

意見書

火力発電の「低炭素化・脱炭素化」としての水素・アンモニア利用
および関連政策形成過程について

(2026 年 7 月 15 日)

龍谷大学政策学部教授

大島堅一

経歴

名前：大島堅一（おおしまけんいち）

生年月日：1967 年 2 月 20 日

学歴

1992 年 3 月 一橋大学社会学部卒業

1994 年 3 月 一橋大学大学院経済学研究科前期博士課程修了

1997 年 3 月 一橋大学大学院経済学研究科後期博士課程単位取得退学

学位

修士（経済学）、1994 年 3 月、一橋大学

博士（経済学）、2007 年 7 月、一橋大学

職歴

1997 年 4 月 高崎経済大学経済学部専任講師

2001 年 4 月 立命館大学国際関係学部助教授

2007 年 4 月 同 教授

2017 年 4 月 龍谷大学政策学部教授、現在に至る

専門分野

環境経済学、環境政策論、エネルギー政策

政府審議会等

エネルギー・環境会議コスト等検証委員会 委員 （2011～2012 年）

総合資源エネルギー調査会基本問題委員会 委員 （2011～2012 年）

衆議院原子力問題調査特別委員会アドバイザーリーボード会員（2025 年～） 等

はじめに

本意見書が述べるのは次の3点である。

第一に、現在公表されているアンモニア混焼・専焼および水素混焼の計画は、2030年・2035年までに火力発電そのものを削減・廃止することに代わる十分なCO₂排出削減手段とはいえない。これらの計画には、実用技術としての発展段階、削減効果、供給量、経済性、時間軸のいずれにも大きな制約がある。

第二に、将来のアンモニアや水素の混焼・専焼を見込んで石炭火力・LNG火力を維持または新設すれば、2030年・2035年までのCO₂排出の大幅削減が困難になる。混焼・専焼を前提とする設備投資は、火力発電設備の利用を長期化させる可能性がある。

第三に、被告らが国の政策を援用する際には、その政策の形成過程における電力会社・電力業界団体の参加と発言の事実もあわせて考慮する必要がある。公開された議事録のテキスト情報を解析した結果、被告電力会社の一部、被告JERAの親会社、電力業界団体等は、火力発電政策の形成過程に継続的に参加し、火力発電を維持する制度と整合する主張をしていた。これらの論点は、その後に形成された政策や制度にも繰り返し現れている。

1 本意見書での検討事項

1.1 確認すべき事実関係

本意見書では、次の順で検討する。

第一に、アンモニア混焼・専焼および水素混焼について、2030年・2035年までに商用規模で排出削減手段として機能するかを検討する。評価の軸は、開発段階、削減効果、経済性、供給可能性である。

第二に、これらの技術を見込んだ火力発電の維持・新設が、パリ協定の1.5度目標と整合する削減経路に沿っているかを検討する。

第三に、国の政策がどのような政策形成過程を経て形成されたかを検討する。被告らが国の政策を援用する以上、その政策が、被告らを含む電力会社・電力業界団体の参加と発言を含む過程で形成された事実は、火力発電継続の説明を検討するうえで重要である。

1.2 火力発電の排出削減手段を評価する基準

火力発電の排出削減手段として混焼・専焼を評価する場合、燃焼時の CO₂ だけを見ればよいわけではない。アンモニアも水素も、燃焼時には CO₂ を排出しない。しかし、製造段階で化石燃料を使えば CO₂ が排出される。したがって、製造段階を含めた正味の削減効果を確認する必要がある。

次に、アンモニアや水素を 2030 年・2035 年までの排出削減手段として評価するには、実証試験の成否だけでなく、削減効果、費用、供給量、時間軸をあわせて見る必要がある。実証試験に成功したとしても、それは限られた条件の下で技術的な成立可能性を示しているにすぎず、商用運転に必要な燃料調達、受入・貯蔵設備、運転管理、経済性が整ったことを意味しているわけではない。

以下では、アンモニア混焼・専焼および水素混焼について、製造段階を含めた正味の CO₂ 削減効果、発電コスト、燃料供給量、2030 年・2035 年までの実装可能性を順に検討する。

2 アンモニア混焼・専焼の効果

2.1 アンモニア 20%混焼計画の CO₂ 排出削減効果

アンモニア 20%混焼は、石炭火力の CO₂ 排出削減対策として十分とはいえない。20%混焼とは、投入熱量の 8 割を石炭が担う方式であり、石炭火力からの離脱ではないからである。

公表資料で確認できる 100 万 kW 級の大規模なアンモニア混焼実証としては、JERA 碧南火力発電所 4 号機の事例がある。JERA と IHI は、NEDO の助成を受け、2021 年 7 月から 2025 年 3 月まで熱量比 20%のアンモニア混焼実証事業を実施した。実機での 20%

混焼試験は 2024 年 4 月から 6 月に行われた¹。JERA はこれを「世界初となる大型商用石炭火力発電機における燃料アンモニア転換の大規模実証試験」と位置づけている²。

JERA は碧南火力 4 号機での熱量比 20%転換による商用運転開始を当初 2027 年度としていたものの、現在は 2029 年度を目処としている³。50%以上の高比率混焼への転換について、JERA は 2030 年代前半の商用運転を掲げている。NEDO が 2026 年 6 月に公表した進捗において、50%以上の混焼技術については、2030 年までに実機での実証を通じて確立するとされる。アンモニア専焼化は、JERA のロードマップでは 2040 年代の開始とされている⁴。

問題は、これらの計画が、2030 年・2035 年・2040 年までに求められる排出削減の時期に間に合うかである。1.5°C目標と整合する IEA（国際エネルギー機関）の NZE シナ

¹ IHI「JERA 碧南火力発電所における燃料アンモニア転換実証試験の終了について」2024 年 6 月 26 日。NEDO 終了時評価分科会資料（分科会開催日 2025 年 11 月 13 日、終了時評価報告書 2026 年 1 月）。
https://www.ihl.co.jp/all_news/2024/resources_energy_environment/1200907_13676.html、<https://www.nedo.go.jp/content/800048525.pdf>, p.33

² JERA「碧南火力発電所 4 号機における大量燃料アンモニア転換実証試験の開始について」2024 年 4 月 1 日。https://www.jera.co.jp/news/information/20240401_1863

³ JERA「ブルーアンモニア製造事業の共同開発および燃料アンモニア調達に向けた Yara International ASA との協業検討について」2023 年 1 月 17 日（2027 年度の 20%混焼運転開始計画）。https://www.jera.co.jp/news/information/20230117_1069。同「日本郵船および商船三井との燃料アンモニア輸送船の定期用船契約締結について」2026 年 6 月 18 日（2029 年度を目処とする熱量比 20%の商用運転開始計画）。
https://www.jera.co.jp/news/information/20260618_2437

⁴ NEDO「燃料アンモニアサプライチェーンの構築 進捗状況」2026 年 6 月時点。
<https://green-innovation.nedo.go.jp/project/building-fuel-ammonia-supply-chain/progress/>（最終閲覧日：2026 年 7 月 13 日）に掲載されている経済産業省産業構造審議会グリーンイノベーションプロジェクト部会ワーキンググループにおける NEDO 報告（2026 年 6 月 16 日）、p.2。JERA「会社案内」2026 年 7 月版、p.9, 11（2030 年代の 50%以上の本格運用開始、2040 年代のアンモニア専焼化開始）。

https://www.jera.co.jp/corporate/about/com_outline/pamphlet（最終閲覧日：2026 年 7 月 14 日）

リオでは、世界全体の排出削減対策のない石炭火力の発電比率は、2022 年の 36%から 2030 年には 13%に低下し、2040 年にはゼロとなる。また、先進国の電力部門全体は 2035 年にネットゼロに達し、世界全体でも 2045 年より前にネットゼロに達するとされている。さらに、2030 年までに、2023 年初頭時点で建設中のものを除き、新たな排出削減対策のない石炭火力発電所を建設しないことが想定されている⁵。

したがって、JERA が 2030 年頃に一つの石炭火力発電所でアンモニア 20%混焼を開始したとしても、それは単一発電所における限定的な措置にとどまり、世界全体および先進国の電力部門に求められる削減経路を満たすものではない。この計画だけで、火力発電全体や電力部門全体に必要な大幅な排出削減を実現することはできない。

2.2 アンモニアの製造段階を含めた正味の CO2 削減効果

アンモニアの削減効果は、燃焼時だけでなく製造段階を含めて評価する必要がある。

IEA によれば、現在のアンモニア生産全体の平均的な直接 CO2 排出原単位は約 2.4 t-CO2/t-NH3 である。天然ガス由来のアンモニア（グレーアンモニア）でも、最良技術ベースで 1.6~1.8 t-CO2/t-NH3 の直接排出があり、石炭ガス化由来のアンモニア（いわゆるブラックアンモニア）では、最良技術でも約 3.2 t-CO2/t-NH3 を製造過程で排出する⁶。ブルーアンモニアは、製造時の CO2 を CCS（炭素回収貯留）で回収する一方で、未回収分の CO2 が大気中に排出される。グリーンアンモニアは再エネ電力による水電解由来水素から製造され、製造時の直接 CO2 排出はゼロに近い。現在の世界生産の大部分は化石燃料由来であり、ブルーアンモニアやグリーンアンモニアの商用規模の供給体制は整っていない。

再エネ電力で製造したグリーン水素を用いるグリーンアンモニアであっても、ライフサイクルを通して CO2 排出がゼロになるわけではない。Mayer et al. (2023) は、太陽光発電（PV）を用いるグリーンアンモニアでも、PV パネル、電解装置、バッテリー等の

⁵ International Energy Agency, Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 ° C Goal in Reach: 2023 Update, <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-c-goal-in-reach>, pp.79-81

⁶ IEA, Ammonia Technology Roadmap, 2021, pp.33-34。BAT 直接排出は天然ガス SMR 1.8、ATR 1.6、石炭ガス化 3.2 t-CO2/t-NH3。生産平均は約 2.4 t-CO2/t-NH3。
<https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>

設備製造、原材料の採掘・加工、輸送、電力供給条件など、サプライチェーン全体を含めれば CO2 排出が残るとしている。Mayer et al. (2023) によれば、PV 電力を用いたグリーンアンモニアの気候変動影響は基準ケースで 0.5 kg-CO₂eq/kg-NH₃、電解装置効率と PV 効率が大きく改善する最良ケースでも 0.22 kg-CO₂eq/kg-NH₃ である⁷。

以上のように、製造段階を含めると、CCS なしの天然ガス由来アンモニアの最良技術において正味の削減効果は最大でも約 2.2% であり、排出原単位が 1.8 t-CO₂/t-NH₃ の場合は石炭とほぼ同程度になる。現在の生産平均および石炭ガス化由来アンモニアでは、正味の排出が増加する。この結果は、Mayer et al. (2023) などの査読付き研究とも整合している。

なお、ブルーアンモニアは、CCS によってどの程度 CO₂ が回収されるのかによって排出削減効果が変わってくる。被告電力 8 社は「日本企業が関与する CCS においては、90% 以上の回収を実現しているものも存在する」と述べている⁸。そこで、本節で試算する正味の CO₂ 排出削減効果については、比較用の感度ケースとして CO₂ 回収率 90% を用いる。発電コスト検証ワーキンググループも発電所排ガスの CCS 回収率を 90% としている⁹。ただし、この 90% はアンモニア製造設備の回収実績を示しているわけではない。

実際の CCS 付き水素製造施設では、回収実績が文献上の想定を下回る事例がでてい¹⁰。Blue Point は、JERA が調達先として予定する米国ルイジアナ州の低炭素アンモニア

⁷ Mayer, P. et al., “Blue and green ammonia production: A techno-economic and life cycle assessment perspective”, *iScience*, 26(8), 107389, 2023.

