

令和4年度 燃料安定供給対策に関する調査事業

(新LNG戦略の策定と実行のための調査等)

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

令和5年 3 月

はじめに

- ✓ 我が国は世界のLNG需要の約5分の1を占める世界第1位のLNG消費国である（2022年実績）。これまで、日本やアジアのエネルギー安全保障において天然ガスが果たし得る役割が確認されてきたが、2021年の欧州に端を発するエネルギー需給逼迫、2022年2月のロシアによるウクライナ侵攻により、未曾有の価格変動、高騰を経験し、天然ガス供給セキュリティ確保の重要性が世界的に認識されつつある。
- ✓ 日本では、2011年大震災以降および2020年12月～2021年1月にかけての電力需給逼迫等の場面を中心に、ガス火力発電が重要な役割を担い、再生可能エネルギーの普及や電力小売市場の自由化に伴い電力需要の予測が不透明さを増す中、比較的起動停止を短時間で行え、不可追従性も高いガス火力が果たす役割は引き続き大きい。
- ✓ 他方、欧州を中心にすべての化石燃料関連ビジネスに支援を停止すべきとの声が強まっている。国や地域によって異なる多様なエネルギー事情を考慮した議論が必要であるが、国際的オピニオンの形成では米国政府の今後のLNGへのスタンスが日本とアジア地域のエネルギー安全保障に与える影響は大きい。日本の国益の維持のためにも、米政権関係者との対話の中でLNG施策の重要性について可能な限り定量的な分析に立脚した積極的な提案を可能とする調査を行う必要がある。
- ✓ 2021年に策定された新たなエネルギー基本計画において、「国際LNG市場の更なる流動性向上及び国際LNG市場における我が国の影響力維持によるセキュリティ向上の観点から、2030年度に日本企業の『外・外取引』を含むLNG取引量を1億tとすることを目指し、仕向地条項の一層の柔軟化やJOGMECによるリスクマネー供給等を通じた供給源の多角化、アジア各国のLNG需要の創出・拡大への関与等を通じ、流動性が高く厚みのあるアジアLNG市場の創設・拡大に向けた取組を引き続き推進する。また、『LNG市場戦略』を刷新し、国際LNG市場の更なる流動化やレジリエンスの強化、電力・ガス自由化の中での効果的なLNG確保と調達価格安定化、LNGバリューチェーン全体での脱炭素化等に向けて、新たなLNG戦略を早期に策定し、実行する」とされている。これを踏まえ、現在、新LNG戦略の策定に向けた検討が進められている。
- ✓ 以上を踏まえ、本調査では、国際的なLNG市場動向の調査・分析や、生産国・消費国の政府や産業界の関係者による対話の促進を通じ、LNG部門への投資の確保、流動性の高い国際LNG市場の構築に向けて、国際社会において、我が国政府が取り組むべき課題や対応策を提示することを目的とする。
- ✓ 本報告書が我が国のエネルギー政策立案の一助となることがあれば幸いである。

目次

第1章 はじめに：2022年度におけるLNG市場の概観	3
第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて	14
2-1 国内LNG受入基地の課題に関する調査	
2-2 LNGプロジェクト動向・脱炭素化対応調査	
2-3 経済安全保障法制に関する調査	
2-4 オプティマイゼーション（LNG船のスワップ等による輸送効率向上）に関する調査	
2-5 地下貯蔵における可能性調査（国内審議会等の議論整理・課題抽出）	
第3章 よりクリーンなLNG利用のための調査	39
3-1 OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向	
3-2 JOGMEC の GHG CI ガイドラインの普及促進対策	
3-3 国内関係事業者に対する世界のメタンに関する最新動向情報提供	
3-4 メタンワークショップ：EDF/IGES WS, QUAD WS、環境省の動きフォロー	
3-5 ブルー水素、ブルーアンモニアの製造に切り替える検討	
第4章 G7やG20等の国際関係業務と日本やアジアの国益に資するオピニオン形成	90
4-1 米国 EPRINC / IEEJ ワークショップ	
4-2 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略	
4-3 欧州事情調査	
第5章 関係国・関係企業との関係強化	119
5-1 LNG産消会議	
5-2 EU LNG Net スペシャルワーキンググループ（SWG） 2、3	
5-3 IEA タスクフォースガス（TFG） Bureau	

第1章 はじめに：2022年度におけるLNG市場の概観

1. LNG物流の欧州シフト

1) 米国産を中心に欧州向けのLNG流入が増加

- 2022年第1四半期米国産LNG出荷量は、2200万トンと、1四半期に、1国が輸出した数量として、過去最大
- 欧州連合（EU）+英国の、米国産LNG出荷先中のシェアは6割強% と、2020-2021年の3割前後からほぼ倍増

2) 世界の2大LNG輸入国である日本、中国のLNG輸入量減少

3) 2022年3 - 10月のEU-英国における、ロシア以外の供給源からのLNG輸入は、前年同期比65%増・2500万トン増の6450万トン。他方ロシア産（LNG・パイプライン）ガス輸入量は同51%減・4200万トン相当減の4000万トン

- EUのガス地下貯蔵への充填率は、3月末時点の26%から11月末時点で93%、12月末時点で84%

2. 高価格の常態化

1) 欧州天然ガス市場価格や、アジアのスポットLNG価格は、2021年8月以降急上昇、同年10月以降、史上最高水準

- 需要回復に対して、生産の回復スピードが相対的に遅かった
- 新規生産に向けて建設・投資が追いついていなかった
- 既存LNG生産設備におけるトラブル

2) 次の冬まで含めて高価格が続く見通し

- EUの脱ロシア産化石燃料依存策 = 他供給源からの追加調達
- 世界の各市場で天然ガスの安定調達が重要な課題

3) 日本LNG輸入価格、円建で史上最高更新（4、5、7、8、9月）

- 長期契約が連動する原油価格も高水準のため上昇

第1章 はじめに：2022年度におけるLNG市場の概観

4) 国際市場のLNG供給源米国でも、6月6-7日、8月16日-9月1日、14日には、ヘンリーハブ先物価格がUSD 9超

- 米国内のガス生産量の増加ペースがやや緩い
- 米国内での発電用ガス需要、LNG輸出用原料ガス需要が堅調

3. LNG長期契約調達、投資活動の活発化

1) Venture Global LNG 社、5月25日、Plaquemines LNG設備第1段階（年間1333万トン分）の投資決定（FID）

2) Cheniere 社 6月22日 Corpus Christi Stage 3（年間1000万トン分）

- Midscale Trains 8 & 9 審査手続きを開始

3) 北米LNG生産案件を中心に、LNG調達の動きが加速

- 北米産LNG販売長期取引（SPA/HOA）年間6400万トン分程度発表
- 中国企業のコミットメントが年間1500万トン分程度
- 欧州需要家企業のコミットメントが年間1700万トン分程度
- 日本企業の引き取り案件も、12月末に発表、その他交渉中

