

# 石炭火力発電におけるアンモニア混焼——高価で有害なJERAと日本政府の選択

## <概要>

- 2020年12月に発表された日本政府の「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」では、2021年から石炭火力発電所でアンモニア混焼を試験的に導入すること、ならびに2030年からアンモニア使用量を増やすという計画が示されました。中部電力と東京電力の合併会社のJERAは、2030年までに愛知県にある碧南火力発電所で石炭とアンモニアの混焼燃料を導入し、2035年までに全ての石炭火力発電所でアンモニアを20%使用することを計画しています。
- アンモニア混焼はまだ黎明期にあると言われており、混焼の割合は最近、20%（カロリーベース）に達したばかりです。アンモニアには、燃焼率の低さ、NOx排出量の多さ、放射強度の弱さなど複数の課題があります。また、100%アンモニア燃焼の商業的利用は、いまだ実証されていません。
- 政策や規制の大幅な変更がない限り、2050年までにグリーン・アンモニア<sup>1</sup>が価格的に化石燃料から製造されたアンモニアと競合するのは難しいことを、本ブリーフィング・ペーパーでは明らかにしています。一方、ブルー・アンモニア<sup>2</sup>は、製造に使用されるEOR（原油増進回収法）技術が化石燃料のさらなる使用を促進し、EORにおける炭素の循環を適切に評価することができないため、カーボン・ニュートラルであるとは言えません。

<sup>1</sup>「グリーン・アンモニア」：自然エネルギーによって製造されたアンモニア

<sup>2</sup>「ブルー・アンモニア」：CCS/CCU（二酸化炭素回収・貯留）またはCCU（二酸化炭素回収利用）を伴うプロセスで製造された化石燃料由来のアンモニア

- JERAの石炭火力発電所の燃料費は、中位の燃料価格では、CCSなし(ブラウン・アンモニア<sup>3</sup>)の場合は年間2.68兆ドル(約291兆円<sup>4</sup>)増加し、CCSを使用した(ブルー・アンモニア)場合は年間3.34兆ドル(約363兆円)増加し、正味の増加はそれぞれ1.207兆ドル(約131兆円)と1.561兆ドル(約169.7兆円)になると見込まれます。
- 超々臨界圧(USC)の石炭火力発電所の中位のLCOE(均等化発電原価)は73米ドル/MWhとされていますが、燃料にアンモニアを導入することでブラウン・アンモニアの場合は98ドル/MWh、ブルー・アンモニアは106ドル/MWhに増加すると予測されます。この価格とは対照的に、直近で行われた太陽光発電の入札での落札価格は100ドル/MWhを下回る低価格となり、今後更なる下落が見込まれます。さらに、政府は2030-2035年までに洋上風力の価格を62~74ドル/MWhにすることを目標にしています。
- 100%石炭火力発電所と価格競争をするためには、ブラウン・アンモニア混焼の場合は99ドル/tCO<sub>2</sub>、ブルー・アンモニアの場合は122ドル/tCO<sub>2</sub>の平均炭素税が必要になると考えられます。JERAの石炭火力発電所計画のもつ問題がさらに増す可能性があります。
- アンモニア混焼は、石炭火力発電所の延命のための技術に過ぎないとグリーンピース・ジャパンは認識しています。アンモニア混焼は実験的で、技術的にも初期の段階にあり、高価なグリーンウォッシュ以外の何物でもありません。
- 日本の水素に関する取り組みにおいて、化石燃料由来のアンモニアは、化石燃料産業にとっての隠れ蓑、つまり遅延戦術の一つであると考えられます。アンモニア向けの水素は、上流の生産から下流での使用において、脱炭素化されたグリーンな水素のサプライチェーン確立にまったく貢献しません。
- 日本のエネルギー部門へのアンモニアの導入は、石炭火力を主とする企業やタービン製造会社の救済措置として捉えられます。日本、そして海外において、安価で脱炭素化した電力の未来が風力と太陽光にあることは、既に明確に実証されています。

## 1. 序

2020年12月に発表された日本の「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」では、2021年からの石炭火力発電所でのアンモニア混焼の実験開始と2030年からの使用量増加の計画が示されました。アンモニアは窒素と水素によって生成され、燃焼時に二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)を排出しない、というものです。

世界最大の石炭推進国の一つである日本による、こうした新しいエネルギー政策案や戦略は、国際社会に大きな波紋を呼んでいます。これらが実際に採用され、新たなエネルギー基本計画に盛り込まれ、日本社会を脱炭素化に導くかどうかはまだ見通せません。

<sup>3</sup> 「ブラウン・アンモニア」:天然ガスを原料として製造されるアンモニア

<sup>4</sup> 1ドル=108.728円(以下同様)

日本の全ての石炭火力発電所で20%のアンモニア混焼を導入した場合、年間2000万トンものアンモニアが必要となることが、政府の分析で判明しています。この数値は現在の世界のアンモニア市場の約10分の1に相当します。日本はオーストラリア、北米、中東<sup>5</sup>の製造者からの輸入に大きく依存することになります。2020年後半には、Saudi Aramco社から40トンのブルー・アンモニアが出荷されました。日本には化石燃料源がないため、大量のエネルギーを輸入することは目新しいことではありません。日本は2050年までのカーボン・ニュートラルを目指しているため、新しいエネルギー戦略の開発に特別な関心を持っています。

