

水素輸出大国を目指すオーストラリアの取り組み

電力・新エネルギーユニット新エネルギーグループ 松本知子

はじめに

オーストラリアは、低炭素化社会におけるエネルギー源としてだけでなく、将来の輸出産業として水素に注力している。2018 年 10 月「水素ロードマップ」、2019 年 11 月「国家水素戦略」が発表され、水素分野での研究や実証事業も積極的に行われている。オーストラリアは日本の重要なエネルギー輸入国の一つで、特に、LNG や石炭では安定した貿易関係が築かれている。そして、水素についても将来の貿易を視野に入れて、日豪間で水素に関する実証事業の協力はすでに開始されている。本稿では、初めに、「水素ロードマップ」および「国家水素戦略」を概観し、オーストラリアが水素産業の展開や水素社会をどのように描いているか把握する。次に、州政府が独自に公表している水素戦略・行動計画を考察し、各州の水素に関する支援政策や実証事業を整理する。最後に、オーストラリアの水素政策に影響を及ぼすと考えられる要因を取り上げ、水素社会や水素輸出国の可能性について検討する。

1. オーストラリアの水素政策

1.1. オーストラリアが水素エネルギーに注目する理由

オーストラリアは早くから水素に着目していたが、近年、再度水素に注力するようになったのは、世界的に高まる水素への期待と国内の事情に因るところが大きい。

2015 年パリ協定締結後、低炭素化社会へ向けた世界の動きが活発になる中で、水素が低炭素化を可能とするエネルギーとして注目されるようになった。その背景には、水素の技術開発が進み、水素社会の実現性が高まっていることがある。燃料電池自動車 (fuel cell vehicle, FCV) のように商業化された技術もあり、ドイツでは再エネ電力から水素や合成燃料を製造して利用する Power to Gas (PtG) の実証事業も多数行われている。また、特に 2018 年頃から、多くの国・地域が水素のロードマップや戦略を公表しており、水素への関心が高まっていることが窺える。国際的なイニシアティブの下で、水素社会の礎を築くための政策的な枠組みや技術開発に関する協力も進められている。さらに、日本や韓国のようにエネルギー資源に乏しい国は、具体的な数値目標を提示し、水素導入へのコミットメントが示されている。このように水素をエネルギーとして活用する世界的な機運の高まりが、オーストラリアの水素への取り組みを後押しした。

一方、国内的にも水素を導入する利点が挙げられる。まずオーストラリアの水素戦略の特徴ともいえるのが、水素を将来の輸出産業として重視している点である。他の国・地域の水素ロードマップ・戦略では、低炭素化のための水素利用にフォーカスしており、輸出にまで言及している国は少ない。オーストラリアは、豊富な資源（水素の原料となる天然ガス、石

炭、再エネ)、長年に亘り安定した供給によって獲得したエネルギー輸出国としての信頼性、政治的・社会的に安定した投資環境、エネルギー産業で培われた経験や高度な能力をもった人材といった点が、水素輸出を行う上での競争優位性になるとしている。

第二の利点として、水素導入による社会・経済の低炭素化が期待されている。オーストラリアは 2016 年にパリ協定を批准しており、2030 年までに 2005 年比で温室効果ガス (GHG) 26~28%削減を目標としている。しかし、オーストラリアは化石燃料への依存が高く、特に、CO₂ 排出量の多い石炭火力発電が発電量全体の 56.4% (2019 年) を占めている¹。2017 年時点の CO₂ 排出量は 3 億 8,500 万 CO₂ トンと世界全体の排出量の 1.2%にすぎないが、人口一人当たりの CO₂ 排出量 15.6CO₂ トン (日本は 8.9CO₂ トン) は世界的に高レベルであり²、CO₂ 排出削減の努力が必要であることがわかる。

第三に、水素による国内エネルギーの代替が期待される。オーストラリアは天然ガス産出国であるにも関わらず、東部からの LNG 輸出増加に伴い、東部ではガス供給不足に陥り、ガス価格も上昇し世界的に見て高水準に止まっている。そのため、水素のコスト次第であるが、将来、産業部門の競争力を維持しながら低炭素化を実現するために、水素がガスと代替することが考えられる。また、オーストラリアは石油製品への輸入依存度が高いため (2018 年時点で 32%)、水素が合成燃料や燃料電池として代替されれば、エネルギーセキュリティの向上に資すると考えられる。

最後に、水素が変動型再エネ電源の導入拡大に伴う課題の解決策となりうる点である。オーストラリアでは石炭火力発電所の閉鎖が進められる一方、再エネによる発電が拡大している。ただし、変動型再エネ電源は出力調整が困難なため、系統の不安定化をもたらす場合がある。この問題に対し、余剰の再エネ電源から水素を製造することで、出力抑制を回避し、調整力としての役割を担うことが期待される。また、季節間をまたぐような長期的な貯蔵能力も水素の特長であり、余剰再エネ電力が蓄えられるようになることも安定した電力供給に貢献すると考えられる。

1.2. 「水素ロードマップ」(2018 年 10 月)

2018 年 10 月、オーストラリア連邦科学産業研究機構 (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation, CSIRO) は「水素ロードマップ (National Hydrogen Roadmap)」³を発表した。クリーンエネルギーとして活用する水素技術はまだ開発段階である。そのため、高コストでインフラ整備も必要なため、経済性が成立する産業となるか不透明であることが、投資の障壁となっている。そこで、水素の需要規模、および、水素産業のサプライチェーンで

¹ Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources (May 2020). Australian Energy Statistics, Table O (<https://www.energy.gov.au/publications/australian-energy-statistics-table-o-electricity-generation-fuel-type-2018-19-and-2019>)

² International Energy Agency (IEA) (2019). *CO2 Emissions from Fuel Combustion (2019 edition)*. Paris/IEA

³ Bruce, S., Temminghoff, M., Hayward, J., Schmidt, E., Munnings, C., Palfreyman, D., Hartley, P. (2018). *National Hydrogen Roadmap*. CSIRO, Australia.

想定される技術やコスト、インフラ整備のビジョンに関する情報を示すことで不透明感を払拭し、投資を促し、水素市場の規模拡大が目指される。

「水素ロードマップ」は、水素サプライチェーンの各段階において、現状（2018年時）のコスト、インフラや技術成熟度を整理し、投資環境を分析して2025年の見通しを立てている。主要な技術のコストに関しては、2018年時点をベースケースとし、コストに影響を与える要因や条件が改善された場合をベストケースのコストとして試算が示されている。

（1）水素生産

「水素ロードマップ」は、再エネ電源を用いて水の電気分解によって水素を生産する方法（グリーン水素）、および、CCS（carbon capture and storage）を通じてCO₂排出を抑制して化石燃料（石炭や天然ガス）から生産する方法（ブルー水素）を含むクリーンな水素を対象としている。

グリーン水素を製造する技術について、現時点ではアルカリ水電解法が確立された技術であり、経済性でも優位である。しかし、中期的には、小型で応答性に優れ、高純度の水素製造といった利点を持つ固体高分子形（polymer electrolyte membrane, PEM）水電解法が市場を占有するとみられている。2025年にはどちらの技術も生産能力の拡大、利用率向上、コスト低下が進む再エネ電源の拡大によって水素の均等化原価（levelized cost of hydrogen, LCOH）は低減すると予想され、2025年頃にはA\$2~3/kgまで低下するとみられている（表1）⁴。

一方、ブルー水素製造技術は現時点でグリーン水素生産方法よりも低コストであるが、経済性が成立するためには、プラントおよびCCSに伴う資本コストを相殺するために、ある程度の水素生産能力（1日あたり500,000kg以上）が必要となる。この生産規模は国内需要だけでは受け入れきれず、水素輸出の契約が確保されなければ事業として実施するのは難しい。従って、ブルー水素が商業生産されるのは2030年以降になるとみられている。

表 1 水素生産技術に関する LCOH 見通し

生産方法	2018年ベースケース (A\$/kg)	2025年ベストケース (A\$/kg)
固体高分子形水電解 (PEM)	6.08 – 7.43	2.29 – 2.79
アルカリ水電解	4.78 – 5.84	2.54 – 3.1
水蒸気改質 (SMR) + CCS	2.27 – 2.77	1.88 – 2.30
石炭 (瀝青炭) ガス化 + CCS	2.57 – 3.14	2.02 – 2.47
石炭 (褐炭) ガス化 + CCS		2.14 – 2.74

（出所）Bruce et. al. (2018). pp.79-83 より作成

⁴ Reserve Bank of Australia の為替レート（2020年5月29日時点）：A1\$ = 0.6659 USD、A1\$ = 71.32 円
<https://www.rba.gov.au/statistics/historical-data.html>

(2) 水素貯蔵・輸送

水素は気体の状態では体積エネルギー密度が低いため、いかに経済的に貯蔵・輸送するかが課題となる。「水素ロードマップ」では、水素の貯蔵技術として、圧縮 (compression)、液化 (liquefaction)、アンモニアを媒体とした方法が検討されている⁵。これらの技術をコストで比較すると、圧縮による貯蔵が最も経済的となるが、「水素ロードマップ」では、2025年に向けて技術の向上によって液化水素でも顕著にコストが低減する見通しになっている (表2)。

表2 水素貯蔵技術に関する LCOH 見通し

貯蔵技術		2018年ベースケース (A\$/kg)	2025年ベストケース (A\$/kg)
圧縮 ¹	35 bar	0.43 – 0.53	0.37 – 0.45
	150 bar	0.30 – 0.37	0.23 – 0.28
	350 bar	0.34 – 0.42	0.24 – 0.29
圧縮：地下貯蔵 (salt cavern)		0.22 – 0.26	0.16 – 0.20
アンモニア ²		0.24 – 0.29 (1.39 – 1.68)	0.19 – 0.23 (1.10 – 1.33)
液化		2.57 – 3.14	1.59 – 1.94

注1：水素貯蔵能力 210,000 kgH₂/日、毎日 100m³ の貯蔵・放出を仮定。

注2：アンモニアの数値はアンモニアの均等化原価(LCONH₃)であり、カッコ内に水素の均等化原価(LCOH)に換算 (水素密度 107kg/m³、25°C、10 bar) した数値が示される。

(出所) Bruce et. al. (2018). pp.84-87 より作成

水素を輸送する方法は、ローリーやトレーラー、鉄道、パイプライン、船舶があり、水素の需要 (量、場所)、輸送距離、インフラ、経済性に応じて適切な方法が選ばれる。パイプライン輸送については、「水素ロードマップ」では、既存のガスインフラに水素を混合させる方法と、ガスから水素に 100%代替する方法が検討されている。既存ガスパイプラインによる水素の輸送は、大量に輸送できる点に加え、水素製造量が少ない場合でもガスの安定供給が可能、低炭素化への貢献、パイプラインでの貯蔵といった利点が挙げられている。一方で、既存ガスインフラへ一定程度の水素を混合した場合の計量や料金への影響、また、100%水素に代替した際のパイプラインの水素脆性といった問題も指摘されている。

(3) 水素利用

① 定置用燃料電池

「水素ロードマップ」では、固体高分子形 (PEM) 燃料電池がオーストラリアで主に利用される技術と考えられている。PEM 燃料電池の均等化発電原価 (levelized cost of electricity, LCOE) は、容量の拡大、資本コストの低減、燃料電池寿命の向上、水素コスト低下によって、2018年 A\$330~410/MWh から 2025年 A\$120~150/MWh へ低下する見通しとなっている

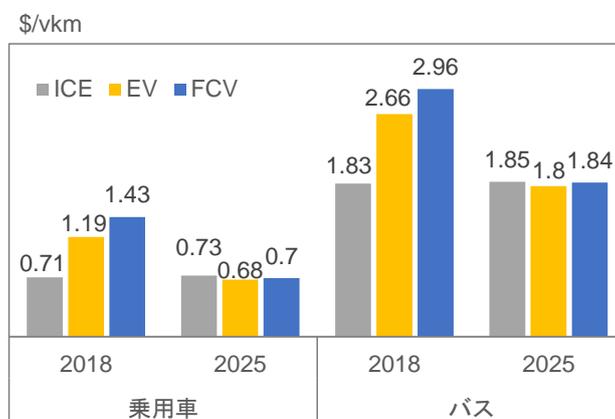
⁵ メタノールも水素キャリアとして確立された技術であるが、「水素ロードマップ」では、オーストラリアで利用される可能性は低いとして検討されていない。(Bruce et. al. (2018). *op.cit.* p.28)

