

エネルギー経済

第46巻・第2号 通巻389号

石油・天然ガス資源の上流部門：主要なプレーヤーと市場の変遷
豪州石炭産業におけるプレーヤーの変遷、日本向け一般炭の価格決定
欧州におけるガスの低炭素化・脱炭素化の動き
ウラン資源の上流部門

目次

石油・天然ガス資源の上流部門：主要なプレーヤーと市場の変遷	小谷 一雄	1
豪州石炭産業におけるプレイヤーの変遷、日本向け一般炭の価格決定	吉村 潤	18
欧州におけるガスの低炭素化・脱炭素化の動き －静かに活況を呈するバイオメタン市場－	吉田 昌登	28
ウラン資源の上流部門	横田 恵美理	40

石油・天然ガス資源の上流部門：主要なプレーヤーと市場の変遷

小谷 一雄*

はじめに

Yuval Noah Harari 氏の大ベストセラー著書「Sapiens: A Brief History of Humankind」(サピエンス全史; 英語版初版発刊は2014年)によると、45億年前に誕生した地球に人類の祖先が誕生したのが250~200万年前、そして現生人類のホモ・サピエンス出現が20万年前であり、その「ホモ・サピエンスは虚構を創造・信じ、共有する能力 (unique capacity to believe in things existing purely in the imagination, cognitive capacity for fiction) に基づく3つの革命により、現在の発展へと至った」との学説を展開している。

- その1つ目、言語や原始宗教という虚構を共有する能力をもって社会集団を形成するようになった Cognitive Revolution (認知革命) が起きたのは7万年前。
- 2つ目、農業・畜産による定住型社会集団の形成=Agricultural Revolution (農業革命) を契機として貨幣・帝国・宗教 (イデオロギー) という虚構・普遍的秩序の構築が始まったのが約1万年前。
- そして3つ目、科学による未知の物事への追求や貨幣の信用創造をベースとした投資システムである資本主義、国民主権国家や民主主義など、現在の成長に至る最大のエンジンとなった Scientific Revolution (科学革命) が起こったのが約500年前であり、西暦1500年からの500年間で、人口は14倍、生産量は240倍、エネルギー消費量は115倍になった。

Yuval Noah Harari 氏が3つ目の革命として分類した「科学革命」以降の500年をより細分化するとすれば、それから約250年後の18世紀後半、蒸気機関技術の出現・改良と、その動力源としての石炭利用というエネルギー革命をもってイギリスが先陣を切った第一次産業革命が最も大きな歴史的分岐点と考えられる。爾来、人々の生活が豊かになり、より多くの人口を抱えることが可能な環境が整備され、資本主義経済や民主主義政治の種が芽生えると共に、人類の経済及び社会インフラは、それ以前の薪炭や人力・畜力・水力・風力といった自然エネルギーに代わって化石燃料を主たるエネルギー源として発展してきた。

自然エネルギーに代わって最初に主役となった化石燃料は石炭だったが、軽工業から重化学工業への工業化の進行や鉄道・蒸気船・自動車などの交通輸送手段の登場・発達に伴い、約100年後の19世紀後半には石炭よりも取扱いが容易で利便性に優れている石油に一次エネルギーの主役の座は移った。

19世紀末から20世紀初頭に一連の技術革新の成果として誕生した重化学工業の急速な進展と石油エネルギーへの転換は第二次産業革命とも称されるが、この石油への転換が比較的円滑に具現化したのは、①多様化・急拡大するエネルギー需要に比例する形で石油・ガス資源の探鉱活動が世界各地で活発化し、需要を満たすに足る資源量の発見が相次いだこと、そして②生産・輸送・販売の各段階における殆ど恒常的と言えるほどの技術革新によりエネルギーの主役の座に相応しいコスト・経済合理性を持続し得たこと、が主因と考えられる。

第一次産業革命を契機として化石燃料である石炭が利用されるようになって250年余、そしてもう一つの化石燃料である石油・ガスが米国で産業として勃興して150年余というタイムスパンは我々ホモ・サピエンス誕生以降の歴史で見ると極瞬間に過ぎない。僅か150年余の短期間にも拘らず、石油・ガス資源の市場支配と価格動向を巡っては、様々なプレーヤーが群雄割拠して鎬を削り合い、虚構を創造・信じ、共有する能力をフルに発揮して市場の成長と高度化を図ってきた。それは、化石燃料の中でも同起源の炭化水素である石油と天然ガスが、人類の経済及び社会インフラ基盤を支える重要な一次エネルギー源であると同時に、安全保障上の交渉等において武器となり得る戦略物資でもあるという二面性を持つ資源だからである。

* 元 (一財) 日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・国際協力ユニット 研究主幹

本稿は、石油・ガス産業が出現した19世紀後半以来、この150年間に上流部門に登場した主要プレーヤーとその市場の変遷を振り返り、今後の展望を温故知新から探ってみるものである。

1. 19世紀後半

表1は1860年～1930年の主要産油国の原油生産量推移を纏めたものある。また、図1. は英メジャーBPが同社の年次Outlookの中で毎年更新している1861年から現在(2017年)までの原油価格推移グラフである。まずは石油ビジネスが新興産業としてスタートした19世紀後半、業界をリードした米国とロシアを中心に歴史を振り返る。

表1 主要産油国の原油生産量推移(1860年～1930年)

単位： 千バレル・% 年	米国		メキシコ		ロシア/ソ連		オランダ領東インド (インドネシア)		世界計
	生産量	構成比	生産量	構成比	生産量	構成比	生産量	構成比	生産量
1860	500	98	-	-	-	-	-	-	509
1870	5,261	91	-	-	204	4	-	-	5,799
1880	26,286	88	-	-	3,001	10	-	-	30,018
1885	21,859	59	-	-	13,925	38	-	-	36,765
1890	45,824	60	-	-	28,691	37	-	-	76,633
1895	52,892	51	-	-	46,140	44	1,216	1	103,692
1900	63,621	43	-	-	75,780	51	2,253	2	149,137
1905	134,717	63	251	0	54,960	26	7,850	4	215,091
1910	209,557	64	3,634	1	70,337	21	11,031	3	327,763
1915	281,104	65	32,911	8	68,548	16	11,920	3	432,033
1920	442,929	64	157,069	23	25,430	4	17,529	3	688,884
1925	763,743	71	115,515	11	52,448	5	21,422	2	1,068,933
1930	898,011	64	39,530	3	125,555	9	41,729	3	1,410,037

(出所) World Oil

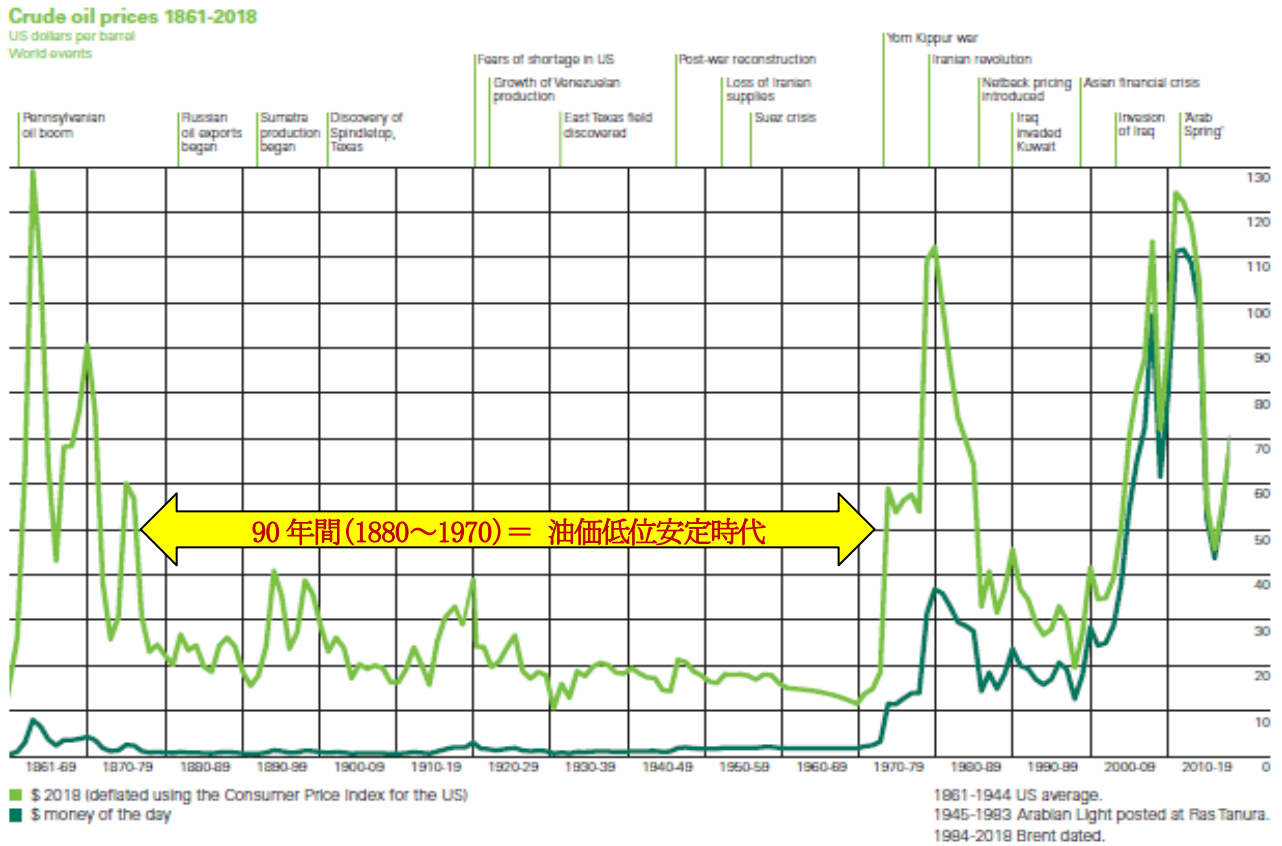


図1 Crude oil Prices 1861-2018

(出所) BP Statistical Review of World Energy 2019

1-1. 米国

日本ではペリー来航で江戸幕府が右往左往していた 1850 年代、米国では鯨油を用いたランプ灯が使われ始めていたが、アメリカ先住民が薬用にしていた黒色の油を精製したところ鯨油よりも灯火照明用途に適していることが判り、米国の石油産業がスタートした。1859 年 8 月、Edwin Drake がペンシルベニア州タイタスビル近くのオイルクリークで世界初の機械掘りの油井による原油の採掘に成功。これを契機として空前の石油投資ブームが沸き起こり、全米各地で新規参入者が次から次へと油田開発に乗り出すオイルラッシュ時代に突入したが、石油需要が灯火と潤滑油用途に限られている中で産油量ばかりが増加した結果、ひと頃 20 米ドル/バレルで取引された油価は 1861 年には 10 セントまで下落したと言われている。

供給過剰による事業者統合・サバイバル時代が到来する中、1863 年にオハイオ州クリーブランドで石油精製業を始めた John D. Rockefeller は 1870 年に Standard Oil Company of Ohio (SOHIO) を設立、鉄道等の輸送手段の掌握による石油精製事業の寡占化とトラストという金融手法を駆使し、わずか 10 年足らずの間にペンシルバニア州、さらにテキサス、カリフォルニアなど米国全土にわたる石油市場の独占体制を構築するに至った。具体的には、安値攻勢や競合者の排除・吸収合併により全米精製能力の 1/4 を有するオハイオ州クリーブランドで最大の精製業者となった Rockefeller は東海岸の精製業の中心地ニューヨークやペンシルバニア州に買収の手を広げ、さらに南部テキサス州の販売会社も傘下に収めて事業を拡大した。同時に輸送手段の買収にも精力的に取り組む、1876 年には全米の鉄道タンク車の太宗と、幹線パイプライン網の 3/4 を支配下に置き、1880 年までには全米精製販売シェアの 90-95% を牛耳るに至った。そして 1882 年には巨大化・多角化したコングロマリットの統括を目的とする Standard Oil Trust を組織、同トラストが Standard Oil of New Jersey (Exxon の母体)、Standard Oil of New York (トラスト傘下の Vacuum Oil と共に Mobil の前身)、Standard Oil of California (Chevron の母体) 等 14 の完全子会社をはじめとする約 40 社を統括支配する体制を構築すると共に、欧州や南米の海外市場にも進出し、国際的な事業展開を図った。

1-2. ロシア

19世紀後半における石油の主要な産地は、米国、ルーマニア、ロシア/コーカサス地方であった。

1870年に僅か20万バレルに過ぎなかったロシアの原油生産量は1870年代中盤から急速に発展し、1890年には2,900万バレルに増大した(表1.)。ロシア産灯油は1883年に初めて欧州市場に出現、1887年には17カ国で米国産灯油と競合するほどに成長を遂げたが、その背景にはスウェーデンのRobert & Ludwig Nobel兄弟(後にノーベル賞を創設)とフランスのRothschilds家の存在があった。

Nobel兄弟は1875年、ロシアの石油地帯であるバクーに製油所を建設、1879年にはThe Nobel Brothers Petroleum Production Co.を設立して産油部門にも参入、1888年にはロシア産灯油の1/3を生産するまでに成長した。一方、Rothschildsは、バツーム鉄道に対する融資と交換に、バクーの石油権益を獲得し、1883年にCaspian and Black Sea Petroleum(ロシア語名の頭文字をとって通称Bnito)を設立した。Bnitoは、多数の小規模製油業者と契約してロシア灯油の最大輸出業者となり、ヨーロッパでの販売網の整備を進めるとともに、1880年代後半には東洋市場へも進出した。

また、英国の貿易商Marcus Samuelは、ロシア産灯油の東洋市場向け大量輸出を狙い、Bnitoを支配するRothschildsとの間で、ロシア産灯油の独占販売契約を1891年に締結(期間1900年まで)した。そして1897年にShell Transport and Trading Companyを設立して、石油事業を展開した。

こうしたロシア石油産業の著しい発展によって、ロシア産灯油の世界市場シェアは、1884年の3%から1889年には22%にまで上昇(米国産灯油のシェアは97%から78%へと低下)し、ロシア産灯油は米国産灯油にとって無視できない強力なライバルとなった。

1-3. アジア

1890年に設立されたオランダの石油会社Royal Dutch Petroleumは、蘭印(オランダ領東インド:現インドネシア)に属するスマトラ東海岸で生産される原油を精製する製油所をパンカラン・ブランダンに作り、1892年から灯油輸出を開始した。同社のアジア・大洋州(シンガポール、マレー半島、日本、中国、東インド、オーストラリア)向け輸出量はその後数年で米国からの輸出量にほぼ匹敵するに至り、米Standard Oilと英Shellとの3つ巴の市場争奪戦は激化した。

ShellはStandard OilとRoyal Dutchの双方と並行的に提携交渉を進めていたが、1901年12月、Standard Oilとの交渉を打ち切って、Royal Dutchとの提携に原則合意し、所謂「英蘭協定」(British-Dutch Agreement)を締結した。この協定だけでは、両者の販売競争は収まらなかったが、1903年6月、両者にアジア市場向けロシア産灯油を供給していたRothschildsが加わって、三者対等出資比率の合弁企業Asiatic Petroleum Co.が設立された。さらに、1907年にはRoyal DutchとShellが60:40の持ち分で統合して、Royal Dutch Shellグループ(以下Shell)となり、Asiaticもこれに組み込まれた。

2. 20世紀前半

20世紀初頭の石油産業は、米国の石油資源を基盤とするStandard Oilグループと東南アジアの石油資源に基盤をおくShellグループを2大勢力として幕を開けた。

2-1. 反トラスト法制定とStandard Oil解体

20世紀入りした米国では、FordのT型自動車生産方式の確立(1908年)を契機としてガソリン需要が生まれ、またストーブ燃料としての石油利用も始まる。そしてStandard Oilは、この石油需要の急増を追い風に益々巨大化していく。他方、自由競争をベースとして19世紀後半に独占資本の形成が進行した米国では、自由競争を経て発展した大企業を放任することが、寧ろ自由競争を阻害するという事態が続出してきた。この状況を受けて、米国連邦議会は自由競争を阻害する独占資本の活動を規制する必要性を認識、1890年に米国最初の独禁法であるシャーマン法を制定した。(さらに1914年には独禁法を強化するクレイトン法と連邦取引委員会法が成立し、所謂総称としての「反トラスト法(Anti-trust Law)」が確立。)

1904年時点でStandard Oilは国内原油生産の91%と末端販売の85%を寡占し、精製品(殆ど灯油)のう

ち55%は世界各地に輸出していたが、1909年に米司法省がシャーマン法に依拠して同社を提訴。1911年5月15日、米連邦裁判所は地域ごとの34社への分割解体を命じる判決を下した。

2-2.7 大メジャー（セブンシスターズ）による支配

分割解体命令により独立した石油会社として互いに競争することとなった Standard Oil 各社は 1910 年代、第一次世界大戦勃発により軍需用の石油需要が増大した海外での事業展開に注力した。第一次世界大戦（1914～1918年）では、飛行機、戦車、重油専焼艦艇などが活躍し、石油が戦略的にきわめて重要な物資であることを世界的に認識させた。第一次世界大戦後、敗戦国となったオスマン帝国の解体により誕生した新生トルコや、オスマン帝国の支配下にあったイラクなどにイギリスが触手を伸ばすようになり、中東全域で石油採掘ブームが巻き起こった。このブームを制し、域内の各政府からの石油採掘権獲得に成功したのは、植民地での石油採掘に成功していたイギリス、オランダの企業、並びに Standard Oil 系各社であった。Standard Oil 系各社の中では、Standard Oil グループの持株会社の地位を失った Standard Oil Company of New Jersey（後の Exxon、現在の ExxonMobil）、Standard Oil Company of California（Socal；後の Chevron）、Standard Oil Company of New York（後の Mobil、現在の ExxonMobil）の3社が国際石油資本、メジャーに発展していった。

1908年、英国人 William Knox D'Arcy がペルシャ（現イラン）で最初の油田を発見し、翌1909年にはこの石油資源を基盤とする Anglo-Persian Oil Company（後の BP の原形）が設立された。また、米国ではテキサス、カリフォルニアの各州で新しい油田の発見が相次ぎ、1901年に Texas Fuel Company（1903年に Texas Oil Company に社名変更、後の Texaco）、1907年には Gulf Oil Corporation が設立された。

こうして、Standard Oil を前身とする Exxon、Mobil、Socal の3社と、米国南部・西部の石油ブームで力をつけた Texaco と Gulf という米系国際石油資本5社に、植民地での石油採掘を始めていた英蘭 Royal Dutch Shell と英 Anglo-Persian（BP）という欧州系国際石油資本を合わせたメジャー7社が世界の石油産産を支配する体制が20世紀初頭に概ね整い、セブンシスターズ時代が到来した（図2.）。



図2 7大メジャー（セブンシスターズ）当時の各社ロゴ

1900年以降1950年に至るまで、米国・旧ソ連以外の産油諸国における石油産産は、セブンシスターズに代表される欧米メジャーズや大手石油会社に付与された包括的利権契約に基づくものが主流を占めていた。包括的利権を付与された石油会社は、長期に亘って排他独占的な石油事業の操業権利を保有（当時の利権期限は50年以上が当たり前）し、少額なロイヤルティー（利権料）支払いの義務を負ったものの、産油国政府の意志が操業に介入する余地を殆ど与えずに事業活動を営んでいた。セブンシスターズのカルテルは、米国メキシコ湾岸を基準地点とする石油価格決定方式、「ガルフ・プラス方式」（米国産原油のガルフ FOB 価格にメキシコ湾岸から中東までの運賃をプラスして中東原油価格を決定する）を編み出し、そして第二次世界大戦後はペルシャ湾岸を第二の基準地点に据える「中東プラス方式」への組み換えをもって、世界の石油価格決定権を一元的に牛耳っていた。

セブンシスターズはあの手この手を駆使して探鉱開発利権の確保や販売市場シェア維持・拡大を目指すと共に、彼らのステータスが脅かされないようなデファクトスタンダード作りに心血を注いだ。その代表例の一つが1928年に Standard Oil NJ、Shell、Anglo-Persian の3社で締結された「アクナキャリ協定」で、これは旧オスマン帝国領土内の、米国外での各社の石油販売シェアを1928時点レベルで固定することを骨

子としていた。また、英国、米国、フランス各国政府の承認のもとに Anglo-Persian、Shell、Standard Oil NJ/NY 間で締結された「赤線協定」は、旧オスマン・トルコ帝国領土内での石油の単独開発を禁じ、石油利権の共同所有・共同操業をトルコ石油（1929年に社名をイラク石油に変更）参加各社に義務付けるものであった。

セブンスターズの時代はその後 1970 年代まで続く。第二次世界大戦後の 1949 年当時を見ると、セブンスターズは世界の産油量の 65%、埋蔵量の 43%の利権を手中に収め、石油産業を圧倒的優位に立って支配していた。

2-3. 資源ナショナリズムの萌芽 – 産油国所得税の導入

第二次大戦後の石油産業は、世界の原油供給源が中東地域に集中したこと、欧州や日本などの資源をもたない大消費国が消費地精製を実行するようになったこと等により、メジャー各社は中東などの大規模石油資源をジョイント・ベンチャーや、その他の事業形態によって共同支配する体制を強化した。

サウジアラビアの石油資源は、当初 Socal と Texaco の共同出資会社 Arabian American Oil Company (Aramco) の所有下にあったが、1947年に Standard Oil NJ と Standard Oil NY の 2 社が新たに出資参加し、米国系メジャー4社が支配するところとなった。また、イランの石油資源は、後述する 1951年の Anglo-Iranian Oil 国有化紛争の後、1954年に欧米メジャー等から構成される Iranian Consortium の共同所有となった。

時代は前後するが、そうした中、石油産業黎明期の 1905 年頃から Shell 等による石油生産が行われていたメキシコ（表 1. 参照）は、メキシコ革命の理念を具体化した 1917 年憲法において、土地改革、労働者の権利、地下資源に対する国家の主権などを明記。1938 年、カルデナス政権のもとで、世界初の石油国有化・資源ナショナリズムを断行し外国資本を締め出した。（2014 年に 76 年ぶりに外資への再開放された。）

また、石油会社の対産油国政府支払いに関し、最初に所得税制を本格導入したのは産油国の中でも当時先進的であったベネズエラであった。同国は、1943 年から石油産業に対する所得税制を施行し、1948 年には新たに付加税を制定して、石油操業利益の 50%が政府収入となることを保証する利益配分方式を実現させた。サウジアラビアは、原油 FOB 価格が 1.70～1.90 ドル/バレルであるのに対し、取り分が 21 セント程度の利権料に過ぎないことに不満をもち、ベネズエラに続いて 1950 年に利権配分に関する新方式を採用し、石油収入を約 4 倍に増やした。その後、イラク、クウェートもこれになった。

所得税制などの導入は、利権保有会社による対政府支払いの準拠を産油国の国内法（に基づく所得税納入）に転換するものであった。この所得税納入に際し、課税所得額の算定基準となる原油のバレル当たり輸出価格（実現価格ベース）を公示する必要性が生じ、原油公示価格制度が導入された。

所得税制導入の一般化と同時期の 1951 年、ムハマト・モサデク（Muhammad Mossadegh）政権下のイランが、同国の石油産業を独占していた Anglo-Iranian Oil の国有化を断行した。小説「海賊とよばれた男」のモデルとなった出光興産の出光佐三社長がモサデク政権の意を汲み 1953 年にイランから独断で石油輸入を断行した日章丸事件は排他的独占権を旨とする欧米メジャーズを仰天させる快挙であったものの、メジャーズとその本国による直接的・間接的な猛烈な妨害にあって、イランのこの国有化は結果的には失敗に帰し、モサデク失脚後の 1954 年に米系メジャーズ 5 社が 40%、残り 60%を British Petroleum (BP)、Shell、仏 CFP、米 Irikon が共同保有する Iranian Consortium とイランが作業請負契約を締結することで収束した。

