかが分かります。また、すべてのクリーン水素供給プロジェクトがアンモニア製造に使われるわけではありません。

日本政府のアンモニア需要目標の規模を検証するため、石炭火力発電所の稼働期間を45年と仮定して、各混焼率に必要なアンモニア量を試算(表4)しました。2030年までに日本のすべての石炭火力発電所でアンモニア20%混焼を実現した場合、年間需要は2,260万トンとなり、政府目標の300万トンを大幅に上回ります。つまり、2030年においてはアンモニア混焼を行う石炭火力発電所はほとんどないと政府が予想していることが示唆されます。2050年までにすべての石炭火力発電所でアンモニア専焼を行う場合、年間需要は4,040万トンに達し、政府の3,000万トンを上回ります。ここからは、政府が一部の石炭火力発電所の廃止や二酸化炭素回収・貯留の利用を想定していることがうかがえます。

表 4: アンモニアの需要規模比較

	2030年:アンモニア混焼率 20%	2040年:アンモニア混焼率 50%	2050年:アンモニア 100%
累積石炭火力発電容量	45GW	35GW	16GW
すべての石炭火力発電所で 燃焼されるアンモニア	年間 2,260 万トン	年間 4,370 万トン	年間 4,040 万トン
政府目標	300 万トン	目標値なし	3,000 万トン

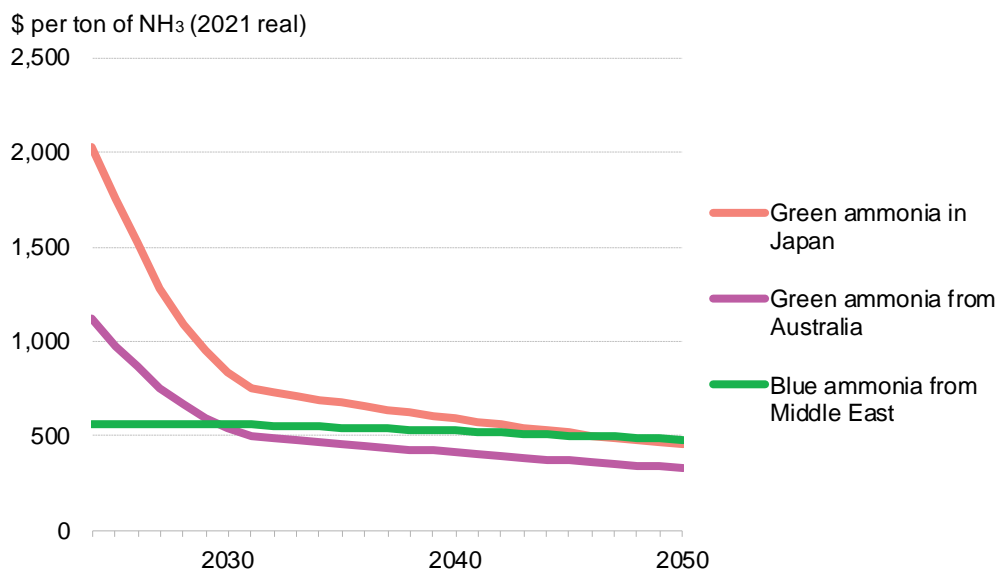
出所:ブルームバーグNEF。

注:1ギガワットあたりに必要な年間のアンモニア量は、混焼率20%で50万トン、混焼率50%で125万トン、アンモニア専焼で250万トンと想定。高効率石炭火力発電所には超々臨界圧発電所が含まれる。非効率石炭火力発電所には、亜臨界圧および超臨界圧発電所が含まれる。

### 7.3. エネルギーの安全性に関する検証

既存の石炭火力発電所は、改修を行うことでそのまま稼働を続ける可能性があります。ただしセクション5で説明の通り、天然ガス火力 CCGT 発電所の CO<sub>2</sub> 排出量を下回るように抑えるには、石炭火力発電所でアンモニア混焼率を少なくとも 50%にすることが不可欠です。日本では 20%混焼技術の商用化がまだ実現していないことを鑑みると、混焼率 50%以上の水準を達成するには時間を要するでしょう。アンモニア混焼技術が未熟なため、日本は今後何年にもわたり一般炭の輸入を続ける必要があり、エネルギー安全保障が危ぶまれます。

