

平成 31 年 2 月 22 日

## オーストラリアの石油、石油精製及び天然ガス動向

### 1. オーストラリアのエネルギー事情<sup>1)</sup>

オーストラリアは、化石燃料やウランを含む資源が豊富で、純エネルギー輸出国であると同時に、経済協力開発機構(OECD)に所属する国である。石油類を除き、オーストラリアはすべてのエネルギー商品を抱えている。オーストラリアは 2015 年に世界最大の石炭輸出国(重量とエネルギーの両方の量に基づく)であり、世界第 2 位の液化天然ガス(LNG)輸出国であった(2018 年 11 月にカタールを抜き第 1 位)。2015 年には、ウランの世界最大の可採埋蔵量(約 29%)を保有し、世界第 3 位の原子力発電用ウラン生産国であった。世界原子力連合(World Nuclear Association)によると、オーストラリアは原子力発電所を持たず、すべてのウランを輸出している。オーストラリアは原油と精製された石油製品の純輸入国である一方で、原油の輸出国でもある。

### 1. オーストラリアのエネルギー事情

#### 1-1. 一次エネルギー消費

### 2. 石油

#### 2-1. 行政機関・企業

#### 2-2. 石油開発

#### 2-3. 石油消費

#### 2-4. 石油取引

### 3. 石油精製

### 4. 天然ガス

#### 4-1. 行政機関・企業

#### 4-2. 天然ガス開発

#### 4-3. 輸出ターミナル

#### 4-4. 天然ガス消費

#### 4-5. 天然ガスパイプライン

#### 1-1. 一次エネルギー消費

オーストラリアはエネルギー強度が低いため、数十年前と比較してエネルギー需要の伸びは限られている。最終用途分野でのエネルギー効率対策、技術革新、重工業からサービス産業への移行が、オーストラリアのエネルギー強度を低下させた。

オーストラリアの一次エネルギー消費は化石燃料に大きく依存している。2018 年の BP 統計レビューによると、2017 年のオーストラリアの総エネルギー消費量は、石油が約 38%、天然ガスが約 26%、石炭が約 30%、水力が約 2%、再生可能エネルギーが約 4%となっている<sup>2)</sup>(図 1 参照)。石油消費のシェアは、ここ数年、同国の生活用品の生産、鉱業、石油化学産業ならびに輸送部門を支えるため、増加している。最近の製油所の閉鎖と 2015 年以前の原油価格の高騰は、原油消費の低下を引き起こした。

政府は、近年、電力セクターを中心とした石炭消費を削減する政策を推進し、クリーンな燃料を支持している。過去 10 年間で、電気および鉱業分野での天然ガスのシェアが増加

し、石炭および石油に取って代わった。

オーストラリアは、2020年までに温室効果ガス(GHG)排出量を削減するための一環として、2012年7月にトップ・エミッション企業が二酸化炭素排出量に支払う炭素税を適用した。この税金は天然ガスの増加をもたらし、特に電力部門での再生可能エネルギーの使用と石炭火力発電の代替が進んだ。しかし、2014年7月に炭素税が廃止され、GHGを排出するために支払う必要が無くなった。炭素税は、石炭消費に2年間圧力をかけたが、この税金を撤廃し、石炭価格を下げることで石炭のエネルギー占有率が向上した。オーストラリアの現在のエネルギー政策は、再生可能エネルギー利用は化石燃料よりも開発費が高価であるため、成長ペースが下がる可能性がある。しかし、オーストラリアは、2030年までに2005年レベルから26-28%の温室効果ガス排出削減目標を発表し、長期的にはよりクリーンな燃料の使用を促進する予定である。

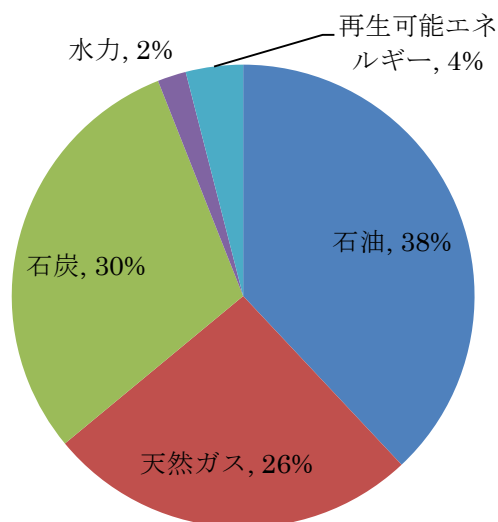


図1 オーストラリアの一次エネルギー消費、2017

出所: 2018年BP統計レビュー<sup>2)</sup>

## 2. 石油

オーストラリアの原油類の確認埋蔵量は、2016年末に18億バレル以上と報告されている<sup>1)</sup>。オーストラリア政府は、原油類の可採埋蔵量として、54億バレル(22%原油、52%コンデンセート及び26%液化石油ガス(LPG))と発表している。ほとんどのオーストラリア産原油は軽質低硫黄で、一般に硫黄とワックスが少なく、重質原油よりも価値が高い。埋蔵量の大半は西オーストラリア州(Carnarvon 海盆、Browse 海盆)、ノーザンテリトリー沖(Bonaparte 海盆)、およびビクトリア州(Gippsland 海盆)に位置している。陸上油田は全体の10%に過ぎず、大半はクイーンズランド州(Cooper 盆地)に埋蔵されている(図2参照)。



図2 オーストラリアの石油関連施設

©OECD/IEA Energy Policies of IEA Countries Australia 2018 Review, IEA Publishing. Licence: www.iea.org/t&c

オーストラリアは、商業ベースで、オイルシェール(ケロジェンなどの固体有機物を含む堆積岩であり、シェールオイルやタイトオイルに相当しない)を生産していないが、主にクイーンズランド州に約 140 億バレル存在している。これらの埋蔵量の大部分は商業生産のための技術的および環境的課題に直面している。2008 年、クイーンズランド州政府は、McFarlane 鉱床で 20 年間のオイルシェールの探鉱の一時停止を発表し、州はさまざまな技術や環境に安全な生産方法が見出されるまで、オイルシェールプロジェクトを停止した。クイーンズランド州は McFarlane 鉱床以外のすべての生産プロジェクトで禁止を解除したが、州は厳しい環境基準を適用して各プロジェクトを監視している。

米国エネルギー情報局(EIA)の調査によると、オーストラリアのシェールオイルまたはタイトオイルの可採埋蔵量は約 160 億バレルとなっている。

## 2-1 行政機関・企業

オーストラリアの石油・天然ガス探査と生産の管理は、州と連邦政府に分かれている。オーストラリアの州は陸上探査と生産プロジェクトの申請を管理し、連邦は隣接する州または領土の沖合プロジェクトを管轄する。環境・エネルギー省(2016年7月に産業革新科学省から責任を移管された)と豪州エネルギー政府間評議会は、オーストラリアの石油セクタ

一の規制機関として機能している。国立オフショア石油安全環境管理局(NOPSEMA)は、すべての沖合石油施設の安全環境を監督している。

Chevron、Shell、ExxonMobil、ConocoPhillips、国際石油開発帝石株式会社(Inpex)、Total など、オーストラリアの上流の炭化水素開発に積極的に投資している国際的な石油会社がある。オーストラリアの企業 BHP Billiton、Woodside Petroleum、Santos もまた、上流の石油・天然ガスの開発を実施している。川上と川下両方の市場には、Origin Energy と Beach Energy が参入している。

