

# ブラウズ・ガスプロジェクト

高価、高排出、不必要

ジョシュ・ランシマン(オーストラリアガス専門 リードアナリスト)  
アマンディーヌ・デニス・ライアン(IEEFAオーストラリア・CEO)



## Disclaimer:

This Analysis has been prepared and issued by the Institute for Energy Economics and Financial Analysis Australia Limited (**IEEFA**). It sets out information and observations about certain statements made by the organisation(s) which is or are the subject of this Analysis (each an **Organisation**) concerning its business operations.

This Analysis is supplied personally to the Recipient on the following conditions, which are expressly accepted and agreed to by the Recipient, in part consideration of the supply of the Analysis, as evidenced by the retention by the Recipient of this Analysis. If these conditions are not acceptable the Analysis is to be returned immediately or closed.

1. This Analysis is neither a prospectus nor a product disclosure statement regulated under the Corporations Act, nor is it required to be. A copy is not required to be, and has not been, lodged with the Australian Securities and Investments Commission (**ASIC**);
2. This Analysis does not purport to contain all or any information that may be required to evaluate any transaction in relation to the Organisation (or would be required if it were a disclosure document which required lodgement with ASIC under the Corporations Act). The Recipient and its advisers should conduct their own independent review, investigations and analysis of the Organisation and of the information contained, or referred to, in this Analysis;
3. This Analysis is for information and educational purposes only. The information provided in this Analysis is derived from publicly available information, and the purpose of publishing this Analysis is to promote action by the Recipient consistent with IEEFA's sustainability objectives. IEEFA does not provide tax, legal, investment, financial product or accounting advice. This Analysis is not intended to provide, and should not be relied on for, tax, legal, investment, financial product or accounting advice, and it does not take into account any personal objectives, circumstances or financial needs of any particular Recipient. Nothing in this Analysis is intended as investment or financial product advice, as an offer or solicitation of an offer to buy or sell, or as a recommendation, opinion, endorsement, or sponsorship of any financial product, class of financial products, security, company, or fund. IEEFA is not responsible for any investment or other decision made by a Recipient and each Recipient is responsible for its own investment research and investment decisions. To the extent that a Recipient is an investor, or is considering investing in the Organisation, the Recipient should obtain its own financial advice in relation to any investment in the Organisation;
4. This Analysis is not meant as a general guide to investing, nor as a source of any specific or general recommendation or opinion in relation to any financial products or the Organisation. Unless attributed to others, any observations or opinions expressed are our current observations or opinions only. Certain information presented may have been provided by third parties. IEEFA believes that such third-party information is reliable, and has checked public records to verify it where possible, but does not guarantee its accuracy, timeliness or completeness; and it is subject to change without notice; and
5. Neither IEEFA, nor its directors, officers, employees, agents, advisers or representatives (referred to collectively as the **Beneficiaries**) makes any representation or warranty, express or implied, as to the accuracy, reliability or completeness of the information contained in this Analysis or previously or subsequently provided to the Recipient by any of the Beneficiaries, and the Beneficiaries shall have no responsibility arising in respect of the information contained in this Analysis or in any other way for errors or omissions (including responsibility to any persons by reason of negligence), except insofar as liability under any law cannot be excluded.

## 目次

主な分析結果 .....	5
要旨 .....	6
はじめに .....	10
ウッドサイド社のブラウズ・プロジェクトは高コストになる見通し .....	11
ブラウズの開発コストは、国内価格を上昇させ得る .....	11
世界的供給過剰でブラウズは競争力に欠く可能性が高い .....	12
アジアのエネルギーミックスにおいて石炭に代替するには LNG は高すぎる .....	14
ブラウズの高排出はコストとリスクを増大させる可能性が高い .....	15
オーストラリアにとっては重大な排出・環境問題 .....	15
NWS 排出削減条件により生産が制限されかねない .....	17
CCS はコストを 9% 上昇させ得る .....	17
カーボン・オフセットが高額に .....	19
西オーストラリア州のエネルギー安全保障対策には、より良い選択肢がある .....	19
西オーストラリア州内のガス供給を確保すべく LNG 輸出分を振り向ける .....	20
LNG 輸出業者が義務を満たせば、ガス不足は軽減され得る .....	22
発電・産業におけるガス需要を削減 .....	24
アジアのエネルギー安全保障にブラウズは不可欠にならない見込み .....	25
急増する LNG 供給が需要を上回り、価格を押し下げる .....	26
国内需要が減少する中、日本はオーストラリア産 LNG を転売 .....	26
結論 .....	28
IEEFA について .....	30
著者について .....	30

## 図表

図 1: 西オーストラリア州・州内供給確保の見通し (テラジュール (TJ)/日) .....	10
図 2: ブラウズ産国内ガスの推定コスト対ベンチマーク (豪ドル/GJ) .....	12
図 3: ブラウズ産 LNG の推定コストとベンチマークの対比 (米ドル/MMBtu) .....	13
図 4: 中国の電源構成比の推移 2014 年～2024 年.....	14
図 5: 西オーストラリア州におけるガス不足と推定未契約 LNG 量の対比 (PJ) .....	21
図 6: 西オーストラリア州の 3 大 LNG プロジェクトは将来的に大量のガスを国内供給する必要がある .....	23
図 7: 国内供給義務 (DMO) により西オーストラリア州に追加供給されるガス量 2023 年～2029 年.....	23
図 8: 日本による LNG 転売の概観.....	27
表 1: ブラウズ・プロジェクトの推定上流排出量 (MtCO <sub>2</sub> e) .....	16

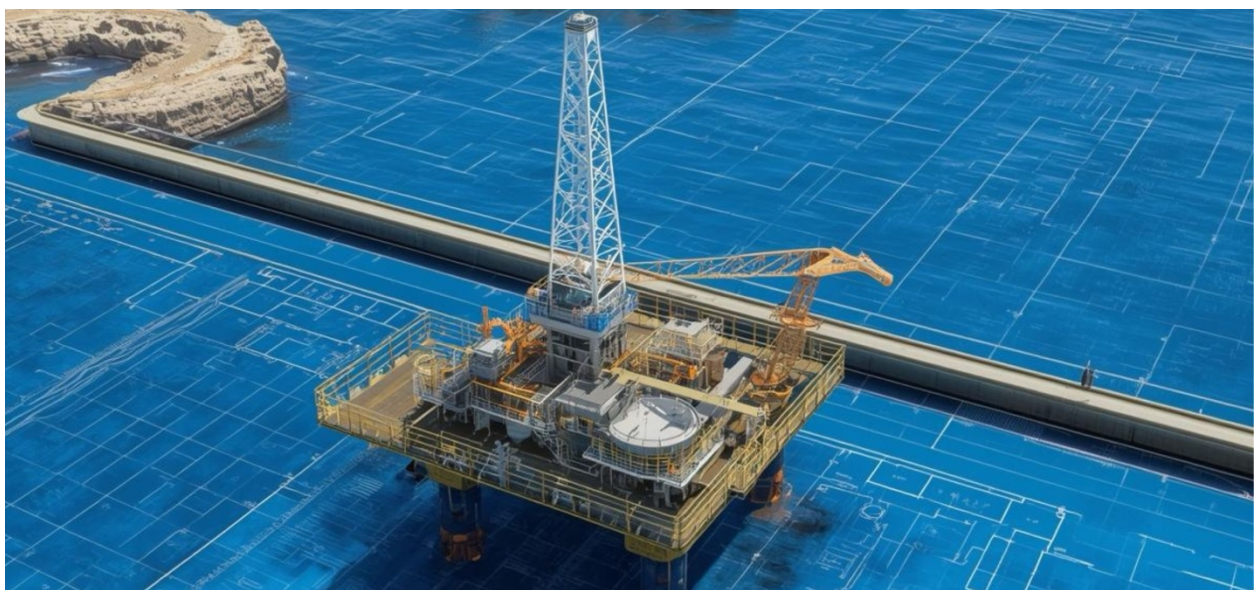
## 主な分析結果

IEEFA のコスト試算によれば、ウッドサイド社のブラウズ・ガスプロジェクトは、国内外問わず競争力に欠ける可能性が高い。

ブラウズガスは既存の国内ガス生産コストの 4 倍になる可能性があり、産業用ガス需要を押し下げる恐れがある。西オーストラリア州のエネルギー安全保障の観点からは、より安価な LNG フィードガスを国内供給むけに振り向ける方がより適切な解決策となり得る。

ブラウズ LNG は、供給過剰な世界市場では買い手確保が困難となる可能性がある。カタール産 LNG の 6 割高くなる可能性があり、アジアにおける石炭からガスへの燃料転換を通じて新規需要を創出するために必要な価格水準の 2 倍に達すると見込まれる。

同プロジェクトが炭素集約的なガスに依存し、かつ高コストで信頼性に乏しい二酸化炭素回収への依存は、プロジェクトコストを約 9%押し上げ、経済全体の炭素価格を押し上げる可能性がある。



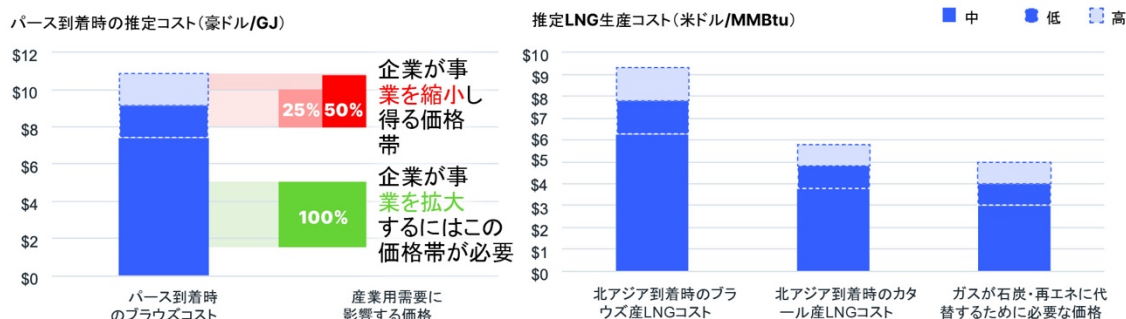
## 要旨

ウッドサイド社のブラウズガスプロジェクトは、西オーストラリア州（WA）の生態学的に重要な海域に位置し、ノースウェスト・シェルフ（NWS）液化天然ガス（LNG）プロジェクトへ供給している老朽化した既存のガス田を代替することを目的としている。ウッドサイド社と西オーストラリア州 WA 政府は、エネルギー安全保障を確保し、石炭を代替することでアジアの脱炭素化を後押しするために本プロジェクトが必要であると主張している。しかし、投資家、WA 西オーストラリア州、そしてオーストラリア全体にとって、同プロジェクトから生じるリスクについてはあまり重視されてこなかった。

