

LNG 取引の基礎知識



変更履歴	2
第 1 章 LNG の特徴.....	3
第 1 節 LNG とは.....	3
第 2 節 天然ガスの生産過程	4
第 3 節 天然ガスの輸送手段	8
第 4 節 天然ガスの用途 I 消費動向と天然ガスの位置付け	11
第 5 節 天然ガスの用途 II 新たな用途	14
第 2 章 LNG の特徴.....	16
第 1 節 仕向地制約	16
第 2 節 Take or Pay 条項	18
第 3 節 現物市場での取引価格/契約体系.....	18
第 3 章 LNG 市場.....	20
第 1 節 現物市場規模.....	21
第 2 節 先物市場規模.....	22
第 3 節 プレイヤー	24
第 4 節 価格変動要因.....	29
第 4 章 国内ガス市場	32
第 1 節 市場規模	33
第 2 節 輸送方法	35
第 3 節 取引価格	35
第 4 節 プレイヤー	37
第 5 章 他市場との価格関係	40
第 1 節 欧米天然ガス市場との関係	40
第 2 節 排出権市場/石炭市場との関係	43
第 3 節 傭船市場との価格関係.....	43
第 4 節 電力市場との価格関係	43
第 5 節 LNG 価格決定方式の変遷	44
第 6 章 直近の LNG 市場動向（2020-2022 年）	45
第 1 節 史上最大の激変 世界的パンデミック、ロシア戦争の影響	45
第 2 節 世界の LNG 市場は、2021 年、前年比 5%程度拡大	48
第 3 節 LNG 生産部門投資動向.....	48

本テキストは、LNGに関する基礎知識、LNG産業及び流通構造、LNG取引の現状、ならびに取引戦略等について解説しており、取引参加者・登録外務員をはじめLNG市場に関心を持たれる投資家等の皆様により深く理解をいただくために作成したものです。LNGおよびLNG市場に対する正しい理解の一助となれば幸いです。

〔注意〕

- ・本テキストは、当社のLNG先物についての知識の概説を目的としたものであり、実際の先物市場の利用にあたっては、東京商品取引所の定款、業務規程、受託契約準則など諸規程をご参照下さい。
- ・本テキストは、特にことわりがない限り2022年3月現在を基準としており、記載されている内容について変更される可能性があります。

変更履歴

No	版数	日付	備考（主な変更箇所）
1	1.0	2022/3/31	初版

第1章 LNGの特徴

第1節 LNGとは

近年、都市ガス用原料、発電用燃料としての LNG が、注目を集めている。そして基幹エネルギー源として、位置付けを増している。この傾向は、日本ばかりでなく、アジア、欧州で新たな天然ガスの調達手段として、天然ガス生産が増加している米国、豪州では重要な天然ガスの輸出手段として、認知度が増している。

LNG (Liquefied Natural Gas) とは、メタンを主成分とする天然ガスを、冷却した無色透明の液体、液化天然ガスのことである。天然ガスは、大気圧下でマイナス 162℃まで冷却すると液体になり、体積が気体のときの 600 分の 1 になる。この特性を利用して、LNGタンカーで大量の天然ガスを輸送することができる。世界的には、既に米国で 1930 年代には、パイプラインガスの一部を液化して一時的な貯蔵を行い、ガス需要増加時に気化、ガスに戻して利用されたが、1959 年には米国から英国への海上輸送実証試験が実施され、その後 1964 年にアルジェリアから欧州向けの天然ガス供給手段として、海上輸送国際貿易が開始された。太平洋地域では、1969 年 11 月、米国アラスカ州より、日本向けに国際貿易が開始された。

LNG 生産には、上記の通り、超低温で液化というプロセスの故に、巨額の初期投資が必要であり、この投資を裏付ける長期の利益保証が必要となる。こうした資本集約型性質のため、LNG 供給チェーンは、伝統的に原油価格連動の価格を伴う長期契約を裏付けとして開発されてきた。

もっとも、LNGとして「液化しているから高い」という描写は誤りである。生産地と消費地間の輸送距離が長いことから、パイプラインを敷いて輸送することの経済性が成り立たない（高くなる）から、経済的な輸送手段として LNG を用いているのである。

クリーンエネルギーとして順調に市場を拡大してきた LNG ではあるが、将来的には、エネルギー・トランジションを生き抜くために、GHG（温室効果ガス）排出をさらに抑制し、よりクリーンとなる必要がある。

2022 年の世界の LNG 貿易は、2021 年推計 3.75 億トンから 6% - 7% 増の 4 億トン程度まで拡大することが見込まれる。このような拡大に対して、LNG 生産量増加は米国独占が継続することとなる。なお市場の拡大ペース・規模は、依然パンデミックの影響による不確実性が予想される。

LNG の価格決定方式は、当面、原油に連動する方式と、各地スポットガス価格指標を参照するポートフォリオアプローチが継続することとなる。LNG 市場拡大促進のため、近年顕著となってきた価格変動対応策が、わが国の LNG 安定調達のため、さらにアジアの新興市場開発の上でも重要となる。

また、LNG バリューチェーンにおいて、CO₂・メタン排出管理対策の国際枠組に進展があり、日本国内、内外企業パートナーともに、対応が求められている。

1. LNG の用途

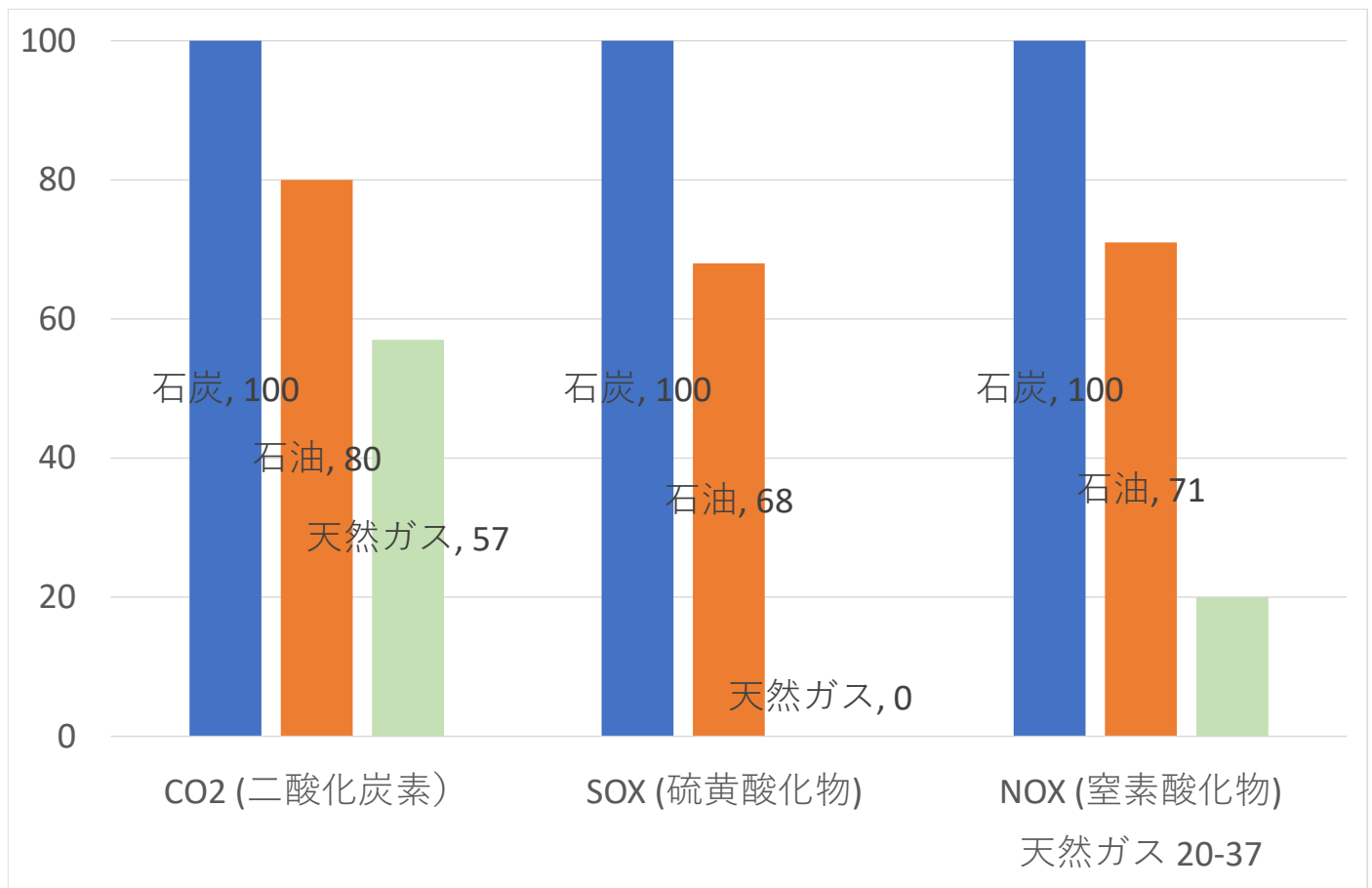
日本では、輸入される LNG の 3 - 4 割が都市ガスの原料用として、残りの 6 - 7 割が発電用燃料として用いられている。この用途上の特色から、両業界の自由化において、それぞれの原料・燃料用の LNG を用いて相互に参入し合うことにもつながっている。歴史的に見れば、LNG が利用されるようになった初期、需要地近くのタンクに一時的に LNG 状態で貯蔵し、ガス需要に応じてピークシェービング用として用いられる方式から始まっており、そのような利用法は現在も、欧州、北米、中国でも見られる。現在の主たる用途としては、大陸間などの長距離・大量の天然ガスを輸送する手段として LNG 輸送が用いられている。消費地基地に到着した後は、当該受入基地にて数日から数週間貯蔵され、順次気化されパイプライン網に送出される。発電設備隣接、あるいは工業設備隣接の基地の場合には、当該発電・工業設備にて利用される。また、近年では陸上輸送・海上輸送用燃料としての LNG 需要が拡大している。

2. LNG 環境特性

LNG は、不純物を殆ど含まないクリーンなエネルギーであることが特徴である。天然ガスは、石炭や石油に比べ燃焼時に二酸化炭素発生量が少ない。さらに、窒素酸化物の発生量が少なく、また硫黄酸化物やばいじんが発生しない。

天然ガスを液化して LNG とする際に、硫黄などの不純物を取り除いており、LNG タンカーで日本などの消費地まで輸送されている。燃焼時に、温室効果ガスの一つといわれる CO₂（二酸化炭素）の発生量が少ないのが特長であり、酸性雨や大気汚染の原因とされる NO_x（窒素酸化物）の発生量も少なく、また SO_x（硫黄酸化物）が発生しない、環境特性に優れた理想的なエネルギーであるといえる。近年、もうひとつの温室効果ガスとしてメタンの排出がクローズアップされており、そのメタンを主成分とする LNG のバリューチェーンが、排出削減規制議論の主たる標的のひとつとなっている。大気中に放出されれば温室効果ガスとなる、また引火性危険物ともなるメタンを回収して有効活用しており、かつ漏洩防止対策を尽くしてきた LNG 産業にとっては皮肉ではある。一方、今後の一層の排出防止対策・漏洩防止対策・適切な情報公開が、環境優位性を維持して行く上で課題となる。さらに相対的に排出が少ない CO₂（二酸化炭素）への対応も必要となる。

図 1 CO₂（二酸化炭素）、SO_x（硫黄酸化物）、NO_x（窒素酸化物）発生量比較



(註: いずれも石炭を 100 とした場合)

(出典: CO₂は「火力発電所待機影響評価技術実証調査報告書」(1990年3月) / (一財) エネルギー総合工学研究所、SO_x、NO_xは "natural gas prospects" (1986) / OECD・IEA)

第2節 天然ガスの生産過程

天然ガスとは、一般的に、ガス田ないし油田より生産され、常温常圧で、気体状態で存在するものを指している。そして天然ガ

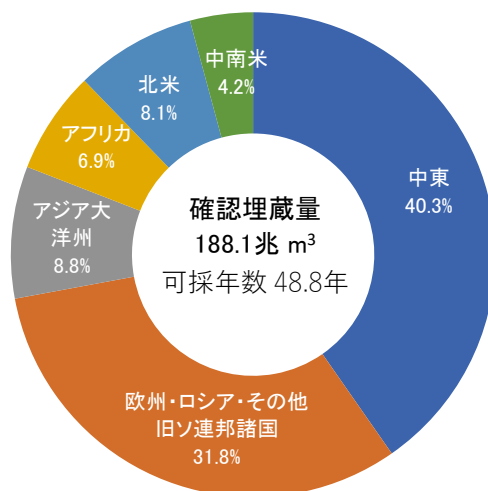
スは、炭化水素が地下にガス状で賦存している構造的ガス田から生産される非随伴ガス (non-associated gas)、油田にて原油の生産に随伴して生産される随伴ガス (associated gas) がある。これらのガス田、油田は、陸地のもの、沖合のものが存在している。近年では、シェールガス、タイトガス、コールシームガス（あるいはコールベッドメタン）等の非在来型ガス (unconventional gas) が天然ガス供給源として台頭している。特に米国での 2008 年以降のシェールガス生産増加は、世界の天然ガス物流、将来見通しを大きく拡大し、その生産および資源基盤の拡大振りは「シェール革命」と呼ばれるに至っている。

天然ガスの組成は、メタンが大半（多くの場合、90%以上）であり、エタンやプロパン、ブタンなどのやや重い炭化水素も若干含まれている。生産井から産出された時点での天然ガスの性状にはばらつきがあるが、不活性ガスや酸性ガスなどの含有分を取り除くと、品質、比重や体積当たりの熱量に大きな差はない。

1. 天然ガス資源の分布状況

世界の天然ガスの確認埋蔵量¹は、2020 年末で約 188.1 兆 m³であった。中東のシェアが約 40.3%と高く、欧州・ロシア及びその他旧ソ連邦諸国が約 31.8%で続いている。石油埋蔵量の分布に比べて、天然ガス埋蔵量の地域的な偏りは比較的小さい。また、確認埋蔵量を 2020 年の生産量で除した天然ガスの R/P 比率（日本語では「可採年数」と表現されることもある）は 2020 年末時点で 48.8 年であった。

図 2 地域別天然ガス埋蔵量(2020 年末)



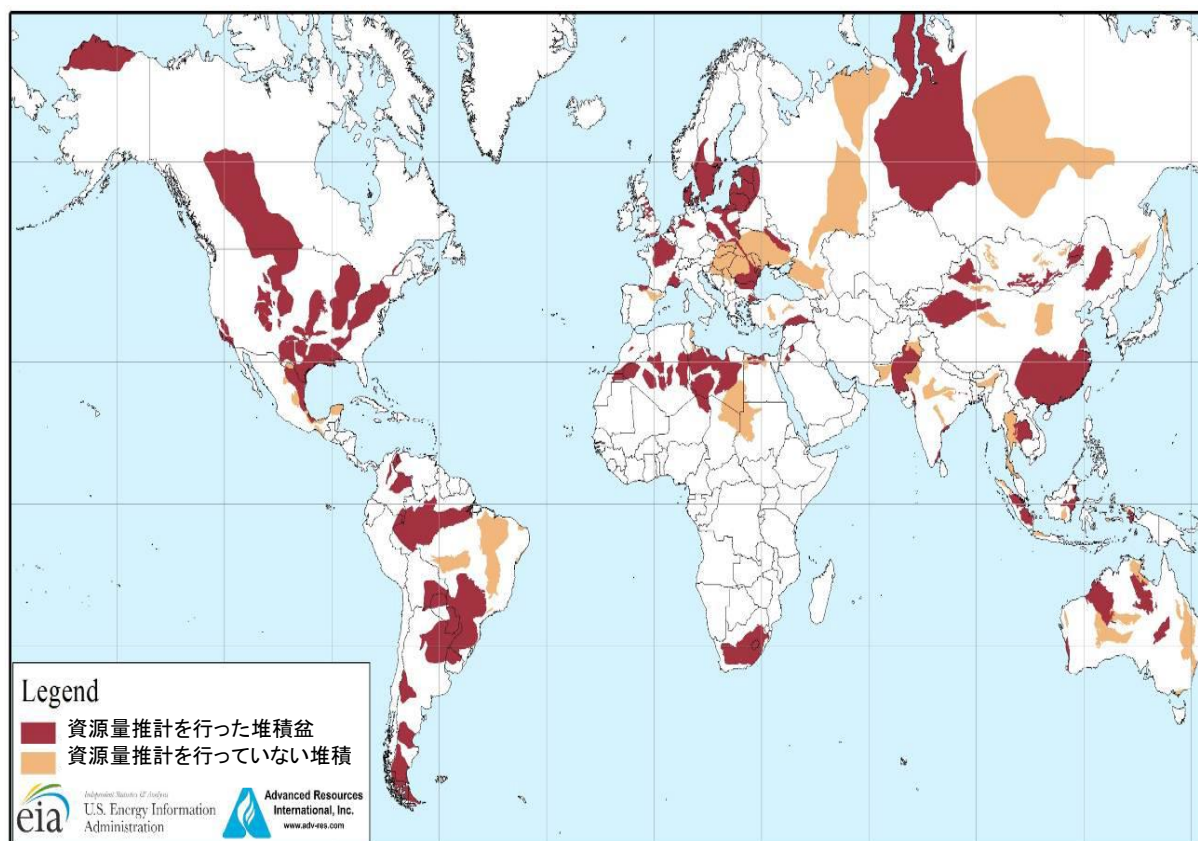
(出典: Cedigaz)

2. 非在来型ガスの台頭

近年は、シェールガス、コールベッドメタン（炭層メタンガス = CBM、あるいはコールシームガス = CSG）といった非在来型天然ガスの開発が進展しており、特にシェールガスは世界的に大きな資源量が見込まれている。2015 年 9 月に更新された米国エネルギー情報局 (EIA) の評価調査によると、シェールガスの技術的回収可能資源量は、評価対象国合計で 214.4 兆 m³とされており、在来型天然ガスの確認埋蔵量よりも多いと推計されている。地域的な賦存としては、北米以外にも、中国、アルゼンチン、アルジェリア等に多くのシェールガス資源が存在すると報告されている。

¹ 地中に存在する原始資源の内、経済的に生産が可能とみなされる埋蔵量

図 1-3 EIA によるシェールオイル・シェールガス資源量評価マップ (2015 年)



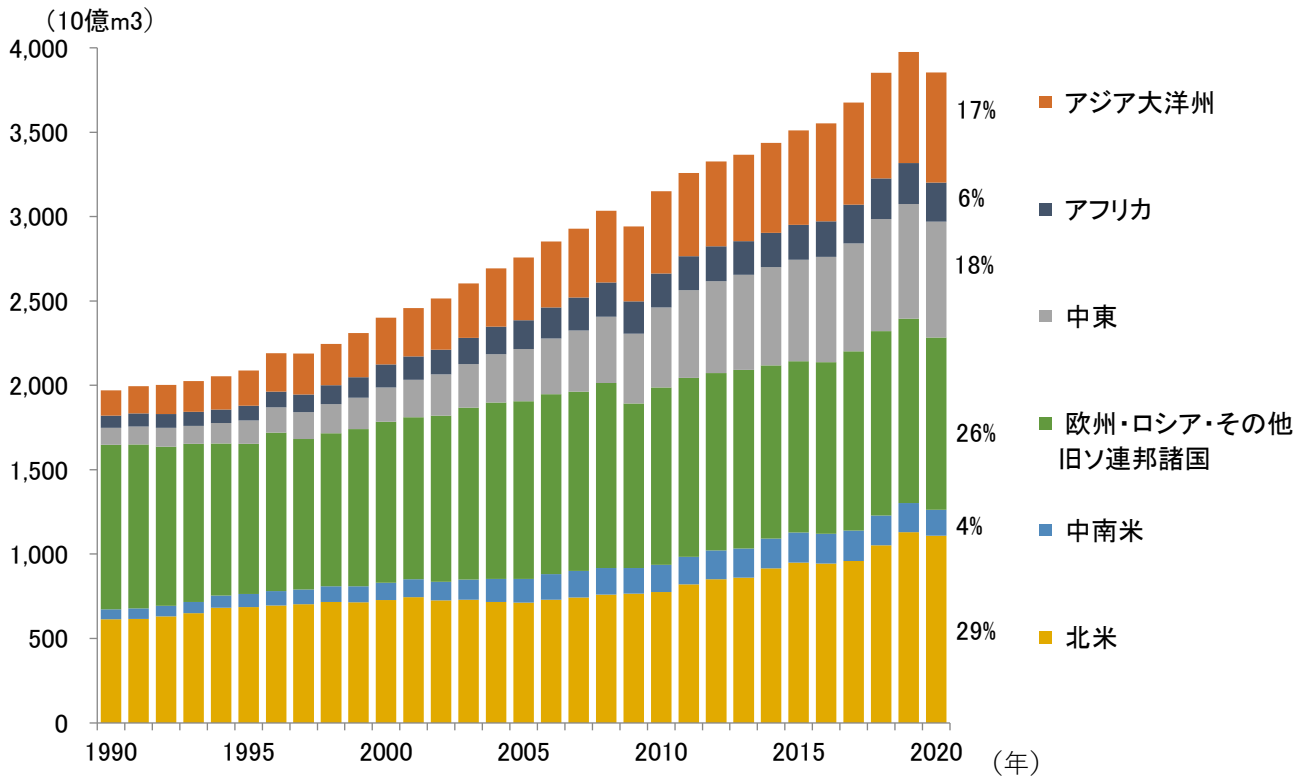
(出典: EIA "World Shale Resource Assessments" (2015 年 9 月)を基に作成)

3. 直近の生産動向

2020 年の天然ガス生産量は約 3.9 兆 m^3 であった。2010 年から 2020 年までの間で、天然ガスの生産量の年平均伸び率は 2.0%の伸びを記録した。2020 年は、世界的なパンデミックによるエネルギー需要減の影響から 0.3%の減少となった。

地域別には、2020 年時点では欧州・ロシア及び旧ソ連邦諸国が世界の生産量の約 26%、北米が約 29%を占めた。シェール革命で生産が増加している米国を中心とした北米、国内の天然ガス需要が急増している中国や LNG プロジェクト開発が相次いだ豪州を抱えるアジア太平洋地域、世界最大級の構造的ガス田を有し、石油に依存した経済からの脱却を図る中東地域で、天然ガス生産量の大きな増加を示している。

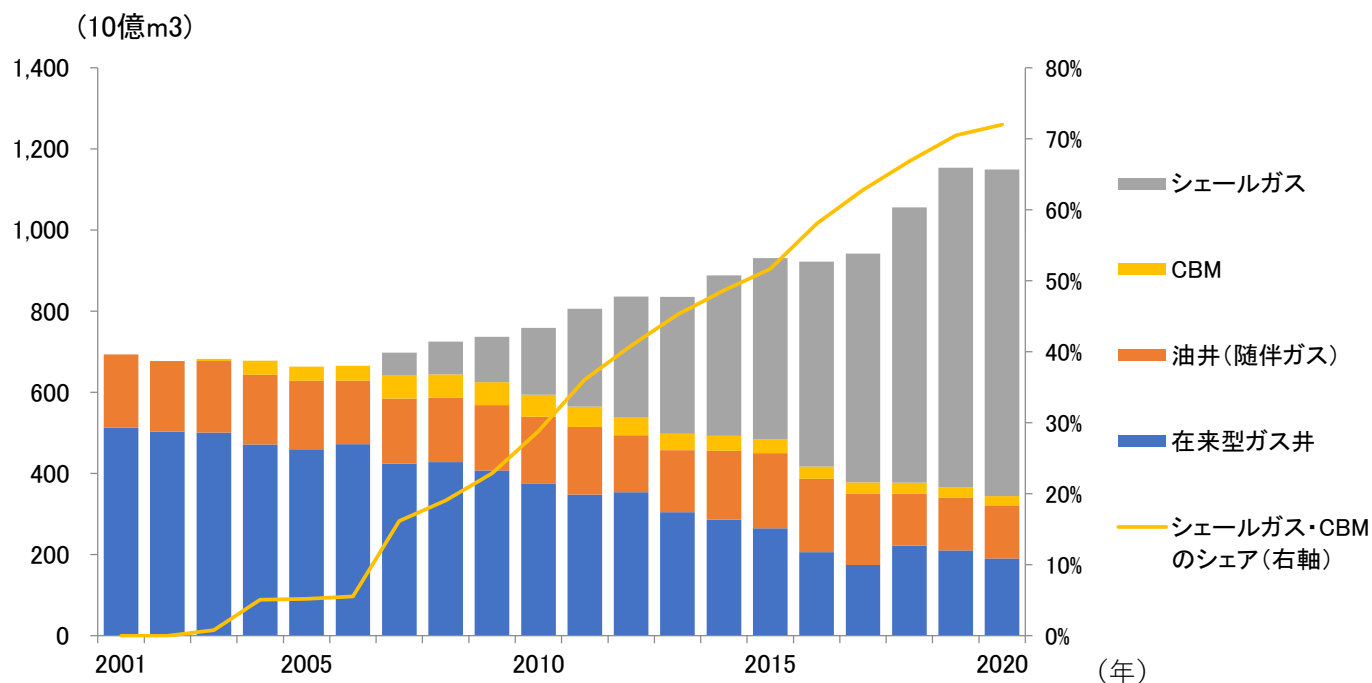
図 1-4 世界の地域別天然ガス生産量



(出典: bp Statistical Review of World Energy 2021 を基に作成)