3. 20 世紀後半

20 世紀後半、石油・ガス上流産業は世界人口の増加や産業の進化に伴うエネルギー需要の飛躍的増大に応じて、地上だけでなく世界のあらゆる海域も対象とするグローバルな事業に進化を遂げる。その過程で、概ね 10～15 年スパンのサイクルで、主要プレーヤーの交代劇や市場メカニズムの構造的革新を経験する。

3-1. 1950～1960 年代： 第二次大戦後の市場構造変化 - 世界最大の供給地、米国から中東へ

第二次大戦後、戦前まで世界最大の石油輸出国であった米国は 1948 年より原油及び石油製品の恒常的な

純輸入国に転じた(図3.)。これに対し、中東は原油供給地としての重要性を著しく増大した。1948年の中東の原油生産量はベネズエラより少ない世界計の12%であったが、1953年頃からは20%前後を占めるようになった。また、主要消費地である西ヨーロッパの石油輸入量は、中東からの供給比率が大戦後間もなく50%を超え1958年には80%を上回るレベルに激増した。

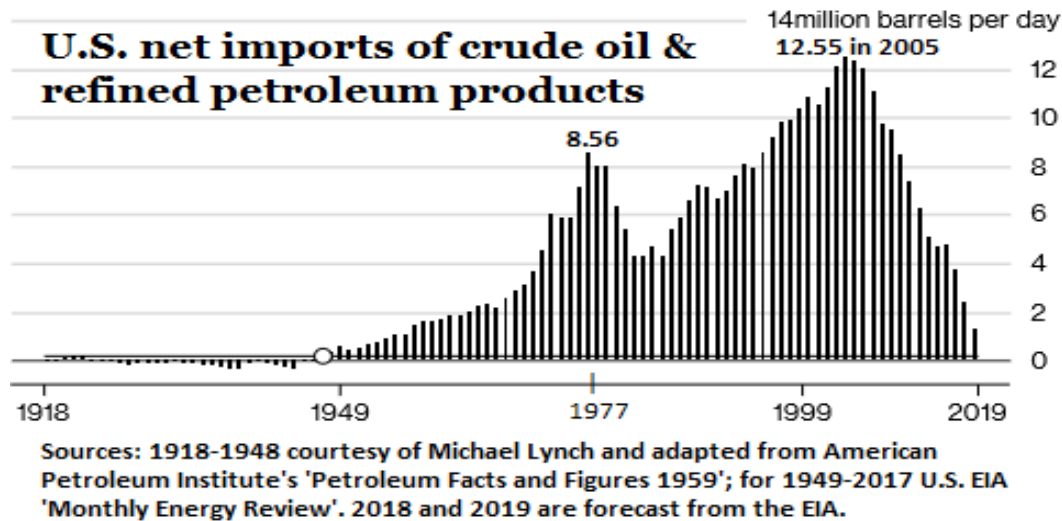


図3 米国の石油ネット需給

(出所) Bloomberg

一本調子で右肩上がりだった輸入量が1977年をピークに一旦減少に転じて一つ目の山を形成したのはTrans-Alaska Pipeline System (TAPS)の完成に伴うアラスカ原油の生産開始による。また、2005年をピークとする2つ目の山はシェール革命による。

3. -2) 1960年代～1970年代： OPECの台頭・市場支配 - 低位安定油価時代の終焉

セブンスターズは、原油実勢価格の一般的低下傾向を反映させて、1959、1960年の両年、産油国に支払う所得税の算定基準となる公示価格を引き下げた。産油国は、この公示価格引き下げが齎す石油収入の減少リスクに危機感を抱き、これに対する防衛的手段の必要性を強く認識するようになった。

1960年9月、イラク、イラン、クウェート、サウジアラビアおよびベネズエラの5カ国は、イラクの首都バグダッドで石油輸出国会議を開催し、石油輸出国機構(Organization of Petroleum Exporting Countries: OPEC)の設立を決議した。(その後、カタール、インドネシア、リビア、アラブ首長国連邦、アルジェリア、ナイジェリアなどが加盟。)石油利権を賦与している国際石油資本からの収益分配金で国家財政の大半を賄っていた産油国は、OPECという参加国の定期的協議を目的とした恒久的機関を通じて、セブンスターズなどに支配されている価格決定権の確保と石油利権の奪還を徐々に進めていく。

1960年代は、世界経済の高度成長によりエネルギー需要は増大を続けた一方、新規大油田開発等により余剰生産能力が増大し、この供給過多状態によって原油価格は低落を続けた。中東原油公示価格はOPECの抵抗により1960年の水準に据え置かれたものの、OPEC諸国の不満は高まる一方であった。カダフィ大尉らによる無血クーデター(1969年9月)により王制を倒した新興産油国リビア革命政府は1970年5月、値上げ(公示価格+30~40セント/バレル)と減産の強硬方針を打ち出し、OPEC価格攻勢の先鞭をつけた。

そしてOPEC諸国は国際石油資本との間で1971年2月テヘラン協定、4月トリポリ協定、1972年1月ジュネーブ協定、1973年6月新ジュネーブ協定を矢継ぎ早に締結し、原油公示価格の値上げ、所得税率の引上げやドル安減価調整を勝ち取ることに成功した。そして1973年の第四次中東戦争を引き金とする更なる値上げ攻勢、第一次オイルショックを経て、セブンスターズの価格決定権はOPEC諸国に完全移行し、1970年代半ばから略100年に亘り続いた石油価格低位安定の時代は終焉を迎えた。

第四次中東戦争が勃発した1973年10月6日以降の油価推移を略記すると、OPEC加盟産油国のうちペ

ルシャ湾岸の6ヶ国が10月16日に原油公示価格を3.01ドル/バレルから5.12ドル/バレルへ70%引き上げることを発表。翌17日にはアラブ石油輸出国機構(OAPEC)が、原油生産の段階的削減を決定。またOAPEC諸国は10月20日以降、イスラエルが占領地から撤退するまで米国やオランダなどイスラエル支持国への石油禁輸を相次いで決定。さらに12月23日には、OPEC加盟のペルシャ湾岸産油6ヶ国が、1974年1月より公示価格を5.12ドル/バレルから11.65ドル/バレルに一举に127.5%引き上げることを決定した。これら一連の動きを受けて、米国は翌1975年、増大するOPECの影響力に対する社会不安やエネルギー不足に対する予防策として、同国産原油の輸出を原則禁止する(2015年12月に解除)。

もう一方の石油利権の奪還に関しては、①産油国政府が自らコントラクター(利権保有者)側当事者の一員(パートナー)として事業参画し、徐々に支配権拡大を狙う事業参加(穏健型)と、②資源及び操業権益をより直接的且つ短期に外資利権保有会社から奪回しようとする国有化(急進型)、の2つのパターンがあった。

1972年12月にサウジアラビアとアブダビが国際石油資本と締結した「リヤド協定」は①の代表的事例。

一方、②の国有化は、アルジェリア(1967年)・リビア(1970年)・イラク(1972年)・ベネズエラ(1976年)・イラン(1979年)で実現したが、そのプロセスや国有化後の石油産業の事業形態は国によって千差万別であった。

3-3. 1970年代後半～1980年代半： 翳りゆくOPEC支配力 - 原油需給の緩和と先物市場の登場

OPECが加盟国の結束力の強さと供給力・市場シェアの優位性を盾に高油価政策を続ける裏側で、二つの大きな変化が生じていた。一つは石油需要の減少であり、もう一つは非OPEC産油国の原油生産量の急増である。

石油を武器としたアラブ産油国の行動が招いた第一次石油危機(1973年)は、マクロ経済・エネルギー・通貨・貿易等での政策協調につき先進国間で総合的に議論する場の必要性を各国に強く意識させる一因となり、1975年より先進国首脳会議(サミット)が年1回開催されることになった。1979年イラン革命に起因して発生した第二次石油危機の渦中に開催された東京サミットでは、石油消費の抑制、石油輸入目標量の設定、代替エネルギーの開発促進などが決議された。さらに、翌1980年6月のベネチアサミットにおいても、一次エネルギー全体に占める石油比率の引下げ目標などが決議された。

さらに供給面でも、石油需要の減少・低迷に追い討ちをかけるような劇的な変化が起きていた。OPECによる人為的な高油価政策は、巨額の資金を要する極地・深海といったフロンティアエリアでの石油開発投資や、埋蔵量規模が小振りな油田の商業化に対する強い追い風となり、1977年にはアラスカのPrudhoe Bay油田が操業を開始、1980年代には北海油田の開発が本格化した。

加えて、従来は産油国とメジャーや消費国政府・需要家等の間で相対での自己完結型現物取引が一般的であった石油市場に、1970年代末頃よりトレーディング市場が形成されていった。当初は、個々の当事者間で石油の現物を地域間スワップやタイムスワップする物々交換的な取引により輸送コスト削減や繁忙期需給調整等のメリットを双方が享受することを目的としていたが、徐々に仲介業務を行うブローカーや自己勘定・リスクで売買するトレーダーが市場に参入。また、現物取引(physicals)や先渡取引(forwards)に加えて、先物取引(futures)やオプション取引(options)を取扱う公設商品取引所や私設市場(OTC; Over the Counter)も急速に整備・創設されていった。1983年には公設取引所の一つであるNYMEX(New York Mercantile Exchange)が現在原油市況のベンチマークとなっているWTI(West Texas Intermediate)原油を先物商品として上場した(NYMEX初の上場商品は1978年上場の「New York Harbor 渡し No.2 Heating Oil 先物」)。ロンドンIPE(International Petroleum Exchange)もそれに続いて北海Brent原油の上場を果たす。これ以降、石油の相場商品化(コモディティ化)・金融商品化は加速度的に進行し、生産者・需要家・トレーダー等石油産業界の様々なプレーヤーが自己リスク・自己責任の原則に則り価格変動に対するヘッジ機能を享受し得る場(市場)が確立・発展して行くにつれ、メジャーズ、OPECと続いた石油の価格決定権は先物を含めた市場の「見えざる手(invisible hand)」に移ってゆく。

その結果、表2.の通り世界の石油需要量が減少に転じて供給過剰が表面化、OPEC諸国の一部は自主減産を余儀なくされるとともに、OPECのシェア及びその市場支配力は弱体化していった。

また、既に価格決定権を OPEC に奪取されていたメジャー各社は、1954 年の Iranian Consortium 結成以降パーレビ王政下で死守してきたイラン原油（革命直前はサウジに次ぐ産油国）の排他的独占利権をイラン革命によって喪失。革命後のイラン新政権が消費国との直接取引やスポット販売を拡大したため、第2次石油危機後の影響力低下が決定的となった。

表2 第二次石油危機前後の世界の一次エネルギー需要量・石油需要量・OPEC 供給量の変化

(単位：石油換算 百万トン) 出所：BP 統計 2019		1973 年 第一次石油危機	期中増減	1979 年 第二次石油危機	期中増減	1985 年
一次エネルギー需要量 (A)		5,662.7	+1,021.5	6,684.2	+469.9	7,154.1
石油 (B)	(B)/(A) 構成比	49.8%	▲2.1%	47.7%	▲7.2%	40.5%
	需要量	2,819.2	+367.8	3,187.0	▲289.1	2,897.9
OPEC (C)	(C)/(B) 構成比	53.3%	▲6.4%	46.9%	▲19.9%	27.0%
	供給量	1,503.2	▲8.4	1,494.8	▲713.7	781.1

この間の OPEC のリーダー格且つ最大の産油国サウジアラビアの状況を簡潔にレビューすると：

- ① 原油生産量は 1980 年・1981 年には 1,000 万バレル/日を超えていたが、供給過剰が続く中、他の OPEC 諸国や非 OPEC 諸国に徐々に市場を奪われ、1983 年には半減。そして 1985 年には 360 万バレル/日に激減した。
- ② 原油販売価格は、1981 年 10 月に 34 ドル/バレルとしていた Arab Light 原油の公式販売価格 (Official Sales Price; OSP) を 1983 年 2 月に 30 ドル/バレルに初めて値下げ、同 3 月に 29 ドル/バレル、さらに 1985 年 2 月には 28 ドル/バレルへと相次いで引き下げた (図 4.)。



図4 原油価格の推移 (1972年～2018年)

(出所) 石油連盟編「今日の石油産業 2018」

- ③ しかしながら、減産と値下げのダブルパンチで石油収入の激減に見舞われたサウジアラビアは予算編成もできない状態に陥り、1985年7月には遂に原油需給バランスを調整する「スイング

プロデューサー」としての役割を放棄する旨宣言。同年10月からは、消費地における石油製品の実勢スポット価格から逆算して原油価格を決定する「ネットバック価格」方式による原油販売を開始して漸く増産に転じた。

3-4. 1986年～1990年代：市場原理に基づく価格決定・石油市場コモディティ化の進行

サウジアラビアのネットバック方式採用は、原油価格に市場原理を導入するという画期的な意味をもっていた。この政策の大転換によって競争力を増したサウジ原油が市場で失地回復するとともに、原油市況は全面安の状況となり、北海 Brent 原油のスポット価格を例にとると、1985年11月の30ドル/バレルから1986年1月末には20ドル/バレルを割り込み、7月には9.5ドル/バレルまで暴落した。

危機意識を強めた OPEC は、1986年7月以降減産体制を強化し、非 OPEC 諸国に対しても協調減産を呼びかけた。また、OPEC 内外で固定価格制による原油価格の安定を望む声が次第に強まった。

1986年12月、OPEC は1987年1月1日からの固定価格制復帰を決定し、Arab Light 原油など7原油の加重平均価格を18ドル/バレルとした。同時に、1987年1～6月の生産上限枠が1,580万バレル/日と設定され、7～12月についても暫定的な生産上限枠が定められたが、現実的には1988年当初より、期間 (Term) 契約の契約価格を特定原油のスポット価格の動きに連動させる、「スポット価格連動方式」が採用され始め、1988年秋には、期間契約量のほぼ80%がこの方式で決定されるに至った。

サウジが「スイングプロデューサー」としての役割を放棄した1980年代後半以降、石油は市場原理・市場の「見えざる手 (invisible hand)」に価格決定を委ねるコモディティ化傾向を強めた。1990年8月から1991年3月にかけての湾岸危機 (イラクによるクウェート侵攻→国連武力行使容認決議→多国籍軍によるイラク爆撃→湾岸戦争停戦協定) の間は一時的な市況急騰があったものの、それを除けば1990年代は市場原理の幹を成す需給ファンダメンタルズが総じて bear に推移。1997年7月のアジア各国の通貨急落に端を発するアジア経済危機は、石油需要にも更なる影響を及ぼし、原油市況は1999年2月には1986年の価格暴落以来12年ぶりの安値となった (図4.)。

巻頭で述べた、「虚構を創造・信じ、共有する能力 (unique capacity to believe in things existing purely in the imagination, cognitive capacity for fiction)」をもって発展してきた我々ホモ・サピエンスが、1983年、NYMEX に WTI 原油先物 (という虚構) を上場して以来、実体経済の需給ポジション・市場原理を原則反映しつつも「見えざる手 (invisible hand)」の力によって変動する仮想空間的虚構市場が急成長を遂げ、石油市場のコモディティ化は急速に進行した。

市場原理の幹を成すのはもちろん需給ファンダメンタルズであるが、エネルギー安全保障上の戦略物資でもあるという一般の国際商品とは異なる特性も併せ持つ石油は、世界経済や国際情勢、地政学リスクなどによって価格変動するリスクと流動性・換金性 (volatility & liquidity) が極めて高い金融商品コモディティとして脚光を浴び、株式・債権・為替市場と同様に世界中で24時間取引される虚構市場体制が着々と構築・整備され、石油や天然ガスの価格決定メカニズムに不可欠な存在に成長を遂げる。

4. 20世紀末から現在

「石油の世紀」と言われた20世紀末からのメジャーなど業界再編劇、そして長期の市況下降サイクルからの脱出から始まり、中国など新興国需要の急増と米国のシェールガス革命による約10年間の高油価パラダイス、そして2014年から市況下降サイクルへと変遷する中で、石油・ガス市場は投資ファンドなど新たなプレーヤー層も惹きつけて多様化と量的拡大が進行し、流動性と価格変動の volatility が一段と高い市場に変質してゆく。

4-1. 1990年代末～2000年代半：メジャー・IOCsによる業界再編 – 長期 Downturn Cycle 脱却

市況循環の下降サイクルが10年を超えて長期化する中、OPEC や NOCs (National Oil Companies) 以上に危機感を募らせたのはメジャーを筆頭とする IOCs (International Oil Companies) のほうであった。

IOCs は、「現状維持は衰退」・「負け組は即退場」を自覚すると同時に大胆な自己変革の必要性を痛感する

ようになり、1998年以降2000年代初頭にかけて、メジャー同士のM&Aを含めた業界再編の旋風が吹き荒れる。その先陣を切ったのはBPだった。

- 1998年12月、英British Petroleumが米Amocoを買収し、BP Amoco Plc.に：買収額550億ドル
- 1999年9月、仏TotalFinaが仏Elfを買収し、Totalに：買収額526億ユーロ
- 1999年11月、米Exxonが米Mobilを買収し、ExxonMobilに：買収額820億ドル
- 2000年4月、BP Amocoが米ARCOを買収：買収額270億ドル（ARCOがARCO Alaskaを切り離し、米Phillipsに70億ドルで売却後、米国連邦取引委員会FTCが合併を承認）
- 2001年9月、FTCが米Chevronによる米Texaco買収を承認：買収額395億ドル
- 2002年8月、米ConocoとPhillipsの合併を株主及びFTCが承認、ConocoPhillipsに：時価180億ドル
- 2005年8月、米Chevronが米Unocalを買収：買収額179億ドル（Chevronが同年4月に165億ドルをオファー、6月に中国CNOOCが185億ドルを提示して横槍を入れたが、中国政府系企業による買収を脅威と捉えた米議会は安全保障上の観点から中国企業による買収に反対。）
- 2005年12月、米ConocoPhillipsが米Burlington Resources Inc.を買収：338億ドル
- 2007年10月、ノルウェーStatoilが同Hydro石油・ガス部門を併合（2018年Statoil→Equinorに改名）

これらの大型M&Aは、メジャーや国際石油資本が市場の構造的変化と市況の長期低迷による経営環境悪化から脱出する起死回生の選択肢として、大胆且つ連鎖的に断行されていった。これら一連の再編劇は、総じて規模の拡大・コスト削減などによる経営合理化と財務体質の強化、技術力及び株価の維持・向上などを目的とするものであったが、買収する側も被買収側も「現状維持は衰退」・「負け組は即退場」を強い危機感をもって自覚していたため、いずれも比較的短期間で交渉成立に至った。そしてこれら再編劇の結果、1970年代初めまでは世界の石油市場を支配し、セブンスターズと呼ばれていた7大メジャーズは、ExxonMobil、Royal Dutch Shell、Chevron、そしてBPの4グループに集約された。

4-2. 2000年代半～2014年前半：中国など新興国需要の急増 - 米シェール革命の興隆

2001年12月に長年（申請から15年を要した）の悲願であったWTOに加盟して市場経済への仲間入りを果たした中国は、その直後より「世界の工場」に必要な石油・ガスの輸入、並びに海外での石油・ガス資源確保の動きを急速に拡大する。2002年頃より中国以外のBRICs諸国をはじめとする新興国でも、その著しい経済成長に欠かせない石油・ガス需要が増大し、15年ほど続いた市況低迷downturn cycleは漸く転換期を迎える。そして、上流部門では石油・ガス資源（他に石炭・ウラン）の獲得競争が巻き起こり、中下流部門ではグローバルな物流フローが構造的に変化する時代に突入する。新規需要に牽引されたこの需給ファンダメンタルズの変化に加えて、イラク戦争（2003年）や米国ハリケーン「カトリナ」（2005年）など安定供給を阻害する要因が断続的に発生したことで、スポット原油価格（Dubai）は図4.の通り50ドル、70ドル、そして100ドル超えへと一挙にパラダイムジャンプし、高油価時代が到来する。

2008年には住宅バブルの崩壊とそれに伴うサブプライムローン問題を原因として米国第4位の投資銀行リーマンブラザーズの経営破綻とそれを引き金とする世界同時不況（所謂リーマンショック）が発生し、油価は一時的に30ドル台（Dubai最安値33.55ドル/バレル）まで暴落した。しかしながら、中国など新興国需要が引き続き堅調だったことに加え、リーマンショック後の株価の大幅下落や通貨の急落の中で、各国政府が実施した流動性供給策によって溢れ出た「彷徨えるマネー」が最も安全且つ高リターンを確保する投資対象として石油・ガスに注目し、世界中の余剰マネーがエネルギー市場に押し寄せたことで、油価は短期で高値圏に復帰した。米国でのシェール事業、各地での大水深の油・ガス田開発やLNG事業などに「彷徨える余剰マネー」が大量流入したことで、高油価持続を前提とした様々なプロジェクトの投資決断・事業推進が実現可能となった。また、流動性と換金性（volatility & liquidity）が極めて高い原油等のエネルギー商品先物市場でも、ヘッジファンドなど投機筋プレーヤーの参入や投入資金規模の拡大が相次ぎ、市場環境は益々多様化・活発化していった。ニューヨークやロンドンなどの公設商品取引所で取引される先物やOptions取引量は、今や実体経済の現物需給量の数十倍にまで膨張しており、石油の価格決定メカニズムに不可欠な存在となっている。WTI先物の取引量だけでもこの3年間（2016年～2018年）は営業日平均11～13億バレル

ル日に増大しており、世界の原油総生産量約9,800万バレル/日の10倍強に達している。

一方、2000年代後半には供給サイドでも大きな構造的変化が起こる。米国のシェール革命である。

BP統計によると、米国は前述3-1.の通り1948年には石油の恒常的純輸入国に転じていたものの、原油生産量（150～200万バレル/日前後のNGLs生産を含む）については、1976年と1977年の2年を除いて、1967年～1986年の18年間は1,000万バレル/日超を維持し、第二次石油危機後の1980年にサウジにその座を譲るまで（旧ソ連圏を除く）自由世界では最大の産油国だった。然るに、その後既存油田の減衰が進行する一方で環境保護や地球温暖化対応という社会的要請から新規石油・ガス開発が制約される状況となり、国内産油量は年々減少の一途を辿り2005年には700万バレル/日を割り込んだ。こうした状況の中で、従来技術的に困難であった頁岩（shale）層に残留している非在来型石油・ガス資源の抽出を可能にする技術革新が興隆する。ガス（shale gas）や石油（tight oil or shale oil）が残留している岩石に超高压の液体を注入して人工的な亀裂（fracture）を生じさせるにより、浸透率の低い岩石から生産を行う水圧破碎法（fracturing or fracking）がその中核技術である。他にも、岩石との接触面積がより広がる水平掘り技術やfractureの進展を検知するmicro seismic技術の進化が回収率向上を可能にし、掘削コストが割安な陸上シェール層での非在来型資源開発ブームが起こったのである。

シェール革命により米国の天然ガス及び原油生産は図5.の通り急拡大した。特に2005年以降も減少を続けていた国内産油量は、tight oilの生産増大により、2009年には726.3万バレル/日（約200万バレル/日のNGLs生産を含む）まで回復。その後もtight oilの快進撃は続き、2018年には1,500万バレル/日の大台に乗った米国の原油生産量（436万バレル/日のNGLs生産を含む）の60%を占めるに至っている。また、天然ガスのほうも非在来型shale gasの生産が今や70%となっている。