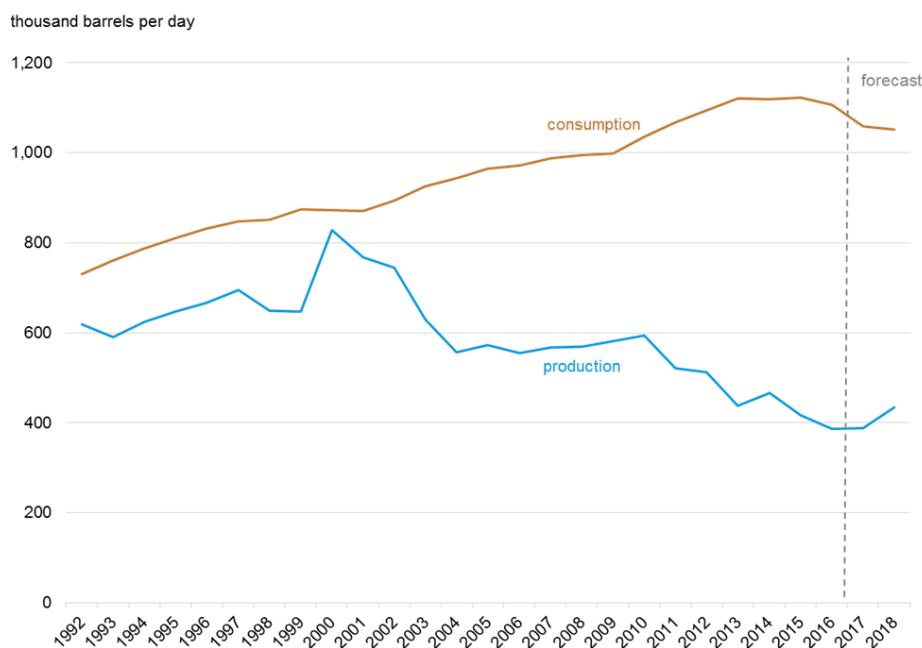
海外石油会社からの投資を確保して、多くの沖合鉦区を開発するために、オーストラリアは毎年定期的に探鉦のための鉦区を公表するラウンドを開催している。2017 年分の海洋探査鉦区は、ノーザンテリトリー沖、西オーストラリア州沖、タスマニア島沖、ビクトリア州沖、アシュモア・カルティエ諸島の 8 海盆、21 鉦区が提供された。

## 2-2. 石油開発

オーストラリアの原油類の総生産量は2000年以来減少しているが、今後数年間にわたり、コンデンセート生産量の増加や小規模の石油開発が成熟油田の減少を相殺する見込みである。

オーストラリアの原油類生産量は、2000年に1日当たり82.8万バレル(BPD)に達し、それ以来全体的に減少している(図3参照)。原油類の生産は、2014年の46.7万BPDから2016年に推定38.7万BPDに減少した。その内訳は約43%が原油、32%がリースコンデンセート、16%が天然ガス液(NGL)であった。残りの9%は製油所の製品とバイオ燃料である。過去10年間に石油全体における原油のシェアは低下し、徐々にコンデンセートや天然ガス生産に関連する液体に置き換えられている。新しい小型沖合油田からの生産期間は、一般的に10年未満であり、成熟した大型油田の生産減少を相殺することはできない。

オーストラリアのCarnarvon海盆とオーストラリア北西部のBonaparte海盆は、石油掘削活動が旺盛な地域である(図2参照)。企業はティモール海の深海地域などのフロンティア地域でも探索している。オーストラリア政府によると、西オーストラリア州のCarnarvon海盆とPerth海盆は、2016年度(2015年7月～2016年6月)の原油およびコンデンセート生産量の68%を占めている。オーストラリア北部の沖合に位置するBonaparte海盆は、原油とコンデンセートを7%生産した。過去10年間、特に天然ガス田および石油コンデンセート田での掘削活動が急増した後、いくつかの油田の発見により、これらの海盆からの生産が開始された。西オーストラリアおよび北オーストラリアからの石油生産の大半は輸出されている。



Source: U.S. Energy Information Administration, *Short-Term Energy Outlook* March 2017

図3 オーストラリアの石油類の生産と消費(1992年～2018年)

出所: EIA<sup>1)</sup>

Gippsland 海盆(オーストラリア南東部の沖合)を含む Bass 海峡周辺の地域は、1980年代以降生産量が大幅に減少したものの、同国における最も古く重要な石油生産地域である。この区域は、5年前の7万 BPD 近くから 2016年度には4.2万 BPD まで生産量が低下した。Gippsland 海盆の原油生産は、2016年度の原油およびコンデンセート生産量の14%を占め、主に国内向けである。同国の東半分の Cooper 盆地は、2010年以降生産を倍増し、石油生産の11%を占めている。

過去10年間で平均約13万 BPD の生産量のコンデンセートは、今後数年間にわたりオーストラリアの原油類生産の全体的な増加をもたらすと予想されている。Gorgon、Wheatstone、Ichthys などの新しい LNG プロジェクトは、同国の天然ガス輸出を拡大し、副産物としてコンデンセートを生産することが期待されている。Ichthys は、コンデンセートを多く含む天然ガス田であるが、2020年までに10万 BPD のレベルに達すると予測されている。これらの新しい LNG プロジェクトは、2020年までにおよそ17.5万 BPD を追加することが期待されている。世界最大の液化天然ガスプロジェクトの1つである Northwest Shelf プロジェクト(NWS)は、オーストラリアの軽質油、LPG、およびコンデンセート生産の重要な源泉となっている。いくつかの油田での生産は減少しており、Woodside(オペレーター)は Northwest Shelf 油田の生産寿命を延ばそうとしている。

開発中の唯一の原油プロジェクトは、西オーストラリアの Greater Enfield プロジェクト

トである。Woodside は 2016 年 6 月に投資を承認し、Laverday 油田と Cimatti 油田の生産を既存の Vincent 油田と結びつける予定である。追加生産量は約 4 万 BPD で、2019 年半ばに開始する予定である。

### 2-3. 石油消費

オーストラリアの石油類の消費は、数十年前から国内生産を上回っている。オーストラリアの石油消費量は、2006 年以降、年間 1%の割合でわずかに増加し、2015 年と 2016 年は推定 110 万 b/d に達している。石油需要は 2013 年以降、自動車の燃費改善、成熟したオーストラリアの製造業および輸出産業の減退により横ばいである。輸送部門は、2016 年には国内最大の石油消費部門であった。その他の主要な消費部門は、鉱業と農業である。ここ数年、油田開発とエネルギー製品の輸出に焦点を当てて、遠隔地鉱山の操業や資源の採掘に必要な石油消費量が増加した。

ディーゼル燃料は、石油製品の消費量(2015 年には 43%)の中で最大のシェアを占めており、主に輸送用と大規模な鉱業用に使用されている。ジェット燃料消費量は、商業目的や観光目的の航空機利用が増加した結果、過去数年間増加している。