近年、世界各国で非在来型天然ガスの開発が推進されており、特に米国のシェールガス増産が顕著となっている。同国連邦エネルギー情報局（EIA）によると、米国の CBM 生産量は 2003 年の 53 億 m^3 から 2008 年には 572 億 m^3 へと 10 倍以上に増加したが、それ以降減産し、2020 年は 232 億 m^3 となっている。一方、シェールガスの生産量は 2007 年以降、右肩上がりに急増し、2020 年には 8046 億 m^3 に達した。

図 1-5 米国の在来型ガス、シェールガス、CBM 生産量



(出典: 米 EIA Natural Gas Data を基に作成)

4. 新たな資源開発動向

世界的な天然ガス消費の伸びに対応するため、世界各地で天然ガス資源開発が進められている。近年は豪州や米国での相次ぐ新規 LNG プロジェクト稼働開始により、LNG の供給が増加してきた。2020 - 2021 年は、原油価格をはじめとするエネルギー価格低迷・変動、パンデミックによる経済停滞、先行き不透明感の影響を受け、新規 LNG プロジェクトの最終投資決定 (FID) は低迷した。しかし堅調な LNG 需要に対応するため、今後も新規プロジェクト投資が必要である。

また、GTL (Gas to Liquids)² や DME (Di-Methyl Ether)³ 等、天然ガスの新たな利用可能性を広げる技術について研究開発が進展しており、一部では既に商業生産が行われている。

第 3 節 天然ガスの輸送手段

常温で気体の天然ガスは、石油に比べて体積当たりのエネルギー密度が低い。このためパイプラインで運ぶのが一般的となっている。輸送が長距離化すれば、パイプライン敷設コストが増加するので、輸送距離が一定範囲を超えれば液化して、LNG (液化天然ガス) として輸送することが経済的となる。日本向けの天然ガス供給のほぼ全量近くを LNG が占めているのはこのことによる。

特に 20 世紀後半以降、天然ガス資源を有効に活用するため、高圧パイプラインや LNG など、天然ガスのエネルギー密度を高め、輸送費を軽減する技術開発が進められた。21 世紀には、全般的なガス価格の上昇により、天然ガスの長距離輸送の経済性が向上し、パイプラインや LNG による貿易量が飛躍的に増加して、天然ガス市場のグローバル化が進んでいる。また、2010 年

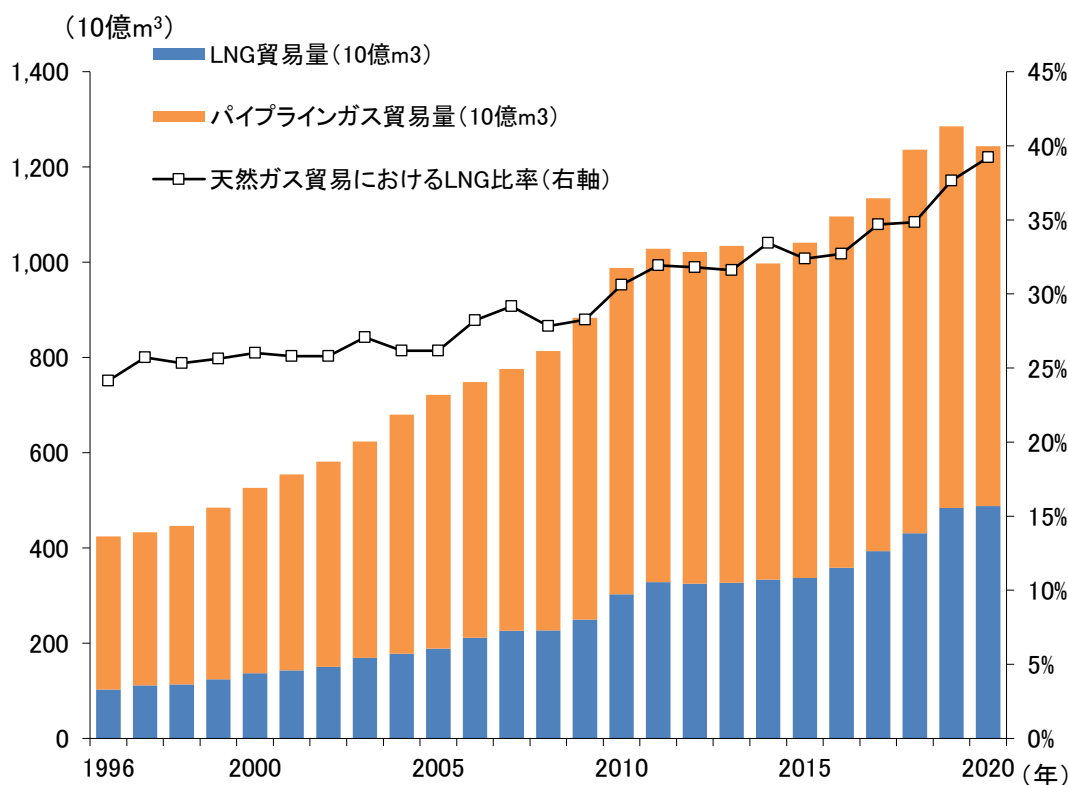
² GTL (Gas to Liquid) とは、天然ガスを化学反応によって常温で液体の炭化水素製品に転換したものを指す。主に輸送用の燃料として用いられる。

³ DME (Di-Methyl Ether) とは、GTL 同様、天然ガスを原料として生産される炭化水素製品だが、常温では気体である。比較的低い圧力で液化するので液化石油ガス (LP ガス) などと同様に扱われる。現在はスプレー用のガスとして用いられることが多いが、今後輸送用の燃料としても用いられることが期待される。

以降は、安価で工期の短いFSRU（浮体式LNG受入・貯蔵・気化設備）、サテライト基地と小型タンカー-鉄道タンクローリー等を組み合わせた供給システムが拡大している。

2020年に取引された天然ガスの貿易量1.2437兆m³のうち、パイプラインにより取引された量は7558億m³（貿易量全体の61%）、LNGによる取引は4879億m³（同39%）となった。

図1-6 世界の輸送方式別天然ガス貿易量



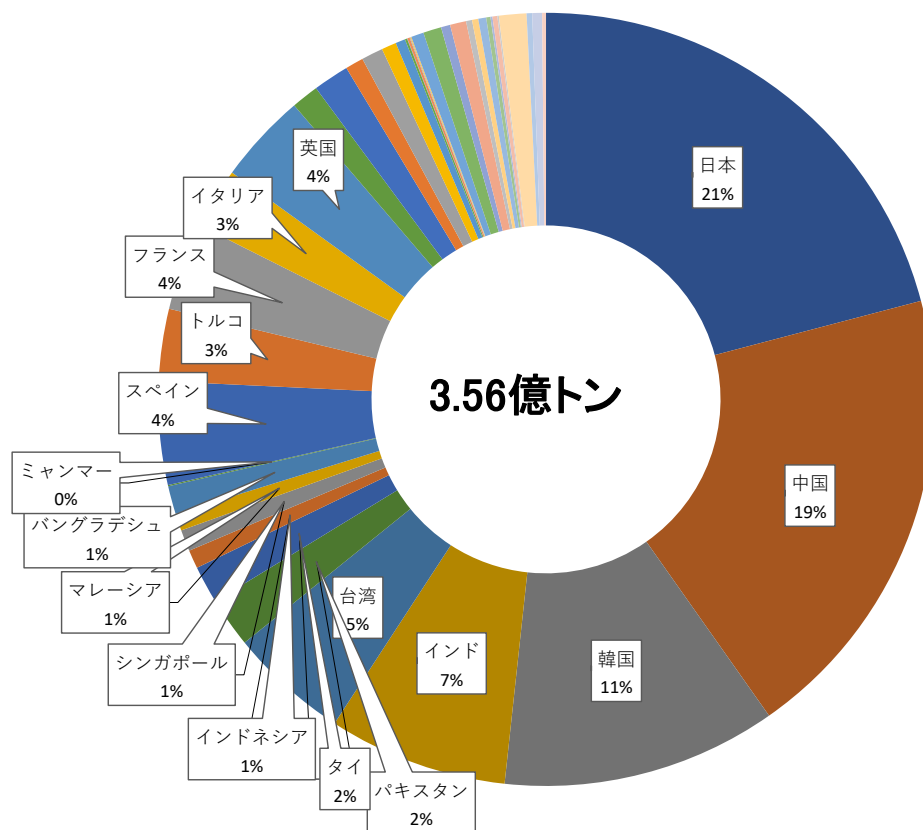
(注) 2008年以前の数値には旧ソ連域内における貿易量を含んでいない。

(出典: bp Statistical Review of World Energy を基に作成)

2020年の世界全体の天然ガス生産量の32.3%が生産国では消費されず、他国へ輸出された。天然ガスの貿易量は増加しているものの、その割合は、生産量の73.6%が輸出される石油に比べれば、貿易比率は低い。

主な輸入地域は欧州、北東アジアの2地域であり、その他は地域内の輸出入が主体となっている。輸送手段別には、パイプラインによる主な輸出国はロシア、ノルウェー等であり、同じくパイプラインによる主な輸入国は米国、ドイツ等であった。米国は世界有数のパイプラインガス輸出国でもある。LNG貿易はアジア向け輸出を中心として拡大し、2020年のLNG貿易量の21%は日本向け（アジア全体で71%）であった。但し、日本は1970年代前半から長らく世界最大のLNG輸入国だったが、2021年には中国のLNG輸入量が日本を上回った。LNGの輸出国は、伝統的にアジア太平洋地域、中東が中心だったが、2022年には米国が世界最大のLNG輸出国となる見込みである。

図 1-7 世界の LNG 輸入（2020 年）



（出典：GIIGNL データを基に作成）

また、シェールガス等、非在来型天然ガスの生産が急激に拡大した結果、米国国内では多くの LNG 輸出プロジェクトが建設、計画されており、2016 年 2 月には同国本土から初めての LNG カーゴが出荷された。

1. パイプライン

19 世紀初頭、欧州や米国では、石炭を原料とする製造ガスに基づく都市ガス供給が始まった。その後、19 世紀半ばには、米国で天然ガスのパイプラインが設置された。しかしながら、米国で長距離パイプラインを敷設して天然ガスの広域的な利用が本格化したのは 20 世紀に入ってからである。1950 年代に入ると、技術進展、コストダウンにより、長距離パイプラインによる天然ガスの大量輸送が進み始めた。米国ではテキサス州、ルイジアナ州などの南部の諸州、カナダから、米国北部の工業地域に向けて、天然ガス幹線パイプラインが建設され、エネルギー輸送の大動脈となった。欧州では、1959 年にオランダで発見された Groningen ガス田が、域内天然ガス産業の興隆のきっかけとなり、欧州域内でのパイプライン網の発達を促進された。

パイプラインの経済性には、輸送距離が大きく影響する。遠隔の消費地まで数千 km に渡るパイプラインを敷くためには、投資額は大きく、また輸送単価も高くなる。さらに国際パイプラインの場合は、地域紛争などの影響を受けやすく、通過国との間で安定的な通過輸送条件を設定することが課題となる。ロシア産天然ガスのウクライナを經由しての欧州向け通過輸送では度々輸送条件をめぐる紛争が発生し、供給不安を繰り返してきたことがこの一例である。

特に欧州で、天然ガス産業は、需要予測を超える勢いで成長してきた。1970 年代から 2000 年代まで、ほぼ一貫して需要増加、1970 年からリーマンショック前の 2008 年までにガス消費量は 5 倍に増加した。1970 年代以降、家庭用・業務用の暖房を中心として、石炭・石油製品から代替が進み、1990 年代以降は発電部門の石炭・石油製品から代替が進んだ。これにより、期間中を通じて、パイプライン・LNG 輸入への依存が上昇した。そのことが、時として前記のような供給不安が生じる要因のひ

とつともなった。

世界の天然ガス消費は今後も増加を続けることにより、各地で長距離パイプラインや地域配給パイプライン網の拡充が進むことが見込まれている。

2. LNG

天然ガス産業の初期において、天然ガスの利用は、その生産地の周辺に限定された。20 世紀半ば以降、パイプライン技術の進歩したこと、コストの低下により、パイプラインでの天然ガスの輸送の長距離化が進んだ。一方 1970 年代以降、LNG 技術の実用化・普及とコストダウンによって、経済的な輸送距離がさらに増加したことにより、特にアジアなど、天然ガス市場が拡大することとなった。パイプラインの場合、目的地や輸送能力が固定化され、通過地での地理的な地政学的な影響を受けるのに対して、LNG は、タンカーの単位で輸送され、供給源や販売先の多角化・分散化が可能となる。また公海を通航することによって、地政学的なリスクが少ないという点が優位性として挙げられる。

日本のように近距離圏内に大規模な天然ガス資源のない国では、天然ガスをパイプラインによって大量輸送し利用することはできない。このため天然ガスを -162°C という超低温まで冷却することによって液化して体積を 600 分の 1 に圧縮して、専用タンカーによる輸送を可能とすることによって天然ガスの長距離輸送を実用化したのが、LNG、液化天然ガスである。超低温を取り扱うための素材や冷却システムなどの技術経済性の壁を乗り越えて、1964 年、北アフリカのアルジェリアに、世界初の LNG 生産プラントが建設され、欧州・米国への LNG 出荷が開始された。1969 年には、アラスカから日本向けの LNG 輸出が始まった。1980 年代に入ると、北アフリカの LNG は、欧州における北海の天然ガスパイプラインとの競争、あるいは政治的な障碍により、低迷した。一方で高度経済成長を遂げた日本が、世界の LNG ビジネスの大きな発展を支えることになった。

LNG が本格的に増加し始めた 1970 年代は、2 度に渡るオイルショックの経験と、高度経済成長がもたらした環境汚染対策のため、日本はエネルギー供給の多様化と、クリーン化を必要としていた時代であった。LNG は脱石油とクリーンエネルギーのエースとなった。それまで日本の都市ガス供給は石炭からの製造ガスが中心だったが、天然ガスへの転換により、一酸化炭素によるガス中毒事故が大幅に減ったほか、供給されるガスの単位体積当たり熱量も引き上げられて、人口密度の高い都市部で、パイプライン輸送能力を熱量ベースで倍増させるという大きな効果をもたらした

1970 年代以降、日本は東南アジア、中東、豪州などで、中核買主として長期契約でのコミットメントを行い、次々と LNG の開発を促進させた。日本に続き 1986 年には韓国、1990 年には台湾が LNG 輸入を開始した。21 世紀に入るとアジアでは LNG の普及がさらに進み、2004 年にはインド、2006 年には中国でも LNG の輸入が開始された。その後タイ、シンガポール、マレーシア、インドネシアなどの東南アジア諸国を始め、中東、中南米、アフリカなど世界各地で LNG の利用が拡大している。2020 年時点で LNG 生産国は 20 ヶ国、LNG 輸入国は 43 ヶ国に増加している。

第 4 節 天然ガスの用途 I 消費動向と天然ガスの位置付け

資源量が豊富でクリーンとされる天然ガスは、エネルギーの安定供給や高効率利用、大気汚染・地球温暖化対策等に適していることから、21 世紀に入ると大幅に需要が拡大している。これには供給力の増加も大きく影響している。

1. 天然ガス消費の動向

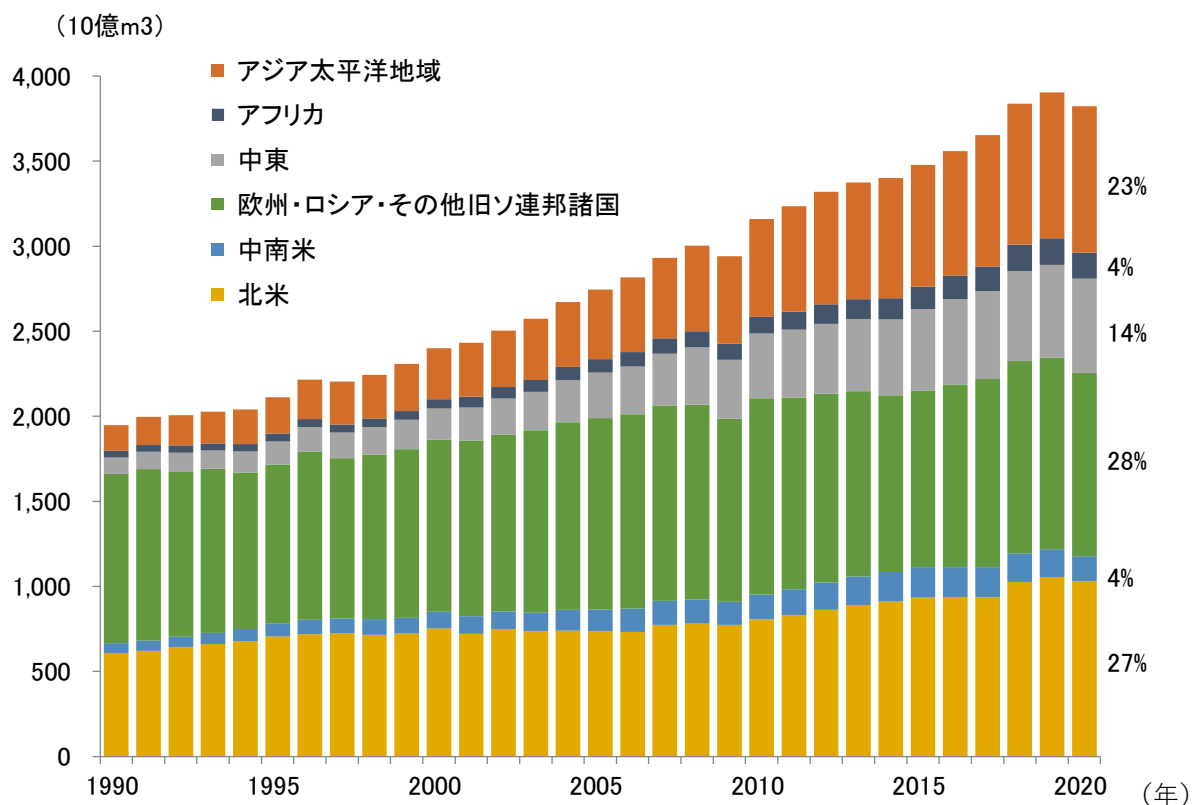
2020 年の天然ガス消費は北米、欧州・ロシア及びその他旧ソ連邦諸国で世界の約 55% を占めた。

これらの地域内では、豊富に天然ガスが生産されており、天然ガスの利用が進んでいる。既にパイプライン・インフラストラクチャーが整備されており、天然ガスを気体のまま大量に輸送して利用することが可能であることが特色である。アジアでも天然ガスの消費が急激に増加している。

2010 年から 2020 年の間、世界の天然ガス消費は年率 1.9% で増加してきた。但し 2020 年は、パンデミックの影響から

2.1%の減少となった。天然ガスはほかの化石燃料に比べて環境負荷が低いこと、コンバインドサイクル発電⁴等の技術進歩、競合燃料に対する価格競争力の向上によって近年までは利用が拡大してきた。

図 1-8 世界の天然ガスの消費量（地域別）



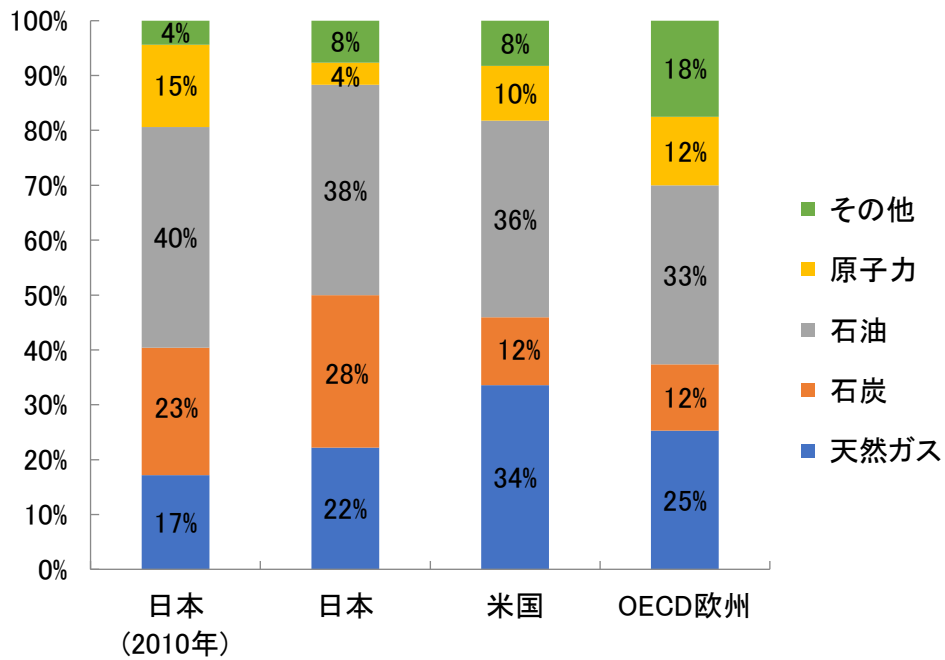
(出典: bp Statistical Review of World Energy 2021 を基に作成)

2. 主要天然ガス消費地域での天然ガスの位置付け

2019年の一次エネルギー総供給量に占める天然ガスの割合は、米国の34%、OECD 欧州の25%に対して、日本もOECD 欧州と同程度の22%となっている。以前は、日本の一次エネルギー供給に占める天然ガスの比率は、米国や欧州と比較して低いものであった。これは、欧米で自国、あるいは周辺国で天然ガスが豊富に生産されるため天然ガスの利用が進んできた一方、日本は、天然ガスのほかのエネルギーに対する競争力が十分に持ってこなかったためであった。しかし、東日本大震災後に停止した原子力発電の多くを天然ガス火力発電で代替したことが影響し、2010年の17%から5%上昇した。

⁴ コンバインドサイクル発電とは、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電方式。

図 1-9 日本、米国、OECD 欧州の一次エネルギー構成（2019 年）

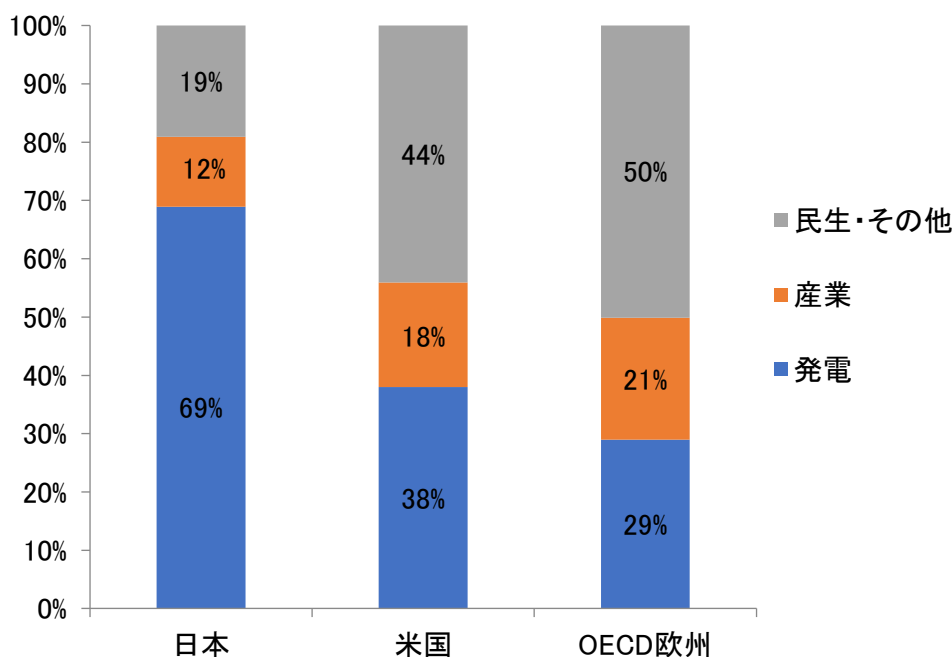


(注) 端数処理の関係で合計が 100%にならない場合がある。

(出典: IEA "World Energy Balances 2021 Edition" を基に作成)

天然ガスの用途について、日本と欧米とでは大きな差異がある。日本では、発電用としての利用の割合が全体の 69%を占めており、産業用は 12%、民生・その他用は 19%に過ぎない。これに対して、米国、OECD 欧州では発電用としての利用の割合がそれぞれ 38%、29%と日本と比較して低く、その分、民生・その他用や産業用としての利用の割合が高くなっている。