チャート 22: 日本のアンモニア製造コストに関する見通し



出所:ブルームバーグNEF。

注:詳細は、参考資料Bを参照。

さらに、日本は国内調達グリーンアンモニアのコストが高いため、他国からのクリーンアンモニアに依存せねばならない可能性があります。日本産グリーンアンモニアのコストは、2050年まではオーストラリアから輸入されるグリーンアンモニアを上回る見込みです(チャート22)。同様に、日本産グリーンアンモニアのコストは、2040年まで中東から輸入されるブルーアンモニアも上回る可能性があります。

結果として、日本のエネルギー安全保障は、石炭のみの輸入から石炭とアンモニアの両方の輸入に切り替わることにより、悪化する可能性があります。石炭火力発電所を運転するために、1つではなく2つのコモディティの輸入に依存することで、日本は長期的なエネルギー安全保障を悪化させるリスクを抱えます。





### 7.4. 脱炭素化におけるクリーンアンモニアの役割

クリーンアンモニアが特定分野の脱炭素化に貢献できるかどうかを見極めるには、以下4つの項目を考慮する必要があります。

1. アンモニア利用技術は、対象の用途ですでに成熟しているか
2. クリーンアンモニアの競争力は、対象の用途で使用される化石燃料と比較してどの程度か
3. クリーンアンモニアの競争力は、対象の用途の他の脱炭素化アプローチと比較してどの程度か
4. 対象の用途の顧客は、クリーンアンモニアの使用によるコスト増加をどの程度許容できるか

表5は、日本でのクリーンアンモニア利用における上記の観点をまとめたものです。

表5: 日本のエンドユースに対するアンモニアの適性

用途	肥料製造	海運	発電 (季節性の調整力)	発電 (ベースロード)
				
利用機会	高	中	中	低
技術の成熟度	成熟	試験・研究開発が開始済み	試験・研究開発が開始済み	試験・研究開発が開始済み
既存の化石燃料処理に対する競争力	現在のガス価格なら競合できる可能性あり	高コスト	高コスト	高コスト
代替低炭素プロセスに対する競争力	肥料の脱炭素化では、グリーンまたはブルーアンモニアのみ競争力あり	メタノールとアンモニアの2種類のみ有望。メタノールはアンモニアよりも成熟している。	水素燃焼の発電所やCCSの普及度による。	なし
クリーンアンモニアによるコスト増加に対する、顧客の許容度	あり。脱炭素化の手段が限られている。	あり。IMOが50%の排出削減目標を掲げている。脱炭素化の手段が限られている。	可能性としてはあるかもしれない。既存の化石燃料資産を脱炭素化する手段として。	可能性としてはあるかもしれない。既存の化石燃料資産を脱炭素化する手段として。

出所: ブルームバーグ NEF、ブルームバーグ NEF 講演:「水素ハイパーサイクルの現状」。(ウェブサイト | ブルームバーグ ターミナル)。  
 注: 適性水準を高、中、低で色分け。日本政府はアンモニアの産業炉の燃料としての使用を検討しているものの、BNEFは現時点で産業でのアンモニア使用は分析対象としていない。電力部門では、蓄電池と共に太陽光発電と風力発電によって、最も経済性が高い技術が導入されるという想定で発電量の70%から80%の脱炭素化の実現できる可能性がある。ただし、残りの20%から30%の発電量は脱炭素化が難しいと考えられる。特に再生可能エネルギーの場合、冬場や夕方における電力需要のピーク時間帯など、コスト効率化の実現が難しい時間帯が課題。

## 参考資料

### 参考資料A. 石炭火力発電所の改修

#### シナリオ

アンモニアを混焼する石炭火力発電所の改修について、各シナリオおよびコスト範囲の分析にあたり本リサーチで使用した変数の一覧は、以下の通りです。

- アンモニア混焼率(20%、50%、100%)
- アンモニアの製造方法(詳細は参考資料Bを参照)
- 運転開始年(2024年、2030年、2040年、2050年)
- 発電所の寿命(15年、25年)
- 資金調達方法(75%債務、100%株式)

本レポートのチャート(チャート1、チャート7、チャート8、チャート9、チャート10、チャート14、チャート15、チャート23、チャート24、およびチャート25)では、改修された発電所の寿命は25年、資金調達の負債比率(債務返済比率)は75%と仮定しています。その他のシナリオおよびLCOE算出に用いたインプットのデータは、本レポートの添付データをご参照ください。