4) 新規案件の浮上

- アルゼンチンLNG開発を同国YPF・マレーシア Petronas 検討
- コンゴ、スリナム・ガイアナ等で新規プロジェクト浮上

5) カタール NFE/NFS拡張プロジェクトに国際企業5社参加決定

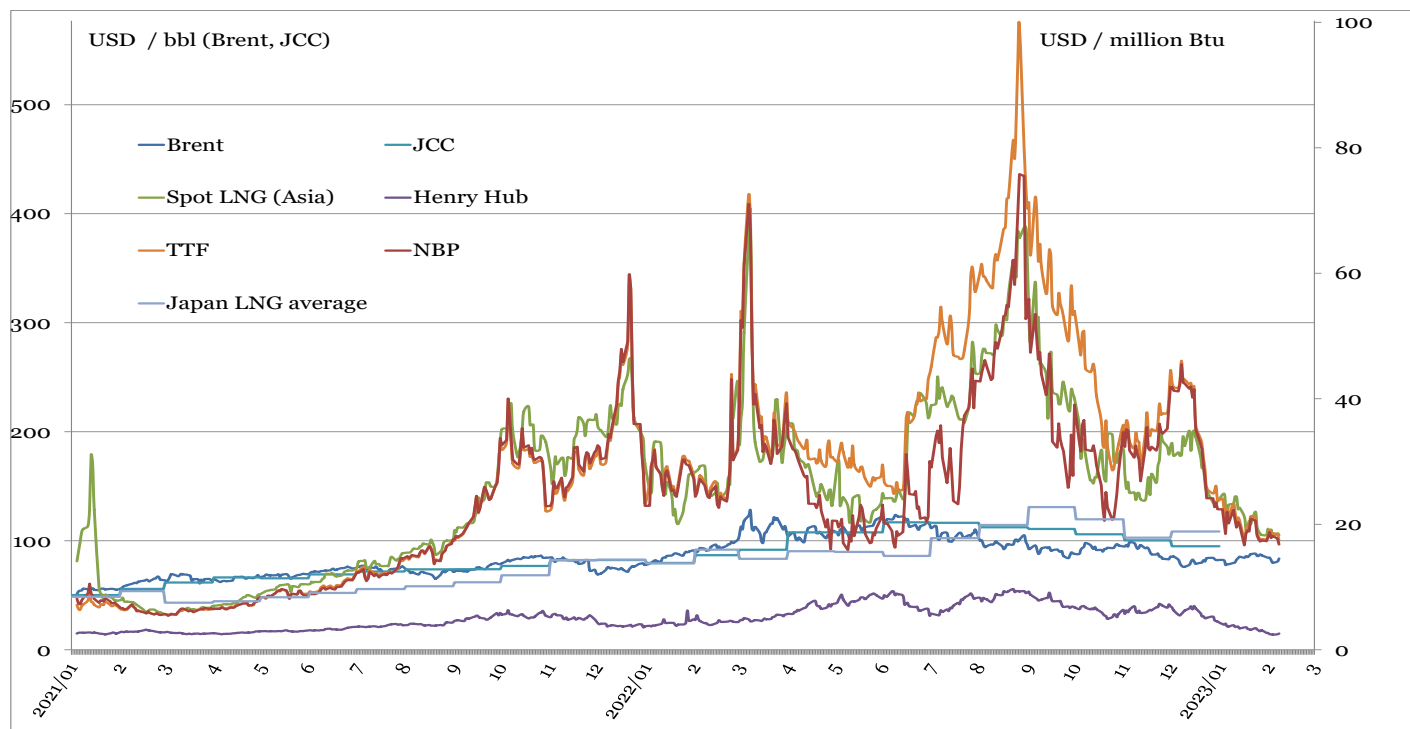
- 拡張分年間4800万トン中、1200万トンを国際パートナーに配分
- 中国企業向けに年間400万トン、27年間の大型長期契約
- ドイツ向けにも年間200万トン、2026年から15年間の長期契約など

- 2020年代後半の日本・アジアの需要対応に、日本企業によるコミットメント・国際連携、これを支える政策対応が重要

第1章 はじめに：2022年度におけるLNG市場の概観

- 欧州、アジアなど、世界ガス価格、高水準が続く
 - 2022年後半、欧州TTF価格独歩高が特徴
 - アジアのスポットLNGはTTFに引きずられ上昇する傾向
 - 欧州連合にTTF上限設定の動き- 発動時の影響、制度導入による影響とも注視が必要
 - 2023年1月、欧州冬季供給懸念緩和、暖冬により、いったん下落傾向