アンモニアは地球上で2番目に多く製造されている化学物質であり、大部分は世界各地の農業で使用されています。毎年生産されるアンモニアの約88%が化学肥料の製造に使用されています。残りのアンモニアのほとんどはホルムアルデヒド<sup>6</sup>の製造に使われます。現在、アンモニアの製造は世界のエネルギーの約1.8～3.0%を使用しています(ほとんどが化石燃料由来のもの)<sup>7</sup>。アンモニアの製造には原料として水素が必要であり、天然ガスの水蒸気メタン改質または石炭のガス化によってこの水素を取り出します。2019年には、アンモニアは世界の水素用途の約43%を占めました。中国が最大の生産国であり、インドとロシア<sup>8</sup>がそれに続いています。

## 2. アンモニアの生成

### 2.1. SMR(蒸気メタン改質)

アンモニア製造は、高濃度の水素原子を保有する化石燃料にほぼ完全に依存しています。水蒸気メタン改質(SMR)とは、工業的な水素製造手法として用いられ、アンモニア製造にも一般的に使用されています。SMR処理は、2段階に分けることができます。第一段階は、水蒸気メタン改質反応といえます。この反応には、一般的に天然ガス由来のメタン(CH<sub>4</sub>)と高温の水蒸気(700～1000℃)が必要となります。メタンと水蒸気が反応することで水素(H<sub>2</sub>)と一酸化炭素(CO)が生成されます。第二段階は水性ガスシフト反応ともいい、一酸化炭素がさらに蒸気と反応することで二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)と純水素が生成されます<sup>9</sup>。ここで生成された二酸化炭素は、尿素の製造に使用されるか、副産物として輸出されるか、吸収されるか、大気中に排出されます<sup>10</sup>。アンモニア製造の場合、水素はその後窒素と反応させることになりません。アンモニア製造に最も一般的に使用されているのがハーバー・ボッシュ法です。この手法は、水蒸気メタン改質から生成された水素と空気中の窒素を使用します。ハーバー・ボッシュ法は鉄触媒と非常に高圧で比較的高温な環境を利用してアンモニアを生成します。この手法は、世界で製造されている天然ガスの3～5%と世界のエネルギー供給の1～2%を消費しています<sup>11</sup>。

5

<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/010821-interview-japan-eyes-middle-east-australia-and-n-america-for-ammonia-supply-chain>

<sup>6</sup> <https://www.aiche.org/resources/publications/cep/2016/september/introduction-ammonia-production>

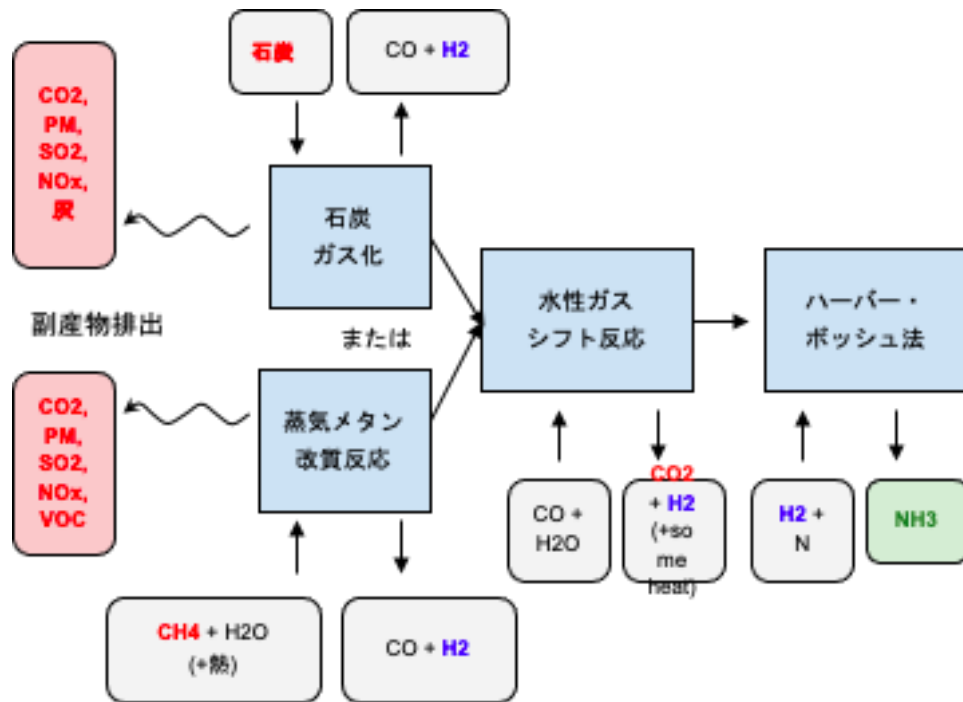
<sup>7</sup> Valera-Medina, A., Xiao, H., Owen-Jones, M., David, W. and Bowen, P., 2018. Ammonia for power. Progress in Energy and Combustion Science, 69, pp.63-102.