### 2-4. 石油取引

オーストラリアは、原油と石油製品の純輸入国であり、両者の消費量は生産量を超えている。2016 年の原油の純輸入量は約 10 万 BPD で、石油製品の純輸入量は 48 万 BPD と推定されている。北部および北西部地域は、十分な精製能力がないため石油製品を輸入しており、東部は製油所および国内市場向けに原油を輸入している。オーストラリアの石油製品の半分以上はシンガポールと韓国からの輸入であり、残りの大部分は日本、中国、インドの精製業者からの輸入である。同国の原油輸入量(2016 年には約 35 万 BPD)は東南アジアが 66%、コンゴ・ガボンなどのアフリカが 11%、中東は UAE が 14%となっている。

オーストラリアの石油生産の大部分は、東部の製油所から離れた北西部の海岸に位置しているため、原油やコンデンセートの大部分を他のアジアの製油所や日本、中国の発電所向けに輸出している。2016 年にオーストラリアは 19.2 万 BPD の原油とコンデンセートを輸出し、その大部分はシンガポール、中国、タイ、マレーシア、インドネシアに出荷された。

## 3. 石油精製

オーストラリアは、近年石油業界の合理化を図った結果、2016 年から ExxonMobil、Viva Energy(Vitol)、Caltex Australia 及び BP が操業する総原油精製能力 45.2 万 BPD の 4 つの製油所を有している(表 1 参照)。これらの製油所のための原油は、オーストラリア南東部のバス海峡沖合で生産された国内原油と輸入原油が用いられる。精製能力は、2005 年の内需の 80%から 2015 年には 50%以下となった。精製能力の低下により、オーストラリアは

さらに石油製品の輸入が必要になっている。

オーストラリアの精製マージンは厳しくなっており、主要精製業者は、アジア内の製油所競争の激化、オーストラリアの高い労務費、輸送燃料に対する環境基準の厳格化、2014年中頃までの原油価格の高騰などの結果、財務損失を被っている。オーストラリアの製油所は、アジア内に建設される大規模で複雑な製油所と比較して、小さく、時代遅れである。その結果、累計 30 万 BPD 以上の製油所が閉鎖され、その一部は石油製品輸入ターミナルに転換された。Shell は 2012 年末にシドニー近くに位置する 8.5 万 BPD の Clyde 製油所を閉鎖し、オーストラリアはアジアでトップのディーゼル輸入国になった。最近では、2014 年末に Caltex の 12.5 万 BPD の Kurnell 製油所(シドニー近くに位置)、2015 年に BP は 9.5 万 BPD の Bulwer 島製油所が閉鎖された。Shell は 2014 年に石油貿易会社 Vitol に 10.5 万 BPD の Geelong 製油所を売却した。全体として、数年前に操業能力の 40%以上を占めたこれらの製油所の閉鎖は、特にディーゼル、ガソリン、ジェット燃料などの中間留分の石油製品の輸入を増加させている。

表 1 オーストラリアの製油所一覧(JPEC 調べ)

州	製油所名	企 業	稼動年	精製能力
				万 BPD
ビクトリア	Altona	ExxonMobil	1949	7.9
	Geelong	Viva Energy(Vitol)	1954	12.0
クィーンズランド	Lytton	Caltex	1965	10.7
西オーストラリア	Kwinana	BP	1855	14.6
合計精製能力				45.2

#### ① ExxonMobil、Altona 製油所の状況<sup>4,5)</sup>

ExxonMobil は 2016 年に、同社唯一の製油所となった Altona 製油所の拡張・近代化プロジェクトを発表するなど、前向きなダウンストリーム事業戦略を展開している。

2018 年 6 月半ば、ExxonMobil Australia の子会社 Mobil Refining Australia は、Altona 製油所の原油貯蔵能力を拡張することを計画している。オーストラリアで需要が増えている輸送用燃料の供給能力を強化するために、製油所の稼働と燃料供給の効率改善を目的としている。貯蔵容量は明らかにされていないが、タンクの設置場所は、製油所内のタンクエリアで、2018 年中に建設を開始し、2020 年の完成を予定している。ExxonMobil は、Altona 製油所と Yarraville ターミナルに、過去 5 年間で 4 億 AUD を投資している。

Mobil は、燃料製品の供給能力を増強する目的で、2016 年に 2 件の建設プロジェクトを着工していた。1 件は、メルボルンの西にある Yarranville の燃料貯蔵・配送ターミナルに無鉛ガソリンとジェット燃料を貯蔵するタンクを各 1 基建設し、Holden ドックからの燃料製

品の出荷能力を拡大するプロジェクト。現在、Mobil の主力ターミナルの Yarranville では、Altona 製油所で生産された製品のみならず、海外から燃料製品を輸入し、ガソリン・ディーゼル・ジェット燃料をビクトリア州の全域に供給している。

もう 1 件のプロジェクトでは、Yarranville の燃料ターミナルと、メルボルン空港にジェット燃料を供給する Somerton パイプラインを結ぶ、全長 3km のパイプラインを建設していた。近年、オーストラリアでは、国際・国内線ともに旅客機の利用が増えているが、パイプラインの完成で Mobil は、ジェット燃料供給量を増やすことが可能になる。

## ② Vitol、Geelong 製油所の状況<sup>6)</sup>

2014 年にトレーダーの Vitol は Shell から Geelong 製油所を買収し、傘下の Viva Energy Australia がダウンストリーム事業を運営している(表 2 参照)。

買収後、Geelong 製油所では 2017 年に、大規模補修工事を実施している。また、Viva Energy は、Shell から航空燃料事業を買収することにも 2016 年 12 月に合意するなど、オーストラリアで、地歩を固めてきた。Viva Energy は、2017 年 11 月下旬に、Geelong 製油所で建設を進めていた大型原油貯蔵タンクとターミナル工事が完了したことを発表している。原油タンク完成に合わせて、インフラ設備投資を行っている。

### ・原油タンク

タンクの規模は高さ 21m、直径 84m、使用した鋼材は 4,000 トンで、容量はオーストラリア最大の 100,000KL。120 人・250,000 時間の工数で完成した。Bass Strait(Gippsland)油田の原油 15 日分の生産分を貯蔵することが可能で、これは製油所のターミナルから出荷する燃料では 30 日分に相当する。投資額は 5,000 万 AUD。

### ・ガソリンタンク

高さ 20m、直径 45m、貯蔵能力 25,000KL のガソリンタンク、投資額 2,300 万 AUD。

### ・燃料製品ポンプステーション

Geelong 製油所とメルボルン地域を結ぶ製品パイプラインで、新規のポンプステーションが完成し、輸送能力は 25% 拡大した。投資額は、2,300 万 AUD。

### ・ビチューメン輸出入設備

Geelong 製油所は、オーストラリアでビチューメンを生産している唯一の製油所であるが、Viva は、500 万 AUD を投資してビチューメン輸出入設備を建設した。これにより、ビチューメンの生産能力を 100 万ト/年から 180 万ト/年まで拡張することが可能である。Geelong 製油所は、ビチューメンの輸入量の削減に寄与することを目指している。