チャート23: LCOE比較  
(アンモニア混焼率20%)

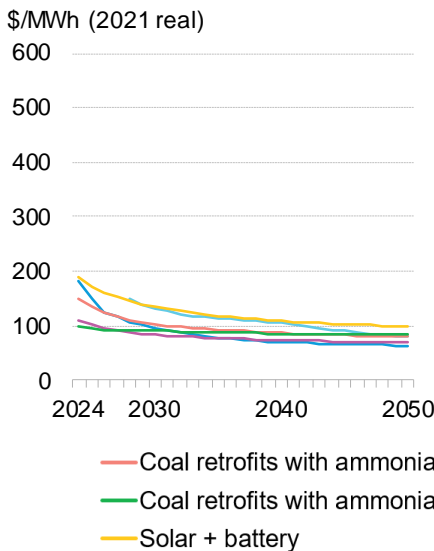


チャート24: LCOE比較  
(アンモニア混焼率50%)

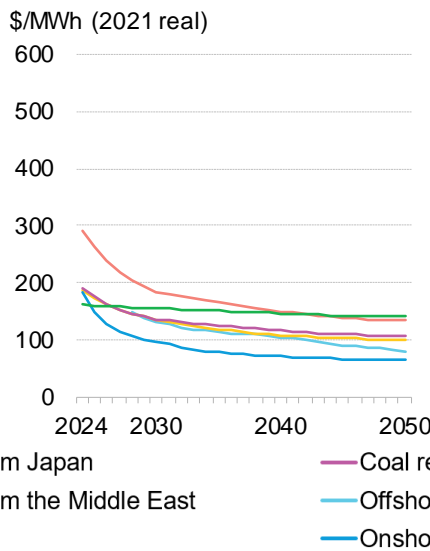
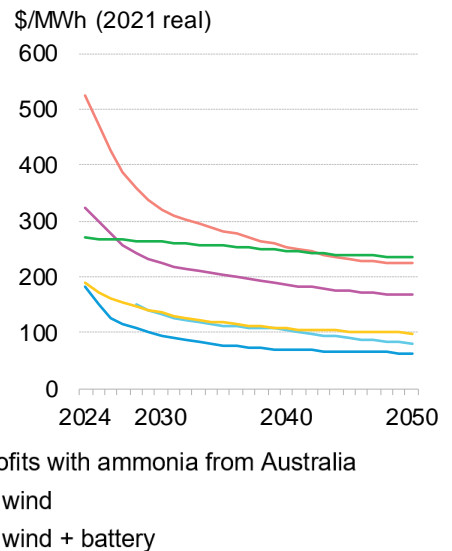


チャート25: LCOE比較  
(アンモニア混焼率100%)



出所:ブルームバーグNEF。

注:蓄電池の持続時間は四時間想定。

## 改修

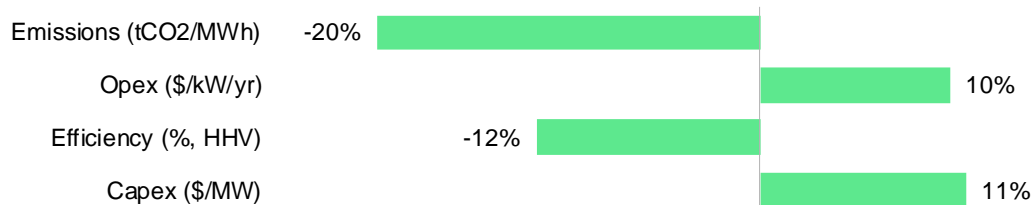
石炭火力発電所でアンモニアの混焼を実現するには改修が必要です。

### アンモニア混焼率 20%

日本の各企業から BNEF が情報収集したところ、アンモニア 20%混焼のための改修には、バーナーの改良やアンモニアの受入・貯蔵のための設備（バランス・オブ・プラント）の強化などが対象になること分かりました（チャート 26）。こうした改修は、設備投資費で 11%の上乗せになると推定されます。本リサーチでは石炭火力発電所の改修を議論の焦点にしているため、日本の新設石炭火力発電所における設備投資費の 11%を改修に必要な経費と仮定しました。