<sup>8</sup> <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

<sup>9</sup> <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>

<sup>10</sup> <http://www.iipinetwork.org/wp-content/letd/content/steam-reforming.html>

<sup>11</sup> [https://www.u-tokyo.ac.jp/focus/en/press/z0508\\_00041.html](https://www.u-tokyo.ac.jp/focus/en/press/z0508_00041.html)



## 2.2. 石炭ガス化

石炭ガス化 (CG)<sup>12</sup>とは、水素や一酸化炭素 (合成ガス) を生成する方法の一つです。ガス化は、高圧・高温の密閉容器内で行われます。ガス化容器内で空気中の酸素と水蒸気が石炭と直接接触することで、石炭が合成ガスに変換されます。ここからSMR同様、水性ガスシフト反応により水素と一酸化炭素が二酸化炭素と純水素に変換されます。水素製造を目的としたCG法とSMR法を比較すると、CG法の方が高価で効率が低くなっています。CG法は大半が中国で採用されており、一般的にはSMR法が使用されています<sup>13</sup>。

## 2.3. SMR法の排出量

SMR法は温室効果ガスの排出を伴います。平均して、SMR法で生成されたH<sub>2</sub> 1kg当たり9kgのCO<sub>2</sub>が排出されます<sup>14</sup>。さらにSMR法はVOC (揮発性有機化合物)、CO、NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>などの大気汚染物質の排出にも寄与しています<sup>15</sup>。呼吸器系の病気など、軽症から重症の健康被害をもたらすことが分かっている化学物質が多くVOCに含まれています。NO<sub>x</sub>には、呼吸器系疾患のリスクを高める汚染物質群が含まれています。さらにNO<sub>x</sub>は健

<sup>12</sup> The coal gasification process of ammonia production is mainly centralised in China for domestic consumption.

<sup>13</sup> <https://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifedia/technologies-hydrogen>

<sup>14</sup>

[https://greet.es.anl.gov/publication-smr\\_h2\\_2019#:~:text=The%20median%20CO2%20emission%20normalized,Rutkowski%20et%20al%20\(2012\)](https://greet.es.anl.gov/publication-smr_h2_2019#:~:text=The%20median%20CO2%20emission%20normalized,Rutkowski%20et%20al%20(2012)).

<sup>15</sup> Sun, P., Young, B., Elgowainy, A., Lu, Z., Wang, M., Morelli, B. and Hawkins, T., 2019. Criteria Air Pollutants and Greenhouse Gas Emissions from Hydrogen Production in U.S. Steam Methane Reforming Facilities. *Environmental Science & Technology*, 53(12), pp.7103-7113.

健康被害をもたらす粒子状物質や大気中オゾンの生成にも寄与します。SO<sub>2</sub>も同様に呼吸器系疾患を引き起こす汚染物質であり、特に高齢者に大きな被害をもたらします。粒子状物質のPM<sub>10</sub>とPM<sub>2.5</sub>とは、空気中に浮遊する液体と固体の粒子です。PMは健康被害を引き起こし、特にPM2.5は肺の深部に到達し、重度の合併症を引き起こす可能性もあります。

#### 2.4. グリーン・アンモニアとは

グリーン・アンモニアとは、CO<sub>2</sub>を排出することなく合成されたアンモニアのことを指します。その例として、天然ガスや石炭ではなく、自然エネルギーをハーバー・ボッシュ法で利用することで、グリーン・アンモニアを製造することができます。現段階では、大規模なグリーン・アンモニア製造施設はありませんが、いくつかの施設で試験的に開発が進められています<sup>16</sup>。現在行われている「低炭素」アンモニア製造は、CO<sub>2</sub>を排出するため「ブルー・アンモニア」とよばれています。排出される二酸化炭素が大気中に放出されないように炭素回収技術が用いられています。

#### 2.5. アンモニア価格に影響する主要因

資本コストの最大の決定要因は製造規模であり、大規模なアンモニア製造施設は小規模なものに比べ価格競争力があります。従って、今後開発されるアンモニア製造施設は、アンモニア貿易でこれまで構築されてきたサプライチェーンとインフラを継続する大規模な中央集権型の施設になると想定されます。アンモニアの価格は、石炭とガスのエネルギー価格の変動に最も影響されます。アンモニア製造技術は成熟した技術であるため、稼働費用の大部分を占める原料によって価格変動は引き起こされます。

グリーン・アンモニアを安定的に製造し続けるためには、電気分解装置稼働に必要なエネルギー量を、安定して自然エネルギーとして確保することが鍵となります。大規模な製造施設は価格競争力が高く、そのためには大規模な自然エネルギーの供給源も必要となります。標準的なハーバー・ボッシュ型アンモニア製造施設が必要とするエネルギー量に対応できる自然エネルギー施設はかなり限られています。しかし大規模な自然エネルギーの「メガプロジェクト」の開発は増加しているため、今後変わる可能性はあります。さらに、グリーン・アンモニアの価格を削減するためには電力価格の大幅な削減が必要となります。新しいアンモニア製造施設の多くは、ガスの並外れた価格競争力を背景に建設されているという厳しい現実があります。ほとんどの場合これは3ドル/mmBtu以下であり、つまりアンモニアの直接製造コスト(1トン当たり)は1ドル/kgの水素でさえも達成できない低価格であることを意味します。こうした事情は、2030年に日本で使用される水素のCO<sub>2</sub>を排出せずに製造されるのは14%にどまるという政府の見込みにも反映されています<sup>17</sup>。