図 1-10 日本・米国・OECD 欧州における用途別天然ガス利用（2019 年）



（注）端数処理の関係で合計が 100%にならない場合がある。

（出典：IEA "World Energy Balances 2021 Edition" を基に作成）

天然ガスの主たる用途が地域間で異なっている理由としては、天然ガス価格が日本において、欧州・米国よりも割高となったこと、①LNG 輸入という形態でしか天然ガスが導入できていないこと、②このため、需要が集積しやすい発電用や一定規模以上の大手都市ガス会社による利用を中心に導入されたという経緯がある。このため、天然ガスの需要がある地域に LNG 基地が順次立地し、LNG 基地から、需要に応じてパイプラインが徐々に延伸するという日本に特有のインフラストラクチャー発展形態となっている。発電用と比べて需要が地理的に分散している民生用や産業用では、天然ガス利用は相対的に発展途上にある。

一方、欧米では、民生用、産業用への天然ガス利用が先に進んだ。米国では、2019年の発電用天然ガス消費量が2010年と比較して52%上昇しており、近年発電利用も増加している。

第 5 節 天然ガスの用途Ⅱ 新たな用途

エネルギー供給の安定確保と、地球温暖化対策を進める上で、天然ガスには一段と大きな役割が期待されている。ガスの利用面では、コンバインドサイクルガスタービンによる発電、熱電併給 CHP = コージェネレーション、CNG・LNG ステーションでの陸上輸送用燃料、LNG バンカリングでの海上輸送用燃料としての拡大、燃料電池など高効率技術の進化が続いている。天然ガス需要の季節性はあるものの、電気と異なり貯蔵が可能なることも、ガスの強みでもある。将来的には、分散型発電としての燃料電池については、燃料改質技術の開発競争が進んでいる。技術革新により天然ガスによるコンパクトで高効率の水素製造システムが確立すれば、電力供給システムにも大きな変革をもたらす可能性を秘めている。

1. 陸上輸送用分野での LNG 利用

輸送用分野では、天然ガス自動車、資源の豊富なイラン、パキスタン、ロシア、中国、インド、アルゼンチンなどで普及してきた。これまでは主に圧縮天然ガス（CNG = compressed natural gas）が利用されてきたが、最近では容積当たりのエネルギー密度が高く長い航続距離を期待できる LNG がトラック、バス、廃棄物回収車などの大型車や、鉄道の機関車で利用される

ようになっている。特にシェールガス革命で天然ガスが割安となった米国では、小規模 LNG 製造プラントが各地に設置され、バス、や公共サービス、路線運送等の用途で使われている。また、欧州連合では、LNG ステーション数が 2015 年の 50 件程度から、2022 年には 500 件以上に増加している。

2. 船舶燃料としての LNG 利用

船舶燃料としての LNG 利用は、2000 年代以降、本格化している。2016 年、国際海事機関（IMO = International Maritime Organization）は、2015 年から燃料の硫黄分上限が 0.1%に規制されている港湾、沿岸海域などの排出規制海域（ECA = Emission Control Area）に加え、硫黄分 3.5%の重油が主力燃料とされていた全世界の海域で、2020 年 1 月から硫黄分上限を 0.5%に規制することを決定した。これにより高硫黄重油を主燃料としていた大型船舶では、排煙脱硫装置の設置や、脱硫重油、軽油、LNG などへの燃料転換が進むとみられており、各地で LNG 燃料船舶の建造へとつながっている。今後、IMO による温室効果排出規制の動向によっては、この分野における LNG 需要の見通しは、大きく変化することになる。

第2章 LNGの特徴

プロジェクトの構築に巨大な資本費を要する LNG 事業の特色から、そのコマーシャル取引においても、これを反映した特色ある仕組みが盛り込まれている。特に初期の LNG プロジェクトにおいては、地域間を専用のタンカーで往復する取引が主体であったことから、仕向地を指定する条項、あるいは Take or Pay 条項などが盛り込まれていた。特に仕向地制限条項については、一次買主による転売などの需給調整の意味も含めたフレキシブルな LNG 取引活動の妨げになるということは、20 世紀末より意識されていた。その後、2011 年以降、北東アジアにおける LNG 価格のプレミアム性が鮮明となり、これを解消するための LNG 市場の柔軟性拡大への最大の障害として、仕向地制限条項を撤廃すべしとの買主の要求が高まっていった。LNG 貿易の裾野の拡大に伴い、LNG 取引の柔軟性は拡大しているが、硬直性も伴うこれらの条項は依然として残されている。

第1節 仕向地制約

仕向地条項とは、公正取引委員会によれば、LNG 売買契約書において、LNG 船の目的地である仕向港として、一定の範囲の受入基地を指定している条項である。仕向地制限とは、LNG 取引の買主が仕向地を自由に設定・変更することに対する一定の制限であり、事実上、日本の需要者が LNG を他の需要者等に再販売することを制限しているとのことである。歴史的には地点間の LNG 貿易では、届け先を指定することが慣習としてなされてきたが、消費地域の裾野拡大、需要変動に対応するための柔軟性拡大要請から、2013 年以降、日本の LNG 買主を中心に、仕向地制限撤廃の要請が高まった。

1. 公正取引委員会報告（2017 年 6 月）⁵

公正取引委員会によれば、液化天然ガスの需給については、「①東日本大震災後に停止していた原子力発電所の再稼働及び今後のエネルギー供給構成の多様化に伴う国内需要の緩和、②電力小売市場及びガス小売市場の全面自由化に伴う国内需給の見通しの不透明化、③アジアを始めとする世界的な需要量の増加、④非在来型天然ガスの開発等による世界的な供給量の増加といった要因による大きな環境変化が指摘されている。」とのことであり、「国内需要者は、現在、液化天然ガスの余剰発生を見込んでいるものの、供給者の仕向地制限等により、今後、国内外に液化天然ガスの余剰を再販売することが妨げられること等を懸念している。」とした。

さらに、日本政府が仕向地制限の撤廃等を働きかけるという方針を閣議決定していることも踏まえて、「液化天然ガスの取引における独占禁止法又は競争政策上問題となるおそれのある取引慣行、契約条件等の有無等を明らかにするため、今般、液化天然ガスの取引実態に関する調査を実施」したとしている。

この結果、FOB⁶条件による契約について、

- ✓ 仕向地条項を規定することは、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれがある。
- ✓ 仕向地条項を規定するとともに仕向地変更を制限することは、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれが強い。

と指摘した。

DES⁷条件による契約について、

⁵ 「液化天然ガスの取引実態に関する調査について」（2017 年 6 月）

https://www.jftc.go.jp/houdou/pressrelease/h29/jun/170628_1_files/170628_3.pdf

⁶ FOB は、Free on Board の略。LNG が売主の出荷基地でタンカーに積み込まれた時点で、所有権、危険負担が売主から買主に移転する取引形態。保険料や運賃は買主が支払う。

⁷ DES 価格: DES は delivered ex-ship の略で、輸入地点での陸揚・税関申告価格となる。これは CIF = Cost, Insurance and Freight すなわち、積出地での価格に、運賃や船荷保険料を加えた価格に、販売マージンを加え

- ✓ 仕向地条項を規定すること及び仕向地変更条項に「売主が同意すること」を条件として定めることや一定の必要性・合理性のある条件を定めることは、直ちに独占禁止法上問題となるものではない。
- ✓ 必要性・合理性のある条件を満たしているにもかかわらず、同意を拒否する場合、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれがある。
- ✓ 仕向地変更条項に競争制限的な条件を定めることや、運用において、競争制限的な条件を仕向地変更の条件とすることは、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれが強い。

と指摘した。

これらの調査結果に基づき、公正取引委員会は「LNG の売主においては、新規契約締結時や契約期間満了後の更新時において、再販売の制限等につながる競争制限的な契約条項や取引慣行を定めないことが必要である。また、契約期間満了前の既存契約においても、少なくとも、再販売の制限等につながる競争制限的な取引慣行を見直すことが必要である」と指摘した。

2. JOGMECによるフォローアップ調査（2021年10月）

2021年10月、JOGMECが「LNG 売買契約に係る仕向地条項及び価格指標等に関する2021年度調査について」を公表した。上記の公正取引委員会報告書を踏まえた当該契約条件等のフォローアップを目的として、国内 LNG 買主企業である電力会社、ガス会社、製鉄会社の計22社に対して調査を実施したものである。

本調査の結果、2020年度の契約数量のうち、公取委調査（2017年6月）以前に締結された契約によるもので仕向地制限が課されていたのは71%、公取委調査（2017年6月）以降に新たに締結された契約も含めた全契約で仕向地制限が課されていたのは57%、さらに、公取委調査（2017年6月）以降に新たに締結された契約と既存契約のうち仕向地制限に係る条項を改定した契約を分母とした場合に仕向地制限が課されていたのは23%であるとされた。

3. 欧州連合での LNG・天然ガス仕向地制限緩和

欧州では、2000年以降、欧州委員会が、単一欧州ガス市場を目指し長期契約の審査を開始した。ここでは、欧州委員会自身が、アルジェリア、ナイジェリア、ノルウェー、ロシアの、EU域外ガス生産者を含むガス供給者と直接交渉し、仕向地制限条項の抹消に合意できたところが特色である。

これにより、EUでは、仕向地制限条項が禁じられているが、2010年代前半には、直接の転売ではない、LNG受入基地でのLNGカーゴの再積み込み出荷が多発した。DES（delivered-ex-ship）契約で依然として制限が残っていること、また一次買主は転売ではない再積み込みにより、売主との間での利益配分を回避している（最終消費に関して、売主が制限することはできない）。

欧州での仕向地制限撤廃への取り組みは、欧州単一ガス市場実現に向けた取り組みの一環として進展したものだ。地域単位での一丸となった取り組みとなることが、制限的条項の一律の撤廃につながっている。

また、規制面での進展と並行して、欧州の LNG プレイヤーの一部は新規供給源から柔軟 LNG 供給を確保したことで、仕向地制限を付けることが当該売主にとって不利になる状況を現出した。2008年以降のガス需要減少により、多くの買主が売れなかった LNG を転売せざるを得ない状況も作用した。

また LNG ビジネスに比較的新参の LNG 生産国であるナイジェリアは、最初から仕向地制限条項を持っていなかった。

欧州委員会の相手方の内、アルジェリアの場合は、合意を取り付けるために時間を要した。2007年、アルジェリアは欧州買主との長期 LNG 販売契約を積極的に増やさない戦略に転換し、仕向地制限条項を持つことに固執しないこととなった。

カタールは、欧州の個別市場向けに取引方法をカスタムメイドした方式を適用することでこの問題を回避している。バリューチェーン毎に垂直統合型（例としては、英国向けに、自社関連企業間で売買）で取引を構成している。また、カタール産 LNG 販売

た水準となると考えられる。

取引に含まれる一部の条項が、欧州ガス輸入企業が当該 LNG を、欧州経済圏内の代替仕向先に販売する自由を制限している可能性に関して、欧州委員会競争当局は 2018 年 6 月に調査に着手したが、2022 年 3 月末、制限が存在する具体的な証拠は見付からなかったとして調査の打ち切りが発表された。

なお、ロシア Gazprom 向けの 2012 年 - 2018 年の調査（中東欧諸国向けパイプラインガス販売）も一部契約にて仕向地制限条項が含まれていたと推定される。

第 2 節 Take or Pay 条項

Take or Pay 条項とは、前記の公正取引委員会「液化天然ガスの取引実態に関する調査について」によると、買主の現実の引取数量が不足する場合、買主が当該不足分の代金全額を支払う義務を負う旨を定める条項である。巨額の初期投資と融資を必要とする LNG プロジェクトにおいては、需要者による安定的な代金全額の支払保証が最終投資決定の重要な要素となる、としている。

1. 歴史的経緯

天然ガスを利用するためには、ガス田を開発し、その生産拠点から需要家となる事業所、家庭までのパイプラインを敷設することが必要となる。これは極めて資本比率の高い資本集約型（キャピタル・インテンシブ）事業となる。稼働開始後の運転コストは相対的に安くなるため、全体としてのコストを抑えるためには、資本費の回収期間を長く取らなければならなくなる。天然ガスビジネスの初期には、米国でこのような事業リスクの負担、長期にわたる安定した資本費の回収の保証を需要家側にも求め、安定した投資の実現を図ろうという発想から生まれたのが、この条項である。

この条項の下では、需要家はガスの購入権・パイプラインの利用権を確保し、需要減のためなどにたとえガスを引き取らなくても、決められた期間には取引量に見合う代金を供給者に支払うという形式となる。但しその後、取引期間中に需要が回復して供給側にも供給余力がある場合には、そのいったん削減した分を引き取ることができるメイクアップ条項も織り込まれる。

多くの場合、ある程度引き取りの弾力性を認める下方弾力性（DQT = Downward Quantity Tolerance）条項が取り入れられている。これは Take or Pay 条項発動の際に、年間契約量（ACQ = annual contract quantity）の 5% - 10% 程度の引き取り削減を認めるもので、さらに期間中の累積上限（60%-65%）が附加される。他方、上方弾力性（UQT = upward quantity tolerance）は、売主側は通常それに見合う生産余力を常時確保しているわけではなく、余裕のある時に供給するという努力義務的な条項となっていることが多い。

2. LNG 契約における位置付け

Take or Pay 条項は、LNG プロジェクトの形成でも、大いに利用されてきた。この条項が買主側の引き取り義務を縛るのは事実だが、この条項がなければ、100%の引き取り義務が発生することとなるので、プロジェクトが巨額の資本費を抱える中で、フレキシビリティを出そうとする努力という側面もあった。近年 LNG 市場の柔軟性が拡大してきたが、新規プロジェクトの巨額資金調達において Take or Pay 条項が一定の役割を果たしていることに変わりはない。一方引き取り側の負担の大きい片務契約でもある。このこともあって、資本費回収が終わったプロジェクトでは、独禁法上問題になる可能性がある、と前記の 2017 年の公正取引委員会「液化天然ガスの取引実態に関する調査について」でも指摘されている。

第 3 節 現物市場での取引価格/契約体系

天然ガスの価格には、現物取引に適用される長期契約価格、短期契約価格、スポット価格、および商品先物市場で取引される先物価格とがある。アジア・太平洋、欧州、北米の三大天然ガス市場は、それぞれが独立した市場を形成してきたこと、需給

の背景も異なり相互間の輸送費も高くなるために、地域性の高い市場が形成されてきた。それぞれの市場の特徴を反映して価格形成の仕組み、価格水準がこれまでは大きく異なってきた。しかし近年、特に 2016 年に米国からの LNG 輸出が実現したことによって、これらの市場間の連動性が劇的に高まっている。

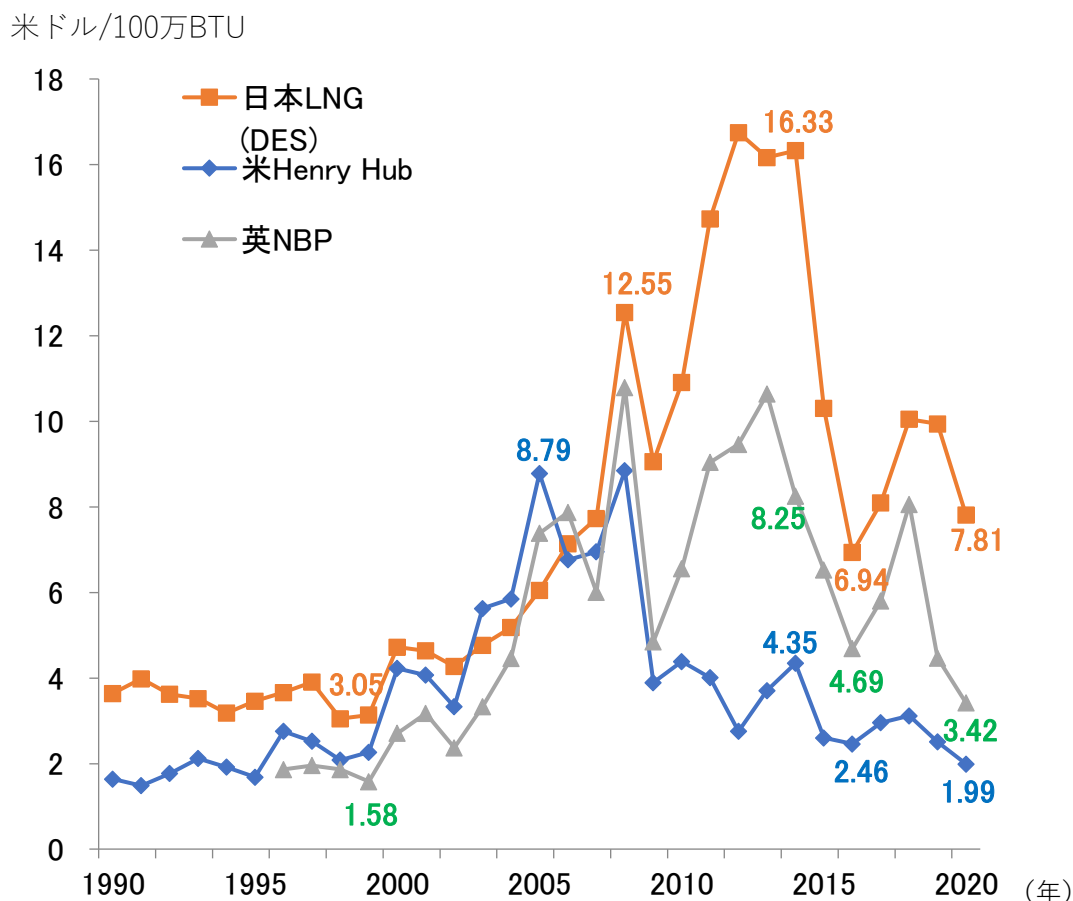
1. 価格の動向

LNG 価格は、過去 1 年間ほどは、高目に推移しており、日本では都市ガス、電力の価格に影響を与えることから、注目を集めることとなっている。

日本向けの LNG 価格 (DES)は、1990 年代には、100 万 Btu 当たり 3 - 4 ドルで推移した。2000 - 2005 年は 4 - 6 ドルで推移したが、その後は原油価格に連動して上昇し、2014 年の半ばまで高値が続いた。2014 年時点では、日本向けの LNG 平均価格は 16.33 ドルとなり、米国国内の天然ガス価格 4.35 ドル (Henry Hub⁸ スポット価格) や英国内の天然ガス価格 8.25 ドルと比べて大きく割高となった。当時アジア LNG 市場の需給が逼迫していたこと、流動性が低かったこと、日本向けの LNG 価格が原油価格の水準を参照して決められるものが多く、原油価格の影響を大きく受けたためである。しかしその後、原油価格低下、LNG 需給緩和によって、2015 年以降、日本と欧米の価格差は縮小した。

⁸ 米国国内のガス取引価格の指標となっている、ルイジアナ州にある天然ガスのパイプラインの接続地点(ハブ)の呼び名。ヘンリーハブ価格を元に日本の LNG 輸入価格との比較を行う場合には、天然ガスの液化・気化コストや LNG 船舶輸送コスト等を考慮する必要がある。

図 2-1 主要地域ガス価格指標の推移（1991 年-2020 年）



(出典: EDMC, ICIS, IEA データを基に作成)

2. 近年の動向

日本平均 LNG 輸入価格は、2015 年以降、16 ドル台をピークに、基本的に長期契約の LNG 価格が連動している原油価格の低下傾向により、2014 年以前と比較して、低く推移した。原油価格との連動率に関しては、価格低下と並行して、若干乖離している傾向が観察できる。2019 年 4 月以降は、同年 8 月の 10.13 ドルを除き、2021 年 9 月まで、10 ドルを下回った。特に、2020 年 3 月以降の原油価格急落の影響により、同年 8 月から 10 月にかけては、2005 年 1 月以来の低水準となる 5 ドル台まで下落した。2020 年末に向けては、原油価格上昇に伴い、12 月に 7 ドル台まで上昇した。堅調な原油価格の値動きに応じて、2021 年 2 月には 9 ドル半ばまで上昇後、3 月は 7 ドル半ばまで下落した。その後は、原油価格の上昇に伴って、2021 年 10 月は 11 ドル後半、そして 11 月、12 月は 14 ドルまで上昇し、2015 年 1 月以来の高値となった。2020 年の世界的なエネルギー価格低迷、および 2022 年までの高騰期間において、世界的な連動性と、水準の接近が起きている。

第 3 章 LNG 市場

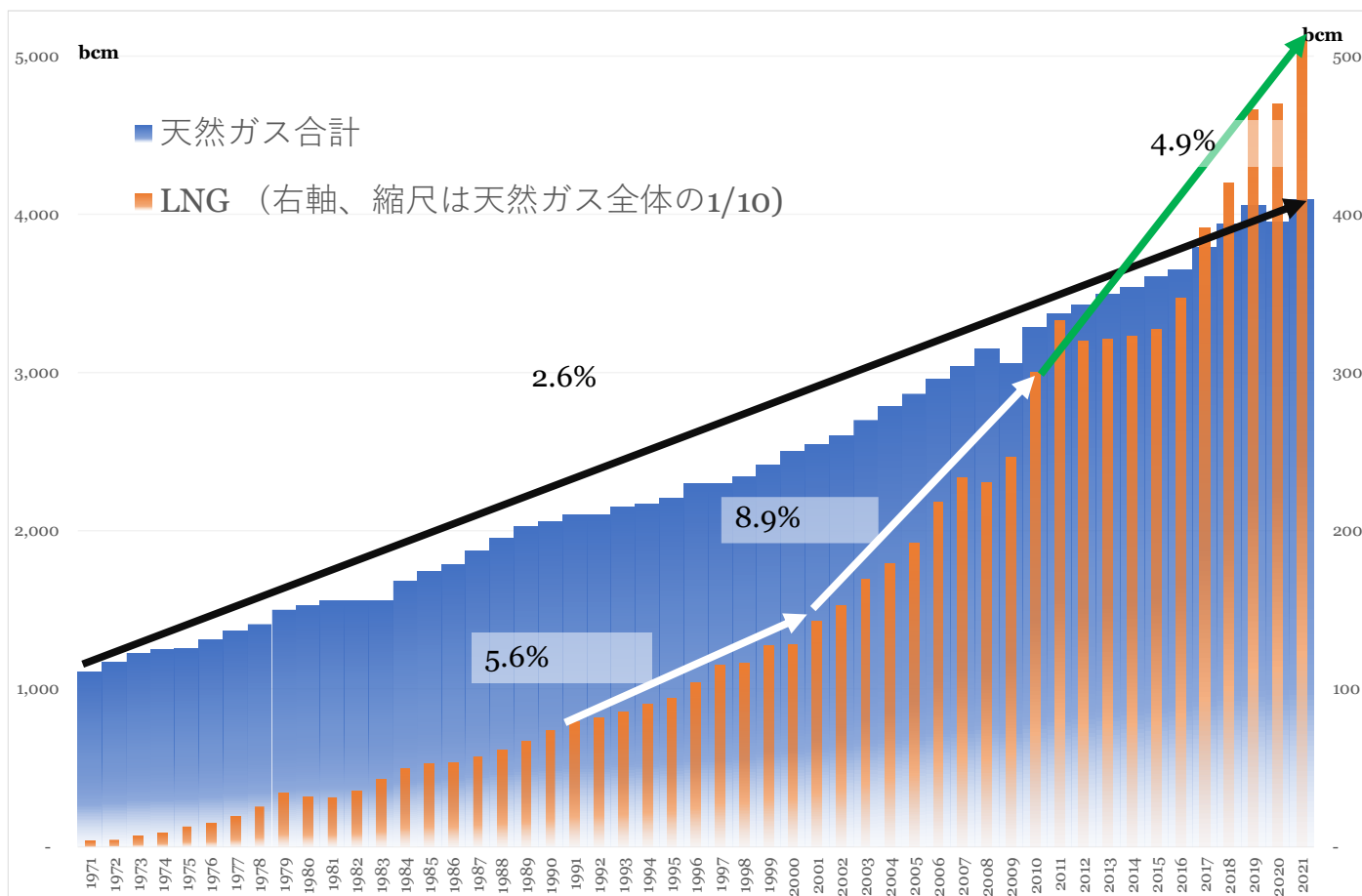
世界の LNG 市場では、1964 年にアルジェリアから英国への初の LNG コマースシャルカーゴが出荷され、アジア太平洋市場では、1969 年に米国アラスカ州から日本への LNG 出荷を皮切りに順調に発展し、2020 年時点で LNG 輸出国は 20 ヶ国、LNG 輸入国は 43 ヶ国を数えるに至っている。このような拡大を支えたのは、旺盛なエネルギー需要と、クリーンなエネルギー転換への要

請に対応して生産が拡大したことによる。

第 1 節 現物市場規模

世界の天然ガス市場の規模は年間 4 兆 m³ 程度であり、これは世界の一次エネルギー市場の 4 分の 1 程度に相当する。天然ガス全体の 10% 強、2021 年時点では 12.5% 程度が LNG として国際貿易されている。LNG 貿易は、過去半世紀以上、着実に増加し、世界中で天然ガスの普及に貢献している。LNG は、世界全体で生産される天然ガス中の比率として、2015 年頃に 10% を超えた。