<https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.107389>

⁸ 被告電力 8 社第 1 準備書面, 2025 年 1 月 31 日, 44 ページ。

⁹ 総合資源エネルギー調査会発電コスト検証 WG「発電コスト検証 WG【火力発電】」2024 年 10 月 18 日。同資料の 90% 回収は発電所排ガス CCS のモデル仮定であり、アンモニア製造設備の回収実績ではない。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/2024/data/03_04.pdf

¹⁰ Riemer, M. & Duscha, V., “Carbon capture in blue hydrogen production is not where it is supposed to be - Evaluating the gap between practical experience and literature

製造プロジェクトである。同プロジェクトの製造過程における CO2 排出量を 95%以上削減するという説明があるものの、いまのところ稼働実績ではなく計画値である¹¹。

次に、投入熱量（低位発熱量）ベースでアンモニア 20%混焼の場合の正味の CO2 排出削減効果を試算する。石炭には発電用輸入一般炭の燃焼時 CO2 排出係数 95.4 g-CO2/MJ（発電用輸入一般炭の低位発熱量基準）を、アンモニアには低位発熱量 18.89 GJ/t を用いる¹²。

アンモニア 1 トンの低位発熱量は 18.89 GJ、すなわち 18,890 MJ である。同じ熱量を石炭で得る場合、CO2 排出量は $95.4 \text{ g-CO}_2/\text{MJ} \times 18,890 \text{ MJ} = \text{約 } 1.80 \text{ t-CO}_2$ に相当するので、アンモニアに置き換えると燃焼時の CO2 排出量が約 1.80 t-CO2 減少する。正味の CO2 削減量を把握するためには、燃焼時だけでなく、アンモニアの製造段階で排出される CO2 を考慮する必要がある。その結果を表 1 に示す。

最良技術でつくられた天然ガス由来のアンモニア（グレーアンモニア）の場合、1 トン当たり約 1.6～1.8 t-CO2 が製造段階で排出される。したがって、グレーアンモニアの場

estimates”, *Applied Energy*, 349, 121622, 2023.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121622>

¹¹ 三井物産「米国 Blue Point 低炭素アンモニア製造事業の最終投資決断に関するお知らせ」2025 年 4 月 9 日。

https://www.mitsui.com/jp/ja/release/2025/1251205_14873.html。（最終閲覧日：2026 年 7 月 13 日）

¹² アンモニアの低位発熱量 18.89 GJ/t、石炭の真発熱量 24.62 GJ/t および真発熱量基準の炭素排出係数 26.02 gC/MJ は、資源エネルギー庁「エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数（2023 年度改訂）の解説」100 ページの表 8-8 および 15 ページの表 4-10 による。https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/shv2023_cmt.pdf。低位基準の CO2 排出係数は $26.02 \times 44 \div 12 = 95.4067 \text{ g-CO}_2/\text{MJ}$ と計算した。発電コスト検証ワーキンググループの石炭の総発熱量 26.08 GJ/t、真発熱量 24.80 GJ/t および発電効率 43.4%（HHV）は「各電源の諸元一覧」13 ページによる。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_02.pdf。低位基準の発電効率は $43.4 \times 26.08 \div 24.80 = 45.64\%$ と計算した。本意見書の独自試算では資源エネルギー庁の 2023 年度改訂標準発熱量を用い、発電コスト検証ワーキンググループの公表試算を引用する箇所では同ワーキンググループが採用した諸元をそのまま示した。

合、同じ熱量の石炭と比べると、CO₂ 排出量はアンモニア 1 トン当たり最大約 0.20 t-CO₂ 少なくなる。これを 20%混焼全体に換算すると、CO₂ 排出量の減少率は 0～2.2% になる。つまり、最良技術であってもグレーアンモニアであれば石炭の場合と CO₂ 排出量は殆どかわらない。

現在の平均的アンモニアの場合には約 2.4 t-CO₂、石炭ガス化由来（ブラックアンモニア）の場合には約 3.2 t-CO₂ の CO₂ が製造段階で排出される¹³。同じ熱量の石炭と比べると、アンモニア 1 トン当たり、現在の生産平均では約 0.60 t-CO₂、石炭ガス化由来では約 1.40 t-CO₂ 多くなる。これを 20%混焼全体に換算すると、それぞれ約 6.6%、約 15.5%の増加となる。

ブルーアンモニアについては、製造時に CCS でどの程度 CO₂ が回収されるかによって正味の排出量が変わってくる。現在の生産平均である約 2.4 t-CO₂/t-NH₃ を基準とし、製造時の CO₂ が回収されるものと仮定すると、回収率 90%のケースの未回収分は、アンモニア 1 トン当たり約 0.24 (2.4×0.1) t-CO₂、回収率 50%のケースで約 1.2 (2.4×0.5) t-CO₂ となる。そのため、同じ熱量の石炭との差は、回収率 90%のケースではアンモニア 1 トン当たり約 1.56 t-CO₂ の減少、回収率 50%のケースでは約 0.60 t-CO₂ の減少となる。これを 20%混焼全体に換算すると、それぞれ約 17.3%、約 6.7%の減少となる。なお回収率 90%と回収率 50%は、いずれも回収率の違いが試算結果に与える影響を確認するための感度ケースであり、特定事業の実績値を示すものではないことには注意されたい。

表 1 アンモニア 20%混焼の製造段階を含めた正味の CO₂ 排出削減効果（増減率）（低位発熱量基準）

アンモニアの製造方法	製造段階の CO ₂ (未回収分、t-CO ₂ /t-NH ₃)	同じ熱量の石炭 (約 1.80 t-CO ₂) との差 (t-CO ₂)	20%混焼時の正味の増減率
天然ガス由来 (CCS なし、BAT 1.6～1.8)	約 1.6～1.8	約 0.20 減～ほぼ同量	－2.2%～ほぼ 0%

¹³ アンモニアの製造段階の CO₂ 排出原単位については、前掲注 6 参照。

アンモニアの製造方法	製造段階の CO2 (未回収分、t-CO2/t-NH3)	同じ熱量の石炭 (約 1.80 t-CO2) との差 (t-CO2)	20%混焼時の正味の増減率
現在の生産平均 (CCS なし)	約 2.4	約 0.60 増	+6.6% (増加)
石炭ガス化由来 (CCS なし、BAT 3.2)	約 3.2	約 1.40 増	+15.5% (増加)
ブルー (現行生産平均、回収率 90%の感度ケース)	約 0.24	約 1.56 減	-17.3%
ブルー (現行生産平均、回収率 50%の感度ケース)	約 1.20	約 0.60 減	-6.7%
グリーン (再エネ由来)	0 (製造時直接 CO2 のみ)	約 1.80 減	-20.0%

この試算は、製造段階の直接 CO2 に限る簡易試算であり、天然ガスの採掘・輸送段階のメタン漏洩、海上輸送、国内輸送、石炭側の上流排出が含まれていないことに注意が必要である。グリーンアンモニアについても、再エネ設備、電解装置、バッテリー等の製造・設置・廃棄、原材料の採掘・加工・輸送を含むライフサイクル排出は残る。除外した項目の影響方向はアンモニア側と石炭側で同一ではないため、表 1 は、明示した境界内で各製造方法を比較する試算である。

以上のことから、アンモニア混焼石炭火力が排出削減手段として機能するためには、少なくとも低排出アンモニアの大量かつ安定的な調達が必要となる。さらにブルーアンモニアの場合には、製造施設全体で高い CO2 回収率を達成し、上流排出や輸送・貯留を含めて排出削減を実現する必要がある。現時点の公表資料には、アンモニア需要の拡大や CCS 事業の整備目標は示されている。しかし、これらの条件を 2030 年・2035 年・2040 年の各時点で同時に満たすことを裏付ける具体的な実績または確定計画は、少なくとも国内の公表資料からは確認できない。

2.3 アンモニア混焼・専焼のコスト

アンモニア混焼・専焼には、費用面でも大きな制約がある。表 2 のように、発電コスト検証ワーキンググループによれば、2040 年断面のモデルプラント発電単価は、石炭火力（アンモニア 20%混焼）21.1～32.0 円/kWh、アンモニア専焼 21.0～27.9 円/kWh である。これに対し、事業用太陽光は 6.9～8.8 円/kWh である¹⁴。

表 2 発電コスト検証 WG による発電単価（2040 年、政策経費あり、円/kWh）

電源	発電単価（円/kWh）
石炭（アンモニア 20%混焼）	21.1～32.0
アンモニア（専焼）	21.0～27.9
事業用太陽光	6.9～8.8
陸上風力	12.6～14.5

石炭火力（アンモニア 20%混焼）の発電単価は、事業用太陽光の約 2.4 倍から 4.6 倍に達する。しかも、この試算ではアンモニア燃料器や貯蔵タンク等の固有設備費が十分に考慮されていない¹⁵。

アンモニア混焼は、発電単価だけでなく、CO₂ 削減費用も高い。本意見書の試算では、アンモニア価格を 400 ドル/t、石炭価格を 120 ドル/t とした基準ケースで、燃焼時 CO₂ 1 トン当たりの削減費用は約 2.7 万円/t-CO₂ となる。表 3 は、アンモニア価格を変えた場合の削減費用である。

表 3 アンモニア混焼の CO₂ 削減費用（燃焼時基準）（1 ドル＝160 円とした）

¹⁴ 発電コスト検証 WG「発電コスト検証に関するとりまとめ」2025 年 2 月 6 日。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_01.pdf

¹⁵ 発電コスト検証 WG「各電源の諸元一覧」2025 年 2 月 6 日、24、26 ページ。アンモニア燃料器、アンモニア貯蔵タンク、水素燃料器、水素貯蔵タンク等の固有設備費を考慮していない旨を明記している。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_02.pdf

アンモニア価格	熱量当たり燃料費比（対石炭）	CO2 削減費用
\$300/t	約 3.3 倍	約 1.8 万円/t-CO2
\$400/t（基準）	約 4.3 倍	約 2.7 万円/t-CO2
\$600/t	約 6.5 倍	約 4.5 万円/t-CO2

表 3 の削減費用は簡易的なもので、発電所の煙突から直接排出される燃焼時の CO2 の削減量で割って CO2、1 トンあたりの削減費用を整理したものである。製造段階の CO2 を含めた正味削減量で割れば、CO2 削減費用はさらに上昇し、回収率 90%のケースで約 1.2 倍、回収率 50%のケースで約 3.0 倍に上がる。現在の生産平均アンモニアや石炭ガス化由来アンモニアの場合は、費用をかけても正味排出は増える。

なお、表 3 の 400 ドル/t という価格の前提は、低炭素アンモニアの発電用燃料費を評価するうえでは低位のケースである。日本の価格差支援制度における個別案件の基準価格や支援単価の詳細は公表されていない。一方、日本経済新聞によれば、英調査会社アーガスは、日本向け米国産ブルーアンモニアの補助金除き生産コストを 2026 年 5 月時点で 821 ドル/t と推計している¹⁶。また、再エネアンモニアの国際的な価格についての事例として、H2Global のエジプト案件では輸送費を除くネット価格が 811 ユーロ/t（本意見書の換算前提では約 912 ドル/t、約 14.6 万円/t に相当）とされている¹⁷。したがって、低炭素アンモニアの生産コストまたは輸送前価格の参考レンジとして、800～1000 ドル/t 程度を参照することには相応の根拠がある。ただし、これらは発電所着価格、発電コスト、制度上の支援単価を示すものではない。