### 3. 貯蔵と輸送

<sup>16</sup> <https://www.argusmedia.com/en/blog/2020/may/28/green-ammonia-opportunity-knocks>

<sup>17</sup>

<https://view.argusmedia.com/rs/584-BUW-606/images/Argus%20White%20Paper%20-%20Green%20Ammonia.pdf>

アンモニアは、無水アンモニアまたは希釈アンモニアのいずれかの形で輸送されます。無水アンモニアは水を含まない純粋なアンモニアです。無水アンモニアは沸点が低いため、高圧または低温で保管する必要があります。希釈アンモニアは、水に対するアンモニア重量が5～30%（用途次第）で、比較的安全性が高く輸送も容易にできます。アンモニアは毒性があるため、希釈された状態での輸送がより安全です。しかし、現在は用途に応じて両方の形態で市場の取引がなされています<sup>18</sup>（無水アンモニアは肥料に使用されることが多く、希釈アンモニアや水酸化アンモニウムは市販の家庭用品に使用されています）。アンモニアは炭素を含まず、どのエネルギー源からも生産することが可能であるため、水素の直接使用に代わるものとして注目されています。さらに、水素エネルギーをアンモニアとして貯蔵する場合、貯蔵エネルギー単位当たりの価格は他のエネルギーと比較した場合、圧倒的に低く済みます。液体アンモニアの容積エネルギー密度は液体水素よりも高いため、貯蔵する際には価格面でも魅力的な選択肢となります。「NH<sub>3</sub> Fuel Association (NH<sub>3</sub>燃料協会)」によると、182日間アンモニアを貯蔵した場合の価格が0.54ドル/kg-H<sub>2</sub>であるのに対し、純水素を貯蔵した場合は14.95ドル/kg-H<sub>2</sub>でした<sup>19</sup>。水素と比較した場合、アンモニアの方が可燃性の範囲が小さいため安全に貯蔵することができます<sup>20</sup>。アンモニア貯蔵に関するインフラの多くは既に開発されているため、アンモニア製造の規模を拡大することによる費用はそれほど高いものではありません。アンモニア貯蔵は幅広く製造・輸送されている化学物質であるプロパンの貯蔵と類似するため、アンモニア貯蔵の必要資本規模は大きな障壁にはなりません。

アンモニアは既に世界各地へと輸送されています。2018年<sup>21</sup>には1.8億トン以上が輸送され、世界で2番目に多く製造されている汎用化学品です。アンモニアの流通システムは十分に確立されています。通常、アンモニアは製造施設から輸送され、その後さらに加工されます。世界中に150以上の海洋アンモニア・ターミナルがあり、それに加え内陸水路、パイプライン、または鉄道でアクセスできる国内ターミナルもたくさんあります<sup>22</sup>。2019年のアンモニアの最大の輸出国はサウジアラビア(36%)、ロシア(24%)、インドネシア(9.84%)でした。同年の最大の輸入国はインド(14.4%)、米国(13.7%)、韓国(7.44%)でした<sup>23</sup>。

#### 4. アンモニアを用いた発電

##### 4.1. CFPPにおけるアンモニアの使用状況

混焼石炭火力発電所はすでにバイオマス混焼用で確立されています。混焼を簡単に説明すると、2つ以上の燃料を燃焼させて発電することを意味します。国立研究開発法人「新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)」はJERA・IHI・丸紅の3社と共

<sup>18</sup> [https://cargohandbook.com/Ammonia\\_\(anhydrous\)](https://cargohandbook.com/Ammonia_(anhydrous))

<sup>19</sup> <https://nh3fuelassociation.org/2018/12/07/ammonia-hydrogen-power-for-combustion-engines/>

<sup>20</sup> Kobayashi, H., Hayakawa, A., Somarathne, K. and Okafor, E., 2019. Science and technology of ammonia combustion. *Proceedings of the Combustion Institute*, 37(1), pp.109-133.

<sup>21</sup> Valera-Medina, A., Xiao, H., Owen-Jones, M., David, W.I.F. and Bowen, P.J., 2018. Ammonia for power. *Progress in Energy and combustion science*, 69, pp.63-102.

<sup>22</sup> Hignett T.P. (1985) *Transportation and Storage of Ammonia*. In: Hignett T.P. (eds) *Fertilizer Manual. Developments in Plant and Soil Sciences*, vol 15. Springer, Dordrecht.

[https://doi.org/10.1007/978-94-017-1538-6\\_7](https://doi.org/10.1007/978-94-017-1538-6_7)

<sup>23</sup>

[https://trendeconomy.com/data/commodity\\_h2/281410#:~:text=In%202019%2C%20the%20world%20imports,trade%20statistics%20of%20126%20countries\).](https://trendeconomy.com/data/commodity_h2/281410#:~:text=In%202019%2C%20the%20world%20imports,trade%20statistics%20of%20126%20countries).)