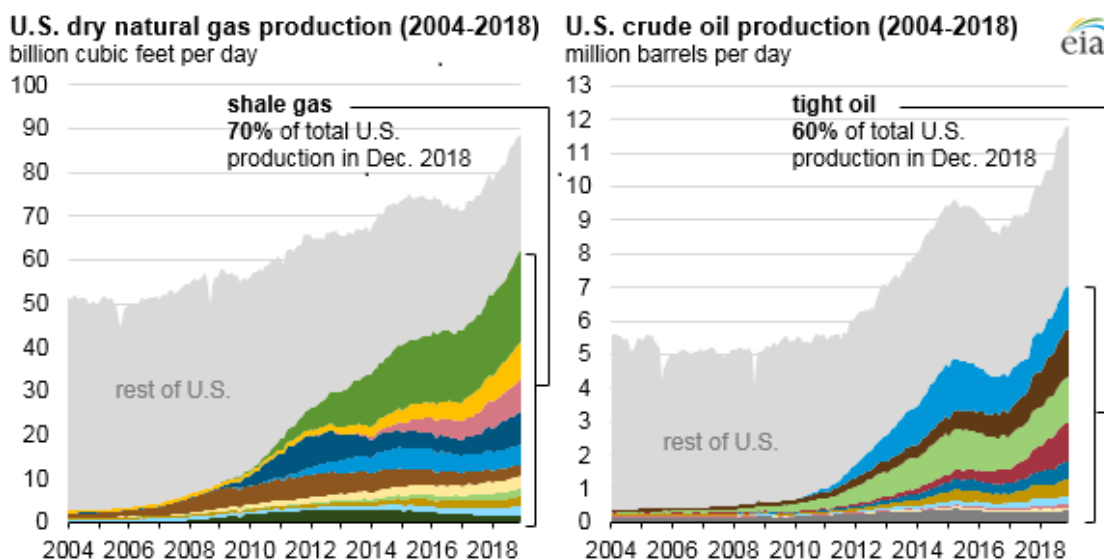


図5 米国の天然ガス・原油生産量推移（2004年～2018年）

（出所）米EIA

4-3. 2014年後半～現在（2019年）：低炭素・脱炭素社会の黎明 – 一層複雑化するリスクへの挑戦

米国のシェール革命は2006年頃より世界の石油供給構造に大きな影響を与えはじめたが、その一方で中国など新興国需要の急伸が続いたことで、实体经济における石油需給はバランスを保ちつつ右肩上がりを維持し、市況は高値圏で推移した。また、リーマンショック後に溢れ出た「彷徨えるマネー」の流入により、石油・ガス市場はよりvolatilityの高い、乱高下しやすい市場に変貌していった。

WTO加盟以来経済が破竹の勢いで急成長した中国は、資源獲得競争や海外資産買収に積極的に参入して過当競争や相場のインフレを助長するなどの度を越えた動きも含めて世界経済を牽引してきたが、2010年代に入ってから年を追うごとに減速成長の傾向を強めた。一方、先進国諸国はリーマンショックの後遺症から漸く脱しつつあったが、欧米諸国や日本のエネルギー消費の伸びは些少であり、活発化していた資源獲

得競争や新規石油・ガス開発投資は飽く迄も BRICs をはじめとする新興国の旺盛な需要に全面的に依存していた。ところが、その頼みの綱であった中国や他の新興国経済も減速・低迷の様相を呈しはじめ、強気のエネルギー需要見通しは軒並み大幅下方修正を余儀なくされる事態に陥った。そうした最中、2014年の年央に原油の過剰在庫・供給過多状況が顕在化し、リーマンショック金融危機による短期ディップを除いて2000年代前半から続いた高油価市況は一転、大暴落するのである。

スポット・先物取引市場が創成された1980年代以降これまでに石油市場で起きた市況急落には2つのパターンが見られる。一つは1998年のアジア通貨危機や2008年のリーマンショックのように金融危機を震源とするもので、どちらも比較的短期間で市況は失地回復した。もう一つは石油本体の需給ファンダメンタルズに起因したもので、1986年から2000年代初頭まで10年超のスパンで続いた市況循環 downturn cycle が該当し、今回の市況急落も正にこの後者パターンのものである。2014年秋から始まった需給ファンダメンタルズの不均衡・過剰在庫は2018年春に一旦はほぼ解消し需給リバランスに至ったものの、2019年7月のOPEC総会時点では再び供給過剰が懸念される状況が生じており、未だ downturn cycle の中で右往左往しているのが現況と考えられる。

因みに、OPECが適正在庫レベルの基準としているのはOECD加盟国の過去5年平均原油在庫量であるが、そのOECD諸国が世界全体需要量に占めるシェアは直近5年で言えば48~49%に過ぎない。これら先進諸国の(一応統計調査手法・精度が略均一と見られる)各種動態データに、中国やインドなどのNon-OECD諸国が独自手法によって提供するデータを加味して、リバランス云々を議論しているのが現時点での国際社会の現実であることは頭の片隅に入れておくほうが良いかもしれない。

さて、今回の downturn cycle には以前の downturn cycle とは異なる極めて大きな相違点があった。それは、高油価環境に伴って資産価値や負債金額が膨張したことで、メジャーズも含む相当数のIOCs各社や産油国が適正水準を超えた財務状態 (overleveraged financials) になっていた点である。

この市況急落以前は、建設中のプロジェクトに係る多額の資本的支出や借入金返済等を支払っても十分に余りある現金収入の潤沢さを誇っていた産油国NOCsとメジャーズ・IOCsは、キャッシュフローが一気に大幅な支出超過状態に転じ、当座の資金繰りにも苦勞する未だかつて経験したことがない事態に直面。現金支出を抑制するために建設を中断するプロジェクトも相次ぎ、世界の石油・ガス上流部門への投資は、2015年と2016年2年連続で対前年比大幅に減少したが、これは過去30年で初めての出来事であった。2017年以降は投資額が上向いてきてはいるものの、2014年以前の水準には程遠く、既存油・ガス田が生産減退する中で、将来の供給能力の維持・拡大に深刻な負の影響を及ぼすことが懸念されている。

こうした中、これまで積極的に資金を投入してきた投資家や金融機関は、手のひらを返したように「マネー」の即時引き揚げや新たな担保要求、貸出枠見直しを情け容赦なく実施した。

さらに追い討ちをかけるように、S&PやMoody'sなどの格付け機関も、産油国やメジャーズを含むIOCsの信用リスク格付けを軒並み引き下げた(表3.)。格付け機関による信用格付けは、債務の履行能力に対する意見に過ぎないものの、これが貸し手の融資可否判断や借り手の資金調達コストに反映される重要且つ客観性・影響度が高い指標であり、これによって、信用力に乏しい米国のシェール企業などは真っ先に経営破綻し、石油業界全体が生き残りを賭けたサバイバル競争に突入した。

メジャー各社も引き続き勝ち組として生き残るため、嘗てなく脆弱化した財務の健全化、具体的にはフリー・キャッシュフロー黒字化への早期復帰と、バランスシート(B/S)のリバランスを最優先課題として迅速に行動する。どのメジャーも共通して矢継ぎ早に取組んだのは、人員及びコスト削減、資本投資の総枠規制、事業ポートフォリオと投資規律の最適化、Non-Coreアセット売却、コントラクターとの契約見直し等々の支出抑制策であるが、唯一株主還元(配当・自社株買い)だけは各社とも決して削減することはしなかった。

また、メジャー各社はこれを機に、組織力強化を目的とする役職員の意識変革、並びに技術力の優位性を一層向上させる digitalization 化という自己変革に精力的に取組みはじめた。と同時に、地球温暖化、低炭素・脱炭素化対応という社会的要請やESG投資の社会的潮流と、コアビジネスとの共存共栄という難題に取組む企業への大転換(transformation)にしのぎを削っている。

表3 産油国及びメジャー・IOC等の信用リスク評価の推移（格付け機関S&P社ベース）

【主要産油国の格付け変化】				【主要メジャー・IOC等の格付け変化】			
格付け符号	2014年5月 (約\$110/b)	2016年5月 (約\$45/b)	2017年4月 (約\$45/b)	格付け符号	2014年5月 (約\$110/b)	2016年5月 (約\$45/b)	2017年4月 (約\$45/b)
AAA	カナダ	カナダ	カナダ	AAA	ExxonMobil		
AA+	アメリカ	アメリカ	アメリカ	AA+		ExxonMobil (↓)	ExxonMobil
AA	UAE	クウェート(↑) UAE(※)	クウェート UAE(※)	AA	Shell Chevron		
AA-	日本 中国 クウェート サウジアラビア	中国	中国	AA-	Total STATOIL CNOOC	Chevron (↓)	Chevron
A+		日本 (↓)	日本	A+	三菱商事 三井物産	Shell (↓) STATOIL (↓) Total (↓) CNOOC (↓)	Total (長) STATOIL CNOOC
A				A	BP INPEX 住友商事 ENI Petronas	三菱商事 (↓) Petronas 三井物産 (↓)	Shell (↓)
A-		サウジアラビア (↓)	サウジアラビア	A-	伊藤忠商事 Apache	BP (↓) 伊藤忠商事 INPEX (↓) 住友商事 (↓)	BP Petronas (↓) Total (短 ↓) 伊藤忠商事 三菱商事 (↓) INPEX 三井物産 (↓)
BBB+	メキシコ	メキシコ	メキシコ	BBB+	Santos	ENI (↓)	ENI
BBB				BBB	丸紅 Hess	Apache (↓) 丸紅	Apache 丸紅
BBB-	ロシア ブラジル		ロシア (↑)	BBB-	Petrobras	Santos (↓) Hess (↓)	Santos Hess
BB+		ロシア (↓)		BB+~B			
BB		ブラジル (↓)	ブラジル (長)	B-		Petrobras (↓)	Petrobras
BB-	ナイジェリア			CCC			
B+		ナイジェリア (↓)					
B			ブラジル (短 ↓) ナイジェリア (↓)				
B-	イラク ベネズエラ	イラク	イラク				
CCC		ベネズエラ (↓)	ベネズエラ				

投資適格水準

投機的水準

(※) S&P格付けがなく、Moody's Aa2格付け、カッコ内前年比UPDOWN(↑ ↓)

出所： S&P格付け情報を基に筆者作成

5. 石油・ガス市場の今後

21世紀の幕開けとともに、一次エネルギーの約80%を占める化石燃料への依存度を如何に低減していくかにつき、先進国だけでなく発展途上国も含めた世界レベルで議論し行動する時代が始まった。その震源地一丁目一番地ともいえる地球温暖化の原因については、人間の産業活動等に伴って排出された人為的な温室効果ガスが主因であり、その温暖化効果ガスの代表である二酸化炭素の増加は主に人間による化石燃料の使用が原因であるとする説が主流となっており、自動車のEV化や太陽光・風力・バイオマスなどの再生可能エネルギーへの転換、省エネルギーの促進等による脱化石燃料や低炭素化・脱炭素化の動きが近年急速に加速している。

米国で石油産業が勃興して約160年、石炭に替わって石油が一次エネルギーの主役になって約60年が経過したが、今後50年というタイムスパンのどこかで、石油もガスも主役・首位の座から転落するカウントダウンは既に始まっている。また、石油需要のピーク時期についても充分射程距離圏内といえる2030年代には到来する気配が濃厚である。こうしたビジネス環境に鑑み、石油・ガス上流部門は、環境関連のリスクファクターに一段と配慮し、従来の供給サイドから需要サイドに軸足をシフトした経営への転換を図ることが今後益々重要度を増すものと見られる。(図6.)

尚、化石燃料は、後に5-2.でも言及するが、石化製品製造原料などの非エネルギー用途に不可欠な物質でもあるため、これら用途についても代替となる原料物質が新たに見出されない限り、化石燃料に一切依存しない世界を地球上に実現することは不可能である。よって現実論としては、AIやIoTをベースとした技術革新によるエネルギー源のさらなる多様化にも期待しつつ、化石燃料の極小化が図れるエネルギー・ベストミックスを模索することが最適解であろう。

最後に、石油・ガスビジネスの主要なプレーヤーと市場の変遷を顧みる温故知新から見てきた、今後を展望するにあたって注目すべき3つの視点に言及して本寄稿を締め括る。

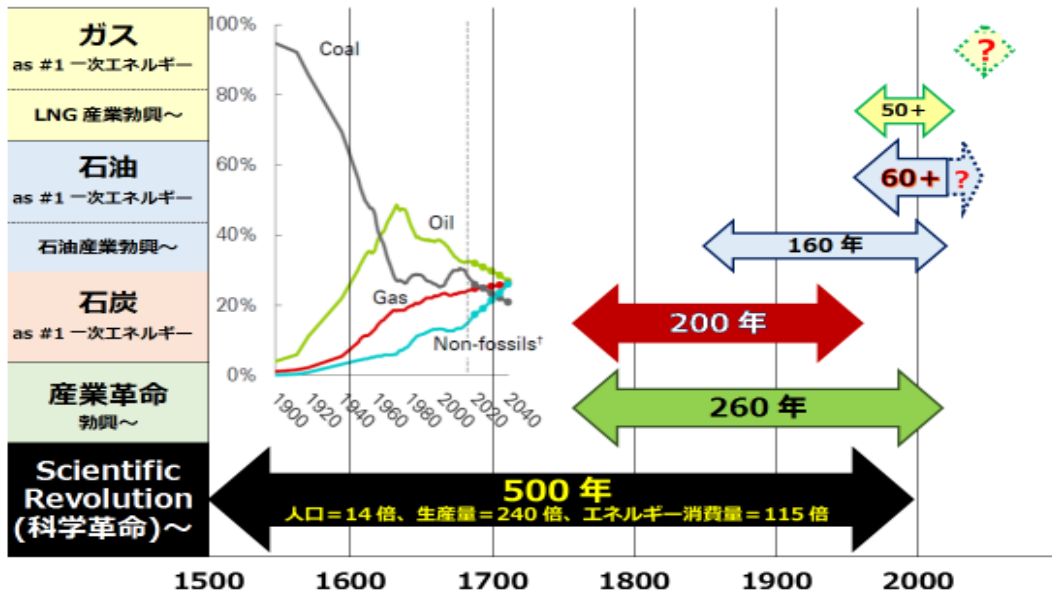


図6 Scientific Revolution(1500年)以降のエネルギー年表

(出所) グラフ=BP Energy Outlook 2018、表=諸情報を基に筆者作成

5-1. ガスが主役へ

「石油の世紀」と言われた 20 世紀末より地球温暖化や環境保護がグローバルな重要課題としてクローズアップされる中、CO2 排出量が相対的に低い天然ガスは、化石燃料の中では最も優位性が高い一次エネルギー源として需要が堅調に伸びている。

BP は最新の BP Energy Outlook 2019 のベースシナリオ Evolving Transition (ET) において、ガス需要の伸びを年率 1.7%と予測 (石油 0.3%、石炭-0.1%)。2020 年代半ばには天然ガスが石炭に替わって一次エネルギー 2 位の座につき、さらに 2040 年には、期間全体を通じて最も高い伸びを示す非化石燃料及び石油と並んで、ガスが三つ巴の主役になると予測している (図 7.)。

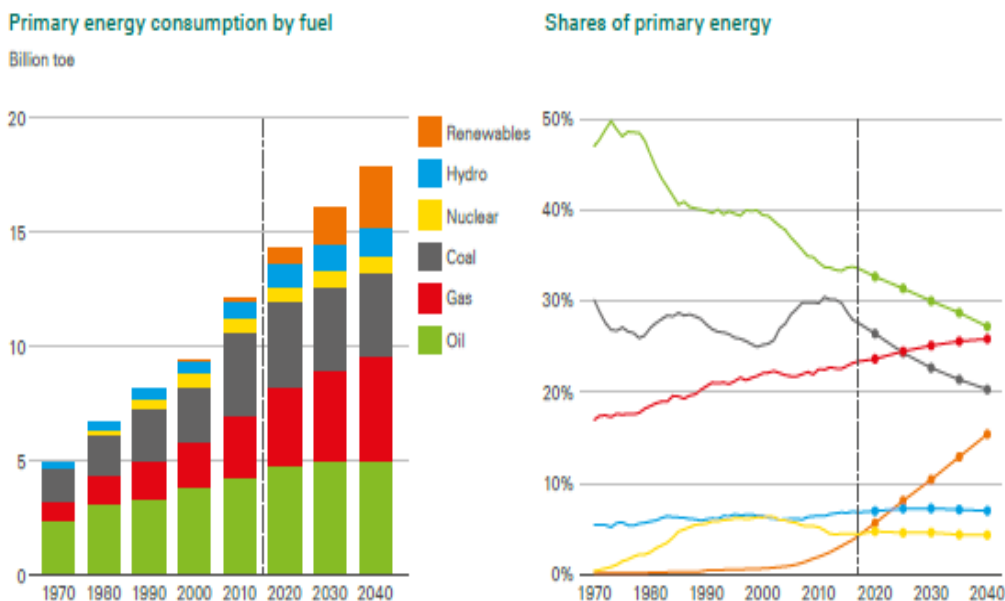


図7 一次エネルギーの燃料別消費量・シェア

(出所) BP Energy Outlook 2018・2019

工業化が加速する新興諸国でのエネルギー需要の増加やガスへの燃料転換が持続的なガス需要の伸びを齎す一方で、米国・カタール・イランなどで供給が増加、世界のガス生産量は2040年には米国25%弱、中東・CIS各20%と予測。また、域外ガス貿易においては、LNG貿易量が2020年代後半にはパイプラインガスを凌ぎ、2040年では現在の倍以上900BCM(6.6億トン)/年に達して世界全体のガス需要量の15%以上を占めるというシナリオを展開している。

5-2. 石油で注目すべきは Non-combusted Use の拡大

BPはEnergy Outlook 2017の一次エネルギー・セクター別需要見通しにおいて、それ以前の年次 Outlook では“Industry use”に分類していた石油化学（石化）、潤滑油、アスファルト・タールのフィードストックとしての非燃料・原料用途を“Non-combusted use”として独立させた。この Non-combusted 原料用途は大半が石油由来だが、一部はガスや石炭に帰属するものもある。現状のセクター別需要は、工業部門（含、石化等）約50%、住宅・商業施設部門29%、輸送部門21%の構成となっているが、輸送部門は自動車のEV化等の進展に伴って需要の伸びが大幅に減速する。一方、Non-combusted 原料用途（ETシナリオ）は、石化需要を中心として石油需要の伸びの中で最大の+700万バレル/日が増加して2040年には2,200万バレル/日になると想定。Non-combusted 原料用途を工業部門から切離して独立セクターにした理由はここにある（図8.）。

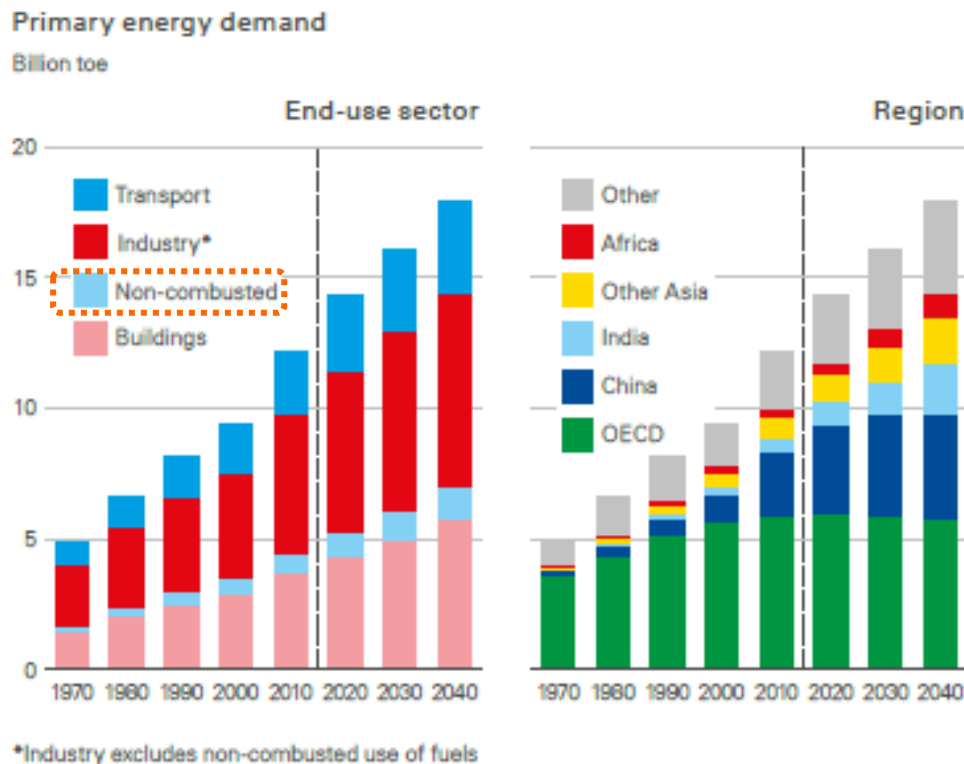


図8 一次エネルギーのセクター別・地域別需要

(出所) BP Energy Outlook 2019

5-3. 覇権は再び米国へ？

図9. は米EIAが2019年1月に公表したAnnual Energy Outlook 2019において示した米国の原油及びNGLsの長期生産見通し（2040年までを抜粋）であるが、ベースケースであるReference Caseでも低シナリオケースにおいても、1,500万バレル/日の現状原油及びNGLs生産量を上回る高位生産量が今後も長期に亘って維持されると予測している。

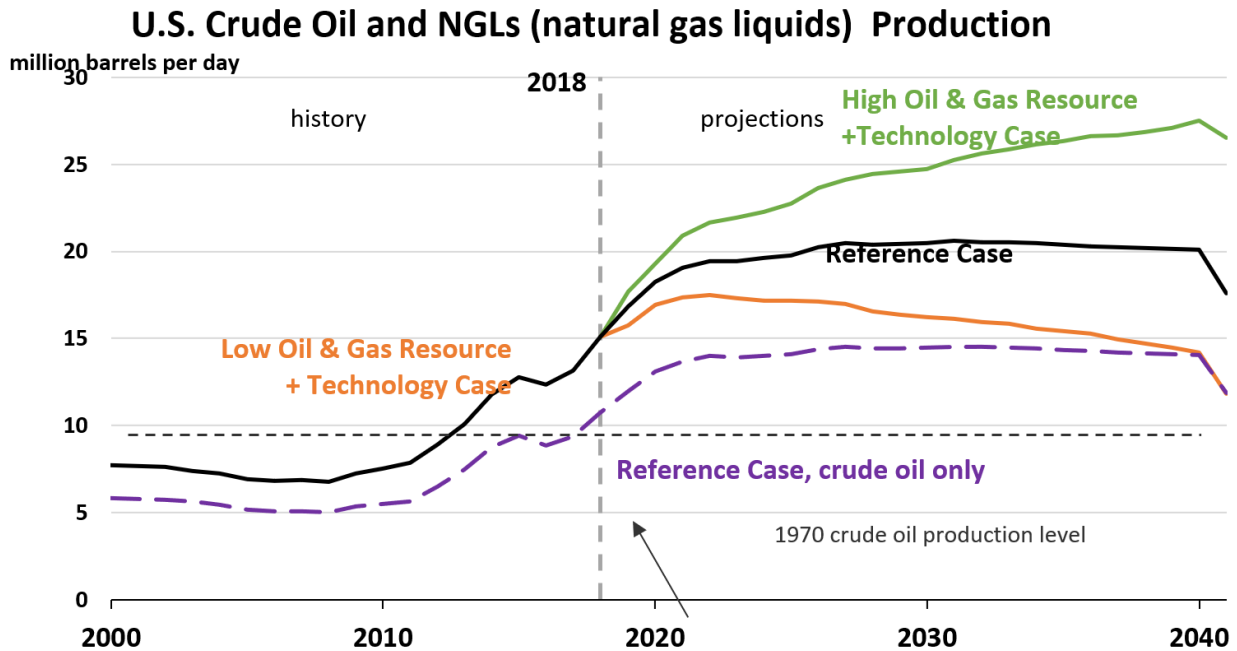


図9 米国の原油及びNGLs生産実績・予測（2000年～2040年）
（出所）EIA

1948年に純輸入国に転じ、第一次石油危機後の1975年にエネルギー不足への対策として国産原油の輸出を原則禁止（カナダ向けの軽質油などに限って例外的に承認）した米国は、2015年12月、40年ぶりに禁輸措置を解除したが、今後数年以内に70余年ぶりに純輸出国に復帰する可能性は高いと見られる。