¹⁶ 日本経済新聞「低炭素アンモニア、苫小牧に供給拠点 三井物産など」2026 年 7 月 8 日、地方経済面北海道。同記事は、アーガスメディアの推計として、日本向け米国産ブルーアンモニアの補助金除き生産コストが 2026 年 5 月時点で 821 ドル/t であり、前年同月比 16%上昇したと報じている。

¹⁷ H2Global/Hintco, *H2Global Pilot Auction Results Brief*, June 2025, pp.1, 9。エジプト案件の 811 ユーロ/t は、輸送・物流・通関費を除く工場出荷時のネット価格であり、欧州港までの輸送・物流・関税を含む契約価格は 1,000 ユーロ/t である。https://h2-global.org/wp-content/uploads/2025/06/h2global_pilot-auction-results_brief2.pdf。本文中の円・ドル換算は、独自試算の換算前提である 1 ユーロ=180 円、1 ドル=160 円による（ $811 \times 180 \div 160 = 912.375$ ドル、 $811 \times 180 = 145,980$ 円）。

次に、表 4 は、アンモニア価格を 821 ドル/t および 1000 ドル/t とした場合に、20% 混焼、50%混焼、60%混焼で燃料費相当額がどの程度になるかを試算したものである。ここでは、いずれも低位発熱量基準の熱量比の混焼率とし、石炭価格 120 ドル/t、石炭の真発熱量（低位発熱量）24.62 GJ/t、アンモニアの低位発熱量 18.89 GJ/t、為替レート 1 ドル 160 円とした。なお、発電コスト検証ワーキンググループの発電効率 43.4%は高位発熱量基準であるため、石炭の総発熱量 26.08 GJ/t と真発熱量 24.80 GJ/t の比を用いて、低位発熱量基準の 45.6%に換算した。石炭専焼の燃料費相当額は同じ前提で約 6.2 円/kWh である。

表 4 低炭素アンモニア価格を用いた混焼時の燃料費相当額（燃料費のみ、円/kWh）

アンモニア価格	混焼率（熱量比）	燃料費相当額	石炭専焼との差
821 ドル/t	20%	約 15.9 円/kWh	+約 9.7 円/kWh
821 ドル/t	50%	約 30.5 円/kWh	+約 24.4 円/kWh
821 ドル/t	60%	約 35.4 円/kWh	+約 29.2 円/kWh
1000 ドル/t	20%	約 18.3 円/kWh	+約 12.1 円/kWh
1000 ドル/t	50%	約 36.5 円/kWh	+約 30.3 円/kWh
1000 ドル/t	60%	約 42.5 円/kWh	+約 36.4 円/kWh

表 4 の値は、燃料費部分のみを発電電力量で割ったものである。燃料費は、石炭専焼と比べて非常に高くなることがわかるであろう。なお、この燃料費相当額には、アンモニア受入・貯蔵設備、燃料器改修、国内輸送、運転維持費、資本費は含まない。また、価格差支援や長期脱炭素電源オークションによる公的支援も別途生じ得る。

2.4 アンモニア供給量の制約

アンモニア供給量の制約も重大である。将来、アンモニアがどの程度必要になるのか試算してみる。

そのためには、まず将来の石炭火力発電電力量を計算する必要がある。第 7 次エネルギー基本計画と同時に示された「2040 年度におけるエネルギー需給の見通し」は、2040 年度の火力比率を 3～4 割程度とする一方、石炭火力・LNG 火力・石油火力の内訳を示

していない。そこで、2030 年度見通しにおける火力内訳（LNG20%、石炭 19%、石油等 2%、合計 41%）が 2040 年度にも比例的に維持されると仮定し、2040 年度の火力比率 30%および 40%の場合の石炭火力発電電力量を算出する¹⁸。

この仮定の下で、2040 年度の石炭比率は、火力比率 30%の場合に 13.9%、火力比率 40%の場合に 18.5%となる。2040 年度の総発電電力量を同見通しと同じく 1.1～1.2 兆 kWh とすると、石炭火力の発電電力量は、火力比率 30%の場合に約 1,529～1,668 億 kWh、火力比率 40%の場合に約 2,039～2,224 億 kWh となる。

そのうえで、想定した石炭火力がすべて、発電コスト検証ワーキンググループの超々臨界圧（USC）モデルプラント相当、すなわち発電端・高位発熱量（HHV）基準の発電効率 43.4%で運転されると仮定した。アンモニア混焼率は熱量ベースで 20%および 50%とし、50%を本試算上の最大ケースとして、必要なアンモニア量を試算した。なお、表 3 および表 4 は、燃料費を比較するため、低位発熱量（LHV）基準で計算した。一方、表 5 は高位発熱量（HHV）基準で計算し、アンモニアの総発熱量には資源エネルギー庁の標準値 22.48 MJ/kg を用い、混焼率も HHV ベースの熱量比とした¹⁹。この場合の必要なアンモニア量は、表 5 のとおりである。

¹⁸ 第 6 次エネルギー基本計画関連資料「2030 年度におけるエネルギー需給の見通し」は、2030 年度の火力内訳を LNG20%、石炭 19%、石油等 2%とする。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_03.pdf。第 7 次エネルギー基本計画関連資料「2040 年度におけるエネルギー需給の見通し」は、2040 年度の発電電力量を 1.1～1.2 兆 kWh 程度、火力比率を 3～4 割程度とする。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_02.pdf

¹⁹ アンモニアの総発熱量 22.48 MJ/kg は、資源エネルギー庁「エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数（2023 年度改訂）の解説」100 ページの表 8-7 による。発電効率 43.4%（HHV、発電端）および所内率 5.6%は、発電コスト検証ワーキンググループ「各電源の諸元一覧」（2025 年 2 月 6 日）13 ページの石炭火力モデルプラントの諸元による。同ページでは、超々臨界圧技術による発電効率を想定している。また、アンモニア混焼率については、同資料 26～27 ページの「石炭火力（アンモニア 20%混焼・50%混焼）（2040 年）」が、20%および 50%を熱量ベースで設定し、石炭火力モデルプラントと同一の発電効率等を用いていることによった。

表 5 2040 年度火力比率別の石炭火力発電量と必要アンモニア量（発電効率 43.4%、混焼率は熱量ベース）

火力比率	石炭比率	石炭発電量	アンモニア 20%混焼	アンモニア 50%混焼
30%	13.9%	約 1,529～ 1,668 億 kWh	約 1,129～ 1,231 万トン	約 2,821～ 3,078 万トン
40%	18.5%	約 2,039～ 2,224 億 kWh	約 1,505～ 1,642 万トン	約 3,762～ 4,104 万トン

IEA の Ammonia Technology Roadmap によれば、2010 年以降の世界のアンモニア貿易量（約 7 割が天然ガス由来、約 3 割が石炭ガス由来。また約 7 割が肥料用途、約 3 割が工業用途）は、おおむね年 1,800 万～2,000 万トンで推移してきた²⁰。表 5 の必要量を、この歴史的な貿易量の幅と比較する。

2040 年度の火力比率を 30%とする場合、想定した石炭火力発電量のすべてに 20%混焼を適用すると、必要なアンモニア量は年約 1,129～1,231 万トンとなる。これは既往の貿易量の約 56～68%に相当する。火力比率 40%の場合には、20%混焼でも年約 1,505～1,642 万トンとなり、既往の貿易量の約 75～91%に相当する。なお、この比較対象は、低排出アンモニアに限定されないアンモニア全体の世界貿易量である。

アンモニア混焼率を 50%にまで高めると、アンモニア必要量はさらに大きくなる。火力比率 30%の場合にアンモニアが年約 2,821～3,078 万トン、火力比率 40%の場合にアンモニアが年約 3,762～4,104 万トンが必要となる。これは、いずれも IEA が示した世界貿易量を大きく上回る。アンモニア混焼の場合のアンモニア必要量は、既往の世界貿易量に対して極めて大きい。

JERA の Blue Point プロジェクトからの調達計画は、碧南火力 4 号機 1 基分の 20%混焼に相当する年約 50 万トン規模である²¹。しかし、これは表 5 で試算した 2040 年度の

²⁰ IEA, *Ammonia Technology Roadmap*, 2021。2010 年以降、世界のアンモニア貿易量は 1,800 万～2,000 万トンの間で推移している。<https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>。

²¹ JERA「低炭素アンモニア製造プロジェクトに関する CF Industries との共同開発契約の締結について」2024 年 4 月 18 日、

必要量である年約 1,129 万～4,104 万トンの約 1～4%にすぎず、両者の間には一桁を超える規模の差がある。公表資料からは、表 5 の必要量に見合うアンモニアの調達・輸送・貯蔵体制を構築する具体的な確定計画は確認できない。

グリーンアンモニアについても、供給網構築に向けた動きはある。2026 年 7 月 2 日の日印首脳共同声明は、エネルギー安全保障分野での協力、水素・アンモニアの重要性およびインド・オディシャ州におけるクリーンアンモニア事業の推進を確認している。また、IHI は、インド企業と年 40 万トン規模のグリーンアンモニア製造・販売事業を共同で検討している²²。しかし、年 40 万トンという規模は、表 5 で示した 2040 年度の必要量の約 1～4%にすぎない。グリーンアンモニアについても、表 5 の必要量に見合うアンモニアの調達・輸送・貯蔵体制を構築する具体的計画は確認できない。

以上のとおり、アンモニア混焼・専焼は、実用化の段階、製造段階を含む正味の CO2 削減効果、費用および必要な供給量のいずれを見ても、石炭火力の十分かつ確実な CO2 削減策とはいえない。

2030 年・2035 年・2040 年までの排出削減を考えるなら、石炭火力を維持してアンモニアに置き換えるよりも、石炭火力そのものを縮小・廃止する方が、CO2 排出削減の効果はより直接的かつ確実である。

https://www.jera.co.jp/news/information/20240418_1885、同「米国における低炭素アンモニア製造プロジェクト『Blue Point』の最終投資決定について」2025 年 4 月 9 日、https://www.jera.co.jp/news/information/20250409_2155。JERA「2025 年度下期 定例記者会見の実施について」2026 年 2 月 18 日（同月 24 日発言要旨追記）は、4 隻で年間約 50 万トンを碧南火力発電所へ輸送する計画を説明している。

https://www.jera.co.jp/news/notice/20260218_2363

²² 外務省「日印首脳共同声明」2026 年 7 月 2 日、8～10 項は、エネルギー安全保障協力、水素・アンモニアの重要性およびオディシャ州のクリーンアンモニア事業の推進を確認している。<https://www.mofa.go.jp/mofaj/files/101054199.pdf>。年 40 万トン規模については、IHI「インド・オディシャ州におけるグリーンアンモニア製造・販売事業の共同検討」を参照。

https://www.ihico.jp/all_news/2024/resources_energy_environment/1201317_13676.html

3 水素混焼・専焼の効果

3.1 水素 30%混焼の CO₂ 排出削減効果

水素混焼について注意すべき点は、体積比と熱量比の違いである。同一の温度・圧力条件では、水素の体積当たり発熱量はメタンの約 3 分の 1 にすぎない。このため、「水素 30%混焼」という表現が体積比を意味する場合、投入エネルギーの 30%が水素に置き換わるわけではない。

表 6 に、水素混焼の体積比と投入熱量比の関係を示す。体積比 30%の水素混焼であっても、水素の投入熱量比は約 11%にとどまる。発電効率が変わらず、水素が同じ熱量の天然ガスを置き換えると仮定すれば、これは発電所での燃焼時 CO₂ 排出量の削減率に概ね相当する。残る約 89%の投入熱量は天然ガスから得られるため、その燃焼に伴う CO₂ は引き続き排出される。また、この削減率には水素の製造・輸送段階の排出が含まれておらず、ライフサイクルでの正味の削減率を示すものではない。資源エネルギー庁も、体積比約 30%の水素混焼は、熱量比では約 10%に相当すると説明している²³。