同でアンモニアに関する実行可能性調査を進め、最終的には石炭火力発電所での20%アンモニア混焼の普及を目指しています<sup>24 25</sup>。さらに120MWの石炭火力発電所での1%アンモニア混焼(LHV)に中国電力は成功しています。

#### 4.2. アンモニアの燃焼と排出

前述したように、アンモニア燃焼は炭素を含まないためエネルギー源として大きな魅力を持っています。しかしアンモニアの燃焼には燃焼率の低さ、NO<sub>x</sub>排出量の多さ、放射強度の弱さなど、複数の課題があります。アンモニアの燃焼範囲が狭く着火温度が高いため、アンモニアの燃焼性が低いという問題もあります。つまりアンモニアを着火するためにより多くのエネルギーを要することが課題となります。しかし触媒を利用した解決策の調査は進められています。アンモニア燃焼の最終生成物はN<sub>2</sub>とH<sub>2</sub>のみであるため、NO<sub>x</sub>は排出されません。石炭混焼炉でアンモニアを混焼した場合のNO<sub>x</sub> 排出の可能性を一般財団法人電力中央研究所(CRIEPI)が調査しましたが、NO<sub>x</sub>の排出量はアンモニアを混焼しなかった場合と同等であることが調査報告に記されています<sup>26</sup>。

### 5. ケース・スタディ: JERA

#### 5.1. JERAの目的とは？

2020年に日本の大手電力会社JERA<sup>27</sup>は、非効率<sup>28</sup>な石炭火力発電所を段階的に廃止することを発表しました。しかしその一方で、既存および計画されている超々臨界圧発電方式(USC)火力発電所を段階的にアンモニアと水素火力発電所に切り替えることと、2035年までに20%アンモニア混焼を目標することを発表しました。

JERAのアンモニア計画は、日本の大手企業であるIHIと丸紅と共同で進められています。2030年までに愛知県にある碧南火力発電所で石炭とアンモニアの混焼燃料を導入し、2035年までに全ての石炭火力発電所でアンモニアを20%使用することを目標としています。本計画に関わる3社は、新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)と共同で2020年3月に実行可能性調査を開始しました。

#### 5.2. 2030-2035年におけるアンモニアの必要量

JERAは非効率な石炭火力発電施設を段階的に廃止することを約束していますが、計画中または建設中の発電所を考慮すると、実際の石炭火力発電施設の減少は

<sup>24</sup> [https://www.ihico.jp/en/all\\_news/2019/resources\\_energy\\_environment/2020-3-27/index.html](https://www.ihico.jp/en/all_news/2019/resources_energy_environment/2020-3-27/index.html)

<sup>25</sup>

<http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2019/06/2019-MIT-Energy-Initiative-Spring-Symposium-Presentation-Takamasa-Ito.pdf>

<sup>26</sup> Kobayashi, H., Hayakawa, A., Somarathne, K. and Okafor, E., 2019. Science and technology of ammonia combustion. Proceedings of the Combustion Institute, 37(1), pp.109-133.

<sup>27</sup> JERA is the thermal energy based joint venture between TEPCO and Chubu Electric