### ・ジェット燃料関連

Melbourne 空港、Avalon 空港向けのジェット燃料のトラック出荷施設を整備し、パイプラインとの併用で、航空燃料の供給保障体制を強化する。投資額は、400 万 AUD。また、Newport ターミナルでは現在、ジェット燃料貯蔵タンクを建設している。



表 2 Geelong 製油所の概要

所在地	ビクトリア州 Geelong(メルボルン南西方のコライ湾沿岸の港湾都市)
製品供給エリア	ビクトリア州に 50%出荷、全国シェア 10%
精製能力	12 万 BPD
主要精製プラント	常圧蒸留装置、FCC、リフォーマー、アルキレーション、ディーゼル水素化脱硫装置
主要燃料製品	超低硫黄・低アロマガソリン(Shell V-Power などの高効率製品を含む)、ディーゼル、ジェット燃料、LPG
特殊製品	航空ガソリン(Avgas)、ビチューメン、溶剤製品(鉱業、塗料、接着剤向け)、LyondellBasell のポリプロピレンプラント *向けのプロピレン、低アロマ燃料
燃料販売網	Shell Coles Express Network、Shell・Liberty ブランド
従業員	約 700 名

\* 製油所の敷地内に立地

### ③ Caltex Australia、Lytton 製油所の状況<sup>7)</sup>

Lytton 製油所は、Caltex Australia が販売する燃料製品の 35%、潤滑油の 80%を生産している。2017 年の輸送用燃料の生産量は、620 万 KL(約 3,900 万バレル、10.7 万 BPD)で、ほぼフル稼働となっている。2017 年には系列のトレーディング・運輸事業会社 Ampol を通じて、新たに 7 種類の原油を処理し、収益の拡大に貢献している。なお、Caltex の原油・石油製品の取引先は 18 ヶ国を数えている。

2016 年の輸送用燃料生産量は、Kurnell 製油所が 290 万 KL、Lytton 製油所が 330 万 KL、計 620 万 KL であったが、Kurnell 製油所が操業を停止した 2017 年は Lytton 製油所のみで 620 万 KL を生産した。2017 年の輸送用燃料の販売量は、1,620 万 KL で、2016 年の 1,600 万 KL から僅かに増えた。Lytton 製油所の生産量が 620 万 KL であることから、Caltex Australia は販売量の 62%に相当する 1,000 万 KL を外部調達したことになる。

メルボルンの Newport Terminal で、投資額 7,500 万 AUD のアップグレード工事が完了し、メルボルン空港へのジェット燃料の信頼性向上・フレキシビリティが向上した。

#### 4. 天然ガス

オーストラリアは 2018 年 11 月に初めてカタールを上回り、世界第 1 位の LNG 輸出国となった。11 月の輸出量は、オーストラリアが約 650 万トン、カタールが約 620 万トンとなっている<sup>8)</sup>。

天然ガスの需要の増加は、オーストラリアの天然ガス開発に多くの投資を促した。オーストラリアの天然ガスの確認埋蔵量は 2015 年 12 月に 30 兆立方フィート(cf)と見積もられている。また、可採埋蔵量は 2014 年時点で 114 兆 cf(従来型天然ガス 62%、炭層メタン(CBM)38%、タイトガス 1%未満)と推定されている。従来型天然ガスは、ほぼすべて Carnarvon、Browse、Bonaparte 海盆の北西棚(NWS)と南東部の Gippsland 海盆に位置している。(図 4 参照)

約 43 兆 cf に相当する CBM 資源は、Bowen 盆地と Surat 盆地のクイーンズランド州北東部に主に位置している。Geoscience Australia は、主要な CBM 開発者がいくつかのガス田で積極的な探査と掘削を行っているため、天然ガスの資源配分が沖合の従来型天然ガス生産から CBM またはその他の供給源にシフトすると予測している。

EIA の調査によると、オーストラリアは CBM 資源に加えて、2013 年に技術的に回収可能なシェールガスの可採埋蔵量が 429 兆 cf と見込まれている。これらの資源は、内陸 Cooper 盆地東部 Maryborough 盆地、沖合南西部 perth 海盆、および北西部 Canning 盆地とオーストラリア全体に分散している。

##### 4-1. 行政機関・企業

環境・エネルギー省と豪州エネルギー政府間評議会は、石油産業と同様に、オーストラリアの天然ガス部門の規制機関として機能している。天然ガスの探査と生産の管理は、管轄に応じて州と連邦政府に分かれている。

オーストラリアエネルギー規制当局(AER)は、西オーストラリア州とタスマニア州を除くすべての州の天然ガスパイプラインネットワークを監督している。配送ネットワークは主に民間所有で運営され、パイプラインはパイプラインの競争水準に応じて部分的に規制される。

オーストラリアで活動する国内外の主要企業には、Santos、Woodside、Chevron、ConocoPhillips、ExxonMobil、Origin Energy、BG Group plc、Apache Corporation、Inpex、Total、Shell、Equinor(旧 Statoil)などがある。最近のオーストラリアの CBM 由来の LNG プロジェクトには、シノペック、中国海洋石油集团有限公司(CNOOC)、東京ガス、中国石油天然気集団公司(CNPC)などアジアの企業が集まり、中国、日本市場向け LNG とこれらのプロジェクトの上流資産に関心を示している。

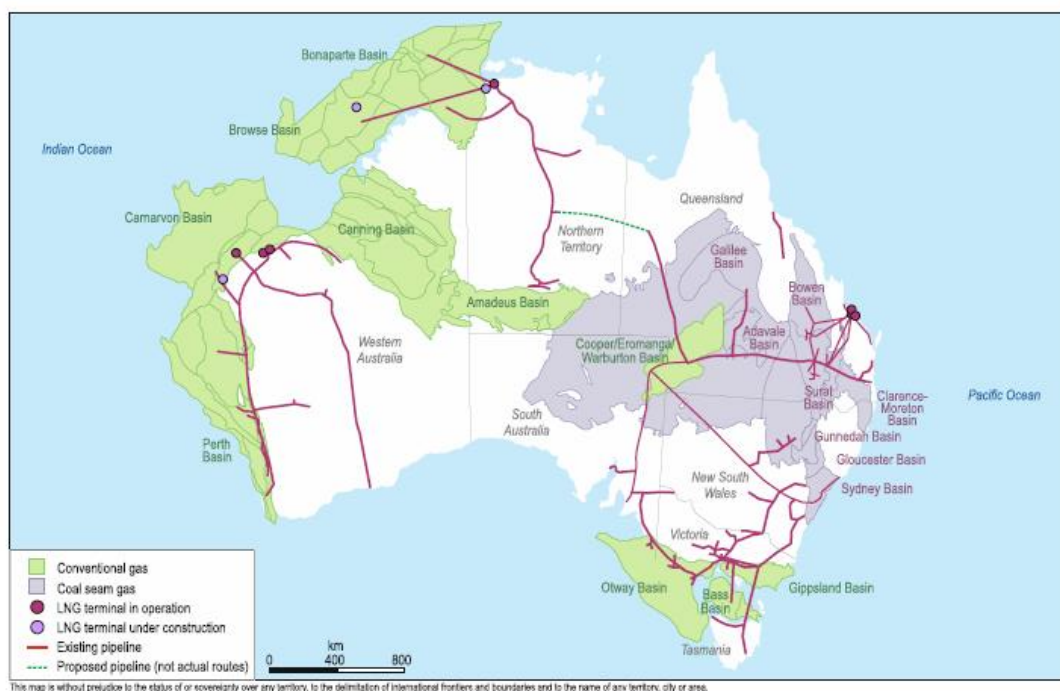


図 4 オーストラリアの天然ガス田

©OECD/IEA Energy Policies of IEA Countries Australia 2018 Review, IEA Publishing. Licence: [www.iea.org/t&c](http://www.iea.org/t&c)