る。定置用燃料電池は、再エネの出力変動緩和による再エネ拡大に伴う系統の安定化および遠隔地の電力システムとしての役割が期待されている。「水素ロードマップ」では、2025 年には、100MW システムの資本コストとして、蓄電池 A\$687~840/kW であるのに対し、定置用燃料電池は A\$738~902/kW と、蓄電池と競合できるレベルまでコストが下がると見られている。また、遠隔地の電力システムとして、ディーゼルに代替して燃料電池が活用されれば、低炭素化につながるだけでなく、蓄電池よりも貯蔵能力や厳しい天候条件への耐性でも燃料電池は優位と位置づけられている。

② 輸送部門

輸送部門における水素利用は、燃料電池が実用化されているため、早い段階で対象となる市場である。燃料電池自動車 (FCV) は、電気自動車 (EV) よりもエネルギー密度の高い燃料電池を備えているため走行距離や短時間での燃料補給 (水素充填) で優位性があるにも関わらず、FCV の市場拡大が進まないのは、高価格であり、インフラ (水素ステーション) が十分に整備されていないためである。しかし、「水素ロードマップ」では、現時点では内燃機関自動車およびEVよりも高いFCVの1kmあたりの運転コスト (levelized cost of transport) は、世界のFCV市場の拡大に伴い、2025年頃には競争性を持つレベルにまで下がるとみている (図1)。

図 1 車両の運転コスト



注 : ICE = 内燃機関自動車、EV = 電気自動車、FCV = 燃料電池自動車、vkm = vehicle kilometers
(出所) Bruce et. al. (2018). p.41, table 15 より作成

FCV 普及のためには、政府の役割が重要になる。例えば、FCV 購入を促すため、補助金や優遇税制といった支援が必要である。また、排出基準の厳格化によって自動車産業に投資を促すことも考えられる。実証事業においても、政府の公用車として FCV を導入すれば、必ず役所に戻るため最小限の水素ステーションで実施可能とされる。また、走行経路がある程度決まっており、水素ステーションの経済性を高める意味でも、大型車両、特に、公共バスを使った実証事業に注目している。

水素ステーション整備については、ガソリンスタンドに併設、かつ、首都圏でFCV所有者が水素充填に困らない間隔で遍在するよう設置するところから始め、ある程度首都圏で普及してから（2025年以降）、都市間の高速道路に沿って進めるとしている。FCV市場初期は水素ステーション運営にリスクを伴うため、合弁企業の設立といった水素ステーション運営事業者と自動車産業との調整や政府によるリスク引き受け等も言及されている。

他の輸送部門では、オーストラリアで鉄道の電化は10%であるため、インフラ整備が課題でもあるが、水素を燃料とした鉄道の実証・普及の可能性が示唆されている。

③ 熱利用

熱利用においてガスを水素に100%代替するシナリオが検討されている。家庭用の機器（温水用ボイラー、厨房用調理器具、暖房用ヒーター）は、水素に代替するための仕様変更は可能とみられている。しかし、ガスから切り替えるためのインフラ整備や機器の仕様変更に時間を要する。他方、産業部門で用いられる溶鉱炉、ボイラー、CHPにおける水素燃焼は技術的にまだ困難な段階である。そのため、水素燃焼による熱供給がガスと競合するのは2030年以降になるとみられる。家庭や産業部門で水素燃焼による熱利用を進めるためには、機器の製造や設置に関する法規制の整備、パイプラインのフェージビリティスタディ（FS）、住民の理解向上が必要とされる。

④ 産業用原料

化石燃料から生産される水素に替わってクリーン水素が原料として利用される産業について検討されている。オーストラリアでは、石油製品の輸入増加に伴い製油所は閉鎖する傾向にあることから、製油所での水素需要は減少するが、バイオ燃料の水素化処理における需要があるとみられている。他にも、水素利用の可能性のある産業として、化学（特にアンモニア：肥料用およびエネルギーキャリア）、食品（マーガリン）、ガラス、鉄鋼（2030年以降）が挙げられている。合成燃料については、経済性の観点から2030年より前に石油由来の製品と競合する可能性は低いとみられている。

⑤ 輸出

「水素ロードマップ」は、輸出市場への進出を見込んで水素サプライチェーンを考察している。オーストラリア再生可能エネルギー庁（Australian Renewable Energy Agency, ARENA）のレポート「Opportunities for Australia from Hydrogen Exports」（2018年）を参照し、2025年および2030年に想定される水素生産価格（貯蔵・輸送を除く）をA\$2~3/kgとして、オーストラリアからの水素輸出量は2025年136,491トン/年、2030年502,133トン/年とみている⁶。この2030年の水素輸出需要に必要なとされる再エネの発電容量および土地は表3の通

⁶ ACILAllen Consulting (2018). *Opportunities for Australia from Hydrogen Exports*. (ARENA report) p.48 (<https://arena.gov.au/assets/2018/08/opportunities-for-australia-from-hydrogen-exports.pdf>)

りであり、2030年の水電解に必要な水は4.5ギガリットルと推計されている。このような大規模な再エネ発電を可能とする広大な土地と輸出インフラを備えた州として、南オーストラリア州、クイーンズランド州、北部準州、ビクトリア州、西オーストラリア州が挙げられている。また、水素を輸出産業として育成するために重要な政策として、水素輸出国政府間での合意が挙げられている。

表3 2030年に輸出用水素生産に必要な再エネ設備容量・用地

	発電容量 (MW)	発電設備用地 (ha)	水電解装置用 (ha)	土地合計 (ha)
太陽光	9,173 – 10,274	25,685 – 28,767	27.15 – 30.41	25,712 – 28,798
風力	6,115 – 7,339	20 – 24.46	18.10 – 21.72	38.49 – 46.18

注：風力発電設備用地が太陽光よりも少ないのは、牛の放牧のような他の目的にも利用されるため。

(出所) Bruce et. al. (2018). p.53, table 21 より作成

1.3. 「国家水素戦略」(2019年11月)

オーストラリア政府間協議会エネルギー委員会 (Council of Australian Governments (COAG) Energy Council) は、2018年12月、オーストラリア国民にとって有益、かつ、クリーンで革新的、安全で競争力をもった水素産業を育成し、2030年までに水素大国となるビジョンを設定した⁷。このビジョン実現のために水素戦略を起草する水素作業部会が設立され、2019年11月、「国家水素戦略 (Australia's National Hydrogen Strategy)」が発表された。「国家水素戦略」は水素産業の成長機会を掴み、世界市場の主要プレーヤーとなるための礎を築くことを目的としている。数値的な目標設定は含まれていないが、「国家水素戦略」は分野別の詳細な調査を基に作成されており、ステークホルダーや一般市民の意見も参照し、水素供給国として成長を目指すオーストラリアの意気込みを感じる戦略となっている。以下に、主要な点を概略する。

(1) クリーン水素のポテンシャル

水素が世界的にクリーンなエネルギーとして注目が高まっており、オーストラリアの主要な貿易国である日本、韓国、中国が水素利用を表明しているように、水素需要が増加する見通しである。オーストラリアはこのような世界の動きをクリーン水素供給国になるチャンスとして捉えている。

オーストラリア地球科学機構 (Geoscience Australia) の分析に基づいて、「国家水素戦略」ではグリーン水素およびブルー水素のポテンシャルが高いことを示している (図2: 緑色が濃くなるほど適した地域、赤色が濃くなるほど不適切であることを示す)。図2①は、既存のインフラを利用した再エネ水素のポテンシャルを示すため、必然的に電力系統のある沿

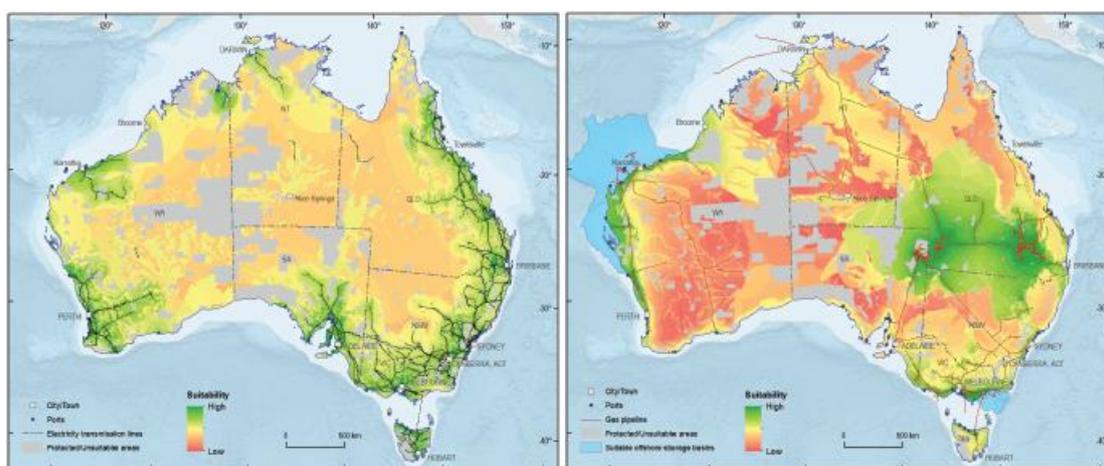
⁷ Council of Australian Governments (COAG) Energy Council (2019). *Australia's National Hydrogen Strategy*. p.viii (<https://www.industry.gov.au/sites/default/files/2019-11/australias-national-hydrogen-strategy.pdf>)

岸部に適した地域が多いことになる。ここでの適した地域は 262,000km² と国土 (7,692,024 km²) の 3%であるが、2050 年の世界の水素需要に必要な土地よりも広いと分析されている。図 2②に示されるブルー水素のポテンシャルについては、石炭・ガス資源の賦存状況および CO₂ 貯蔵が可能という条件に加え、パイプラインや水へのアクセスが考慮されている。有望な地域として、Carnarvon Basin (オーストラリア北西部沖合)、西オーストラリア州沖合、Gippsland Basin (ビクトリア州沖合)、Cooper Basin 近郊の陸上 (クイーンズランド州・南オーストラリア州)、Surat Basin (クイーンズランド州) が挙げられている。

図 2 クリーン水素のポテンシャル

①グリーン水素ポテンシャル

②ブルー水素ポテンシャル



注：グレー部分は保護地域であるため対象外。

(出所) Feitz, et. al. (2019).⁸ 左図①は p.8 Figure 2、右図②は p.12 Figure 4

(2) シナリオ分析

「国家水素戦略」では、オーストラリアが今後進むべき道を描くために、水素社会の未来を左右する要因や、規模やタイミングがどのように変わっていくかを把握するべく、シナリオ分析を行っている。現行の政策に沿って排出削減が行われる Business as usual (BAU) シナリオの他に、2019 年時点での世界の水素需要 7,000 万トン/年からどのように変化するか次の 3 通りのシナリオが検討されている。

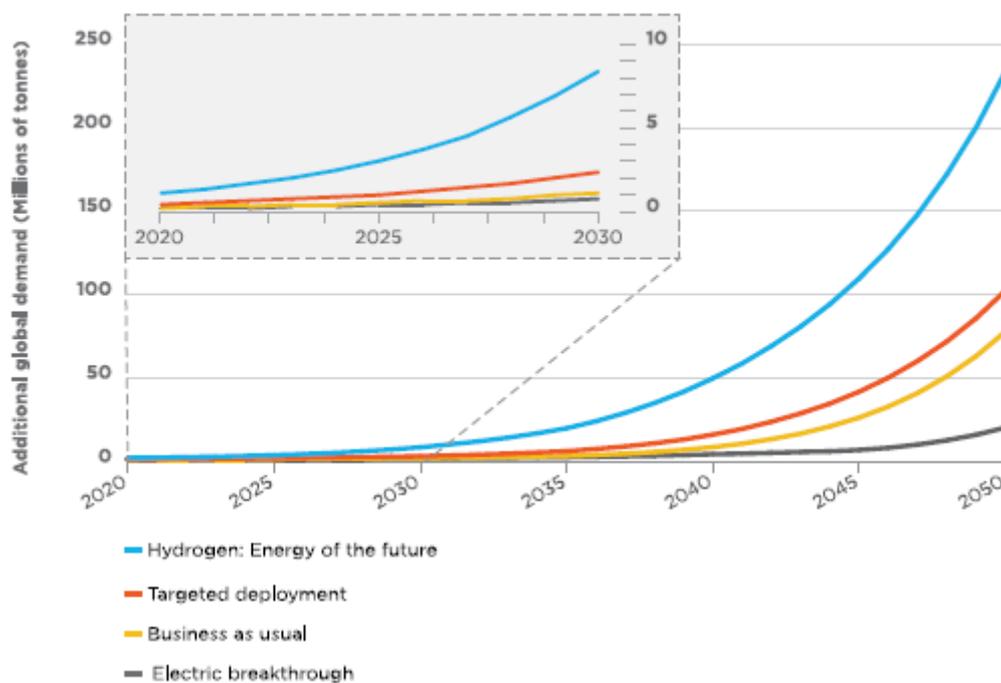
- シナリオ①Hydrogen: energy of the future：世界的に脱炭素化が進められ、あらゆる部門で積極的に水素が利用される。オーストラリアはコストやイノベーションにおいて競合国よりも優位となり、アジア市場の約 30%を占有する。
- シナリオ②Targeted deployment：世界的に排出削減の努力が行われ、低炭素化が難しい部門 (例えば鉄鋼や大型車) を対象とした水素利用を推進する。オーストラリアは小規模ではあるが活発な水素市場における輸出のリーダー国となる。

⁸ Feitz, A.J., Tenthorey, E. and Coghlan, R. (2019). *Prospective Hydrogen Production Regions of Australia*. Record 2019/15. Geoscience Australia, Canberra.