また、米国は2016年にはLNG輸出国への仲間入りを果たしており、近未来には豪州を抜いてカタールに次ぐLNG輸出国になる可能性もある。（他の競合先はロシア・アフリカなど）

さらに、石油・ガスの先物やデリバティブ等の金融商品取引についても、国内生産量のさらなる拡大が見込まれる中、ニューヨークの取引量及び役割が今後益々増大することが見込まれる。

これら状況を勘案すると、約150年前の19世紀後半に米国でスタートした石油産業、特に石油・ガス上流部門の覇権が再び米国に移る可能性は日増しに高くなっていると考察する。

参考文献

- 1) Yuval Noah Harari; Sapiens: A Brief History of Humankind, (2014), Vintage Books
- 2) BP Home Page; BP Energy Outlook, BP Statistical Review of World Energy (2016), (2017), (2018), (2019), <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html>
- 3) EIA HP; Annual Energy Outlook 2019, <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>
- 4) METI; エネルギー白書 2007 第2章 エネルギーを巡る環境変化と各国の対応, (2007), <http://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/11194359/www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2007/>
- 5) 石油連盟 HP; 今日の石油産業 2018, <http://www.paj.gr.jp/statis/data/>
- 6) JXTG エネルギーHP; 石油便覧 第1編 石油産業の歴史と現状, <https://www.noe.jxtg-group.co.jp/binran/part01/chapter01/section04.html>
- 7) 落合淳隆; OPEC産油国の資源ナショナリズムと国有化, (2014), <https://www.waseda.jp/foi/asssets/uploads/2014/05/A04408055-00-017020093.pdf>
- 8) 百田直樹; 海賊とよばれた男(上・下), (2014), 講談社

豪州石炭産業におけるプレイヤーの変遷、日本向け一般炭の価格決定

Major players in the Australian coal industry and factors influencing thermal coal pricing for Japan

吉村 潤*

1. はじめに

石炭は燃料や製鉄用原料として使用され、近現代の社会と経済を支えてきた。昨今、世界で気候変動対策が最大級の課題となり、国や企業・団体等が温室効果ガスの排出削減に取り組む中、化石燃料、特に石炭の利用に対する逆風が強まっている。それでも当面の間、世界に広く分布し、経済性と供給安定性に優れる石炭は他のエネルギー源との経済競争で優位性を維持する限り、世界、そして日本でエネルギー供給の相当な部分を占める重要な資源であり続ける¹。高炉製鉄に欠かせない原料としての石炭（原料炭）は鉄鋼需要の増加に伴い、重要性が高まる可能性すらある。

本稿では、石炭の中でも、高品質の石炭を安定的に産出し、日本の最大供給源である豪州²に焦点を絞り、石炭産業発展の歴史、上流部門における主要なプレイヤー（石炭生産・販売企業）の変遷を概観する。その後、石炭取引と価格決定について理解するため、日本における燃料用途の石炭（一般炭）の最大需要家である電力事業者に着目し、一般炭調達と価格決定方式について述べる。

2. 豪州石炭産業の発展

豪州で初めて石炭が発見されたのは、1791年のニューサウスウェールズ州（NSW州）東部ニューキャッスル³付近との記録がある。1799年には、同地で豪州初となる石炭生産が開始された。1898年までに豪州国内全ての州で石炭の商業生産が始まったが⁴、資源量の豊富なNSW州とクイーンズランド（QLD州）が石炭産業の中心地であった⁵。1801年のニューキャッスルにおけるインド向け船積み豪州産石炭（豪州炭）の初輸出とされる⁶。

*（一財）日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・国際協力ユニット 石炭グループ 研究主幹

¹ 日本政府は第5次エネルギー基本計画（2018年7月閣議決定）にて、石炭は2030年時点のエネルギー・ミックスで26%を占めると想定している。

² 2017年度に日本が輸入した石炭1億9,284万トンの内、豪州産は1億1,913万トンで、シェアは62%だった。テックスレポート；2018石炭年鑑、p.46

³ シドニー北方に位置する、NSW州内で第二の都市。世界最大級の石炭船積みターミナルを有する。

⁴ Productivity Commission: The Australian Black Coal Industry, Inquiry Report Volume 2: Appendices, Report No.1, 3 July 1998, p. C1

<https://www.pc.gov.au/inquiries/completed/black-coal/report/coal2.pdf#search=%27historical+coal+mine+developer+australia%27>

⁵ NSW州で炭鉱開発が先行し、60年代にQLD州で大型の炭鉱開発が開始されるまで、NSW州内の生産量が豪州産石炭の殆どを占めた。その後、QLD州で開発が進んだ結果、90年代までに両州の生産量が同等になった。前掲The Australian Black Coal Industry, Inquiry Report Volume 2: Appendices, p.C3

2017/18年度生産量（原炭ベース）はNSW州の2.53億トンに対し、QLD州は2.38億トン。前掲2018石炭年鑑、p.181、p.201

⁶ M.B.Huleatt, Bureau of Mineral Resources: Geology and Geophysics, Australian Mineral Industry Quarterly, 34, 1981

<https://www.abs.gov.au/ausstats/abs@.nsf/featurearticlesbytitle/09E60850418239F6CA2570A80011A395>



図1 豪州（CIAウェブサイトより）

豪州で石炭の生産・輸出が急激に増加したのは、第二次世界大戦後である。今日まで続く炭鉱開発、石炭生産・輸出の拡大には、日本企業が需要家、及び開発資金の提供者として大きな役割を果たしてきた。先ず、戦後復興を急ぐ日本での鉄鋼需要の高まりを背景に、QLD州で大規模な炭鉱が開発され、1959年に原料炭の日本向け輸出が始まった⁷。1963年には、初めて日本の商社が豪米企業がQLD州で進める炭鉱開発プロジェクトに参画して資金を提供し、生産した石炭を日本へ販売した⁸。豪州で日本企業が共同開発プロジェクトに参画する初めてのケースで、本事業は海外企業による豪州での資源開発投資のモデルになった⁹。次に、1970年代の二度の石油危機に端を発する原油価格の急騰を受け、石油に代わる発電用燃料として石炭（一般炭）の役割が見直され、豪州からの一般炭輸出が大きく増加した¹⁰。

3. 豪州石炭産業におけるプレイヤーの変遷

ここでは、英領植民地時代の18世紀末から現在まで、豪州石炭産業を牽引した主要プレイヤーの変遷を概観する。筆者は約230年間を5つの時期に大別できると考える。

⁷ 前掲 The Australian Black Coal Industry, Inquiry Report Volume 2: Appendices, p.C2

⁸ 1963年、三井物産が豪 Thies と米 Peabody の Moura 炭鉱ジョイントベンチャーに参画。Australian Trade and Investment Commission; Japanese Investment in Australia, July 2017, p.12

<https://www.anzccj.jp/resources/Documents/Austrade%20-%20Japan%20Investment%20in%20Australia%20-%20launched%2028%20July%202017.pdf#search=%27Nippon+Steel+Australia+investment%27>

⁹ 三井物産ウェブサイト、<https://www.mitsui.com/au/en/company/history/index.html>

¹⁰ 前掲 The Australian Black Coal Industry, Inquiry Report Volume 2: Appendices, p.C2、及び Bill McKay, Ian Lambert and Shige Miyazaki, Australian Geological Survey Organization; The Australian Mining Industry: From Settlement to 2000, October 2000

<https://www.abs.gov.au/ausstats/abs%40.nsf/94713ad445ff1425ca25682000192af2/93136e734ff62aa2ca2569de00271b10!OpenDocument>

1790年代～1960年代
国内資本中心の時代（船会社をはじめとする民間企業＋公営企業）
▼▼▼
1970年代～80年代
海外資本の参入（石油メジャー等の海外企業が参入）
▼▼▼
1990年代～2000年代前半
プレイヤーの顔ぶれが大きく変化（石油メジャーから資源メジャーへ）
▼▼▼
2000年代後半～2010年代前半
更にプレイヤーの顔ぶれが変化（アジア企業が参入）
▼▼▼
2010年代半ば～現在
資源メジャーは事業縮小・撤退（アジア企業、Glencore、豪州専業が買収）

図2 豪州における石炭産業発展の歴史

3-1. 1790年代～1960年代（豪州国内資本中心の時代）

18世紀末以降、豪州では民間企業が炭鉱開発の主役を務める一方、公営企業（州政府所有の電力会社、石炭会社）も炭鉱を経営して補完的役割を演じた¹¹。資金供給の点から見ると、植民地時代の英本国を除けば、1950～60年代まで海外から豪州石炭産業への投資は少なく、国内資本が殆どの資金を供給した。他方、1950～60年代に豪州大手企業による炭鉱買収が相次ぎ、資産の集約化が進んだ¹²。

この時期に豪州石炭産業をリードした NSW 州について詳述する。1810～20年代に NSW 植民地政府が現 NSW 州内に複数の炭鉱を開発し、1830年に Australian Agricultural Company¹³（AAC）へ払い下げた。1840年代に入ると、J. and A. Brown¹⁴（JAS）等、複数の民間企業が石炭産業に参入し、AACの石炭生産独占体制に挑戦した。当時、多額の資金を必要とする炭鉱開発には、蒸気船で石炭海上輸送を担う船会社が出資するケースが多々あった。船会社 Howard Smith¹⁵は1912年に英企業 Caledonian Coal を買収した後、豪州に Caledonian Collieries を設立し、海運業と石炭事業を経営の両輪とした。同じく Adelaide Steamship は1800年代後半に NSW 州ハンターバレーで炭鉱経営権を握り、1922年に Abermain Seaham Collieries（ASC）を設立した。ASC は1931年に上記 JAS と合併し、J. and A. Brown and Abermain Seaham Collieries（JABAS）が誕生した。JABAS は1950年代に豪州最大の石炭会社であった。そして、1960年に JABAS と上記 Caledonian Collieries が合併し、大手石炭企業 Coal & Allied Industries（C&A）が生まれた¹⁶。NSW 州では大手3社の生産シェア合計が1960年の56%（BHP、C&A、州政府系企業）から70年には60%（州政府系企業、BHP、Clutha）へ増加し、国内大手への集約化が進んだ¹⁷。

¹¹ John Wilkinson; Coal Production in New South Wales, Briefing Paper No 10/95, March 1995, p.7

<https://www.parliament.nsw.gov.au/researchpapers/Documents/coal-production-in-new-south-wales/Coal%20Production%20in%20New%20South%20Wales.pdf#search=%27Coal+Production+in+New+South+Wales%27>

¹² 前掲 Coal Production in New South Wales, p.17

¹³ 1824年、英国議会から NSW 州東部 Port Stephen 地域にあった国有地の提供を受け、農地開発企業として英国で設立された。現在、食肉生産企業として存続。 <https://aaco.com.au/about-us/our-history>

¹⁴ スコットランド出身の移民であるブラウン家が創業した。前掲 Coal Production in New South Wales, p.17

¹⁵ 1854年に船会社として創業された。1860年代に NSW、ビクトリア両植民地間の石炭海上輸送事業を開拓。その後、事業を石炭、製鉄、港湾荷役等へ拡大。1979年には石炭大手企業 C&A の経営権を獲得。90年代に事業の売却を進め、2001年に Howard Smith 本体が Wesfarmers（豪州複合企業）に買収された。 https://en.wikipedia.org/wiki/Howard_Smith_Limited

¹⁶ 前掲 Coal Production in New South Wales, p.17

¹⁷ 前掲 Coal Production in New South Wales, p.17～18 掲載のデータに基づく。

3-2. 1970～80年代（石油メジャー等の海外企業が参入）

70～80年代も国内企業が豪州の石炭産業を牽引し、後に資源メジャーに成長する BHP¹⁸、Rio Tinto（当時は CRA）¹⁹も主要プレイヤーだった。NSW 州では 80 年代に国内企業が生産量の 3 分の 2 を占め、C&A²⁰のシェアが最大だった²¹。

他方、この時期に外資系石油会社が相次いで豪州石炭産業へ参入した。二度の石油危機によって事業環境が激変する中、各社が存続をかけて事業多角化を図ったことが背景にあった。先ず、1977～78年に BP が NSW 州最大の輸出量を誇る Clutha を買収した。時を同じくして、Shell が 1977～79年に豪州石炭企業 3 社の経営権を掌握した²²。これに Exxon（現 ExxonMobil）、Caltex（現 Chevron）、ARCO（BP が 2000 年に買収）、Agip（現 Eni）、Total 等が追随した²³。特に積極的に石炭事業を展開したのは、早期参入を果たした BP と Shell であった。NSW 州の 1982/83 年度生産量を見ると、両社は民間企業の中で豪州企業 Howard Smith、BHP に次ぐ 3 位、4 位を占めた²⁴。しかし、両社の事業継続期間には大差があった。BP が 1989 年に全世界の鉱物資源事業を RTZ（前述 CRA の親会社で、現 Rio Tinto）へ売却した²⁵のに対し、Shell は 21 世紀初めまで豪州石炭産業でトップクラスのプレイヤーであった。

3-3. 1990～2000年代前半（石油メジャーから資源メジャーへ）

90 年代半ばまで石炭価格は安定的に低レベルで推移した（原料炭の最上級炭種である強粘結炭は \$45～53/ト、一般炭が \$34～41/ト）。アジアでの石炭需要の増加に合わせ、豪州等で供給力が拡大し、需給がバランスしたためである。

¹⁸ 世界最大の鉱業会社で、豪州と英国の証券取引所に上場。社名の BHP は、創業当時の社名 Broken Hill Proprietary Company Limited の前半部の略。NSW 州南西部 Broken Hill 近郊の銅鉱山開発で会社を興した。2001 年に英鉱業会社 Billiton と合併し、社名を BHP Billiton とした後、2018 年に再度 BHP Group へ変更した。

¹⁹ 当時、英鉱業会社 RTZ の豪州子会社で、豪州証券取引所に上場していた。1995 年に親会社 RTZ と合併し（社名を RTZ-CRA へ変更）、英国と豪州で上場。1997 年に現社名 Rio Tinto へ変更した。

²⁰ C&A 社の最大株主は 1990 年まで Howard Smith（42.1%所有）だったが、1991 年に CRA（70%所有）へ交代した。

BXG, Inc. in association with Barlow Jonker, Pty. Ltd.; Australian Coal 1990 Update, p.II-43、及び前掲 Coal Production in New South Wales, p.18

²¹ 前掲 Coal Production in New South Wales, p.17～18

²² 1977 年に Austen & Butta と Thiess Holdings、1979 年に Bellambi Coal の一部株式を取得した。前掲 Coal Production in New South Wales, p.18

²³ NSW Department of Mineral Resources; Coal in New South Wales, Industry Profile 1984、及び NSW Department of Minerals and Energy; New South Wales Coal Industry Profile 1989, Statistical Information to June 1988、及び前掲 Coal Production in New South Wales, p.18～19

²⁴ NSW 州の 1982/83 年度（1982 年 7 月～1983 年 6 月）石炭生産量は 63.4 百万ト（一部の炭鉱は 1982 年 4 月～1983 年 3 月の生産量）。民間上位 4 社のシェアは Howard Smith（15%）、BHP（13%）、BP（9%）、Shell（7%）だった。前掲 Coal in New South Wales, Industry Profile 1984 に掲載のデータに基づき、筆者が算出。

²⁵ 前掲 Coal Production in New South Wales, p.17

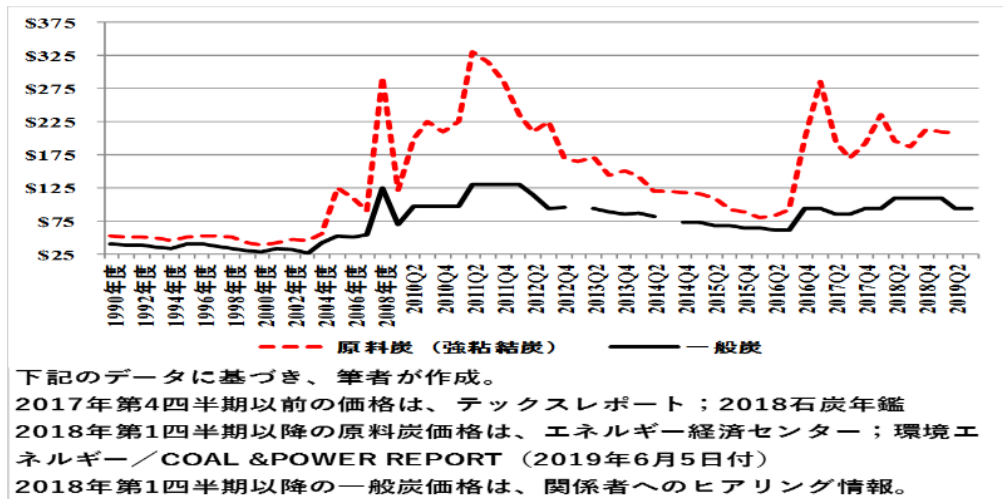


図3 石炭市況推移（1990～2018年）

表1 豪州の石炭生産上位10社（1993年）

順位	社名	シェア (%)	備考（資本、石炭以外の主要事業等）
1	BHP	25.2%	豪州、鉄鉱石・非鉄金属・石油
2	CRA	18.6%	豪州、鉄鉱石・非鉄金属、現Rio Tinto
3	Shell	7.6%	英蘭、石油、2000年に石炭事業から撤退
4	Power Coal	5.5%	NSW州営電力会社の子会社、200年にCentennial Coalが買収
5	Oakbridge	5.3%	豪州、2000年にGlencoreが最大株主に
6	MIM	5.3%	豪州、非鉄金属、2003年にGlencoreが買収
7	Peabody	4.8%	米国、2001年に豪州から撤退し、2002年に再参入
8	ARCO	3.9%	米国、石油、2000年にBPが買収
9	Exxon	3.5%	米国、石油、2000年に石炭事業から撤退
10	Oceanic Coal	2.2%	豪州、1999年にGlencoreが買収
上位3社計51.5%、同5社計62.3%、同10社計81.9%			
(出典) Austrian Coal Report; COAL 1995掲載の一覧表に筆者が備考部分を加筆。			
生産量は精炭ベースで、一般炭と原料炭の合計。社名は何れも当時。			

しかし、1997年のアジア経済危機の発生により著しい供給過剰となり、需要減少と価格急落²⁶のダブルパンチに見舞われた幾つかの企業が炭鉱を売却した。Shell、Exxon等の石油メジャーは軒並み2000年前後に石炭事業から撤退した。他方、需要の回復・成長を信じ、資産価格の下落を好機と見て買収を進めたのは、Rio Tinto、Glencore、Anglo Americanといった資源メジャーだった。同じく資源メジャーのBHPは英Billitonと2001年に合併し、事業基盤を拡大した。米国最大の石炭会社Peabodyは珍しい例で、2001年に豪州石炭産業から撤退した後、2002年に再参入し、現在まで豪州で事業を継続している。

²⁶ 強粘結炭（原料炭の最上級炭種）と一般炭の1996年度と2000年度の価格差（変化率）は各々-\$13.75（-25.7%）、-\$11.55（-28.7%）と大きかった。

表2 豪州の石炭生産上位10社（2004年）

順位	社名	シェア (%)	備考(資本、石炭以外の主要事業等)
1	BHP Billiton	23.5%	豪州、鉄鉱石・非鉄金属・石油
2	RioTinto	19.1%	豪州、鉄鉱石・非鉄金属
3	Xstrata	18.5%	Glencoreの子会社、2013年にGlencoreと合併
4	Anglo American	10.5%	英、非鉄金属、2000年にShellから豪州炭鉱を買収
5	Centennial Coal	4.5%	豪州、2010年にタイ企業Banpuが買収
6	Wesfarmers	3.4%	豪州、複合企業、2017年に石炭事業から撤退
7	出光興産	3.2%	日本、石油
8	Macarthur Coal	2.3%	豪州、2011年にPeabodyが買収
9	Peabody	2.1%	米国、2001年に豪州から撤退し、2002年に再参入
10	Excel Mining	1.6%	豪州、2006年にPeabodyが買収
上位3社計61.0%、5社計76.0%、10社計88.6%			
(出典) Barlow Jonker Pty Ltd.; COAL 2005掲載の一覧表に筆者が備考部分を加筆。			
生産量は精炭ベースで、一般炭と原料炭の合計。社名は何れも当時。			

3-4. 2000年代後半～10年代前半（アジア企業が参入）

「歴史は繰り返さない。でも、韻を踏む。」²⁷とは、米国の作家マーク・トウェインの言葉と言われるが、これは豪州石炭産業にも当てはまるようだ。

2008年に発生したリーマンショックが石炭市場へ及ぼした影響は需要急減と価格急落であり、11年前のアジア経済危機後の状況が再現された。リーマンショック後に豪州で石炭資産を買収した中で、特に目立ったのは中国、タイ、インド等のアジア企業であった（表3参照）。

表3 主な豪州石炭資産売買（2000年代後半～10年代前半）

年	買収者	買収資産(企業、新規プロジェクト)	売却者
2009	Yancoal(中)	Felix Resources	同社株主
2010	Banpu(泰)	Centennial Coal	同社株主
	双日(日)	Minerva炭鉱	Yancoal(中)
	Adani(印)	Carmichaelプロジェクト	Linc Energy(豪)
2011	Yancoal(中)	Gloucester Coal	同社株主
	Peabody(米)	Macarthur Coal	同社株主
2012	Whitehaven(豪)	Aston Resources	同社株主
2013	Jindal Steel & Power(印)	Gujarat NRE Coke	Gujarat(印)

先に日本企業が需要家や資金提供者として、豪州石炭産業の発展に貢献したと述べた。韓国企業も1980年代頃より同様の役割を務めてきた。日韓企業の殆どがプロジェクトにマイナーパートナーとして参画した。出光興産（1990年頃より）や双日（2010年以降）のように過半権益を取得し、オペレーターとして炭鉱を経営するケースは稀だった。リーマンショック後のアジア企業による買収は後者のスタイルで、企業を丸ごと買収するケースが多かった。

²⁷ “History doesn't repeat itself, but it does rhyme.”