ブラウズガス田は 50 年以上前に発見されたにも関わらず、依然として未開発のままとなっている。これは、プロジェクトの複雑さと高コスト（IEEFA の試算では 370 億豪ドル超）を反映している可能性が高い。ウッドサイド・エナジー、独立専門家、その他の情報源によるデータを用いた財務モデリングに基づき、IEEFA はブラウズガスのコストを 1 ギガジュール（GJ）あたり 7.80 豪ドル、パース到着時のコストを 9 豪ドル/GJ 超と試算している。これは既存の国内ガス生産コストの 4 倍以上に相当する。このため、ブラウズは競争力を欠くか、西オーストラリア州のガス価格を押し上げる可能性が高い。オーストラリア・エネルギー市場運営機関（AEMO）は以前に、ガス価格が約 8 豪ドル/GJ に達すると産業ユーザーの事業縮小を引き起こし始める可能性があるとしており、ガス価格高騰がもたらし得る影響を強調している。

ブラウズ産 LNG も同様に競争力を欠くとみられる。IEEFA の試算では、そのコストは 1MMBtu（100 万 Btu）あたり 6.8 米ドルとなり、北アジア到着時のコストは約 7.8 米ドル/MMBtu とカタール産 LNG より約 60% 高い水準となる。カタールは、最終買主を確保する必要のあるポートフォリオ契約分を含め、西オーストラリア州の LNG 輸出能力全体を上回る未販売 LNG を抱えると広く予想されている。ブラウズ LNG はまた、アジアにおいて石炭との競争にも苦戦し、結果として石炭を代替する可能性は低い。国際エネルギー機関（IEA）は、石炭からガスへの燃料転換を促すためには、LNG 価格が 3~5 米ドル/MMBtu まで低下する必要があると分析しており、これはブラウズの LNG 推定コストのほぼ半分である。さらに、世界最大の石炭消費国である中国とインドに関する IEEFA の分析は、LNG が代替燃料より高コストであるため、石炭を実質的に置き換えていないことを明確に示している。

## オーストラリア国内外でブラウズガスは高すぎる見込み



### 高排出によりコストは9%超上昇する可能性

政府が最近承認したウッドサイド社の NWS 操業延長には排出量削減要件が含まれており、これにより同プロジェクトの老朽化が進む LNG 処理設備（トレイン）2 基の継続稼働が不経済となる、もしくはそれらの改修に多額の追加費用が必要となる可能性が高い。その結果、LNG 生産量及び収益が減少するだけでなく、単位あたりの LNG 生産コストが上昇する可能性がある。IEEFA は、ブラウズ産ガスの処理に NWS のトレイン 5 基のうち 2 基が利用可能とする「高コストシナリオ」において、この可能性を考慮している。

また、ブラウズガス田は、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）の平均含有率が約 10%と他の多くのガス田より高く（例えば、スカボローガス田の CO<sub>2</sub> 含有率は約 0.1%）、相当規模の排出を伴う。ウッドサイド社の推計では、（排出削減措置を講じず、貯留層の CO<sub>2</sub> 含有率が高いシナリオの場合）ブラウズガス田の開発から生じる生産ピーク年の排出量は CO<sub>2</sub> 換算で 680 万トン（6.8MtCO<sub>2</sub>e）に達する。これは、2035 年時点のオーストラリアの総排出量の 2.9～3.7%に相当する。

ただし、ウッドサイド社は、セーフガード・メカニズム上の義務である生産開始初日より貯留層から排出される CO<sub>2</sub> を実質ゼロにする要件を満たすため、二酸化炭素回収・貯留（CCS）によって排出量の一部を削減する意向を示している。オーストラリアにおいて、同規模であるシェブロン社のゴーゴン CCS プロジェクトはこれまでに 32 億豪ドルが投じられており、IEEFA は、ブラウズ CCS 設備はプロジェクトコストを約 9%上昇させる可能性があるとして試算している。

CCS はプロジェクトに伴う CO<sub>2</sub> 排出量減策として提唱されることが多いものの、失敗や期待を下回る歴史がある。ゴーゴン CCS 設備は、操業開始以降、目標回収量の半分未満しか回収しておらず、2023-24 年度には回収した CO<sub>2</sub> のうち約 3 分の 1 しか貯留できなかった。その結果、シェブロン社は追加コストの負担を強いられており、すでに高額な CCS のコストに加え、追加的にカーボンクレジットの提出を余儀なくされている。IEEFA は、2023-24 年度の CO<sub>2</sub> 注入コストを 222 豪ドル/tCO<sub>2</sub> と推計している。

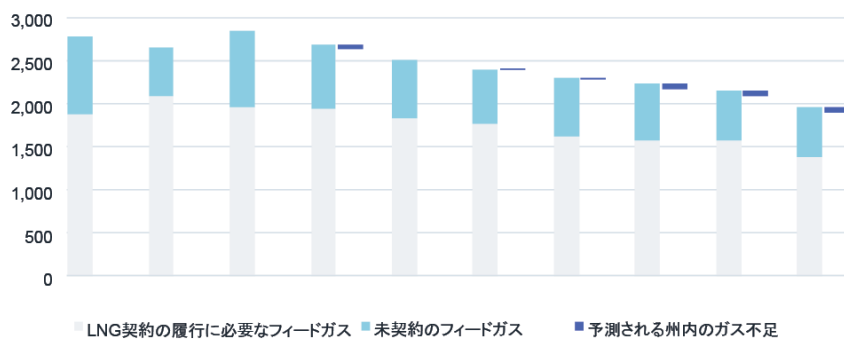
ウッドサイド社は、CCSにより上流排出量の47%を削減できると見込んでいる。残余の貯留層由来排出量は全てカーボンクレジットで相殺する必要がある。これは、カーボンクレジットの需要と価格を押し上げ、経済全体の炭素価格の上昇につながる可能性がある。

## 西オーストラリア州およびアジアのいずれにおいても、エネルギー安全保障に不可欠とはいえない

西オーストラリア州は、群を抜いてオーストラリア最大のガス生産州である。2024年には、ガス生産量は約3,350ペタジュール(PJ)(上流採掘に自家消費された分を除く)に達しているものの、国内市場向け供給は約418PJにとどまった。

もっとも、既存の成熟ガス田における生産減退は同州内のガス供給に影響を及ぼしており、AEMOは2030年以降のガス不足の可能性を警告している。しかし、その不足規模はLNG総輸出量や将来の推定未契約LNG量と比較すると小さい。例えば、IEEFAの試算では、AEMOが予測する2034年のガス不足量である約70PJは、未契約フィードガス推定量の12%、全LNG輸出のフィードガス量の4%に過ぎない。政府は、高価になる可能性のあるブラウズ産ガスに頼るのではなく、スポットLNGとして輸出される予定の一部ガスを国内市場に振り向ける政策措置を検討する余地がある。これにより、西オーストラリア州におけるガス生産コストとガス価格への影響を最小限に抑えつつ供給懸念に対処できる可能性が高い。

### 州内のガス不足と推定未契約ガス量の対比(PJ)



IEEFAはまた、LNG輸出業者が国内市場への義務を満たすために供給する必要のあるガスの量をAEMOが考慮すれば、予測される不足はさらに縮小する可能性があると考えます。同州のガス留保政策では、LNG輸出業者にはLNG生産量の15%を国内市場に供給する義務が課されているが、西オーストラリア州議会の調査では、僅か8%しか供給されていないことが明らかになった。このため、LNG生産者は今後数年間で15%を上回る供給を求められる可能性があり、これはAEMOが仮定する供給予測量を上回る(AEMOは一律で推定LNG輸出量の15%と仮定している)。

加えて、とりわけ発電や産業プロセスにおいて、西オーストラリア州では費用対効果の高いガス需要削減の余地がある。それには、電力系統およびオフグリッド電力システムへの再生可能エネルギーの迅速な導入や、アルミナ生産の電化（初期段階には政府の支援が必要）などが挙げられる。

さらに、ブラウズはアジアのエネルギー安全保障を支えるためにも必要ではない。世界的に、LNG 市場では前例のない勢いで新規供給が増えており、2030 年代初頭までに LNG 生産能力は 60% 増加する見通しである。一方、LNG 需要の伸びは依然として不確実である。IEA は、最も移行が緩やかなシナリオであっても、既存および建設中の LNG 生産能力で 2040 年までの世界の LNG 需要を十分に満たすと予想している。より短期的には、相当規模の供給過剰が見込まれ、追加生産能力がすべて吸収された場合でも、価格はブラウズ・プロジェクトの推定コストを大きく下回る可能性がある。

本報告書の分析は、ブラウズ・プロジェクトがもたらす便益について重大な疑問を提起するものである。同プロジェクトは、ガス利用者へのガス価格負担を引き上げるとともに、排出量を増加させる一方で、エネルギー安全保障にも、アジアの石炭代替にも寄与しない可能性が高い。

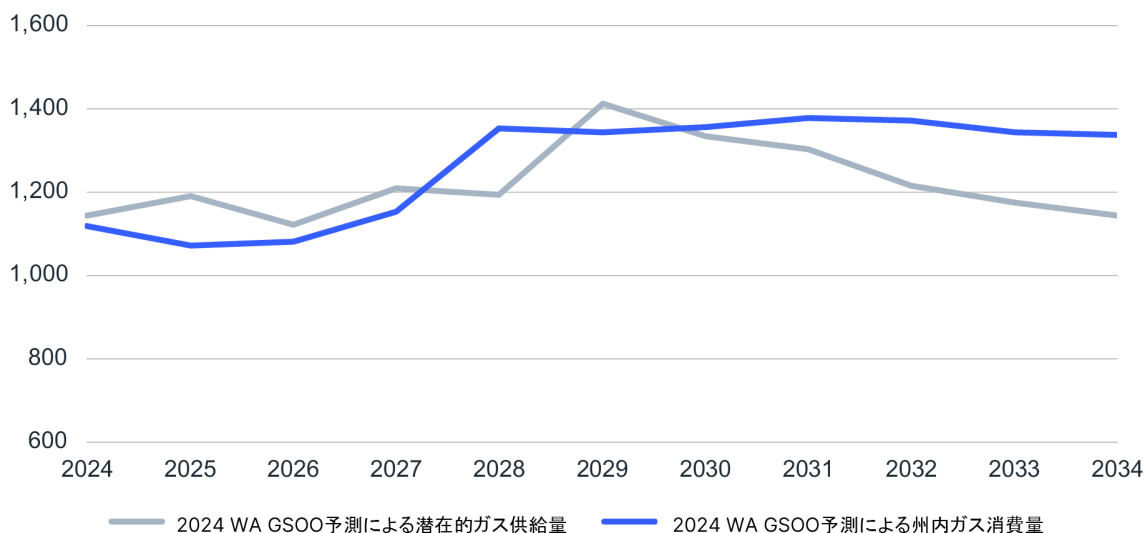
本報告書の分析結果の根拠となるパラメータおよび仮定の詳細については、[技術付録](#)をご参照ください。

