

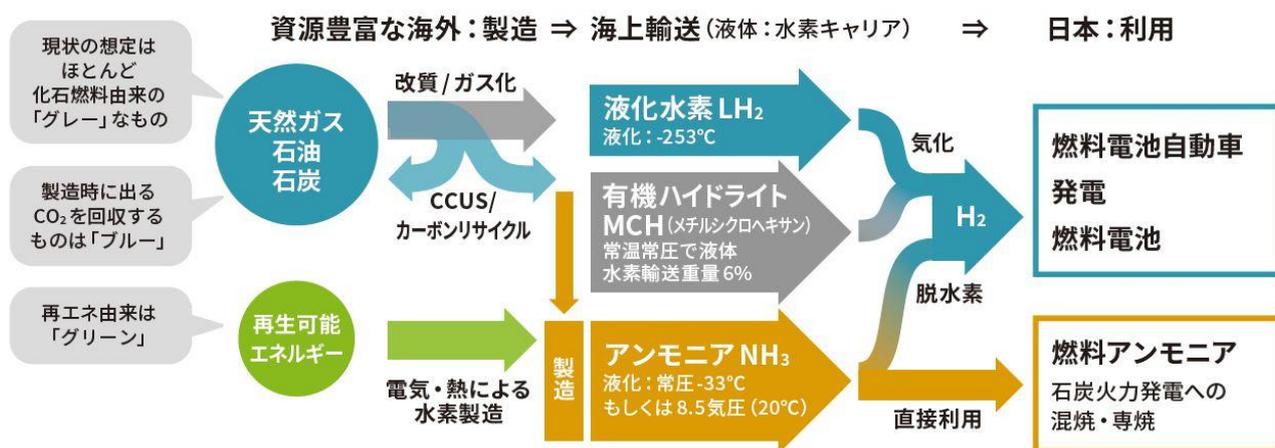
グレーなのに「クリーン」？ 水素・アンモニアは脱炭素の切り札にはならない

世界の気温上昇を1.5°Cまでに抑えるために必要なのは、化石燃料からの脱却です。しかし日本政府は、水素・アンモニア利用やCCUSで火力発電を「脱炭素化」して使い続ける方針を示しています。ところが、多大なコストをかけて開発しても、2030年のエネルギーミックスで想定されている水素・アンモニア発電の量はわずか1%にすぎません。水素・アンモニア政策は、化石燃料産業を支援・温存することとなり、温室効果ガス削減にもほとんどつながりません。

1. 化石燃料産業そのもの ・水素・アンモニアによるゼロエミッション火力とは？

水素・アンモニアは燃やしてもCO₂が発生しないため、「脱炭素燃料」として大きく注目されています。しかし水素やアンモニアの大部分は、海外で化石燃料から生成してタンカーで輸送してくるという計画です。これらは「グレー」な水素・アンモニアと呼ばれています。政府のエネルギー政策では、製造の際に発生するCO₂を回収・貯留（CCS）するという「ブルー」なものを視野に入れていますが、高コストのため経済性が疑問視されています。再生可能エネルギーを使って作られる「グリーン」な水素・アンモニアはさらに高いため、発電用としてはほとんど想定されていません。