#### 4-2. 天然ガス開発

オーストラリアの天然ガス生産量は、新規ガス田開発と市場での強力な天然ガス需要の結果、2000年の1.2兆cf未満から2015年には2.3兆cf近くに上昇した(図5参照)。従来型天然ガスは、オーストラリア北西部のCarnarvon海盆、オーストラリア中央部のCooper盆地、ビクトリア州南東部のGippsland海盆、オーストラリア北部のBonaparte海盆で生産されている。西オーストラリア州の沖合地域は2015年に総天然ガス生産量で最大シェア(63%)を占めた。南東部のビクトリア州は総天然ガス生産量の15%未満であった。オーストラリアの炭層メタンの主要供給源であるクイーンズランド州とニューサウスウェールズ州(NSW)は、総天然ガス生産量の約19%を占めた。残りのシェアは、内陸のCooper盆地とAmadeus盆地または北部のBonaparte海盆の小さな沖合ガス田から得られたものである。

オーストラリアの新しい天然ガス田開発の多くは、アジアの強力な天然ガス需要を支えるため、輸出契約が締結された液化プロジェクトに結びついている。従来型天然ガスと炭層メタンのLNGプロジェクトが生産を開始している(表3参照)。

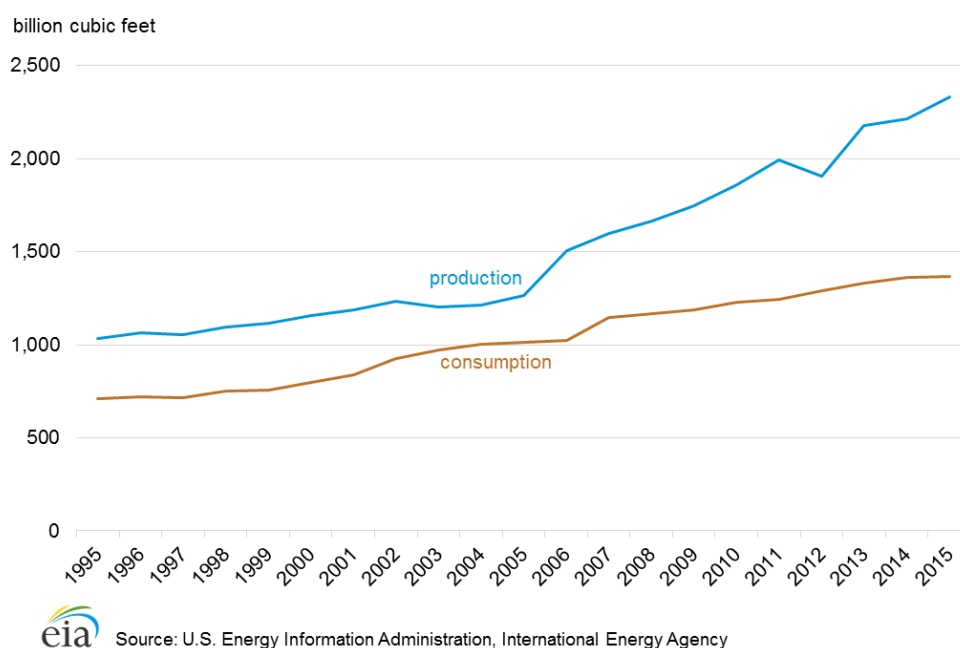


図 5 オーストラリアの天然ガスの生産と消費(1995年～2015年)

出所:EIA<sup>1)</sup>

## ① 従来型天然ガス

Carnarvon 海盆は、North West Shelf (NWS) LNG ターミナルの主要な供給源となっており、国内で最も成熟した天然ガス生産量の多い地域である。長い間、NWS プロジェクトを提供してきた天然ガス田の多くは、成熟し生産量が低下している。プロジェクトパートナーはいくつかの探鉱を行い、2020年までプロジェクトの生産を維持できるいくつかの新しいガス田を開発した。NWS プロジェクト開発企業は、North Rankin 再開発プロジェクトの一環として、2013年に新しい生産プラットフォーム North Rankin Bを導入し、North Rankin と Perseus 天然ガス田から低圧残留ガスを2041年まで回収する。また、NWS プロジェクトの参加企業は、Greater Western Flank プロジェクトの第1期を受託し、2019年に第2期の生産が期待されている。これらの追加ガス田は、NWS LNG プロジェクトの生産低下を約2020年まで相殺することが見込まれている。推定4兆cfのガス埋蔵量を有する Amerada Hess Equus プロジェクトは、2020年以降、NWS ターミナルの供給原料を維持し、生産レベルを維持することが期待されている。

バロー島近くのオーストラリア北西部から約80マイル離れた Greater Gorgon 鉱区は合計すると同国最大の天然ガス資源であり、総回収可能埋蔵量は37兆cfである。このプロジェクトは Chevron が率いており、その他の株主には Shell、ExxonMobil、BP、および日本の電力会社が含まれている。このプロジェクトには、Gorgon および Jansz-Lo 天然ガス田の開発が含まれており、海底パイプラインでバロー島の Gorgon LNG 処理施設に接続している。Gorgon LNG の第1、第2トレインが2016年に操業を開始し、第3トレインが

2017年3月に稼働した。このプロジェクトの特徴の1つは、二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)をバロー島の地下深くに貯蔵して、全体的な温室効果ガス排出量を削減することである。Gorgon プロジェクトに隣接する他のプロジェクトは、Wheatstone LNG と Pluto LNG である。

Browse 海盆は、オーストラリア北部の沖合の天然ガス田開発における重要なガス田で、2つの液化プロジェクトが建設中であり、3番目が提案されている。流域の最大ガス田である Ichthys は、Gorgon 以外にも、12.8 兆 cf のガスと 5 億 3 千万バレルのコンデンセートを埋蔵している。ダーウィンの近くに建設される新しい輸出 LNG ターミナルには、552 マイルの海底パイプラインが接続される。プロジェクトは 2018 年 10 月に稼働し、LNG 生産量は 4,310 億立方フィート/年(cf/y)、コンデンセートは 100,000 BPD、LPG は 32,000BPD となる見込みである。Prelude LNG プロジェクトの主要供給源は、回収可能なガス埋蔵量が 3 兆 cf 未満である Prelude ガス田である。