3-5. 2010年代半ば～（資源メジャーは事業縮小・撤退）

この時期、石炭価格（特に一般炭）の低迷に加え、金融界における環境等に配慮した企業へ投資する「ESG投資」の拡大傾向を受けて、豪州石炭事業者の中で対応方法が次の3つに分かれた。

- 全石炭事業から撤退

Rio Tinto は市況の長期低迷を受けて、2013年に一般炭事業の売却を表明した。その後、ESG投資の流れが強まるのを見て、原料炭事業にも見切りをつけ、2014～18年に全炭鉱を売却し、石炭事業から撤退した。多角的に事業を展開する豪州企業 Wesfarmers も石炭事業から撤退した。

- 原料炭事業を継続・拡大、一般炭事業は撤退・縮小

BHP は NSW 州南部の原料炭事業、南アフリカの一般炭事業と一部の金属事業を非中核事業と位置付け、2015年に分社化した（社名は South32）。現在、NSW 州とコロンビアに保有する一般炭炭鉱の売却を検討中と報道されている。

South32 は 2018 年に QLD 州の新規原料炭プロジェクト（50%）を買収する一方、南アフリカ一般炭炭鉱の売却に向けた作業を進めている。

Anglo American は 2015 年に一般炭炭鉱の売却方針を表明し、2016 年に実行した。日本の複数の総合商社も原料炭事業を継続する一方、一般炭資産を売却した。

- 一般炭事業も継続（または新規参入）

Glencore は原料炭事業を拡大し、一般炭事業も継続するが、ESG投資の流れに配慮し、2019年2月に石炭生産量の上限を現行レベルにとどめる方針を明らかにした²⁸。

中国系 Yancoal は Rio Tinto の子会社 C&A を買収し、豪州で Glencore に次ぐ規模の一般炭生産者となった。インドネシアの Adaro Energy（同国の大手石炭企業）はプライベート・エクイティ・ファンドと共同で原料炭炭鉱を、同じく Salim グループ（大手財閥）は子会社 MACH Energy を通じて新規一般炭プロジェクトを Rio Tinto から買収した。

New Hope、Whitehaven といった豪州の石炭専業企業も炭鉱買収や新規開発を通じて、事業を拡大した。

表4 主な豪州石炭資産売買（2010年代半ば～）

年	買収者	買収資産（企業、炭鉱、プロジェクト）	売却者
2014	Glencore(スイス)住友商事(日)	Clermont炭鉱(50.1%)	Rio Tinto
2015	機関投資家、一般株主	South32を分社化	BHP
2016	New Hope(豪)	Bengalla炭鉱(40%)	Rio Tinto
	MACH Energy (インドネシアの Salimグループ傘下)	Mt. Pleasantプロジェクト	Rio Tinto
	Trust Fund Management(豪)	Foxleigh炭鉱	Anglo American
	Batchfire Resources(豪)	Callide炭鉱	Anglo American
2017	Yancoal(中)	C&A	Rio Tinto
	Glencore(スイス)	C&A傘下のHunter Valley炭鉱(49%)	Yancoal(中)
	Coronado Coal(米)	Curragh炭鉱	Wesfarmers
2018	Glencore(スイス)	Hail Creek炭鉱等	Rio Tinto
	Adaro Energy(インドネシア)等	Kestrel炭鉱	Rio Tinto
	New Hope(豪)	Bengalla炭鉱(40%)	Wesfarmers

²⁸ Glencore は 2019 年 2 月 20 日、「低炭素社会への移行に向けた当社のコミットメント強化」と題したプレスリリースを公表し、石炭生産量の上限を現行レベルにとどめる方針を明らかにした。

<https://www.glencore.com/media-and-insights/news/Furthering-our-commitment-to-the-transition-to-a-low-carbon-economy>

4. 豪州一般炭の対日販売と価格決定

日本で最大の一般炭消費者は電力事業者（以下、JPU²⁹）である。第二次石油危機発生後の1979年5月に開催された国際エネルギー機関（IEA）第3回閣僚理事会で「石炭の利用拡大に関する原則」が採択され、IEA加盟国によるベースロード用石油火力の新設・リプレースが禁止された³⁰。これを受けて、JPU各社は石炭火力の新設を計画し、1986年以降に相次いで運転を開始した。大規模の需要を持ち、長期安定供給を重視するJPUとの取引は、豪州石炭事業者の経営を支える太い柱になった。JPUの調達行動や取引価格は需要の大きさゆえ、国内の電力産業以外の需要家のみならず、海外の需要家にも大きな影響を与えた。

4-1. JPUの一般炭調達

JPU各社は発電計画、一般炭消費計画、調達方針（安定供給と経済性の確保、供給源分散化等）、一般炭市場の状況（需給状況、市況）等に応じて各供給源（輸出国、積出港、石炭事業者）から調達する一般炭を選択し、ターム契約（一年契約または複数年契約）とスポット契約を組み合わせ、必要量の一般炭を調達する。電力販売の自由化以前³¹、JPUは安定供給確保を最優先して必要量の大半をターム契約で調達し、スポット調達は限定的だった³²。

4-2. 一般炭取引価格の決定

1987年度から日本向け豪州一般炭の価格決定において、ベンチマーク方式が採用された。JPUと豪州石炭事業者がそれぞれを代表する交渉者（チャンピオン・ネゴシエイター）を選び、双方のチャンピオンが相対交渉によって一年間の固定価格（ベンチマーク）を決めた。交渉妥結後、チャンピオン以外のJPUと豪州石炭事業者もベンチマークを契約価格として採用した。一年契約は勿論のこと、複数年契約であっても毎年、価格交渉を行い、各年度の取引価格と契約量を決定した。日本側チャンピオンは初代が電源開発、2代目は中国電力であり、3代目となる中部電力が1990年度から1997年度まで務めた。中部電力がチャンピオンだった時期に豪州側では中部電力と複数年契約を締結していたShell（契約銘柄はDrayton炭）、Ulan（Ulan炭）、MIM（Newlands炭）等がチャンピオンを務めた³³。

90年代半ば頃、台湾電力や韓国電力が相対交渉ではなく、入札による調達を増やし、落札者とスポット契約やターム契約（台湾の場合、契約期間は1~7年³⁴）を締結した。こうした動きを見てJPUも入札を導入したが、他国よりも高品質（高熱量、低硫黄、低窒素、低灰分等）の石炭を消費することから、応札者を既存契約先に限

²⁹ Japanese Power Utilities の略。

³⁰ 外務省；わが外交の近況 1980年版（第24号） 第2章 国際経済関係 第5節 資源・エネルギー、原子力及び科学技術問題 1.石油エネルギー

<https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/bluebook/1980/s55-2020501.htm>

資源エネルギー庁；火力発電における論点、2015年3月、p.8

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/005/pdf/005_07.pdf

³¹ 電力の卸売りは1995年に自由化され、電力会社に卸電力を供給する発電事業者（IPP）の参入が可能になった。電力小売りの自由化は2000年3月に開始され、「特別高圧」区分の大需要家（2,000kW以上を受電する大規模工場、デパート、オフィスビル等）へ販売できるようになり、特定規模電気事業者（PPS）が参入した。2004年4月（販売基準を500kW以上の需要家に引き下げ）と2005年4月（同、50kW以上に引き下げ）に「高圧」区分（中小規模工場、中小ビル）へと自由化領域が拡大された。2016年4月に「低圧」区分（家庭や商店）の販売が可能となり、電力販売自由化が完了。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/electricity_liberalization/what/

³² 燃焼実績のない新規炭の燃焼試験を実施する場合や社内他電源（または他社電源）の不調等により追加の石炭需要が発生した場合にスポット調達を実施した。

³³ 通商産業省資源エネルギー庁石炭部監修；コール・ノート1996年版、p.131、同1997年版、p.127

³⁴ 前掲 The Australian Black Coal Industry, Inquiry Report Volume 2: Appendices, p.D14

定することが多く、調達量は大きくなかった。

4-3. JPUの一般炭調達、価格決定方式の変化

その後、JPUは事業環境と一般炭市場の大きな変化（電力販売自由化に伴う競争激化、総括原価方式³⁵の廃止、一般炭スポット市場の拡大、スポット価格指標〔インデックス〕の普及³⁶、市況変動幅の拡大、等）を受け、調達方法と価格決定方式を変更した。

まず、1998～99年頃にチャンピオン交渉からJPU各社による個別交渉へ移行した。長らくチャンピオンだった中部電力が豪州の大手事業者と合意する価格の市場における影響力は大きく、他のJPUや豪州石炭事業者が交渉中に参照する価格（Reference Price：RP）と位置付けられるようになった（レファレンス価格方式）。但し、ベンチマーク方式とは異なり、RPを下回る価格で契約されることもあった。

2002年度価格交渉では、中部電力と東北電力が並行して豪州側との交渉を展開した。日本側と豪州側の要求の開きが大きく、交渉は長期化した。最終的に2社は前後して異なる価格で合意に至った³⁷。これを契機にJPU各社による個別交渉が本格化した。レファレンス価格方式は形を変えて、現在まで続いている。

JPUは事業環境や市場が大きく変化する状況下、調達の安定性と経済性を確保するため、様々な取り組みを進めており、以下はその一例である（順不同）。

① ターム契約時期の分散

長らく、JPUの一般炭調達では、日本の会計年度に合わせて4月初めに始まり、3月末に満了する「4月起し契約」が大半であった。市況変動幅の拡大（図4参照）を受けて、JPUは契約開始時期の分散を進めた。7月、10月、1月等に始まるターム契約を「期ずれ契約」と総称し、各々「7月起し契約」、「10月起し契約」、「1月起し契約」と称する。定量的分析はないが、電力事業者のターム契約による調達量では「4月起し契約」が最も多く、次に「10月起し契約」が多いと言われる。「4月起し契約」と「10月起し契約」では、東北電力が豪州石炭事業者（通常、Glencore）と合意する価格がRPになっている。

② インデックスリンク価格（変動価格）の導入

市況変動幅の拡大に伴い、固定価格に潜むリスクを回避するため、時々刻々と変化するインデックスにリンクさせた価格（インデックスを基準とする価格フォーミュラ。例えば、インデックス+\$2）で契約する。金融機関と価格変動リスクをヘッジする契約を締結した上で、市場動向を注視し、価格上昇を予測した時点で価格を固定化する企業もある。

5. 石炭利用の将来展望

世界で石炭の利用に対する逆風が強まる一方、経済成長に伴ってエネルギー需要は増え続けている。石炭利用の将来を決する上で、石炭の優れた特性（世界に広く分布し、経済性と供給安定性に優れる、等）の中でも経済性が最重要である。環境コストも勘案した上で、他のエネルギー源との経済競争で石炭が優位性を維持できなければ、石炭の利用継続に意義を見出すことは難しい。他方、製鉄原料としてだけでなく、発電用燃料としても石炭の利用を継続することで、エネルギー源の多様化・分散化に繋がり、特定資源や特定技術に過度に依存するリ

³⁵ 資源エネルギー庁ウェブサイトを参照。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/fee/structure/pricing/

³⁶ 2001年、石炭関連企業8社（Anglo American、BHP、Glencore、Rio Tinto、電源開発、伊電力 Enel、独電力 Uniper 等）の出資により英国で設立された globalCOAL (<https://www.globalcoal.com/>) が石炭の電子取引市場を提供し、スポット価格指標を公表している。同社のニューキャッスル積み豪州一般炭価格インデックス（NEWC インデックス）が日本向け一般炭取引において主要な価格指標となっている。

³⁷ 5月初めに中部電力が豪州側と2002年度価格を\$31.85で合意した後、同月中旬に東北電力が\$28.75程度で合意した。テックスレポート；2003石炭年鑑、p.6

スクを低減することができる。こうした観点から、供給国と消費国における石炭の供給・消費関連コストの削減に加え、更なる技術開発（石炭利用技術、CCUS等）の推進により環境コストを低減し、石炭の経済性を維持する必要があると思量する。

参考文献

- 1) テックスレポート；石炭年鑑（2010年版から2018年版）
- 2) Productivity Commission; The Australian Black Coal Industry, Inquiry Report Volume 2: Appendices, Report No.1, 3 July 1998
- 3) Productivity Commission; The Australian Black Coal Industry, Inquiry Report Volume 1: Report, Report No.1, 3 July 1998
- 4) M.B.Huleatt, Bureau of Mineral Resources, Geology and Geophysics; Black Coal in Australia, Australian Mineral Industry Quarterly, 34, 1981
- 5) Australian Trade and Investment Commission; Japanese Investment in Australia, July 2017
- 6) Bill McKay, Ian Lambert and Shige Miyazaki, Australian Geological Survey Organization; The Australian Mining Industry: From Settlement to 2000, October 2000
- 7) John Wilkinson; Coal Production in New South Wales, Briefing Paper No 10/95, March 1995
- 8) BXG, Inc. in association with Barlow Jonker, Pty. Ltd.; Australian Coal 1990 Update
- 9) NSW Department of Mineral Resources; Coal in New South Wales, Industry Profile 1984
- 10) NSW Department of Minerals and Energy; New South Wales Coal Industry Profile 1989, Statistical Information to June 1988
- 11) Australian Coal Report; COAL 1995
- 12) Barlow Jonker Pty Ltd.; COAL 2005
- 13) 経済産業省資源エネルギー庁石炭部監修；コール・ノート1996年版、同1997年版

欧州におけるガスの低炭素化・脱炭素化の動き —静かに活況を呈するバイオメタン市場—

吉田 昌登*

はじめに

近年、欧州において、ガスの低炭素化・脱炭素化に向けた取り組みが活発化している。背景には、電力部門においては石炭火力のダイベストメントや太陽光・風力発電等の再生可能エネルギーの急速な普及といった「脱化石燃料」に向けた取り組みが大きく進展している一方、これまでのところ熱・産業・交通部門における取り組みはそれ程進んではおらず、欧州の機関投資家を中心に、将来の温室効果ガス削減目標の達成に向けて、ガスの低炭素化・脱炭素化にスポットライトが向けられていることがある。本稿では、欧州におけるガスの低炭素化・脱炭素化の進展の背景、及び最新動向を整理・分析するとともに、そこから得られる本邦企業へのインプリケーションについて考察する。

1. ガス事業を取り巻く世界的な動き

1-1. 温室効果ガス削減の議論

2015年に開催されたCOP21では、21世紀後半に世界全体の温室効果ガス(Green House Gas, GHG)のネットゼロ達成を目標とすることが合意された(通称「パリ協定」)。2019年12月のCOP25では、2050年のGHGネットゼロ目標の確認やその前段階としての2030年における各国目標の「野心的な引き上げ」が期待されていたものの最終的に合意は形成されず、本年イギリスで開催される予定のCOP26において合意を目指して継続協議される見通しである。以上より、世界的な低炭素化・脱炭素化の流れは今後一層加速する可能性が高い。

1-2. 低炭素化・脱炭素化に向けた再生可能エネルギーの普及・拡大

2050年のGHG削減目標の達成に向けては再生可能エネルギー(以下、再エネ)電源による電化の進展が鍵になると考えられている。近年、急激なコスト低下や各国の政策目標の引き上げが後押しとなり非化石燃料電源としての太陽光発電・風力発電等の再エネの普及が大きく拡大しており、2018年度には世界の総発電量に占める再エネシェアは25%に達した(水力16%を含む、図1)。過去5年以上にわたり平均0.7%ポイント/年でシェアが増加していることから、このペースが今後も継続する場合には2025年には再エネのシェアは1/3を超えるものと予想されており、電力部門ではGHG削減が進展するものと見込まれている¹。一方、最終エネルギー消費に目を向けた場合、電力部門が占める割合は2040年度においても24%と限定的であり、残りはガスを含む熱部門や交通部門他となる見通しである(図2)。よって、2050年のGHGネットゼロ目標の達成のためには熱部門、及び交通部門の低炭素化・脱炭素化に向けた対策が必要不可欠となるものと考えられている。

* (一財)日本エネルギー経済研究所 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 研究主幹

¹ 二宮、一般財団法人日本エネルギー経済研究所 2019年12月23日 第434回定例研究報告会資料

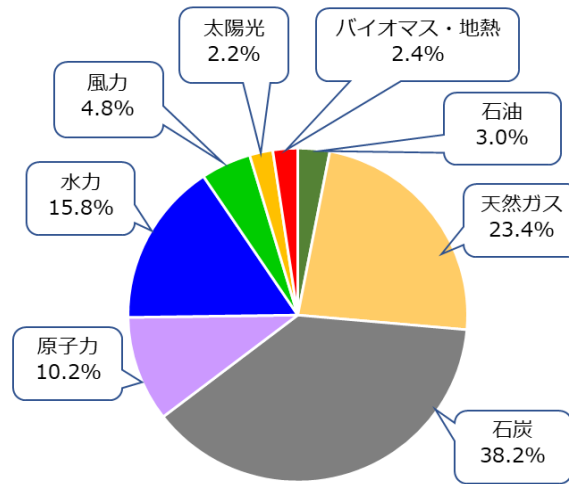


図1 世界の電源別発電量割合 (2018年)
 (出典) BP Statistical Review of June 2019 を基に筆者作成

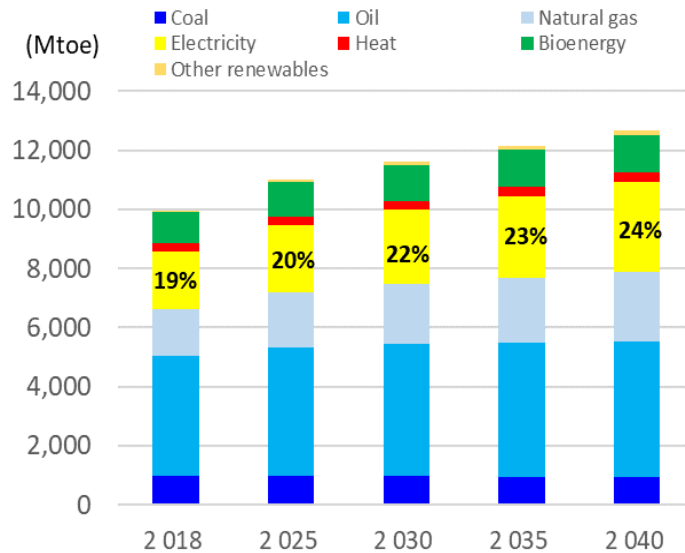


図2 世界の最終エネルギー消費見通し
 (出典) IEA World Energy Outlook 2019 (Stated Policies Scenario)を基に筆者作成

1-3. 欧州で先鋭化するガスの低炭素化・脱炭素化の議論 —天然ガスも究極は「化石燃料」という論調—

これまで天然ガスに対する一般的な受け止め方は「クリーンで安全」というものであったが、昨今、ガスに対して欧州とそれ以外の国・地域における考え方の違いが先鋭化してきている。再エネが主力電源として広く普及するまでのトランジション・ピリオドにおいては天然ガスが中心的な役割を果たすとの見方に変わりはないが、2030年を見据えた現在、欧州では、更なるGHG削減のためのエネルギーミックス実現に向けてより踏み込んだ議論が喚起されており、熱部門としてガスに対する見方が厳しくなっている。具体的には、欧州委員会は本年半ばを目途に、井戸元から最終需要家までのガスのサプライチェーン全体におけるライフ・サイクル・アセスメント(Life Cycle Assessment, LCA)評価によるGHG排出量の把握・評価制度を発表すべく現在準備中である。これまで同様、天然ガスがクリーンなエネルギー源として存在感を發揮し続けるためには一次エネルギーとして経済的競争力の維持に加えて、かかるLCA評価においてもクリーンであることの証明が求められる可能性が高

い。ガスの低炭素化・脱炭素化にはバイオメタン、天然ガス改質とCCUSによるブルー水素、及び再エネ発電での水の電気分解によるグリーン水素の役割が期待されている²。水素の普及に向けては製造・物流コストの大幅な低減が必要となるが、それらは未だ実証段階にある。また、既存パイプラインの交換も必要となり、ガス供給事業者は巨額の投資負担に直面することになる。よって、既存インフラの有効活用と技術・商業面での実現可能性の観点より、この点からも昨今特に欧州においてバイオメタンへの関心が高まっているが、以下ではバイオメタンの製造プロセスと技術的優位性、市場動向、及びそれらを背景とした欧州ユーティリティ企業の動向を見ていく。

2. バイオメタンの製造プロセス

バイオガスは家畜ふん尿、食品残渣や下水汚泥等の有機性廃棄物を嫌気性発酵させることで生成され、熱電供給システムと併用されることで発電・暖房として利用されるのが一般的である。バイオガスは体積比で約60%のメタンと約40%の二酸化炭素とごく微量の硫化水素を含有するが、高度精製プロセスによりメタンの体積含有率を約90%まで高めるとともに不純物を除去することでバイオメタンが製造され、都市ガスや輸送用途に利用される(図3)。尚、後述のとおり、フランスでは国内ガス供給事業者が固定価格でバイオメタンを購入し、ガス導管に注入してユーザーへ販売している。技術面でのバイオメタンの優位性は以下のとおりである：

- 特段高度な技術を要しない：バイオマスを変換するのは自然界に存在する微生物であり、元来自然界に存在する生化学変換プロセスが主たる交換エンジンである。既に確立された技術であり工業スケールでの生産・利用が可能である。
- 高エネルギー回収率：嫌気性発酵で微生物が利用するエネルギーは分解前の有機物が有するその2%程度であり、分解後のガス体にはエネルギーの約98%が保存される効率的なプロセスである³。
- 有機物循環：残渣は肥料として利用可能であり循環型社会実現の一助となる。

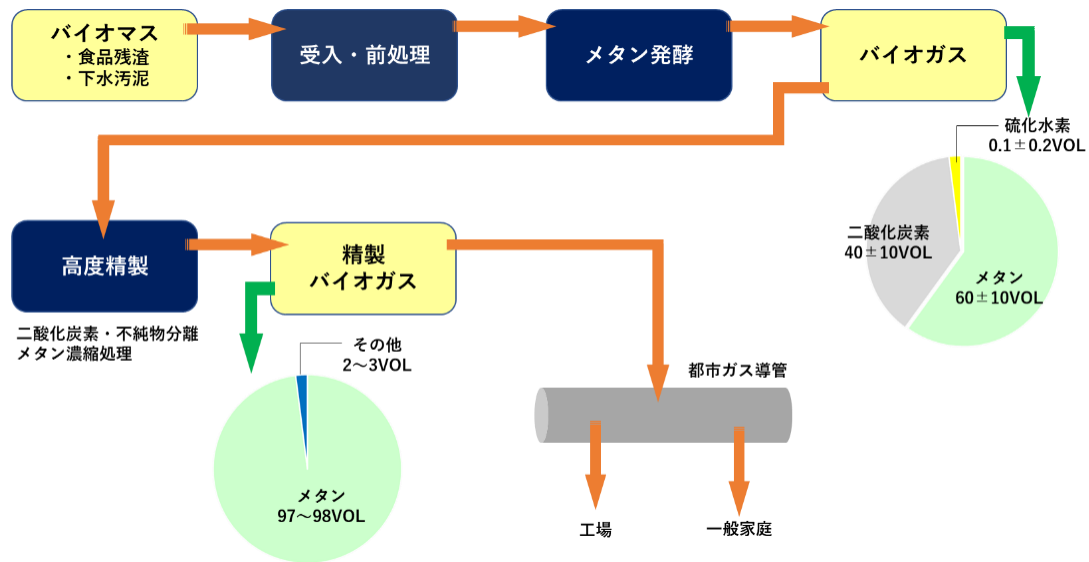


図3 バイオメタン製造プロセス

(出典) 一般財団法人 新エネルギー財団 (www.asiabiomass.jp/topics/0912_03.html)を基に筆者作成⁴

² Jonathan Stern, Narratives for Natural Gas in Decarbonising European Energy Markets, Oxford Institute for Energy Study, p.16.