図表1-1 天然ガス・LNG等の価格推移

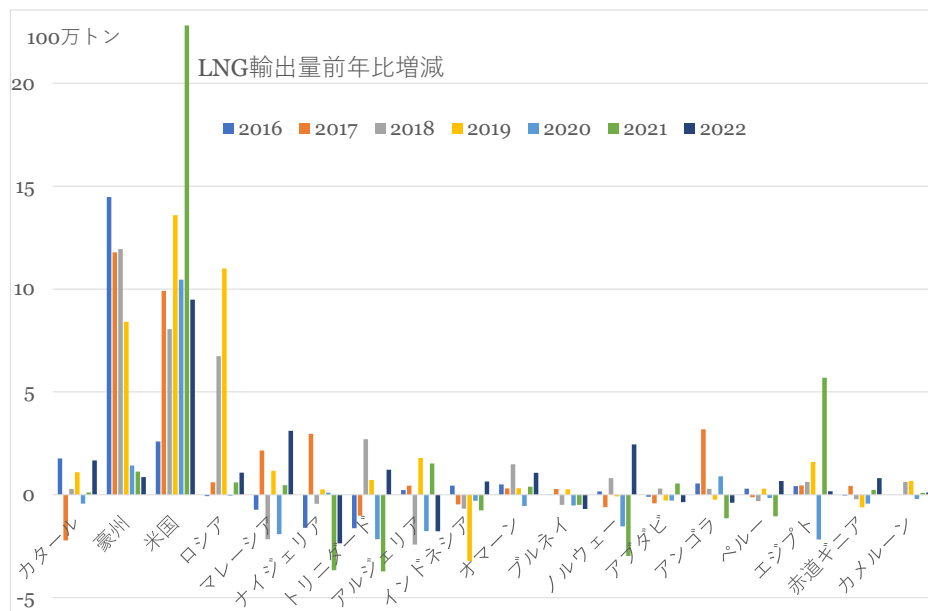


第1章 はじめに：2022年度におけるLNG市場の概観

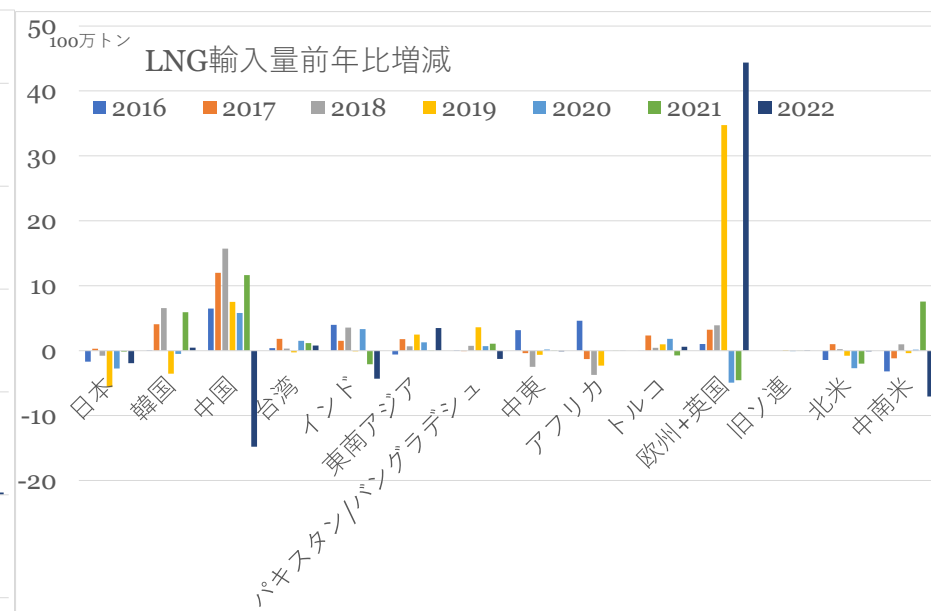
● 世界のLNG貿易、2022年、前年比5%増加（速報ベース）

- 日本のLNG輸入量は7200万トン、中国が6400万トンと、日本が再び世界最大
- 米国が7742万トンを輸出、カタール7979万トン、豪州7942万トンに迫る（数字は輸入端）
- ナイジェリア、トリニダードでLNG生産不振