## はじめに

ガスの安定供給は、2016年以降、オーストラリア東部のガス市場で根強い問題となっている。西オーストラリア州は、留保政策により、オーストラリア東部で見られる問題の大部分を回避してきた。

しかしながら、西オーストラリア州のガス市場を取り巻く状況は逼迫している。オーストラリアエネルギー市場運営機関（AEMO）は「2024 WA Gas Statement of Opportunities (GSOO)」において、州内のガス需要の増加（産業および鉱物処理による）と長年利用されてきたガス田におけるガス生産量の減少により、2030年から供給不足が生じる可能性があると予測している（図1）<sup>1</sup>。この予測を立てるにあたり AEMO は、広範な国内市場供給義務に従い、LNG 輸出業者が LNG 生産量の 15% を国内市場に供給するものと仮定している。

図 1: 西オーストラリア州・州内供給確保の見通し（テラジュール (TJ)/日）



出典: AEMO.<sup>2</sup> 注: Step Change、すなわち最も可能性の高いシナリオを示す。

他方、西オーストラリア州のガス価格はここ 5 年で 2 倍以上に上昇しており、産業活動の活性化予測が果たして現実のものとなるのか疑問視されている<sup>3</sup>。2024 年には、西オーストラリア州のスポットガス価格は概ね 1 ギガジュール (GJ) あたり 8.50 豪ドルを超え、加重平均国内契約価格は 7 豪ドル/GJ を上回った<sup>4</sup>。

<sup>1</sup> AEMO. [2024 WA Gas Statement of Opportunities](#). December 2024. Page 4.

<sup>2</sup> 同上 Page 59.

<sup>3</sup> IEEFA. [Australian Gas and LNG Tracker](#).

<sup>4</sup> AEMO. [2024 WA Gas Statement of Opportunities](#). December 2024. Page 89.

ガス不足の可能性に対する懸念を踏まえ、2025年9月、西オーストラリア州政府ならびにオーストラリア政府は、ウッドサイド社のノースウェスト・シェルフ（NWS）LNGプロジェクトの操業を2070年まで延長することを承認した。NWSプロジェクトは、西オーストラリア州のガス市場にも供給している。ウッドサイド社はまた、同プロジェクトへ供給している既存のガス田が減退していることから、西オーストラリア州沖合のブラウズガス田の開発を検討している。同社は、州内ガス政策に関する西オーストラリア州議会による調査への回答において、ブラウズは「2030年以降に予測されるガス供給不足を解消し、州の長期的なエネルギー安全保障を支えるうえで極めて重要である」と主張している<sup>5</sup>。

ブラウズガス田の開発は、他の潜在的なオンショアガスプロジェクトに取って代わることはないと仮定すれば、確かに国内供給の増加につながると見られるが、IEEFAの見解では、重大なリスクも伴っている。ガス供給懸念に対処するには、他により良い選択肢がある。

国内供給に加え、西オーストラリア州首相はより広く州のLNG輸出の重要性についても言及しており、オーストラリア産LNGは日本のエネルギー安全保障に極めて重要であり、石炭に取って代わることでアジアのエネルギー移行を後押しすると主張している<sup>6,7</sup>。しかし、IEEFAの分析は、これらの主張やブラウズ・プロジェクトそのものの理論的根拠に深刻な疑問を呈している。

## ウッドサイド社のブラウズ・プロジェクトは高コストになる見通し

IEEFAは、ブラウズ産の国内ガスおよびLNGのコストを試算するにあたり、ウッドサイド社から提供されたブラウズおよびNWS操業延長に関するプロジェクトコスト、KPMGの独立専門家報告書の詳細情報、その他の公開資料に基づき、財務モデルを構築した。ブラウズ・プロジェクトの推定コストは、財務モデルにて用いた仮定（本報告書の技術付録にて解説）を反映するものである。推定コストは、低～高価格帯で提示しており、中央値を可能性の高い推定値として用いている。仮定が異なれば、推定コストも変わることをご留意いただきたい。

## ブラウズの開発コストは、国内価格を上昇させ得る

同プロジェクトは、IEEFAの試算では370億～480億豪ドル（コスト超過の可能性を考慮に入れている）に達する高額な資本コストのために、価格面のリスクに直面する可能性がある<sup>8</sup>。この試算によれば、推定生産コストは6.1～9.4豪ドル/GJ、中央値は7.80豪ドル/GJとなる。

<sup>5</sup> Woodside. [Submission: Inquiry into the WA Domestic Gas Policy](#). August 2023. Page 1.

<sup>6</sup> The Australian. [WA Premier Roger Cook promises Japan he will step on the gas](#). July 2025.

<sup>7</sup> Australian Financial Review (AFR). [Gas is good, like it or not: WA Labor leader](#). July 2025.

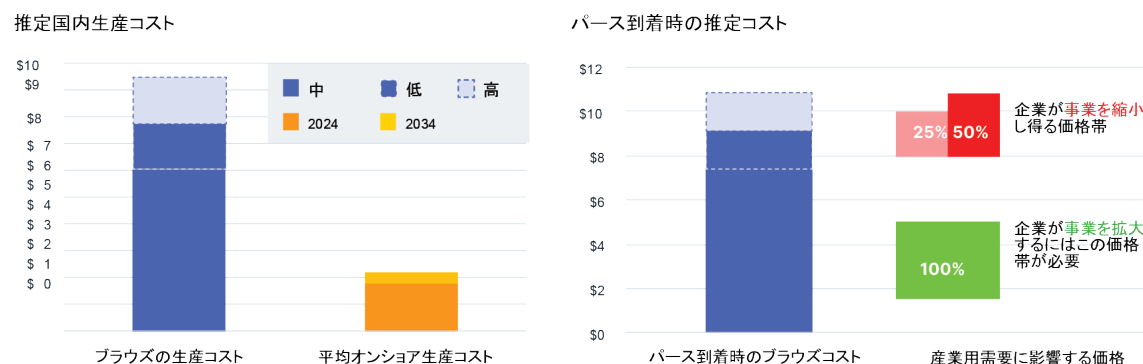
<sup>8</sup> ACIL Allen Consulting. [Browse and North West Shelf Extension: Economic Impact Assessment](#). June 2019. Page 2.

我々の試算に基づけば、ブラウズの生産コストは **7.80 豪ドル/GJ** と西オーストラリア州の国内ガス生産コストの平均を大きく上回っており、高コストゆえに、ブラウズガスは西オーストラリア州では比較的高価なガス供給源になる可能性がある。パイプラインコスト **1.37 豪ドル/GJ** を加えれば、パース到着時のコストは **9 豪ドル/GJ** を超えると推定される。

AEMO のデータが示すところによると、西オーストラリア州における国内ガスの加重平均生産コストは、**2024 年には 1.80 豪ドル/GJ** であったが、**2034 年には 2.19 豪ドル/GJ** に上昇する見込みである。従って、ブラウズガスの生産は高くつき、既存設備の生産コストと比較して高額になる可能性がある（図 2）。ウッドサイド社による国内向けの価格戦略によっては、高額な生産コストが西オーストラリア州の国内市場価格に波及する恐れがある（とりわけ、ブラウズ産ガスが限界供給源である場合）。

その結果、ブラウズガスは、現在高水準となっている西オーストラリア州のガス価格を引き下げるどころか、さらに押し上げる可能性があり、西オーストラリア州のガス使用産業の競争力を損ない、需要破壊を招きかねない。AEMO は「WA Gas Statement of Opportunities (GSOO)」の一環として、主要ガス利用者の価格感度を評価しており、それにより、**7.93 豪ドル/GJ** から **9.93 豪ドル/GJ** の価格帯では産業用ガス利用者の **25%** が事業を縮小し、**9.93 豪ドル/GJ** から **10.75 豪ドル/GJ** の価格帯ではさらに **25%** の利用者が事業を縮小し得ることが示された<sup>9</sup>。

図 2: ブラウズ産国内ガスの推定コスト対ベンチマーク (豪ドル/GJ)



出典: AEMO, IEEFA

## 世界的供給過剰でブラウズは競争力に欠く可能性が高い

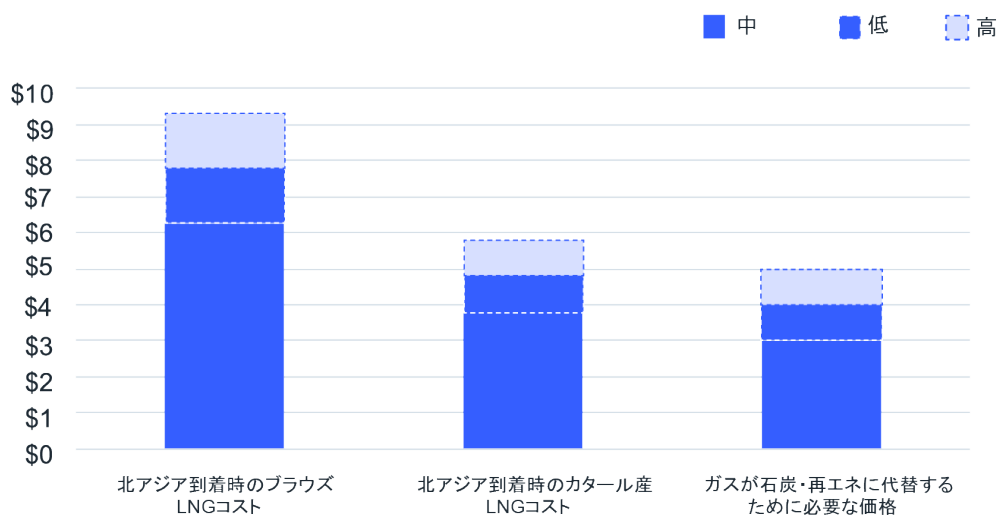
ウッドサイド社はまた、LNG 市場においても価格面のリスクに直面しており、とりわけ想定される需要増加が現実のものとならない場合や、低価格が求められる場合にそのリスクは顕著となる。

<sup>9</sup> AEMO. [2024 WA Gas Statement of Opportunities](#). December 2024. Page 73.