³ 中島田、西尾ほか、バイオガスの最新技術 (地球環境シリーズ)

⁴ 大阪ガスの「バイオガス購入要領」〈別表1〉 ガス組成等の基準(<https://ene.osakagas.co.jp/price/pdf/biogas.pdf>)において標準熱量(45MJ/m3N)、総発熱量(44.2~46.0MJ/m3N)、二酸化炭素上限値(0.5vol%以下)等が呈示されている。

3. バイオガス・バイオメタン市場の動向

3-1. バイオガス・バイオメタンの生産量推移

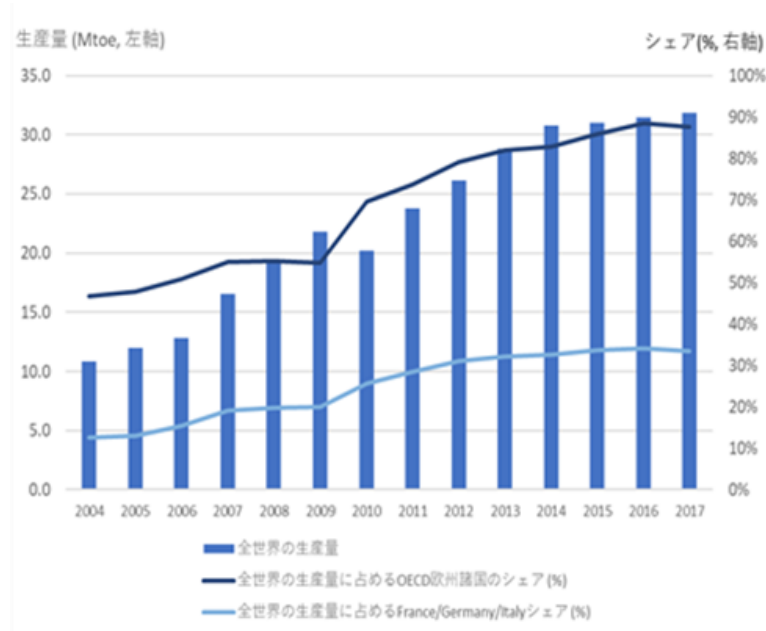


図4 世界のバイオガス生産量推移
(出典) IEA World Energy Outlook 2019 を基に筆者作成

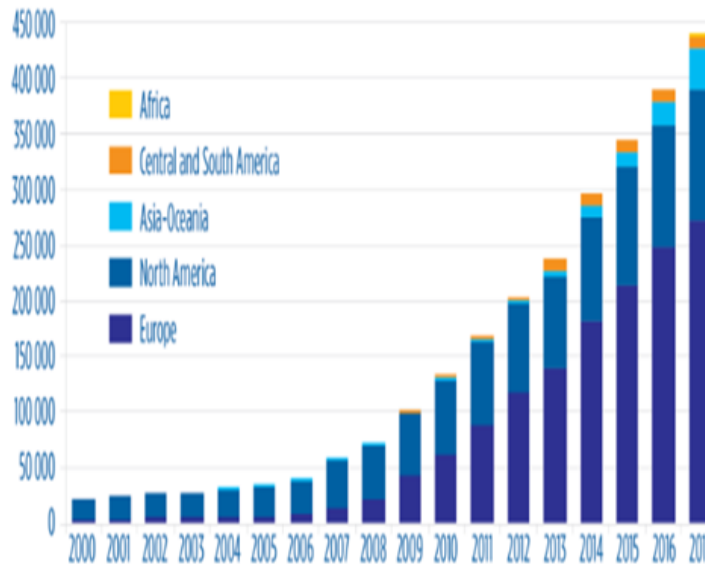


図5 世界のバイオメタン生産量推移 (m3/時)
(出典) CEDIGAZ⁵

⁵ CEDIGAZ, Global biomethane market: green gas goes global, <https://www.cedigaz.org/global-biomethane-market-green-gas-goes-global/>

世界のバイオガス市場は2006年以降拡大してきたが2014年以降は若干頭打ちの状況にある(図4)。

市場拡大の牽引役はOECDに加盟する欧州諸国であり、2017年の世界のバイオガス生産量に占めるOECD諸国の市場シェアは約90%、上位3国であるフランス・ドイツ・イタリア合計でのシェアは約1/3である。

同様に、世界のバイオメタン市場は2007年以降大きく伸長し2017年には30億m³に達している(図5は時間当たりの生産量であり8,760時間で算定)。バイオメタンは欧州19カ国で生産されており、2017年の生産量は20億m³と世界における市場シェアは60%超に達している。

3-2. バイオメタン生産量見通し

IEA World Energy Outlook 2019の「持続可能な開発シナリオ(Sustainable Development Scenario)⁶」によれば、世界の天然ガス需要は2020年までに2018年需要の10%増水準まで伸長するが、GHG大幅削減を動機として先進国の天然ガス需要は2020年台には大きく減少に転じはじめ、次第に水素やバイオメタン等の低炭素ガス需要が拡大する見通しである(図6)。そのため、既存のガスグリッドは低炭素ガス輸送のためのインフラとして再定義・改良されると述べられている⁷。

低炭素ガス需要は2025年以降拡大を続け、2040年にはガスグリッドで輸送される低炭素ガスの量は230Mtoe超と全世界のガス供給量の7%に相当に達する見通しにあり、その内訳の90%近くがバイオメタンとなっている(図7)。バイオメタンは天然ガスと殆ど同じ性状のため、ガスグリッド等の輸送インフラ、及びユーザー側インフラの改良が不要である点は既存事業者にとり大きな利点となる。そのため、バイオガスは電化が困難な産業・交通部門への適用が見込まれており、バイオマスの潜在賦存量が大きく政策支援もある中国・インドを中心としたアジア・大洋州での伸長が見込まれている(図8)。

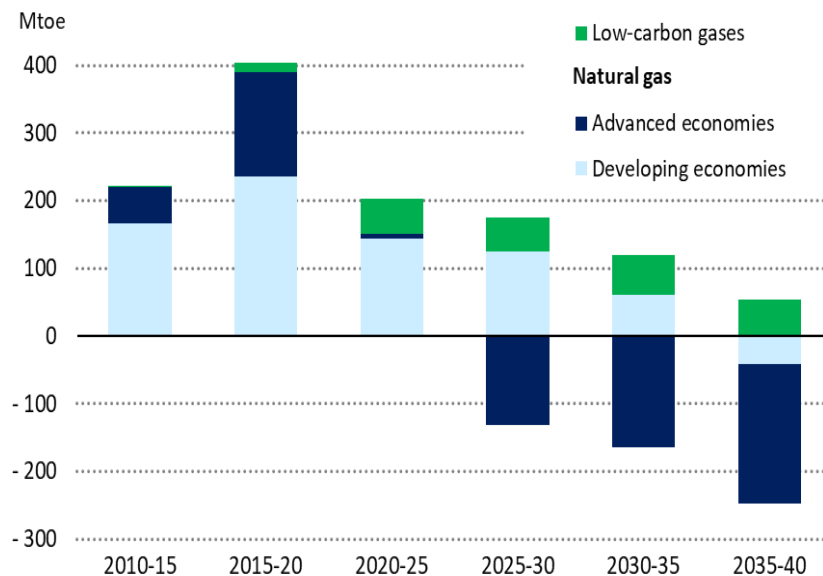


図6 世界のガス需要の変化 (2010-2040)

(出展) IEA World Energy Outlook 2019 を基に筆者作成

⁶ 気候変動に関する政府間パネル(IPCC)の1.5°C上昇を達成するための道程を示すシナリオ

⁷ IEA World Energy Outlook 2019, Chapter 13, “ p.577.

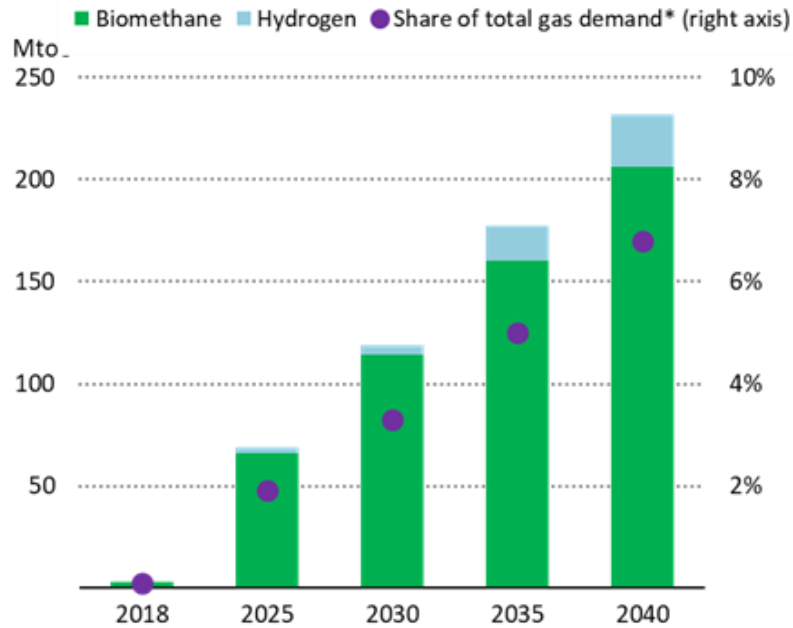


図7 低炭素水素・バイオメタンのガスグリッド導入量
(出展) IEA World Energy Outlook 2019 を基に筆者作成

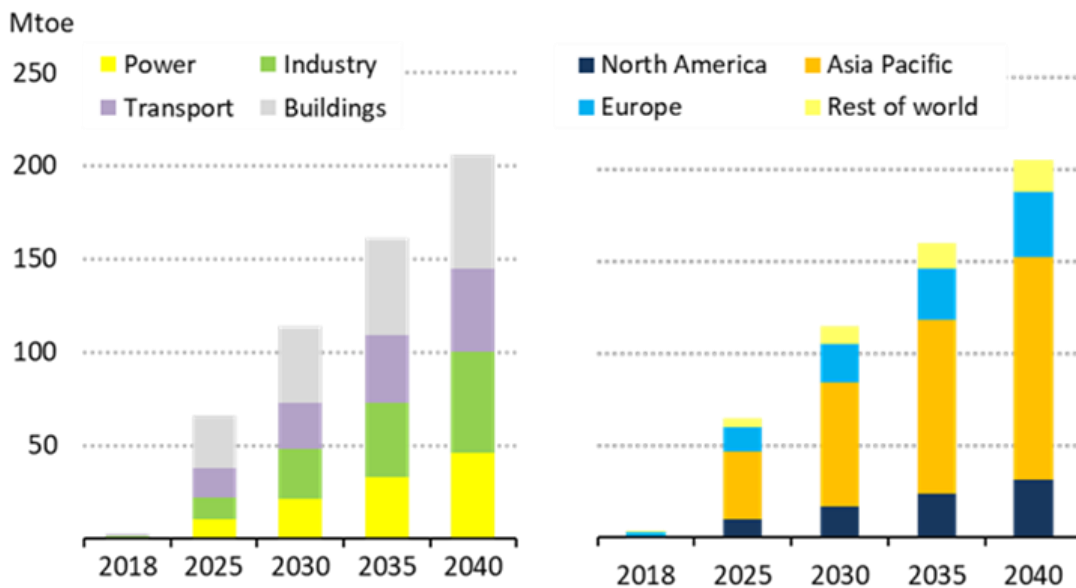


図8 セクター別・消費地別バイオメタン消費量
(出展) IEA World Energy Outlook 2019 を基に筆者作成

尚、欧州のバイオガス・バイオメタン生産量見通しについて、European Biogas Association (EBA)は2030年にはバイオガス・バイオメタン合計での生産量が EU 全体のガス需要の10% (500 TWh)に、Gas for Climate initiatives は2050年には同22% (1,072 TWh)にそれぞれ達する可能性があるものと予想している(図9)⁸。

それでは次章以降、欧州諸国のなかで特にバイオガス・バイオメタンの普及が進んでいるフランス・ドイツの

⁸ EBA, Biogas Basics

最新動向を確認していく。

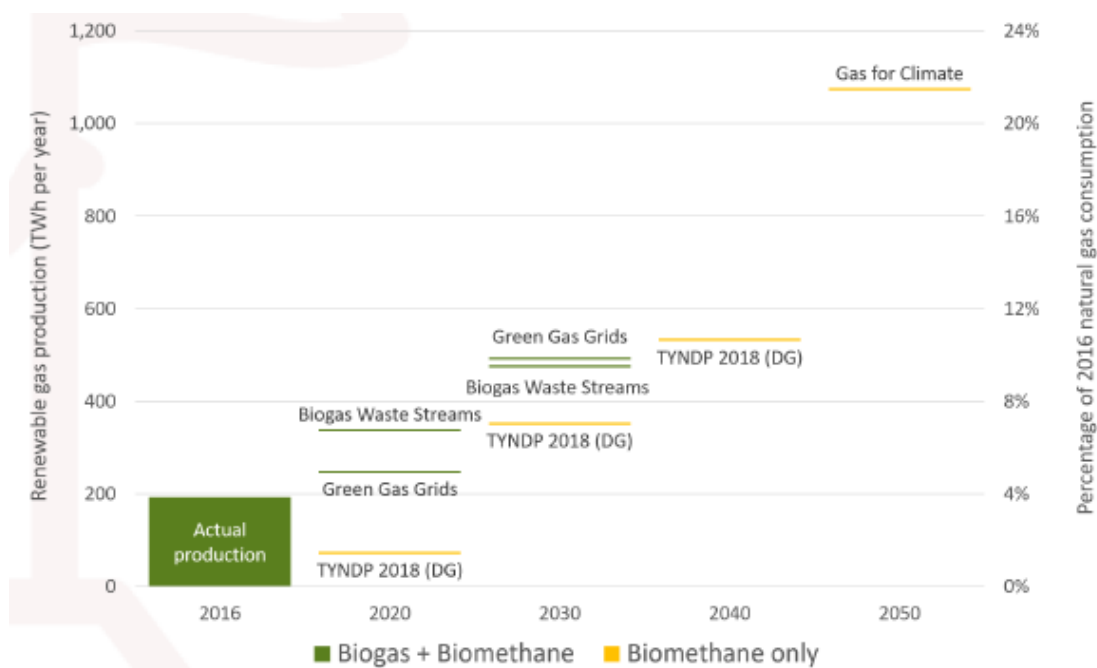


図9 欧州におけるバイオガス・バイオメタン生産量見通し
(出典) EBA, Biogas Basics

4. フランス・ドイツにおける最新動向

表1 フランス・ドイツのFIT制度サマリー (EUR/kWh)

国 (期間)	バイオガス(発電)(*)				バイオメタン(ガス)**		風力(参考)		太陽光 (参考)	バイオマス (参考)
	有機廃棄物	堆肥	都市ゴミ	下水汚泥	埋立ガス	その他	陸上	洋上 (***)		
フランス (20年) (****)	80kW : 0.175、500kW: 0.15 80kW超500kW未満は上記用いて線形計算 原料の60%以上が家畜堆肥の場合0.05を上乗せ				0.064~ 0.095	0.045~ 0.095	N.A.	浮体式のみ 0.05~0.23	様式・容量 に依拠 (≤100kW)	N.A.
ドイツ (20年) (****)	0.1305~ 0.1488	0.2314	0.0566~ 0.0817	0.0566~ 0.0649	N.A.	N.A.	0.0466~ 0.0838	0.039	0.0891~ 0.127	0.0571~ 0.1332

(*) ドイツ：熱電併給義務あり。
 (**) プレミアムは次のとおり。都市ゴミ：0.05、下水汚泥：0.039、農業廃棄物：0.02~0.03(設備容量で変動)
 バイオメタン(ガス)の買取期間は15年
 (***) ドイツ：2021年1月1日までに運転開始の場合、当初12年間は特別レート0.194(=上記ベースレートに0.155を上乗せ)を適用
 フランス：期間15年。当初10年は0.23、残り5年は年間操業時間に応じて0.05~0.23を適用
 (****) ドイツ：0.002~0.004の固定減額値、及び普及度に応じてmin. ±0.5~max. 1.0%(年率)の変動退行率も適用
 フランス：風力、太陽光、バイオガス、水力は、タリフ額の20~60%につき、労務費、産業生産コストを勘案し退行率を適用

(出典) Renewable energy policy database and support, Ecofys and adelphi 等より筆者作成⁹ 10

⁹ Renewable energy policy database and support, “<http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-eeg-feed-in-tariff/lastp/135/>”

¹⁰ Ecofys and adelphi, “<https://www.euki.de/wp-content/uploads/2018/09/fact-sheet-bio-methane-support-policy-fr.pdf>”

4-1. バイオガス・バイオメタンに関する政策動向(表1)

フランスのバイオガスの固定価格買取制度(Feed-In-Tariff、FIT)の導入は農業大国としての農家保護が主な目的であった。現在、80kW超500kW未満の設備容量のバイオガス発電にはFITが適用されており、原料の60%以上が家畜由来の堆肥の場合、0.05(EUR/kWh)が上乗せされる。フランス政府は2050年までに国内ガス供給を100%バイオガス・バイオメタン等の再生可能ガスに切り替えることを検討中であり¹¹、ガス供給事業者によるガスグリッドでのバイオメタン買取にもFITが導入されている。これが同国におけるバイオメタン生産の急速な拡大の原動力となっている。尚、バイオメタンのFITに関しては、最終消費者によるトレースが可能となるよう原産証明制度(Guarantee of Origin)が導入されている点も特徴的である。

他方、ドイツでは2000年に優遇政策として同国版FITであるRenewable Energy Sources Act (EEG)が導入されたこともあり、2018年時点で約9,000カ所もの小規模分散型バイオガス発電プラントが建設・設置された¹²。2009年にはEEG見直しによりバイオガスからバイオメタンへのアップグレード(バイオガス中の二酸化炭素やその他不純物の除去等の高度精製によるバイオメタン化)には買取価格にボーナスが加算されることになったことでアップグレードが多数実施されたが、2014年のEEG見直しによるボーナス廃止に伴いバイオメタンへのアップグレード件数の伸びは急速に鈍化しその後頭打ちとなった¹³。現在も国内ガス供給事業者によるガスグリッドでのバイオメタン買取は義務化されているが、一歩踏み込んでガス供給の再生可能ガスへの100%切り替えを政策的に押し進めようとしているフランスとは異なり、ドイツではバイオメタン生産者への政策面でのインセンティブは特設設けられていないため、現在殆どのバイオガスは発電され売電されている¹⁴。その後、2017年のEEG見直しによりFITは入札制度に移行したが¹⁵、既存のバイオガス発電事業者の多くは2030年までにFIT期間が終了する見通しであり、経済性の悪化による操業停止を危ぶむ声もある¹⁶。

4-2. ユーティリティ企業の動向

フランス：ENGIEは化石燃料由来ガス供給事業者から”総合環境サービス企業”へ転換

続いてフランス最大のガス事業者であるENGIEの動きをみていく。ENGIEは今後10年間で世界の人口は9%増加し、それに伴い廃棄物産出量は70%増加するものと予想しており、バイオガス、及びバイオメタンに大きなポテンシャルを見出している。2030年に国内ガス供給ネットワークへの10%(5TWh/年のバイオメタン生産)、2050年には国内ガス供給ネットワークの100%をバイオガス・バイオメタン、及び再生可能エネルギー由来の水素に切り替えることを目標に掲げており¹⁷、向こう5年間でEUR800million、2030年までにEUR2billionを再生可能ガス開発に投資することを表明している(図10)¹⁸。

この方針に沿い、ENGIEは2019年2月に同国バイオメタン生産事業者であるVol-V Biomasseを買収、既存分70と併せ80のバイオメタン生産ポートフォリオを保有した¹⁹。一方、時を前後して2018年7月にはTOTALに全世界のLNGビジネスを売却。化石燃料由来のガスを中心とした従来のビジネスモデルからの脱却を図りつ

¹¹ GRDF, <http://www.grtgaz.com/fileadmin/medias/communiqués/2018/EN/Etude-mix-gaz-100-pourcent-renouvelable-EN.pdf>

¹² Ifri, Biogas and biomethane in Europe Lessons from Denmark, Germany and Italy, https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/mathieu_eyl-mazzega_biomethane_2019.pdf, p.36.

¹³ Ibid. p.37.

¹⁴ Ibid. p.40.

¹⁵ Ibid. p.43.

¹⁶ Ibid. p.49.