- シナリオ③Electric breakthrough : ほとんどのエネルギー需要を満たすクリーンな電力 (蓄電池や揚水発電の貯蔵伴う) の画期的な技術が開発される。電力が暖房・厨房用のガスや輸送部門の石油製品と代替する。その結果、低炭素化は進むが、水素利用は最小限に止まる。

このシナリオ分析の結果、顕著な違いが出てくるのは2030年以降とみられている。2019年から2050年までに追加的に発生する水素需要は、BAUシナリオで7,800万トン/年となり、最小のシナリオ③約2,000万トン/年から最大となるシナリオ①約2億3,000万トン/年まで幅広い予測になる(図3、表4)。また、経済的な効果でも、BAUシナリオと比較すると、シナリオ①では2050年約17,000の雇用創出、GDPは約A\$260億の増加、シナリオ②でも2050年約7,600の雇用創出、GDPは約A\$110億の増加が見込まれる(表4)。

図 3 シナリオ別クリーン水素需要増分見通し



(出所) COAG Energy Council (2019). p.22, Figure 2.1

表4 シナリオ分析結果（2050年）

	Hydrogen: Energy of the Future	Targeted Deployment	Electric Breakthrough	Business as Usual (BAU)
世界の水素需要増分 (Mt H ₂)	234	103	21	78
豪州水素生産量 (Mt H ₂)	20	8	1	2
BAU比GDP増加 (A\$10億)	26	11	-	-
BAU比雇用創出 (フルタイム)	16,923	7,628	-	-
必要な水の量 (GL)	207	91	15	24
豪州水素利用によって回避されたCO ₂ 排出量 (Mt CO ₂ eq)	135.78	56.23	6.18	10.85
豪州水素生産由来CO ₂ 排出量 (Mt CO ₂ eq)	5.12	45.96	13.38	17.21
再エネ100%とする場合の電解装置に必要な土地 (km ²)	9,291 (太陽光) 60,160 (風力)	1,917 (太陽光) 12,415 (風力)	666 (太陽光) 4,312 (風力)	56 (太陽光) 363 (風力)

(出所) COAG Energy Council (2019). p.86, Appendix A、Deloitte (2019)⁹より作成

(3) 水素ハブの創設

「国家水素戦略」は、大規模市場の兆候が現れた際に迅速に行動できるよう適応力のあるアプローチ (adaptive approach) を取り、「検証 - 修正 - 適応 (review-revise-adapt)」とフィードバックを繰り返すことで、技術や市場の変化に応じて行動を改善するとしている。市場障壁の除去、需給の効率的な創出、水素産業の世界レベルでのコスト競争力の強化に資する行動に焦点が当てられる。2030年までを2つのフェーズに分け、2025年頃までは「基礎と実証」、2025年以降は「大規模な市場開発」として、大規模クリーン水素産業の構築が目指される (添付資料1)¹⁰。

中でも、競争力強化のために必要な水素産業の規模拡大において、水素ハブ (多業種の水素需要家が集まった大規模需要集積地) の創設が重視されている。水素ハブでは、需要家が集まっているため効率的に水素輸送が可能となり、既存インフラの利用によってコスト低減を図ることができる。また、規模の経済が働き、セクターカップリングの推進といった利点もある。

水素ハブになる基準として、需要家へのアクセス、土地の確保、港湾のポテンシャル (現在の設備規模や拡張の可能性)、電力系統への接続、輸送 (道路・鉄道) インフラへのアクセス、ガスパイプラインへのアクセス、水へのアクセス、経済・社会・環境要因 (労働力の確保、天候、安全性等)、ステークホルダーや地域社会の関心、水素生産地域との近さ、水素貯蔵可能性、電力価格、が検討される。輸出を見込んで港湾に近い30以上の地域が水素

⁹ Deloitte (2019). *Australian and Global Hydrogen Demand Growth Scenario Analysis*. (http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/nhs-australian-and-global-hydrogen-demand-growth-scenario-analysis-report-2019_1.pdf)

¹⁰ この2フェーズの具体的な行動および支援策については添付資料に掲載。

輸出ハブとしてポテンシャルのあるサイトとして挙げられている¹¹。

他方で、輸出だけでなく、国内の水素需要の喚起にも注力する必要がある。水素産業の展開はまだ不透明であるため、リスクの高い投資であることは否めない。しかし、この段階で投資をしないことのほうが、水素市場が確立された場合の好機を逃すことになり、さらなるリスクだと考えられている。そのため、政府が現時点から水素需給の拡大を促すことで、事業者の水素への投資リスク管理に資するとしている。まず、研究開発・実証（RD&D）を支援することで、技術開発によってコスト軽減が期待される。水素利用では、ガス配管への水素の混合は、初期の水素需要創出に有効とされる。政府にとっても水素需要を把握しやすくなるメリットがあるが、実施する前に、ガスインフラや消費者の機器への技術的な影響の検証や水素混合に関する規制の改定が必要である。また、輸送部門のFCVによる水素需要増加の可能性も高いが、初期の段階では、水素ステーションが一定の整備で済むように、港湾や鉱山で利用される重機、貨物輸送、公共輸送（バス）のような駐車場に戻る（back to base）輸送での利用が検討されている。

（4）コミュニティ・国民の信頼

「国家水素戦略」は、水素を将来の主要な輸出産業として育成していくために、地域・コミュニティおよび国民の信頼や理解を得る重要性も明記している。地域・コミュニティの信頼を醸成するために、水素産業が、安全で環境に優しく、地域経済へ貢献（手頃な価格での熱供給や雇用創出）することを認知してもらわなければならない。そのためにも、信頼できる情報を提供して理解を促し、水素産業開発初期の段階から地域社会を関与させることが必要である。また、水素事業者も責任を持った迅速な行動が求められる。

「国家水素戦略」で興味深いのは、2019年にクイーンズランド大学（University of Queensland）が実施した水素産業に対する一般市民の意見調査の結果概要を提示している点である¹²。この調査結果から、全体的に水素産業に対して支持が示される一方で、水問題、再エネプロジェクト、CCSについては意見が分かれることが触れられている。また、水素産業による経済的なメリットは平等に配分される必要があり、水素供給に関して地元地域を優先すべきとされている¹³。

（5）成功指標

¹¹ ARUP Australia (2019). *Australian Hydrogen Hubs Study*. p.52, table 6 (<http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/nhs-australian-hydrogen-hubs-study-report-2019.pdf>)

¹² Ashworth, P., Witt, K., Ferguson, M., and S. Schic (2019). *Developing Community Trust in Hydrogen*. University of Queensland: Brisbane

オーストラリアの3都市（クイーンズランド州 Townsville、ビクトリア州 Warnambool、北部準州 Darwin）で年齢別に分けた2つのグループに、ステーキホルダーのグループも加え、計9つのフォーカスグループを対象に調査している。

¹³ *Ibid.*, p.19

LNG輸出の拡大によって、国内のガス価格が上昇したことや、LNG輸出産業による恩恵が不平等であったとの考えがあるため。

長期的な戦略が必要である水素産業で適応力を持って行動していくために、進捗状況の確認が重要になる。「国家水素戦略」では、国際的な水素市場の成長をモニタリングし、その進度に応じて判断を行っていく必要があるため、水素産業の進度に関するシグナルを設定した。13項目（投資、プロジェクト規模、コスト競争力、豪州からの水素輸出、化学産業の原料、電力系統支援、鉱業とオフグリッド、大型車両、乗用車、ガスネットワーク、発電、製鉄業、産業部門熱利用）に関して、2025年まで、また、2025～2030年で、クリーン水素の開発状況を捉えて判断材料に役立てる。また、「国家水素戦略」のビジョンに沿って、2030年における15の成功指標が設定されている（表5）。

表5 2030年成功指標

クリーン・革新的・安全性・競争力のある産業	
クリーン度	1. 豪州水素生産に係るCO ₂ 排出原単位が地域・消費者の期待に沿って、減少傾向を辿っている。 2. 豪州が国際的に認知された原産証明制度を施行している。
革新性	3. 豪州が高度で革新的な水素産業とR&Dを支援する環境を持っているとみなされる。 4. 水素生産の水利用に関する持続可能性を継続して改善している。
安全性	5. 豪州が水素事業関連の安全性で優秀な実績を保持している。
競争性	6. 豪州水素が内外で競争力を持っている。 7. 豪州に産業界のニーズに即応できる水素分野での労働力がある。
オーストラリア全国民にとって有益である産業	
雇用と繁栄	8. 水素が経済的利益と雇用をもたらしている。
地域支援	9. 水素産業のある地域へ利益が還元されている。
国内利用	10. 技術開発、また、水素輸出産業の育成で達成された規模拡大によって、クリーン水素コストが低下している。 11. 水素生産・利用がエネルギー市場に統合されている。
世界における主要プレーヤー	
水素輸出	12. アジア市場において水素供給国上位3位に入っている。
投資家の信頼	13. 豪州が水素分野で国際的に投資先として選択される。 14. 水素輸入国とオフテイク契約やサプライチェーン契約を締結している。
水素産業の実力	15. サプライチェーン全ての分野で実力を示している。

（出所）COAG Energy Council (2019). pp.70-71 より作成

1.4. 連邦政府の水素 R&D 支援

水素産業の発展において、連邦政府は、投資を促すための法整備や水素事業に関する地方政府間の調整、また、水素の輸出先となる国とのパートナーシップの強化や国際的なイニシアティブへの参加¹⁴といった重要な役割を担っている。特に、「国家水素戦略」の行動計画で

¹⁴ オーストラリアは、リーダーシップの発揮（G20 や水素閣僚会議）、水素貿易・投資に関する制度制定

も 2020 年代前半は「基礎と実証」としているように、水素技術に関するコスト引き下げのカギを握る R&D の支援は重要である。「国家水素戦略」によると、2015 年から 2019 年にかけて、連邦政府は水素サプライチェーンに関するプロジェクトに A\$1 億 4,600 万以上（内訳：R&D A\$6,783 万、フィージビリティスタディ（FS）A\$488 万、実証 A\$504 万、パイロット事業 A\$6,857 万）を拠出している¹⁵。

2020 年 5 月に発表された「技術投資ロードマップ（Technology Investment Roadmap Discussion Paper）」でも、水素が優先される技術として位置づけられている¹⁶。コスト削減をもたらす水素生産の規模拡大が、中期的な水素技術の課題とされる。このロードマップではストレッチ目標（少し高めの目標）として水素価格を A\$2/kg 以下とする「H2 under \$2」が設定されている。