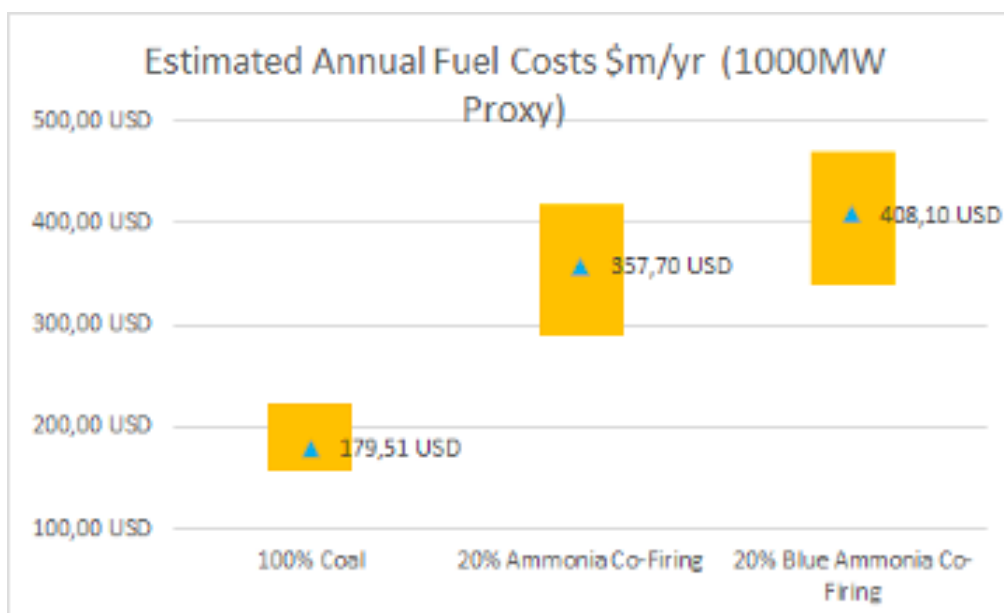
<sup>28</sup> Super-Critical

微々たるものになると予想されます。現在のJERAの石炭火力発電所(CFPP)の容量は7.95GWであり、2035年には7.7GWになる見込みです。

現在の世界のアンモニア量は約1.8億トン<sup>29</sup>であり、日本政府の試算では、石炭火力発電所で20%アンモニア混焼を達成するために世界のアンモニア製造量の10%以上を輸入することが想定されます。さらに日本政府は、環境問題への取り組みの信頼性を高めるためとしてCCSとCCU技術(ブルー・アンモニア)で生産されたアンモニアの輸入にも意欲を示しています。JERAと日本政府が目標とする20%(LHV)アンモニア混焼を達成するためには、年間約51.2万トン/GWのアンモニアが必要になるとグリーンピース・ジャパンは試算しています。JERAの石炭火力発電施設群の場合、これは年間390万トンに相当します。

### 5.2.1. 燃料費

石炭火力発電所にカロリーベース(LHV)20%のアンモニアを添加することで、CCSの追加価格がない(ブラウン・アンモニア)場合は年間99%(1.78億ドル)、CCSの追加価格がある(ブルー・アンモニア)場合は年間127%(2.29億ドル)の燃料の中位価格に増加が見られると予想されます。これをJERAの石炭火力発電所のポートフォリオに組み込み、100%石炭火力発電所と比較すると、ブラウン・アンモニアは年間27.5億ドル、ブルー・アンモニアは年間31.2億ドルとなり、それぞれ年間13.7億ドル、17.4億ドルの正味の増加が見込まれます。



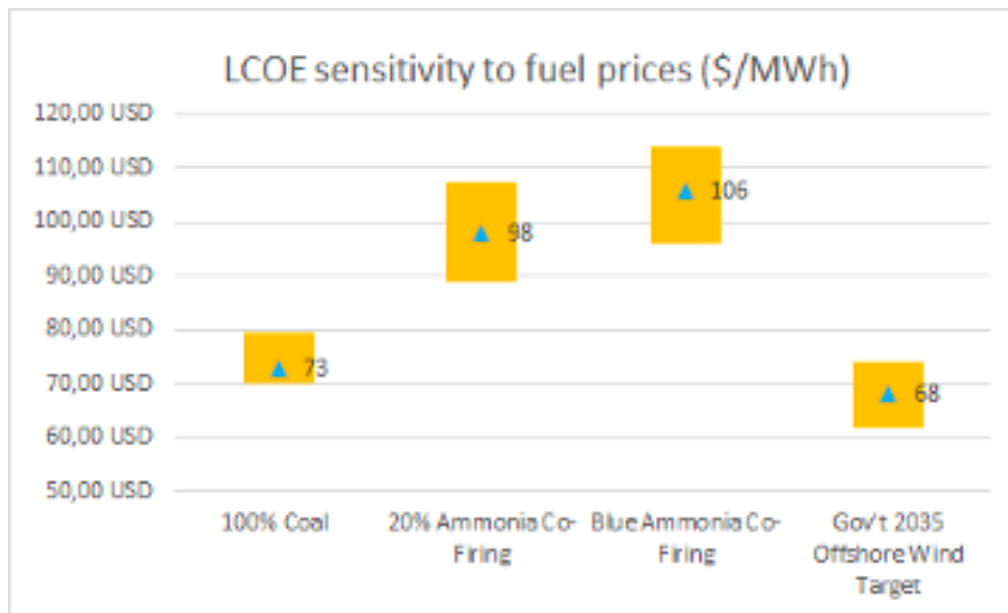
年間燃料費の見込み(万ドル/年)(1000MW想定)  
100%石炭 / 20%アンモニア混焼 / 20%ブルー・アンモニア混焼

<sup>29</sup> Kobayashi, H., Hayakawa, A., Somarathne, K.K.A. and Okafor, E.C., 2019. Science and technology of ammonia combustion. Proceedings of the Combustion Institute, 37(1), pp.109-133.



### 5.2.2. LCOE(均等化発電原価)

燃料費の上昇に伴って電気代の均等化発電原価も劇的に変化します。日本の USC 石炭火力発電所の中間的LCOE は 73ドル/MWh とグリーンピースは試算しています。燃料にアンモニアを添加することでブラウン・アンモニアの場合は98ドル/MWh、ブルー・アンモニアの場合は106ドル/MWhにこの価格は増加します。



LCOEの燃料費に対する感度(ドル/MWh)

100%石炭 / 20%アンモニア混焼 / ブルー・アンモニア混焼 / 政府の2035年洋上風力価格目標

政府は2030～2035年までに洋上風力発電の価格目標を62～74ドル/MWhとしていますが、2030～2035年にはかなり安価な電力が利用可能になるとの見通しを無視することはできません。日本での自然エネルギー価格は近年大幅に低下しており、直近で行われた太陽光発電の入札での落札価格は100ドル/MWhを下回る低価格になりました<sup>30 31</sup>。