¹⁷ ENGIE plans to go green via biogas and renewable hydrogen, “<https://www.reuters.com/article/us-engie-biogas/engie-plans-to-go-green-via-biogas-and-renewable-%C2%ADhydrogen-idUSKBN1DY22D>”

¹⁸ ENGIE to mobilize €800 million to develop green gases in the next five years in France “<https://www.engie.com/en/journalists/press-releases/800-million-development-green-gases-france>”

¹⁹ ENGIE IR資料, <https://www.engie.com/en/journalists/press-releases/acquisition-vol-v-biomasse-frances-leading-biomethane-producer>”

つ、脱炭素化・低炭素化に業態転換を着実に且つ急ピッチで進めている²⁰。前述のフランス政府の政策、及び欧州における機関投資家等によるガスの低炭素化・脱炭素化への強い圧力を踏まえたバイオメタンの全バリューチェーンへの関与に取り組んでいる。

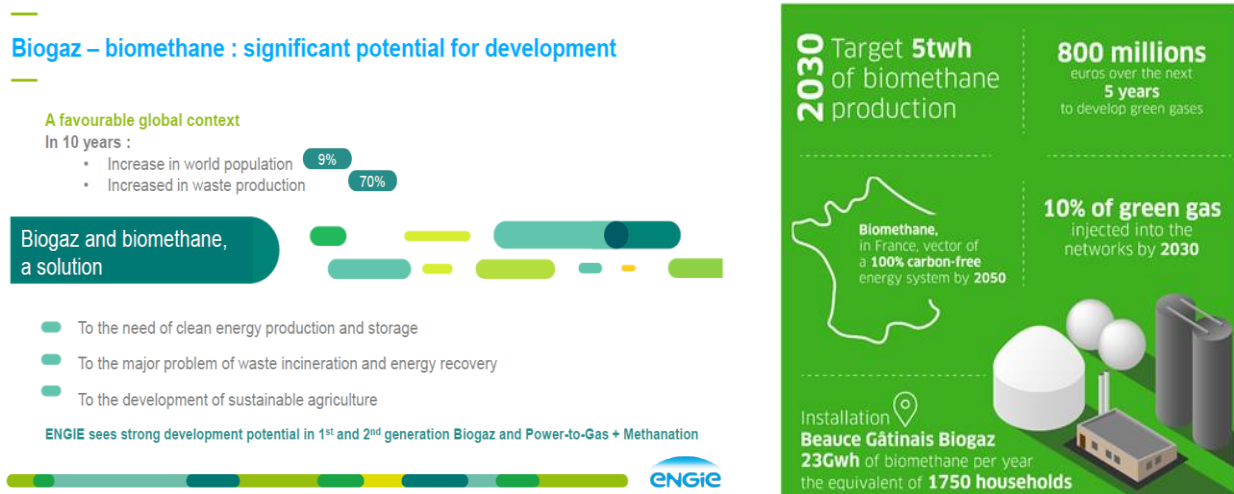


図10 バイオガス・バイオメタンに関する ENGIE の戦略
(出典) ENGIE IR 資料^{21 22}

ドイツ： Power to X に注力（再エネ対策コスト増加を見越した大手プレーヤー同士の合従連衡）

続いて、ドイツにおけるユーティリティ企業の動向を確認したい。2019年9月、RWEは2040年までにカーボンニュートラルを目指し年間で EUR 1.5 billion のネット投資を実行する計画を発表した²³。また、E.ONは2050年にカーボンニュートラルを目指すとして、2030年に自社事業領域からのカーボンエミッションを30%削減(2016年対比)し、顧客への電力販売のうちカーボンエミッションを50%削減する(kWhあたり、同2016年対比)ことを表明した²⁴。この流れを受けて、2019年9月、E.ONは同業他社であるRWEの再エネ子会社であるinnogyの76.8%株式を取得(既存株式持分と併せ同社株式の90%を保有)、存続会社であるRWE Renewablesは世界第4位、欧州第3位の再エネ会社となった(図11)²⁵。

2019年にドイツ政府は2038年に石炭火力発電所を停止することを決定。RWEはこれにより2030年までに全従業員の1/3にあたる6千人の削減が必要であり、発電所や炭田の閉鎖等に伴う経済的損失はEUR 350 millionにのぼることを表明した²⁶。大きくコスト低減が進んできた風力・太陽光発電であるが、石炭火力発電と比較してコスト競争力を発揮しているのは日照条件や風向に恵まれた一部の発電設備といわれており、前述のE.ON/RWEの再エネ子会社統合の動きは、将来の再エネ分野の取組強化によるコスト増加への耐性強化のため

²⁰ TOTAL IR 資料, “<https://www.total.com/en/media/news/press-releases/total-closes-acquisition-engies-upstream-lng-business-and-becomes-world-2-lng-player>”

²¹ Didier Holleaux, “Transformation Plan for Energy Transition”

²² <https://www.engie.com/en/activities/renewable-energies/biogaz>

²³ RWE IR 資料, <https://www.group.rwe/en/investor-relations/news-and-ad-hoc-announcements/news/news-2019-09-30>

²⁴ E.ON Sustainability Strategy, “https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/Documents/en/leitlinien-nachhaltigkeit/strategy/200206_eon_sustainability_strategy.pdf”

²⁵ E.ON IR 資料, “E.ON closes purchase of innogy shares from RWE, <https://www.eon.com/en/about-us/media/press-release/2019/2019-09-18-eon-closes-purchase-of-innogy-shares-from-rwe.html>”

²⁶ Germany’s RWE to cut one in three jobs in \$2.9 billion coal exit deal, “<https://www.reuters.com/article/us-climate-change-germany-jobs/germanys-rwe-to-cut-one-in-three-jobs-in-2-9-billion-coal-exit-deal-idUSKBN1ZF1UX>”

の大手プレーヤー同士の合従連衡の動きと見る事ができる。尚、RWE Renewables の総発電容量の92%、パイプラインプロジェクトの80%を風力発電が占めることから分かれるとおり陸上・洋上風力発電が同社の投資の中心となるが、今後はセクター・カップリングを目的に低炭素化・脱炭素化に向けた新技術として風力発電からの電力を活用した power-to-hydrogen や power-to-gas プロジェクトに経営資源を集中投入していく方針である(図12)²⁷。ドイツの場合、北部に風力発電が集中している一方、南部に需要地が存在するという地理的特性がある。そのため、北部で発電した再エネ由来の電力を南部に送電する必要があるが、送電網が整備されていないため隣国のポーランドやチェコを迂回して送電されている。一方、天然ガスネットワークは国中に張り巡らされていることから、風力発電からの余剰電力をメタネーションによりガスに転換し、国内ガス供給ネットワークで輸送すれば電力網の補完と電力貯蔵が可能となることも狙いにあるものと思われる。

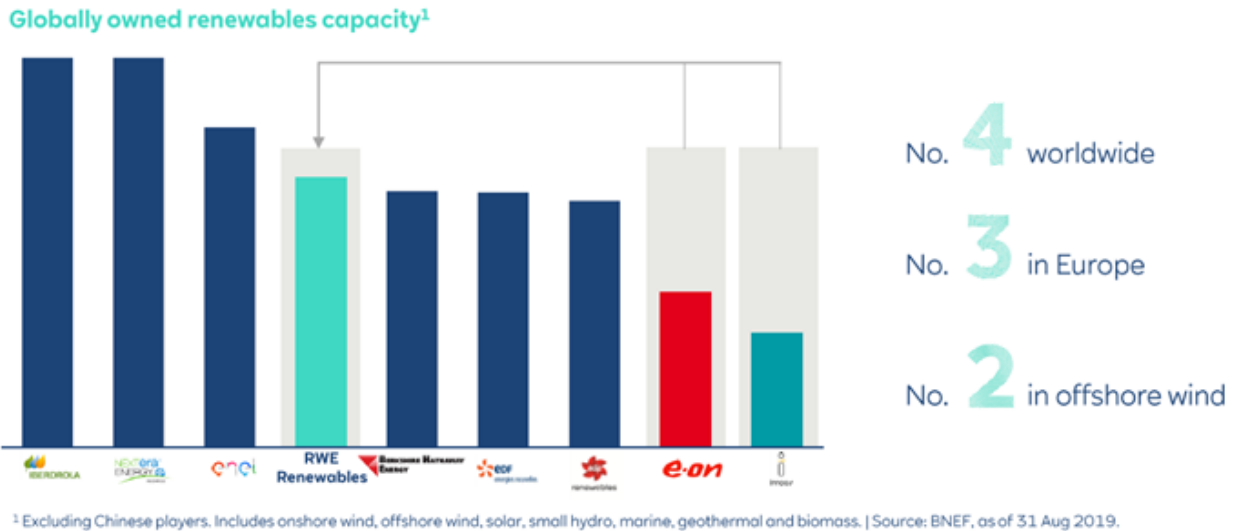


図11 世界における再生可能エネルギー会社シェア
(出典) RWE IR 資料

Sector coupling - power-to-X projects

- Assessment of **power-to-gas** technology
 - Hydrogen** as a storage medium for energy produced from renewables sources
- Feasibility study for a 100 MW power-to-hydrogen plant on the site of RWE's Eemshaven power station linked to the adjacent wind park
 - Installation of electrolyzer that would directly consume power from wind park
- Assessment of pilot project at Lingen (Germany) within the 'GET H2' hydrogen initiative
 - Construction of a 105 MW power-to-gas pilot project






図12 RWE のセクター・カップリングに向けた取組²⁸
(出典) RWE IR 資料

²⁷ RWE IR 資料, “Creating a global leading renewable player Pro forma combine renewable platform As of September 2019”

²⁸ Ibid.

5. 本邦企業へのインプリケーション

それでは、これまでの内容を踏まえ、ガスの低炭素化・脱炭素化の流れを受けての本邦企業のビジネス機会について国内と国外とに分けて述べたい。

5-1. 国内における取組

現在日本では発電分野の再エネの普及・拡大に積極的に取り組んでいる状況にあるが、中長期的にはガスの低炭素化・脱炭素化に向けた対策が必要になるものと思われる。既存の天然ガス供給インフラの有効活用を念頭に、日本ガス協会は「ガスビジョン2030」において分散型エネルギーの進化・再エネ利用の促進としてガスコジェネレーションとともにバイオガスの普及推進を挙げ、ガスグリッドでのバイオガス購入要領の作成・グリーン熱証書の制度検討などに取り組んでいる²⁹。利用可能なバイオマス賦存量から見積もられた理論上のバイオメタン生産可能量は日本全体で5.7百万MJと極めて少量である³⁰。そのため、全国規模でバイオメタンの普及推進を図るのは費用対効果の観点からも望ましいとは言えない。しかしながら、北海道のように酪農が盛んな地域において重点的な普及を目指すことはエネルギー自給率向上の観点からも有意義と思われる。そのためには、一定の普及が見込まれるまでの間においてFIT等の政策インセンティブの導入が不可欠と考える。

5-2. 海外における取組

本邦企業にとっての海外におけるビジネス機会として、FITが導入されている欧州諸国での事業展開の可能性が考えられる。先述のとおり、フランスではバイオメタン買取に関して既にFITが導入され一定の経済性が確保されているものと思われるが、ガスの低炭素化・脱炭素化の流れのなかで、フランスに限らず、ドイツ等の欧州諸国においても近い将来同様の政策インセンティブが導入される可能性があるものと思われる。FIT付きのバイオメタン生産事業は長期安定型事業であることから、ENGIEが買収したVol-V Biomasseのように小規模分散型バイオメタン生産ポートフォリオを有する現地企業への投資・買収は本邦企業にとり有望な事業機会となり得るものとする。ガスの低炭素・脱炭素化の動きは欧州を起点に世界中に広まっていくものと考えられることから、本邦企業にとり比較的強みを発揮し易い東南アジア各国での潜在的な事業機会の捕捉も期待できるものとする。

おわりに

本稿では欧州におけるガスの低炭素化・脱炭素化の動きとそれを背景にしたフランス・ドイツにおける具体的な事例を整理し、それらを踏まえたうえでの本邦企業へのインプリケーションについて考察した。欧州において機関投資家等は「ポスト石炭」としてガスの低炭素化・脱炭素化をガス開発・供給事業者に働きかけており、これを受けて各社はガスの生産・貯蔵・輸送までのバリューチェーン全体における低炭素化・脱炭素化に向けた具体的な取り組みに既に着手している。電力インフラとの比較において、ガスインフラはより効率的にエネルギーを輸送できる手段である。歴史的背景もあり欧州や米国では全土にガスパイプラインが既に敷設されていることから、エネルギーのトランジション・ピリオドにおいて引き続きガスは重要な役割を担うことが期待されている。東南アジアの国々においては経済発展に伴い短期的には底堅いガス需要の拡大が見込まれており、都市部を中心にガスインフラの普及拡大が見込まれる。よって、2050年といった長期的スパンでは、欧州同様、ガスグリッドでの低炭素ガスの普及拡大が予測される。

日本では供給高度化法によってガス供給事業者によるバイオガスの導入とガス供給拡大の方針が示されているが、都市ガス網を通じた熱利用、及びガスの直接利用は僅かにとどまっている。国内では未だ実感が湧きにくい

²⁹ 日本ガス協会, “<https://www.gas.or.jp/pdf/about/gasvision2030.pdf>”

³⁰ バイオマス賦存量・バイオメタン生産量共に農水省資料参照。5.7百万MJは東海ガスの2017年度の都市ガス販売量実績(<https://pps-net.org/gascompany/page/2?gaskey=gas22>)の0.1%程度

が、石炭火力のダイベストメントもそうであったように、遅かれ早かれ欧州発のガスの低炭素化・脱炭素化の流れは全世界に広がるものと予想する。本邦企業においてはこれを対岸の火事で済ませることなく、参考になる海外の事例を積極的に研究のうえ、能動的に対策を講じていかれることを期待したい。また、政府においては欧州を中心とした他国の事例を参考に、国内の特定地域でのバイオメタンの普及・拡大に向けた政策インセンティブの導入やガス供給に関する規制の見直しを期待したい。

【Appendix】 5-2. 海外における取組に関するリファレンス企業

<フランス Vol-V Biomasse>

2009年創業の再エネ事業全般を手掛けるフランス Vol-V グループのバイオメタン事業子会社。プロジェクト開発・建設・操業とバイオメタンの一連のバリューチェーンを手掛け、フランス国内で10カ所のバイオガス生産プラントを保有・運営。2019年2月にENGIEが100%買収。2020年1月、ENGIE子会社のENGIE Biogazと合併しENGIE Biozにて事業展開中。

<ドイツ Landwärme GMBH>

2007年創業のバイオメタン供給、及び輸送サービス事業者。バイオメタントレードの取扱量は2.5TWh/年。90社超のサプライヤーから仕入れたバイオメタンを250社超のユーティリティへ供給。バイオメタン生産者に対してバイオガス生産から天然ガス供給グリッドへのバイオガス混入までのバリューチェーン全体に関するコンサルティングも行っている。現在、ドイツを含む欧州域内の10カ国で事業展開中。

ウラン資源の上流部門◆ Upstream of Uranium Resources

横田恵美理*

1. はじめに

現在日本では、原子力発電所の安全審査が長期化し再稼働時期が見通せない状況である。さらに、再稼働した発電所についても、特定事故等対処施設の設置期限の問題や訴訟リスクにより計画外の運転停止をせざるを得ない状況となっている。そのため、原子燃料の調達についても、従来の長期計画に基づいた調達方法だけではなく、計画外の運転停止にも対応できるようフレキシブルな戦略が必要となるだろう。このような状況で、ウラン資源の上流部門の現状を確認し将来的な展望を予測することは、フレキシブルかつ新しい原子燃料調達戦略を検討する材料を提供するものと考えられる。

ウランは、ウラン鉱山から採取し、精錬、転換、濃縮、成型加工の工程を経て、燃料集合体となり原子炉に装荷される。この一連の工程を、原子燃料サイクルの中でフロントエンドとよぶ。フロントエンドの工程ごとに各々の市場が存在し、様々なプレイヤーが活動している。今回はフロントエンドの中でも最も上流に位置するウラン精鉱市場（転換の前まで）を取り上げ、ウラン資源量や生産量、サプライヤーの変遷、需給とスポット価格の推移をまとめるとともに、将来的な展望について述べる。

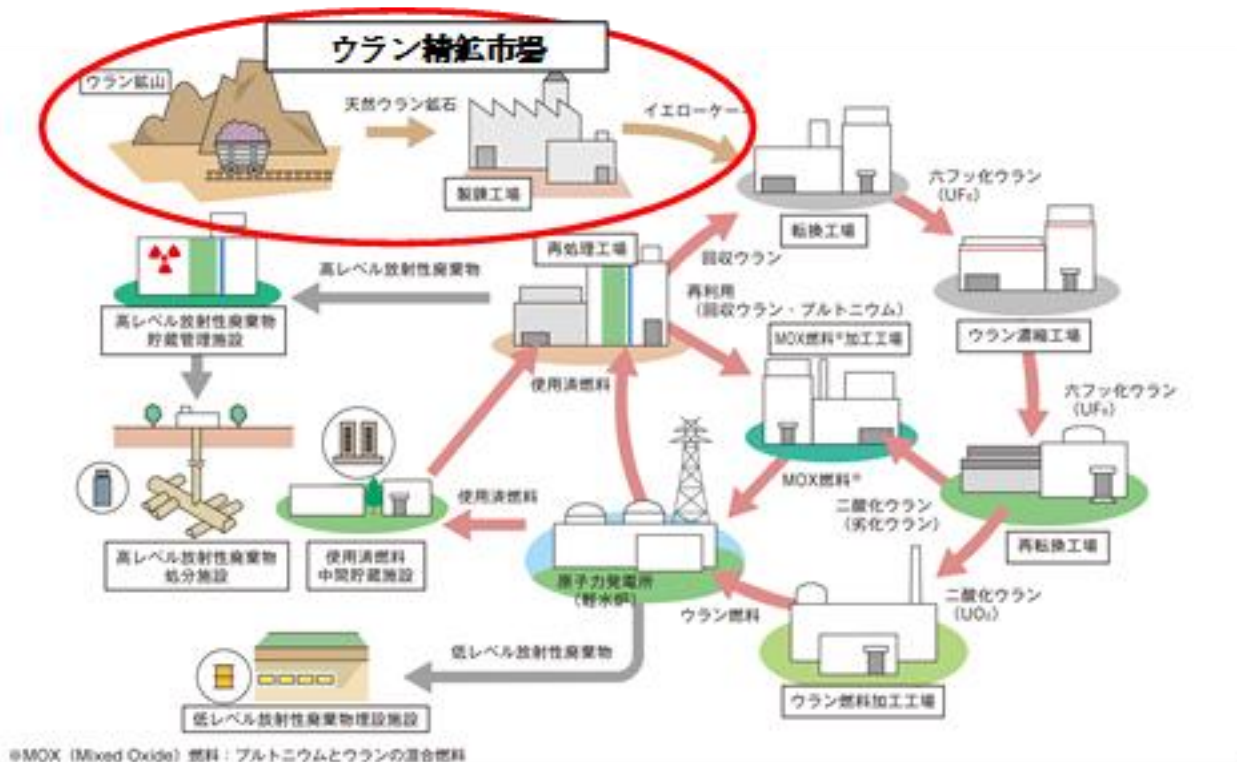


図1 原子燃料サイクル図

(出所) (一財) 日本原子力文化財団「原子力・エネルギー」図面集より作成

◆ 本稿はエネルギー・資源学会誌3月号の論考に加筆し、学会の許可を得て掲載するものである。

* (一財) 日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット 原子力グループ 研究員

2. 主なウラン資源について

ウラン資源には、一次供給源と二次供給源の2つが存在する。一次供給源とは、自然界に存在する天然ウランに由来するものであり、在来型資源と非在来型資源に区分できる。在来型資源は、ウラン鉱山から生産されるウラン資源や金・銀鉱山の副産物として生産されるウラン資源のことをいう。非在来型資源は低品位のウラン資源や副産物として回収可能ではあるが経済性の低いウラン資源をいう。

二次供給源とは、民生用や軍事用として備蓄された天然ウランや濃縮ウラン、使用済燃料や余剰となった軍事用プルトニウムを再処理後に抽出した核燃料のほか、アンダーフィーディング¹や劣化ウランの再濃縮によるウランをいう。

2-1. ウランの資源量について

ここでは在来型資源のうち発見済みの既知資源について見ていく。既知資源は、鉱床の規模、品位、形状が明らかな確認資源と鉱床の規模・特性に関するデータが不十分な推定資源から構成され、世界各地に存在する。一般的に「ウラン資源」という場合、確認資源と推定資源を合計した既知資源を指すことが多い。図2に示すとおり既知資源の多くは豪州をはじめとした比較的政情が安定した国に分布している。

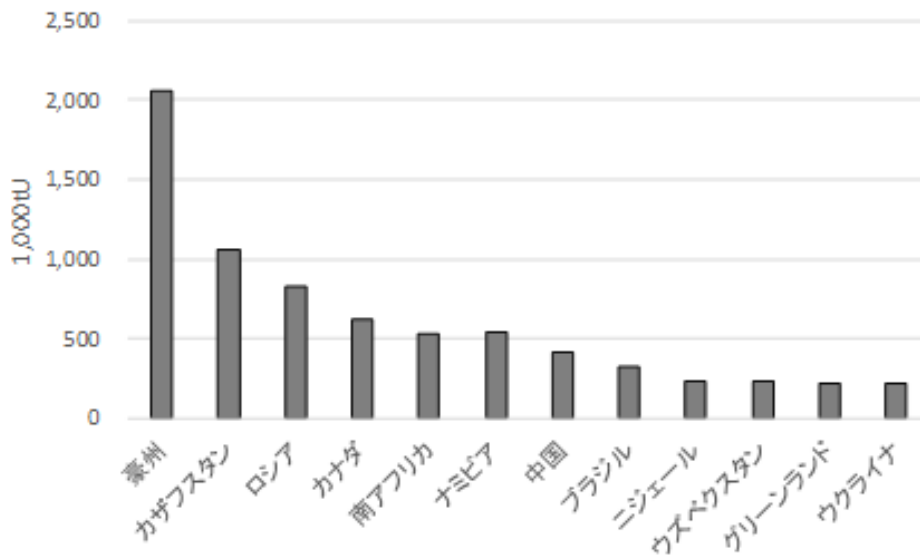


図2 既知資源量 (2017年)

(出所) Uranium 2018, Resources, Production and Demand より作成

一方で、既知資源が発見されたとしても、現行のウラン価格や将来的な価格見通しに照らして経済性が認められなければ開発や生産は見送られる。近年では、高品位かつ世界有数の資源量を誇るカナダの McArthur River 鉱山が価格低迷等を理由に操業を停止した。資源は回収されなければ「資源」のままなのだ。それゆえ「資源」を見る際は、回収コストの観点が重要になってくるのである。

ウランの回収コストには、40米ドル/kgU未滿、80米ドル/kgU未滿、130米ドル/kgU未滿、260米ドル/kgU未滿の4つの区分がある。ここで、図2を回収コスト区分ごとの確認資源量(図3)と推定資源量(図4)に分けると、以下のようになる。

¹ アンダーフィーディングとは、濃縮会社が濃縮ウランを製造する際に、使用する天然ウラン量を減少させる代わりに濃縮役務量を増加させることをいう。濃縮会社は、濃縮役務価格の低迷時にアンダーフィーディングを行うことによって天然ウランを在庫として確保し、天然ウラン価格の上昇時に高値で在庫を放出するために用いられる戦略である。

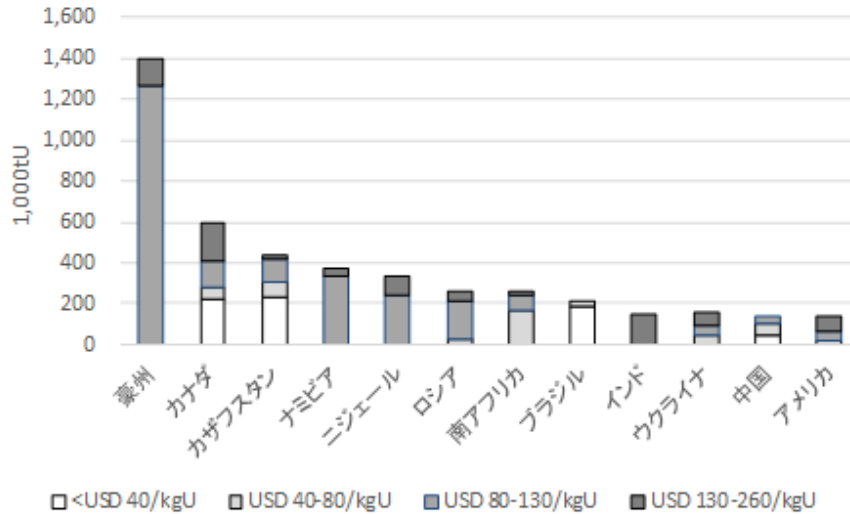


図3 図3 確認資源量 (2017年)

(出所) Uranium 2018, Resources, Production and Demand より作成

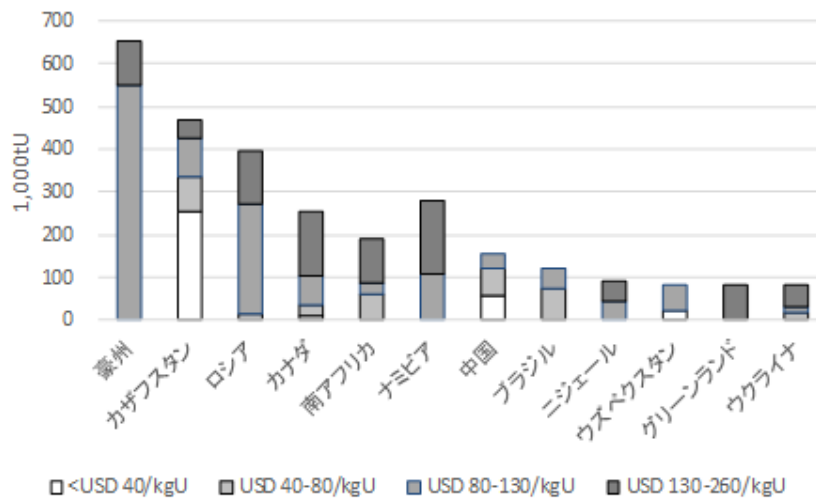


図4 図4 推定資源量 (2017年)