2020 年に入って連邦政府による水素 R&D を支援する政策の発表が続いた。2020 年 4 月、オーストラリア再生可能エネルギー庁（ARENA）が、再エネ水素の実証事業を推進するために A\$7,000 万ドルの基金「Renewable Hydrogen Deployment Funding Round」を表明した¹⁷。同基金は、商業規模の再エネ水素開発を支援し、「H2 under \$2」を達成するために必要な生産コストを削減するために用いられる。5MW 以上、可能であれば 10MW 以上の電解装置を用いる複数のプロジェクトが対象となる。この基金に対して、2020 年 6 月、ARENA は全国から 36 件（約 500MW）の申請があったことを発表した¹⁸。グリーン水素事業への関心が高いことが伺える。5~80MW 規模のプロジェクトで、助成金 A\$10 億（プロジェクトの総額は約 A\$30 億）を超えており、2020 年末までに助成金の交付先が決定される予定である。

続けて 2020 年 5 月、連邦政府は A\$3 億の「Advancing Hydrogen Fund」設立を発表した¹⁹。クリーンエネルギー金融公社（Clean Energy Finance Corporation, CEFC）が同基金を管理する。同基金の融資を受ける事業は、商業規模で、再エネ、もしくは、低炭素技術の利用が求められる。低炭素技術として CCS を伴った水素生産（ブルー水素）も対象となる。

(International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy)、ベストプラクティスの共有（クリーンエネルギー大臣会合、Mission Innovation、Center for Hydrogen Safety）、民間投資の促進（クリーンエネルギー大臣会合）に関するフォーラムに参加している。（COAG Energy Council (2019). *op.cit.*, p.54）

¹⁵ COAG Energy Council (2019). *op.cit.*, p. xvi

¹⁶ Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources (2020). *Technology Investment Roadmap Discussion Paper*. p.6 (https://consult.industry.gov.au/climate-change/technology-investment-roadmap/supporting_documents/technologyinvestmentroadmapdiscussionpaper.pdf)

140 の技術を対象に、CO₂削減ポテンシャル、技術成熟、費用対効果が調査された。当レポートはパブリックコメント用に公表され、オーストラリアで初めて出される「Low Emissions Technology Statement」や COP26 に向けて準備されている「Long Term Emissions Reduction Strategy」にも利用される。

¹⁷ ARENA (April 15, 2020). “ARENA opens \$70 million hydrogen deployment funding round”

(<https://arena.gov.au/news/arena-opens-70-million-hydrogen-deployment-funding-round/>)

¹⁸ ARENA (June 5, 2020). “Australia ready to fast track commercial scale hydrogen”

(<https://arena.gov.au/news/australia-ready-to-fast-track-commercial-scale-hydrogen/>)

¹⁹ Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources. (May 4, 2020). “Government announces \$300m Advancing Hydrogen Fund” (<https://www.energy.gov.au/news-media/news/government-announces-300m-advancing-hydrogen-fund>)

2. オーストラリア地方政府による水素社会への取り組み

2.1. 再生可能エネルギーの現状

オーストラリアで利用される水素は、2030 年頃までグリーン水素が考えられているため、本節ではその生産に用いられる再エネの現状について整理する。

オーストラリアは連邦制の下、ニューサウスウェールズ州 (NSW)、クイーンズランド州 (QLD)、南オーストラリア州 (SA)、ビクトリア州 (VIC)、西オーストラリア州 (WA)、タスマニア州 (TAS) の 6 つの州、および、北部準州 (NT)、オーストラリア首都特別地域 (ACT) から構成されている。エネルギー生産、土地利用、森林、輸送、鉱業権、環境評価は州政府の管轄となっている²⁰。ただし、エネルギー・環境政策や電力・ガス市場については、連邦政府と地方政府間での連携が必要となる。例えば、オーストラリア政府間評議会 (COAG) が重要な政策を協議する場となっている。

オーストラリアは化石燃料への依存が高いが、温暖化ガス排出削減のために再エネが推進されている。2019 年度 (2018 年 7 月～2019 年 6 月)、化石燃料が電源構成の 80.2%を占めたが、再エネコストの低下も働き、水力を除く再エネ (主に太陽光と風力) の割合は 2000 年度 0.4%から 2019 年度には 13.7%へと堅調に拡大した²¹。

再エネの導入・拡大を図る政策は、連邦政府および地方政府レベルで講じられている。連邦政府としての再エネ推進策は、「再生可能エネルギー目標 (Renewable Energy Target, RET)」という電力事業者に対して一定量の購入を義務とする制度 (quota) である。目標値として 2020 年までに再エネ電源 33,000GWh (発電量の 23.5%) が設定されている²²。RET には、風力、ソーラーファーム、水力発電のような大規模再エネを対象とした「Large-scale Renewable Energy Target (LRET)」、および、家庭の太陽光パネルや太陽熱温水器、小型風力、小水力、を対象とする「Small-scale Renewable Energy Scheme (SRES)」がある²³。それぞれ、「Large-scale Generation Certificates」、「Small-scale Technology Certificates」が発行され、市場で再エネ 1MWh を 1 単位として取引される。

地方政府は、図 4 に示すように各州で独自の再エネ導入や排出削減に関する目標を掲げ、再エネの拡大を図っている。再エネ政策は、州によって制度設計は異なるが、入札や固定価格買取制度 (feed-in tariff, FIT) が導入されている²⁴。ただし、地方によって再エネの導入状況には大きな幅がある (図 5)。タスマニア州のように水力が豊富な州では再エネの割合が 94%に達している。また南オーストラリア州も 50%と半分が再エネで、風力が 37%と大きい。他方、北部準州、西オーストラリア州、クイーンズランド州では、再エネが占める割

²⁰ IEA (2018). *Australia 2018 Review*. Paris/IEA. p.28

連邦政府の権限は、貿易、外交、防衛、移民問題とされる。

²¹ Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources (May 2020). *op.cit.*

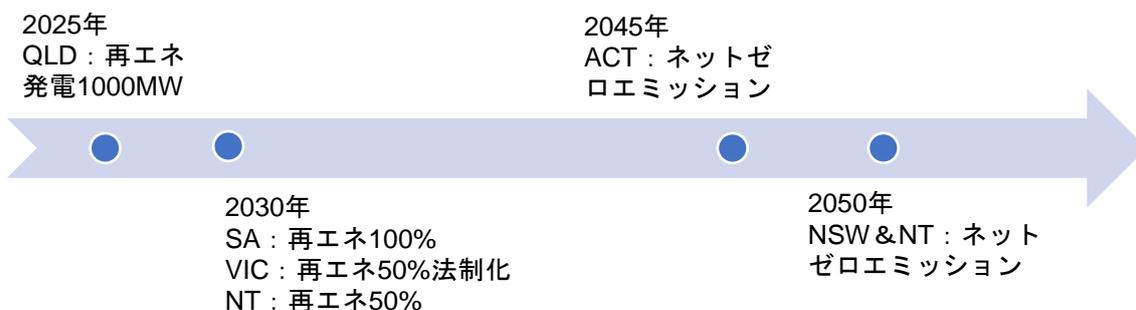
²² Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources. “The Renewable Energy Target (RET) scheme” (<https://publications.industry.gov.au/publications/climate-change/climate-change/government/renewable-energy-target-scheme.html>)

²³ 太陽光発電システムで 100kW を超えるものは LRET、100kW 未満は SRES の対象となる。

²⁴ IEA (2018). *op.cit.*, pp.227-228

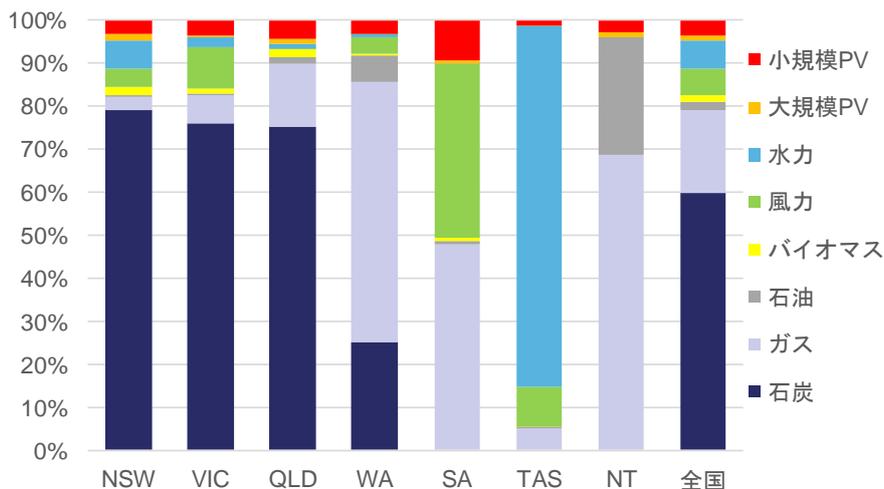
合はそれぞれ 4%、10%、13%と低く、ニューサウスウェールズ州およびビクトリア州の発電に再エネが占める割合は 2 割前後であるが、石炭火力への依存が著しく 7 割を超えている。

図 4 州別再エネ導入・排出削減目標



(出所) Clean Energy Council (2020)²⁵より作成

図 5 州別電源構成 (2019年)



(出所) Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources (May, 2020) より作成

オーストラリアは小規模太陽光（100kW 未満）の普及率が世界で最多とされるほど小規模太陽光の導入が進んでいる²⁶。この要因として、電気料金が高かったことから家庭でのルーフトップ太陽光の設置が増加したこと（住居の約 4 分の 1 は太陽光パネルを設置²⁷）や、

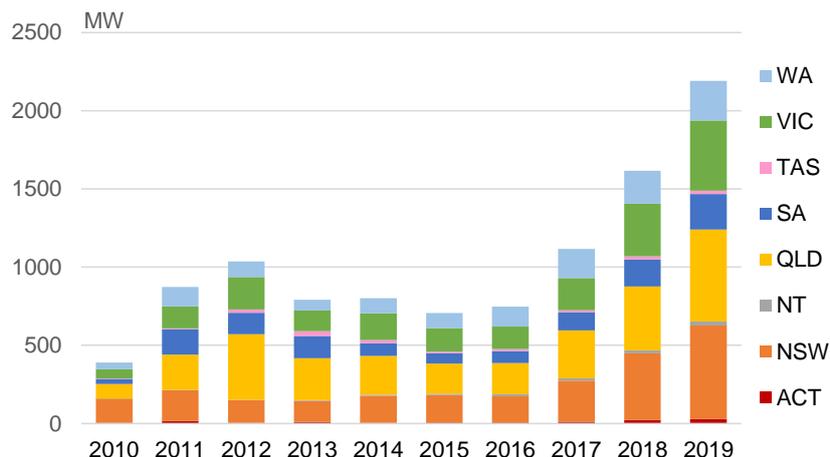
²⁵ Clean Energy Council (2020). *Clean Energy Australia Report 2020*, pp.26-40
(<https://assets.cleanenergycouncil.org.au/documents/resources/reports/clean-energy-australia/clean-energy-australia-report-2020.pdf>)

²⁶ IEA (2018). *op.cit.*, p.17

²⁷ De Atholia, T., Flannigan, G. and Lai, S. (March 2020). “Renewable Energy Investment in Australia” *Reserve Bank of Australia Bulletin*. p.40
(<https://www.rba.gov.au/publications/bulletin/2020/mar/pdf/renewable-energy-investment-in-australia.pdf>)

オフグリッドとして活用されていることが挙げられる²⁸。図 6 は 100kW 未満の家庭や商業用の太陽光発電設備容量の推移を州別に示している。太陽光システムの規模は拡大しながら堅調な増加傾向にあり、2019 年は 2.2GW が導入された。人口が多いニューサウスウェールズ州、クイーンズランド州、ビクトリア州（この 3 州で全人口の 78%を占める）で全体の約 75%を占めている。

図 6 小規模太陽光（100kW 未満）設備容量の推移（州別）



（出所）Clean Energy Council (2020), p.69 より作成

2.2. 地方政府の水素戦略

オーストラリアでは州政府がエネルギーを管轄していることから、州政府でも水素を推進する動きがみられ、4つの州政府が独自の水素に関するロードマップや戦略、行動計画を公表している。最も早かったのは、2017年9月に発表された南オーストラリア州の「Hydrogen Roadmap for South Australia」で、同州は2019年9月に「A South Australia's Hydrogen Action Plan」も発表した。2019年は、クイーンズランド州「Queensland Hydrogen Industry Strategy 2019-2024」（2019年5月）、西オーストラリア州「Western Australian Renewable Hydrogen Strategy」（2019年7月）、タスマニア州「Tasmanian Renewable Hydrogen Action Plan」（2019年11月）が公表された。なお、ビクトリア州もグリーン水素経済の確立を目指すロードマップとなる「Victorian Green Hydrogen Industry Development Plan」を策定するために動いている²⁹。