窒素酸化物排出量の制御は、各発電所の燃焼戦略において重要な要素となります。収集した情報に基づく試算では、アンモニア 20%混焼の場合、発電所の熱効率は約 12%低下すると予想されます。

チャート 26: 石炭火力発電所をアンモニア混焼率 20%に改修した場合の影響



出所: ブルームバーグ NEF、製造企業への取材。

注: 効率性への影響は、パーセントポイントではなく相対的な割合。20%混焼は、熱量比による（体積比ではない）。HHV は高位発熱量 (high heating value)。

アンモニア 20%混焼石炭火力発電所の LCOE の算出には、日本の石炭火力発電所のベンチマークコストに上記の変更を適用しました（2022 年上半期水素準化発電コスト最新情報（ウェブサイト | ブルームバーグ ターミナル）で詳述）。その後、BNEF のエネルギープロジェクト評価モデル（ウェブサイト | ブルームバーグ ターミナル）で LCOE を算出しました。

アンモニア混焼率は、熱量比での混合の割合を意味し、体積比ではありません。従って、CO<sub>2</sub> 排出量削減率は、アンモニア混焼率は等しくなります。例えば、アンモニア 20%混焼の石炭火力発電所改修を行った場合、CO<sub>2</sub> 排出削減量は 20%となります。

### 20%超のアンモニア混焼率

混焼率 20%を超えるアンモニア混焼石炭火力発電所の改修は、実証実験も商用化もまだ実現していません。そこで本分析では、混焼率 20%の改修コストに用いたのと同じ改修コスト想定を、混焼率 50%やアンモニア専焼をはじめとする混焼率 20%を超える改修コストとして適用しました。実際には、アンモニア混焼率が高くなるほど、ボイラーの大規模な改良や交換が必要になるため、設備投資費はより高くなるとみられます。また、アンモニアの貯蔵タンクも混焼率が高いほど大きくなると考えられます。窒素酸化物 (NO<sub>x</sub>) を回収するための設備もより高度なものが必要になるでしょう。

## 参考資料B. アンモニア製造コスト想定

BNEF の分析では、日本産グリーンアンモニア、オーストラリアから輸入したグリーンアンモニア、中東から輸入したブルーアンモニアという 3 種類のアンモニアを分析対象としています。燃料アンモニアの価格は、水素の製造、アンモニアへの合成、日本への輸送コストによって推定されています。

### 水素製造

アンモニアは水素から合成されるため、BNEF の水素プロジェクト評価モデル(ウェブサイト | [ブルームバーグ ターミナル](#))で算出される水素製造コストを基準にしています。以下は、水素製造に用いられる技術の想定です。

- 日本: 固定式の太陽光発電と欧米の電解装置を使用したアルカリ水電解
- オーストラリア: 追尾式の太陽光発電と欧米の電解装置を使用したアルカリ水電解
- 中東: 天然ガスを使用した水蒸気メタン改質

### 水素からアンモニアへの変換

次に、以下の仮定に基づいて、水素をアンモニアに変換するコストを上乗せしました。2027 年以降には規模の経済が働き、コストが低減していくと想定します。

表 6: 水素からのアンモニアへの変換コスト

	H <sub>2</sub> 、1キロあたりの価格(ドル)、2021 年実質値
2022 年-2027 年	1.41
2028 年-2049 年	毎年の値には 2027 年と 2050 年の値を用いて線形補間を適用。
2050 年	0.87

出所:ブルームバーグ NEF。

### アンモニアの輸送

海外で生産されたアンモニアは、日本へ輸送する必要があります。以下は、オーストラリアや中東で製造されたアンモニアに追加される輸送コストの想定です。アンモニアの輸送技術は既に成熟しているため、分析の中では均一の輸送コストを想定します。

- オーストラリア産アンモニア: 水素 1 キロあたり 0.3ドル(2021 年実質値)
- 中東産アンモニア: 水素 1 キロあたり 0.4ドル(2021 年実質値)



# BNEF について

## 連絡先の詳細

### お問い合わせ先:

- ブルームバーグ ターミナル: <Help>キーを2回押してください
- メール: [support.bnef@bloomberg.net](mailto:support.bnef@bloomberg.net)

菊間 一柵	日本電力市場アナリスト
メレディス・アネックス	熱・水素分野 調査部門統括
ティフェン・ブランディリー	移行リスク・アナリスト
デイビッド・カン	日本・韓国市場 調査部門統括
マーティン・テングレル	水素リードアナリスト