迫りくる供給過剰は価格を押し下げ、それは 2030 年代半ばまで続く可能性が高い。IEA は、最も緩やかな移行シナリオにおいて、新規 LNG 供給は 2040 年まで必要とされないとし、より野心的なシナリオでは全く必要ないと予測している。IEA はまた、新規 LNG 供給が完全に吸収されるためには、LNG 価格は 1MMBtu (100 万 Btu) あたり 3~5 米ドルまで下がる必要があるとしており<sup>10</sup>、これは IEEFA 試算によるブラウズ LNG 生産コストの 6.80 米ドル/MMBtu を下回る。IEEFA 試算による LNG 生産コストは、ブラウズガスのコストに加え、NWS プロジェクトにおける追加の資本コストと運営コストを反映している (詳細は、[技術付録](#)を参照)。

ウッドサイド社は、カタールエナジーとも競争する必要がある。コロンビア大学グローバルエネルギー政策センターによると、カタールエナジーは、未契約またはポートフォリオトレーダーと契約済みで転売の必要がある LNG を最大 780 億立方メートル (LNG 約 6,000 万トンに相当) 保有している可能性がある<sup>11</sup>。輸送コストを加えれば、ブラウズ LNG の北アジア到着時の推定コストは約 7.80 米ドル/MMBtu となり得る (注: 輸送コストは大幅に変動する可能性がある)。それは、到着時の推定コストが 3.8~5.8 米ドル/MMBtu であるカタール産 LNG よりも 60%以上高くなる可能性が高い (図 3)<sup>12</sup>。より広く捉えれば、ライスタッド・エナジーのデータ分析によると、ブラウズは世界の未開発ガス埋蔵量の 7 割よりも高額になる見通しである<sup>13</sup>。

図 3: ブラウズ産 LNG の推定コストとベンチマークの対比 (米ドル/MMBtu)



出典: IEEFA, IEA, Columbia Centre on Global Energy Policy, ACCC, sea-distances.org

<sup>10</sup> IEA. [World Energy Outlook 2024](#). October 2024. Page 19.

<sup>11</sup> Columbia Centre on Global Energy Policy. [How Qatar's LNG Decisions Will Impact an Oversupplied Global Market](#). 8 September 2025.

<sup>12</sup> IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. [Global LNG market: supply-demand and economic analysis](#). 2022. Page 5. Qian Zou et al.

<sup>13</sup> ACCR. [What's next for Woodside](#). 1 August 2024. Page 6.

## アジアのエネルギーミックスにおいて石炭に代替するには LNG は高すぎる

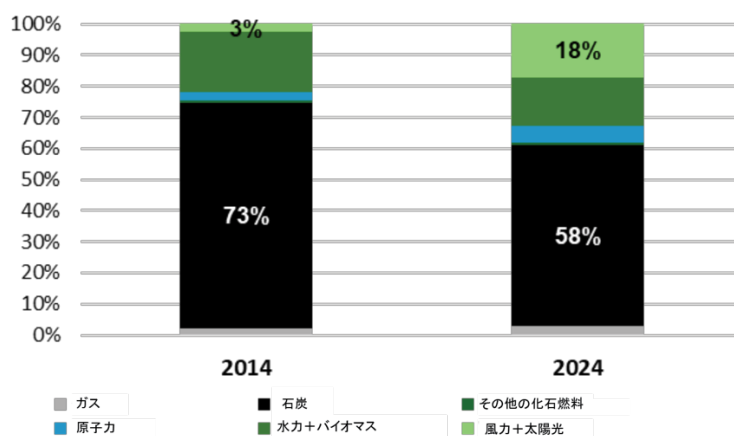
ブラウズ・ガスプロジェクトの推進者は、オーストラリア産 LNG がアジアにおいて石炭火力発電からの切り替えを助け、それにより排出を削減すると主張しているが、LNG コストが比較的高額であることから、それが現実になる可能性は低い。

IEA が明らかにしたところによると、新興国市場においては、LNG 価格は「石炭と競争するためには 3~5 米ドル/MMBtu 程度である必要があり、その価格帯であれば世界の多くの輸出プロジェクトの LNG の到着時のコストを下回る可能性が高い」<sup>14</sup>。ブラウズ LNG は、その価格帯のほぼ 2 倍の額に達する可能性がある。

主要新興国市場では、LNG が価格競争力に比較的乏しいことがすでに見てとれる。

中国では、2014 年以降、電源構成に占める石炭の割合が大幅に減少するとともに、再生可能エネルギーによる発電が 4 倍になっている。その間、ガスの割合は約 3%にとどまっておろ、LNG コストが比較的高額であることを反映している (図 4)。石炭火力発電は、ガス火力発電よりも 1 メガワット時あたり 30~40 米ドル安いと試算されており、太陽光と風力発電もまたガス火力発電より安くなっている<sup>15</sup>。

図 4: 中国の電源構成比の推移 2014 年~2024 年



出典: IEEFA.<sup>16</sup>

<sup>14</sup> IEA. [World Energy Outlook 2024](#). 16 October 2024. Page 52.

<sup>15</sup> IEEFA. [LNG is not displacing coal in China's power mix](#). October 2024. Page 3.

<sup>16</sup> IEEFA. [Australian Gas and LNG Tracker](#).

同様に、インドでも、ガスの割合は 2013 年度から 2024 年度にかけて実際に低下（10%から 7%）しており、LNG がエネルギーミックスにおいて石炭に取って代わる可能性は低い<sup>17</sup>。インドの石炭消費の約 70%を占める電力セクターでは、LNG 価格の高騰と安価な国産ガス供給の減少により、ガス火力発電の割合が 2025 年度には 2%未満に低下している<sup>18</sup>。その結果、ガスインフラの利用率が低下している。

それに対して、インドの鉄鋼セクターでは、2016 年度以降ガス需要が増加している。だが、その増加は僅かであり（概ね年間約 25 ペタジュール（PJ）相当）、大部分は LNG ではなく国内のガス生産によって賄われている<sup>19</sup>。

世界的に見ても、IEEFA は、アジアにおいて LNG が石炭に取って代わるという主張を裏付ける確固たるエビデンスを確認できていない。米国ではガスが石炭に取って代わったのは事実だが、これはその地域の国産ガスがはるかに低コストであることを反映している<sup>20</sup>。

## ブラウズの高排出はコストとリスクを増大させる可能性が高い

### オーストラリアにとっては重大な排出・環境問題

提案されているブラウズ・ガスプロジェクトは、3 つのガス田（カリアンズ、ブラックノックおよびトロサ）で構成されている。これらのガス田は、西オーストラリア州ブルームの北約 425km の海域に位置しており、生態学的に重要なスコット礁に隣接している。

同プロジェクトの開発には、2 隻の新たな浮体式生産貯蔵積出設備（FPSO）や、NWS プロジェクトに接続する全長 900km の新たな海底ガスパイプラインなどといった大規模なガスインフラを新設する必要がある<sup>21</sup>。

大規模なインフラと沖合掘削が必要となれば、海洋環境に物理的リスクをもたらすことは明らかである。2024 年には、西オーストラリア州環境保護庁（WA EPA）が事前評価にて、同プロジェクトは流出リスクをはじめとする許容できない環境リスクを伴うという見解を示している<sup>22</sup>。ウッドサイド社はその後、計画の修正案を提出しており、現在、同庁が審査している。

<sup>17</sup> IEEFA. [Can LNG displace coal demand in India?](#) 11 June 2025. Page 5

<sup>18</sup> 同上 Page 4.

<sup>19</sup> IEEFA. [Can LNG displace coal demand in India?](#) 11 June 2025. Page 7.

<sup>20</sup> S&P Global Platts. [Study on Global Natural Gas Prices to End-Users](#). June 2019. Page 9.

<sup>21</sup> Woodside. [Developments and Exploration: Browse](#).

<sup>22</sup> WA Today. [‘Unacceptable’: Red flag for Woodside’s Browse gas project poses problem for federal government](#). 5 August 2024.

また、ブラウズガス田は炭素集約的であり、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）の平均含有率は約 10%と、他の多くの新規ガス田よりもはるかに高い<sup>23,24</sup>。例えば、ウッドサイド社のスカボローガス田の CO<sub>2</sub> 含有率は約 0.1%と 100 分の 1 である<sup>25</sup>。

これにより、同プロジェクトは大量の CO<sub>2</sub> を排出する可能性がある。ウッドサイド・エナジーの試算では、CCS が使用されず、貯留層の CO<sub>2</sub> 含有率が高いシナリオにおいて、生産ピーク年のスコープ 1 上流排出量は 6.8MtCO<sub>2</sub>e に達する（表 1）。

表 1: ブラウズ・プロジェクトの推定上流排出量（MtCO<sub>2</sub>e）

排出シナリオ	平年	ピーク年
ベースケース	3.6	6.2
高 CO <sub>2</sub> 排出シナリオ	4	6.8
ベースケース CCS 有り	1.9	非公開

出典: Woodside.<sup>26,27</sup>

この排出量は相当規模であり、西オーストラリア州の総排出量のうち相当の割合を占める。例えば、もしブラウズ・プロジェクトの生産量が 2022-23 年度にピークに達していたならば、その排出量（CCS 無し）は西オーストラリア州の総排出量の 7~8%を占めていたことになる。

国レベルでは、国が新たに設定した排出量削減目標に基づく IEEFA の試算によれば、ブラウズ・プロジェクトから CCS 無しで排出される CO<sub>2</sub> は、2035 年のオーストラリアの総排出量の 2.9~3.7%を占める可能性がある（生産ピーク年・高 CO<sub>2</sub> 含有率のシナリオを想定）<sup>28</sup>。

実際に、このプロジェクトは大量の CO<sub>2</sub> を排出することから（CCS を使用した場合でも）、IEEFA の見解では、オーストラリア経済の他の分野でより一層の脱炭素化が必要となるか、カーボンプレジットの需要が高まる可能性が高い。その結果、他の LNG 輸出プロジェクトを含め他の企業や産業の脱炭素化コストを増大させることになる可能性がある。

<sup>23</sup> Upstream. [Carbon solution imperative or Woodside's giant Browse gas reserves stay in the ground](#). May 2022.