各州の戦略や行動計画では、共通して、クリーンで安全、持続可能なグリーン水素の生産・

²⁸ ARENA. “Off grid” (<https://arena.gov.au/renewable-energy/off-grid/>)

オーストラリアの電力消費の6%は遠隔地のオフグリッドが占めており、遠隔地の鉱業分野でも利用されている。

²⁹ Victoria State Government. “The Victorian Hydrogen Investment Program” (<https://engage.vic.gov.au/vhip>)

「Victorian Hydrogen Investment Program (VHIP)」を通じて公募で提出された意見 (Green Hydrogen Discussion Paper) が参照される。

消費・輸出を行うことを目標に掲げている。水素産業が成長する地域として優位とする理由について表6に整理した。各州とも豊富な再エネ資源を強みとして、グリーン水素を検討している点で一致している。また、既存のインフラが活用できること、LNGや石炭等のエネルギー産業での経験があること、熟練労働者の存在も水素産業の優位性として共通している。また、タスマニア州は、本土に比べると面積が小さいため、消費者への供給に必要な水素インフラへの投資を抑制でき（例えば、本土よりも比較的少ない水素ステーション数で消費者需要に対応可能）、事業実施が容易な点も利点として挙げている。

表6 水素産業に関する各州の優位性

	SA	QLD	WA	TAS
豊富な再エネ資源	✓ (太陽光、風力)	✓ (太陽光)	✓ (太陽光)	✓ (水力、風力)
土地・水へのアクセス			✓ (土地)	✓ (水)
インフラ整備	✓		✓	✓
エネルギー産業の経験		✓	✓	
熟練労働者		✓	✓	✓
輸出国へのアクセス	✓	✓	✓	
政府の支援	✓	✓		✓
水素利用	✓			

(出所) 各レポートより作成

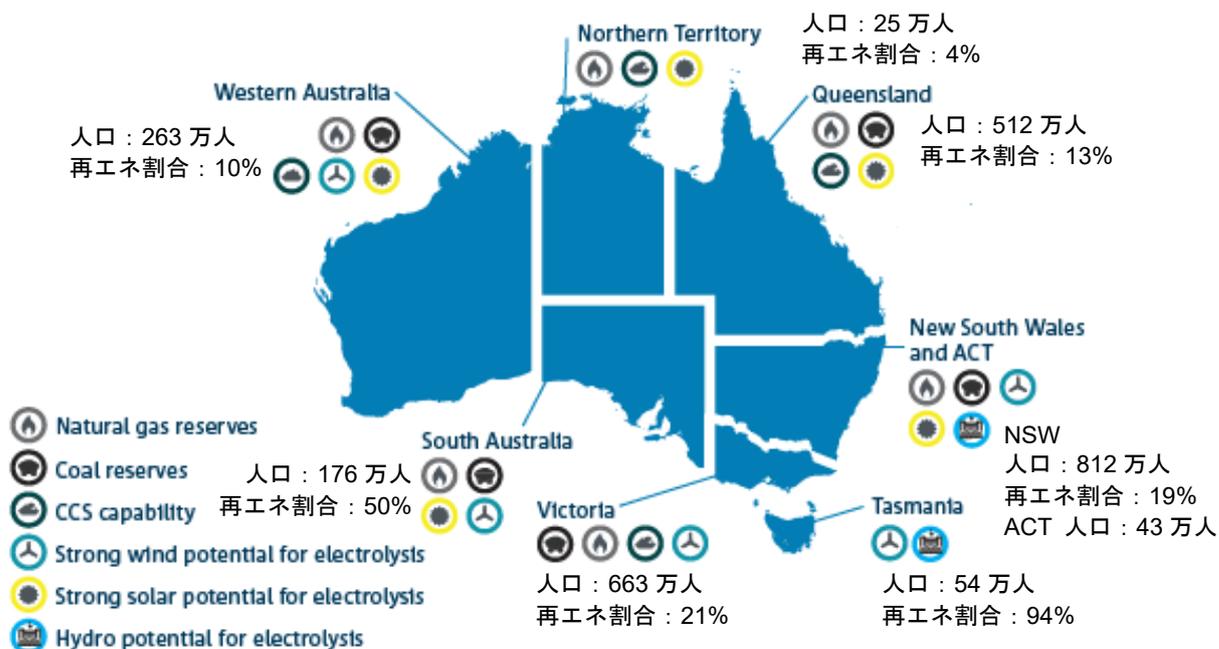
各州の戦略・重点分野の傾向として、水素産業発展のために、投資の促進、技術開発（イノベーション）の支援、水素社会を可能とする法整備、水素産業に必要なスキルや専門性を備えた労働者の育成、輸出国（日本や韓国といったアジア市場）との良好な関係構築等に注力することが見て取れる。また、水素社会に向けてRD&Dが重要な段階であるため水素に関する研究機関も整えている。

ただし、3つの州が掲げる年次的な目標では違いがみられる。クイーンズランド州は、2030年までにグリーン水素生産を先導し、国内市場の確立や輸出を目指している。タスマニア州は、2022年までにグリーン水素生産の開始、州内での利用、輸出用グリーン水素生産プロジェクトを進展させ、2025年までに水素輸出を開始し、2030年までに世界的な水素生産・輸出を行う州となり、州内でも水素が消費されるようになることを目標としている。西オーストラリア州は、2022年までにグリーン水素輸出プロジェクトの承認、水素の遠隔地での利用、水素のガス管への混合、水素ステーションの設置を目標とし、2040年までには、水素輸出において世界で同州が占めるシェアがLNGと同程度になること、ガスインフラへの水素10%以上の混合、水素の鉱業用重機や輸送用燃料での利用を目指す。

図7は州別に水素生産に用いられるエネルギー資源を示したもので、オーストラリアでは国内全土で再エネ（太陽光、風力、水力）を使うグリーン水素の生産が可能であることが

わかる。各州の戦略ではブルー水素について言及されていないが、西オーストラリア州、ビクトリア州、クイーンズランド州、北部準州では CCS のポテンシャルがあるため、ブルー水素の生産も可能と考えられる。

図 7 州別水素生産に関するエネルギー資源



(出所) Commonwealth of Australia (2018)³⁰、人口 (2019 年 9 月末時点) は Australian Bureau of Statistics および発電量に占める再エネ割合 (2019 年) は Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources (May, 2020)より作成

再エネが拡大する見通しがグリーン水素利用の裏付けともなっている (表 7)。南オーストラリア州は、図 6 にも示したように国内でも群を抜いて小規模太陽光が普及しており (3 軒に 1 軒は PV を設置)、2019 年ですでに発電量の半分が再エネとなっている。クイーンズランド州では、大規模太陽光のプロジェクトが続いており、建設・計画中の案件が完成すれば、太陽光の設備容量は現状の 2 倍となる。さらに準備中の案件は 19GW とみられている。タスマニア州の場合、発電量に占める再エネの割合は 94%と最も高く、水力を中心としていることもあり、他の州よりも再エネ価格が比較的安価であることも優位としている。

³⁰ Commonwealth of Australia (2018). *Hydrogen for Australia's Future*. p.11 (https://www.chiefscientist.gov.au/sites/default/files/HydrogenCOAGWhitePaper_WEB.pdf)

表 7 再エネポテンシャル

	SA	QLD	TAS
現状	太陽光：738MW (2017年4月時点) 風力：1,697MW (2017年6月時点)	太陽光：1,330MW	水力：2,283MW 太陽光：135MW 風力：564MW
建設・計画中	太陽光・風力：500MW	太陽光：1,380MW	-
ポテンシャル	太陽光・風力： 4,300MW 蓄電池：1,000MW	太陽光：19GW	揚水：3,400MW

(出所) 各レポートより作成

水素生産の商業化、規模拡大に向けて、実証事業がすでに各州で実施されている。水素関連の実証事業で主に連邦政府が資金面での支援を行っている中で、南オーストラリア州政府は、4件のグリーン水素事業にA\$1,700万の助成金やA\$2,500万の融資を行い支援している³¹。南オーストラリア州政府が支援する3件の実証事業はいずれも規模が大きい。

「Hydrogen Park South Australia」(A\$1,140万、うち州政府の助成金A\$490万)はAustralian Gas Networkが1.25MWのPEM水電解装置から生産する水素を5%既存のガス管に混合する実証事業で、南オーストラリア州での再エネ水素10%への拡大も目指す。The Hydrogen Utilityが行う「Port Lincoln Hydrogen and Ammonia Supply Chain Demonstrator」(A\$1億1,750万、うち州政府の助成金・融資A\$470万)は30MWの水電解装置を設置し、再エネ(太陽光と風力)から初めての商業規模となるアンモニア18,000トン/年を生産して農業や産業用での利用を目的とする。また、再エネの発電が十分でない場合は、水素を使ってガスタービン(16MW2基)を稼働させて発電することも計画されている。Neoen Australiaの「Hydrogen Superhub」(州政府助成金A\$100万)は、風力、太陽光、蓄電池を設置する再エネ開発プロジェクトCrystal Brook Energy Park(A\$5億)に水素生産設備(50MW)を設置して水素25,000kg/日の生産を計画している。

西オーストラリア州でも水素に関する実証事業が積極的に進められている。連邦政府の支援を受ける「Yara Pilbara Renewable Ammonia Feasibility Study」は、アンモニア製造企業Yara PilbaraがENGIEの協力を得て、オンサイトの太陽光発電から生産される水素を使ってアンモニアを生産する実証事業(A\$376万、うちARENAの支援A\$99.5万)である。加えて、2020年5月、ARENAは、西オーストラリア州GeraldtonでBP Australiaがグリーン水素およびアンモニア生産設備の建設に関するFSに対する支援(A\$442万のうちA\$171万)を発表した³²。天然ガスの代わりに再エネを使って水素を生産し、アンモニア2万トン/年の生産を目指す。アンモニアは国内だけでなく輸出も考えられている。また、民間レベルでも

³¹ South Australia State Government. “Hydrogen projects in South Australia.” 4件のうち1件はInteractive Hydrogen Mapの作成。(http://www.renewables.sa.gov.au/topic/hydrogen/hydrogen-projects)

³² ARENA (May 8, 2020). “BP Australia study looks to scale up renewable hydrogen for export” (https://arena.gov.au/news/bp-australia-study-looks-to-scale-up-renewable-hydrogen-for-export/)

商業化に向けて動いており、2020年5月、西オーストラリア州環境保護局は、Asian Renewable Energy Hub を承認した³³。15GWの風力・太陽光発電、国内利用および輸出向けグリーン水素ハブの開発を目指すプロジェクトである³⁴。最終投資決定は2025年、建設開始2026年、輸出開始2027年と計画されている。

タスマニア州では大規模な実証事業は行われていないが、「ベル湾先進的製造地帯（Bell Bay Advanced Manufacturing Zone）」が、既存のインフラ（高圧送電網へのアクセス、淡水、輸送（鉄道・道路・航空・海上）、水深の深い港湾）で大規模水素生産が可能であり、水素ハブとして理想的だとしている。2020年3月には、タスマニア州政府は水素産業を育成するために「Tasmanian Renewable Hydrogen Industry Development Funding Program」（A\$5,000万）を発表している³⁵。

3. オーストラリアの水素政策を左右する要因

3.1. 他のエネルギー輸出国による水素市場進出

水素に関する世界の動きを受けて、オーストラリアは、他国に遅れを取らないように水素産業の育成に着手しているが、輸出市場における立ち位置は、他国の動向に影響を受けると考えられる。Deloitte (2019) は、オーストラリアの水素輸出国としての競争性を分析するために、水素輸出で競合する可能性が考えられる9か国（米国、中国、ドイツ、ノルウェー、フランス、ブラジル、カタール、サウジアラビア、シンガポール）とオーストラリアに関して、多基準分析（multi-criteria analysis）を行った³⁶。この分析では、経済（貿易関係、ファイナンスへのアクセス、事業実施の容易性）、事業環境（国内での水素利用、港湾等のインフラ、生産用原料の確保、輸送地までの時間と距離、水素生産用電力へのアクセス）、政治（政府の安定性と支援、法整備、政府の透明性）、技術（類似した技術や資源の輸送経験、人材・技術の確保、事業環境変化への適応性）といった基準に関して、対象国の状況を水素輸出に関して5段階（有利（favorable）・やや有利・どちらでもない・やや不利・不利（unfavorable））に分けて点数をつけ、総合得点で水素輸出国としての競争力が評価された。その結果、オーストラリアが水素輸出競争力のある国であることは確認され、他にも、米国、ドイツ、シンガポール、ノルウェーが高得点で競争力がある国とされた。この中で注目される国は、オーストラリア同様エネルギー資源が豊富で、水力が電力の95%を占める等グリーン水素のポテンシャルも高いノルウェーである。アジア市場への距離では劣勢となるが、

³³ Maisch, M. (May 6, 2020). “Environmental approval recommended for gigawatt-scale renewable energy hub” *pv-magazine*.