表 6 水素混焼の体積比とエネルギー比（＝燃焼時 CO₂ 削減率）の関係²⁴

水素混焼の体積比	エネルギー比（燃焼時 CO ₂ 削減率に相当）
20%	約 7%
30%	約 11%
50%	約 23%

²³ 資源エネルギー庁「目前に迫る水素社会の実現に向けて～『水素社会推進法』が成立（前編）サプライチェーンの現状は？」（2024 年 9 月 3 日）は、水素の熱量比 10%が体積比 30%に相当すると説明している。

https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/suisohou_01.html

²⁴ 東田正憲ほか「舶用水素エンジン及び MHFS の開発」（NEDO 水素・アンモニア成果報告会 2025、2025 年 7 月 17 日）6 頁に示された水素およびメタンの低位発熱量（水素 10.8 MJ/Nm³、メタン 35.8 MJ/Nm³）を用いて筆者が計算した。

<https://www.nedo.go.jp/content/800030740.pdf>

JERA は、2028 年度までに天然ガス焚きガスタービン・コンバインドサイクル（GTCC）発電設備で体積比 30%の混焼実証を行い、2030 年代半ばの商用運転を目指す計画であった。技術検証事業は、2025 年 2 月の NEDO ステージゲート審査の結果中止となった。JERA と NEDO は、燃焼器技術等の進展により、大規模発電設備での実証を行わずに次の開発段階へ進める見通しが得られ、当初計画した実証の技術的意義が喪失したためと説明している²⁵。関西電力は、姫路第二発電所で 2025 年 6 月に体積比 30%の水素混焼発電を達成したと公表している²⁶。ただし、いずれも、商用規模で全国の火力発電所に展開できる段階に達したものではない。

3.2 製造段階を含めた正味の CO2 削減効果

水素も、アンモニアと同様に製造段階を含めて評価する必要がある。グレー水素は天然ガスの水蒸気改質により製造され、製造段階で CO2 が排出される。ブルー水素は CCS 付き化石燃料由来水素であり、削減効果は CCS の回収率に依存する。グリーン水素は再生電力による水電解で製造される。

グレー水素は、1 トン当たり製造段階で約 9.0 t-CO₂eq が排出されている²⁷。水素 1 トンの低位発熱量は 121.60 GJ、すなわち 121,600 MJ である。同じ熱量を LNG で得る場

²⁵ JERA「大規模水素サプライチェーン構築に係る水素混焼発電の技術検証」2024 年 9 月 6 日、資料 7。NEDO「水素・燃料電池成果報告会 2025 大規模水素サプライチェーン構築に係る水素発電技術の開発」2 ページ、11～14 ページ。

<https://www.nedo.go.jp/content/800030684.pdf>

²⁶ 関西電力「姫路第二発電所での水素混焼発電実証開始について」2025 年 3 月 28 日。
https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2025/pdf/20250328_2j.pdf。同「姫路第二発電所での水素混焼発電実証～混焼率 30%の達成～」2025 年 6 月 6 日。

https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2025/pdf/20250606_1j.pdf

²⁷ IEA, Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity, 2023, pp.39-41。天然ガスを CCS なしで水蒸気改質する場合の製造設備からの直接排出を約 9 t-CO₂eq/t-H₂ とする。同報告書は、上流・中流排出を含む排出原単位を 10～14 t-CO₂eq/t-H₂、世界中央値の上流・中流排出を用いた場合を約 11 t-CO₂eq/t-H₂ としている。本意見書の試算では、直接排出の約 9t-CO₂eq/t-H₂ を用いた。

合、CO₂ 排出量は $55.7 \text{ g-CO}_2\text{eq/MJ} \times 121,600 \text{ MJ} = \text{約 } 6.8 \text{ t-CO}_2\text{eq}$ に相当するので、水素に置き換えると燃焼時の CO₂ 排出量が約 6.8 t-CO₂ 減少する。したがって、同じ熱量の LNG を燃焼する場合の約 6.8 t-CO₂ と比べると、グレー水素の場合は、水素 1 トン当たり約 2.2 t-CO₂ 多くなる。

一方、正味の CO₂ 削減量を把握するためには、燃焼時だけでなく、水素の製造段階で排出される CO₂ を考慮する必要がある。その結果を表 7 に示す。

グレー水素については、前述のとおり、同じ熱量の LNG を燃焼する場合と比べて、水素 1 トン当たり約 2.2 t-CO₂ 多くなる。これを体積比 30%混焼（熱量比約 11.4%）全体に換算すると、CO₂ 排出量は約 3.8%増加する。

ブルー水素については、約 9.0 t-CO₂eq/t-H₂ を基準とし、製造時の CO₂ が回収されるものと仮定すると、回収率 90%のケースの未回収分は、水素 1 トン当たり約 0.9

$(9.0 \times 0.1) \text{ t-CO}_2\text{eq}$ 、回収率 50%のケースで約 4.5 $(9.0 \times 0.5) \text{ t-CO}_2\text{eq}$ の増加となる。そのため、同じ熱量の LNG との差は、回収率 90%のケースでは水素 1 トン当たり約 5.9 t-CO₂eq の減少(6.8-0.9)、回収率 50%のケースでは約 2.3 t-CO₂eq の減少(6.8-4.5)となる²⁸。これを体積比 30%混焼（熱量比約 11.4%）全体に換算すると、それぞれ約 9.9%、約 3.8%の減少となる。ブルー水素の場合、正味の削減効果は回収率に大きく左右される。いずれも、上流部分の天然ガスの採掘・輸送段階のメタン漏洩を含めれば、削減効果はさらに小さくなる²⁹。

グリーン水素であれば製造由来 CO₂ はゼロに近い。しかし、同じ再エネ電力を電力部門の排出削減に使うのであれば、電力として送電網に供給する方が、水素製造・輸送・発

<https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity>。本意見書では、水素製造よりも上流に当たる原料天然ガスの採掘・処理・輸送に伴う CO₂ 排出およびメタン漏洩は含めない。水素の低位発熱量 121.60 GJ/t は、資源エネルギー庁「エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数（2023 年度改訂）の解説」99 ページの表 8-6 による。

https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/shv2023_cmt.pdf

²⁸ 回収率 90%と回収率 50%は、いずれも回収率の違いが試算結果に与える影響を確認するための感度ケースであり、特定事業の実績値を示すものではない。

²⁹ Howarth, R.W. & Jacobson, M.Z., “How green is blue hydrogen?”, Energy Science & Engineering, 9(10), 1676-1687, 2021. DOI: 10.1002/ese3.956.

電の経路に伴う追加の変換損失を避けながら LNG 火力を代替できる。水素を経由する経路は、エネルギー効率の面で不利である。

表 7 水素の体積比 30%混焼の製造段階を含めた正味の CO2 削減効果

水素の製造方法	製造段階の CO2 (未回収分、t-CO2eq/t-H2)	同じ熱量の LNG (約 6.8 t-CO2eq) との差 (t-CO2eq)	体積比 30%混焼時の 正味の増減率
グレー（天然ガス由来、CCS なし）	約 9.0	約 2.2 増	+3.8%（増加）
ブルー（CCS 回収率 90%、比較用の感度ケース）	約 0.9	約 5.9 減	−9.9%
ブルー（CCS 回収率 50%の感度ケース）	約 4.5	約 2.3 減	−3.8%
グリーン（再エネ由来）	0（製造時直接 CO2 のみ）	約 6.8 減	−11.4%

3.3 水素混焼・専焼のコストと水素供給量

水素混焼・専焼も、発電コストで事業用太陽光より高い。表 8 に示すように、発電コスト検証ワーキンググループは、2040 年断面の発電単価として、LNG（水素 10%混焼）を 16.9～22.3 円/kWh、水素専焼を 24.4～33.1 円/kWh と試算している。事業用太陽光は 6.9～8.8 円/kWh である³⁰。

表 8 発電コスト検証 WG による発電単価（水素、2040 年、政策経費あり、円/kWh）

電源	発電単価（円/kWh）
LNG（水素 10%混焼[熱量比 10%、体積比では約 30%]）	16.9～22.3
水素（専焼）	24.4～33.1
事業用太陽光（参考）	6.9～8.8

³⁰ 水素混焼・専焼及び事業用太陽光の発電単価については、前掲注 14 参照。

LNG（水素 10%混焼）の発電単価は事業用太陽光の約 1.9 倍から 3.2 倍、水素専焼は約 2.8 倍から 4.8 倍に達する。なお、水素混焼、専焼ともに、水素燃料器や水素貯蔵タンク等の固有設備費が考慮されていない。この点はアンモニアと同様である³¹。

表 9 は、水素体積比 30%混焼について、用途と価格地点が異なる政府資料の参照値である 30 円/Nm³および 100 円/Nm³に、その中間値である 50 円/Nm³を加えて感度ケースを設定し、水素価格に応じた CO₂ 削減費用を示したものである。この費用は、水素燃料費から置き換えられる LNG 燃料費を差し引いた追加燃料費を、燃焼時 CO₂ 削減量で割って算出した。本意見書の試算では、2030 年の CIF 供給コスト目標 30 円/Nm³なら約 0.5 万円/t-CO₂、一般的な水素ステーション販売価格として示された 100 円/Nm³なら約 12.1 万円/t-CO₂ となった³²。これらは発電所着の燃料価格を同一時点・同一地点で比較したものではない。

³¹ 水素燃料器、水素貯蔵タンク等の固有設備費については、前掲注 15 参照。

³² 政府資料に示された水素価格の例および目標については、資源エネルギー庁「エネルギー白書 2022」第 3 部第 8 章第 1 節（一般的な水素ステーション販売価格 100 円/Nm³、2030 年 CIF 供給コスト目標 30 円/Nm³、2030 年供給量目標最大 300 万 t/年）による。
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2022/html/3-8-1.html>。「水素基本戦略」（2023 年 6 月 6 日）及び「水素基本戦略改定のポイントについて」（2023 年 6 月 22 日）も参照した。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/20230606_2.pdf、https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/saisei_energy/kaigi_dai4/siryou1-1.pdf

試算前提として、LNG 価格を 15 ドル/MMBtu（HHV）、為替レートを 1 ドル 160 円とした。LNG 価格 15 ドル/MMBtu を円換算し、1 MMBtu=1.055056 GJ として、 $15 \times 160 \div 1.055056 = 2,274.76$ 円/GJ（HHV）とした。LNG の低位発熱量は総発熱量の $49.82 \div 54.69 = \text{約 } 0.911$ 倍であるため、低位発熱量基準の熱量単価は、 $2,274.76 \div (49.82 \div 54.69) = 2,497.12$ 円/GJ（LHV）となる。

LNG の発熱量および炭素排出係数は、資源エネルギー庁「エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数（2023 年度改訂）の解説」による。

https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/shv2023_cmt.pdf。同資料の真発熱量基準の炭素排出係数 15.19 g-C/MJ を用い、LNG の燃焼時 CO₂ 排出係数を、 $15.19 \times 44 \div 12 = 55.6967$ g-CO₂/MJ=0.055697 t-CO₂/GJ とした。

表 9 水素 30%混焼の CO2 削減費用（燃焼時基準）

水素価格	熱量当たり燃料費 (円/GJ)	熱量当たり燃料費比 (対 LNG)	CO2 削減費用
30 円/Nm ³ (2030 年 CIF 供給コスト 目標)	約 2,778	約 1.1 倍	約 0.5 万円/t-CO2
50 円/Nm ³	約 4,630	約 1.9 倍	約 3.8 万円/t-CO2
100 円/Nm ³ (水素 ステーション販売価 格の参照値)	約 9,259	約 3.7 倍	約 12.1 万円/t-CO2