## 著作権

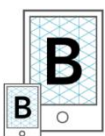
© Bloomberg Finance L.P. 2022. 本資料の内容に関する著作権は、ブルームバーグ NEF と関係のあるブルームバーグ・ファイナンス・エル・ピーに帰属します。方法のいかんを問わず、本資料のいかなる部分についても、ブルームバーグ NEF の事前の承諾を得ることなく、コピー、複製、電子システムへのスキャン、送信、転送または配信を行うことは禁じられています。

## 免責事項

ブルームバーグ NEF (以下「BNEF」) のサービスおよび情報は、選定された公開情報に基づきます。ブルームバーグ・ファイナンス・エル・ピーおよび関連会社は、当該サービスおよび情報の提供において、信頼できるソースから提供された情報を使用していると確信していますが、当該情報の正確性や完全性を保証するものではありません。情報は予告なしに変更される可能性があります。また、本資料のいかなる部分も、そのような保証を表明するものではありません。本サービスもしくは本資料における見解は、該当する記事や文章の筆者の現時点での判断を反映したものであり、ブルームバーグ・ファイナンス・エル・ピー、ブルームバーグ・エル・ピー、またはその関連会社 (以下「ブルームバーグ」) の見解を必ずしも反映するものではありません。ブルームバーグは、本資料、本資料の内容、および本サービスの使用から生じるいかなる法的責任も負いません。本資料のいかなる事項も、ブルームバーグによる投資やその他の戦略の「売り」、「買い」、「中立」に関する投資助言または推奨を構成するものではなく、そのように解釈されるべきではありません。本サービスでの情報は、契約者個人の事情を考慮したものではなく、投資判断の基準となる情報として見なす性質のものではありません。本資料の内容に同意するかどうかは、お客さまご自身でご判断ください。本サービスは、税務上または会計上の助言、または契約者の税務、会計もしくはその他の法的責任を伴うコンプライアンスを支援するためのサービスと解釈されてはなりません。本サービスに関する従業員は、サービスもしくは情報に含まれる企業の証券のポジションを保有している可能性があります。

本資料に含まれるデータは、例示を唯一の目的としています。ブルームバーグ ターミナルのサービスおよびブルームバーグのデータ商品 (以下「サービス」) は、ブルームバーグ・ファイナンス・エル・ピー (以下「BFLP」) が保有、配信しています。ただし、(i) アルゼンチン、オーストラリアおよび太平洋諸島の一部の管轄区域、バミューダ、中国、インド、日本、韓国、ならびにニュージーランドでは、ブルームバーグ・エル・ピーおよびその子会社 (以下「BLP」) が、(ii) シンガポールおよびブルームバーグ・シンガポール・オフィスの管轄区域では BFLP の子会社が、当該サービスを配信しています。BLP は、BFLP およびその子会社にグローバルマーケティング業務および運用支援・サービス業務を提供しています。特定の特徴、機能、商品およびサービスは、高度な投資判断能力のある機関投資家のみを対象としてお

Get the app



On iOS + Android  
[about.bnef.com/mobile](https://about.bnef.com/mobile)

り、法的に認められている場合にのみ提供されます。BFLP、BLP およびそれらの関連会社は、当該サービスに含まれる価格または情報の正確性を保証しません。当該サービスのいかなる事項も、BFLP、BLP またはそれらの関連会社による金融商品の勧誘、投資戦略や金融商品の「売り」、「買い」、「中立」に関する投資助言または推奨を構成するものではなく、そのように解釈されるべきではありません。当該サービスを通じて提供される情報は、投資判断の根拠となる十分な情報と見なされるべきではありません。ブルームバーグ、BLOOMBERG ANYWHERE、ブルームバーグ マーケッツ、ブルームバーグ ニュース、ブルームバーグ プロフェッショナル、BLOOMBERG TERMINAL、および BLOOMBERG.COM は、デラウェア州のリミテッド・パートナーシップである BFLP またはその子会社の商標およびサービスマークです。登録商標またはサービスマークがこのリストに記載されていない場合も、当該名称、マーク、またはロゴに対するブルームバーグの知的財産権を放棄するものではありません。

無断複写・複製・転載を禁じます。© 2022 Bloomberg.