<sup>24</sup> ABC News. [Woodside's North West Shelf approval just a stepping stone to enable Browse project](#). May 2025.

<sup>25</sup> Woodside. [Scarborough Energy Project](#). Accessed 18 September 2025.

<sup>26</sup> Woodside. [Proposed Browse to North West Shelf Project: Supplement Report to the Draft Environment Impact Statement](#). July 2022. Page 29.

<sup>27</sup> Woodside. [Proposed Browse to NWS Project EPBC 2018/2319](#). June 2023. Page 82.

<sup>28</sup> Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. [Net Zero](#). Accessed 3 October 2025.

## NWS 排出削減条件により生産が制限されかねない

オーストラリア政府による NWS 操業延長の認可は、ウッドサイド社に対し、2030 年までに NWS 排出量を 60%削減し、2050 年までにネットゼロを達成するという追加的な特定の条件に加え、特定のガス（亜酸化窒素など）の排出を削減またはゼロにする義務などを課すものである<sup>29</sup>。これらの条件によって、老朽化が進む LNG 処理設備（トレイン）2 基の継続稼働は不経済となるか、少なくとも大規模な改修投資を必要とする可能性がある。その場合、すでに 1 基が停止していることを踏まえると、より新しいトレイン 2 基のみでの操業となる公算が大きい。結果として、LNG 生産量及び収益は減少し、ブラウズ・プロジェクトの事業採算性が損なわれる恐れがある。

IEEFA は、プロジェクトの「高コストシナリオ」を想定する際に、この潜在的な影響を考慮に入れた。具体的に言えば、最新のトレイン 2 基のみが稼働を継続するとし、それによりブラウズからの LNG 生産量は 8%減となると仮定した（ブラウズガスが他の供給源よりも優先的に液化されるものと仮定）。また、ブラウズガスの全量は依然として開発されており、減らされたフィードガスは国内供給に回されるものと仮定した。これは単純化のための仮定であるが、西オーストラリア州のガス市場が相当量の新規供給を吸収できると過大に想定しているため、プロジェクトへの財務的影響は過小評価されている恐れがある。また、これは、プロジェクトの生産量に関わらず、プロジェクトコストの多くが固定的であり、生産量の減少は単位当たりのコストを押し上げる構造にあることを示している。

しかしながら、IEEFA の分析が示すところによると、NWS におけるトレイン 2 基の閉鎖が生産コストに及ぼす影響は比較的小さい。他方、IEEFA は、残りのトレイン 2 基を新たな排出条件に適合させるためのアップグレードにかかる追加コストや、国内供給量の増加を目的とした国内プラントの追加アップグレードにかかるコストについては特にモデル化していない。

## CCS はコストを 9%上昇させ得る

オーストラリアのセーフガードメカニズムの下、新規ガスプロジェクトは貯留層からの CO2 排出量をゼロにするよう求められている<sup>30</sup>。さらに、同メカニズムは「オフセットによって成される排出削減は 30%を超えないというベンチマーク期待値」についても概説しており、「実際に進行する（新規）石油・ガスプロジェクトにおいて、炭素回収・貯留が排出削減策の重要な要素となる可能性が高いことを示唆している」<sup>31</sup>。

これは、ウッドサイド社がブラウズガス田からの排出の一部を隔離するため、ブラウズ炭素回収・貯留（CCS）設備の開発を計画している理由の一つと考えられる<sup>32</sup>。同社は、CCS 設備が「ブ

<sup>29</sup> The Australian. [North West Shelf rules may kill Browse gas plan](#). 25 September 2025.

<sup>30</sup> Allens. [Government's Safeguard Mechanism reforms get the green light](#). 5 April 2023.

<sup>31</sup> 同上 April 2023.

<sup>32</sup> Woodside. [Browse Carbon Capture and Storage](#). March 2024. Page 1.

ブラウズの潜在的なスコープ1・GHG 排出量のうち約 5,300 万トン（同プロジェクトの総スコープ1 排出量の約 47%）を削減し得る」としている<sup>33</sup>。計画通りに機能した場合、年間 2.3~2.6MtCO<sub>2</sub>e と見込まれる貯留層由来の排出のうち、約 1.7MtCO<sub>2</sub>e を回収することになる。残る 0.6~0.9MtCO<sub>2</sub>e は、オーストラリア・カーボン・クレジット・ユニット（ACCU）の償却によって相殺する必要がある。

IEEFA の試算では、CCS 設備の開発はブラウズ・プロジェクトのコストを大幅に上昇させる。オーストラリアでは、世界最大の注入目標を掲げるシェブロン社のゴーゴン設備が始動以来 32 億豪ドルものコストを要している。同設備は、提案されているブラウズ・プロジェクトの設備と同規模である（ブラウズでは設備が沖合に位置することから、追加コストが発生する可能性がある）。IEEFA の算定をもとにゴーゴン CCS を指標として用いると、IEEFA の試算では、CCS コストはブラウズフィールドガスのコストを約 9%上昇させ得る。

また、CCS の使用は、ウッドサイド社に大きなリスクをもたらしかねない。CCS 技術は、失敗や失敗や期待を下回る歴史があり、とりわけ CCS プロジェクトは隔離のみを重視している（注：CCS は歴史的に、貯留層圧の維持と石油・ガス回収率の向上のために利用されてきた）。IEEFA による 13 件の主要 CCS プロジェクトの分析によれば、その大多数が注入目標の未達成か、完全な失敗に終わっている<sup>34</sup>。

設計上の回収能力に近いパフォーマンスを達成したプロジェクトは 3 件にとどまり、そのうちノルウェーのスレイプナーとスノーヴィットの 2 件のプロジェクトでは課題が生じている<sup>35</sup>。スレイプナーでは、注入された CO<sub>2</sub> が想定より速く移動し、これまで確認されていなかった領域へ拡散した（エリアの境界は依然として特定されておらず、将来的に CO<sub>2</sub> が漏洩する恐れがある）。スノーヴィットでは、より深刻な運転上の問題が発生している。18 年分の注入容量が見込まれていたにも関わらず、稼働開始からわずか 18 か月で大規模な補修が必要となった。さらに 2024 年には、運営会社であるエクイノール社が、2017 年から 2021 年までの CO<sub>2</sub> 注入量を 28%課題に報告していたことを認めており、CCS 設備の運営に伴う技術的課題を示している<sup>36</sup>。

ゴーゴンの CCS 設備は稼働開始以降、年間注入量が減少し、パフォーマンスは大幅に低下している<sup>37</sup>。同プロジェクトはゴーゴン LNG プラントから排出される CO<sub>2</sub> の 60%を回収することを目指していたが、2019-20 年度から 2023-24 年度にかけての回収量は、プラントの CO<sub>2</sub> 排出量の半分にも満たなかった。2023-24 年度には回収率はわずか 30%にとどまり、目標を大きく下回った。性能改善のための補修費用に加え、カーボンクレジットの償還義務が生じたことも一因となり、同プロジェクトのコストは急増している。IEEFA の試算では、2023-24 年度の CO<sub>2</sub> 回収コストは 222 豪ドル/tCO<sub>2</sub>に達する。

<sup>33</sup> 同上 Page 1.

<sup>34</sup> IEEFA. [Fact Sheet: Carbon Capture and Storage \(CCS\) has a poor track record](#). 8 February 2024. Page 1.

<sup>35</sup> IEEFA. [Fact Sheet: Carbon Capture and Storage \(CCS\) has a poor track record](#). 8 February 2024. Page 2.

<sup>36</sup> DeSmog. [Norway's Equinor admits it 'over-reported' amount of carbon capture at flagship project for years](#). 28 October 2024.

<sup>37</sup> IEEFA. [Gorgon CCS underperformance hits new low in 2023-24](#). 28 November 2024.

ブラウズ CCS 設備のパフォーマンスが少しでも目標を下回れば、次の理由により、西オーストラリア州とオーストラリアに数々のリスクをもたらすことになる。

- プロジェクトコストの上昇が、ガス価格の上昇という形で国内市場に転嫁される可能性がある。
- 総排出量が増加し、国の CO2 排出量削減目標を達成するために他で削減が必要になる可能性がある。
- カーボンクレジットの需要がさらに高まることで、炭素価格も上昇し、カーボン・オフセットに依存する他のすべての企業の脱炭素化コストにあまねく影響を及ぼす可能性がある。

## カーボン・オフセットが高額に

前述のように、ブラウズ・プロジェクトは、求められる排出削減のうち大部分をカーボン・オフセットに依存する可能性があり、CCS 設備が期待通りに機能しない場合にはその割合が増すこともあり得る。

オーストラリア・コモンウェルス銀行 (CBA) は、新規 LNG プロジェクト (ブラウズを除く) に起因する ACCU 需要予測を発表している。同予測によれば、進行中の新規プロジェクトにより、ACCU 需要は 2030 年までに (ベースシナリオでは) 5.7MtCO<sub>2</sub>e、高需要シナリオでは 7.4MtCO<sub>2</sub>e 増加する見通しである。さらに CBA は、2030 年までにカーボンコストが LNG 収益の 9~18% を占める可能性があるとしている (ベースおよび高需要シナリオにおいて)。

ブラウズからの排出は、たとえ付随する CCS プロジェクトが実施され、目標を 100% 達成したとしても、ACCU 需要をさらに増加する可能性がある。そうなれば、他の LNG バックフィル・プロジェクトによる需要と相まって、ACCU 価格を押し上げ、オーストラリアの LNG セクター全体に多大な財務的影響を与えかねない。

ここで重要なのは、ACCU 価格の上昇は、脱炭素化義務を満たすために ACCU に依存するすべての企業に影響を与え得ることから、それがオーストラリアの脱炭素化コストに及ぼす影響ははるかに広範にわたるだろうということである。

## 西オーストラリア州のエネルギー安全保障対策には、より良い選択肢がある

AEMO は「2024 WA Gas Statement of Opportunities (GSOO)」において、供給懸念に対処するために活用できる選択肢を示している。その数例を以下に挙げる。:

- オンショアガスプロジェクトの開発を促進。

- 既存の国内向けガス処理プラントの拡張および制約への対処を通じて、LNG 輸出業者による供給を含め国内供給を増加。
- 大口ガス使用者による電化と産業活動における脱炭素化の促進。
- より急速な再生可能エネルギーの導入拡大。それにより発電用のガス消費量を削減し得る<sup>38</sup>。