表 9 の値は、燃焼時の CO2 削減量でみた削減費用である。製造由来 CO2 を含めれば実質的な CO2 削減費用はさらに高くなる。比較用の CCS 回収率 90%の感度ケースでは正味削減率が約 9.9%であるから、削減費用は表 9 の約 1.2 倍に上がる。CCS 回収率 50%の感度ケースでは正味削減率が約 3.8%に低下し、削減費用は約 3.0 倍に上がる。

水素社会推進法に基づく価格差支援制度は水素にも適用される。この制度の存在は、政策上、低炭素水素等と既存燃料との価格差が課題として認識されていることを示している。

3.4 水素供給量の制約

水素供給量の制約も重大である。将来必要となる水素量を試算するためには、まず 2040 年度の LNG 火力発電電力量を求める必要がある。「2040 年度におけるエネルギー需給の見通し」は、2040 年度の火力比率を 3～4 割程度としているが、石炭火力、LNG 火力および石油火力の内訳を示していない。そこで、表 5 のアンモニア必要量の試算と

水素の低位発熱量 10.8 MJ/Nm³については、前掲注 24 参照。表 9 は、用途および価格地点の異なる参照値を感度計算に用いたものであり、発電所着価格の予測ではない。

同様に、2030 年度見通しにおける火力内訳（LNG20%、石炭 19%、石油等 2%、合計 41%）が 2040 年度にも比例的に維持されると仮定する³³。

この仮定の下では、2040 年度の LNG 比率は、火力比率 30%の場合に約 14.6%、火力比率 40%の場合に約 19.5%となる。2040 年度の総発電電力量を 1.1～1.2 兆 kWh とすると、LNG 火力発電電力量は、火力比率 30%の場合に約 1,610～1,756 億 kWh、火力比率 40%の場合に約 2,146～2,341 億 kWh となる。

その上で、当該 LNG 火力の全発電量について、低位発熱量基準の発電効率 61%で運転し、体積比 30%の水素混焼を行う場合を試算する。体積比 30%は熱量比約 11.4%に相当し、水素の低位発熱量は 121.60 GJ/t とした³⁴。この場合に必要となる水素量は、表 10 のとおりである。

表 10 2040 年度火力比率別の LNG 火力発電量と必要水素量（発電効率 61%〔低位発熱量基準〕、水素体積比 30%〔熱量比約 11.4%〕）

火力比率	LNG 比率	LNG 火力発電電力量	必要水素量
30%	約 14.6%	約 1,610～1,756 億 kWh	約 89～98 万トン
40%	約 19.5%	約 2,146～2,341 億 kWh	約 119～130 万トン

必要水素量は、火力比率 30%の場合に年間約 89～98 万トン、火力比率 40%の場合に年間約 119～130 万トンとなる。これを、改定水素基本戦略が掲げる 2030 年の水素等導入目標 300 万トン（水素換算）と比較すると、それぞれ約 30～33%および約 40～43%に相当する³⁵。同目標は、発電用途だけでなく、産業、運輸等を含む全用途の合計であり、低排水素だけを対象とするものでもない。したがって、本意見書での試算では、LNG 火力への体積比 30%混焼だけで、2030 年の国内導入目標の約 3 割から 4 割強に相当する水素が必要となる。

他方、水素混焼を CO2 削減策と位置づけるには、低排水素を調達する必要がある。しかし、世界の低排水素の供給量は限られている。IEA によれば、世界の水素需要は

³³ 2030 年度の火力内訳及び 2040 年度の発電電力量・火力比率については、前掲注 18 参照。

³⁴ 水素の低位発熱量 121.60 GJ/t については、前掲注 27 参照。

³⁵ 2030 年の水素等導入目標 300 万トン（水素換算）については、前掲注 32 参照。

2025 年に 1 億トンを超えた一方、低排出水素の生産量は 100 万トン弱にとどまった。低排出水素の生産量が世界の水素生産量の 1%を初めて超えるのは、2026 年と見込まれている。国際取引では初期の商業出荷が始まっているものの、低排出水素およびその由来燃料の世界市場はまだ形成されておらず、長期の二国間契約が中心である³⁶。

以上から、水素混焼を前提としても、LNG 火力の新設・維持を 2030 年・2035 年・2040 年に向けた排出削減手段と評価することはできない。また、水素混焼への将来転換を見込んで LNG 火力を新設することは、化石燃料設備の長期利用につながり、その利用が固定化されるロックインのリスクを生じさせる。

4 混焼・専焼を見込む火力の維持と 1.5 度目標

4.1 政策文書とアンモニア、水素の CO2 排出削減効果

第 6 次、第 7 次エネルギー基本計画には、水素・アンモニア、CCUS 等を活用した火力の「脱炭素化」が位置づけられている。第 7 次エネルギー基本計画と同時に示された 2040 年度のエネルギー需給見通しは、電源構成として火力を 3～4 割程度とし、第 7 次エネルギー基本計画は、水素・アンモニア、CCUS 等を活用した火力の脱炭素化を進めるとしている。

しかし、政策文書に技術が記載されているからといって、当該技術が 2030 年・2035 年・2040 年までに商用規模で排出削減を実現できることを意味するものではない。政策上の位置づけだけでは、商用規模での利用可能性、費用面の合理性、ライフサイクルでの十分な削減効果を確認することはできない。

前章までで確認したとおり、アンモニア混焼・専焼および水素混焼には、商用化段階、正味削減効果、供給量、費用、時間軸に大きな制約がある。したがって、政策文書への記載だけでは、被告らの火力発電継続計画と排出削減経路との整合性を確認することはできない。

同様の問題意識は、日本を対象とした外部分析にも示されている。TransitionZero の 2022 年報告書は、アンモニア混焼、IGCC 及び CCS を「advanced coal technologies

³⁶ IEA, *Global Hydrogen Review 2026*. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2026>

（石炭新発電技術）」として検討し、これらは高コストで日本のネットゼロ目標と整合せず、CCS を備えない技術の排出削減効果には限界があると評価している³⁷。

4.2 2040 年度火力比率の下で残る CO2 排出量

第 7 次エネルギー基本計画が掲げる 2040 年度の火力比率 3～4 割程度を前提として、石炭火力・LNG 火力から残る CO2 排出量を試算する。同計画は火力全体の比率を示しているものの、石炭火力、LNG 火力及び石油火力の内訳を示していない。そこで、第 6 次エネルギー基本計画の 2030 年度見通しにおける火力内訳（LNG20%、石炭 19%、石油等 2%、合計 41%）が比例的に維持されるものと仮定し、石油火力は試算の対象から除いた。

排出係数及び発電効率は、アンモニアと水素について前章までで用いた条件と同じである。石炭火力の発電端排出係数は約 0.753kg-CO₂/kWh とし、アンモニア 50%混焼では石炭由来排出の 50%、20%混焼では 80%が残るものとした。LNG 火力の発電端排出係数は約 0.329kg-CO₂/kWh とし、体積比 30%の水素混焼では、熱量比に基づき LNG 由来排出の 88.6%が残るものとした。

アンモニア及び水素の製造段階の CO2 排出量はゼロと仮定した。つまり、表 11 は、石油火力と燃料製造段階の排出を除いた石炭火力・LNG 火力分の残存排出量を示している。

表 11 2040 年度火力比率の下で残る石炭・LNG 火力由来 CO2 排出量（石油火力・燃料製造時 CO2 を除く）

ケース	前提	石炭火力由来	LNG 火力由来	合計
最小	火力 30%、総発電電力量 1.1 兆 kWh、石炭はアンモニア 50%	約 5,754 万 t-CO ₂	約 4,688 万 t-CO ₂	約 1.04 億 t-CO ₂

³⁷ TransitionZero, “Coal-de-sac: Advanced Coal in Japan,” 2022 年 2 月 14 日。日本語版報告書は、アンモニア混焼、石炭ガス化複合発電（IGCC）、石炭火力への CCS 適用等を「石炭新発電技術」と定義し、日本の電力部門におけるこれらの技術のコストおよび CO2 排出削減能力を分析している。<https://www.transitionzero.org/insights/advanced-coal-in-japan>

ケース	前提	石炭火力由来	LNG 火力由来	合計
	混焼、LNG は水素 30%混焼			
最大	火力 40%、総発電電 力量 1.2 兆 kWh、石 炭はアンモニア 20% 混焼、LNG は水素 30%混焼	約 1.34 億 t- CO2	約 6,819 万 t- CO2	約 2.02 億 t- CO2

なお、表 11 は石油火力分を含めていない。アンモニア・水素の製造段階 CO2 もゼロと置いている。実際にグレーアンモニア、グレー水素、または回収率の低いブルーアンモニア・ブルー水素を用いる場合には、残存排出量は表 11 より大きくなる。表 11 は、本文で設定した感度ケースにおいて、2040 年度に石炭火力・LNG 火力由来の排出が相当量残ることを示している。

さらに、火力発電所は、一度建設されれば長期にわたって稼働する設備である。発電コスト検証ワーキンググループは、石炭火力および LNG 火力のモデルプラントについて 40 年の稼働年数を設定している³⁸。

電力広域的運営推進機関「2026 年度供給計画の取りまとめ」によれば、発電事業者が届け出た 2035 年度末までの電源開発計画として、LNG 火力は、新設計画 17 地点・998.0 万 kW、増減出力計画 1 地点・1.4 万 kW、廃止計画 10 地点・182.1 万 kW が計上されている。なお、実施年月を「未定」とした計画も集計に含まれる。これらは事業者の届出に基づく計画値であり、全件の実現が確定したものではない。設備容量を単純に差し引くと、新設計画から廃止計画を控除した純増は 815.9 万 kW、増減出力計画を含めると

³⁸ 発電コスト検証ワーキンググループ「各電源の諸元一覧」2025 年 2 月 6 日、12～14 ページ。石炭火力及び LNG 火力のモデルプラントは、いずれも稼働年数 40 年とされている。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_02.pdf

817.3 万 kW となる³⁹。長期脱炭素電源オークションでは、LNG 専焼火力の新設・リプレースが 2023 年度から 2025 年度までの 3 年間に限り対象に含まれ、供給力提供開始から 10 年後に脱炭素化に向けた対応が求められる。落札電源が容量収入を得られる期間は、原則 20 年間である⁴⁰。

新設 LNG 火力が当初は LNG 専焼で稼働し、将来の水素混焼・専焼を前提に長期利用されることは、JERA 知多火力発電所 7 号機の脱炭素化ロードマップに具体的に示されている。同ロードマップでは、2023 年度に長期脱炭素電源オークションで落札した電源について、2029 年度に LNG 専焼で運転を開始し、2030 年代前半に水素 10%混焼、2040 年代に水素専焼へ進む工程が示されている。さらに、2030 年代前半の混焼化と 2040 年代前半の専焼化についても、ロードマップ上は長期脱炭素電源オークションでの落札が記載されている。前提条件としては、長期脱炭素電源オークション、サプライチェーン支援等の制度適用を通じた投資回収と事業性の確保、技術開発と実証試験の成功、燃料調達環境の確保、ブルー水素利用時の CCS 開発状況等が挙げられている⁴¹。

³⁹ 電力広域的運営推進機関「2026 年度供給計画の取りまとめ」2026 年 3 月 30 日。

https://www.occto.or.jp/assets/various/kyoukei/torimatome/260330_kyokyukeikaku_torimatome/260330_kyokei_torimatome.pdf