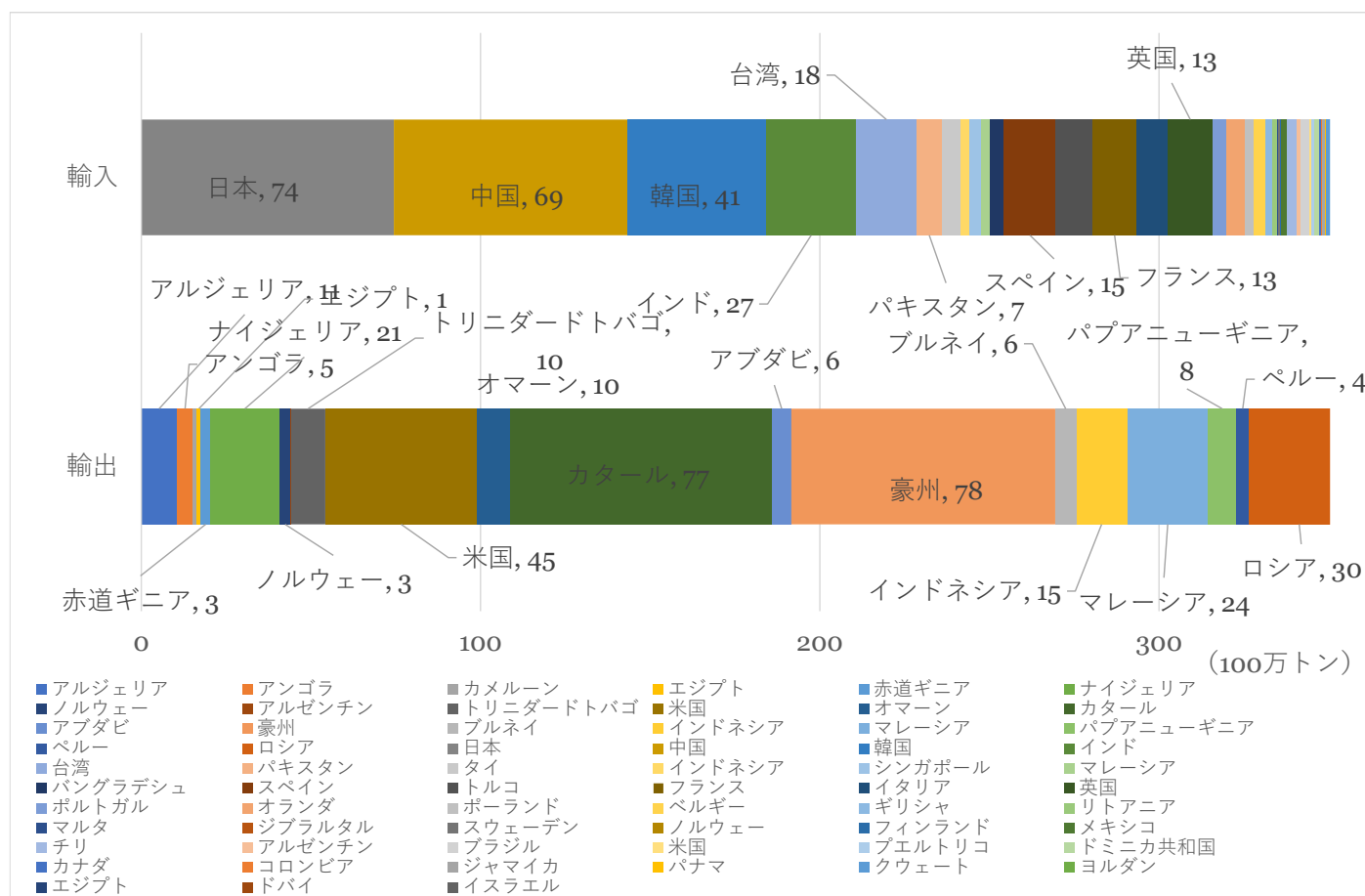
図 3-1 世界の天然ガス・LNG 生産量



(出典: IEA, Cedigaz, GIIGNL データに基づき作成)

LNG 貿易においては、日本が 1970 年代前半以降、2020 年まで世界最大の LNG 輸入国だったが、2021 年には中国が首位となった。また、2021 年の世界最大の LNG 輸出国は豪州、カタールだったが、2022 年は米国が世界最大の LNG 輸出国となる可能性が高い。その後カタールは年間生産容量を現在の年間 7700 万トンから、年間 1.26 億トンに拡大する拡張プロジェクトを推進中であり、2027 年頃には再び筆頭となると見込まれる。

図 3-2 世界の LNG 輸入国、輸出国



(出典: GIIGNL データに基づき作成)

第2節 先物市場規模

アジアのスポット LNG 価格に関しては、複数の価格査定機関が、LNG 市場参加者からの情報に基づき、各営業日の北東アジア地域の価格の査定（アセスメント）を行い、各社の有料媒体に掲載している。S&P Global Platts 社による JKM⁹、ICIS 社の EAX¹⁰、Argus 社の ANEA¹¹が該当する。近年は JKM が業界関係者の間で、市場状況に関して話し合う際に、高い頻度で言及されている。また、JKM については、2012 年に ICE (intercontinental Exchange)、CME (Chicago Mercantile Exchange) により、JKM 先物契約が上場された。

これら海外取引所における JKM 先物取引高は、毎年増加傾向にある。なお近年、JKM は欧州のガス価格指標である TTF と高い相関関係にある。これは、両市場間で裁定取引される実物 LNG カーゴが増加していることが主因である。このことを背景として、JKM アセスメント時間であるアジア時間の夕刻において、ちょうど欧州市場の営業時間が開く時間に重なることもあり、アセスメントに欧州のガス取引動向が影響する傾向になっていることも理由として指摘できる。

1. 先物取引量

2012 年に ICE (Intercontinental Exchange) で初めて JKM 先物が上場されて以来、年々取引高は増えている。CME

⁹ "Japan Korea Marker" の略

¹⁰ "East Asia Index" の略

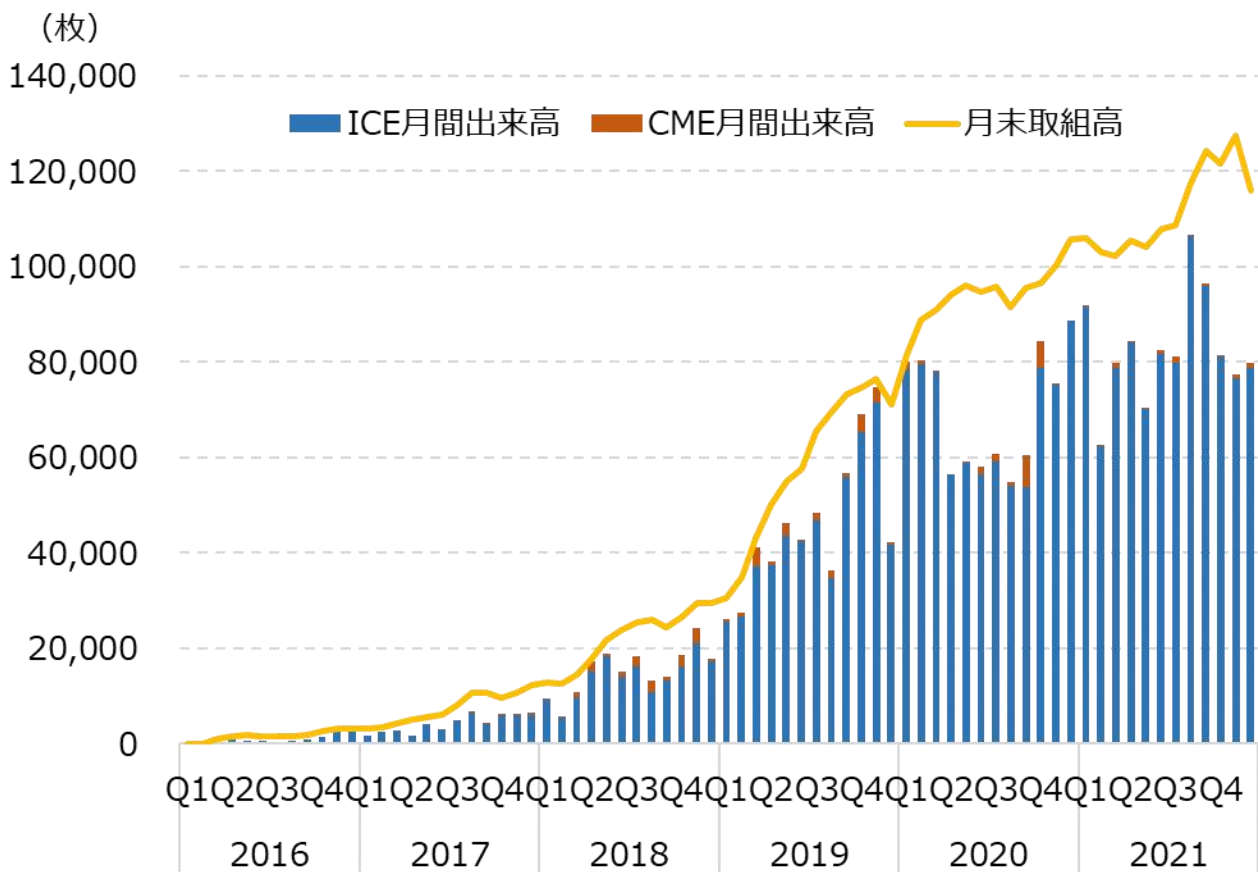
¹¹ "Argus Northeast Asia des" の略

(Chicago Mercantile Exchange) でも 2012 年に上場されているが、取引の大半は ICE で行われている。

2022 年 4 月に、TOCOM でも JKM 先物の上場が予定されており、TOCOM と海外取引所との間で裁定取引が行われるようになれば、JKM 先物市場全体の流動性が向上することも期待できる。

図 3-2 海外取引所における JKM 先物取引状況

海外取引所におけるJKM先物取引状況



出典: Bloomberg

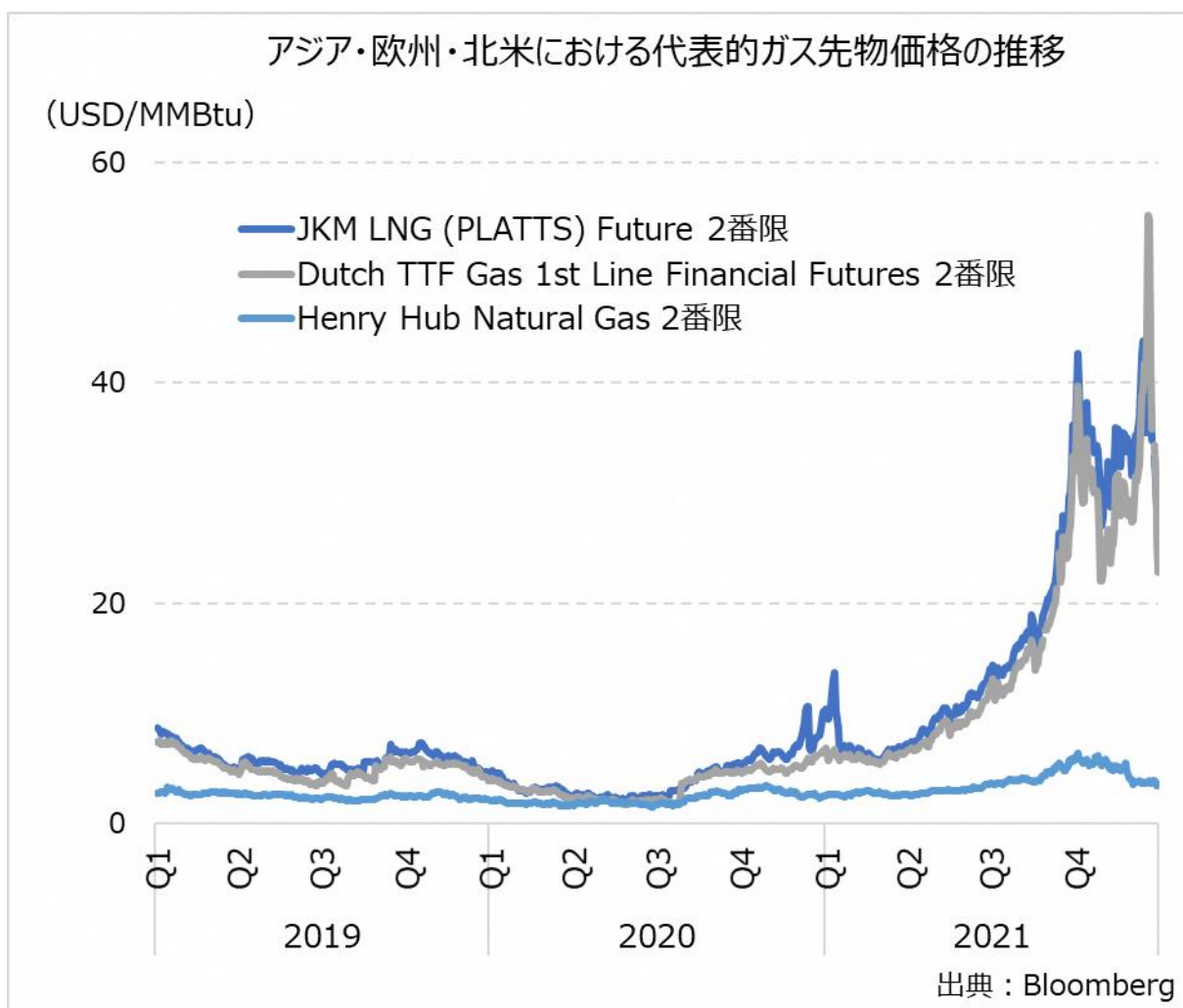
(出典: Bloomberg)

2. 先物価格

天然ガスの代表的な価格指標として、米国の HH や欧州の TTF があるが、JKM は TTF と高い相関関係にある。この理由としては、両市場間で裁定取引される実物 LNG カーゴが増加していることが主因である。北米産をはじめとした LNG が欧州の天然ガスの需給調整に利用されていることやコモディティ化の進展等が考えられる。また、このことを背景として、JKM アセスメント時間であるアジア時間の夕刻において、ちょうど欧州市場の営業時間が開く時間に重なることもあり、アセスメントに欧州のガス取引動向が影響する傾向になっていることも理由として指摘できる。

特に 2020 年末以降、LNG スポット価格のボラティリティが上昇しており、市場参加者の価格ヘッジニーズはこれまで以上に高まっていると考えられる。海外では電力先物と天然ガスや LNG 先物を組み合わせて将来の発電マージンを予め固定しておくといった使い方もされており、将来的には日本でも同様の手法がとられるようになると予想される。

図 3-2 アジア・欧州・北米における代表的ガス先物価格の推移



第3節 プレイヤー

LNG ビジネス初期の典型的な売主・買主の組み合わせとしては、ガス資源国の国有生産企業と、欧米メジャーズ企業の合併事業体による LNG 生産・輸出売主、および OECD 先進諸国の天然ガスチャンピオン輸入企業あるいは日本の大手電力・都市ガスの輸入買主による地点間貿易により、個々の LNG バリューチェーンが形成された。貿易の裾野が拡大し、輸入国、輸出国が増加し、参加企業も多様化した。買主・売主間の仲介役でもあった日本の大手商社が、自らも輸出プロジェクトの出資者に加わっており、その後はトレーディングや需要開拓にも参加している。さらに LNG 取引には、コモディティトレーダーも参加するとともに、メジャーズ企業や大手買主がトレーディング機能を備え、プレイヤー間の垣根は低くなっている。

1. 輸入側

アジア太平洋地域、やや広く表現すればスエズ東側の LNG 市場は、現在の世界の LNG 需要の 4 分の 3 程度を占めている。これらの地域は、今後も世界のエネルギー消費の増加を牽引して行くと考えられており、また大西洋地域等のガス消費地域とは異なり、必ずしもパイプライン網によって相互の地域間が接続されていないため、LNG がこの地域の増加する天然ガス需要に対応するため、重要な役割を果たし続けていくと考えられる。

まず、北東アジアのいわゆる伝統的な LNG 市場として、日本、韓国、台湾を挙げることができる。

アジア太平洋地域の LNG 貿易は、1969 年、日本が米国アラスカ州より LNG を導入したことにより開始された。その後、

1970年代に、2度の石油ショックを経て、その期間は日本がこの地域でのLNG輸入を独占しつつ拡大することとなった。1986年に韓国がLNG輸入を開始、1990年には台湾がLNG輸入を開始した。これらの両市場のLNG導入に当たっては、LNG受入基地を初めとするインフラストラクチャーの建設、LNG売主との売買のアレンジメントに至るまで、日本企業による協力が行われた。

これらの市場において、LNG導入に至った当初の動機として、次の要因を指摘できる。まず、当時の急速な経済成長を支えるため増加するエネルギー需要に対応するためであった。次に地域内産のエネルギー源が欠けていることにより、発電部門・工業部門において、石油からエネルギー源を多様化することであった。次に、大都市地域における大気を清浄化する必要性、都市ガス供給において、石油類、石炭から製造されるガスに代替するため、よりクリーンで、安価かつ安定的な原料を確保するためであった。

これら3件の伝統的LNG市場、特に日本は、スエズ東側の市場だけでなく、グローバルレベルでのLNG市場において、21世紀になって新たな輸入市場が浮上してくるまでは、圧倒的な地位を維持することになった。21世紀初頭の時点において、これら3市場は、世界のLNG輸入の7割を占めていた。これらの市場を支えたのは、インドネシア、マレーシア、ブルネイ、豪州といった地域内からのLNG輸出であった。これらをアラスカ、中東からのLNG供給が補完していた。

日本では、個々の電力会社、都市ガス会社が自ら建設した輸入基地を通じて、直接LNGを輸入している。一方、韓国、台湾においては、それぞれ政府が設立した単一の卸売企業がLNG輸入の役割を担っている。韓国、台湾のモデルは、LNG輸入を可能とするために、規模の経済性を生む必要があり、同時にLNG生産プロジェクト開発を可能にするため裏付けとなる規模の需要を形成する必要なものであった。しかし日本では多くの場合、LNGバリューチェーンを確立するために、国単位での購入エージェントを創設することではなく、買主の連合を形成することになった。

これら伝統的3市場においては、天然ガスの域内生産は少なく、またその他の天然エネルギー資源も少ないため、将来も中核的なエネルギー供給源の1つとしてLNGへの依存を続けていくことになると予想される。LNGの需要については、他エネルギー供給源に対する相対的な競争力、さらに天然ガス利用のための新技術、利用のためのインフラストラクチャー開発、原子力発電の稼働状況、再生可能エネルギー源の導入状況、省エネルギーの動向に依存することとなる。特にLNG価格について、世界の他地域のガス価格と比較して最も高い水準にあることから、今後のLNG貿易における価格設定や取引の柔軟性が、この市場におけるLNGの先行きに大きく影響することになる。

日本の場合、今後のLNG需要に関する不確実要因としては、原子力発電の再稼働状況が最も大きい。この他の不確実性としては、再生可能エネルギーの普及状況、およびLNG・ガス供給の環境対応により需要は変動すると考えられる。

韓国は、2018年には過去最高の4400万トンのLNGを輸入した。しかしながら2019年、2020年はいずれも4000万トン程度に留まった。これは2019年における原子力発電、石炭火力発電の稼働率上昇、2020年は経済の失速が大きな要因である。2021年は原子力発電、石炭減少により大幅に増加し、再び過去最高の4600万トン程度となった。

台湾では、現政権が、2025年までに原発ゼロとする方針を明らかにしている。再生可能エネルギーには限界があり、発電構成中のLNGの役割増加は確実と思われる。既存2件のLNG受入基地は既に公称容量を上回るLNGを受け入れており、第3基地建設計画が進められている。但し建設計画に対する環境面での許可、あるいは住民の合意といった点で、難航が予想される。LNG輸入は増加傾向にあり、原子力発電量の低下もあり、年々増加している。原子力発電の代替は主として再生可能エネルギーが想定されているようであるが、台湾政府の想定通りにその導入が進まない場合には、LNG需要が大きく増加することとなる。

次に、インド、中国という世界で最も急速に成長する2つの経済が、LNG市場においては、新興であり、それぞれ2004年、2006年にLNG輸入を開始した。これらの市場における主たるLNG買主は、国有企業、もしくは政府あるいは国有企業によって設立された企業となっている。相対的に新しい市場であるとはいっても、中国、インドともに世界最大級のLNG輸入地域となっている。

両市場の LNG 需要は、輸入開始以降急速に増加してきたが、将来の需要動向については、前記の伝統的市場同様の要因に加えて、国内でのガス資源開発、近隣諸国からの既存あるいは将来のパイプラインガス供給に大きく依存している。前記の伝統的市場と比較すれば、中国、インドともに、近隣諸国からのパイプライン接続の可能性が現実的なものとして考えられるからである。国内ガス市場における価格制度改革も、これらの両市場における LNG 需要に影響する重要な要因である。

インドでは、2004年にカタールから LNG 輸入を開始し、輸入量は2019年には2400万トン近くに達した。2020年は2600万トンまで増加した。国産ガス生産量の伸び悩みにより、天然ガスの自給率は2020年時点で40%まで低下した。

2022年初頭時点で6件の LNG 受入基地が、西海岸・南海岸に立地している。この内、西部 Dahej、南部 Kochi は同国政府主導により、国有エネルギー企業4社を中心に設立された Petronet LNG が建設・操業し、LNG 購入も同社を中心に行っている。西部 Hazira 基地は Shell / Total の合併により建設されたが、2018年 Shell が Total 持分25%を買収した。西部 Dabhol 基地は1990年代より米 Enron が開発・建設したが、その後、インド国有企業 Gail / National Thermal Power 連合が買収し、操業している。同基地は、初期は防波堤がないことにより、LNG 船の着岸に支障があり、年間受入量が170万トン程度に制限されていた。また Kochi 基地は、国内のガスパイプライン網への接続が完成しておらず、年間受入量が200万トン程度に制限されてきたが、2020年末以降、幹線パイプラインが完成し今後の受入増加が期待されている。また、東海岸では初となるタミルナドゥ州 Ennore 基地が、2019年3月に初カーゴを受け入れた。2020年1月、西海岸 Mundra 基地が初カーゴを受け入れた。2022年3月、マハラシュトラ州ジャイガル沖に自国初の浮体貯蔵・気化設備 (FSRU) が到着した。

前記 Kochi 基地では、接続パイプライン整備までタンク貸し出し・再輸出も実施された実績がある。

インドでは、発電部門よりも、急速な都市化、工業化、輸送部門需要等が、天然ガス需要増加の推進力となる。政府傘下のガス規制機関 (PNGRB) は、官民パートナーシップ (PPP) による都市ガス配給網開発を進めている。これにより、周辺の工業特区がガス供給網に接続されると見込まれる。

中国では、3 大石油企業の一員である中国海洋石油 (CNOOC) が 2006 年に LNG の輸入を開始、中国石油 (PetroChina) が 2009 年末にパイプラインでの天然ガス輸入を開始した。LNG については、CNOOC は先ず豪州より長期契約での輸入を開始し、2007 年にはスポット LNG 購入を開始、2009 年にマレーシア、インドネシア、カタールから長期契約購入開始など、順次供給源を拡大した。また、2008 年に上海燃気がマレーシアからの LNG 購入を開始した。3 大石油企業としては、PetroChina が 2011 年、中国石油化工 (Sinopec) が 2014 年に自社基地での LNG 輸入を開始した。中国は 2022 年現在では、既に 20 ヶ国以上からの輸入実績を積み上げている。

LNG 輸入量は、2017 年は前年比 46%、2018 年は同 41%と大幅に増加し、世界第 2 位の約 5400 万トンとなった。2019 年は同 12%増加の 6025 万トン、2020 年は同 11.5%増加の 6713 万トンとなり、2021 年は 7893 万トンと世界一の LNG 輸入国となった。LNG・パイプラインガスを合計した天然ガス輸入量は、2018 年に LNG 換算で 9046 万トン、2019 年に 9656 万トン、2020 年に 1.0166 億トン、2021 年に 1.2136 億トンと世界最大の天然ガス輸入国である。

LNG 購入価格に関しては、初期数年間の長期契約購入に関しては、国際 LNG 市場水準と比較して安価だったが、近年は国際 LNG 価格水準に収斂している。平均価格では、常時日本のそれを下回る水準にあったが、2021 年後半は逆転した。

中国では、3 大国有企業以外にも、沿岸部の大手都市ガス企業が自前の基地を持ち、さらに数社が、国有企業基地へのアクセスで輸入実績を有する。中央政府は、国営企業基地有効活用の観点で、第三者アクセス推進を期待している。この方針の一環で、2019 年 12 月の国営パイプライン企業創設にあたり、3 社の基地中 9 件が同国営パイプライン企業管轄下に入った。国内ガス販売価格と比較して高価な LNG 輸入を行う 3 大国有企業は、競争相手を自社市場に受け容れるというジレンマを抱えている。

同国の LNG 輸入は今後、国内のガス資源 (炭層メタン CBM、シェールガスを含む) 開発動向、隣接諸国からのパイプラインガス供給の動向によって影響を受ける。伝統的市場と比較すれば、国際パイプラインの接続が有望な可能性を持っている。また、国内ガス市場の価格改革のありようも、両国の LNG 需要に影響を与えることとなる。