ティモール海の Bonaparte Basin は、オーストラリアと東ティモールの海域に跨っており、未開発の天然ガス資源を保有している。ConocoPhillips は現在、Darwin LNG に供給する Bayu Undan 天然ガス田およびコンデンセート田を掘削している。Greater Sunrise は、オーストラリアと東ティモールにまたがる合同石油開発地区の一部である。この海域は 10 年以上にわたり紛争してきたが、オーストラリアと東ティモール両政府は 2018 年 3 月、両国間の海上境界線を画定する条約に調印した。両国間の領海にまたがる海底油ガス田 Greater Sunrise については両国が共同開発することで合意した<sup>9)</sup>。さらに、東ティモールは、Greater Sunrise 天然ガス田の ConocoPhillips が保有する全権益(30%)を 3.5 億ドルで、また Shell が保有する全権益(26.56%)を買収することに合意した<sup>10)</sup>。

## ② 炭層メタン(CBM)およびシェールガス

オーストラリアには、石炭シームガスと呼ばれる炭層メタンの形で、未利用の天然ガス資源がある。1996年に始まった CBM の商業生産は、2015年に 4,240 億 cf に増加し、2014年に比べて 50%増加した。この生産増加は、クイーンズランド州で最初の CBM 由来 LNG 輸出ターミナルが稼働したためである。

クイーンズランド州では、3つの LNG 輸出ターミナルに提供するため、Surat 盆地および Bowen 盆地でいくつかの CBM プロジェクトが進行中である。CBM 井は通常、従来型の井戸よりもガス生産量が少なく、速度が遅く、上流の事業者は LNG 要件を満たすためにより多くのガス田を開発する必要がある。プロジェクトの進展は、環境に対する市民の抵抗が大きいため遅れている。オーストラリアは、増加する投資と資源開発のバランスを取ると同時に、それらを持続可能かつ環境に安全な方法で開発しようと試みている。NSW 州、クイーンズランド州、および連邦政府は、特に CBM およびシェールガスプロジェクトにおける水の使用、排水処理および土地の権利に関する環境規制を制定している。

オーストラリアの膨大なシェールガス埋蔵量は、かつて開発された天然ガスの生産量をさらに高める可能性がある。上記のように、EIA によると、オーストラリアには技術的に

回収可能なシェールガスが 429 兆 cf あり、カナダ、米国、メキシコ、中国、アルゼンチン、アルジェリアに次ぎ世界で 7 番目に多い。探鉱活動の大部分は、陸上での従来型ガスの大半が存在する Cooper 盆地で行われている。ここには、シェールガスを開発するため中規模の企業ばかりでなく、資金調達と技術的能力を持つ多くの国際石油会社が集まっている。Santos 社は、2012 年の終わりに Cooper 盆地の Moomba ガス田で最初に商用のシェールガスの採掘に成功した。しかし、低原油価格による設備投資の削減により、2014 年以来、同国のシェールガスの探鉱・開発は大幅に鈍化している。ビクトリア州とノーザンテリトリーは、非在来型ガス探査の禁止を発表したため、オーストラリアのシェールガス開発に重大なリスクをもたらしている。

#### 4-3. 輸出ターミナル

オーストラリアは天然ガスをほぼ独占的にアジア市場に輸出している。日本は 2016 年にオーストラリアの輸出の約 51%を購入しており、その大半は長期契約によるものである。日本は 2012 年からオーストラリア最大の LNG 輸入国となった。日本の LNG 需要は、2011 年の福島原発事故の後、天然ガス発電が原子力発電から置き換わったことにより増加した。その他の主要消費者には、中国、韓国、台湾が含まれる。中国の国営石油会社(NOCs)は、オーストラリアの液化プロジェクトの株式を保有しており、中国の成長市場向けに天然ガスの供給を増やす予定である。オーストラリアはまた、東南アジア、南アジアおよび中東における新しい LNG 市場の一部に供給し始めた。アジアの LNG 市場は、現在、需要が減速しているため過剰供給されている。しかし、オーストラリアは長期契約により LNG 輸出を拡大し、アジアの新興市場では LNG 需要の伸びを強化する予定である。

2017 年の初めに、オーストラリアには既存の LNG 輸出施設が 7 つあり、総容量は約 2.9 兆 cf/y であった(図 6 参照)。最大で最も古い LNG 施設は、オーストラリアおよび国際石油会社のコンソーシアムが所有し運営する North West Shelf LNG である。1985 年に操業したこの施設には、合計 8,080 億 cf/y の LNG トレインが 5 基ある。これらは、North West Shelf (NWS)の近く的气体田から供給される天然ガスを扱う。2006 年、オーストラリア北部沿岸に位置するダーウィン LNG が稼働した。ティモール海の Bayu-Undan ガス田からの天然ガスがターミナルに供給される。また、オーストラリア北西部の沖合に位置する Pluto LNG が 2012 年に稼働した。

ここ数年で新しい LNG 施設と既存施設を拡張したことで、オーストラリアの LNG 輸出能力は大幅に拡大した。オーストラリア東北部の 3 つの炭層メタンプロジェクトとオーストラリア北西部の Gorgon LNG プロジェクトが、2014 年以降約 1.7 兆 cf/y で生産を開始した。CBM 由来 LNG プロジェクトは、オーストラリアの石炭生産に伴う相当量の天然ガス産出により可能となった。クイーンズランド州 Curtis LNG はこの種の世界初の LNG プロジェクトとなり、その後 Gladstone LNG と Australia Pacific LNG が続いた。多くの企業がクイーンズランド州の膨大な CBM 資源を活用して燃料を LNG に転換しているが、CBM

プロジェクトは生産に固有の課題を提起している。通常、上流での生産の環境認可には多くのハードルがある。さらに、CBM 井は、従来の天然ガス田よりも生産量が少なく、長期間生産を強化する必要があり、最大生産量に達すると、急激に生産量が低下する。

オーストラリアは約 800 億 US\$ の建設中の LNG プロジェクトがあり、天然ガス会社は、すでに 2012 年以來、認可された新しい LNG ターミナルにおよそ \$1,300 億 US\$ を費やした。2017 年から 2018 年にかけて、新設プロジェクトである Wheatstone LNG、Ichthys LNG、Prelude FLNG が相次いで生産を開始し、オーストラリアの天然ガス輸出量は大幅に増加した。なお、Ichthys LNG は、Inpex が操業主体(オペレーター)となって進めているプロジェクトで、2018 年 11 月に陸上ガス液化プラントが位置するダーウィンにて、安倍内閣総理大臣及びモリソン豪州連邦首相をはじめ両国の大臣並びに政府関係者、プロジェクト関係者の参列のもと、操業開始記念式典が開催されている<sup>11)</sup>。

オーストラリアは現在、供給過剰なグローバル市場での LNG 供給競争に直面している。ロシア、米国、アフリカで新たな液化プロジェクトが開始されており、世界のガス需要の低迷がガス供給の過剰化と国際ガス価格の下落を招いている。オーストラリアの高コスト環境により、国際企業は先進的な輸出プロジェクトへ投資を集中させ、規制上の課題、上流の埋蔵量不足、プロジェクトパートナーの消極性のために、プロジェクトが遅延、縮小、中止している。

同一の地域にあるオーストラリアの LNG プロジェクトの中には、天然ガス供給と天然ガス資源に関して競争に直面しているものもある。2015 年に Shell は他の 3 つの CBM 由来 LNG プロジェクトと競合する Arrow LNG プロジェクトを中止した。