⁴⁰ 電力広域的運営推進機関「長期脱炭素電源オークション約定結果」2023 年度、2024 年度、2025 年度。https://www.occto.or.jp/assets/market-board/market/oshirase/2024/files/240426_longauction_youryouyakujokekka_kouhyou_ousatsu2023.pdf、https://www.occto.or.jp/assets/market-board/market/oshirase/2025/files/250428_longauction_youryouyakujokekka_kouhyou_ousatsu2024.pdf、https://www.occto.or.jp/assets/various/capacity-market/jitsujukyukanren/2025_boshuyoukou_long/260513_longauction_youryouyakujokekka_kouhyou_ousatsu2025.pdf。集計は各資料で同じ電源区分として公表された約定容量を合計した。水素・アンモニア案件の取扱いについては、資源エネルギー庁「長期脱炭素電源オークションの水素・アンモニア案件の事前審査について」2026 年 2 月 18 日も参照。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene/shinene/suiso_seisaku/pdf/015_02_00.pdf

⁴¹ 株式会社 JERA「知多火力発電所 7 号機の脱炭素化ロードマップ」2023 年 10 月。

<https://www.occto.or.jp/assets/market->

仮に、技術開発、燃料調達、必要設備の整備、制度支援等の前提条件がすべて満たされ、計画どおり水素混焼・専焼への転換が進むという最も楽観的な想定を置いたとしても、新設 LNG 火力は、商用規模の水素混焼が実装されるまでは LNG 専焼で運転され、その間、LNG 燃焼に伴う CO₂ を排出し続ける。水素混焼へ移行した後も、LNG を燃焼する限り CO₂ 排出は残る。さらに、水素専焼へ移行しても、使用する水素の製造方法によっては製造段階の CO₂ 排出が残る。したがって、このような新設・維持は、少なくとも移行期間中の化石燃料利用と CO₂ 排出を伴い、火力発電設備の利用期間を長期化させる可能性がある。

5 火力発電政策の形成過程への電力会社・電力業界団体の継続的関与

5.1 対象資料と方法

本章では、火力発電政策に直接関係する政府審議会等を対象として、被告電力会社の一部、被告 JERA の親会社、電力業界団体等が、政策形成過程にどのように参加し、どのような論点を提示していたかを検討する。対象は、火力発電政策の形成に関係する 12 会議体である。

具体的には、GX 実行会議、基本政策分科会、制度検討作業部会、電力・ガス基本政策小委員会、電力システム改革小委員会制度設計ワーキンググループ、電力システム改革の検証を踏まえた制度設計ワーキンググループ、グリーントランスフォーメーション推進小委員会、水素・アンモニア政策小委員会、資源・燃料分科会、カーボンマネジメント小委員会、CCS 事業制度検討ワーキンググループ、CCS 事業の支援措置に関するワーキンググループである。

対象 12 会議体は、被告側の参加の有無を基準に選んだものではない。火力発電政策との直接関連性があり、公開された会議資料、委員名簿、議事録本文によって参加状況と発言内容を確認できる会議体を対象とした。

これらの会議体では、電力の安定供給、容量市場、予備電源、長期脱炭素電源オークション、エネルギー基本計画、火力発電の「脱炭素化」、水素・アンモニア、

board/market/jitsujukyukanren/boshuyoukou_long/files/2023_jera_chitakaryokuhatsudensho7goki.pdf

CCS/CCUS、燃料調達、エネルギー資源政策が具体的に検討されている。被告電力会社の一部、被告 JERA の親会社、電力業界団体等の参加状況は、名簿と議事録から確認できる。

本意見書の作成にあたっては、公開された会議資料、委員等名簿および議事録本文を整理した。対象期間は 2013 年 7 月から 2026 年 3 月までである。対象 12 会議体の会議は 399 回あり、そのうち全文議事録を確認できた 371 回から 25,519 件の発言単位を抽出した。全文議事録がない 28 回は発言量集計から除外した。

委員等名簿の掲載数は 8,375 人回である。本意見書では、1 人の氏名が 1 回の会議の委員、オブザーバー等の名簿に掲載された場合を 1 人回と数える。同一人物が複数回の会議の名簿に掲載された場合は、その回数に応じて数えた。これは名簿への掲載数であり、実際の出席回数ではない。

なお、対象会議体では、電力会社・電力業界団体の関係者が「オブザーバー」として名簿に記載されている場合が多い。しかし、ここでいうオブザーバーは、会議を傍聴するだけの者ではない。議事録には、オブザーバーとして意見や質問を述べた発言が記録されている。本意見書では、委員とオブザーバーの制度上の地位を同一視しないが、実際に発言したオブザーバーについては、審議に参加し、制度形成に関わる論点を提示した者として扱う。したがって、オブザーバーという名称だけを理由に、政策形成過程への関与がなかったとみることはできない。

発言文の空白・改行を除く全文字数は 16,148,609 字である。以下の発言者別の文字数も、空白・改行を除く全文字数である。ここでいう発言単位とは、議事録本文を発言者ごとに区切った一まとまりの発言をいう。名簿掲載数とは、ある会議の委員、オブザーバー等の名簿に個人名が記載された 1 件をいい、実際の出席回数ではない。集計、発言者の名寄せ、属性分類、語彙リストおよび欠測処理の方法は脚注に示した⁴²。

⁴² 本章では、2013 年 7 月から 2026 年 3 月までに開催された対象 12 会議体 399 回について、公表された会議資料、委員等名簿、議事録を収集して整理した。全文議事録を確認できた 371 回から、議事録本文を発言者ごとの発言単位に分け、同じ回の委員等名簿、自己紹介及び座長による紹介と照合して発言者を特定した。全文議事録がない 28 回は発言量集計から除外した。文字数は、発言文から空白、改行、改ページ等を除いた全文字数とした。属性別発言量及びキーワード出現回数は、この文字数を用いて集計した。一般送配電事業者、送配電網協議会及び OCCTO は、発言量と語彙頻度の電力側から除外し

なお、本集計では、2020 年 4 月の法的分離後の一般送配電事業者を別区分とした。他方、法的分離前は、発電・小売部門と送配電部門が同一の電力会社内に置かれていたため、当時の名簿に電力会社所属として記載された者には、送配電部門の所属者が含まれる。

5.2 電力会社・電力業界団体の継続的参加

対象 12 会議体の名簿掲載 8,375 人回を業種別に分類すると、被告電力 8 社の掲載は送配電部門を含め 420 人回であった。ここに被告 JERA の親会社である中部電力系列 147 人回、東京電力系列 4 人回、電力業界団体 197 人回、被告以外の電力会社 1 人回を加えた広義の電力関係は 769 人回、9.2%である。このうち、一般送配電事業者および送配電網協議会を除く発言分析対象は 615 人回、7.3%である。被告以外の主要産業、ガス事業、電力以外の業界団体を含む産業側全体は 1,922 人回、22.9%であった。

被告電力 8 社のうち、法的分離後の一般送配電事業者を別区分とした集計で、対象 12 会議体の正式名簿に個人名が記載されているのは、関西電力、電源開発、東北電力、中国電力の 4 社であり、合計 325 人回、18 人の個人名が確認できる。内訳は、関西電力 145 人回、7 人、電源開発 136 人回、8 人、東北電力 30 人回、2 人、中国電力 14 人回、1 人である。九州電力は正式名簿には記載されていないが、ヒアリング等の議事録本文に同社関係者の発言が確認できる。北陸電力、北海道電力、四国電力、被告 JERA、神戸製鋼所は、対象 12 会議体の正式名簿には記録されていない。ただし、被告 JERA については、グリーントランスフォーメーション推進小委員会、電力・ガス基本政策小委員会および水素・アンモニア政策小委員会の 4 回の会議で 10 件の発言単位が確認できる。水素・アンモニア政策小委員会第 1 回合同会議では、当時 JERA 取締役副社長執行役員であった奥田久栄氏（中部電力出身。2023 年 4 月から JERA 代表取締役社長 CEO 兼 COO）が、同社が国内発電量の約 3 割を担う発電事業者であると説明したうえで、アンモニアを主に

た。資源・燃料分科会第 20 回は書面審議で、公式ページに名簿及び議事録がないため、直前回の公式名簿で補完した。文字情報の抽出、発言単位の区分、表記揺れを伴う発言者の照合及びキーワードが用いられた文脈の判定には一定の限界がある。

石炭火力、水素を主にガスタービン型発電所の燃料に段階的に切り替える方針を述べている⁴³。

本件被告ではないものの、被告 JERA の親会社である中部電力株式会社および東京電力ホールディングス株式会社系列の関係者も対象会議体の名簿に掲載されている。中部電力は GX 実行会議の勝野哲氏（同会議参加時は中部電力代表取締役会長。元同社代表取締役社長、元電気事業連合会会長）を含む 147 人回、7 人、東京電力系列は 4 人回、4 人である。したがって、法的分離後の一般送配電事業者を別区分とした被告電力 8 社の名簿上個人名 18 人に、JERA 親会社 2 社の個人名 11 人を加えると、少なくとも 29 人の個人名が確認できる。

一方で、気候変動問題を主たる活動対象とする団体の関係者が、対象 12 会議体の委員等名簿に掲載された記録は確認できない。ただし、基本政策分科会第 63 回では、Climate Youth Japan の関係者がヒアリング対象者として発言しており、4 発言、5,971 字が確認できる。同団体の関係者は対象 12 会議体の恒常的な委員ではなく、この回のヒアリングにおいて発言したものである。本件原告団、気候被害当事者団体、または火力発電への強い規制を主に求める団体が、対象 12 会議体に継続的・組織的に参加した記録は確認できない。検索対象としたのは、気候ネットワーク、FoE Japan、WWF、Greenpeace、Climate Integrate、環境エネルギー政策研究所、若者気候訴訟原告団、Fridays For Future 等である。公益財団法人自然エネルギー財団および特定非営利活動法人原子力資料情報室についても、議事録本文中に発言が確認できる。

消費者・生活者側の掲載も確認できる。NACS（日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会）、日本消費者協会、日本生協連等を含めると、消費者団体・生活者側の名簿掲載は 301 人回、3.6%であった。この分類は名簿上の所属に基づくものであり、各団体が同じ見解を示したことを意味しない。このうち、NACS の辰巳菊子氏と、基本政策分科会で辰巳氏の後任となった村上千里氏は継続的に参加していた。辰巳氏は

⁴³ 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合同会議第 1 回議事録、2022 年 3 月 29 日、10-11 ページ。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/001_gijiroku.pdf。株式会社 JERA「役員紹介」（2026 年 7 月 14 日最終閲覧）。
<https://www.jera.co.jp/corporate/about/officer>

42 人回掲載され、40 会議で 77 回、90,678 字の発言が確認できる。村上氏は 58 人回掲載され、53 会議で 83 回、79,764 字の発言が確認できる。

辰巳氏は基本政策分科会第 26 回で、石炭火力を新增設すれば、40 年間の稼働によって 2060 年頃まで残ると指摘し、「だから新設はやめて、順次フェードアウトして、なくしていかなければならない」と述べた。村上氏は水素政策小委員会・アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会第 3 回で、「2030 年断面で 2 割混焼のために石炭火力を残すことというのは、1.5℃目標には整合しない」と述べた。さらに、基本政策分科会第 59 回では、SC 及び USC をフェーズアウトの対象とすべきであり、アンモニア 50%混焼であっても「対策が取られていないガス火力レベル」とであると指摘した。同第 68 回では、想定された火力の排出原単位を実現するにはアンモニアがほぼ専焼レベルとなる一方、コスト検証では非常に高コストであったとして、火力を 3~4 割用いる想定に疑問を示した。水素・アンモニア政策小委員会第 15 回でも、石炭火力へのアンモニア混焼は CO2 削減の速度が非常に遅いと述べ、今後も混焼を支援する必要があるのかを検討するよう求めている⁴⁴。