〈水素・アンモニア利用の概要〉



〈水素・アンモニアの主な調達先〉



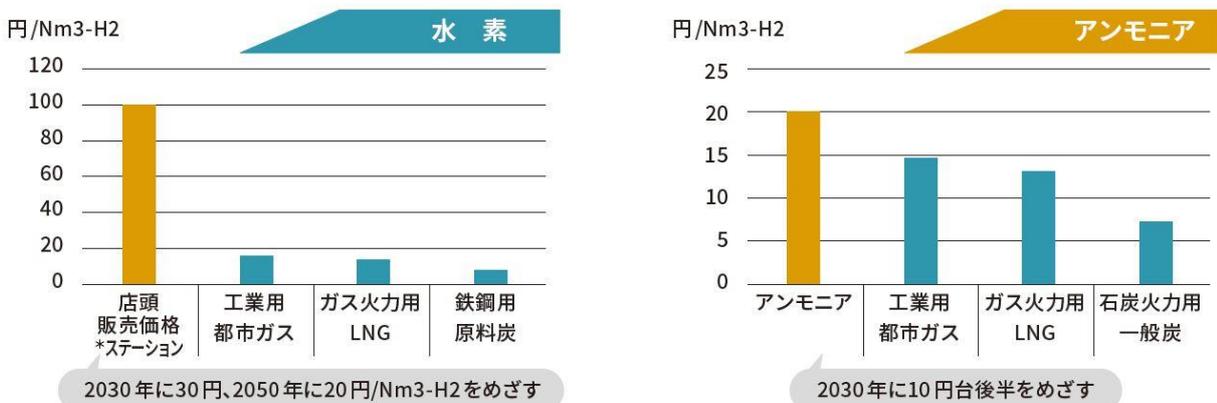
2. 水素・アンモニア発電のコスト

1) 高コストが課題

水素・アンモニア発電を進めるうえでの一番のネックはコストの高さです。政府資料、審議会のなかでも、製造コストや発電コストの高さが指摘されています。初期投資も多額、燃料費など将来の運営費も多額であり、このままでは投資が進みません。そこで現在、大規模なサプライチェーンを構築して、当面はグレーな水素やアンモニアも含めて支援することで、まずは需要をつくろうという議論が行われています。しかし、多額の支援を行ってもなお、商用化の見通しは不透明です。水素・アンモニア政策に関する審議会の中でも、「新たな燃料であるなどの理由で、当面は既存燃料よりも割高であり、需要家による大規模・安定調達に向けた展望が見込めず、大規模商用サプライチェーンの整備への投資の予見性が見込めないといった課題がある。」と明記されています(*)。

* 総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会水素政策小委員会／資源・燃料分科会アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 第1回資料「水素・アンモニアを取り巻く現状と今後の検討の方向性」p.1より

〈既存燃料とのコスト比較〉



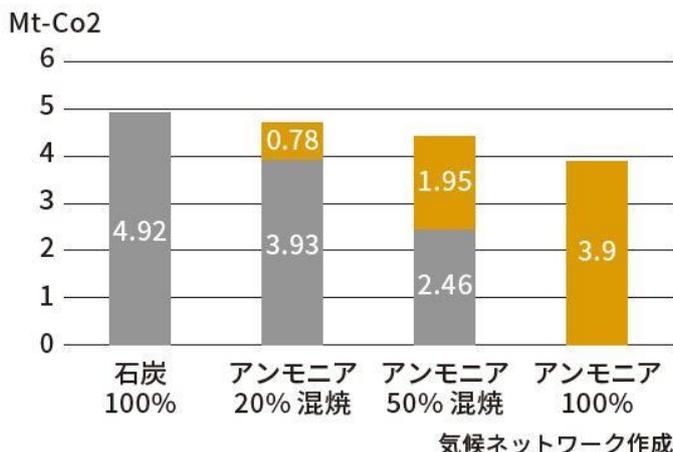
「クリーンエネルギー戦略中間整理」(2022年5月)より

特に問題:石炭火力を温存するアンモニア混焼

1) CO2 削減効果はごくわずか

〈アンモニア混焼時のCO₂排出量〉

100万kW石炭火力発電所、年間発電量6132GWhの場合



現在商業的に確立しているアンモニアの製造方法は、天然ガスなど化石燃料を原料としたものです（天然ガスに含まれる炭化水素と大気中の窒素を反応させて製造するハーバーボッシュ法）。最新鋭の設備を用いても、1トンのアンモニアを製造するのに約 1.6トンの CO₂ が排出され、「脱炭素」燃料とはいえません。

現在の議論は「当面は製造プロセスでの CO₂ の処理がなくとも、燃料アンモニアの導入・普及を図っていくべき」、すなわち「グレー」なものを進めるべきとされています。「一定の導入・普及後には、合理的な形で CO₂ の処理を行う」とされていますが、それらの技術も高コストで多くの問題を含むものです。

政府の目標では、2030 年に石炭火力へのアンモニアの混焼率 20%を目指していますが、80%は石炭のままです。つまり、発電段階の温室効果ガス排出を減らす効果はごくわずか、むしろ石炭火力発電の温存・延命につながってしまいます。

炭素回収貯留（CCS）・CCS とは

炭素回収貯留（CCS）・CCS とは、Carbon Capture and Storage（炭素回収貯留）の略。製油所や発電所、工場などから出る二酸化炭素（CO₂）を分離・回収して地中に貯めることを指す。回収した CO₂ を利用する場合は CCU（炭素回収・利用）や CCUS（炭素回収利用・貯留）とも。陸地や海底に地中貯留を行う場合、回収した CO₂ を液化して輸送し、圧入井を通じて貯留に適した地層に圧入。・圧入の条件として、グローバル CCS インスティテュートは、地下 1km 以深であること、地層に CO₂ を十分に貯留できる多数の小さなボイド（空洞）があること、CO₂ が漏れ出のを防ぐ地層（キャップロック）が存在することとしている。