東南アジア、中東は、LNG 生産・消費、両面を行う市場として浮上している。

東南アジアは、1970 年代以降、伝統的には LNG 輸出地域として推移してきた。2010 年代以降は、自らも LNG の消費地域となっている。マレーシア、インドネシアは、この地域における最大級の LNG 生産国であるが、既に自らの LNG 輸入基地のオペレーションを開始している。タイ、シンガポールも LNG 輸入を開始している。これらの 4 市場に加え、ベトナム、フィリピン、ブルネイを加えた東南アジアとして、その天然ガス消費量は既に 2000 年時点で、日本のガス消費量を上回っていた。この地域は天然ガス資源に恵まれているが、地元の天然ガス価格が低いことにより、他の市場よりも需要の増加ペースが促進されていた。タイが 2011 年、シンガポール、マレーシアが 2013 年、LNG 輸入を開始、インドネシアは 2012 年より、国内で生産される LNG を海上輸送して自国で利用している。また、2020 年には、暫定設備ではあるが、ミャンマーが LNG 輸入を開始した。ベトナム、フィリピンでも複数の LNG 輸入基地計画が進行中である。しかしながら 2021 年は、スポット LNG 価格上昇の中で、東南アジアの LNG 輸入は若干増加が失速した。

この地域は将来も、ガス、LNG 生産を増加して行くと予想されるが、将来その域内でのガス LNG 需要は増加すると見込まれている。域内のガス市場開発と、ガス・LNG 生産の両方を刺激できるバランスがとれた政策手段がこの地域に重要となる。

長年、エネルギーやガスの供給者として見なされてきた中東地域が自らの LNG 消費を増加しており、LNG 受入基地の計画は複数存在している。クウェートは 2009 年、アラブ首長国連邦 (UAE) ドバイは 2010 年、イスラエルは 2013 年、ヨルダン は 2015 年に LNG 輸入を開始した。その周辺地域として、南アジアのパキスタン、バングラデシュ、北アフリカのエジプトも 2015 年以降に LNG 輸入を開始している。

パキスタンでは 2 基の FSRU が各々 2015 年、2017 年に稼働開始した。価格水準による影響が東南アジアと比べて少ないと考えられてきた。発電構成における石油火力発電の比率が大きく、原油価格の上昇に伴って LNG 価格が上昇したとしても、輸入石油製品に対する相対的な競争力を維持できるからである。しかしながら 2021 年後半以降のスポット LNG 価格高騰により、原油価格との関係が逆転し、見通しは不透明化している。

国内天然ガス生産の停滞、既にガス供給のインフラストラクチャーは存在していることは、LNG 輸入が促進される要因となる。

バングラデシュでは、2018 年 4 月に初の FSRU が到着し、同年 8 月からガス供給を開始した。さらに 2 件目が 2019 年 5 月に稼働開始した。さらに国営企業 Petrobangla が陸上 LNG 輸入基地の計画を持っており、これにも多数の外国企業が参加に関心を表明し、その後候補を絞り込んだ上で、建設に向けて進展している模様である。

以上が、アジア・太平洋地域の LNG 市場であるが、近年は、地域間を越えて、時には東西をまたがる LNG 取引が増加した。20 世紀中は、グローバルの LNG 市場が、スエズ運河の東西で比較的明白に分割されていた。中東カタル、アブダビの LNG 生産者達だけが 東と西の両方に LNG を供給していた。両地域間を移動する LNG のカーゴは稀であった。

21 世紀に入ってから LNG 生産プロジェクトが一層多数浮上して、地域間の航海、地域をまたいでカーゴの仕向け変更が一般化し、カーゴの再積み込みも増加した。特に当初は、西側市場における予想外の需要の減少、これと東側市場における予想を超える需要の急増が重なったためである。LNG のグローバルレベルでの交換が地域市場のバランスに役立ったのである。

大西洋地域の LNG 貿易の初期から中期、1964 - 1996 年は、いくつかの伝統的なガス市場において、LNG がパイプラインのガス供給を補完する形であった。1997 年からの 10 年間に、大西洋地域における LNG に対する関心が再燃し、輸入市場、輸出国とも、数が増加したことにより、LNG 貿易が急速に成長した。その後、中南米、東欧でも、新たな輸入国が出現している。

西欧の相対的に成熟した市場としては、英国、フランス、イタリア、スペインが挙げられる。英国は、1964 年 10 月、コマーシャルベースで LNG を輸入した世界最初の国である。同国がその後 1982 年まで LNG を輸入したが、その後は北海からのガス生産の増加に依存することとなった。さらにその後イングランドの Isle of Grain に新たに建設された基地で 2005 年に LNG 輸入を

再開した。現在はこの他に、ウェールズ地方に 2 件の受入基地が稼働中である。

フランスも最も古い LNG 輸入国の 1 つである。同国最初の Le Havre 受入基地は 1964 年に稼働開始し、1989 年に廃止された。現在同国では、地中海側に 2 件、大西洋岸に 2 件の受入基地を有する。

イタリアは 1969 年に LNG 輸入を開始したが、同国のガス供給中、LNG のシェアはそう大きくない。

スペインも最古の LNG 輸入国のひとつで、2000 年代初頭は急速に輸入量を増加し、2000 年から 2007 年には 3 倍近くに増加した。Barcelona 基地は 1969 年に開業した。過去はアルジェリアが最大の供給国だったが、急成長の過程で LNG 供給源は多様化している。

西欧の中で、比較的後期の LNG 輸入国としては、ベルギー、オランダ、ポルトガルが挙げられる。ベルギーの Zeebrugge 気化基地は 1987 年に稼働開始した。同地は、大陸欧州における主要輸入ガスパイプライン、下流部門のパイプライン網と接続し、また英国との Interconnector パイプラインとも接続しており、ハブ基地としての役割が重要となっている。

オランダの Gate 基地は 2011 年に開業し、同様にハブ基地としての機能を果たしているといえる。

ポルトガルは、2000 年以降、スペインを通じて LNG 気化ガスを輸入してきたが、2003 年に自国の Sines 受入基地を開業した。

地中海東部、バルティック地域では、トルコ、ギリシャ、リトアニア、ポーランド、クロアチアがこれまでに LNG 輸入を開始している。トルコは 1995 年、ギリシャは 2000 年に LNG 輸入を開始した。ポーランドの Świnoujście 基地は 2015 年末、リトアニアの Klaipėda 浮体基地は 2014 年末に LNG 輸入を開始した。

北米地域は、LNG の輸入地域から輸出地域へと転換している。米国は 1970 年にアルジェリアから LNG 輸入を開始した。その後 21 世紀に入るまで相対的には少量の LNG 輸入国だったが、その後国内ガス生産の減退傾向から、LNG 輸入の見通しが拡大し、2007 年には当時世界第 4 位の LNG 輸入国となっていた。しかし四半世紀振りに陸上型 LNG 輸入基地が新設された 2008 年以降、国内ガス生産の急激な増加が始まっていた。

メキシコは 2006 年、カナダは 2009 年にそれぞれ LNG 輸入を開始したものの、地域内でのパイプラインガス供給が当面大規模に継続する見通しであり、北米は将来大規模な LNG 輸入を行う見通しにない。

プエルトリコは 2000 年、ドミニカ共和国は 2003 年に LNG 輸入を開始した。この他中南米では、ジャマイカ、コロンビア、アルゼンチン、ブラジル、チリ、パナマが LNG 輸入を行っている。

2. 輸出側

コマーシャルベースでの LNG 輸出を世界で最初に行ったのは北アフリカのアルジェリアであり、その後同じく北アフリカのリビアが続いた（リビアは現在 LNG 輸出を停止）。アフリカにおいては、その後ナイジェリアで 1999 年、エジプトで 2005 年、その後西アフリカのアンゴラ、赤道ギニア、カメルーンで LNG の生産・輸出が開始されている。またモーリタニア・セネガル沖合でも LNG 輸出プロジェクトの開発が進行中である。また東アフリカのモザンビークも、将来的には巨大な LNG 輸出国となることが期待されている。

欧州では、巨大ガス生産国であるノルウェーが、LNG の輸出も行っている。ロシア北極圏では、既に LNG 生産が行われており、日本企業も参加する新規案件も建設中だが、ロシアによるウクライナ侵攻により先行きが不透明化している。

南米トリニダードトバゴでは、1999 年に LNG 輸出を開始している。またアルゼンチンも少量ながら LNG 輸出を実施した実績がある。大西洋地域で今後 LNG 輸出を大幅に拡大する見通しがあると目されるのは米国本土である。

太平洋地域では、1969 年に米国アラスカ州より日本向けの LNG 出荷開始されたが、その後 1970 - 1980 年代には、東南アジアのブルネイ、インドネシア、マレーシアで、LNG 生産プロジェクトの開発が進んだ。これらの地域ではその後も新たな生産プロジェクトが建設され、主として北東アジア市場向けに LNG 輸出の主力となった。

並行して、豪州・パプアニューギニアといったオセアニア地域、さらに中東での LNG 生産プロジェクト開発が進んだ。

豪州では、1989 年、西豪州からの LNG 輸出開始を皮切りとして、北部準州、東部クイーンズランド州でも LNG 輸出プロジ

エクトが相次いで建設され、2020年には世界最大のLNG輸出国となっている。

中東では、1970年代に、アラブ首長国連邦（UAE）アブダビ、その後1996年にカタール、さらにその後はオマーン、イエメンがLNG輸出を開始している（その後イエメンは生産を停止中）。カタールは2000年代に生産キャパシティを大幅に拡大して、現在、豪州と並ぶ世界最大級のLNG輸出国となっている。

第4節 価格変動要因

長期契約によるLNG価格、パイプラインガス価格は、価格設定が原油連動の場合、概ね3-6ヶ月の時間差を持って、原油価格の変動が契約LNG価格、パイプラインガス価格に反映される。原油市場のファンダメンタルズが堅調な時期には、ガス市場含めエネルギー市場全体が価格上昇傾向になることが多く、上昇局面、下降局面の変動の方向は概ね一致する傾向にある。

短期的なガス価格変動要因は、需要と供給のミスマッチによるものとなるが、近年はその価格変動幅が拡大しており、特に上振れするリスクが顕著に顕在化している。仮に通年では需要に対応する供給量が存在するとしても、特に北半球の冬季における急激な需要変動に、供給が柔軟に対応できない状況が発生し、価格を高止まりさせる、さらにその時期に供給側のLNG生産設備等でのトラブルが重なり、価格を引き上げることにつながっている。

1. 2020 - 2021年のガス価格変動拡大、高止まり

特に2021年から2022年前半については、2020年にパンデミック受けての世界全体としてのガス需要減少があり、その反動により、2021年ガス需要増加の効果が増幅されることとなった。特にガスの場合は、他エネルギー源の需要変動分を吸収する形で、ガス需給の変動が増幅されることも、価格変動幅の大きさにつながっている。世界のガス需要は、2020年の2%減少から回復し2021年は4.6%¹²増加となったことにより、ガス市場のファンダメンタルズが堅調となった。

特にLNGについて、現在の世界のLNG輸入4大地域（日本、中国、韓国、欧州）で、引き取り量のピークがいずれも北半球の冬季に重なっており、総じてその需要ピークの高さがさらに上がっていることも、ピーク時スポット価格の上昇に大きく影響している。

中期的には、買い手は前倒しの調達を行うなど、土壇場での価格変動が小さくなるように動くだろうことが考えられ、現に2021年冬季に向けては、日本を中心にアジアの買主は早目に冬季対応に動いた模様である。また、今後さらに地域間、異種エネルギー源間の価格相互作用が強まっていくことも見込まれる。

主な地域別にガス市場の特徴を見れば、中国では、特に2010年代後半以降の堅調なガス需要増加の傾向に加えて、2021年は、経済活動の回復、特に都市部を中心に石炭からエネルギー源転換の継続により、ガス需要増加が続きました。同国では、国内での天然ガス生産も増加しているものの、LNG輸入がさらに急増を続けた。

ブラジルでは、2021年、渇水による水力発電不足をガス火力発電が補うため、LNG輸入で増加した。

2. 欧州向けガス供給の状況

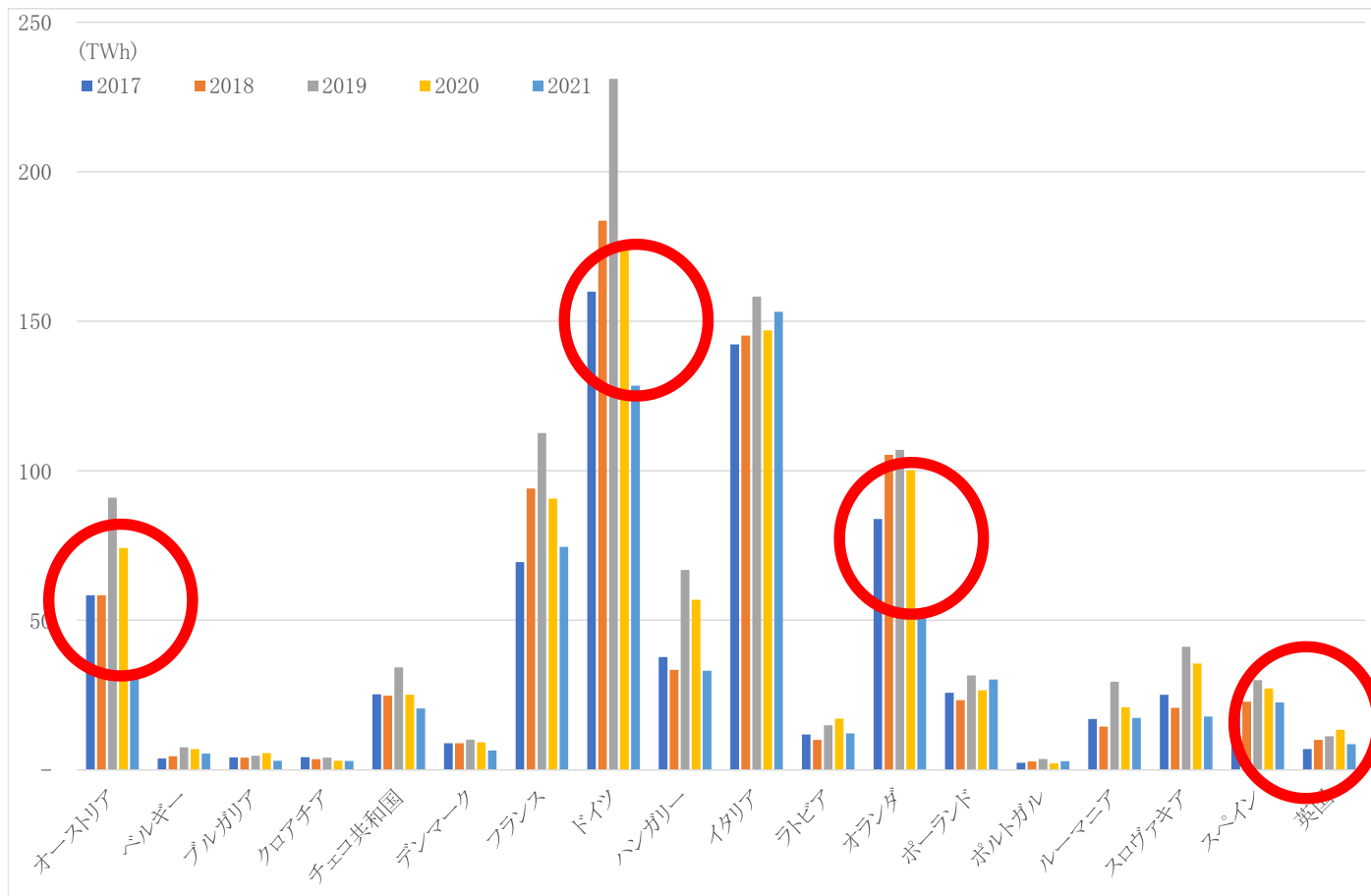
欧州連合（EU）、英国では、長期的な域内天然ガス生産の減少傾向が続く中、近年、石炭火力発電容量も削減されている。その一方で2021年は、景気回復に伴い、エネルギー需要自体が増加した。これに再生可能エネルギー発電量の不振が加わり、ガス需要が増加した。近年は、域内天然ガス生産の減少に伴い、ガス供給構成が大きく変化しており、特に2018年以降、LNG輸入に対する依存が高まっていたが、2021年、特に同年前半は、アジアを中心とする他地域のLNG引き取り意欲が旺盛のため、欧州のLNG輸入が不振となった。

欧州連合（EU）向けのパイプラインガス供給は、2020年比で2021年は増加したものの、2020年に減少した分を回復するには至らなかった。欧州（EUプラス英国）地下貯蔵ガス在庫量水準は、2021年末時点で、LNG換算4000万トン相当

¹² IEA Gas Market Report 1Q 2022 より

超となったが、キャパシティに対する充填率として 56%と、前年同時期の 74%を大きく下回っていることも、価格を下支えする要因となった。但し、キャパシティ水準や貯蔵の役割には国により違いが大きいことにも注意が必要である。特に、ガス市場の自由化が進み、地下貯蔵設備の利用もコマーシャル要因に左右される度合いが高いオランダ、ドイツの充填率が低いことは、ガス価格水準が高い時機に事業者の貯蔵注入のインセンティブは薄く、高価格に応じてガスを販売する動きにつながっている。

図 3-4-1 欧州（EU プラス英国）天然ガス地下貯蔵在庫年末時点



(出典: GIE (Gas Infrastructure Europe) データに基づき作成)

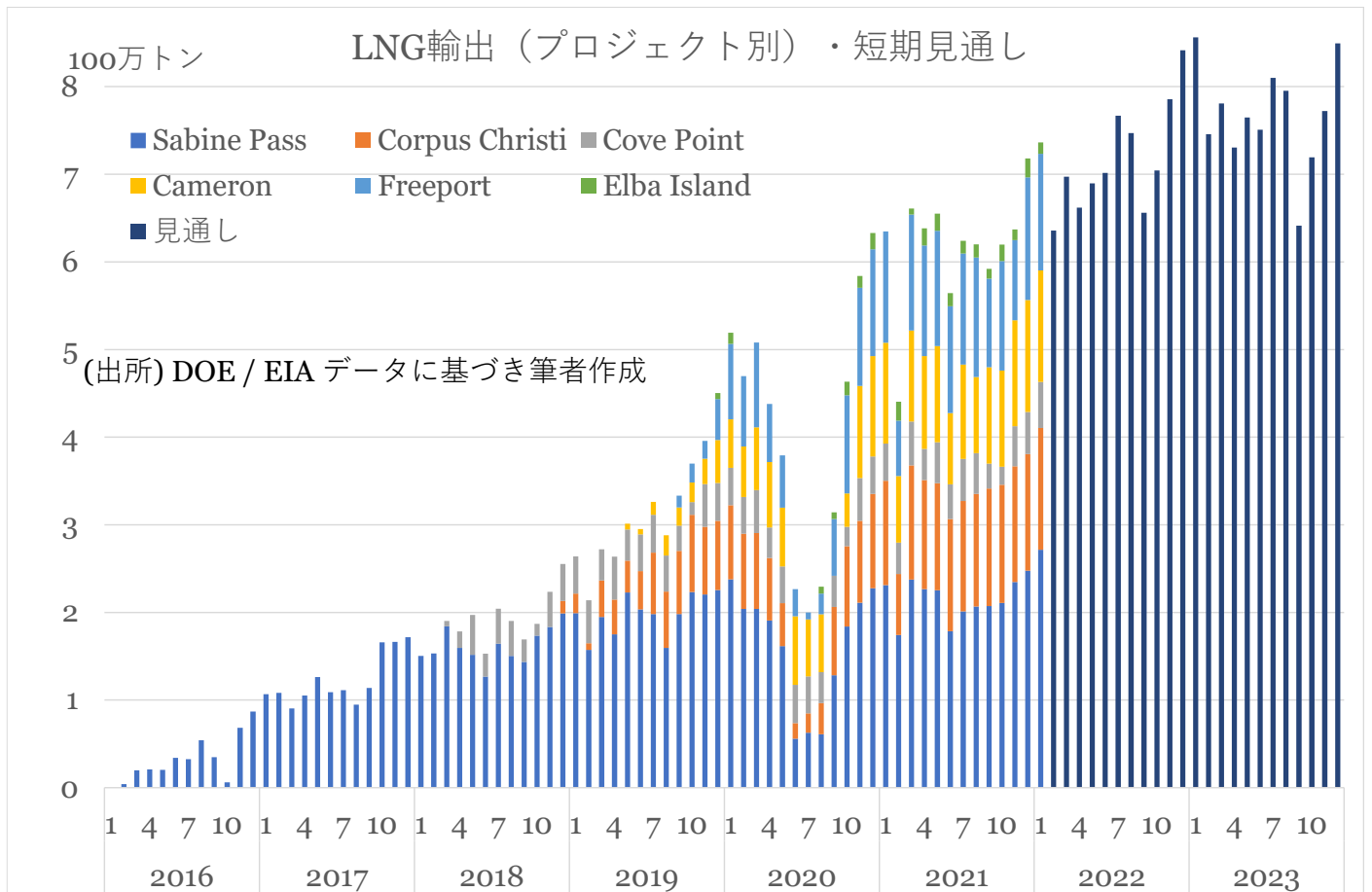
一方、ロシア産ガスのパイプラインでの欧州向け出荷量が 2021 年は低迷した。特に同年第 4 四半期に関しては、ウクライナ経由での欧州向け輸送量が激減した。ロシア国内でのガス生産量が欧州需要増加に対応するまでには増加せず、かつロシア国内ガス需要が堅調だったことも影響した。ロシアのガス輸出企業 Gazprom は、国内市場向けにガスを供給しつつ、欧州買主向けの長期契約での供給義務を履行した上で、欧州スポットガス市場向けのガス販売を絞り込んだ。

3. 米国産 LNG の影響力拡大

なお、2021 年、LNG 輸出増加により、供給面で世界ガス市場のバランスを支えたのは米国となった。同国は 2016 年に本土より LNG 輸出を開始して以降、急速に輸出量、出荷先を拡大している。2021 年は、世界市場に向けて 7000 万トン強、2022 年 8000 万トン強、2023 年 9000 万トン近くの LNG を輸出する可能性があり、出荷先はアジア・欧州中心に分散している。輸出の取引条件は柔軟であることにより、世界市場の地域間相互作用、連結を深める効果ももたらされている。

2020 年は、夏季に国際価格低迷により、輸出カーゴのキャンセルが多数発生し、稼働率が低迷した時期もあった。対照的に、2021 年は、設備のメンテナンスのタイミング以外では、コンスタントに月 600 万トン程度を輸出した。

図 3-4-2 米国産 LNG 輸出拡大（実績および見通し、輸出端）

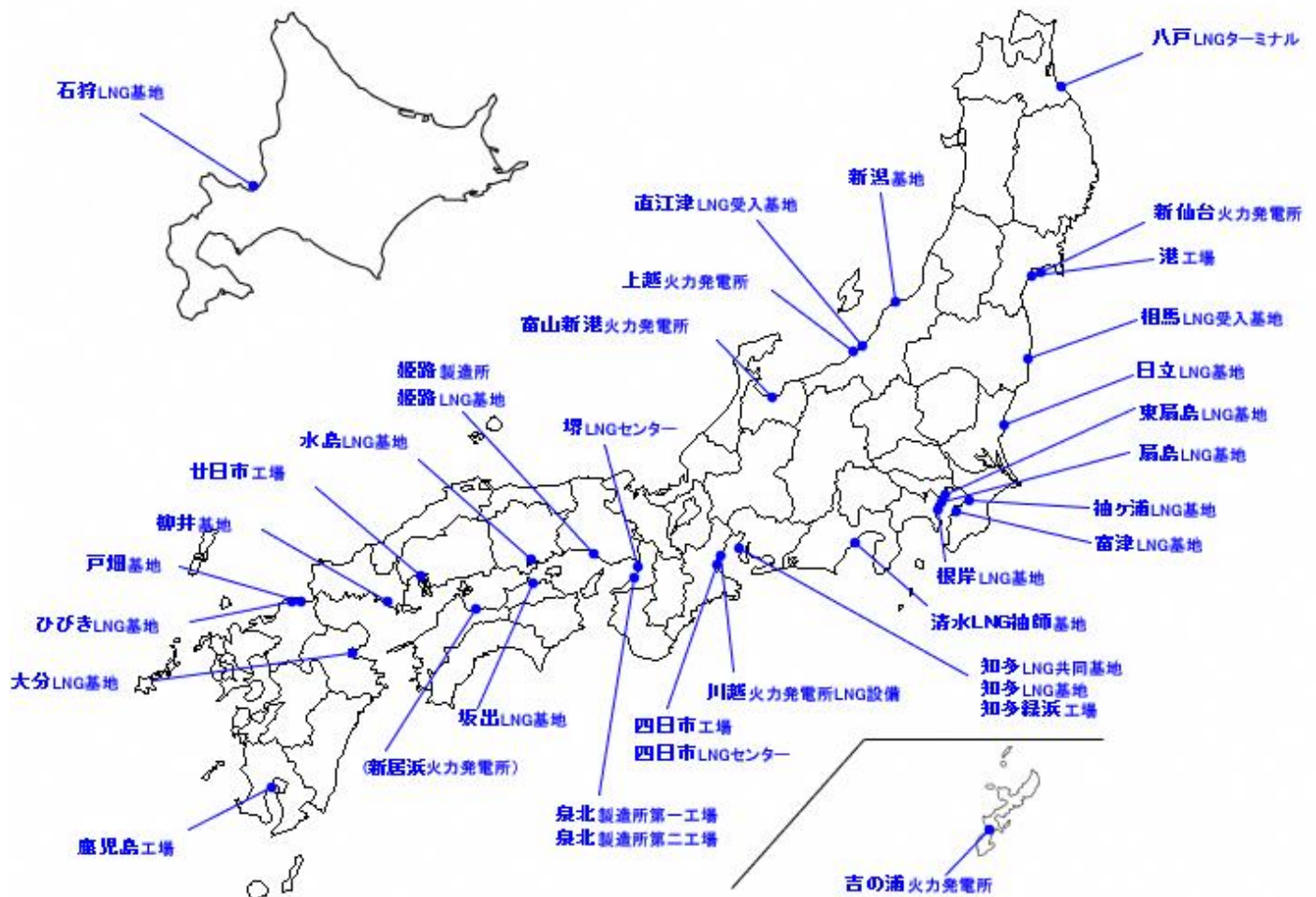


（出典：DOE (U.S. Department of Energy = 米連邦エネルギー省) データに基づき作成)