このように、消費者・生活者の立場からの発言は確認できるが、その発言量は、電力会社・電力業界関係者と比べると限られている。議事録本文に基づく発言量を見ると、対象

⁴⁴ 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第 26 回議事録、2018 年 4 月 27 日、23~24 ページ。辰巳菊子氏の発言。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/026/pdf/026_015.pdf。総合資源エネルギー調査会水素政策小委員会・アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会第 3 回議事録、2022 年 4 月 27 日、14 ページ。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/003_gijiroku.pdf。総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第 59 回議事録、2024 年 7 月 23 日、19 ページ。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/059/059_007.pdf。同第 68 回議事録、2024 年 12 月 25 日、18 ページ。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/068/068_009.pdf。総合資源エネルギー調査会水素・アンモニア政策小委員会第 15 回議事録、2026 年 2 月 18 日、22 ページ。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/015_gijiroku.pdf

12 会議体で電力会社・電力業界関係者（一般送配電事業者、送配電網協議会および OCCTO を除く）の発言が確認できた会議は 277 回、発言者の延べ数は 499 人回、発言は 907 回、文字数は 752,166 字であった。制度検討作業部会では、議事録が確認できる 92 回すべてで発言が確認され、発言者延べ 243 人回、484 回発言、331,690 字の発言があった。電力・ガス基本政策小委員会では、全文議事録 84 回中 78 回で発言が確認され、180 回発言、136,667 字の発言があった。

名簿掲載の業種別集計は対象 12 会議体の 8,375 人回を母集団とする。他方、上記の発言量集計は、議事録本文を解析できた 371 回の会議を対象とし、一般送配電事業者、送配電網協議会および OCCTO を除外している。したがって、名簿掲載の割合と発言量の数値は母集団が異なり、直接に比率を比較するものではない。

主要発言者を見ると、GX 実行会議では中部電力代表取締役会長の勝野哲氏について、全文議事録を確認できた 14 回すべてで、各 1 件、計 14 件の発言単位が確認できる。制度検討作業部会では、関西電力の小川氏が 35 回の会議で 92 件の発言単位、86,695 字、電源開発の菅野氏が 35 回の会議で 51 件の発言単位、29,488 字、電源開発の加藤氏が 34 回の会議で 62 件の発言単位、34,566 字であった。小川氏については、「小川オブザーバー」と役職を含む「小川関西電力株式会社執行役員エネルギー・環境企画室長」を同一人物として統合した。電力・ガス基本政策小委員会では、電気事業連合会の佐々木氏が 30 回の会議で 54 件の発言単位、33,368 字であった。

これに対し、環境・気候側の関連発言は、自然エネルギー財団 17 回、20,161 字、原子力資料情報室 3 回、7,820 字、Climate Youth Japan 4 回、5,971 字、合計 24 回、33,952 字である。これは電力会社・電力業界関係者の発言 907 回、752,166 字に対し、発言回数で約 2.6%、発言文字数で約 4.5%である。

以上から、対象 12 会議体には、消費者・生活者の立場から脱炭素を求める意見を述べた委員がいた。一方、若者気候団体の関係者による発言は、委員等としての継続的な参加によるものではなく、ヒアリングの機会に限られていた。これに対し、電力会社・電力業界関係者が継続的に名簿に掲載され、発言する機会を持っていた。

本件原告団、気候被害当事者団体、または火力発電への強い規制を主に求める団体が同程度に継続参加していたことは、公開資料上確認できない。国の火力発電政策と電力会社・電力業界との関係を検討する際には、これらの名簿掲載・発言の事実も考慮する必要がある。

5.3 電力会社・電力業界関係者の発言の傾向

対象 12 会議体の議事録を内容分析すると、電力会社・電力業界関係者の発言では、火力発電の維持に関係する語彙や論点が多く現れていた。

火力維持関連語彙として、安定供給、供給力、調整力、需給逼迫、火力、石炭、LNG、天然ガス、燃料調達、容量市場、予備電源、長期脱炭素電源、投資回収、投資予見、予見可能、アンモニア、水素、CCS、CCUS を用いた。代替策関連語彙として、再エネ、再生可能エネルギー、省エネ、蓄電池、太陽光、風力を用いた。代替策関連語彙は別に記述集計したが、次の頻度比較には用いていない。

発言者によって発言の長さが異なるため、火力維持関連語彙が空白・改行を除く全文字数 1 万字当たり何回現れたかを比較した。その結果、対象 12 会議体のうち 11 会議体で、対象話者または電力会社・電力業界関係者の 1 万字当たりの出現回数は、同じ会議体のその他の話者より多かった。各会議体の比較結果は脚注に示す⁴⁵。

GX 実行会議では、火力維持関連語彙が、勝野氏の発言 12,580 字中に 84 回、その他の発言者の発言 225,843 字中に 326 回現れた。ただし、その他の発言者の発言は勝野氏より大幅に長いため、総出現回数をそのまま比較することはできない。そこで、発言文字数 1 万字当たりの出現回数に換算した。その結果、勝野氏は約 67 回、その他の発言者は約 14 回となり、勝野氏の発言における出現頻度は約 4.63 倍であった。これは、同じ 1 万字

⁴⁵ 空白・改行を除く全文字数 1 万字当たりの火力維持関連語彙について、対象側、その他の話者、両者の比の順に示すと、GX 実行会議 66.77 回、14.43 回、4.63 倍、基本政策分科会 33.41 回、21.05 回、1.59 倍、制度設計ワーキンググループ 15.42 回、6.79 回、2.27 倍、GX 推進小委員会 21.89 回、14.72 回、1.49 倍、電力・ガス基本政策小委員会 43.02 回、17.70 回、2.43 倍、制度検討作業部会 46.70 回、26.47 回、1.76 倍、電力システム改革の検証を踏まえた制度設計ワーキンググループ 52.82 回、22.33 回、2.36 倍、水素・アンモニア政策小委員会 109.36 回、54.25 回、2.02 倍、資源・燃料分科会 90.02 回、29.80 回、3.02 倍、カーボンマネジメント小委員会 109.92 回、44.16 回、2.49 倍、CCS 事業制度検討ワーキンググループ 0 回、19.08 回、0 倍、CCS 事業の支援措置に関するワーキンググループ 77.12 回、32.55 回、2.37 倍である。これらは、解析対象の公開議事録内の語彙分布を示す記述値であり、p 値又は信頼区間による有意差の判定には用いていない。

の発言をしたと仮定した場合、勝野氏の発言では火力維持関連語彙が約 4.63 倍多く現れるという意味である。また、会議ごとに比較しても、全文議事録を確認できた 14 回のうち 11 回で、勝野氏の出現頻度がその他の発言者を上回った。

もっとも、この集計は、火力維持関連語彙がどの程度多く現れたかを示すだけであり、その語彙が賛成または反対のどちらの文脈で用いられたかまでは区別していない。したがって、この結果だけから、勝野氏が火力維持に賛成していたことや、その発言が政策に影響を与えたことを示すことはできない。また、同じ話者が複数の会議で発言し、各会議では共通の議題について発言しているため、p 値や信頼区間による有意差の判定も行っていない。本意見書では、公開議事録上、勝野氏の発言に火力維持関連語彙が相対的に多く現れたという事実を示すにとどめる。

発言内容を見ると、この傾向はさらに明確である。GX 実行会議における勝野氏の発言においては、安定供給が脱炭素の前提条件として位置づけられ、火力発電については石炭から LNG へのシフト、水素・アンモニアの導入、CCUS の活用を通じて「脱炭素化」するという論理が示されていた。また、第 5 回会議では、長期脱炭素電源オークションや予備電源を、容量市場とあわせて供給力の開発・維持を促す枠組みにするよう求めている⁴⁶。

制度検討作業部会では、発電事業者である関西電力、電源開発等の関係者から、容量市場や長期脱炭素電源オークションについて、固定費・維持費の回収と電源投資の予見性を確保する制度設計を求める発言が繰り返し確認できる。関西電力の小川氏は、容量市場で落札しても維持費を回収できない可能性があり、制度の趣旨に合わないと述べ、維持費割れが生じない制度設計を求めた。また、容量市場の約定価格の著しい変動が電源退出を促すおそれを指摘し、電源収益を過度に毀損する措置は望ましくないと述べた。電源開発の加藤氏は、長期脱炭素電源オークションにおける他市場収益の還付と可変費の扱いについて述べ、電源投資の意思決定には予見性の確保が極めて重要であると指摘した⁴⁷。

⁴⁶ GX 実行会議第 2 回議事録、2022 年 8 月 24 日、7-8 ページ。

https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/dai2/gijiyousi.pdf。GX 実行会議第 5 回議事録、2022 年 12 月 22 日、13 ページ。

⁴⁷ 制度検討作業部会第 47 回議事録、2021 年 3 月 1 日、31 ページ。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/047_gijiroku.pdf。同第 65 回議事録、2022 年 5 月 25 日、39 ページ。

水素・アンモニアおよび CCS に関する会議体で、電力会社・電力業界関係者は、これらを火力発電の低炭素化・脱炭素化の手段として位置づけ、値差支援、投資回収の予見性、CCS 事業制度、長期脱炭素電源オークションとの制度間調整などの条件整備を求めている。電気事業連合会は、低炭素化を目指す火力発電所が全国に点在すると述べ、産業集積度の低い地域が支援から取り残されないよう求めるとともに、水素・アンモニアの値差支援について「既存原燃料と水素等との価格差に着目しなければ、結局水素等の利用コストが上昇してしまうため、既存の原燃料設備との価格差を考慮した拠点整備支援額の算定」を求めている。また、「価格低減に向けた基準価格の見直し」についてモチベーションを阻害するとの意見を出していた。CCS 事業の支援措置に関するワーキンググループでは、本意見書の対象期間中に開催された第 1 回から第 5 回までのすべてで、電気事業連合会の横川晋太郎氏による各 1 件、計 5 件の発言単位が確認できる⁴⁸。

これらの発言は、火力発電所別の廃止期限、罰則付きの排出削減義務、火力容量の総量規制を求めるものではない。むしろ、安定供給、調整力、燃料調達、投資回収および技術的「脱炭素化」といった、火力発電の維持と整合する制度上の条件について述べるものであった。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/065_gijiroku.pdf

⁴⁸ 水素・アンモニア政策小委員会第 10 回議事録、2023 年 10 月 25 日、43 ページ。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/010_gijiroku.pdf。同第 12 回議事録、2023 年 11 月 28 日、29 ページ。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/012_gijiroku.pdf。同第 13 回議事録、2023 年 12 月 6 日、24 ページ。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/013_gijiroku.pdf。

カーボンマネジメント小委員会第 5 回議事録、2024 年 9 月 6 日、21～22 ページ。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shigen_nenryo/carbon_management/005.html

CCS 事業の支援措置に関するワーキンググループ第 1 回から第 5 回の各議事録。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shigen_nenryo/carbon_management/ccs_wg/index.html。横川氏は各回で 1 回ずつ発言している。

5.4 実際に形成された制度

前節で確認した参加・発言内容は、実際に形成された政策や制度の方向と対応している。

GX 基本方針、GX 推進法、GX2040 ビジョンおよび第 7 次エネルギー基本計画では、エネルギー安定供給を重要な前提として、脱炭素、経済成長、経済効率性との調整を図る構成が採られている。第 7 次エネルギー基本計画は、S+3E の原則の下で、エネルギー安定供給を第一とし、経済効率性と環境適合性の向上に取り組むとする。そのうえで、火力発電については、石炭から LNG へのシフト、水素・アンモニア、CCUS による「脱炭素化」、容量市場、長期脱炭素電源オークション等が政策手段として位置づけられた。これは、GX 実行会議で勝野氏が提示した、安定供給を前提とした火力発電の維持・転換・支援と方向が重なる。