Woodside Petroleum とそのプロジェクトパートナーは、ガス価格の低下と市場の過剰供給の結果として、2016 年 3 月に北西部海岸の Browse 海盆の浮遊 LNG ターミナルの開発を停止したが、2020 年までにプロジェクトの最終判断を下すと発表した。

Engie(旧 GDF Suez)と Santos は、Bonaparte FLNG プロジェクトを 2014 年に取り消した後、2015 年に復活させた。両者は、海上浮遊型 LNG プロジェクトを、プロジェクトのコスト上昇とガス田が小規模なため、海岸に近接した安価で小規模な設備に変更した。

ExxonMobil の Scarborough LNG プロジェクトは、プロジェクトパートナーと大型の浮遊式ターミナルを前進させるか、上流の資源を近隣の LNG ターミナルに販売するかについて合意していないため、保留となっている。Woodside Petroleum は、2016 年に Scarborough LNG の BHP Billiton の上流資産のうち約半分を購入した。Exxon は、プロジェクトの最終的な投資判断を行う 2020 年まで、ガス田のリースを保持する予定である。

表 3 オーストラリアの既存および計画された LNG 輸出ターミナル

プロジェクト	企業	生産能力 (億 cf/y)	状況	資本コスト
<b>既存 LNG 輸出ターミナル</b>				
North West Shelf LNG	Woodside、Shell、BHP Billiton、BP、Chevron、Mitsubishi & Mitsui - それぞれ 16.7%	8,080; 5 トレイン	稼働中	T1-3; 115 億ドル T4:35 億ドル、 T5:65 億ドル
Gorgon LNG	Chevron 47.33%、ExxonMobil 25%、Shell 25%、日本のガス・電力会社 2.667%	7,540; 3 トレイン	稼働中;	540 億ドル
Pluto LNG	Woodside 90%、関西電力 5%、東京ガス 5%	2,140; 1 トレイン	稼働中 2020: 第 2 トレイン投資判断	140 億ドル
Darwin LNG	ConocoPhillips 57.2%、Santos 11.4%、Inpex 11.3%、Eni 11%、Tepeco 6%、東京ガス 3%	1,790; 1 トレイン	稼働中	34.8 億ドル
Queensland Curtis LNG(CBM)	T1 : BG 50%、CNOOC 50%; T2 : BG 97.5%、東京ガス 2.5%	4,110; 2 トレイン	稼働中	204 億ドル
Gladstone LNG(CBM)	Santos 30%、Petronas 27.5%、Total 27.5%、Kogas 15%	3,770; 2 トレイン	稼働中	185 億ドル
Australia Pacific LNG(CBM)	Origin Energy 37.5%、ConocoPhillips 37.5%、Sinopec 25%	4,350; 2 トレイン	稼働中	255 億ドル
<b>新設プロジェクト</b>				
Wheatstone LNG	Chevron 64.14%、Woodside 13%、KUFPEC(クウェート)13.4%、日本のガス・電力会社 9.455%	4,310; 2 トレイン	2017/10:第 1 トレイン生産開始 2018/6:第 2 トレイン生産開始	330 億ドル
Ichthys LNG	Inpex 63.45%、Total 30%、CPC 2.63%、日本のガス・電力会社 3.94%	4,310; 2 トレイン	2018/10: 生産開始	374 億ドル
Prelude FLNG	Shell 67.5%、Inpex 17.5%、Kogas 10%、CPC 5%	1,740; 1 フローティングターミナル	2018/12: 生産開始	110 億ドル
<b>提案されたプロジェクト</b>				
Browse FLNG	Woodside 31.23%、Shell 26.63%、BP 17.21%、PetroChina 10.23%、Mitsui 7.35%、Mitsubishi 7.35%	2,180; 3 フローティングターミナル	2020 年までに最終投資判断	360 億ドル



プロジェクト	企業	生産能力 (億 cf/y)	状況	資本コスト
Bonaparte FLNG	ENGIE 60%、Santos 40%	970; 1 フローティングターミナル	2015年5月に復活。 近海用の設計に修正	50億ドル
Scarborough LNG	BHP Billiton 50%、ExxonMobil 50%(オペレーター)、Woodsideは、2016年にこのプロジェクトに関連する BHP Billiton の上流資産の 50%を取得	3,150; 1 フローティングターミナル	2020年以降	N/A
Abbot Point LNG	Energy World Corporation (100%)	490; 2 トレイン	2020年以降	N/A

<sup>1</sup>トレインとは、液化と精製のための独立した装置。

<sup>2</sup>浮動ターミナルは、天然ガスを生産、液化、貯蔵、輸送する沖合ガス田上のもの。

出所:EIAの資料を基に JPEC 作成

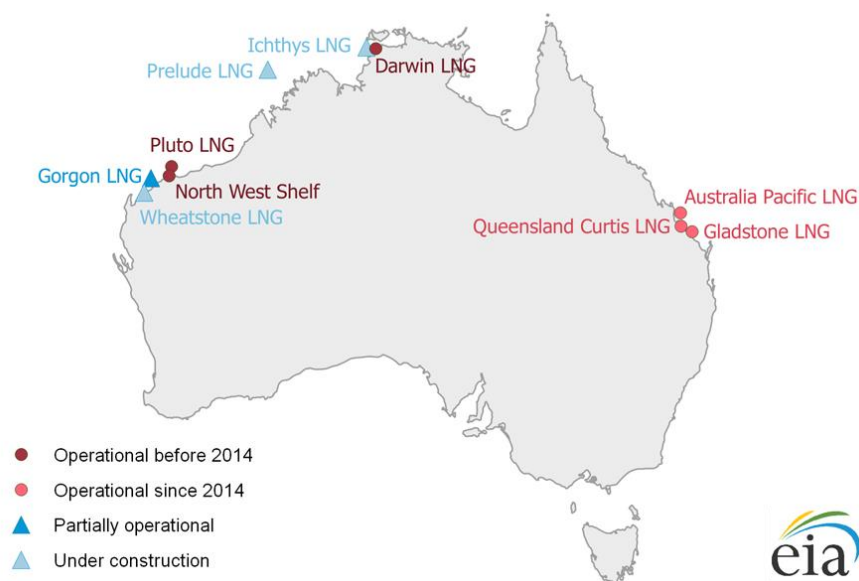


図 6 オーストラリアの LNG 輸出ターミナル(2017 年初め)

出所:EIA<sup>1)</sup>

#### 4-4. 天然ガス消費

オーストラリアは過去 10 年間で国内天然ガス消費量が着実に増加しているが、オーストラリアにおける天然ガスの国内消費市場は限定的である。しかし、政府は、天然ガスや再生可能エネルギーなどのクリーンな燃料を使用して CO<sub>2</sub> の排出を削減することに関心を持

っている。オーストラリアは 2015 年に 1.4 兆 cf 未満の天然ガスを消費し、過去 10 年間で約 35% 増加した。国内市場はオーストラリアの天然ガス供給の大部分を占めるが、2005 年以降、生産と LNG の販売が拡大し始めた。今後数年間は増加した生産量の大部分が輸出される予定であることから、オーストラリアの天然ガス供給と需要のギャップは広がると予想される。