第4章 国内ガス市場

日本では、主として都市ガス会社、電力会社、エネルギー企業が、それぞれにLNGを調達、それぞれにLNG輸入基地を建設し、その事業の必要に応じてLNGを利用している。電力会社の場合、発電用にLNGを利用する場合、火力発電設備の一体としてLNG受入基地を建設し、気化されたLNGを隣接の火力発電機器で燃焼する形で、完結している。なお一部の電力会社の基地において、余力を活用してガス事業に参入する動きも浮上している。

図4-1 日本のLNG輸入基地



(出典：日本ガス協会「ガス事業便覧」等に基づき作成)

日本のガス供給の主な形態は、2016年度までは「ガス事業法（昭和29年法律第51号）」で規制されていた①一般ガス事業、②ガス導管事業、③大口ガス事業（以下この3つを、「都市ガス事業」という。）、④簡易ガス事業が存在してきた。また、「液化石油ガスの保安の確保及び取引の適正化に関する法律（昭和42年法律第149号）」で規制されている⑤液化石油ガス販売事業（以下、「LPガス販売事業」という。）などの形態が存在してきた。都市ガス小売全面自由化を実施したガス事業法の改正により、都市ガス事業は2017年4月から事業類型が変更された。

表 4-1 都市ガス事業の事業類型

事業区分	事業形態	適用法令
ガス製造事業(LNG基地事業)	自らが維持・運用する液化ガス貯蔵設備(LNG タンク)等を用いて、ガスを製造する事業。	ガス事業法
一般ガス導管事業	自らが維持・運用する導管を用いて、その供給区域において託送供給を行う事業。	
特定ガス導管事業	自らが維持・運用し一定の要件を満たす中高圧の導管を用いて、特定の供給地点において託送供給を行う事業。	
ガス小売事業	小売供給を行う事業。	
LP ガス販売事業	戸別のボンベ配送等による供給、または一団地(69 戸以下)に簡易なガス発生設備を通じて発生したガスを導管で供給する事業。	液化石油ガスの保安の確保及び取引の適正化に関する法律

(出典：法令等の情報に基づき作成)

第 1 節 市場規模

日本の天然ガス市場としては、都市ガス、電力向け需要とも、LNG 導入以降総じて順調に成長してきた。但し、都市ガス事業は、「都市部」を中心に普及しており、普及エリアは国土面積の 6%程度である。

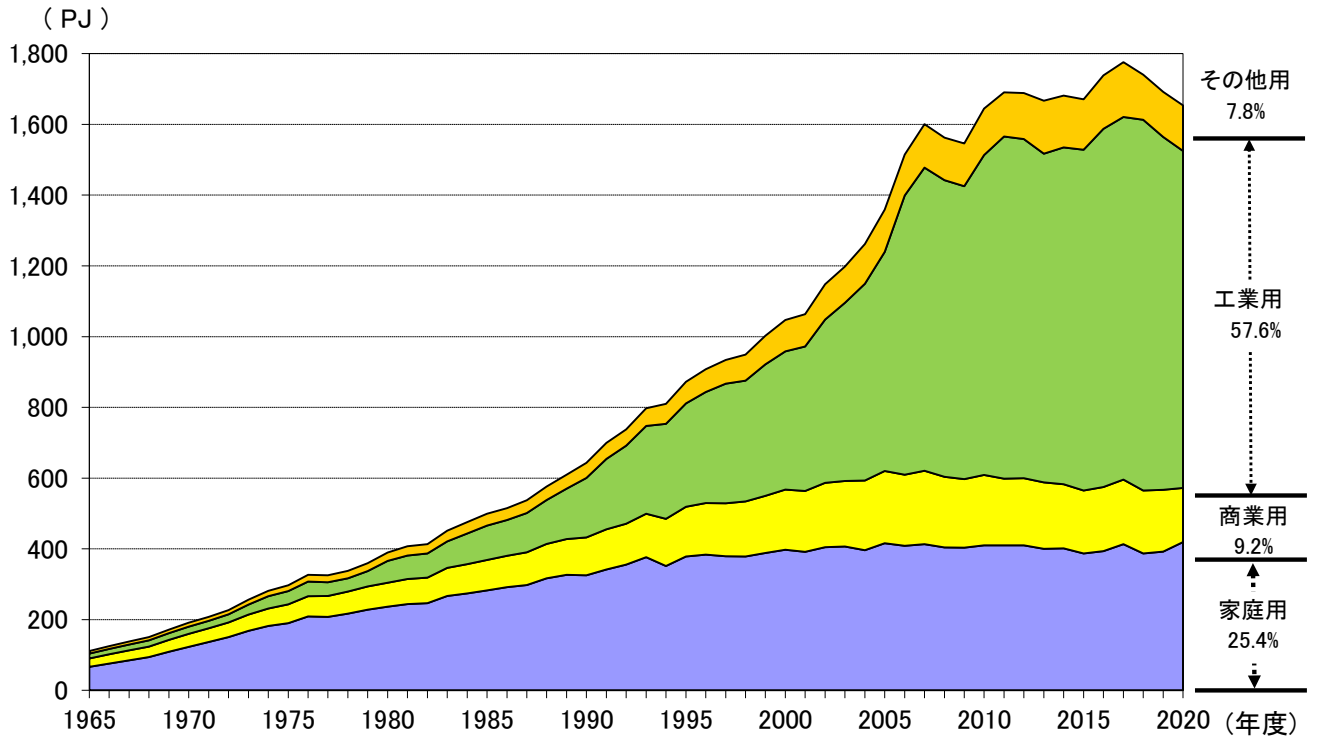
1. 消費の動向

都市ガスの消費量は、2000 年代後半まで、家庭用・工業用・商業用消費のいずれも着実に増加してきた。かつて、消費の中心であった家庭用消費のシェアは、1990 年代以降、5 割を下回る一方、工業用・商業用消費のシェアが急速に増大し、工業用消費のシェアは 2006 年度には 5 割を上回った。2000 年代半ば以降は、家庭用、商業用の消費は微減の傾向にあり、工業用の消費の増加傾向も鈍化しているため、消費総量の増加は緩やかになった。2020 年度の販売量は、商業用、工業用が前年度より下落した影響により、2.3%減少した。

また、2001 年度から 2020 年度までの 20 年間では、家庭用はほぼ横ばい、工業用は 2.3 倍に、商業用・その他用は 1.1 倍に拡大した。

用途別に増減要因を見ると、需要家件数の 9 割強を占める家庭用では、近年、高効率給湯器など省エネルギー機器の普及に伴う需要家当たりの消費量の減少寄与を、継続的な新規需要家の獲得や都市ガス利用機器の普及拡大でカバーしている。工業用では、LNG を導入した大手都市ガス事業者による産業用の大規模・高負荷需要（季節間の使用量変動が少ないなど）を顕在化させる料金制度の導入などにより、1980 年以降、大規模需要家へのガス導入が急速に進んだことに加えて、ガス利用設備の技術進展や地球環境問題への対応などにより、需要家当たりの消費量が伸びたことが全体としての消費量の増加につながった。

図 4-2 用途別都市ガス販売量



(出典：経済産業省「ガス事業生産動態統計調査」などを基に作成)

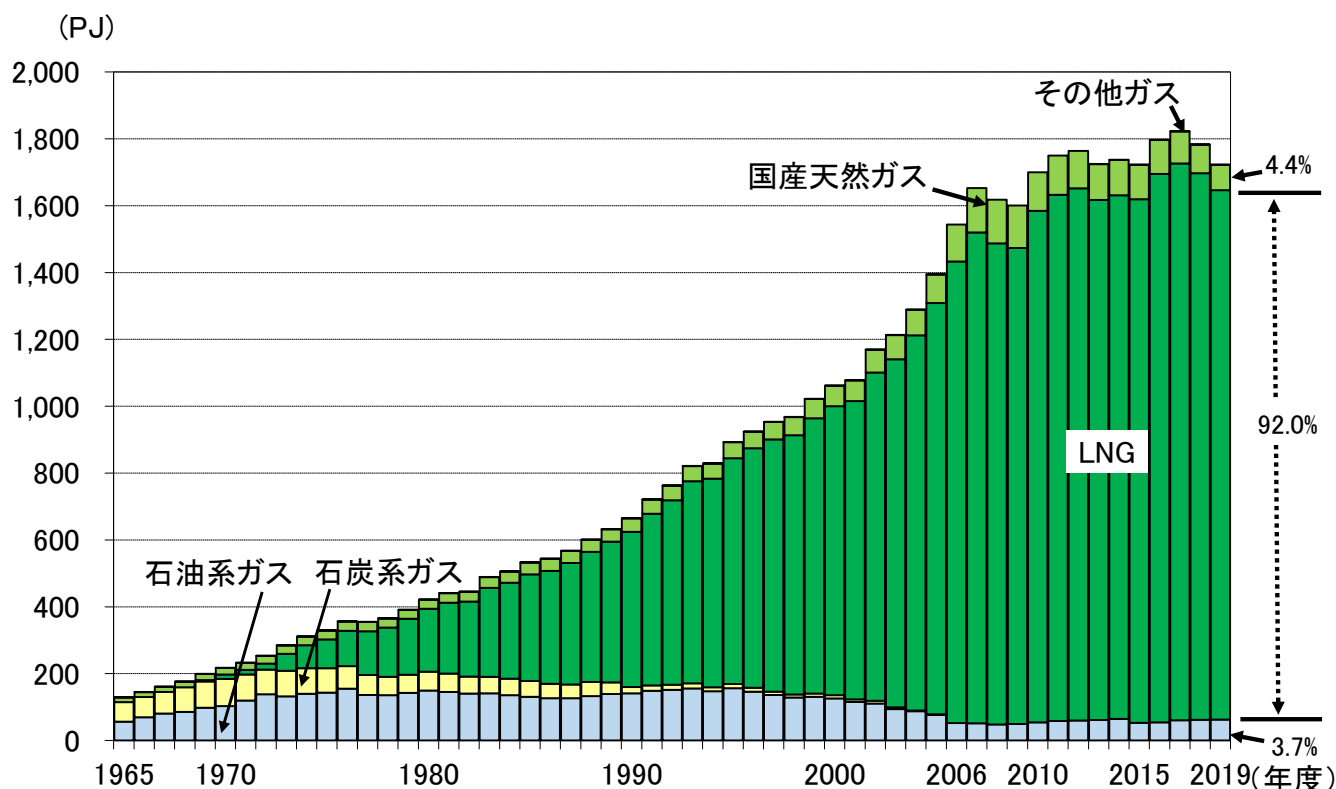
2. 供給の動向

日本の都市ガスの原料は、戦後、石炭系ガスから石油系ガスに、1970年代以降は石油系ガスからLNG（液化天然ガス）へと変遷を遂げてきた。この他に、国産天然ガスも利用されている。LNGの大部分は、大手一般ガス事業者を中心としたLNG輸入プロジェクト（海外の産出先や、その関連企業との長期・中期契約）から調達されてきた。原料に占める天然ガスの割合は年々高まり、1980年代に50%を超え、2019年度には、約96%を占めた。

また、ガス事業者の供給ガスの調達方法としては、大手事業者などでは上記のように海外からLNGを調達しているが、石油系のガスを主な原料としている事業者では、石油元売りからLPガスを調達している。他のガス事業者や国産天然ガス事業者などから卸供給を受ける場合もある。

一方、ガス供給インフラであるパイプライン網は、日本の場合、これまで消費地近傍に建設したLNG基地などのガス製造施設を起点としたものとなっている。一部の地域では、国産天然ガス事業者による長距離輸送導管や大規模消費地における大手ガス事業者の輸送導管はある程度発達しているが、基本的には、消費地毎に独立したパイプライン網となっている。

図 4-3 原料別都市ガス生産・購入量



(出典：日本ガス協会「ガス事業便覧」、経済産業省「ガス事業生産動態統計調査」を基に作成)

第2節 輸送方法

海外から輸入された LNG は、各都市ガス会社、電力会社等の所有する LNG 基地に貯蔵される。都市ガス事業向けには、各基地で気化された後、熱量調整・附臭（検知されやすいように臭いを付ける）の上、各社のパイプライン網に送出される。パイプラインが到達していない需要地に向けては、LNG ローターによるサテライト基地への輸送が行われ、こうしたサテライト基地にて気化して周辺地域にパイプラインで配給している。

第3節 取引価格

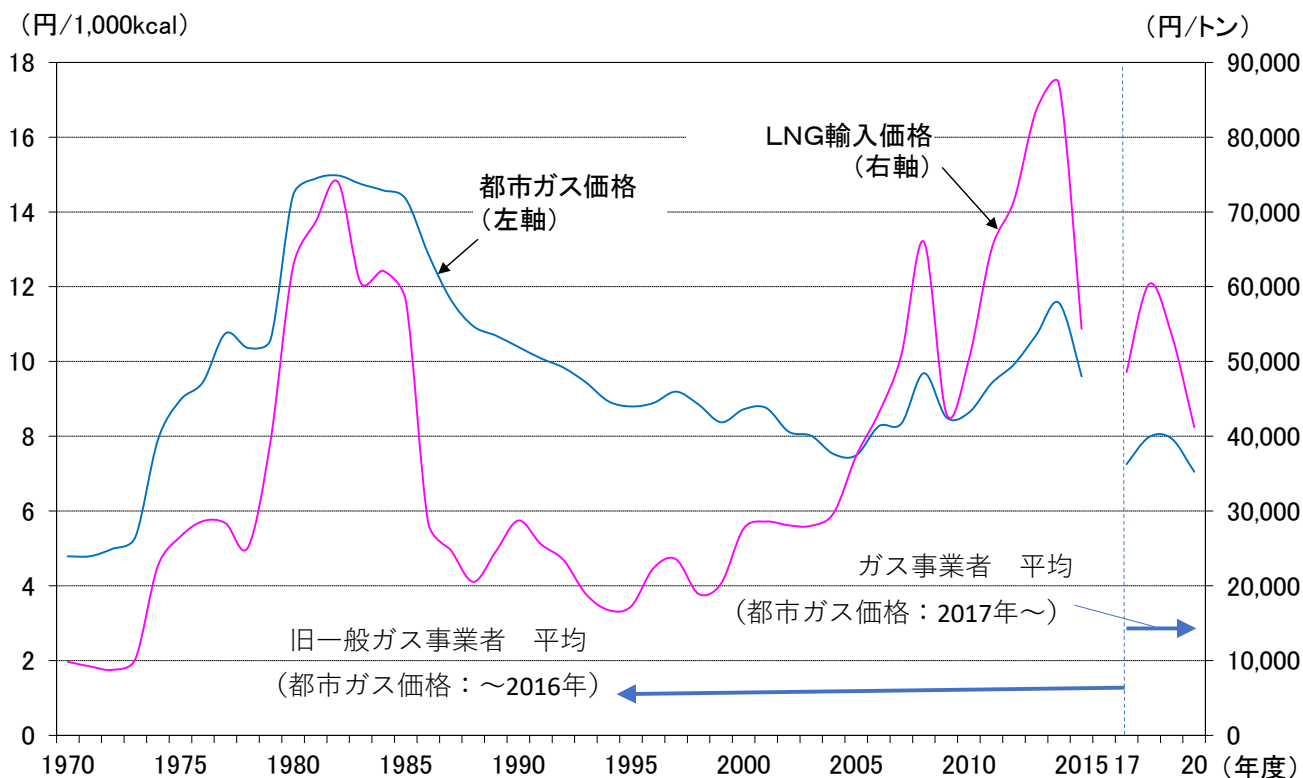
日本国内でのガス取引価格は、事業の自由化範囲の拡大に応じて、設定方法の自由化も進展してきた。

1. 価格動向

1970 年代の石油ショックの後、他エネルギー同様、都市ガスの小売価格は、上昇したが、1983 年度以降は低下傾向となった。規制料金である都市ガス小口料金部門においても、1995 年の部分自由化の開始後、大手事業者を中心として数度の料金改定が実施され、価格が引き下げられた。また、都市ガスの平均販売単価（ m^3 当たりの販売価格）は、1995 年度から 2004 年度まで、LNG 輸入価格の上昇傾向などを受けて原料費が上昇したものの、労務費などのコスト削減努力や大口需要家の増加などを背景に低下傾向をたどった。その後、2005 年度以降、LNG 輸入価格の大幅な上昇の影響を吸収できず、都市ガス価格は上昇傾向に転じた。2009 年度には、世界的な景気後退による LNG 輸入価格の下落があり、都市ガス価格も低下したが、2010 年度以降の LNG 輸入価格の上昇に伴い、都市ガス価格も上昇し、2014 年度は 1987 年度以来の最高値

となった。2015、2016 年度は国際原油価格下落を受けた LNG 輸入価格の下落により、都市ガス価格は 2 年連続で低下し、2016 年度には 2005 年度以来の低水準となった。2017、2018 年度は LNG 輸入価格の上昇に伴い都市ガス価格は 2 年連続で上昇したが、2019 年度には LNG 供給量の増加に伴い LNG 輸入価格は下落し、都市ガス価格は低下した。2020 年度はパンデミックによる世界的な影響を受け、LNG 輸入価格が低下したことにより、都市ガス価格ともに 2 年連続で低下した。

図 4-4 都市ガス価格と LNG 価格の推移



(出典：日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成)

2. ガス料金国際比較

ガス料金を国際比較すると、部分自由化後は内外価格差が縮小したが、北米での近年のシェールガスの生産増加により、同地域との価格差が拡大しており、日本のガス料金は欧米先進国と比べ、家庭用は約 1.3 - 3.3 倍、産業用は約 1.1 - 3.6 倍となっている。これは、欧米と比較した際、天然ガスの輸送形態が複雑なこと（LNG で輸入後、気化するものが大半であり、国産天然ガスのパイプライン供給は少ない）、需要家 1 件当たりの使用規模が欧米の 2.1 分の 1 から 7.9 分の 1 と小さいこと及び導管埋設の施工環境（特に市街地における工事帯延長の確保の問題、他埋設物との輻輳（ふくそう）による導管の浅層埋設の困難など）が厳しいことなどの理由による。

3. 小売自由化

2017 年度から都市ガスの小売業への参入が全面的に自由化された。都市ガスの小売自由化は 1995 年に始まり、はじめは大規模工場などが都市ガス会社を自由に選択できることとなった。その後、小売自由化の対象が、中小規模工場や商業施設などへと拡大し、2017 年 4 月から、家庭や商店などにおいても都市ガス会社を自由に選択できることとなった。

このようなガスシステム改革以前の日本の都市ガス事業は垂直統合型の事業であり、特定の事業者が小売やガスパイプラインの維持・運用等を地域独占的に行っていた。2011 年 3 月に発生した東日本大震災を契機として、電力システム改革が加速

的に進められる中、ガスにおいても同じエネルギー供給システムを有する電力と整合性を図る必要があるとして、2013 年からガスシステム改革に関する議論が開始され、全面自由化へと結実した。

表 4-2 ガス小売自由化の流れ（1995 年から段階的に進展）

	1995 年～	1999 年～	2004 年～	2007 年～	2017 年 4 月～
自由化範囲	年間ガス使用量 200 万 m ³ 以上	年間ガス使用量 100 万 m ³ 以上	年間ガス使用量 50 万 m ³ 以上	年間ガス使用量 10 万 m ³ 以上	全需要家
自由化対象例	・大規模工場 ・大規模病院	・大規模ホテル	・中規模工場 ・中規模病院	・中規模ホテル ・小規模工場 ・小規模病院	・家庭用 ・事務所
自由化割合※1	49%	53%	57%	64%	100%
大口料金	自由交渉料金	自由交渉料金	自由交渉料金	自由交渉料金	自由交渉料金
小口料金	許可制	許可制 (値下げは届出制)	許可制 (値下げは届出制)	許可制 (値下げは届出制)	原則規制撤廃※2

※1 ガス販売量に対する自由化率

※2 競争が不十分な一部地域にて経過措置として規制されていたが、2021 年 10 月に解除された

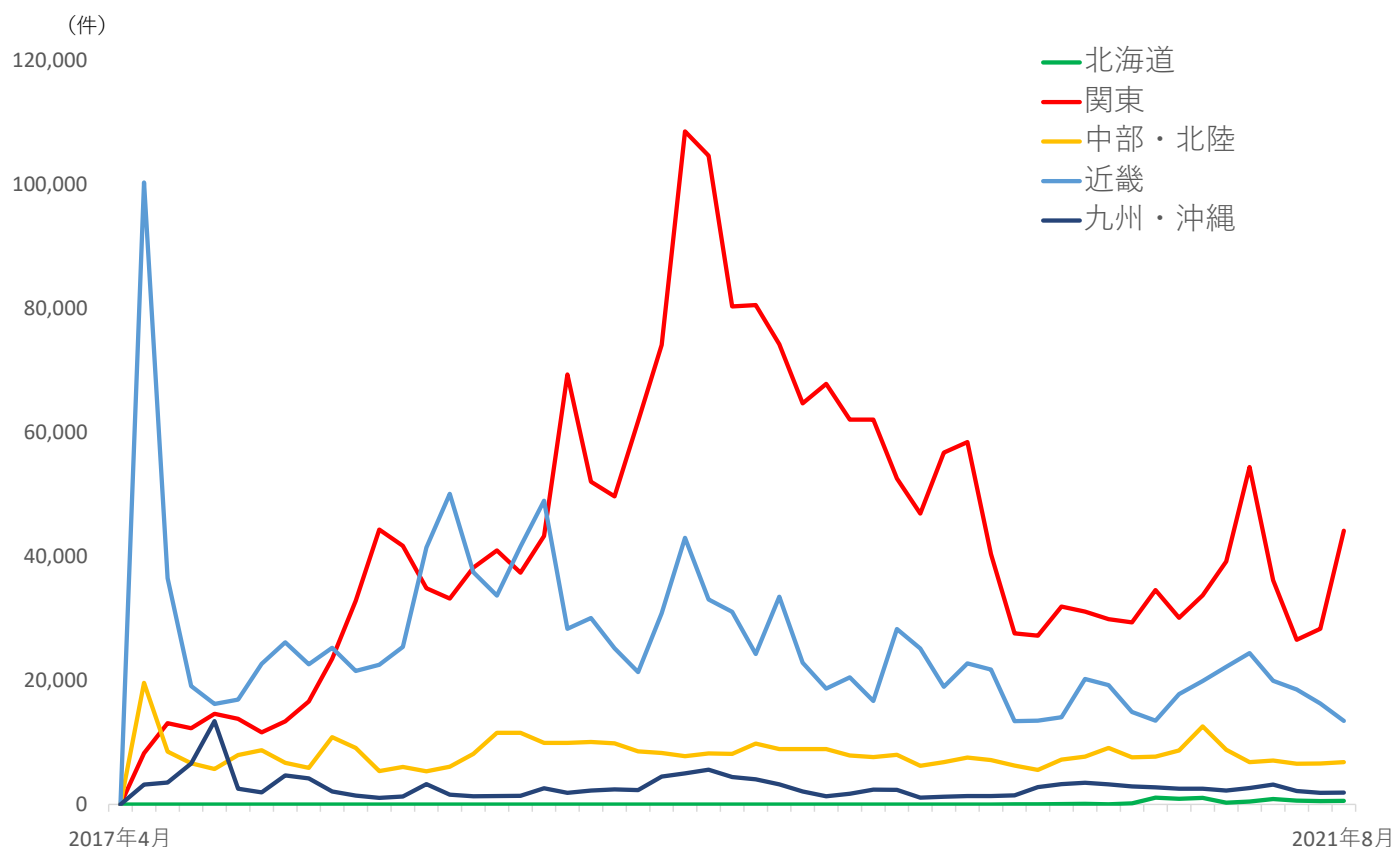
第 4 節 プレイヤー

2017 年 4 月からの、ガス小売全面自由化の開始により、ガス小売市場への新規参入者は旧一般ガス事業者、旧一般電気事業者、LP ガス事業者などを中心として多様な事業者が相次いで参入している。2021 年 10 月末時点において、経済産業省へガス小売事業の登録をされている新規事業者数は 95 社である。しかし、登録をされた全ての事業者が必ずしもガス小売事業へ参入を行っているわけではなく、実際にガスを供給または供給を予定している新規事業者は登録をされた事業者の 42.1% にあたる、40 社である。