IEEFA の見解では、既存の LNG プロジェクトのフィードガスの一部を国内市場に振り向け、費用対効果の高いガス需要削減の機会を拡大することが、西オーストラリア州にとって最も低コストな解決策となり得る。

西オーストラリア州は群を抜いて国内最大のガス生産地であり、また、その LNG 輸出セクターの規模が示すように、同州で生産されるガスの大部分は LNG として輸出されている。

西オーストラリア州の LNG 輸出のかなりの部分は、スポット販売（スポット市場での販売、長期 LNG 契約の履行に必要な量を上回る）となっている。今後数年間で一部の長期 LNG 契約は満了することから、西オーストラリア州の LNG スポット輸出量は引き続き LNG 総輸出量のかなりを占めるものと見込まれる。同州における安定供給確保に向けて、スポット販売向けに輸出されるガスの一部を振り向ける政策措置を検討する余地がある。

施策がない場合でも、西オーストラリア州の LNG 輸出業者は、留保義務を満たすために少なくとも 2030 年代半ばまで国内市場への供給を継続する必要がある。

## 西オーストラリア州内のガス供給を確保すべく LNG 輸出分を振り向ける

西オーストラリア州のガス生産量は、2024 年には約 3,350PJ（採掘されたガスのうち上流の石油・ガス採掘における使用分を除く）に達した。これは、オーストラリア東部のガス生産量よりも 75% 近く多く、ノーザンテリトリーのそれの約 6 倍にもなり、西オーストラリア州のガス生産の規模の大きさを物語っている。

しかしながら、このガスのうち、西オーストラリア州のガス市場に供給されたのはわずか 418PJ にすぎず、同州から日本（1,120PJ）、中国（661PJ）、韓国（425PJ）向けの LNG 輸出量をいずれも下回っている<sup>39</sup>。国内供給量は、ガス生産量がより少ないオーストラリア東部地域よりも低い水準にとどまっている。2024 年には、合計で 3,000PJ 近くの西オーストラリア州産ガスが輸出さ

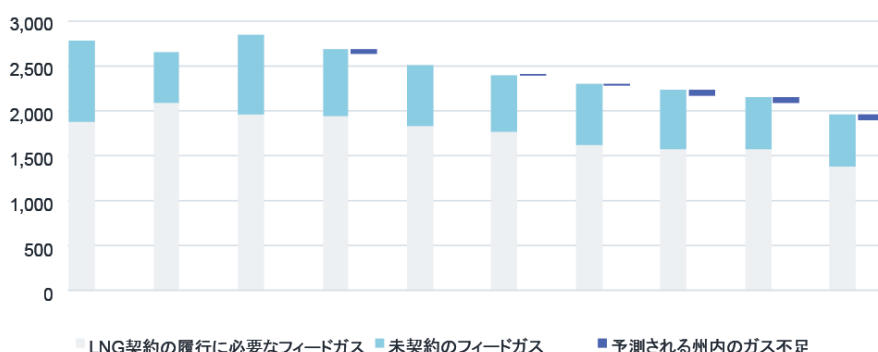
<sup>38</sup> AEMO. [2024 WA Gas Statement of Opportunities](#). December 2024. Pages 13-14.

<sup>39</sup> IEEFA. [Australian Gas and LNG Tracker](#).

れており、これは総生産量（上流の石油・ガス生産に使用された分を除く）の約 87.5%に相当する。

西オーストラリア州の LNG 輸出の相当部分は、既存の長期 LNG 売買契約（SPA）に拘束されないスポット販売である<sup>40</sup>。IEEFA の試算では、2024 年に同州の LNG 総輸出量の 37%がスポット取引で販売され、そのうち NWS プロジェクトによるスポット販売は約 317PJ に上る<sup>41</sup>。将来の LNG 生産見通しを踏まえると、新規 LNG 契約が大幅に増加しない限り、同州は引き続き大量のスポット LNG を輸出すると見込まれる。その規模は、州内で予測されるガス不足量を大きく上回る（図 5）。

図 5: 西オーストラリア州におけるガス不足と推定未契約 LNG 量の対比 (PJ)



出典: IEEFA estimates; ICIS; AEMO.<sup>42</sup>

注 予測されるガス不足は、将来のガス需要・供給に関する AEMO の仮定を反映するものである。AEMO は、既存プロジェクトおよび数件の新規プロジェクト（スカボロー、ウェイトシア 2、ウェスト・エレグラ、ロックヤー・ガスプロジェクト）からの供給があるものと仮定している。予測される LNG スポット販売需要は現在の契約量に基づいており、契約延長や新規契約締結があった場合には減る可能性がある。

具体的に言うと、IEEFA は、2034 年までの既存 LNG 契約の履行に必要なフィードガス量を試算し、その後、AEMO による西オーストラリア州における LNG フィードガス需要予測を用いて、予想される未契約のフィードガス量を算出した。その結果から、LNG 輸出業者は、現契約の履行に必要な量を超える相当量の LNG の生産、または新規 LNG 契約の締結を見込んでいることが示唆される。相当数の新規契約が締結されない限り、未契約ガスの多くはスポット販売に回る可能性が高い。また、予測されるガス不足は、予想される未契約のフィードガス量に比べれば少量となっている。例えば、AEMO は 2034 年に約 70PJ の不足を予測しており、それは推定未契約 LNG フィードガス量（LNG プラントの稼働に用いられるフィードガスを除く）の約 12%、もしくは推定 LNG 総輸出量の 4%未満に相当する。

<sup>40</sup> LNG スポット販売は、LNG スポット市場での LNG カーゴの裁量的な販売であり、通常は単一または複数のカーゴを短期間で販売するものである。

<sup>41</sup> ICIS のデータに基づく IEEFA の試算

<sup>42</sup> AEMO. [2024 WA Gas Statement of Opportunities](#). December 2024.

西オーストラリア州の未契約フィードガス量の多さは、国内供給の増加によって、供給懸念に対処するとともに、既存の長期 LNG 売買契約に影響を及ぼすことなくガス価格を下げる機会となり得る。実行するとなれば、既存のプロジェクトで国内供給を増やすことになる可能性が高いが、LNG 施設に併設されたガスパラントの生産能力の増強も必要になるだろう。

この結果、LNG 輸出業者にとってはいくらかの追加コストが生じ得るが、既存のガス田の生産コストは新規ガス田よりも低くなる可能性が高いことから、国内市場にメリットとなり得る。

## LNG 輸出業者が義務を満たせば、ガス不足は軽減され得る

国内供給への懸念から、西オーストラリア州政府は国内ガス留保政策（2006 年に正式化）を施行した<sup>43</sup>。同政策は LNG 輸出業者との協議のうえで実施されており、通常は LNG 生産量の約 15% に相当する国内供給を求めるものである。国内へのガス供給時期については、LNG 輸出業者が柔軟に調整できるとしている。

こうした背景から、AEMO は供給十分性・不足予測を作成するにあたり、LNG 輸出業者が 2034 年まで毎年 LNG 生産量の 15% を国内供給するものと仮定している。しかし、2024 年の西オーストラリア州議会の調査によって、西オーストラリア州の LNG 輸出業者は総じて国内供給コミットメントを満たせておらず、「LNG 生産者は、平均して LNG 輸出量に対して 8% 程度の国内ガスを供給するにとどまり」、求められる 15% を大きく下回っていることが明らかになった<sup>44</sup>。これにはウッドサイド社のプルート・プロジェクトも含まれおり、同プロジェクトは「基本的なコミットメントの 6%」、目安の 115TJ/日に対し、平均して約 11TJ/日しか供給していない<sup>45</sup>。

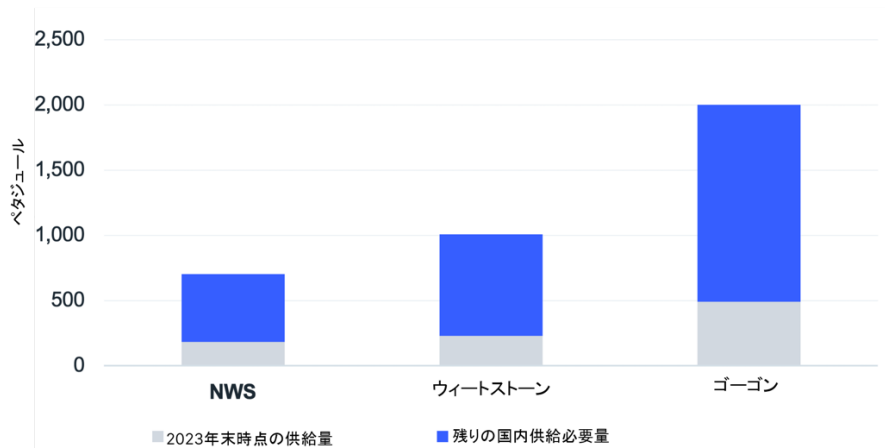
現実問題として考えれば、LNG 輸出業者は国内市場への供給義務を満たすために、プロジェクトの残余期間を通して 15% を超える供給を求められる可能性が高い。例えば、NWS やウィートストーン、ゴーゴン・プロジェクトの供給量は、いずれもまだ必要量の 30% にも満たない（図 6）。

<sup>43</sup> Allens. [Reserving gas for the domestic markets – Queensland's next step](#). 18 December 2018.

<sup>44</sup> WA Parliament Economics and Industry Standing Committee. [Inquiry into the WA Domestic Gas Policy: Interim Report](#). February 2024. Page 27.

<sup>45</sup> WA Parliament Economics and Industry Standing Committee. [Inquiry into the WA Domestic Gas Policy: Final Report](#). August 2024. Page 71.