### 5.2.3. 炭素税

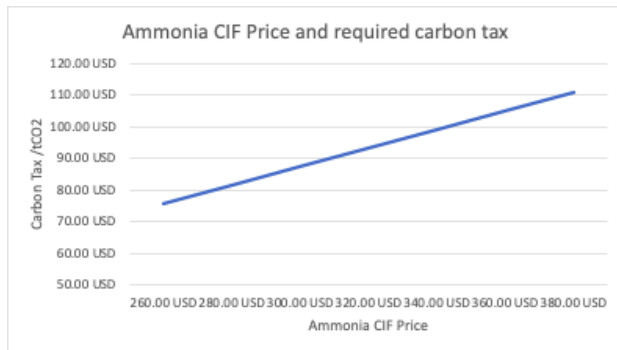
本分析によると、100%石炭火力発電所と価格競争力を持つためには、ブラウン・アンモニアの混焼では99ドル/tCO<sub>2</sub>、ブルー・アンモニアでは122ドル

<sup>30</sup> <https://nyusatsu.teitanso.or.jp/servlet/servlet.FileDownload?file=00P7F00000SWPgr>

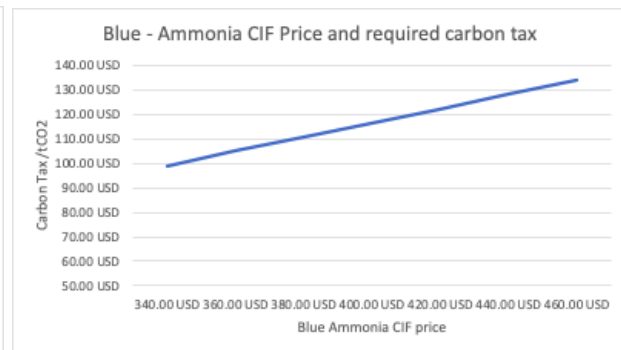
<sup>31</sup> \$1 = ¥105.23

/tCO<sub>2</sub>の平均炭素税が必要になると考えられるため、JERAの計画には再検討が必要となる可能性があります。

アンモニア価格とそれに付随する炭素税を検討すると、大規模輸入事業者は将来的に不安定な価格に直面することが本分析で予測されます。



アンモニアCIF価格と必要炭素税



ブルー・アンモニアCIF価格と必要炭素税

このような課税を導入する可能性は非常に低く、環境省<sup>32</sup>を除くと、ほとんど関心がないといえます。ブルー・アンモニアを輸入する際に石炭に課される税金は、スウェーデンの世界最高水準に匹敵することになります。これまでにバイオマスや石炭混焼で利用されてきたのと同様に、混焼の稼働費も固定価格買い取り制度(FIT)による補助金で賄われる可能性が高いと考えられます。石炭やバイオマス発電において電気・水道・ガス会社はFIT制度を利用していましたが、バイオマス混焼のLCOEを下げる目的で当制度は廃止となりました。今回も同様に電気・水道・ガス会社は補助金を有効活用しようとする可能性は否定できません。

### 5.3. 排出削減量は？

政府が指摘するように、アンモニア混焼の利点として、温室効果ガス排出量の20%削減があげられます<sup>33</sup>。しかし大気汚染やCO<sub>2</sub>排出で問題の大きい石炭火力発電所の救済措置になることや、アンモニアの製造過程で発生する汚染等は無視されています。

最近Aramco社から出荷された40トンのブルー・アンモニアにはCCSとCCU技術が用いられました。約20トンのCO<sub>2</sub>がEOR(原油増進回収法)に使用され、約30トンがメタノールの製造に使用されました<sup>34</sup>。EORまたは三次回収法とは、油層にガスや蒸気を送り込むことによって、従来の技術では回収できない原油を回収する手法です。SMR法から回収したCO<sub>2</sub>はこの手法で利用することができ、炭素回収貯蔵技術とし

<sup>32</sup> <https://mainichi.jp/articles/20210130/k00/00m/040/122000c>

<sup>33</sup> <https://www.meti.go.jp/press/2020/12/20201225012/20201225012-2.pdf>

<sup>34</sup> <https://www.ammoniaenergy.org/articles/saudi-arabia-ships-low-carbon-ammonia-to-japan/>

て打ち出されています。しかしこれらの手法は全体的なCO<sub>2</sub>排出量を減少させるものではなく、世界の脱炭素化の前提となる自然界に残る化石燃料の大部分を採取してはならない、という考えに反しています。さらに原油増進回収法のCO<sub>2</sub>保持率は30%以下になる可能性もあります<sup>35</sup>。これらの理由から、我々はこの手法を有効な気候変動緩和技術・政策として考えることはできません。