図表1-2 LNG輸出量の前年比増減



図表1-3 LNG輸入量の前年比増減

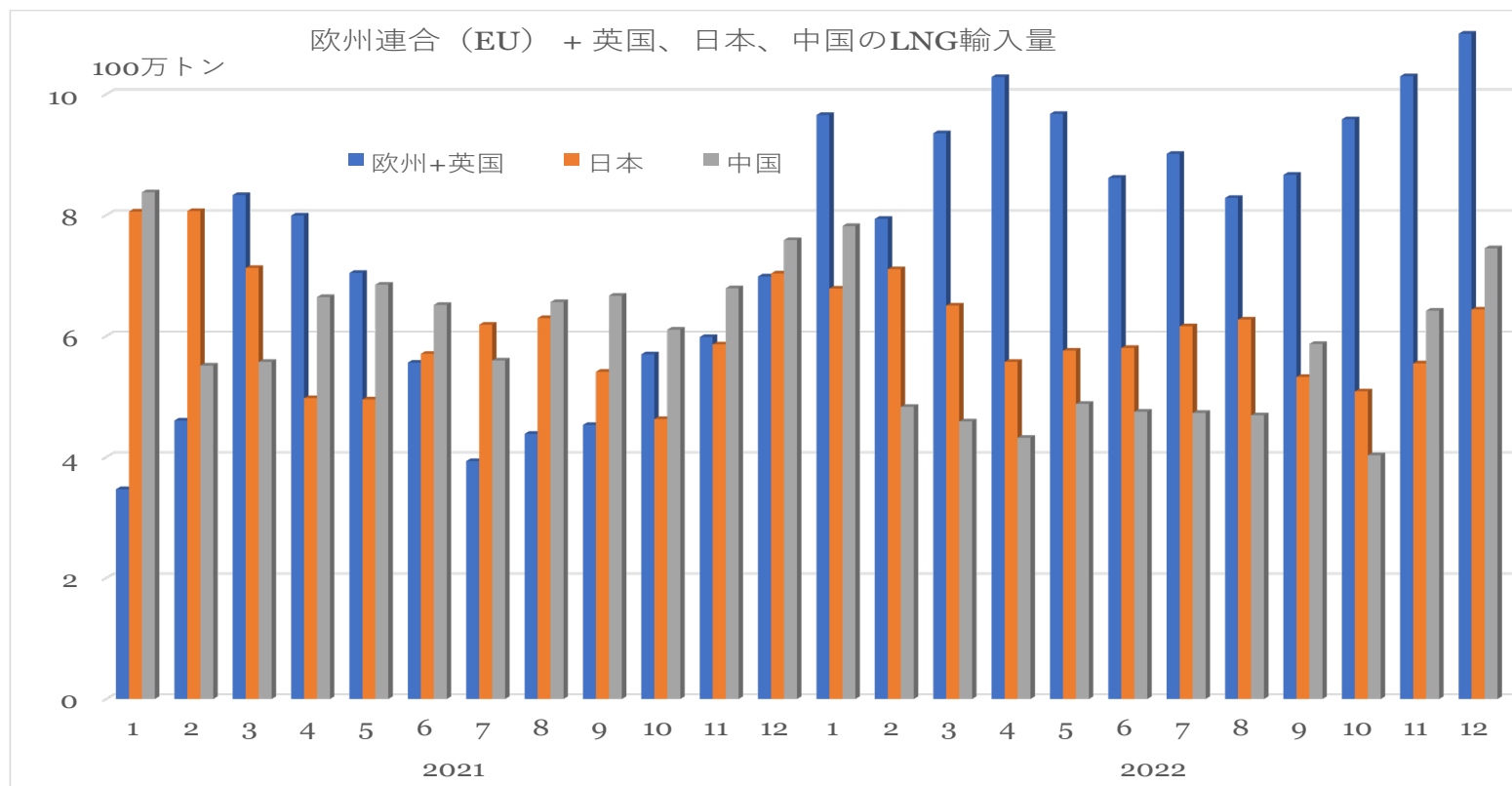


第1章 はじめに：2022年度におけるLNG市場の概観

● 世界LNG市場で欧州の比重が拡大

- 過去1年半の世界のLNG輸入状況を見ると、欧州（本図では欧州連合および英国）が引き取り増加した。一方、日本、中国の引き取りが減少
- 特に米国産LNGが、生産増分も含めてアジア向けから欧州向けにシフト

図表1-4 主要輸入国・地域におけるLNG輸入量の推移



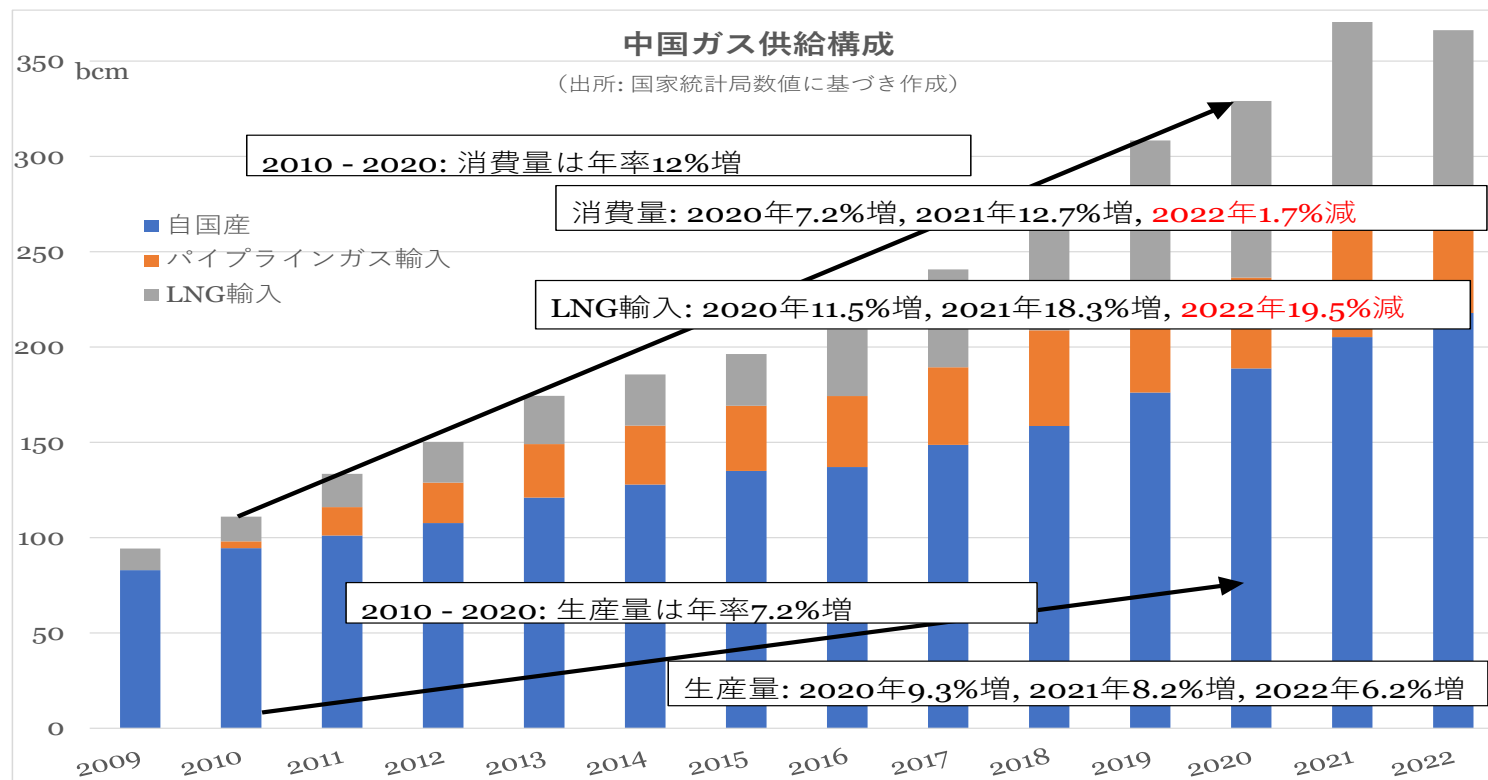
（出所）各国貿易統計および Cedigaz LNG Service に基づき作成

第1章 はじめに：2022年度におけるLNG市場の概観

● 中国のガス消費、2022年1.7%減少

- 2022年、中国のガス消費は1.7%（6.3 bcm = 63億m³）減少
- LNG輸入は19.5%減
- パイプラインガス輸入量は7.8%増加
- 天然ガス全体としては、1.0925億トン輸入、前年比9.9%減少ながら、世界最大の天然ガス輸入国