・当初 2020 年までの実用化が目指されていたが、日本において、CCS が商業規模で 運用されたケースはない。比較的規模の大きな実証実験として北海道の苫小牧で行われたものがある。同事業では、2016 年 4 月から 2019 年 11 月の 3 年半をかけ、2 つの圧入井から合計 30 万トンが圧入され、現在もモニタリングが続けられている。・日本政府は 2022 年度、CCS 長期ロードマップを作成。2050 年までに二酸化炭素を年間 1.2 億トン～2.4 億トン貯留する目標。また、2030 年までに CCS 事業を本格的に開始するために、コストの低減や法整備、国民理解を深めるとしている。仮に 2030 年に CCS 事業を本格的に開始した場合、CO₂ 圧入井 1 本あたりの貯留可能量を年間 50 万トンと仮定すると、2050 年までの 20 年間で毎年 12～24 本の圧入井を増やす必要がある。・日本では陸域での貯留ポテンシャルが限られているため、海洋での貯留が想定されている。そのためコストが高く、安価に貯留できると予想される海外に CO₂ を運んで貯留するという議論が行われている。液化 CO₂ 運搬船も政府支援によって開発中であるが、実証実験段階である

コスト・1995 年から 2018 年の間に計画された CCS 事業のうち、資金不足などから 43%が中止か延期。・さらに大規模な事業（年間 3 万トン以上の CO₂ を回収するもの）に至っては 78%が中止か延期されていた。・2022 年に経済産業省の CCS 事業コスト・実施スキーム検討ワーキンググループで示された試算によると、足元の CCS コストは 12,800 円～20,200 円 /tCO₂ で、これを 2050 年までに 6 割程度に低下させるとしているが、CCS 長期ロードマップは「コスト目標に向け、引き続き、コスト低減を可能にする技術の研究開発・実証を推進する」との表現で、削減のための具体策は曖昧。

水素社会推進法案の問題

- ・法案には具体的な施策は何も書かれておらず、中身は経済産業大臣に白紙委任
- ・低炭素水素の定義の具体的な数値の明記なし（国会審議では 3.4 kg CO₂/kgH₂ とすると答弁）。
- ・アンモニア、合成燃料、合成メタンの定義など不明
- ・価格差支援で事業者の算定で化石燃料価格との差額が全額または一部補填される。
- ・原資は「GX 経済移行債」などと言われているが、根拠なし。支援が決まったら、15 年間にわたって支援が続けられる。低炭素水素等であることを必須条件としていない。
- ・石炭火力発電所でのアンモニア混焼を対象に含み（「含む」というより、当面のこの法案の主要プロジェクト？）、石炭火力維持への間接的支援になっている。
- ・電力分野に続き、ガス会社の合成メタンなども参画可能。無駄な投資に拍車がかかる。

CCS 事業法案の問題

CO₂ の貯留は日本で未開拓の分野であるにもかかわらず、環境影響評価の対象とならず、調査がなされないまま事業が進められることが懸念される。

- ・貯留後の最終的なモニタリングの責任は事業者から国に移管され、事業者の責任が小さい。
- ・2030 年からの事業開始で、2030 年までの削減には全く役に立たない。2030 年以降も想定通りに進むか不確実性は非常に高い。
- ・過大に将来の貯留量を描いており、実現性に乏しい。結局、無駄な投資に終わる可能性が高い。
- ・将来の CCS に過度に期待して、再エネシフトなど転換をすすめるべき電力分野や産業分野での転換が遅れる。

2030年、2035年までに大幅削減を！（現行施策下でもやるべきこと）

- ・1.5°C目標では、この10年の取り組みの強化が重要。今回の2法案を含む現行の施策は「この10年の取り組みが重要」と言いながら、10年間予算をばらまくだけの政策になっている（削減効果ほとんどなし）。環境省はせめて削減効果・費用対効果を客観的に検証すべき。
- ・「水素」を推進する自治体や企業は、まずは再エネ導入をし、グリーン水素に限定して推進すべき。
- ・市民は、国会でまっとうな議論がなされるようにチェックする。電力ユーザーは、再エネ設置、再エネ電力への切り替え、建物や機器の省エネ化を早急に進める。

政策の転換

- ・1.5°C目標に整合するNDCを策定し、国際合意である「石炭火力のフェーズアウト」「再エネ3倍、省エネ2倍」「2035年の脱炭素化」に見合う政策をエネルギー基本計画に位置付ける。
- ・火力発電の脱炭素化は、燃料転換ではなく、再エネシフトへ。
- ・化石燃料企業をはじめとする大規模排出事業者に対して、再エネシフト、化石燃料からの脱却に重点を置いた政策に転換する