³⁴ The Asian Renewable Energy Hub は InterContinental Energy、CWP Energy Asia、Vestas、Pathway Investments からなるコンソーシアムが開発を行う。(https://asianrehub.com/)

³⁵ Department of Growth, Tasmanian Government. “Tasmanian Renewable Hydrogen Industry Development Funding Program”

(https://www.stategrowth.tas.gov.au/energy_and_resources/energy/hydrogen/tasmanian_renewable_hydrogen_industry_development_funding_program)

³⁶ Deloitte (2019). *op.cit.*, pp.37-45

エネルギー輸出国としての信頼性は高く、水素輸出に関心を示していることから、その動向が注視される。

上記分析の対象ではなかったが、現在のエネルギー輸出市場での位置付けや水素市場産業への強い関心から、水素市場の主要国になる可能性がある国として、ロシア、ニュージーランド、チリが挙げられている³⁷。これらの国の中で、ニュージーランド政府が「A Vision for Hydrogen in New Zealand – Green Paper」（2019年9月）を公表しており、水素利用の可能性や利点・課題を検討している。ニュージーランドは、2035年までに再エネ電源100%（現時点で85%）、2050年までにカーボンニュートラルとなることを目標としている。豊富な再エネ資源を使ったグリーン水素を生産し、グリーン水素の輸出国となることを視野に入れている。地熱や水力が現在の再エネ電源の大半を占めるが、再エネのポテンシャルとしては陸上風力10,000MWが期待されている³⁸。輸出の可能性が高いのは、ニュージーランド北島西海岸に位置する Taranaki 地方である。主要な水素産業地域になる利点が多くあるとしており（豊富な水や再エネ、電力・ガスインフラ整備、適した港湾、地方政府の支援、強い産業部門等）、「H2 Taranaki Roadmap」によると、2020年代後半に輸出に向けた500~1000MWの水電解装置の設置が計画されている³⁹。また、水素だけでなく、2030年頃にグリーンアンモニアの輸出も検討されている。

また、カナダもノルウェー同様に資源大国として競合国となる可能性がある。2019年には、ブリティッシュ・コロンビア州の支援を受けて、民間レベルで国内供給および米国（カリフォルニア州）や日本への輸出可能性も視野に入れた大規模なグリーン水素実証（300MW）が行われた⁴⁰。ただし、カナダ政府が2019年に公表した「Hydrogen Pathways – Enabling a Clean Growth Future for Canadians」では、まずは国内での水素利用を唱えている⁴¹。

3.2. 国内水素需要の見通し

水素を輸出産業として位置づけるにしても、まず国内で水素利用の基盤を固めることが、水素技術開発、低炭素化社会への転換、エネルギーセキュリティの観点から重要である。何より国民の水素産業への理解を得るためには国内での水素利用は前提にあり、輸出リスクも軽減できる。日本では水素は輸送用燃料および発電用燃料としての利用が考えられているのに対し、オーストラリアでは、ガスとの混合・代替や輸送部門での利用が検討されている。

ガス管への混合に関して、長期的には水素への100%代替を視野に入れつつ、まず、水素

³⁷ Ibid., p.41

³⁸ New Zealand Government Ministry of Business, Innovation and Employment (2019). *A Vision for Hydrogen in New Zealand – Green Paper*. p. 38 (<https://www.mbie.govt.nz/dmsdocument/6798-a-vision-for-hydrogen-in-new-zealand-green-paper>)

³⁹ Tapuae Roa (2019). *H2 Taranaki Roadmap: how hydrogen will play a key role in our new energy future*. New Zealand/ Tapuae Roa. p.52

⁴⁰ ITM Power (July 2, 2019). “ITM Power, Mitsui, Chiyoda and BC Hydro in 300MW Power-to-Gas study” (<https://www.itm-power.com/news/itm-power-mitsui-chiyoda-and-bc-hydro-in-300mw-power-to-gas-study>)

⁴¹ Natural Resources Canada (2019). *Hydrogen Pathways – Enabling a Clean Growth Future for Canadians* p.5

10%の混合による技術面での影響や法規制において障壁がないか調査されている⁴²。その結果、水素 10%の混合について、ガスの品質、安全性、インフラの材質に対して大きな影響はないと確認された。また、州政府によって異なるガス配管に関する規制についても、ほとんどの州で水素 10%の混合に問題はないとされたが、オーストラリア首都特別地域やニューサウスウェールズ州は水素のガス管への混合を認める規制が必要であると提案されている。水素混合の実証も行われており、既述した南オーストラリア州の「Hydrogen Park South Australia」の他に、ARENA が支援する「Australian Hydrogen Centre」や「Jemena Power to Gas Demonstration」が現在実施されている。「Australian Hydrogen Centre」では、南オーストラリア州とビクトリア州においてグリーン水素のガス管への混合に関する FS を行っている⁴³。

「Jemena Power to Gas Demonstration」は、ニューサウスウェールズ州でグリーン水素 (500kW の水電解装置) 最大 2%を Jemena Gas Network (オーストラリア最大のガス供給網) に混合してインフラへの影響が調査されている⁴⁴。水素 100%に代替するにはインフラや機器への影響、安全性等詳細な調査・分析が必要であり、そのための法整備も伴わなければならない。

輸送部門では、国の方針に沿って、FCV を導入する手がかりとして、港湾や遠隔地 (鉱山) での産業用車両、政府公用車や公共バスでの利用が検討されている。2020 年 5 月、ITM Power 等のコンソーシアムが、オーストラリアで公共輸送の燃料電池 (FC) バスの実証を行う H2OzBus プロジェクトを発表した⁴⁵。フェーズ 1 として国内で 100 台の FC バスを導入するための調査を行う。FC バスの需要があると考えられる最大 10 都市において必要とされるインフラやバスの走行ルートに関する計画に焦点を当てる。

政府公用車については、2019 年、オーストラリア首都特別地域 (ACT) で行われる FCV (韓国現代自動車の Nexo20 台) の実証が発表された⁴⁶。ACT 政府はゼロ・エミッション車両への転換に注力しており、2018 年に公表されたアクションプランの一つを実現することになる⁴⁷。2020 年に水素インフラを整備し、FCV の経済性について評価する計画である。

産業部門では、重機を含めた水素利用全般に関して、2020 年 3 月、エンジニアリング企業 Hatch と鉱業大手 BHP、Anglo American、Fortescue は、事業の脱炭素化を図るためにグリ

⁴² GPA Engineering (2019). *Hydrogen in the Gas Distribution Networks*. (<http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/Hydrogen%20in%20the%20gas%20distribution%20networks%20report%202019.pdf>)

⁴³ ARENA. “Australian Hydrogen Centre” (<https://arena.gov.au/projects/australian-hydrogen-centre/>)

⁴⁴ ARENA. “Jemena Power to Gas Demonstration” (<https://arena.gov.au/projects/jemena-power-to-gas-demonstration/>)

⁴⁵ ITM Power (May 22, 2020). “H2OzBus Project: Deploying Hydrogen Fuel Cell Bus Fleets for Public Transport across Australia” (<https://www.itm-power.com/news/h2ozbus-project-deploying-hydrogen-fuel-cell-bus-fleets-for-public-transport-across-australia>)

コンソーシアムは、ITM Power、Transit Systems、Ballad Power Systems、BOC、Palisade Investment Partners で構成される。

⁴⁶ ActewAGL. “Low-emission transport” (<https://www.actewagl.com.au/beyond-energy/blog/low-emission-transport>)

⁴⁷ Australian Capital Territory Government (2018). *The ACT's Transition to Zero Emissions Vehicles – Action Plan 2018-2021*, p. 5

(https://www.environment.act.gov.au/_data/assets/pdf_file/0012/1188498/2018-21-ACTs-transition-to-zero-emissions-vehicles-Action-Plan-ACCESS.pdf)

ーン水素の利用方法を探求する **Green Hydrogen Consortium** を設立した⁴⁸。グリーン水素技術の適用に対する障壁を取り除き、利用の促進を目指す。グリーン水素技術のリスク回避および技術開発加速化のために、研究、サプライチェーンの開拓、パイロット試験といった活動が検討されている。

このように国内の水素需要の創出が図られているものの、コストやインフラの観点からどのように水素需要が増加するか不透明である。水素利用の障壁として電化との競合が考えられる。運輸部門でも FCV の導入が検討されているが、初期の段階では産業用車両、政府公用車、公共バス等で、乗用車ではない。乗用車はオーストラリアの登録車両の 74.1% を占めており⁴⁹、燃料電池乗用車の普及を図ることが輸送部門の水素利用に貢献すると考えられる。低炭素化の車両として電気自動車が選択されると、FCV の普及はますます困難になるため、FCV 普及策を早期に講じることが必要に思われる。

なお、国民には LNG 輸出による国内（東部）へのガス供給不足によるガス価格の上昇という苦い経験がある。オーストラリア東部のガス価格は供給不足のため急騰し、2016 年半ばや 2017 年初め、原油価格に基づいて長期契約で決められる LNG 輸出価格を上回ることがあった。LNG 開発は西オーストラリア州と北部準州が中心となっており、クイーンズランド州の炭層ガス (coalbed methane) から生産される LNG の生産が十分ではなかったため、国内のガスが輸出用に向けられた。西部と東部のガスインフラはつながっておらず、東部のガス価格は上昇した⁵⁰。この経験から、国内における水素の供給および価格の安定が水素輸出事業には求められる。

3.3. ブルー水素の実現可能性

オーストラリアの政権は、オーストラリア自由党 (Liberal Party of Australia) とオーストラリア国民党 (National Party of Australia) からなる保守連合とオーストラリア労働党 (Australian Labor Party) が二大勢力として争っており、政権によってブルー水素の生産に対して考えが異なり影響を受ける可能性がある。世界的に低炭素化へ向かう潮流に乗り、保守連合、労働党ともに進めている気候変動対策は、政治的な影響を受けてきた歴史がある。2012 年に環境を重視する労働党 (Gillard 政権) が導入した炭素税を、2014 年に産業を推進する自由党が政権を取ると (Abbot 政権)、一転して廃止した⁵¹。現政権の保守連合はオーストラリア経済を支える石炭産業を重視しているため、化石燃料発電の低炭素化に向けた技術開発も支援している。連邦政府の現 Morrison 首相は自由党で CCS を容認している。しか

⁴⁸ Hatch (March 19, 2020) “Industry comes together to form Green Hydrogen Consortium” (<https://www.hatch.com/en/About-Us/News-And-Media/2020/03/Industry-comes-together-to-form-Green-Hydrogen-Consortium>)

⁴⁹ Australian Bureau of Statistics (May 29, 2020) “Motor Vehicle Census, Australia, 31 Jan 2020” (<https://www.abs.gov.au/ausstats/abs@.nsf/mf/9309.0>)

⁵⁰ U. S. Energy Information Administration (October 20, 2017). “Australian domestic natural gas prices increase as LNG exports rise.” (<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33412>)