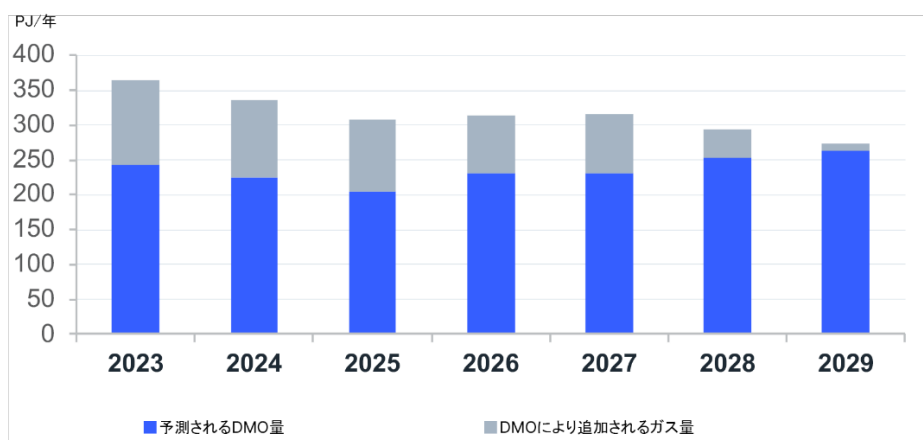
図 6: 西オーストラリア州の 3 大 LNG プロジェクトは将来的に大量のガスを国内供給する必要がある



出典: WA Government.<sup>46</sup>

オーストラリア産業科学資源省 (DISR) が指摘しているように、15%相当を国内供給することで、LNG 輸出業者による国内供給量はかなり増加し得る (図 7)。図 7 は、LNG 輸出業者が 15% の義務を満たすべく国内供給量を増加させた場合に、同州に追加供給されるガス量 (「DMO (国内供給義務) により追加されるガス量」) を予測するものである。これが示すところによれば、国内市場への供給義務を「厳格に」遵守 (言い換えれば、毎年 LNG 生産量に沿って国内供給) することで、7 年間で州内ガス供給量は約 500PJ 増加する。

図 7: 国内供給義務 (DMO) により西オーストラリア州に追加供給されるガス量 2023 年~2029 年



出典: オーストラリア産業科学資源省 (DISR).<sup>47</sup>

<sup>46</sup> WA Government. [WA Domestic Gas Statement](#). August 2025.

<sup>47</sup> DISR. [Future Gas Strategy Analytical Report](#). May 2024. Page 98.

AEMO は LNG 輸出業者が LNG 生産量の 15% 以上を供給するシナリオを明示的にモデル化していないことから、この追加供給が予測される不足の可能性と重要度に影響を与えるかどうかは明確ではない。

IEEFA としては、AEMO は将来の供給十分性を評価する際に、国内市場への供給義務を確実に遵守するために必要となる将来の国内供給量を考慮に入れるべきであると考えている。そうすれば、市場の透明性が向上し、ガス生産者および利用者による投資判断の一助となるだろう。

## 発電・産業におけるガス需要を削減

IEEFA の分析が示すところによれば、西オーストラリア州におけるガス消費の大部分は産業および電力用であることもあり、産業の脱炭素化や再生可能エネルギーへの移行加速を通じて西オーストラリア州のガス需要を削減する機会が存在する<sup>48</sup>。これらの機会の一部は、現在または中期的に費用対効果が高いものと考えられる。

LNG セクターは西オーストラリア州最大のガス消費セクターであり、LNG 処理プラントに動力を供給するために大量のガスを消費している。それらのガスは「ガス液化時に冷凍コンプレッサーや発電の燃料として」使用されている<sup>49</sup>。だが、その一方で、排出量とメンテナンスコストを削減しつつガス需要を削減し得る電気タービンが商業化されている。米国のフリーポート LNG プラントはその可能性を示しており、その完全電化設備では、排出量が 90%削減すると同時に LNG 生産量が 6.5%増加している<sup>50</sup>。西オーストラリア州のガス需要に関して言えば、2024 年の LNG 生産量に基づく IEEFA の試算によると、西オーストラリア州の LNG プラントを完全に電化することで 229PJ のガスが節約され、その分を州内で他の用途に充てることができる。ただし、西オーストラリア州の遠隔地にある LNG プラントの電化には技術的な課題がある可能性がある。

西オーストラリア州で次にガス消費量が多いのは電力セクターであり、電源構成に占めるガスの割合は、ノーザンテリトリーを除く他のどの州よりも高い。数値で見れば、発電における西オーストラリア州のガス使用量は、他のどの州よりも数倍多い<sup>51</sup>。その背景の一つとして、同州が優れた再生可能エネルギー源を有しているにも関わらず、系統連系型とオフグリッド型のいずれでも、再生可能エネルギーの導入がオーストラリア東部よりも遅いことが挙げられる<sup>52</sup>。再生可能エネルギーへの移行の加速は、費用対効果が高いものと考えられる。CSIRO（オーストラリア連邦科学産業研究機構）が明らかにしたところによると、再生可能エネルギーは、統合コストを考慮したとしても、オーストラリアでは既にガス火力発電よりも安価である<sup>53</sup>。

<sup>48</sup> IEEFA. [Reining in Western Australia's gas addition](#). 13 March 2025. Page 1.

<sup>49</sup> 同上 Page 5.

<sup>50</sup> 同上 Page 6.

<sup>51</sup> 同上

<sup>52</sup> 同上

<sup>53</sup> CSIRO. [GenCost 2024-25](#). July 2025. Page 76.

アルミナ精錬においても、当該セクターのガス消費量を削減し得る技術が既に存在する。具体的には、MVR（機械式蒸気再圧縮）技術（実質的には一連の開放型ヒートポンプ）を用いることで、国内で「今後 10 年間にアルミナ精錬に使用されるガスの 3 分の 2 を置き換えられる可能性があり、その量は年間約 94PJ に相当する」<sup>54</sup>。西オーストラリア州で導入された場合には、年間ガス消費量を約 10%削減し得る。1GJ の電力で 5GJ のガスを代替できるこの技術は、実証され、業界のリスクが軽減されれば、たとえ政府の補助金がなくとも経済的なメリットを得られる魅力的なものになる可能性がある。また、電気炉という新興技術は、アルミナ精錬におけるガス使用量をさらに削減できる可能性があり、現在、アルコア社が再生可能エネルギーを動力源とする焼成炉の試験運用を行っている<sup>55</sup>。

最後に、IEEFA による分析は、国内のアンモニア生産の脱炭素化が「オーストラリアに、国内ガス市場のプレッシャーを緩和し、排出量を削減し、そしてオーストラリアで台頭するグリーン水素産業を活性化するという 3 つのメリット（トリプルウィン）」をもたらし得ることを明確に示している<sup>56</sup>。これは、アンモニア製造に使用されるガスの約 30%がアンモニア生産の原料である水素に改質されることを反映するものである。

このガスをグリーン水素に置き換えることでガス需要を直接的に削減し得るが、グリーン水素のコストが比較的高いことが依然として障壁となっている。これは、鉱業会社に対し、グリーン水素ベースの火薬（国内のアンモニア生産量の約半分が火薬製造に使用されている）のオフテイクを義務付けることで緩和できる可能性がある。オーストラリア政府による水素製造を対象とする生産税優遇措置「Hydrogen Production Incentive Tax」の実施に加え、グリーン水素のコスト低下が予測されていることから、2035 年までに火薬製造用のガスの 30%をグリーン水素に置き換えるという目標は、「（鉱山現場）コストを僅か 0.2%上昇させる」だけで同時に 5PJ のガス消費を相殺できる可能性がある<sup>57</sup>。

## アジアのエネルギー安全保障にブラウズは不可欠にならない見込み

LNG 市場における展開は、政府にとっては、西オーストラリア州における LNG 輸出業者による国内供給増加の確保に向けた措置を講じる好機となる可能性がある。

<sup>54</sup> IEEFA. [Industrial heat pumps key to addressing excess gas demand](#). 31 October 2024. Page 25.

<sup>55</sup> IEEFA. [Reining in Western Australia's gas addition](#). 13 March 2025. Page 8.

<sup>56</sup> IEEFA. [Local ammonia production the ideal early adopter for green hydrogen](#). 20 June 2024.

<sup>57</sup> IEEFA. [Reining in Western Australia's gas addition](#). March 2025. Page 9.

## 急増する LNG 供給が需要を上回り、価格を押し下げる

2030 年代初頭までに約 3,600 億立方メートルの新規液化容量が見込まれており、LNG 供給が 60%以上増すという前例のないレベルで新規 LNG 供給が急増する見通しである<sup>58</sup>。

一方、確立された LNG 市場における LNG 需要は、減少しているか、減少する見込みである。例えば、歴史的にオーストラリアにとって最大の LNG 市場である日本においては、LNG 需要は 2015 年から 25%減少しており、政府の政策によりさらに減少する可能性がある<sup>59</sup>。2024 年にはオーストラリアにとって最大の LNG 購入国であった中国による輸入量は、2025 年前半に 20%以上減少した<sup>60</sup>。

欧州では、減少するロシアのパイプラインガス供給を補うために急増した LNG 需要が 2025 年にピークを迎え、その後 2030 年までに 20%減少するものと IEEFA は予測している<sup>61</sup>。

全般的に見ても、将来の LNG 需要は不確実であるという認識が高まっている。例えば、LNG 輸入者国際グループ (GIIGNL) の会長は、「需要軌道は、矛盾するマーケットドライバー（市場を動かす要因）の影響を受け、依然として非常に不確実である」と述べている<sup>62</sup>。

LNG 供給の急増と比較的弱く不確実な需要の伸びは、新規 LNG 供給プロジェクトの財務状況に影響を及ぼすと見られる。IEA は、最も緩やかなエネルギー移行シナリオにおいてさえ、既存および建設中の LNG 生産能力は 2040 年まで世界の LNG 需要を賄うのに十分であると予測している。そうなれば、LNG 供給業者間の競争を激化させ、価格を押し下げることになる。より野心的な移行シナリオにおいては、既存および建設中の LNG 液化能力以上は必要ないとしている<sup>63</sup>。

さらに IEA は、短期的に新規供給をすべて吸収するには、電力および産業用需要の増加、石炭からガスへの転換の加速、再生可能エネルギーの導入の遅れ、そしてエネルギー効率の向上が予想を下回るといった要素が組み合わさる必要があるだろうと指摘している。LNG 供給過剰の長期化を避けるためには、エネルギー移行のペースを鈍化する必要がある可能性がある。

## 国内需要が減少する中、日本はオーストラリア産 LNG を転売

日本政府と大手ガス生産者は、オーストラリアの国内ガス・エネルギー政策に関してますます積極的に意見を表明しており、日本は東京の電気を絶やさないためにオーストラリア産 LNG を必要としていると主張している<sup>64</sup>。最近では、西オーストラリア州ロジャー・クック首相が、オーストラ

<sup>58</sup> Columbia Centre on Global Energy Policy. [How Qatar's LNG Decisions Will Impact an Oversupplied Global Market](#). 8 September 2025.

<sup>59</sup> IEEFA. [Prices, not politics, will shape U.S. LNG flows to Japan going forward](#). 27 February 2025.