(出所) Uranium 2018, Resources, Production and Demand より作成

豪州は 40 米ドル/kgU 未満、80 米ドル/kgU 未満といった回収コストごとの区分データではなく経済的に回収可能な実証資源量 (accessible economic demonstrated resource) のみを公表している。そのため、40 米ドル/kgU 未満、80 米ドル/kgU 未満で回収可能な豪州の既知資源を正確には確認できないことを前提とするが、最も安価な 40 米ドル/kgU 未満のコストで回収可能な既知資源が確認されているのは、カザフスタンを含む 7 カ国のみである。そのうち約 45%がカザフスタンに集中していることは特筆すべきだろう。さらに、80 米ドル/kgU 未満のコストで回

収可能な既知資源を最も多く保有する国もカザフスタンであり (31%)、2 位カナダ (15%) と 3 位の南アフリカ/ブラジル (11%) を大きく引き離している。

回収コストを 130 米ドル/kgU まで上げた場合でも、回収可能な既知資源の約 95%は 15 カ国に集中している。このように、回収コストの観点から既知資源を見た場合、その偏在性が顕著であり、安価なコストで回収可能な既知資源が必ずしも政情が安定している国に集中しているわけではないといえる。既知資源は、政治的観点、経済的観点、技術的観点など様々な側面を考慮して生産の可否が決定されるのであり、資源として保有する量と

生産量は必ずしもイコールではないことに留意する必要がある。

3. ウラン生産国およびサプライヤーについて

3-1. ウラン生産国について

2018年におけるウラン生産量の国別シェアを図5に示す。カザフスタンは世界全体の生産量の41%を占め、世界一のウラン生産国となっている。また、2位のカナダ（13%）、3位の豪州（12%）と合わせて、上位3カ国だけで世界全体の生産量の66%を占めている。一方で、カザフスタンの生産量は圧倒的に多く、生産国という観点からもカザフスタンに一極集中していることがわかる。

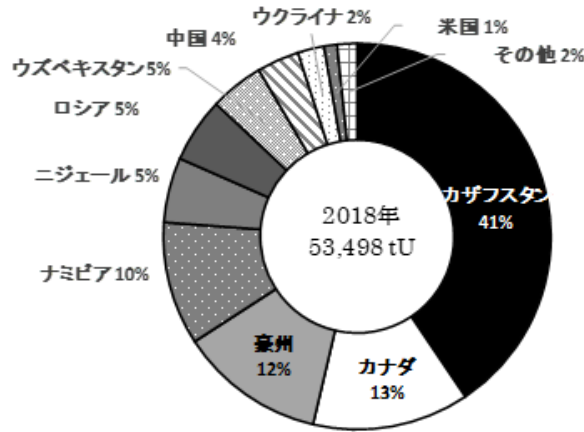


図5 生産量の国別シェア（2018年）

（出所）World Uranium Mining, WNA より作成

2009～2018年における国別生産量の推移を図6に示す。2016年以降はウラン価格の長期的な低迷等によって世界全体の生産量は減少しているが、至近10年間に於いて西側先進国の生産量はほぼ横ばいか減少傾向であるのに対し、カザフスタンをはじめとしたアジア勢は着実に生産量を増やしてきている。

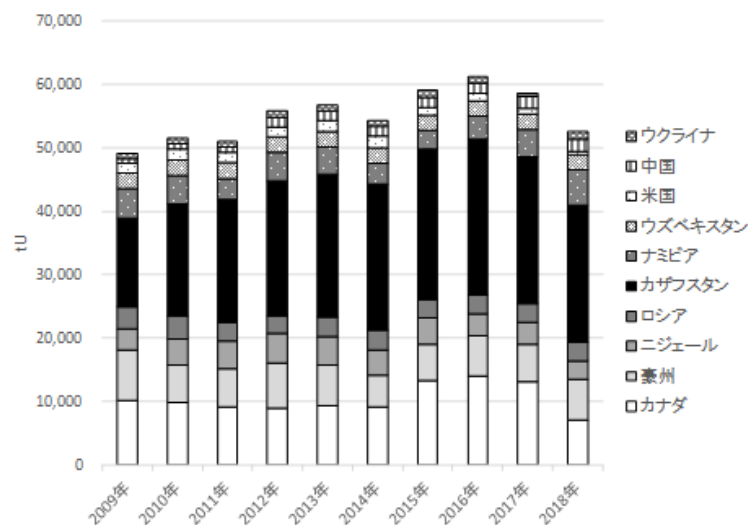


図6 国別生産量の推移（2009～2018年）

（出所）World Uranium Mining, WNA より作成

3-2. サプライヤーの変遷について

2008年と2018年のサプライヤー別シェアを図7に示す。2008年は、Rio Tinto (18%)、Cameco (15%)、AREVA (現 Orano, 14%) など西側先進国の大手エネルギー資源会社が全体の50%近くを生産していた。一方で、2018年になると、低コスト開発に強みを持つカザフスタンの国有原子力公社 Kazatomprom や一帯一路構想を掲げ海外資源開発に対して積極的な投資を行っている中国広核集团公司 (CGN) などアジア勢のシェアが拡大している。さらに2013年には、ロシア国有企業 Rosatom 傘下の ARMZ がカナダの Uranium One を合併するなどロシア企業もシェアを拡大している。このように、サプライヤーの観点から見ると、カザフスタン、中国といったアジア勢に加え、ロシア企業の進出が著しく、10年前とは大きく構成が異なっている。

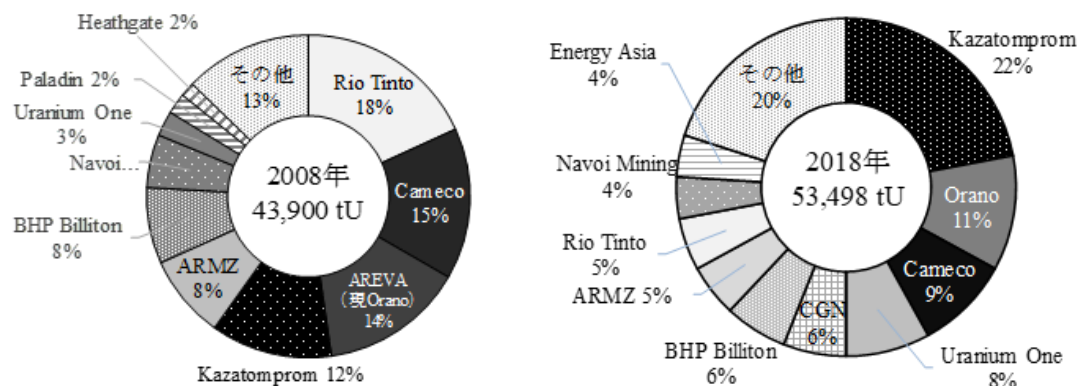


図7 生産量のサプライヤー別シェア

(出所) World Uranium Mining, WNA より作成

3-3. ウラン鉱山別生産量と開発投資について

2018年のウラン鉱山別生産量を表1に示す。世界トップ10鉱山の生産量は世界全体の51%を占める。カナダのCigar Lake 鉱山の生産量が最も多く6,000トン/年を超え、2位以下を大きく引き離している。

表1 ウラン鉱山別生産量 (2018年)

順位	鉱山	株主	生産量 (tU)	シェア (%)
1	Cigar Lake (カナダ)	Cameco (50.025%) Orano (37.1%) 出光興産 (7.8575%) 東京電力 (5%)	6,924	13
2	Olympic Dam (豪州)	BHP Billiton (100%)	3,159	6
3	Husab (ナミビア)	Swakop Uranium (CGN/Epangelo Mining Ltd.)	3,028	6
4	Inkai (カザフスタン)	Kazatomprom / Cameco	2,643	5
5	Rössing (ナミビア)	中国鎔業 (GJUC)	2,102	4
6	Budenovskoye 2 (カザフスタン)	Uranium One / Kazatomprom	2,081	4
7	Tortkuduk (カザフスタン)	Orano / Kazatomprom	1,900	4
8	SOMAIR (ニジェール)	Orano	1,783	3
9	Ranger (豪州)	Rio Tinto / EPA	1,695	3
10	Kharasan 2 (カザフスタン)	Kazatomprom	1,631	3
計			26,946	51

(出所) World Uranium Mining, WNA および各社HP より作成

その一方で、上述のとおりカナダの McArthur River 鉱山 (Cameco と Orano の Joint Venture) が操業を停止していることに加え、9位の豪州 Ranger 鉱山も 2021年には完全操業停止を計画しているなど、西側先進国の大手エネルギー資源会社が保有する鉱山では今後生産量が減少していく見通しとなっている。

そのような中で、2017年に生産を開始したナミビアの Husab 鉱山は 2018年に生産量が 3,000 トン/年を超え世界 3位となった。フル操業時には 7,000 トン/年を生産する計画であり、ウラン鉱山別生産量の観点では、アジアやアフリカに開発の主軸が移動している。

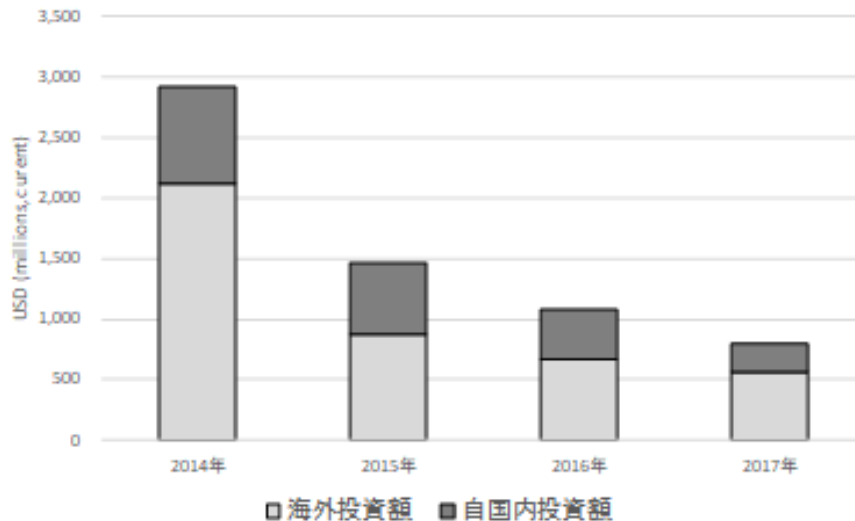


図8 世界のウラン開発投資額の推移 (2014~2017年)

(出所) Uranium 2018, Resources, Production and Demand より作成

2014年以降の海外投資額および自国内投資額はともに減少傾向である(図8)。カナダの Cigar Lake 鉱山やナミビアの Husab 鉱山といった世界でも有数の埋蔵量を誇る鉱山の開発が完了したことが主な要因であるが、2011年後半から続くウラン価格の長期的な低迷も投資を控える要因として根強く残っている。2019年7月、Rio Tinto はウラン鉱山開発の縮小を決定し、自社が保有していたナミビアのウラン鉱山会社 Rössing Uranium Limited の全持ち株 68.62%を中国核工業集団(CNNC)傘下の中国鈾業(CNUC)へ売却した。

現在、カザフスタンやカナダなど主要生産国が価格のさらなる下落を防止するために生産量を制限しているが、今後も価格低迷が続けば、投資額の減少が続くと見込まれる。

4. ウラン市場について

4-1. 価格について

ウラン市場も他の資源と同様にサプライヤー、トレーダー等様々なプレイヤーが参入しているが、最大の特徴は公開市場での取引が行われていないことである。取引は主に直接2社間で行われるか商社などの仲介者を通じて行われる。そのため、実取引に関する価格決定方式は明らかにされておらず、一般的に公表されている市場価格は存在しない。一方で、独自の調査等により豪州や米国、Euratom等は当該年の購入価格(複数年契約価格とスポット価格)を公表している。また、民間企業の TradeTech や UxC, LLC (UxC)等も市場動向や入札状況をモニタリング・分析して独自の価格指標を示している。

4-2. 需給とスポット価格の推移について

1970年代に米国原子力発電所の商業的な利用が成功し需要量と生産量が増加した。その後、1970年代に発生したオイルショックの影響によって需要量と生産量がさらに増加するとともに、スポット価格が一時的に上昇し

た。

一方で、1979年に発生した米国スリーマイル島事故と1986年に発生した旧ソ連チェルノブイリ事故の影響等で1980～90年代にかけてスポット価格は低迷した。さらに、この価格低迷を受けて、経済性が見込める地域を除いてウラン鉱山の開発・拡張の投資活動が控えられたことから生産量は減少した。

1990年代に入ると、初めて需要量が生産量を上回り、供給不足が発生した。この状況は2014年まで続き、生産量の不足分は米露間の解体核兵器高濃縮ウラン（HEU）輸出協定に基づく低濃縮ウラン（LEU）等の二次供給源によって賅われた。

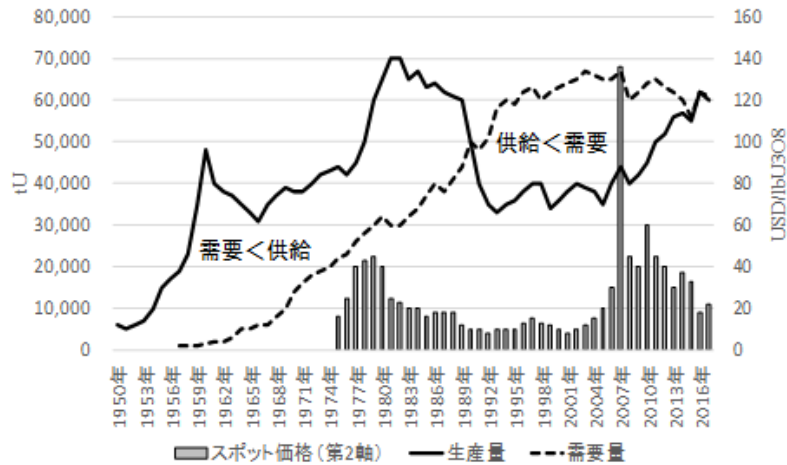


図9 需給およびスポット価格の推移

(出所) Uranium 2018, Resources, Production and Demand より作成

2000年代には、世界的な原油価格高騰やロシア・中国等の原子力発電所建設ラッシュによって需要量が増え続ける中で、相次ぐ鉱山の出水事故（2003年4月：カナダ MacArthur River 鉱山、2006年4月、10月：カナダ Cigar Lake 鉱山）の影響で生産量が伸び悩み需給はひっ迫した。この需給ひっ迫によって価格が上昇し始めたところへ投機的な資金が流入し、2007年6月にスポット価格は史上最高値の136米ドル/lbU3O8まで高騰した。この出来事によって明らかになったのは、1）ウランもコモディティ化し投機の対象になったこと、2）スポット価格と長期契約（長契）価格の間には大きな乖離がなく推移してきたが、市場動向等の影響によってスポット価格が高騰し、長契価格との乖離が大きくなる可能性があることであった。それゆえ、この出来事を契機として、経済的なりリスク回避のためにウラン売買契約の価格フォーミュラを見直した発電事業者も多いのではないかと推測される。

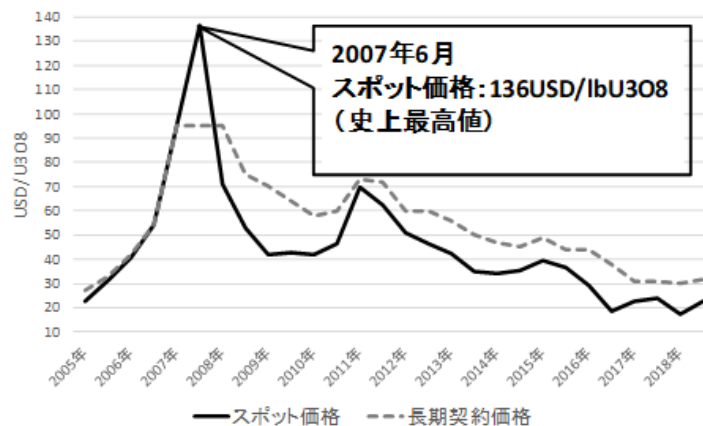


図10 スポット価格の推移（2005年以降）

(出所) UxC HP より作成

2007年に高騰したスポット価格は、米国エネルギー省によるウラン在庫放出や直後に発生した世界金融危機の影響によって短期間のうちに40米ドル/lbU3O8から50米ドル/lbU3O8の範囲に収束した。

2010年頃には、中国の原子力開発の進展に伴う長期契約増加のため一時的にスポット価格が上昇した。サプライヤーが中国等新興国の需要量増加を見込んで生産量を増やしていた中で、2011年に福島第一原子力発電所事故が発生した。これによって需要量が急速に減少し市場が飽和状態となった。この結果、スポット価格は下がり続け、2016年12月には20米ドル/lbU3O8を切る水準にまで下落した。その後は20米ドル/lbU3O8から30米ドル/lbU3O8の低い水準で推移している。

4-3. 需給とスポット価格の見通しについて

図11に示すように、世界の需要量が現在の水準かそれよりもやや低水準で推移する場合（低位ケース）、2030年頃には需要量が生産量を上回り供給不足が発生することが予測される。この生産量の不足分は二次供給源によって賄われることになる。しかし、米露間のHEU輸出協定は2013年に満了し現在ロシアから米国に向けた解体核兵器由来のLEUは輸出されていないこと、反ダンピング訴訟に関連して2020年まで輸出量が制限されているロシア産天然ウランは2021年には制限が撤廃される予定であること、2019年8月に米露間の中距離核戦力（INF）全廃条約が失効したこと等を考えると、HEU輸出協定の後続協定が締結される可能性は低く、HEU由来のLEU在庫は今後減少していくと考えられる²。一方で、濃縮価格の長期的な低迷を背景に各国の濃縮会社がアンダーフィーディングによってウラン在庫を積み上げており、二次供給源は現在11,000tU/年程度確保されている。さらに、今後20年に渡り8,000~10,000tU/年の供給が可能であると予測されており、政情の大きな変化等がない限り2035年まで需給ひっ迫の可能性は低いだろう。

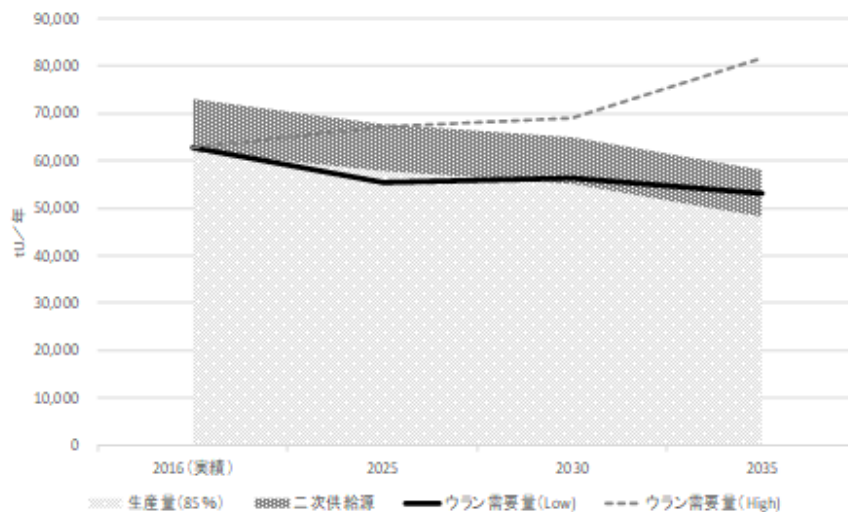


図11 ウラン需給の推移予測

(出所) Uranium 2018, Resources, Production and Demand より作成

2019年のスポット価格は、サプライヤーが需要量の伸び悩みを考慮して生産量を制限していることから若干上昇基調の兆しが見られる。米国における原子力の早期停止や新興国の原子力導入計画の進捗状況によって今後の価格推移の振れ幅は異なってくると考えられるが、2021年にはロシア産ウランの米国に向けた輸出制限が撤廃される予定であり、価格競争力のある安価なロシア産ウランが大量に出回ればスポット価格を押し下げる要因となる可能性がある。仮に今後、米国による対露制裁にウランが追加されたとしても、価格競争力のある安価なウランは米国以外の国を経由して世界的に出回るだろう。また、各濃縮会社がアンダーフィーディングによって

² 2011年3月23日付でTENEXはUSECとの間に2013年から2022年までの10年間に渡る低濃縮ウラン（天然ウラン）供給契約を締結している。

確保しているウラン在庫も潜在的な価格引き下げの要因になると考えられる。

5. まとめ

これまで見てきたように、至近での需給ひっ迫の可能性は低いが、世界各国の政治状況などを見ると、これまで以上に不確定要素が多くなっている。また日本では、原子力発電所の安全審査が長期化し再稼働時期が見通せない状況が続いていることに加え、再稼働した発電所においても特定重大事故等対処施設の設置期限の問題や訴訟問題等による発電所停止リスクが生じており、原子力発電を巡る状況は大きく変化している。

一方で、第5次エネルギー基本計画で原子力発電は重要なベースロード電源として位置づけられていること、また気候変動対策における原子力発電の利点を考慮すると、将来的に原子力発電はますます重要な役割を担っていくと考えられる。

これまでウラン売買契約は、各発電事業者が長期計画に基づいてウランの加工や輸送にかかるリードタイムを考慮した長期契約が主流であった。しかし、今後は様々な要因によって計画変更を余儀なくされる可能性がある。従来は燃料の供給途絶を回避するという点に重きを置いて発電事業者ごとに調達を行ってきたが、今後は供給途絶の回避だけでなく、計画外の原子炉停止や廃止措置の決定等によって発生する可能性がある余剰ウランを最小限に抑えるためのフレキシブルな対策も講じていかなければならないだろう。

国際的なウラン備蓄の枠組みとして、2019年10月にカザフスタンで国際原子力機関（IAEA）による「低濃縮ウラン備蓄バンク」の運用が開始された。日本においても供給途絶対策に加え余剰ウランの発生抑制対策として、国内備蓄や複数社によるプール運用等新たな方策の導入を検討していくことが望まれる。

参考文献

- 1) Australia's Identified Mineral Resources 2018
- 2) Cameco, McArthur River:
- 3) <https://www.Cameco.com/businesses/uranium-operations/suspended/mcarthur-river-key-lake> (アクセス日 2020.1.10)
- 4) Energy Resources of Australia Ltd. (ERA), Closure Plan
<https://www.energyres.com.au/sustainability/closureplan/> (アクセス日 2020.1.10)
- 5) 一般社団法人 日本原子力産業協会 世界の原子力発電開発の動向(2019年版)
https://www.jaif.or.jp/cms_admin/wp-content/uploads/2019/04/doukou2019-press_release.pdf (アクセス日 2020.1.10)
- 6) Namibian Uranium Association: <http://www.namibianuranium.org/husab-mine/#> (アクセス日 2020.1.10)
- 7) Nuclear Energy Data 2018
- 8) Swakop Uranium (CGN), Husab
http://en.cgnpc.com.cn/encgn/c100090/2016-08/25/content_66dd7ef8d54e41799f1895db92d1d1e4.shtml (アクセス日 2020.1.10)
- 9) Techsnabexport (TENEX) PR (2011.3.23 付)
<https://www.tenex.ru/en/media-center/news/long-term-contract-for-delivery-of-uranium-enrichment-services-between-tenex-and-usec-entered-into-f/>
- 10) Uranium 2018, Resources, Production and Demand
- 11) Ux Uranium Market Outlook Q1 2019
- 12) Ux Weekly, https://www.uxc.com/p/products/uxw_overview.aspx (アクセス日 2020.1.10)
- 13) WNA, World Uranium Mining Production:
<http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx> (アクセス日 2020.1.10)

エネルギー経済 第46巻 第2号

2020年6月1日発行

編集責任者 星 尚 志

発行所 一般財団法人 日本エネルギー経済研究所
104-0054

東京都中央区勝どき1丁目13-1

イヌイビル・カチドキ

e-mail: report@tky.ieej.or.jp