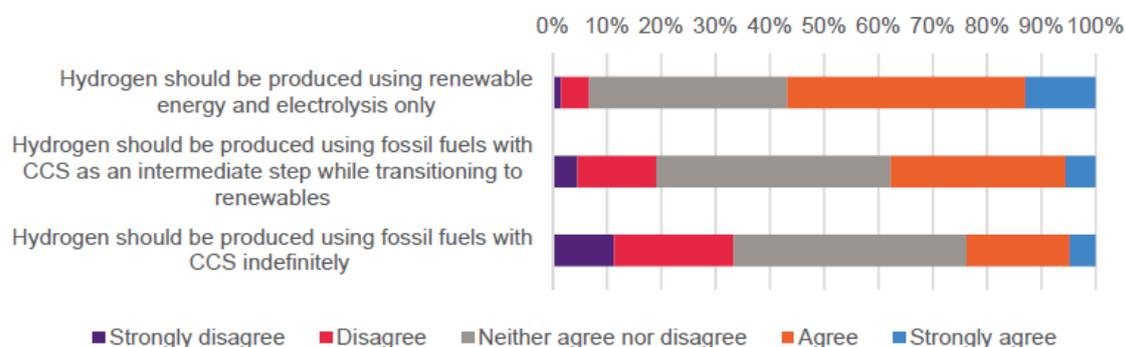
⁵¹ IEA (2018). *op.cit.*, p.179

し、地方政府の首相は、ニューサウスウェールズ州、南オーストラリア州、タスマニア州が自由党で、それ以外は労働党であるため、必ずしも CCS に対して好意的でないかもしれない。

そのため、水素生産方法に関して、保守連合と労働党の間で意見が分かれる。保守連合は技術的に中立な立場 (technology-neutral approach) を取るとして、石炭・ガス火力発電も CCS を伴えば低炭素化技術であると考える。先述した 2020 年 5 月に発表された A\$3 億の「Advancing Hydrogen Fund」で CCS が対象となる技術に含まれていることに対して、クイーンズランド州、西オーストラリア州、オーストラリア首都特別地域の労働党政権は、公的資金の対象はグリーン水素に限定すべきで、化石燃料由来の水素生産は除外すべきだと主張している⁵²。

また、ブルー水素の条件となる CCS に対しては、地域住民の理解が必要になる。2018 年に行われた意識調査をみると、グリーン水素に比べブルー水素への好感度は低くなっている⁵³。水素製造方法について簡潔な情報を共有した後に、水素製造方法について賛成できるか (1=強く反対から 5=大いに賛成までの 5 レベル) 質問したところ、再エネと水電解によって製造される水素のみ賛成 (大いに賛成+賛成) であるのが 57%であるのに対し、ブルー水素をグリーン水素までのつなぎの手段として賛成する回答が 38%、そして、ブルー水素に対する賛成割合は 25%と低くなった (図 8)。回答結果の平均値でみると、グリーン水素への賛成が最も高かったのは南オーストラリア州、ブルー水素をグリーン水素までの中間的な手段として最も賛成したのはクイーンズランド州、ブルー水素への賛成が最多だったのはビクトリア州であった。

図 8 水素製造方法別好感度



(出所) Lambert and Ashworth (2018). p.18

⁵² Foley, M. (May 4, 2020). “\$300m clean energy fund to back fossil-fuel hydrogen projects” *The Sydney Morning Herald*.

⁵³ Lambert, V. and Ashworth, P. (2018). *The Australian Public’s Perception of Hydrogen for Energy*. The University of Queensland/ ARENA
10 のフォーカスグループ (92 名)、オンライン調査 (2,785 名) を対象として水素に関する意識調査が行われた。

ブルー水素は、石炭や天然ガスが埋蔵されている地域に限定される。現在、「Hydrogen Energy Supply Chain」(Latrobe Valley の褐炭から製造された水素を液化して日本へ輸送する実証事業⁵⁴) が実施されているビクトリア州では、Gippsland Basin で CO₂ の海底貯留が検討されている。このような活動がビクトリア州住民にブルー水素が受け入れられやすい要因となっているのかもしれない。しかし、瀝青炭が賦存するニューサウスウェールズ州やクイーンズランド州では、海底ではなく地中での CO₂ 貯留となるため、社会的なリスクを伴う可能性が予想される⁵⁵。CO₂ 貯留では CO₂ が漏洩する可能性がないと言い切れないため、長期的な責任についても明確にする必要がある。

3.4. 再エネ導入に伴う課題

グリーン水素生産による系統安定化への貢献が期待されるが、オーストラリアにおける変動型再エネの増加は顕著であり、安定した電力システムの運営が喫緊の課題となっている。IEA の変動型再エネによる系統への影響を分類したフェーズで見ると、オーストラリアは、日本と同じフェーズ 2 (系統に多少の影響あり) の段階にある (図 9) ⁵⁶。しかし、太陽光と風力が発電量のほぼ半分を占める南オーストラリア州はフェーズ 4 (時間帯によって変動型再エネがほぼ全部の発電量を占める) に入っており、現に、系統への影響が生じた経験をしている。2016 年 9 月 28 日、強風によって送電線が損壊し電圧が変動したため 450MW の風力発電が止まり、南オーストラリア州全体で停電を引き起こした (85 万世帯・事業者に影響が及んだ) ⁵⁷。風力が発電量の約半分を供給していたことから、この停電を受けて、変動型再エネへの過度の依存が見直されるようになった。

しかし、今後も変動型再エネは増加する見通しである。エネルギー市場の管理・運営を行っているオーストラリアエネルギー市場オペレーター (Australian Energy Market Operator, AEMO) が全国電力市場 (National Electricity Market, NEM) ⁵⁸を対象としたシナリオ分析によると、NEM における風力および太陽光の設備容量は、2019 年 17GW から、2025 年には Central シナリオ (現行の連邦・州政府の政策の下、市場によって変化が進むシナリオ) で 27GW、Step Change シナリオ (世界的な脱炭素化の進行および堅調なインフラ投資の中、消費者による分散型電源の導入および技術開発による変動型再エネの急増が生じるシナリオ) では 45GW まで拡大する (図 10) ⁵⁹。

⁵⁴ 川崎重工業、J パワー、岩谷産業、丸紅、住友商事、AGL Energy が参画。

⁵⁵ Bruce et. al. (2018). *op.cit.*, p.22

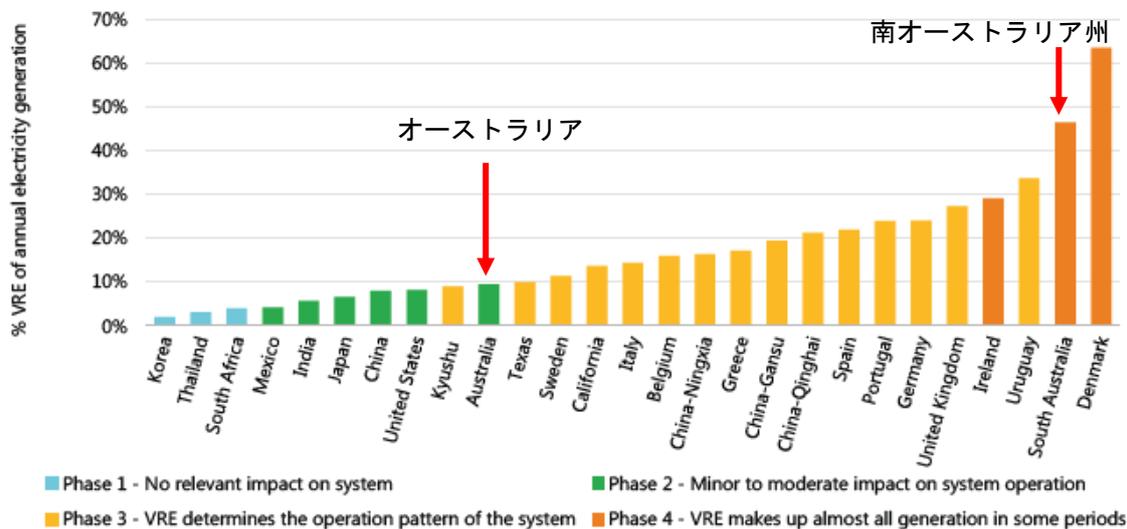
⁵⁶ IEA (2019). *Status of Power System Transformation 2019*. IEA/Paris.

⁵⁷ IEA (2018). *op.cit.*, p.126

⁵⁸ 全国電力市場 (National Electricity Market, NEM) は、南東部のクイーンズランド州、ニューサウスウェールズ州、オーストラリア首都特別地域、ビクトリア州、南オーストラリア州、タスマニア州をカバーする。西オーストラリア州と北部準州にはそれぞれの送電網があり、NEM とは連系していない。

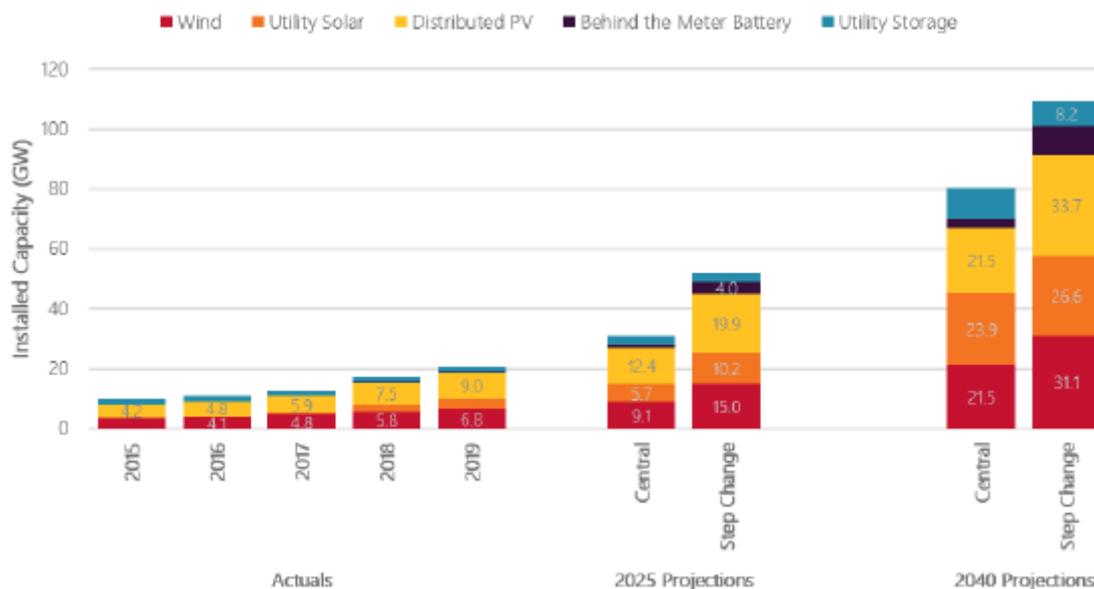
⁵⁹ Australian Energy Market Operator (2020). *Renewable Iniegration Study: Stage 1 report*. (<https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/ris/2020/renewable-integration-study-stage-1.pdf?la=en>)

図 9 変動型再エネ発電量割合と系統統合指標 (2018 年)



(出所) IEA (2019). p.5, Figure 2

図 10 NEM における太陽光および風力設備容量シナリオ別見通し (2025 年、2040 年)



注 : Utility Storage は大規模蓄電設備および揚水発電を含む。

(出所) AEMO (2020). p.18, Figure 4

変動型再エネ電源からの送電量増加によって需給バランスの均衡が崩れれば、電力システムは不安定になる。表 8 に示すように、南オーストラリア州は、2019 年時点で小規模太陽光が発電量に占める最大瞬間の割合は 64% となっており、2025 年には 85% まで拡大することも想定される。ビクトリア州およびクイーンズランド州も、2019 年それぞれ 31%、30% から 2025 年には Central シナリオでも 45% と急増する見通しである。このような小規模太

陽光の保有者は一般家庭や中小事業者であるため、配電事業者による出力抑制は困難となる。そのため、変動型再エネ電源の増加に伴い、系統安定化のための柔軟な電力システムの構築が必要となる。

表 8 小規模太陽光の発電量における最大瞬間割合

州	2019 年	2025 年見通し	
		Central シナリオ	Step Change シナリオ
南オーストラリア	64%	68%	85%
ビクトリア	31%	45%	66%
クイーンズランド	30%	45%	57%
ニューサウスウェールズ	21%	33%	48%
タスマニア	12%	14%	21%