図表1-5 中国におけるガス供給構成の推移



(註) bcm = 10億m³

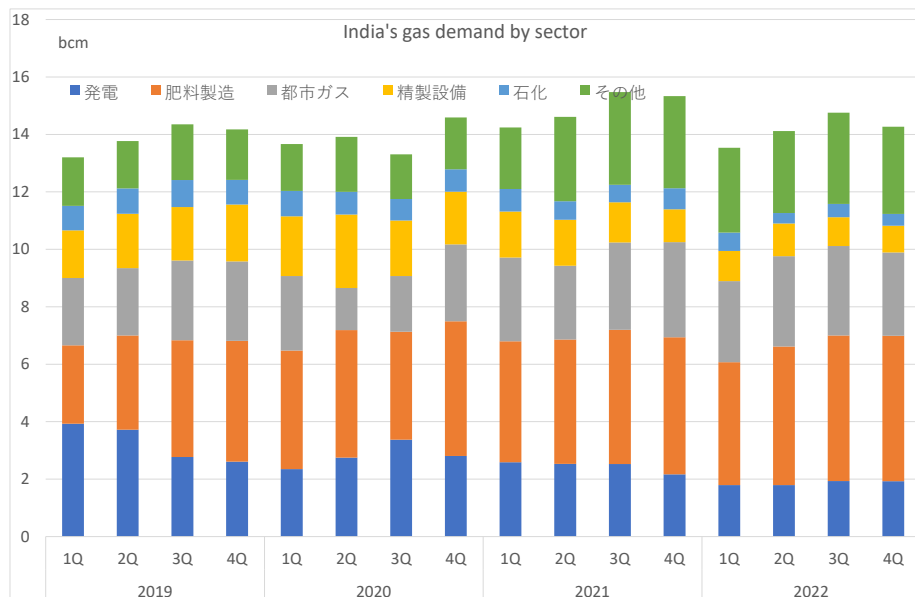
出所: 中国国家统计局データに基づき作成

第1章 はじめに：2022年度におけるLNG市場の概観

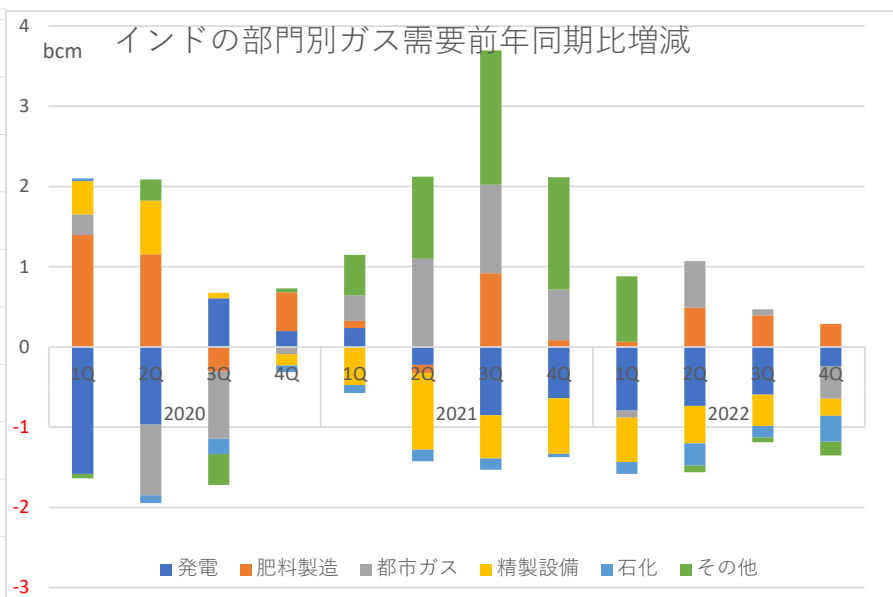
● インドのガス消費、2022年5%減少

- 2022年、インドのガス消費は5.0%（3 bcm = 30億m³）減少
- 減少量は、発電用が顕著（24%減 = 2.4 bcm（24億m³）減）
- LNG輸入および主力ONGCガス生産減少の一方で、民間生産が増加（25%増 = 2.1 bcm（21億m³）増）