政府のデータによると、電力はオーストラリアの天然ガスの主要消費者であり、2014 年の市場シェアは 38% である。2 番目に大きい消費者は産業部門で、31% を占めている。鉱業部門は 14% を占め、住宅部門のシェアは 11% であった。商業、農業およびその他の部門が残りをおさめている。2014 年の炭素税の廃止により、特に電力部門では、天然ガスの需要の伸びが弱くなった。安価な石炭価格は、産業と発電が石炭火力発電に移行するよう促した。

国内市場の天然ガス価格は国際的な水準に比べて低い。しかし、LNG 輸出の増加は、特に東部のクイーンズランド州とビクトリア州で、供給側の様々なコスト圧迫を引き起こしている。天然ガス契約の期限が切れると、サプライヤーは世界の LNG 市場のネットバックと契約期間の短縮を反映して価格を引き上げている。クイーンズランドの CBM 由来 LNG 液化プラントが 2014 年に稼動して以来、これらの州の産業に関する東部および南部の天然ガスの価格変動が大幅に増加した。民間部門と政府は、リスクを緩和し、国内市場の不確実性を低減するための措置を取っている。これらの措置には、天然ガス輸送パイプライン容量の拡大、パイプライン相互接続および貯蔵施設の建設、上流のガス田開発、ガス供給ハブの改良、スポット取引市場の透明化が含まれる。

#### 4-5. 天然ガスパイプライン

オーストラリアの天然ガス輸送パイプラインネットワークはよく発達しており、主要生産拠点から東部の主要消費拠点にガスを輸送している(図 7 参照)。2000 年来の重要な投資により、ガスネットワークが拡大している。パイプラインシステムは、遠隔地の西オーストラリア州とノーザンテリトリーを除き、すべての州を相互接続している。一部のパイプラインでは、国内の内陸部からダーウィン、シドニー、南東部の海岸にガスを輸送している。西オーストラリア州では、3 つの主要パイプラインが天然ガスを北西ガス田から南西地域に輸送している。

オーストラリアの天然ガス価格の高騰、天然ガスの不足(特に東部市場)、オーストラリアの様々な地域での開発により、ガスパイプラインネットワークをさらに接続することが求められている。中国の State Grid Corporation と Singapore Power の合弁会社 Jemena は、ノーザンテリトリーの Tennant Creek とクイーンズランド州の Mt Isa を結ぶパイプラインを 2018 年 12 月に完成させ、商業運転を開始した<sup>12)</sup>。ノーザンテリトリーの Bonaparte 海盆の天然ガス開発と統合することにより、東部の国内需要を満たすことになる。

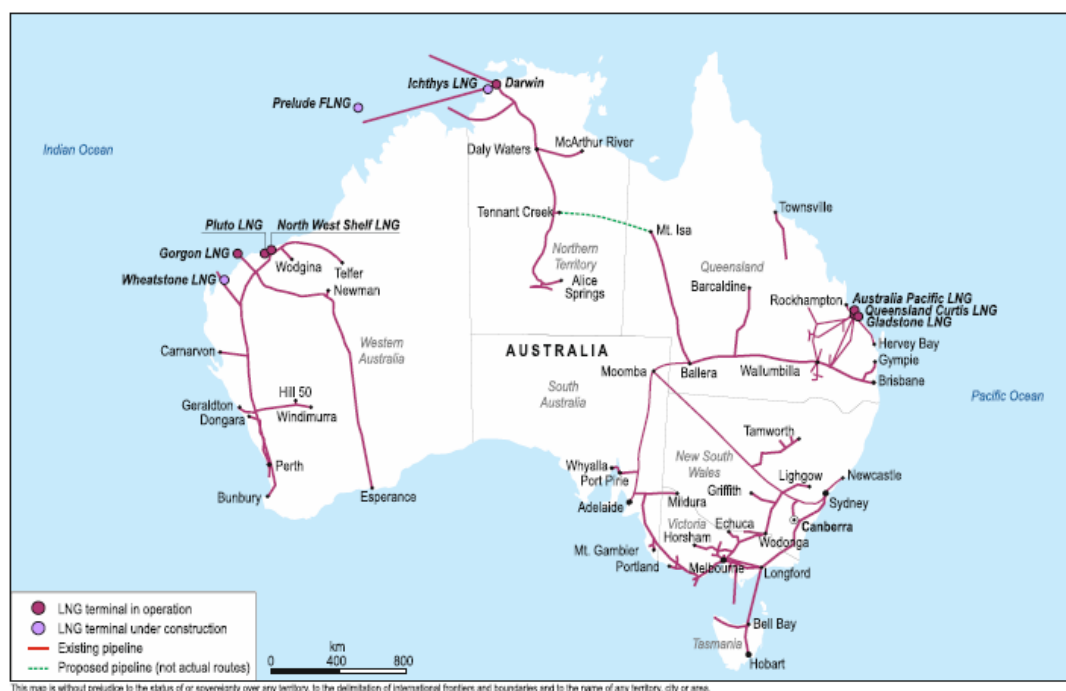


図 7 オーストラリアの天然ガスパイプライン網

©OECD/IEA Energy Policies of IEA Countries Australia 2018 Review, IEA Publishing. Licence: www.iea.org/t&c

以上

< 参考資料 >

- 1) EIA, 2017/3, “Country Analysis Brief: Australia”
- 2) BP, 2018/6, “BP Statistical Review of World Energy”
- 3) energy-pedia、2017/5/15  
<https://www.energy-pedia.com/news/australia/australia-announces-2017-offshore-petroleum-exploration-acreage-release-170683>
- 4) JPEC, 世界製油所関連最新情報 2018 年 7 月号
- 5) JPEC, 世界製油所関連最新情報 2018 年 11 月号
- 6) JPEC, 世界製油所関連最新情報 2017 年 12 月号
- 7) JPEC, 世界製油所関連最新情報 2018 年 4 月号
- 8) Reuters, 2018/12/10  
<https://www.reuters.com/article/us-australia-qatar-lng/australia-grabs-worlds-biggest-lng-exporter-crown-from-qatar-in-nov-idUSKBN1O907N>
- 9) SankeiBiz、2018/3/8  
<https://www.sankeibiz.jp/macro/news/180308/mcb1803080500017-n1.htm>
- 10) OGJ, 2019/1/18

<https://www.ogj.com/articles/2019/01/east-timor-approves-use-of-petroleum-fund-for-sunrise-acquisition.html>

11) Inpex, 2018/11/19

<https://www.inpex.co.jp/news/pdf/2018/20181119.pdf>

12) GAS TODAY, 2019/1/16

<https://www.gastoday.com.au/2019/01/16/ngp-starts-commercial-operations/>

本資料は、一般財団法人 石油エネルギー技術センターの情報探査で得られた情報を、整理、分析したものです。無断転載、複製を禁止します。本資料に関するお問い合わせは [pisap@pecj.or.jp](mailto:pisap@pecj.or.jp) までお願いします。

Copyright 2019 Japan Petroleum Energy Center all rights reserved

本調査は経済産業省の「平成 30 年度石油精製に係る諸外国における技術動向・規制動向等の調査・分析事業」として JPEC が実施しています。