(出所) AEMO (2020). p.39, table 6 より作成

系統安定化に資する方法として、調整力をもった電源の併用があり、調整力が高いのは、火力発電や揚水発電とされる。オーストラリアでは、石炭火力発電所は閉鎖される方針であり、2040 年までに石炭火力発電所の約 15GW (63%) が閉鎖され、この代替策として 30～47GW の大規模再エネ設備の導入が必要とみられる⁶⁰。このような再エネ電源の導入・拡大をバックアップするために、負荷がコントロールできる (dispatchable) 電源が 5～21GW 必要と推計されている⁶¹。

オーストラリアで負荷をコントロールする役割を担うのは蓄電池や揚水発電である。2016 年 9 月の大停電を受けて、2017 年 12 月、南オーストラリア州に世界最大の Tesla の蓄電設備 (100MW/129MWh) が設置された⁶²。Neoen の Hornsdale 風力発電所に接続され、3 万世帯以上に供給可能な規模である。2019 年時点で蓄電池を併設している小規模太陽光の割合は約 2.5%と普及率は低い⁶³、大規模な蓄電池も導入されており、2019 年の大規模蓄電池からの電力供給量は 94.3GWh (ビクトリア州 48.5GWh、南オーストラリア州 45.8GWh) と前年比 2.2 倍に増加した⁶⁴。揚水発電では、Snowy Hydro 2.0 (ニューサウスウェールズ州) が計画されている。発電容量 2000MW、蓄電容量 350,000MWh と 300 万世帯に 1 週間電力を供給できる規模であり、2025 年初めに運転開始する予定である⁶⁵。

他方、Power to Gas は、開発地域が限定される揚水発電や自己放電のため長期貯蔵が不利

⁶⁰ Australian Energy Market Operator (2019). *Draft 2020 Integrated System Plan*. p.34 (https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Planning_and_Forecasting/ISP/2019/Draft-2020-Integrated-System-Plan.pdf)

⁶¹ *Ibid.*, pp. 45-46.

⁶² Tesla (July 6, 2017). “Tesla Powerpack to Enable Large Scale Sustainable Energy to South Australia” (<https://www.tesla.com/blog/tesla-powerpack-enable-large-scale-sustainable-energy-south-australia>)

⁶³ De Atholia, T., Flannigan, G. and Lai, S. (March 2020). *op.cit.*, p.41

⁶⁴ Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources (May 2020). *op.cit.*

⁶⁵ Snowy Hydro. “Snowy 2.0” (<https://www.snowyhydro.com.au/snowy-20/about/>)

な蓄電池と棲み分けた活用が見込まれるが、系統統合の機能を発揮するためには、大幅なコスト削減とともに生産される水素の利用先の確保が必要となる。

3.5. LNG 輸出との共存

今後、水素輸出を行うにあたって、LNG 輸出との両立を図っていくことが、オーストラリア経済にとって重要である。LNG はオーストラリアの主要産業で、LNG 輸出能力は 2011 年 2.6Bcf/d (約 2,000 万トン/年) から 2019 年には 11.4Bcf/d (約 8,700 万トン/年) へと増加し、世界最大の LNG 輸出国となった⁶⁶。LNG 産業が確立されていることで、ガスインフラは整備されており、エネルギー業界で培った専門性をもった労働者もいることが、水素輸出国として優位であるとしている。しかし、LNG インフラや LNG 市場が水素輸出事業によって影響を受けないかとの懸念も聞かれる⁶⁷。水素輸出のためには港湾のインフラ整備が必要であり、水素輸送手段を液化、もしくは、アンモニアとするかで必要な設備も異なってくる。LNG 輸出事業の収益性が損なわれないように水素輸出を計画する必要があると考えられる。

3.6. 水素生産用の水の確保

オーストラリア国土の 70%は降雨量が少ない乾燥地域である⁶⁸。地域によって水資源量に差があるものの、水不足は慢性的な問題とされる。オーストラリアでは農業も盛んであり、水消費の約 4 分の 3 を占める農業にとって水は貴重な資源である⁶⁹。

水素生産にはグリーン水素およびブルー水素共に水が必要である。使用される水の量は、生産方法・技術、石炭に含まれる水分量、冷却や浄水といった追加的なプロセスによって異なる。「国家水素戦略」では、理論上の数値として、石炭ガス化と水電解では 9kg/kgH₂、SMR では 4.5kg/kgH₂ が水素生産に必要な水量としている⁷⁰。なお、2030 年に日本が計画通りに水素輸入をする場合の水素生産に必要な水量は、現在のオーストラリアの鉱業で消費される水量の 1%未満だとみられている。

理論的には水は確保されるような印象を受けるが、2019 年にオーストラリアは記録的な干ばつを経験したこともあり、水に対する不安を拭うのは難しい。オーストラリア気象局 (Bureau of Meteorology) によると、2019 年、オーストラリアは全国ほとんどの地域で降雨量が平均を大きく下回った⁷¹。図 11 は、2019 年のオーストラリアの降雨量を示すもので、

⁶⁶ U. S. Energy Information Administration (August 12, 2019). “Australia is on track to become world’s largest LNG exporter” (<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40853>)

⁶⁷ ARUP Australia (2019). *op.cit.*, p.105

⁶⁸ Australian Government Geoscience Australia. “Deserts” (<https://www.ga.gov.au/scientific-topics/national-location-information/landforms/deserts>)

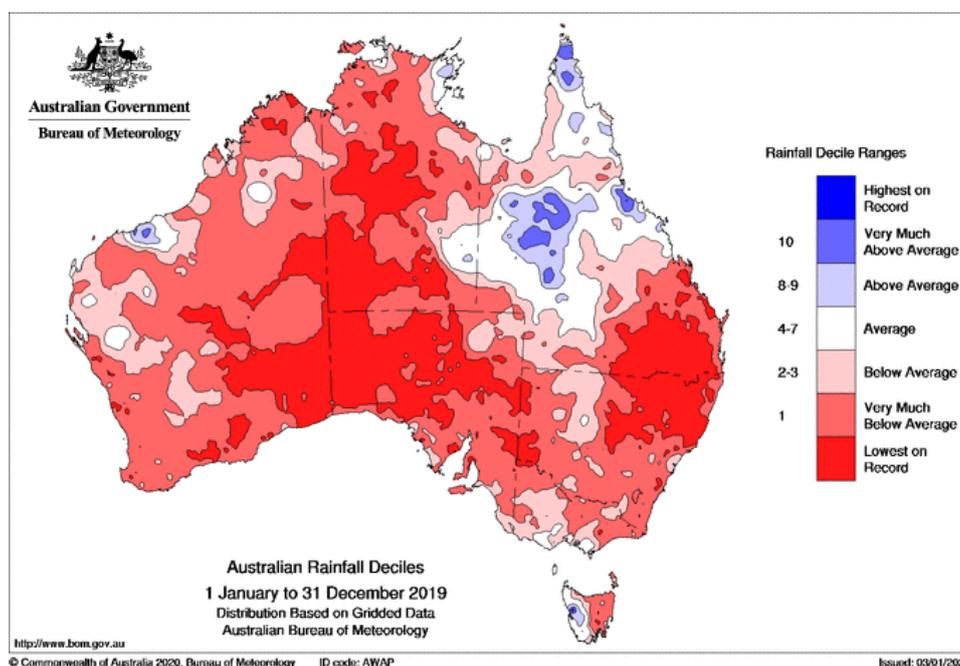
⁶⁹ Australian Government Department of Agriculture, Water and the Environment. “Water” (<https://www.agriculture.gov.au/abares/research-topics/water>)

⁷⁰ COAG Energy Council (2019). *op.cit.*, p.12

⁷¹ Australian Government Bureau of Meteorology (January 9, 2020). “Annual climate statement 2019”

白色が平均、青色が濃いほど平均を上回り、赤色が濃いほど平均を下回る。ニューサウスウェールズ州北東部、クイーンズランド州南東部、南オーストラリア州牧畜地帯、北部準州中部・南部では、記録的な少なさであった。特に 2017 年から降雨量が少なかったニューサウスウェールズ州とクイーンズランド州は干ばつによる影響が大きかった。また、2019 年の平均気温は記録的に高く、高温と乾燥によって森林火災が 9 月から発生し、年末に向けて多くの森林火災が発生し、深刻な状況に至ったことは記憶に新しい。

図 11 2019 年降雨量



(出所) Australian Government Bureau of Meteorology

2019 年に行われた意識調査でも、干ばつの被害を受けた地域の住民は、グリーン水素生産に必要な水の利用や CCS に関しては地下水への影響に対して懸念している⁷²。限られた水資源が輸出用の水素生産に使われることに対する抵抗感も確認される⁷³。また、先住民(アボリジニおよびトレス海峡諸島民)は土地や水が生活だけでなく文化的にも結びついているため、計画段階からの関与等、慎重な対応を求められることも留意しなければならない。

おわりに - 日豪 win-win の関係に向けて

オーストラリアは連邦・地方政府ともに水素産業を注視しており、LNG のようにオーストラリア経済を支える重要な輸出産業になるとみている。同国には水素生産を可能にする

(<http://www.bom.gov.au/climate/current/annual/aus/#tabs=Overview>)

⁷² Ashworth, et. al. (2019). *op.cit.*, pp.17-18

⁷³ Lambert and Ashworth (2018). *op.cit.*, pp.22-23

基盤があり、輸出面でのポテンシャルも高い。しかし、クリーン水素技術はまだ高コストで、安全性やインフラ整備等の課題も多く、クリーン水素の経済性について不透明な部分が多い。このような見通しが難しい状況で、オーストラリア連邦・地方政府が本稿で示したような水素に関する戦略・ロードマップを明らかにしたことは、投資家への重要なシグナルとなった。

これは重要なアクションではあるが、まだ出発点であり、今後も国全体で水素産業を支援する姿勢を見せていくことが肝要である。すでに実施されていることだが、やはり、クリーン水素生産の大きな障壁であるコスト低減のために、RD&Dの推進が必要である。国際的なイニシアティブに参加し、水素技術の知見や情報の蓄積、ネットワークの確立は技術開発に資する。官民での協力も民間企業にとっては投資リスクが軽減され有効な取り組みとなる。連邦政府が掲げる水素価格をA\$2/kg以下とする「H2 under \$2」がいつ頃達成されるのか興味深い。

また、水素社会の醸成のために必要な環境整備が求められる。水素産業が定着するよう国内の水素需要を確保しなければならない。長期的な視点でガスから水素100%に代替することが計画されるのであれば、実現するためのインフラから機器に至るまで規制の制定が必要となる。また、定置用燃料電池やFCVの購入を支援するような措置も普及段階では効果的である。

そして、州政府間での調整も必要と考えられる。LNG輸出設備は西オーストラリア州、北部準州、クイーンズランド州に偏っており、住民によってはLNG輸出による経済メリットの不公平感が持たれている。水素産業については各州がポテンシャルを示しているが、水素輸出用のインフラ・港湾を整備するには多額の投資や長期的な計画が必要である。例えば水素ハブが一定の州に偏らないように調整し、水素輸出による経済的なメリットを平等に享受できるようにすることも国民の理解・支援を得るために重要である。

他方、オーストラリアが主要な輸出先として挙げている日本も重要な役割を担う。日本はすでにオーストラリアとクリーン水素の技術開発や輸出に関して良好な協力関係を築いている。この関係性から生じる相乗効果によって両国はさらに競争力を高めて、アジアの水素市場をリードし、欧州に競合していくことが期待される。日本は水素社会へ向けた取り組みを着実に進展させ、オーストラリアに対して信頼できる水素輸入国であることを示していかなければならない。

そして、日本企業にとって、オーストラリアの水素需要の創出はビジネスチャンスにもなりうる。例えば、FCVで世界を先導する日本は、課題となっている水素インフラ整備でも協力しながら、産業用車両や公共バスだけでなく乗用車も含めたFCV市場に可能性がある。また、遠隔地における定置用燃料電池でも日本の技術が活けると考えられる。

今後、日豪各国がそれぞれ「国家水素戦略」で言われているように水素の技術開発・進捗をモニタリングしながら、進度に応じて政策を調整し、水素技術開発、水素産業の育成、水素利用を適切に促していくことが重要である。

添付資料 1



(出所) COAG Energy Council (2019) 「オーストラリア国家水素戦略概要」 pp.6-7 より抜粋