1. 都市ガス小売市場自由化の動向

小売ガス販売の契約変更が発生しているのは、北海道、関東、中部・北陸、近畿、九州・沖縄の 5 地域であり、累計の契約変更件数は 419 万件となっている（2017 年 4 月～2021 年 8 月）。都市ガスの家庭用需要家件数は関東にて 1375 万件、また近畿地方は 644 万件であり、両地域にて家庭用需要家件数ベースでは 76%を占めていることになる。そのため、多くの新規参入事業者が両地域のガス小売市場へ参入し、激しい需要家獲得競争を繰り広げている。これら新規参入者による家庭用ガス販売量でのシェアは、2021 年 8 月時点の全国で 15%近くとなっている。

図 4-5 家庭用ガス小売における月間契約変更件数



(出典：電力・ガス取引監視等委員会「ガス取引報」から作成)

2. LNG 受入基地の第三者利用 (Third Party Access)

LNG 受入基地の建設には、多額のコストが必要となるため、新規参入事業者が新設することは現実的でなく、ガス製造事業者が有している LNG 受入基地を第三者が利用することを可能とする第三者アクセス (TPA) 制度が、ガス小売全面自由化と同時に 2017 年 4 月から導入されている。TPA の対象は、LNG タンク容量が合計 20 万 kl 以上の LNG 受入基地が対象 (例外：火力発電専用の LNG 受入基地) である。これまでのところ、日本の都市ガス小売市場における新規参入事業者は既に LNG 受入基地を有している電気事業者や「都市ガスプラットフォーム」を採用して卸供給を受けている「その他」事業者が多いため、TPA 利用実績は長らく 0 件であったが、2020 年度に初めて 1 件の利用実績が報告された。

今後、LNG 需要全体の増加が頭打ちとなってくれば、既存の LNG 基地タンク容量に余力ができる可能性もある。その有効活用策のひとつでもあるが、日本のガスシステムの場合、ガス供給がほぼ LNG のみに依存しており、欧州のような LNG 供給とパイプラインガス供給が互いにバックアップし合うようなフレキシビリティがないため、TPA 制度による基地第三者利用が継続的なビジネス機会として成立する可能性は不透明である。

他方、欧州大陸 (EU) および英国に合計で 29 件の LNG 気化基地が存在するが、その殆どに基地に、被規制型第三者アクセス制度が導入されている。2000 年代に建設された 5 基地は「適用除外」され、交渉型アクセス方式となっている (フランス Dunkerque、オランダ Gate、英国 3 基地)。また、ハイブリッド複合型アクセス方式が 1 基地、イタリア Porto Levante 基地は被規制 20%、交渉型 TPA 80%となっている。小規模な 3 基地が国内幹線パイプライン網に接続せず、対象外となっている。これらはフィンランド 1 基地、スウェーデン 2 基地である。これらの合計で、送出容量ベースで 62%被規制 TPA、37%適用

除外、1%は幹線接続なしとなっている。

1996年にスペインで、パイプラインおよびLNG基地について規制型TPA制度が規定された。1998年の第一次EUガス指令の発動により、EU全域にTPA制度が適用された。この際に、LNG基地は各国毎に被規制型TPA (Regulated-TPA) もしくは交渉型TPA (Negotiated-TPA) のどちらかを選択する義務が課せられた。しかしながら、各国で第三者利用が進展しなかったことから、2003年の第二次EUガス指令では、全面被規制型TPAとすることとされた。また、第二次EUガス指令では、インフラストラクチャー投資促進の観点から、建設後一定期間(20 - 25年)の基地について、被規制型TPAの適用除外が認められた。これにより、英国、オランダ、フランスで基地建設に際して適用除外が申請され、実際建設が実現することとなった。

TPA制度は、2009年に施行された第三次EUガス指令にも引き継がれた。

また、二次利用促進を目的とし、第三者利用が適用されていない基地も含め、一次利用者が容量を隠匿することを防止する制度である「UIOUL (Use-It-Or-Lose-It) 原則が適用されている。この原則はあっても2017年までは、実際に純粋な第三者の利用がなく、既存契約者の範囲内で運用されていた。需要が増加すれば、まずは既存の契約者が自ら利用を増加するため、余力が発生しにくいためである。但し、2018年第3四半期以降のLNG輸入増加により、各基地の二次利用の運用が変化しているか、確認されていない。

第5章 他市場との価格関係

第1節 欧米天然ガス市場との関係

日本をはじめとするアジア太平洋市場、欧州、北米市場の世界三大天然ガス市場は、需給の背景も異なり、相互間の輸送費も高くなることから、非常に高い地域独立性を保ってきた。しかし特に2016年に米国からのLNG輸出が開始されたことにより、これら3大市場の連動性が飛躍的に高まっている。

1. 欧州ガス市場の動向

現在の欧州ガススポット価格の主要指標となっているTTF（Title Transfer Facility）は、オランダのパイプラインネットワーク上の、特定の引き渡し地点ではなく、仮想（バーチャル）地点を対象としている。欧州における天然ガストレーディングのハブとして、従来は英国のNBPが最大だったが、2017年以降はTTFが取引量、および当該市場での消費量に対する取引量の比重の両面でNBPを上回り、欧州大陸を代表する取引市場、価格指標となっている。

TTFは、欧州向けパイプラインガス売買契約の一部の価格指標として、また欧州向けLNGの一部の価格指標として用いられ、日本などアジアとのLNGカーゴのやり取りの際にも参照されることとなる。オリジナルの取引価格は、メガワットアワー（MWh）当たり、ユーロ（€）だが、国際取引との参照上は、100万Btu当たりドルに換算した参考値が常用されている。そして、この値がアジアのスポットLNG価格と比較され、TTFが相対的に高い場合には、スポットLNGカーゴが欧州に向かいやすい状況となる。例えば、2018年第4四半期以降、欧州向けのLNG輸入が大幅に増加した時期があるが、その時期のTTF価格は、8-10ドルの比較的高い水準にあった。また、2021年12月末にTTF水準が100万Btu当たり60米ドル近くまで高騰し、翌月引き渡し分のパイプラインガス価格を上昇固定したことにより、2022年1月、これを下回る値決めをしたLNGカーゴが欧州市場に大量流入した。

TTFは、米国のヘンリーハブほどには低くないものの、2015年以降、2020年まで概ね4-7ドル台の相対的には低い水準で推移した。特に2020年は、2月上旬に3ドルを割り、4月下旬から7月までは、概ね2ドルを下回る水準が続いた。その後は2020年秋口から上昇傾向、2021年初には7ドル前後、3月初旬までにいったん5ドル台半ばまで下がった。しかしそれ以降、徐々に上昇傾向を続け、2021年7月に13ドル近辺で、熱量等価換算で原油価格を上回り、2022年3月に至るまで、一貫して原油価格を上回る状況となっている。

TTFは2021年9月に17ドル台から33ドル台へと急騰、その後10月末に22ドル台に下落し、11月上旬は25ドル以下で推移した後、再び上昇し、同月末にかけて30ドル前後と、大幅な変動を記録した。その時点までの価格変動の要因として、10月末にロシア大統領が自国から欧州へのガス供給量の増加を指示したことで一時的にガス価格は下落したものの、低水準の欧州地下貯蔵ガス在庫量、特に第4四半期に入って加速したウクライナ経由ロシア産パイプラインガス供給量の低迷、そしてドイツ規制当局によるノルドストリーム2（Nord Stream 2、ロシアからドイツをバルト海経由で直接連結する天然ガスパイプラインの2本目）パイプラインの承認手続きの一時停止などが指摘される。

2021年12月は、月初の30ドルから、中旬にかけて40ドル後半まで上昇を続けた後、一時は60ドル近くまで上昇した。前述の低水準の欧州地下貯蔵ガス在庫量、欧州、ロシアの寒冷化によるエネルギー需要増加、風力発電の低下に加えて、ロシア・ウクライナ対立懸念等からTTFは急伸し、史上最高値を記録した。

2021年末までにはいったん23ドルまで急落した後、2022年1月6日に32ドル台に達して以降、アジア地域からのカーゴを含めた多くのLNGカーゴを受け入れたことで供給懸念が一時期よりも緩和され、中旬にかけて20ドル半ばまで低下した。その後、前述の不安材料やロシア・ウクライナ対立懸念により、月末に向け30ドル前後まで上昇し、2月中旬は25ドル前後となっ

た。ロシアによるウクライナ侵攻後、3月初旬には一時70米ドルを超え、その後も乱高下があり得る。

ここで、欧州ガス価格形成での、歴史的な背景に関しても触れる。

欧州では、1959年のオランダ Groningen ガス田発見以降が、天然ガス産業本格化の歴史となっている。それ以前にも、19世紀半ば以降、各地で石炭からの製造ガスが家庭用・工業用に利用されていた。

オランダでのガス産業拡大から、周辺の諸国にガス利用が拡大した。その後の数十年間には、旧ソ連（FSU）、アルジェリア、ノルウェーからの大規模な欧州ガス輸入が開始されたが、オランダから近隣諸国へのガス輸出のコマーシャル上の枠組（価格設定方式）の影響を受けることとなった。欧州の天然ガス産業は1960 - 1970年代以降に拡大しており、北米よりは数十年遅れて発展していった。需要の増加が輸送を超えるペースであったため、伝統的に輸入依存度は高い状態が続いた。

パイプラインでのガス輸送は、近隣諸国を横断して輸送されるにも関わらず、市場形成は国単位となった。

また、ガス市場発展には、信用度の高い買主が、契約数量にコミットする必要があった。上流生産ガス田・ガス田から市場への輸送インフラストラクチャー、買主への配給のための貯蔵・配給インフラストラクチャー開発を裏付けることが必要だったからである。

初期の主たる事業リスクの想定は、消費成長が契約数量を下回ること、代替燃料に対して競争力のない価格水準、経済成長自身がガス需要増加のために不十分となることなどであった。エネルギー密度が低いガスは、貯蔵・輸送が石油製品・石炭に比してコスト高となりがちであった。

こうした背景から、ガス生産、消費両側で、コマーシャル面・国家としても利害関係が関わり、産業としての組み立てが複雑化した。また欧州域内の大規模輸出者は、ノルウェー、英国、オランダ、デンマークのみだった。数少ない域内生産地点-消費地点間、パイプライン網への投資が大きくなった。こうした要請に対応して、供給者・消費者間に法的拘束力あり国際仲裁対象となる長期契約での取引関係が構築された。価格条件は石油製品連動・（通常3年程度の）定期的な見直し付きとなり、年間契約量（ACQ）・テイクオアペイ水準は80% - 90%で設定され、売主が価格リスクを、買主が数量リスクを負う形での契約枠組が構成された。価格リスク緩和のために、6 - 9ヶ月間平均の石油製品価格を3ヶ月間程度の時間差でガス価格に適用する方式がつけられた。

Groningen ガス田は、大規模陸上ガス田であることにより、開発・生産コストは相対的に低かった。「コストプラス」でなく「市場価値原則」として、石油製品を中心とする他燃料との競合上での価値、輸送・貯蔵コストを勘案した上で、開発者側は高い利益を得られる価格形成が可能となった。これにより、様々な消費部門で石油製品を次第に代替、ガスとして市場シェアを拡大していった。

一方、北海ガス生産が供給の主力となった英国では、コストプラス方式で価格設定がされた。1970年代以降、上流部門生産企業と、国有 British Gas Corporation（BGC）間の価格設定方式は様々な形態を用いた。英国のガス田は、沖合にあり、コスト基盤は Groningen ガス田より高いもので合った。初期北海南部ガス田を中心に季節変動要因を織り込んだ上で、「合理的な」利益率を生産者にもたらすことが焦点となった。また、生産設備、輸送網は、平均取り扱い量よりも大きなサイズで設定された。これにより、天然ガス産業の初期に季節貯蔵設備の建設必要性を回避するものでもあった。

ガス田生産者と BGC 間で、ガス田個別の売買契約を締結（「枯渇型契約」）した。また、定期的価格見直しは含まず、当初価格と、連動指標は競合燃料ではなくコストインフレーションを織り込むだった。「北海ガス」開発初期に、石油製品に対してガスが競争上の優位性を維持した。これにより、家庭用の機器、製造ガスから天然ガスへと大規模に転換につながっていった。このことが、家庭暖房のガス転換で大きな成長の素地となった。

2. 米ガス市場の動向

ヘンリーハブ（Henry Hub）は、米国の伝統的な天然ガス生産地域に近い、南部ルイジアナ州にある複数の幹線ガスパイプライン網が交錯する天然ガスの集積地の名称であり、同地点で売買される天然ガスのスポット価格が、ニューヨーク商品取引所 NYMEX（New York Mercantile Exchange）の先物価格の指標値（基準値）となっているため、米国の天然ガス指標価格の呼称ともなっている。米国内でのパイプラインガス売買契約の価格決定指標、あるいは伝統的には同国向けの LNG 輸

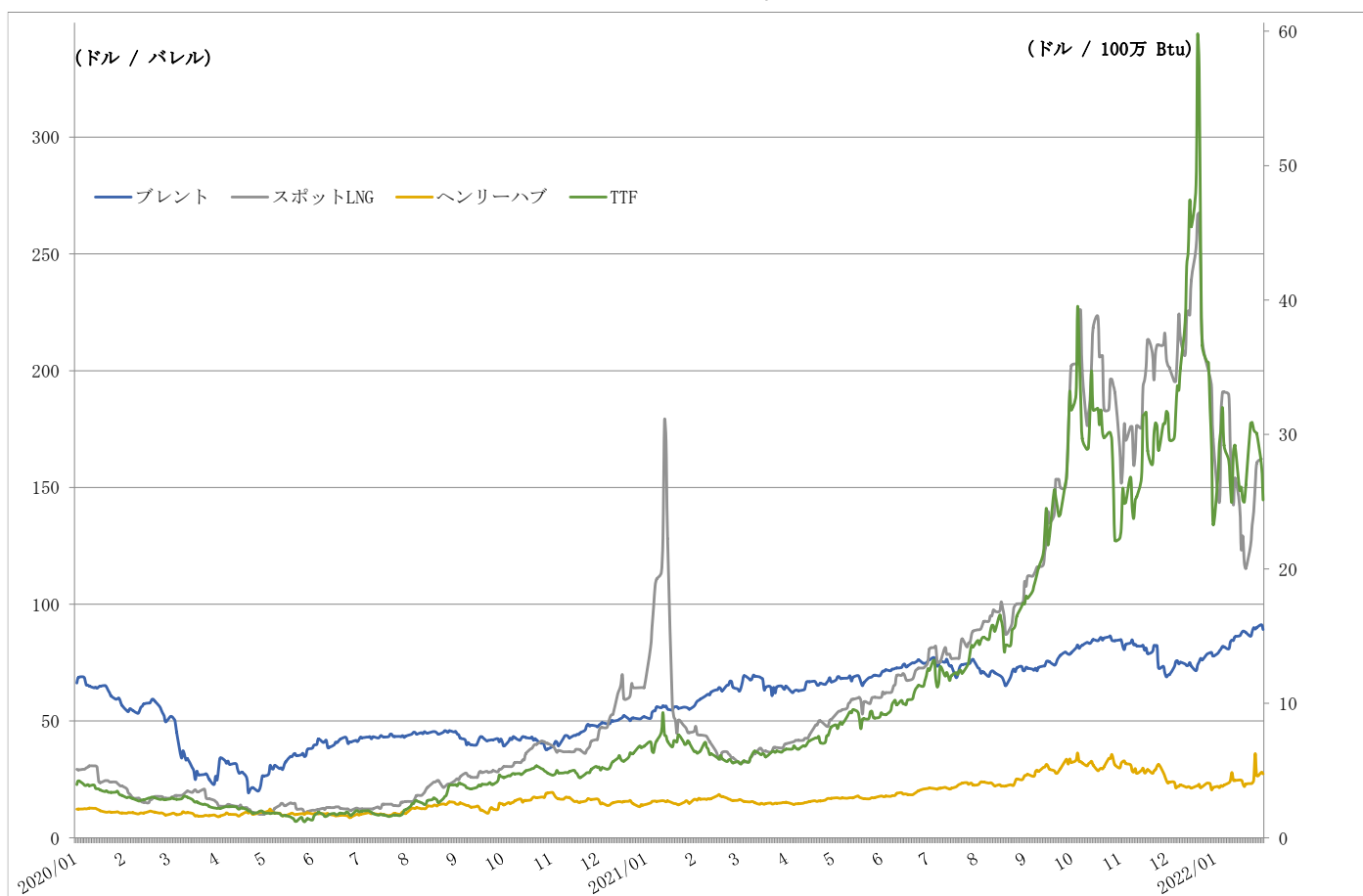
入契約、近年では同国からの LNG 輸出契約における価格決定指標として、用いられる例が多くなっている。米国の豊富な天然ガス生産と巨大な市場規模を反映し、世界の他市場の天然ガス市場価格と比較して、概ね低い水準と安定が伝統的な特色である。同国の天然ガス生産が減少傾向にあった 2005 年には一時、ヘンリーハブ価格が国際ガス価格水準を超える時期もあったが、シェール革命を経て同国の天然ガス生産が大幅増加につながった 2008 年以降のヘンリーハブ価格は高い安定度を示している。

ヘンリーハブ価格は、2014 年 2 月に一時 6 ドル台を付けて以降、概ね 2 - 4 ドル台で推移し、特に 2020 年 1 月下旬から 7 月には 1 ドル台で低迷した。その後、徐々に底堅い傾向が表れ、2021 年 7 月下旬には 4 ドル台に届くようになった。2021 年 10 月下旬に 6.2 ドルに達し、11 月上旬には 4.7 ドル台まで下落した後、同月末にかけて 5 ドル前後を推移した。価格高止まりの要因として、同国内の地下貯蔵ガス在庫量が過去 5 年平均を下回る低水準にあること、発電用のガス需要と LNG 輸出の増加が価格を下支えしていると観察された。

2021 年 12 月は、月初の 4 ドル台から 3 ドル半ばまで下落した後、月末にかけて 3 ドル台後半を推移した。米国エネルギー情報局（EIA）によれば、11 月は比較的温暖な気候となり暖房需要が減少したことで、地下貯蔵ガス在庫量が過去 5 年平均に近付くまで回復したことが価格下落要因となった一方で、世界的な LNG 需要、特にその時点では欧州向け LNG 需要は依然として高く、米国産 LNG 輸出の増加が価格を下支えすることとなった模様である。

2022 年 1 月は、月初の 3 ドル後半から、中旬には 4.8 ドル台まで上昇した後、月末にかけて 3 ドル台後半で推移した。米国エネルギー情報局（EIA）によれば、11 月に続いて 12 月も、比較的温暖な気候となり暖房需要が減少したことが価格下落要因となったとのことである。

図 5-1 地域間スポットガス価格の比較



(出典: ICE, CME, ICIS データに基づき作成)

第2節 排出権市場/石炭市場との関係

特に 2021 年以降は、全般的なエネルギー需給逼迫化の中で、天然ガススポット価格、欧州排出権価格・石炭価格との相関関係が高まっている。

LNG・天然ガスの売買契約で石炭価格を指標としたものは少ないが、今後東南アジアで発電用天然ガス需要が増加し、引き続き石炭火力発電が用いられる場合、両者の相関関係は同地でも高まる可能性がある。

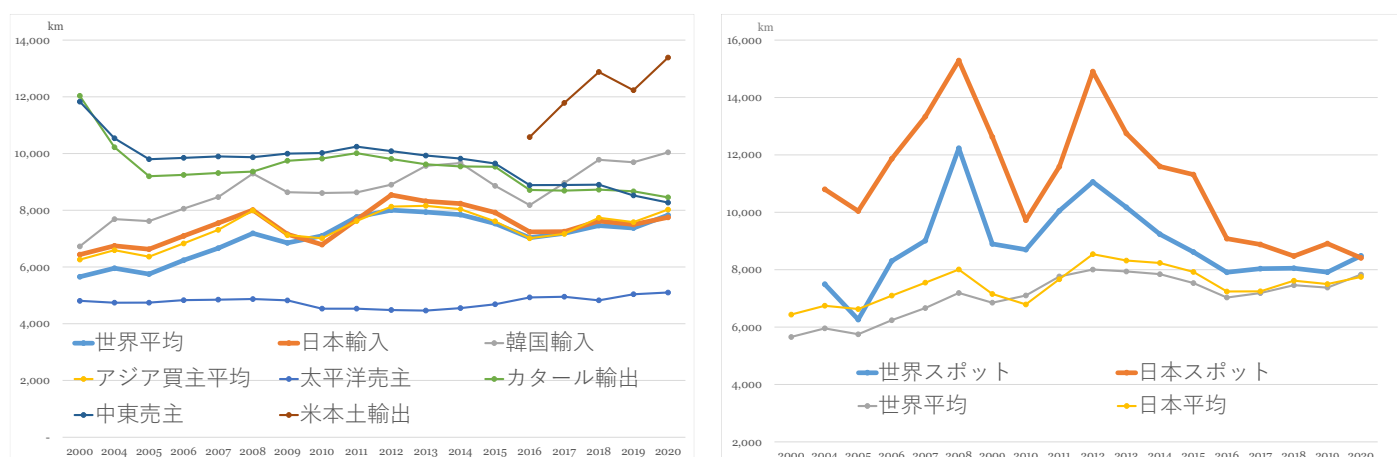
第3節 備船市場との価格関係

LNG に関しては、スポット LNG カーゴ取引に加えて、輸送するための船舶の手配も必要となる。仮に輸送する LNG の物量が確保されたとしても、短期に備船できる船腹が存在しない場合には、取引できないこととなる。一般的には、スポット LNG 価格が高い局面では、カーゴ需要とともに船腹需要も高く、短期備船料金も上昇することとなる。

近年、平均的な LNG 輸送距離は安定化しているが、貿易量が増加している米国産 LNG 輸送は長距離によるものとなる。特に 2020 年はこれにより、日本・韓国の平均輸入距離も増加している。引き続き米国産 LNG は数量が安定的に増加することが見込まれることから、輸送の合理化・最適化、スワップ手配等を持続的に検討できる（すべき）状況となっている。

スポット LNG カーゴの輸送距離は、過去、日本の原発トラブルに伴う LNG 輸送急増時（2007-2008 年、2011-2014 年）に増加（大西洋・中東から）したことがあり、その際はスポット LNG 価格、短期備船料金ともに上昇した。

図 5-2 LNG 輸送距離の変化



(出典: GIIGNL データ、および海上輸送距離データに基づき作成)

第4節 電力市場との価格関係

日本の電気・ガス料金は、原価の一要素となる LNG 価格変動の影響を受ける。従って、2022 年 3 月現在の LNG 価格の高騰局面において、電気・ガス料金も上昇傾向にある。とはいえ、日本の電力会社、ガス会社は、燃料・原料の多くを長期契約により調達しており、かつ燃料費調整制度、つまり直近 3 ヶ月間の貿易統計における LNG 等の平均燃料価格、原料価格の増減を、3 ヶ月後の小売料金に自動的に反映させる仕組みを採用している。このことにより、燃料、原料価格高騰時における激変緩和の役割を果たしており、現在のエネルギー超高価格の影響は諸外国と比べれば、相対的には低減されている。

また日本の電力卸売市場である JEPX スポット市場は、限界費用での入札が基本となっていることから、需給変動に対応する火力発電の価格が基本となる。このことにより、JEPX スポット市場は、入札する際の裏付けとなる火力発電電力の燃料費の影響を受けることとなる。2017 年初め頃まで石油火力燃料費と連動性が強かったが、石油火力の減少もあり、これ以降 LNG

火力燃料費相当に近付いている。さらにこの LNG 価格については、当初は主として LNG 加重平均価格が用いられたものから、最近では LNG スポット価格を使用しての入札も増加しており、直近では LNG スポット価格と、相関関係を強めている。今後についても、火力発電の利用燃料により変動はあり得るが、当面は LNG 火力が需給変動に対応する機会が多く、スポット LNG 価格・JEPX スポット電力価格間で相関関係を持つものと考えられる。

第 5 節 LNG 価格決定方式の変遷

日本に LNG が導入されて半世紀以上が経つが、この間、国際エネルギー市場の動向を受けて、LNG の価格決定方式も変遷を遂げてきた。

1969 年に米国アラスカ産 LNG が日本に導入された当初、その取引における LNG 価格は固定価格が採用された。またその引き取りには、Take or Pay 条項が付された。LNG 生産プロジェクトは、パイプラインガスプロジェクトと比較して、初期投資が巨額であり、想定される単位当たりコストも高額となることが想定された。他エネルギー源との競争力を持つ価格を求めるといよりも、大気汚染対策のための低硫黄燃料と、都市ガス用の高熱量の原料を確保するために、プロジェクトを成立させることが焦点となっていた。数年後にこれに続く、ブルネイ、アラブ首長国連邦（UAE）アブダビでの LNG 生産プロジェクトでも、固定価格方式が採用された。