メタノール(CH<sub>3</sub>OH)は溶剤、不凍液、燃料源等の幅広い用途を持つため、様々な産業で使用されています。メタノールの最大の用途は、他の化学品の製造であり、メタノールの40%がホルムアルデヒドの製造に使用されます。さらにホルムアルデヒドからプラスチック、合板、ペンキ等が製造されます。メタノールは、単体または他の燃料源と組み合わせて使用されることも多くあります。例えば欧州の燃料品質指令(FQD)では、ガソリンにメタノールを3%まで混合することが認められています。中国では、多種の車両燃料として混合度合いが低から高レベルのメタノールを年間100万ガロン以上使用しています<sup>36</sup>。メタノールの用途の種類と規模があまりにも多様であるため、SMR法で回収されたCO<sub>2</sub>が適切に貯留されたと断言することはほぼ不可能です。利用されたCO<sub>2</sub>の循環の完全な追跡が不可能である限り、SMR法を気候変動緩和策とみなすことはできません。

## 6. グリーンピース・ジャパンの見解

日本政府のアンモニアに頼る発電計画は、無駄が多く、汚染を伴い、終末が近づいている石炭資産を持つ電力会社への救済措置であるとグリーンピース・ジャパンは考えます。世界のアンモニア供給網は天然ガスに依存しており、日本のネットゼロ目標の期限以降もずっとその状態が続くと考えられます。CCSやCCUを用いてアンモニアを製造しても、CO<sub>2</sub>の実質排出量を削減することはできず、メタノール製造に利用してもその炭素分の循環の完全な追跡を十分に行うこともできません。さらにアンモニアの製造と燃焼から排出される粒子状物質(特に亜酸化窒素)は有害です。燃料の混合利用におけるこれらの問題の緩和策は十分に評価されていません。

アンモニア混焼は石炭事業の寿命を延ばすための技術・手法以外の何物でもありません。世界の動きと逆行する日本の石炭火力発電への依存は、日本が掲げているネットゼロの目標を妨げるだけです。残念なことに日本企業はベトナムのブンアン2石炭火力発電所など、海外でもこの有害で高価な技術を広げようとし、国際的にも非難されています<sup>37</sup>。

アンモニアは、脱炭素化社会を目指す上で幅広い用途で利用可能な化学物質です。しかし日本のエネルギー部門でのアンモニアの使用は、石炭火力発電系の企業やタービン製造会社への救済措置に過ぎません。日本でも海外でも、安価で脱炭素化された電力の未来は風力と太陽光にあることは、明確に示されています。

<sup>35</sup> Olea, R.A., 2015. CO<sub>2</sub> retention values in enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 129, pp.23-28.

<sup>36</sup>

<https://thechemco.com/chemical/methanol/#:~:text=Its%20principal%20uses%20are%20in,produce%20biodiesel%20via%20transesterification%20reaction.>

<sup>37</sup>

<https://asia.nikkei.com/Spotlight/Environment/Climate-Change/Greta-Thunberg-joins-Asian-charge-against-Vietnam-coal-plant>

#### 特記事項:

- 本分析における価格変動は、年単位で表示しています。
- アンモニア価格は、中東のスポット価格に基づいています。
- 石炭価格は財務省の石炭平均価格を参考にしています。
- LCOEの計算や発電所の代替数値には、中位の運転・設備投資額を使用しています。燃料のみを変数とします。
- すべての価格は2020年実質米ドルとして表示しています。
- 送料・物流費は、IAEと日揮株式会社の「Cost Evaluation Study on Low Carbon Ammonia and Coal Co-Fired Power Generation<sup>38</sup>(低炭素アンモニアと石炭混焼発電の価格調査)」を参考にしています。
- CCS価格は50UAE<sup>27</sup>ドル/tCO<sub>2</sub>を参考にし、総CCS価格は全てのCO<sub>2</sub>が回収されたとします。
- SMRからのCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>を9kgとし、石炭1kg当たり2.237/kg CO<sub>2</sub>とします。

筆頭著者: Alastair Jackson

協力: Elli Newman

#### 著作権表示と免責事項

本報告書は、グリーンピース・ジャパン(以下、GPJ)が、公教育と科学研究を支援し、報道活動を奨励し、環境保護の意識を高めるために作成したものです。本報告書を読まれた方は、本著作権表示および免責事項を十分に読み、完全に理解し、以下の事項に拘束されることに同意されたものとみなされます。

#### 著作権に関する声明

この報告書はGPJが発行しています。本報告書の著作権はグリーンピース東アジアに帰属します。

#### 免責事項

この報告書は英語で書かれた後、日本語に翻訳されています。相違がある場合は、英語版が優先されます。本報告書は、情報共有、環境保護、公共の利益を目的としたものであり、投資やその他の意思決定プロセスの参考にするものではありません。したがって、投資やその他の意思決定プロセスの参考として使用すべきではありません。このように使用された場合、グリーンピースはそのような使用から生じるいかなる責任も免除されます。本報告書の内容は、GPJが調査時に独自に入手した、公式に公表された情報のみに基づいています。GPJは、本報告書に含まれる情報の迅速性、正確性、完全性を保証するものではありません。

#### <本件に関するお問い合わせ>

国際環境NGOグリーンピース・ジャパン

広報担当 川瀬充久 TEL: 070-3195-4165 Email: mitsuhiwa.kawase@greenpeace.org

東京都新宿区西新宿8-13-11 NFビル2F [www.greenpeace.org/japan/](http://www.greenpeace.org/japan/)