容量市場は、将来必要な供給力をオークションで募集し、落札した発電事業者に容量確保契約金額を支払う制度である。これは発電電力量ではなく供給力そのものに価値を認める仕組みであり、火力発電を含む既存・新規電源の維持を制度上支える。

長期脱炭素電源オークションは、脱炭素電源の新設・リプレースだけでなく、既設火力発電所の脱炭素化のための改修案件を対象に含む。さらに、短期的な需給逼迫防止の観点から、将来的な脱炭素化を前提とした LNG 専焼火力の新設・リプレースも対象に含めている。同一の電源区分で整理された約定結果の公表値を合計すると、2023 年度から 2025 年度までの 3 年度の約定容量は約 2,341.0 万 kW、このうち LNG 専焼火力と既設火力の改修等は約 1,154.6 万 kW、49.3%である（各年度の公表値を合計したため、丸めによる差がある）⁴⁹。JERA 知多火力発電所 7 号機のロードマップにみられるように、LNG 専焼で運転を開始した後、水素混焼、さらに水素専焼へ段階的に移行する工程自体も、長期脱炭素電源オークション等の制度支援を前提として整理されている⁵⁰。これは、火力発電を「脱炭素投資」の対象として維持する仕組みである。

⁴⁹ 長期脱炭素電源オークションの 2023 年度から 2025 年度までの約定結果及び集計方法については、前掲注 40 参照。

⁵⁰ JERA 知多火力発電所 7 号機の脱炭素化ロードマップについては、前掲注 41 参照。

水素・アンモニア値差支援は、低炭素水素等と既存燃料との価格差を長期に支援する制度である。電気事業連合会は、発電用水素・アンモニアが支援対象外とならないよう、また長期脱炭素電源オークションとの重複控除によって制度支援が失われないよう、具体的な確認・要請を行っていた。水素社会推進法は 2024 年 5 月に成立し、価格差支援制度が設けられた。

CCS についても、電気事業連合会は、カーボンマネジメント小委員会および CCS 事業の支援措置に関するワーキンググループで、支援対象、参照価格、費用変動の反映方法、支援終了後の自立化措置等について発言していた（前掲注 48 参照）。二酸化炭素の貯留事業に関する法律（CCS 事業法）は 2024 年 5 月に成立し、CO₂ 貯留事業および試掘の許可制度等が設けられた。国内でも、首都圏 CCS 事業について、京葉臨海工業地帯の事業者が分離・回収・昇圧した CO₂ をパイプラインで千葉県外房沖の貯留地へ輸送し、地下に貯留する計画の事業化に向けた調査・設計が進められている⁵¹。もっとも、このような事業化検討が進んでいることは、2030 年・2035 年・2040 年までに火力発電由来 CO₂ を商用規模で十分に削減できることを意味しない。CCS は、火力発電を廃止するための制度ではなく、火力発電を継続利用しながら排出削減を図る経路として位置づけられている。

第 6 次・第 7 次エネルギー基本計画もまた、火力発電を退出させる政策とはなっていない。「非効率石炭火力」の「フェードアウト」や火力発電の比率低下を掲げつつも、安定供給、調整力、火力の「脱炭素化」、水素・アンモニア、CCS/CCUS を通じて、火力発電を移行期電源として維持する方向を含んでいる。予備電源制度（休止中の電源等を、必要時に再稼働できるよう確保する制度）も、火力発電を供給力として維持する制度の一つである。

このように、対象会議体における電力会社・電力業界団体の発言と、後続の政策・制度との間には対応関係がある。これは、単一の発言が単一の制度を直接生んだこと、または因果関係を統計的に証明したことを意味しない。他方、安定供給、供給力、燃料調達、投資回収、火力の「脱炭素化」、水素・アンモニア、CCS/CCUS といった諸点は、参加・

⁵¹ 首都圏 CCS 株式会社「首都圏 CCS について」。同社は、京葉臨海工業地帯の事業者が CO₂ を分離・回収・昇圧した後、パイプラインで千葉県外房沖へ輸送・貯留する計画について、事業化に向けた調査・設計を行っている。<https://mccs.inpex.co.jp/>

発言と、その後に形成された政策や制度に繰り返し現れる。そのため、国の政策と電力会社・電力業界団体との関係を検討する際には、これらの参加・発言の事実も考慮する必要がある。

5.5 被告らの説明との関係

被告電力 8 社は、各社の 2030 年度目標について日本のエネルギー政策等を総合的に考慮したと主張している。また、アンモニア混焼・専焼が第 6 次エネルギー基本計画に位置づけられていることを、その利用を想定する理由として挙げ、2035 年度目標を定めていない理由として、当時、国の目標水準が検討段階であったこと等を挙げている⁵²。もっとも、前節までで確認した公開資料に照らすと、これらの国の政策と電力会社・電力業界団体との関係を検討する際には、参加・発言の事実も考慮する必要がある。

被告 JERA については、対象 12 会議体の正式名簿には現れないものの、水素・アンモニア政策小委員会第 1 回合同会議のヒアリングにおいて、当時 JERA 取締役副社長執行役員であった奥田久栄氏による発言が確認できる。同氏は、発電に使うアンモニア・水素の量は膨大であり、既存市場からの調達ではなく新たなサプライチェーンを構築する必要があること、その一連のサプライチェーンに JERA が主体的に関わること、石炭発電とのコスト差を埋める一定の支援を求めることを述べている⁵³。

対象 12 会議体外でも、燃料アンモニア導入官民協議会第 1 回の構成員名簿には、JERA 取締役・常務執行役員・経営企画本部長として奥田久栄氏が記載されている⁵⁴。被

⁵² 被告ら 8 社第 1 準備書面（2025 年 1 月 31 日）43～45 頁。なお、同書面は東北電力ほか 8 社が提出したものであり、被告 JERA 及び被告神戸製鋼所に関する事項については「認否の限りでない」とされているため、本意見書では両社の主張を示すものとしては援用しない。

⁵³ 当時 JERA 取締役副社長執行役員であった奥田久栄氏の発言については、前掲注 43 参照。

⁵⁴ 経済産業省「第 1 回 燃料アンモニア導入官民協議会」2020 年 10 月 27 日、資料 3「構成員名簿」。

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/nenryo_anmonia/001.html、
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/nenryo_anmonia/pdf/001_03_00.pdf

告 JERA の親会社である中部電力および東京電力系列の関係者も、対象会議体に参加している。とりわけ、中部電力代表取締役会長の勝野哲氏について、GX 実行会議の全文議事録を確認できた 14 回すべてで発言が確認できることは、JERA 親会社の経営者の発言が同会議に継続的に残されていることを示している。

被告電力 8 社については、関西電力、電源開発、東北電力、中国電力の関係者が対象 12 会議体の正式名簿に記載され、発言も確認できる。九州電力は正式名簿には記載されていないが、ヒアリング等の議事録本文に同社関係者の発言が確認できる。北陸電力、北海道電力、四国電力については、対象 12 会議体の正式名簿上の掲載は確認できない。他方、電気事業連合会は、これらを含む電力会社の業界団体として対象会議体で発言している。この事実と個別の会員企業の関与とは区別する必要がある。被告神戸製鋼所については、対象 12 会議体の正式名簿上、直接参加は確認できない。その一方、同社の 100% 子会社であるコベルコパワー神戸は、神戸発電所 1 号機のアンモニア 20% 混焼改修について長期脱炭素電源オークションで落札し、2026 年 6 月 30 日には水素社会推進法に基づく価格差支援制度の事業認定を受けた⁵⁵。これらは形成済みの制度を同社グループが利用している事実であり、政策形成過程への関与を直接示すものではない。なお、同社グループの発電事業と関西電力との売電関係は別途確認できる⁵⁶。

したがって、少なくとも公開資料上確認できる範囲では、被告電力 8 社が援用する国の政策と電力会社・電力業界団体との関係を検討する際には、これらの参加・発言の事実

⁵⁵ 株式会社神戸製鋼所「当社子会社における長期脱炭素電源オークションの結果について」2026 年 5 月 13 日。

https://www.kobelco.co.jp/releases/2026/1218873_18738.html。株式会社 IHI 等 7 社「低炭素アンモニアの大規模サプライチェーン構築に向けた計画が『価格差支援制度』の認定を取得」2026 年 6 月 30 日。

https://www.kobelco.co.jp/releases/2026/1219011_18738.html。資源エネルギー庁「低炭素水素等供給等事業計画の概要」2026 年 6 月 30 日。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/hydrogen_society/carbon_neutral/youshikidai4-2026-06-30.pdf

⁵⁶ 神戸製鋼所「関西電力株式会社殿との電力受給契約の締結について」2015 年 3 月 31 日、https://www.kobelco.co.jp/releases/2015/1191121_14507.html（最終閲覧日：2026 年 7 月 12 日）

を考慮する必要がある。他方、JERA または神戸製鋼所グループが形成済みの支援制度を利用している事実は、政策形成過程への関与の事実とは区別する必要がある。

結論

以上述べてきたとおり、本意見書で検討した現在公表されているアンモニア混焼・専焼および水素混焼の計画は、2030 年・2035 年・2040 年までに石炭火力・LNG 火力の排出を大幅に減らすことに代わる十分な手段とは言えない。これらは、燃焼時に CO₂ を一部減らし得るとしても、製造段階を含めた正味の削減効果、技術の発展段階、燃料供給量、経済性、時間軸のいずれにも限界がある。

政策文書に水素・アンモニアや CCS/CCUS が記載されているとしても、それらの技術が 2030 年・2035 年・2040 年までに商用規模で十分な排出削減を実現できるということの意味するものではない。政策上の位置づけは、当該技術の実効性・実現可能性・合理性とは区別して考えなければならない。

第 7 次エネルギー基本計画の 2040 年度火力比率 3～4 割程度を前提とし、2030 年度の石炭・LNG の構成比を 2040 年度にも比例的に維持すると仮定した本意見書での試算では、石炭火力にアンモニア混焼、LNG 火力に水素混焼を用いても、石炭火力・LNG 火力だけで年約 1.04 億～2.02 億 t-CO₂ が残る。これは、石油火力分と燃料製造段階の CO₂ を除き、本文に明記した発電効率および混焼率を用いた仮定での計算結果である。

混焼・専焼を見込んだ石炭火力・LNG 火力の維持・新設は、火力発電設備の利用を長期化させる可能性がある。このような計画が、2030 年・2035 年・2040 年までの削減と 1.5 度目標に整合する電力部門の削減経路に沿うことは、現時点の公表資料からは確認できない。

さらに、被告電力 8 社が援用する国の政策と電力会社・電力業界団体との関係を検討する際には、後者の参加・発言の事実も考慮する必要がある。公開資料上、被告電力会社の一部、被告 JERA の親会社、電力業界団体等は、火力発電政策の形成過程に継続的に参加し、火力発電の維持と整合する制度上の条件について述べていた。容量市場、予備電源制度、長期脱炭素電源オークション、水素・アンモニア値差支援、CCS 事業法、第 6 次・第 7 次エネルギー基本計画、GX 基本方針、GX2040 ビジョンには、火力発電を供給

力、予備力、移行期電源または脱炭素投資の対象として維持・転換・支援する方向が含まれている。

以上から、本意見書で検討した現在のアンモニア・水素利用計画は、2030 年・2035 年・2040 年までに必要な火力発電由来 CO₂ の排出削減を十分に裏付けるものとは確認できない。