図表1-6 インドの部門別のガス需要



図表1-7 インドの部門別のガス需要前年同期比増減



(註) bcm = 10億m³

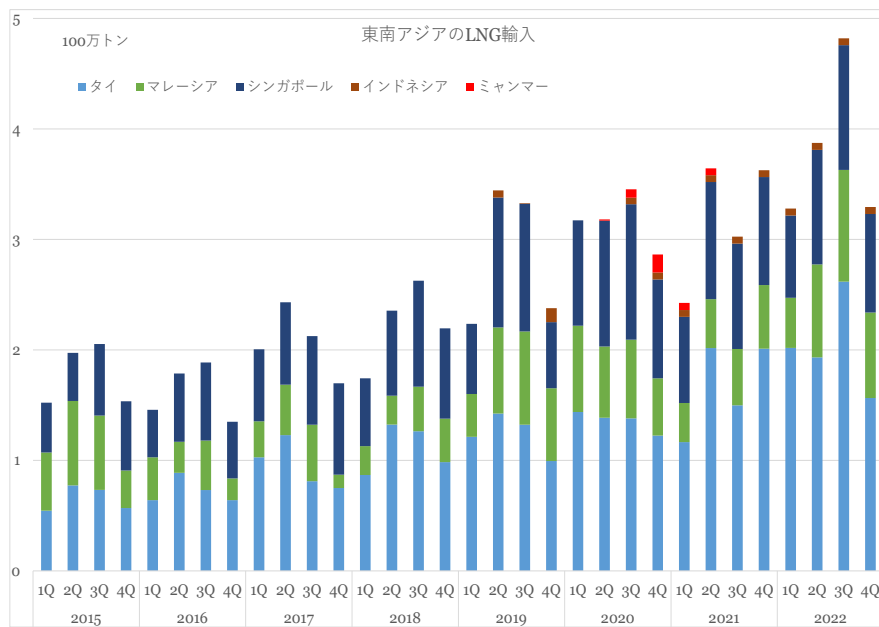
出所：インド石油類天然ガス省PPACデータに基づき作成

第1章 はじめに：2022年度におけるLNG市場の概観

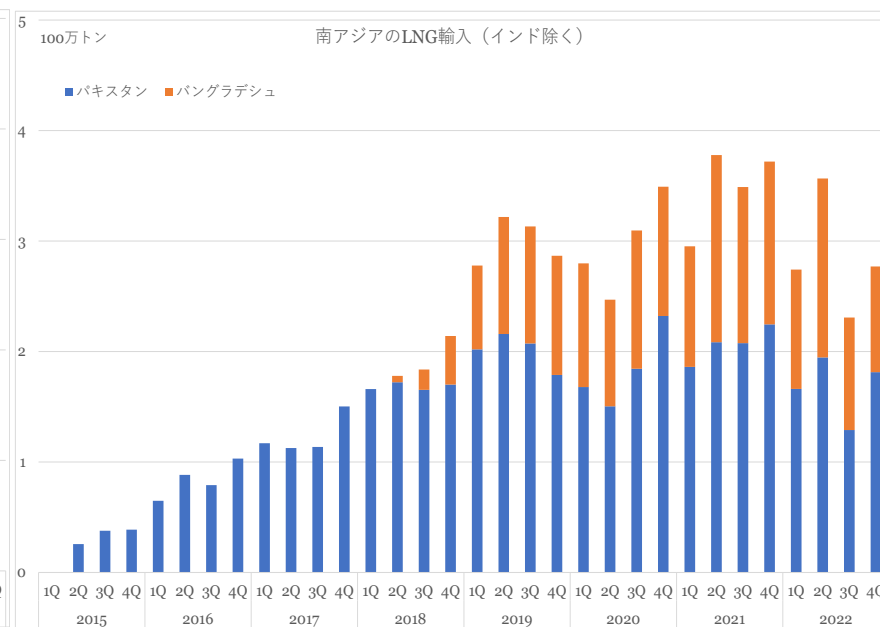
● 東南アジアと南アジアのLNG輸入は対照的な動き

- 2022年のLNG輸入については、東南アジアは20%・250万トン増、南アジア（インド除く）は18%・250万トン減
- 東南アジアはLNG輸出国・LNG輸入国が存在し、影響にはばらつき
- バングラデシュ、パキстанは発電用ガス利用のためのLNG輸入に打撃大きい

図表1-8 東南アジアのLNG輸入量の推移



図表1-9 南アジア(インドを除く)のLNG輸入量の推移



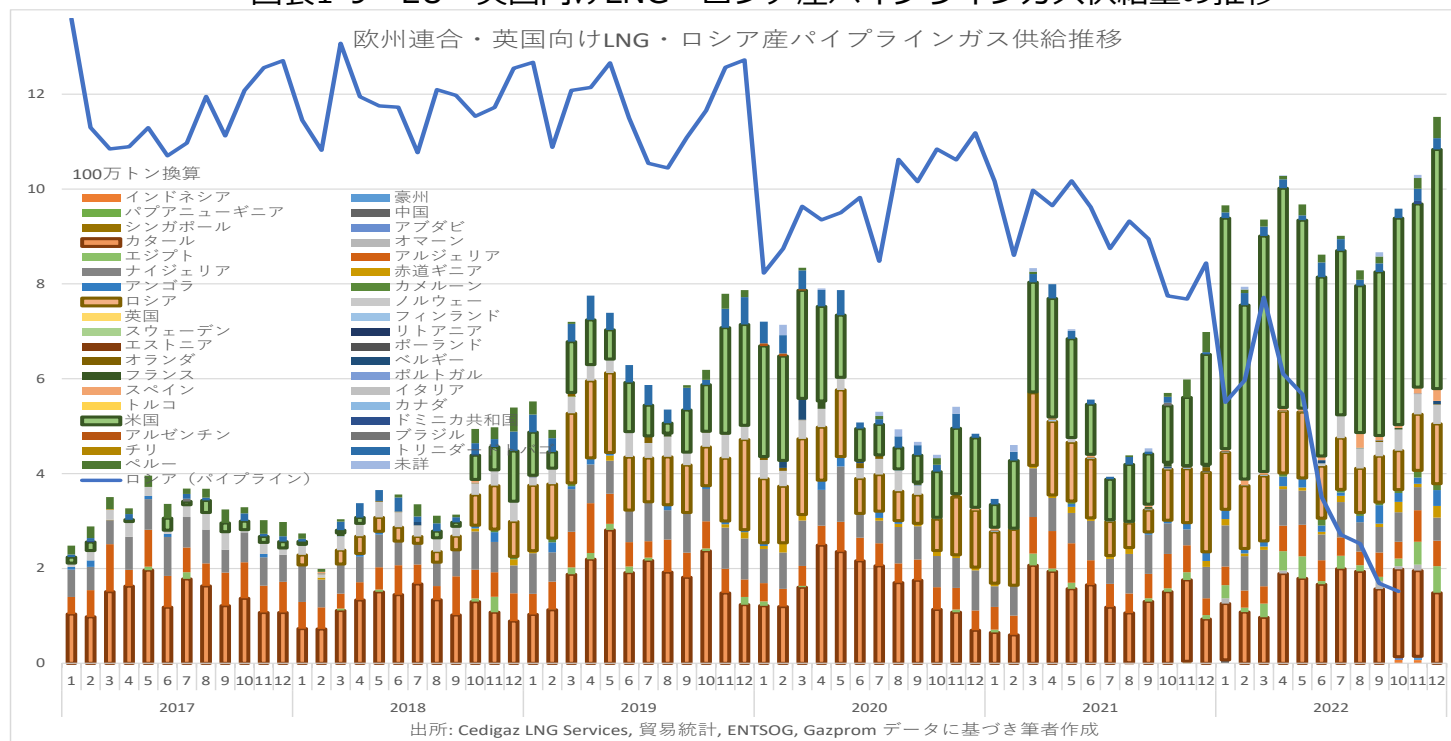
(出所) 各国貿易統計および Cedigaz LNG Service に基づき作成