<sup>60</sup> Gas to Power Journal. [China's LNG imports plunge over 20% on lower industrial demand](#). 28 July 2025.

<sup>61</sup> IEEFA. [European LNG Tracker](#). February 2025.

<sup>62</sup> TradeWinds. [Trajectory of LNG demand 'deeply uncertain', GIGNL president says](#). 27 May 2025.

<sup>63</sup> IEA. [World Energy Outlook 2024](#). 16 October 2024. Pages 50-52.

<sup>64</sup> Embassy of Japan in Australia. [Speech by His Excellency YAMAGAMI Shingo Ambassador of Japan to Australia](#). 30 March 2023.

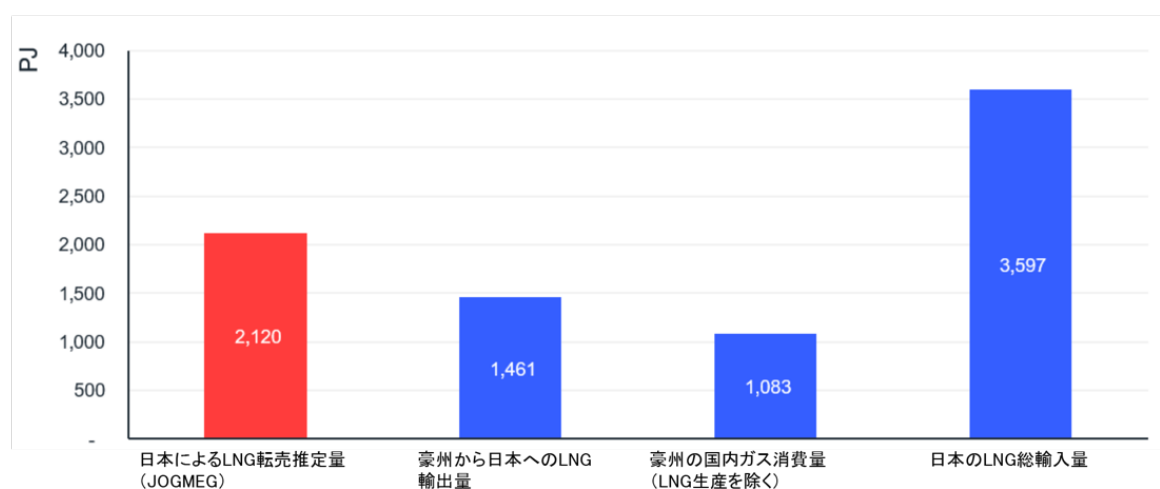
リア東部における留保政策の可能性や日本のエネルギー安全保障の確保に向け LNG が供されない場合の対豪投資のリスクに対して日本政府が表明した懸念に言及している<sup>65</sup>。

しかしながら、オーストラリア産 LNG に対する日本の関心がエネルギー安全保障だけにとどまっていないことは明白である。

日本における LNG 需要の低下と政府による LNG 取扱量目標を受けて、日本企業はますます LNG トレーダー化し、第三国に大量の LNG を販売するようになっている。

日本の LNG トレーダーを対象とした調査に基づく日本政府のデータが示すところによると、これらのトレーダーは 2024 年度（日本）に最大 3,825 万トン（約 2,100PJ 相当）の LNG を海外市場に転売している（図 8）。

図 8: 日本による LNG 転売の概観



出典: IEEFA.<sup>66</sup>

とりわけオーストラリアに関しては、IEEFA のボトムアップ分析（信頼性の高い船舶追跡データを使用）によって、日本企業は 2024 年に少なくとも 627PJ のオーストラリア産 LNG を転売しており、その量は最大 812PJ に及ぶ可能性があることが確認された<sup>67</sup>。また、西オーストラリア州に関しては、日本企業が 2024 年に、西オーストラリア州から少なくとも 280PJ（非日系運搬船チャーターによって第三国へ輸送された販売分を除く）を転売したことが確認できた。これは、2034 年に予測される西オーストラリア州のガス不足量のおよそ 4 倍に相当する。

<sup>65</sup> AFR. [Japan's warning over Albanese's east-coast gas reserve](#). 8 July 2025.

<sup>66</sup> IEEFA. [Slides: How Japan cashes in on resales of Australian LNG at the expense of Australian gas users](#). 6 June 2025.

<sup>67</sup> IEEFA. [How Japan cashes in on resales of Australian LNG at the expense of Australian gas users](#). 20 May 2025. Page 1.

日本は 2024 年に、約 2,636 万トンのオーストラリア産 LNG を輸入しているのに対し、その契約量は 2,660 万トンとなっている<sup>68,69</sup>。つまり、日本企業によるオーストラリア産 LNG の転売は、オーストラリアの LNG 供給業者との過剰契約による余剰 LNG の販売を反映するものではなく、明らかに商業的な動機によるものだと見られる。これは、日本企業が転売する LNG の一部がオーストラリアからスポットベース（既存の長期 LNG 売買契約に基づかない）で購入されている理由の一つである。

また、影響力のある日本エネルギー経済研究所が日本の LNG 取引の商業的根拠について指摘しており、留保政策は東南アジアで日本のトレーダーが得ている利益を損ないかねないと警告している。さらに同研究所の理事長は、「我が国の政策はアジアのために LNG ネットワークを拡大することであり、オーストラリア産ガスはその一助となる」と述べている<sup>70</sup>。

## 結論

ウッドサイド社のブラウズ・ガスプロジェクトについて、西オーストラリア州が決定を下す時期が急速に近づいている。プロジェクト推進派は、西オーストラリア州および海外のエネルギー安全保障などの便益を強調しているが、同プロジェクトが西オーストラリア州にとって最善の利益となるかどうか深刻に問われるべきである。

とりわけ、推定されるプロジェクトコストが高額であり、CCS に依存する可能性が高いことから、ブラウズガスは高価になり、西オーストラリア州のガス価格を押し上げ、需要破壊を招く恐れがある。また、ブラウズ LNG の推定コストが高額であるということは、アジアにおいて石炭火力や再生可能エネルギー発電に価格競争することは困難であり、石炭代替には限界があると考えられる。

同プロジェクトは相当量の CO<sub>2</sub> を排出することから、オーストラリアの他の場所でさらなる脱炭素化が必要となり、カーボン・オフセットの需要とコストを上昇させる可能性が高い。

しかしながら、西オーストラリア州における十分な国内ガス供給の必要性は、同州の産業および鉱業セクターにとって極めて重要である。幸いなことに、ブラウズ・プロジェクトに付随する潜在的风险に西オーストラリア州をさらすことなく、ガス不足に対処する一助となり得る代替策が存在する。予測されるガス不足は、現在の州内消費量と比較すると深刻であるものの、予測される未契約 LNG フィードガス量に比べれば少量である。輸出される見込みのガスの一部を国内に振り向けるだけで、リスクを伴う高コストの新規ガスプロジェクトに頼ることなく、ガス不足のリスクに十分対処し得る。

<sup>68</sup> IEEFA. [Australian Gas and LNG Tracker](#).

<sup>69</sup> IEEFA. [How Japan cashes in on resales of Australian LNG at the expense of Australian gas users](#). 20 May 2025. Page 3.

<sup>70</sup> AFR. [Japan warns on Dutton's gas reservation policy](#). 8 April 2025.

既存および新規参入企業においては、費用対効果の高いガス需要削減の余地がある。これにより排出量削減が進むとともに、代替が困難な用途へガスを回すことが可能となる。それには例えば、再生可能エネルギーへの支援強化によるガス火力発電への依存度の低減や、主要工業プロセスの電化などが挙げられる。

予想されるブラウズのリスクを踏まえると、西オーストラリア州政府はガスの安定供給の懸念に対処するために利用可能なすべての選択肢を慎重に検討する必要があると IEEFA は考える。

## IEEFA について

エネルギー経済・財務分析研究所 (IEEFA) は、エネルギー市場、動向、政策に関する課題を調査・分析している。IEEFA の使命は、多様性、持続可能性、収益性を備えたエネルギー経済への移行を加速させることである。 [www.ieefa.org](http://www.ieefa.org)

## 著者について

### ジョシュ・ランシマン (Josh Runciman)

ジョシュは、IEEFA のオーストラリアガスを専門とするリードアナリストであり、ガス市場政策をはじめとするオーストラリアのガス・LNG セクターの主要課題を重点的に調査・分析している。入所前には、オーストラリア競争・消費者委員会による 2017~2030 年ガス調査のディレクターを務め、供給確保、ガスコモディティおよびパイプラインのプライシング、LNG ネットバック・プッシング、小売業者行動など多岐にわたる課題に取り組んだ。 [jrunciman@ieefa.org](mailto:jrunciman@ieefa.org)

### アマンディーヌ・デニス・ライアン (Amandine Denis-Ryan)

アマンディーヌは、IEEFA オーストラリアの CEO であり、経済全体にわたるネットゼロエミッション移行の専門家として広く認められている。オーストラリア初の国内ネットゼロエミッション経路の策定ならびにその後の改定を主導しており、それはパリ協定と整合する経路の基準とみなされ、企業や金融機関、政府機関によって使用されている。また、エネルギー転換の戦略、投資、影響・リスクについて、数多くの組織と協働するとともに助言を行っている。 [adenisryan@ieefa.org](mailto:adenisryan@ieefa.org)

本報告書は、情報提供および教育利用のみを目的としている。エネルギー経済・財務分析研究所 (IEEFA) は、税務、法務、投資、金融商品、会計に関する助言を提供しない。本報告書は、税務、法務、投資、金融商品、会計に関する助言を提供することを目的としておらず、そのために依拠すべきではない。本報告書のいかなる情報も、投資や金融商品に関する助言として、売買の申し出の提案や勧誘として、あるいは金融商品、金融商品のクラス、証券、企業、ファンドの推奨、見解、支持、後援として意図されたものではない。IEEFA は、読者が下した投資やその他の決定について一切責任を負わない。投資の調査および意思決定は、読者自身が責任を負うものとする。本報告書は、投資に関する一般的な指針や、金融商品に関する具体的または一般的な推奨や見解の情報源として作成されたものではない。本報告書に記載された意見は、他者に帰属するものでない限り、IEEFA の現時点での見解である。提示された情報の中には、第三者から提供されたものも含まれ得る。IEEFA はそうした第三者情報を信頼に足るものと考え、可能な限り公開情報をもとに確認を行ったが、その正確性、適時性、あるいは完全性は保証しない。また、それらの情報は予告なく変更される場合がある。