1973 年の第一次石油ショック以降、原油価格の上昇が重なり、固定価格を採用した LNG も、原油価格を追いかけて値上げされることとなった。この時期には原油価格（GSP = 政府販売価格）に 100% 連動する方式がとられた。その後、1985 年には、逆に原油価格が暴落し、GSP 連動方式では LNG プロジェクトの経済性が成立しなくなった。石油ショック後には世界的なインフレーションもあり、新規の LNG 生産プロジェクトのコストが上昇した。このため LNG の売買契約の協議においては、原油価格への連動比率を下げ、LNG 価格を安定的にするために考案されたフォーミュラ方式が考えられた。

「LNG 価格 = 換算係数 × 原油価格 + 定額」といった形式で、現在も多くの場合このような形式が踏襲されている。

このフォーミュラに用いる原油価格としては、多くの LNG 生産プロジェクトにおいて、日本着の CIF 平均原油価格（JCC = Japan Crude Cocktail）が採用された。但し当時日本向け最大の LNG 供給源となっていたインドネシアにおける LNG プロジェクトにおいては、インドネシア原油の平均 FOB 価格（ICP = Indonesian Crude Price）が適用された。またインドネシア産 LNG 契約の場合には、物価上昇などを考慮して一定の価格エスカレーションを織り込む方式も用いられた。こちらでのエスカレーションとしては米国の消費者物価指数などが用いられた。

これらの価格方式においては、原油との連動率は 100% より小さく設定され、LNG 価格は原油価格の変動よりも小さな幅で変動することとなった。さらに契約によっては価格フォーミュラの原油価格の上方と下方において、換算係数の傾斜をさらに緩くしたいわゆる S カーブ方式が導入されるものも多くあった。原油価格の変動時に、LNG 価格の変動を緩くする意図だった。さらには適用の範囲を限定することによって、原油価格がその範囲を超えて変動する場合には、売主・買主が再度協議することを規定した契約も出てきた。

LNG の長期契約は当時、20 年間で標準であったけれども、価格決定方式については、原則 3 年ないし 4 年ごとに見直すこととされた。この見直し時に協議が紛糾し、仮価格により取引を継続した上、協議が決着して後に決定価格で遡及精算を行うプロジェクトも多くなった。

日本向けの LNG 長期契約は 1980 年代後半に、ほぼこうした原油価格連動方式に落ち着くこととなった。

契約によって原油との連動率、定数、エスカレーションの有無について、差があったものの、多くの契約価格は、ほぼ同じような範囲に落ち着くことになった。現在でも長期契約の LNG 価格のフォーミュラとしては、原油価格に 100% に満たない係数をかけ、定数を足す以下のような方式が用いられていることが多い。

LNG 価格 (Y) = 係数(a) × 原油価格 (X) + 定額 (b)

- ・ Y = LNG 価格 (単位: \$/100 万 Btu¹³)
- ・ a = 原油等価に対する換算係数
- ・ X = 全日本の原油平均価格 (JCC 単位: \$/バレル)
- ・ b = 一定額 (単位: \$)

なお、換算係数 (a)、定額 (b) は契約によって異なる。例えば、換算係数 (a) については、契約年数およびデリバリー開始日より異なり、最近 (2022 年 1 月時点) の契約では、係数 10%~11% 台の契約もみられるが、既存の日本の契約では係数 (a) は 12.5~13.5%、一定額 (b) は \$0.5~0.7 が多いといわれている。

このような価格方式により、LNG 契約価格は、2000 年代初頭まで比較的狭い範囲内で、様々なプロジェクトの LNG 価格は同様の水準で推移した。また原油価格と比較して、熱量ベースでプレミアムな状況にあった。

2004 年以降の原油価格上昇局面において、多くの LNG 契約において、原油価格がフォーミュラの適用範囲外に上昇したことにより、価格決定方式を再交渉することとなった。その際も基本的には同様の原油連動方式を採用したが、原油連動率を 100% より低くしていることにより、これ以降は概ね熱量ベースで原油を下回る価額となった。すなわち 1990 年代においては、「原油等価」とは LNG 契約価格を引き下げることの意味したが、2000 年代後半においては、「原油等価」とは LNG 契約価格を引き上げることの意味した。またプロジェクトにより価格差が拡大していた時期でもある。また 2000 年代においては、インド、中国が新たな LNG 輸入国として台頭し、これらの新興市場に LNG を売り込もうとする LNG 売主が、これらの市場への長期契約に関して破格の価格条件を採用したことも影響している。

その後 2010 年代は、アジアにおける LNG 需要の増加に並行して、国際天然ガス価格におけるアジアの LNG 価格の突出した高さが際立つようになった。このことはアジアの LNG 買主からの、LNG 取引柔軟化の要求、価格条件改善・価格水準引き下げ、原油連動脱却の要求につながった。その後 2016 年以降の米国本土からの LNG 輸出の開始により、原油連動ではない新たな米国ガス価格指標連動の LNG 契約をもたらした。このことがアジアにおける LNG 価格条件の改善へとつながろうとしている。また LNG 買主は、リスク低減の意味もあり、LNG 価格方式において多様なフォーミュラをポートフォリオの中に組み込もうとしている。

近年顕著となってきている価格変動に対する対策が、LNG 市場拡大促進のため、日本の LNG 安定調達のため、さらにアジアの新興市場開発の上でも、重要となる

第 6 章 直近の LNG 市場動向 (2020-2022 年)

第 1 節 史上最大の激変 世界的パンデミック、ロシア戦争の影響

2020 年 - 2022 年の世界の LNG、天然ガス市場は、史上類を見ない価格低迷から急上昇、さらに超高価格水準の長期間継続、さらにロシア・ウクライナ情勢の悪化によるエネルギー市場への激震、という多くの市場プレイヤーやアナリストにとっても予想できなかった事態が続いている。

1. 2020 年以降の日本の LNG 輸入価格の動き

日本平均 LNG 輸入価格は、2015 年以降、16 ドル台¹⁴をピークに、基本的に長期契約の LNG 価格が連動している原油

¹³ 慣用的には、実際の LNG 売買契約や業界専門誌等の文献で、100 万 Btu について、「mmBtu」と記述されている事例も多いが、「mm」を 100 万の意味で使うのは米国の用法である。ISO 体系では、100 万を表す略号は「m」であり、国際エネルギー機関は「MBtu」と表記している

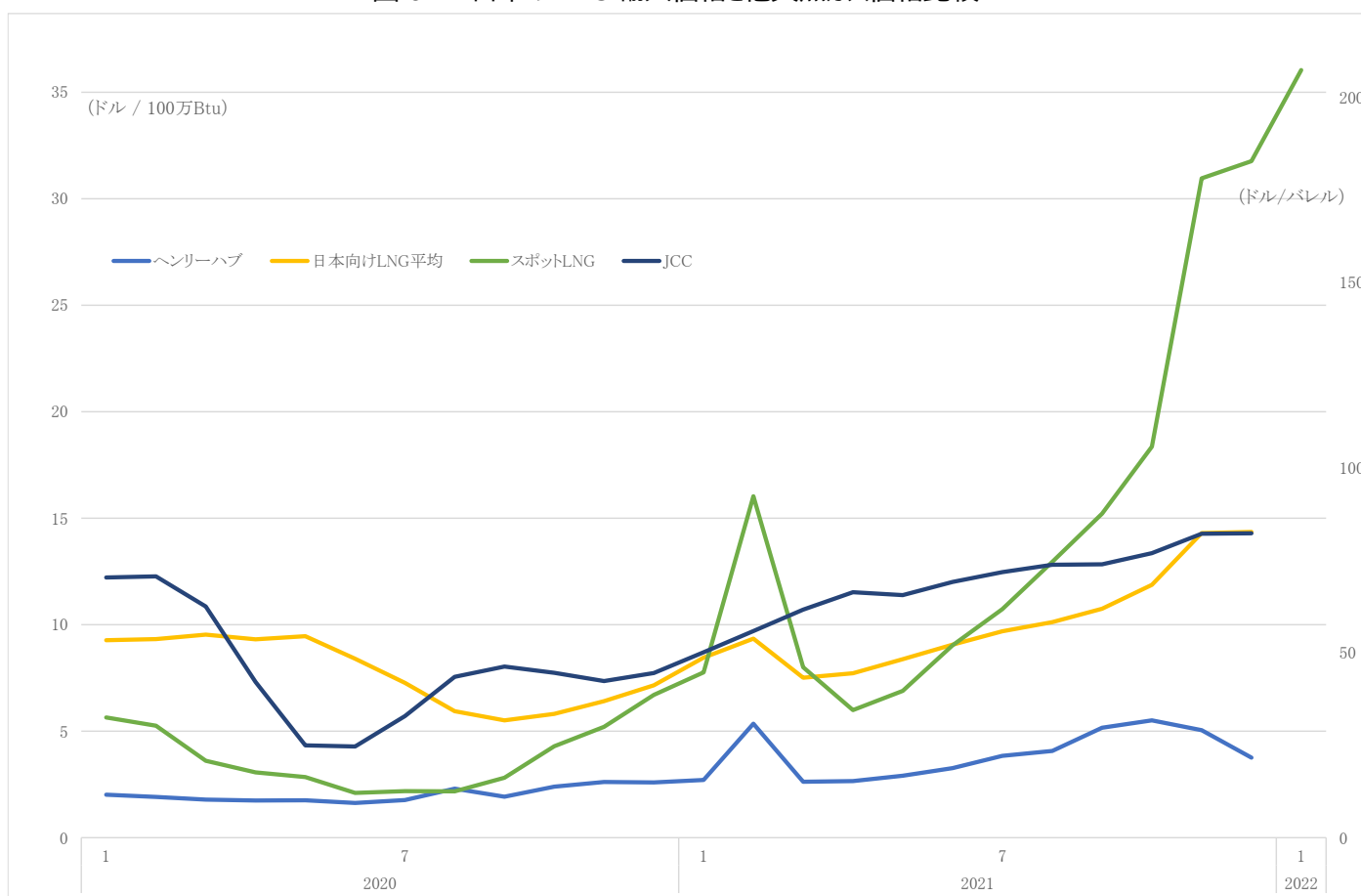
¹⁴ 特段の注記がない限り、米ドル建てガス価格は 100 万 Btu 当たりである

価格の低下傾向により、2014年以前と比較して、低く推移した。2019年4月以降は、同年8月の10.13ドルを除き、2021年9月まで、10ドルを下回った。特に、2020年3月以降の原油価格急落の影響により、同年8月から10月にかけては、2005年1月以来の低水準となる5ドル台まで下落した。

2020年末に向けては、原油価格上昇に伴い、12月に7ドル台まで上昇した。堅調な原油価格の値動きに応じて、2021年2月には9ドル半ばまで上昇後、3月は7ドル半ばまで下落した。

その後は、原油価格の上昇に伴って、2021年10月は11ドル後半、そして11月、12月は14ドルまで上昇し、2015年1月以来の高値となった。

図 6-1 日本の LNG 輸入価格と他天然ガス価格比較



(出典：貿易統計、EIA（米連邦エネルギー情報局）データに基づき作成)

2. 過去2年間のアジアのスポットLNG価格（アセスメント）の変動拡大

アジアのスポットLNG価格（第3章に記載されているJKM, EAX, ANEA）は、2020年1月以降、世界的に継続しているLNG供給の拡大基調と、需要増加ペースの失速により下落基調となり、同年4月末には2ドルを割り史上最安値を記録した。さらに同年5月以降2ドル台が続いた。この低迷に先立ち、2019年11月 - 2020年1月引き渡し分が、一時的に6ドル前後の水準にあったところから下落を続けたもので、これは下落率、そして到達水準ともに歴史的に顕著なものとなった。

2020年8月以降は、アジア太平洋地域含む世界全体で、複数のLNG生産設備での供給障害により、アジアのスポットLNG価格は上昇基調に転じた。その後、2020年末に向けて、日本、中国を中心に北東アジア冬季ガス需要増加が旺盛となることによりスポットLNG調達需要が増加した。2021年1月には寒波の影響で需要が急増したことにより、アジアのスポットLNG価格は、30ドルを超える史上最高値（当時）を付けた。

その後、同年2月下旬にはいったん5ドル台まで下落したが、3月以降は上昇基調に転じ、高値で推移する欧州ガス市場に

牽引される傾向を強め、高値で推移した。同年 10 月に、一時は 50 ドル超えまで上昇し、11 月は 30 ドル半ば、12 月上旬には 40 ドルを超えた。

特に 2021 年の高水準は、アジア LNG 短期市場の需給が価格状況に反映されつつも、アジア LNG 短期市場の需給自体以上に、欧州スポットガス市場動向に追随した値動きとなった。このことにより、一部の市場プレイヤーから提供される売買取引・提示情報に基づき査定機関が行うスポット LNG 価格のアセスメント方法自体にも見直しが必要となるとの議論もある。また、乱高下のリスクが顕在化したことにより、長期契約価格決定指標としてスポット価格を用いる見直しは遠ざかったともいえる。

3. LNG 価格の分極化傾向

北東アジア 4 大 LNG 市場（日本、韓国、中国、台湾）の 2021 年 11 - 12 月分の LNG 輸入価格からは、極端なスポット LNG 価格の影響を受けての価格上昇とともに、価格の分極化が鮮明となった。

2021 年 10 月以降、アジアのスポット LNG 価格（アセスメント・翌月渡し分）は高水準を維持し、長期契約 LNG 価格の決定に適用される原油価格も高水準なため、各国の平均 LNG 輸入価格は、大幅に上昇した。12 月分では、100 万 Btu 当たり、中国 18.88 ドル、韓国 17.20 米ル、台湾 17.26 米ルに対して、日本が 14.36 ドルと、4 市場中、最も安価となった。日本は 9 月から 4 ヶ月連続で 4 市場中、最安価格となった。2021 年の通年では、日本 10.10 ドル、韓国 10.72 ドル、台湾 10.78 ドル、中国 10.80 ドル、4 市場加重平均 10.54 ドルとなった。

LNG 輸入価格の上昇がいっそう顕著となった、2021 年 11 月の日本向けの供給源中では、米国産 LNG が 22.30 ドルと突出した高値となった。同月の同国からの 40 万トン輸入中、半分に相当する 3 カargo が 30 ドルを超える価格だったことによる。米国産 LNG は、通常低コストで生産されると想定されるが、取引上柔軟な条件であり、一次販売での FOB 引き取りは低価格でなされた後、市況に応じて高価格で転売されたり、長期契約にコミットしていない追加生産分が最初から高価格で販売されたことなどが要因として推定される。スポット LNG 価格が高騰する中で、現時点で、最もスポット供給余力のある米国産 LNG がその取引上の優位性を発揮した。

これら米国産 3 カargoに加え、マレーシア産 2 件、アブダビ産 1 件、ロシア産 3 件、ナイジェリア産 1 件が 30 ドルを超える高価格で輸入されたほか、日本向け LNG の最大供給源である豪州産 LNG の一部も、同月は高値なものがあつたと推測される。このような高価格のスポット LNG と、相対的には低水準の長期契約の LNG が混在する状況が、日本以外の LNG 輸入市場にも継続し、相対的に高価格 LNG の比重が大きな他市場が、加重平均価格では高くなった。

4. ロシアによるウクライナ侵攻後のガス市場

今般の紛争により、ロシアから欧州向けガス供給中断の可能性も関心事項となっている。その要因としては、パイプライン破壊行為や予期せぬ事故によるもの、制裁あるいは制裁報復による意図的ガスフローの停止である。政治的発言としては、ロシア大統領は、戦争勃発直前に供給継続希望を発言している（2 月 22 日 GECF 会合での発言）。

一方、EU では、2021 年 12 月以降の LNG 輸入急増で、域内冬季対応用のガスは量的に確保された。但し、欧州の気化基地、パイプラインへの引き取り容量は十分に確保されているか、確認が必要となる。また、欧州連合内の天然ガス地下貯蔵在庫は 2 月末時点で 20 日分程度が確保されている。但し、制裁報復でロシア産ガス供給全面遮断となれば、冬季間中に、各国で工業用のみならず家庭用エネルギー供給遮断措置が必要となる可能性もあるといった状況である。

さらに、冬季終了時点で在庫高が例年より大幅に低迷することから、次の冬に向けての在庫積み上げには、高価格、支出増大へとつながる可能性は濃厚である。このため、欧州ガス価格、世界ガス価格は、2022 年も高目を維持することとなる。日本をはじめ、アジアにも高価格・品薄影響が波及する。

また、ロシアの Sakhalin 2 LNG、Yamal LNG 生産事業への影響も注視する必要がある。

中期的な影響としては、ウクライナ経由の天然ガス輸送をめぐる問題は数年おきに繰り返されてきたことから、欧州各国政府・企業は、ロシア産ガス依存を軽減に動くことが確実となった。欧州委員会は、3 月初旬、天然ガス地下貯蔵在庫水準を含めた

対策案を公表した（REPowerEU）。これにより、欧州企業（各国・欧州当局）は、短期的にも中長期的にも、LNG 購入増加の方向に動くこととなる。今後数年間、需要期前より、前倒しでの LNG 調達の増加につながる。さらに、ベースロード需要を見極めた長期契約での LNG 調達を増加すると考えられる。このことを契機として、特にエネルギー・トランジションにおける LNG の役割、上流投資が重要との認識を高めるべきである。

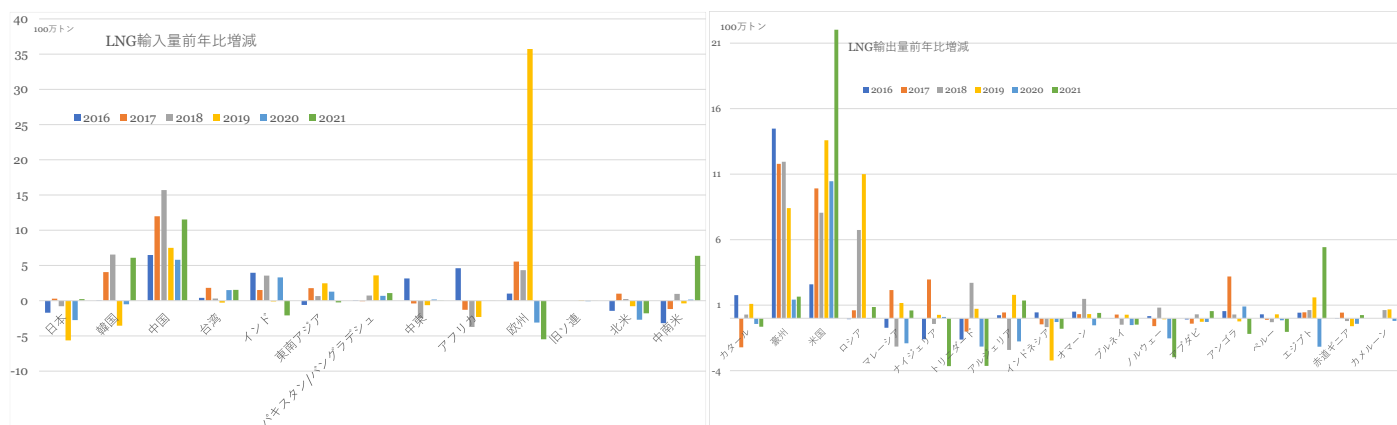
さらに、日本、欧州間でも LNG 開発で協力する道が探られることとなる。また、ロシアにおいて日本企業も関係している新規 LNG 案件として、Arctic LNG 2 生産プロジェクト、Kamchatka FSU LNG 中継基地プロジェクトへの影響も精査が必要となっている。

第 2 節 世界の LNG 市場は、2021 年、前年比 5%程度拡大

2021 年の LNG 輸入量は、日本が 7432 万トンに対して、中国 7893 万トンと、中国が世界最大の LNG 輸入国となったことが確認された。日本の LNG 輸入量の前年比横這いに対して、中国は 18%、韓国は 15%増となった。

2021 年の世界の LNG 貿易量は、速報値によると、2021 年に前年比 5%程度増加、3.75 億トンとなった。生産・輸出側の増加分は、米国がほぼ独占、総量で約 7000 万トン超を輸出、前年比増加幅は 2000 万トン程度と、単一輸出国からの増加量として過去最高となった。現在の世界の 2 大 LNG 輸出国である、豪州、カタールは、それぞれ前年とほぼ変わらない各約 7900 万トン、7700 万トンを輸出した。

図 6-2 LNG 輸出入・前年比増減（過去 5 年間）

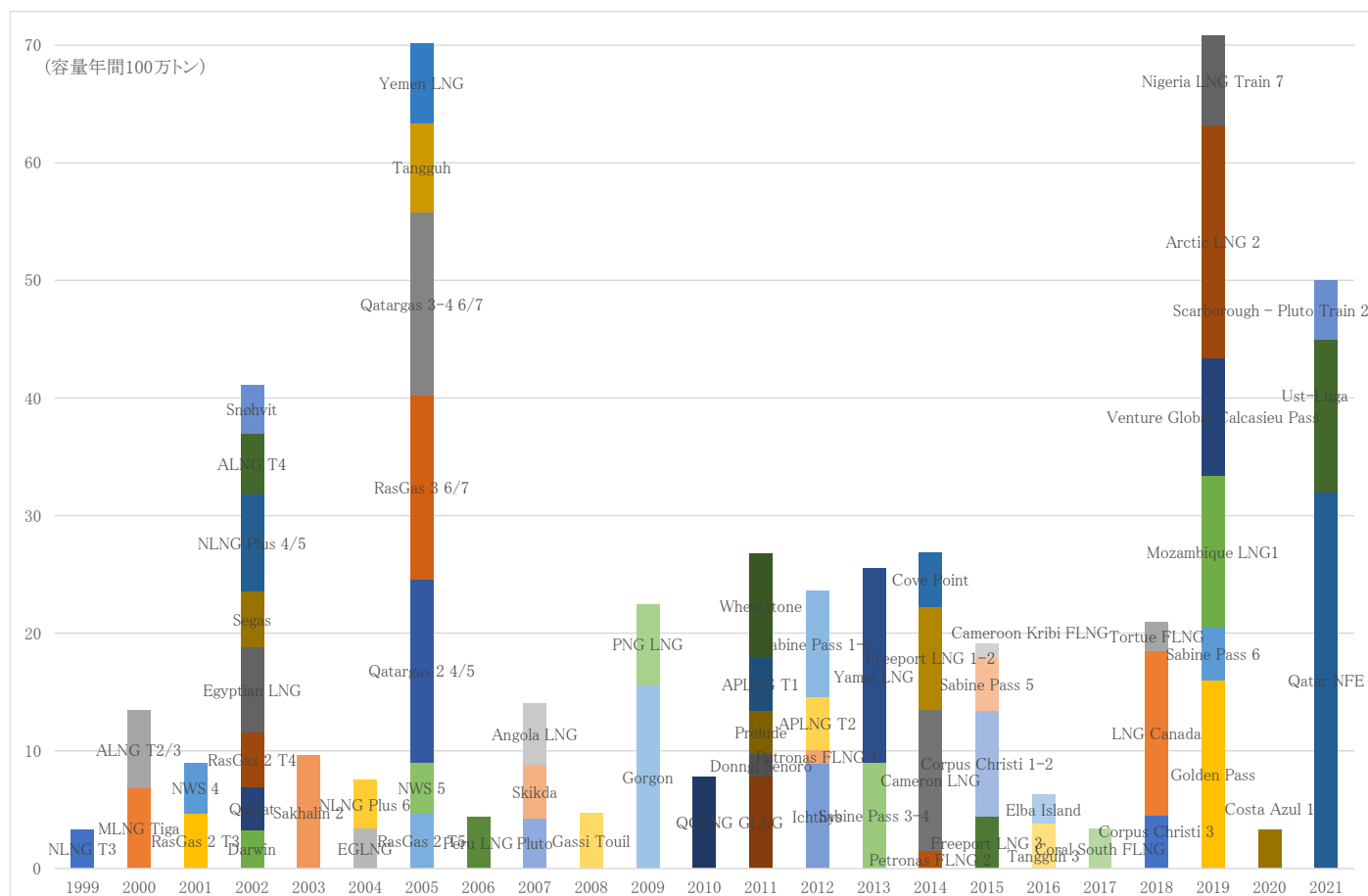


(出典: Cedigaz データ、貿易統計に基づき作成)

第 3 節 LNG 生産部門投資動向

LNG 生産部門では、買主からの長期コミットメントが難しくなっていることから、投資決定案件が近年限定されている。2021 年には、2 件の拡張型案件での FID（最終投資決定）があった。この内、カタールでは、1 件の投資決定としては史上最大規模の FID となる。また、豪州で Scarborough - Pluto Train 2 新規ガス田・追加液化設備型 FID があった。

図 6-3 LNG 生産プロジェクトへの投資決定容量推移



(出典: Cedigaz データ、貿易統計に基づき作成)

今後の健全な市場拡大に向けては、どのような形で資金調達を確保して、LNG 生産部門への投資を継続していくかが課題となる。

特に 2021 - 2022 年の激動を受けて、長期のエネルギー・トランジションにおける LNG の位置付け見直しが、LNG 生産部門への投資に前向きに作用することが期待されている。