第1章 はじめに：2022年度におけるLNG市場の概観

● 欧州のロシア産パイプラインガスからLNGへのシフト進展

- ロシア産パイプラインガスの欧州連合向け輸出は、2019年までの月間1000万トン以上の水準から、2020年に欧州需要が急減
- 2021年需要堅調（欧州域内ガス生産減少）に、ロシア側の生産増加が鈍く、ロシア国内ガス需要も増加
- 並行する米国産LNG増加に対して価格面でもロシア産パイプラインガスが劣後
- 2022年はさらに減少傾向から、脱ロシア策と作為的な供給カットにより減少

図表1-9 EU・英国向けLNG・ロシア産パイプラインガス供給量の推移



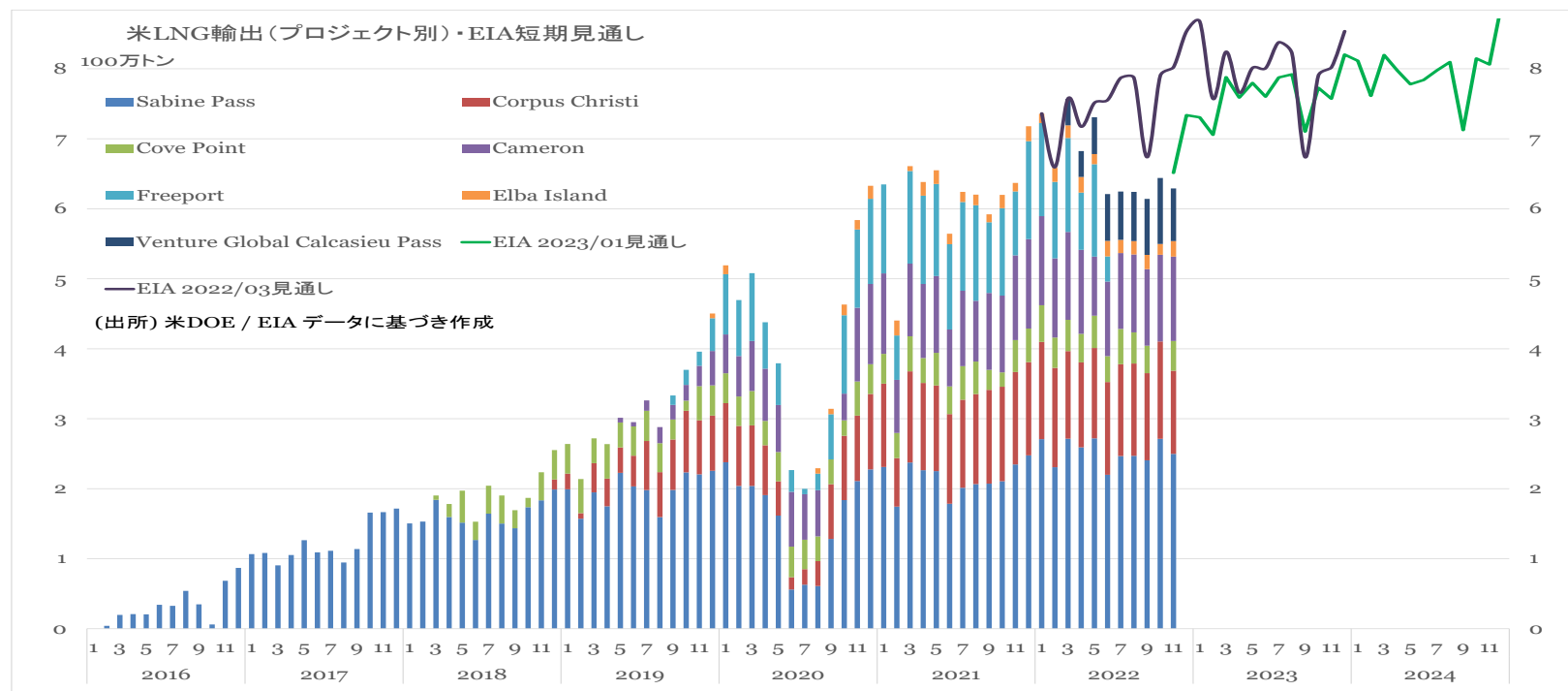
（出所）各国貿易統計および Cedigaz LNG Service に基づき作成

第1章 はじめに：2022年度におけるLNG市場の概観

● 今後のLNG市場成長のカギ握る米国産LNG輸出

- 2022年、LNG輸出量で豪州、カタールに迫ったものの、同年後半は若干失速
- 2023年以降も、高水準での安定供給が期待される
- 米メキシコ湾が世界LNGの最重要拠点化
- 米LNG輸出中の欧州連合+英国比率が2021年第1 - 3四半期の26%から、2022年第1 - 3四半期は63%に増加
- 出荷先におけるアジア比率は50%から23%に低下

図表1-10 米国プロジェクト別LNG輸出量・EIA短期見通し



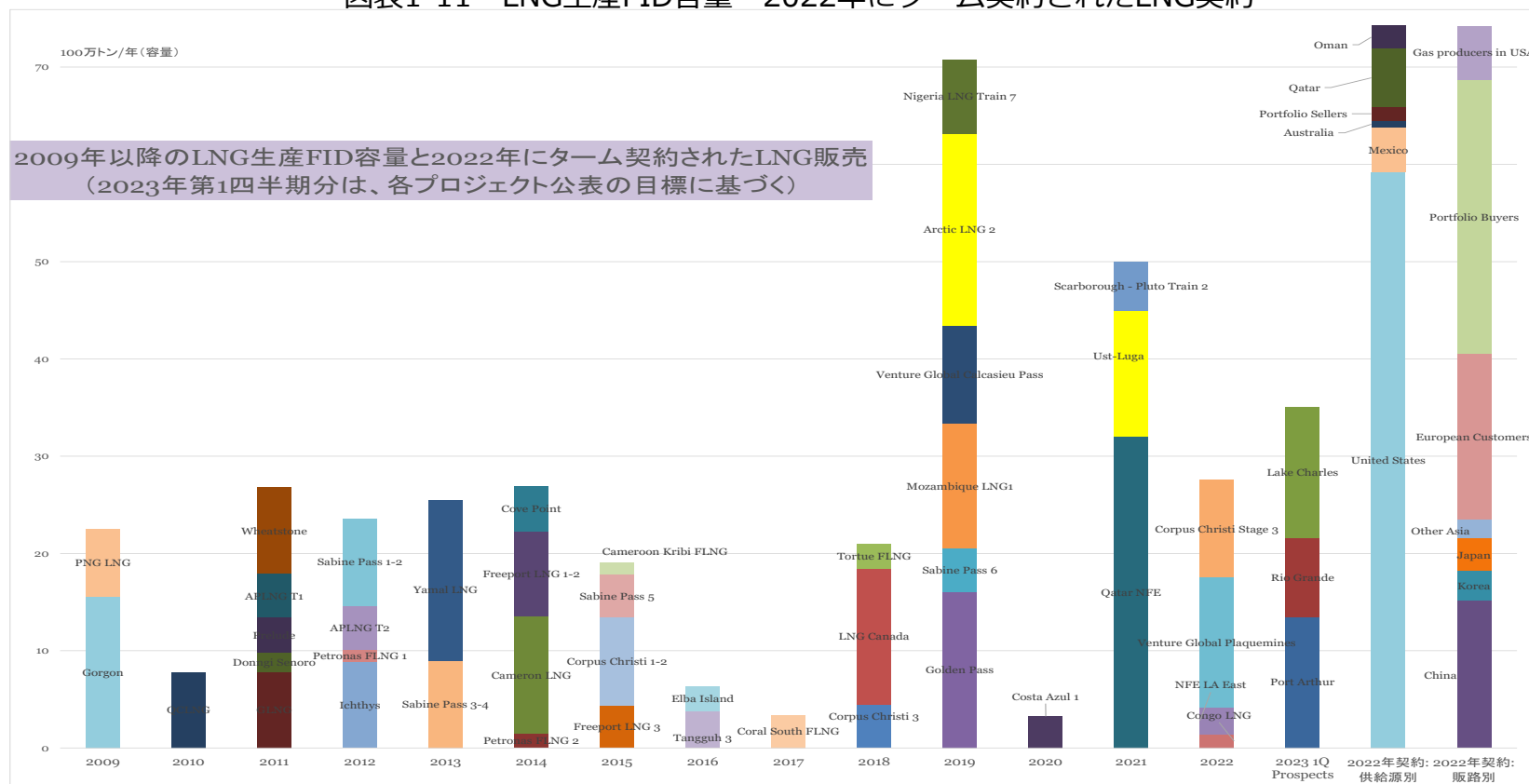
(出所) 米連邦政府エネルギー省 (DOE)、エネルギー情報局 (EIA) 情報に基づき作成

第1章 はじめに：2022年度におけるLNG市場の概観

● 今後のLNG投資促進に期待・ターム契約取引増加

- LNG FID・建設活動が活発化する期待（プロジェクトブームはEPC価格上昇につながる可能性）
- 過去投資決定分中、ロシア案件実現は不透明化
- その他地域プロジェクトも、実現への進捗に注意が必要

図表1-11 LNG生産FID容量・2022年にターム契約されたLNG契約



（出所）各プロジェクト発表情報に基づき作成

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-1. 国内LNG受入基地の課題に関する調査

- 2023年1月、電力・ガス・資源開発・石油関連の国内民間事業者を対象に、LNG調達及び受入に関するアンケート調査を実施した。
- 世界では、2021年のエネルギー需給逼迫、2022年のウクライナ侵攻により、天然ガス供給セキュリティ確保の重要性が認識されおり、日本においても輸入依存度の高いLNGは、調達先の多角化、LNG市場の拡大・活用によるセキュリティ強化を目指した取り組みが推進されている。
- 上記の問題意識に基づき、国内民間事業者のLNG調達及び受入における課題を明らかにし、政策立案に資することを目的の調査である。
- 調査の結果、国内民間事業者におけるLNG調達やタンク等のLNG受入設備における課題、希望する政策的支援等が明らかとなった。

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-2. LNGプロジェクト動向・脱炭素化対応調査

「世界の主な新規LNGプロジェクト-1」

- 米国・カナダ・豪州における主な新規LNGプロジェクトは基本的にCCSを導入方針
- 特に米国では多くの新規案件の計画が進む

図表2-2-1 世界の主な新規LNGプロジェクト

国名	プロジェクト名	出資者	開始年・年間数量	注記
米国	Corpus Christi Stage3	Cheniere Energy	未定(+945万ト)	現行1350万ト、CCS導入方針
	Golden Pass LNG	QatarEnergy(QE)/ExxonMobil(EM)	2024~(1810万ト)	販売はQE/EM別々、CCS導入方針
	Driftwood LNG	Tellurian	未定(2750万ト)	CCS導入方針
	Plaquemines LNG	Venture Global LNG	未定(2160万ト)	CCS導入方針
	Calcasieu Pass Phase2	Venture Global LNG	未定(1000万ト)	現行1000万ト、CCS導入方針
	NFE Texas Fast LNG	New Fortress Energy	2023~(700万ト)	140万ト×5基のFLNG
	Rio Grande LNG	Next Decade	未定(1350万ト)	1350万トの追加計画あり、CCS導入方針
	Lake Charles	Energy Transfer Equity	未定(1620万ト)	CCS導入方針
	Port Arthur LNG	Sempra	2025~(1350万ト)	1350万トの追加計画あり、CCS導入方針
	Texas LNG	Texas LNG LLC	2025~(400万ト)	
	Cameron LNG Train4	Sempra/TE/三菱/三井/日本郵船	未定(675万ト)	現行1200万ト、CCS導入方針
	Freeport LNG Train4	Freeport/JERA/大ガス	未定(500万ト)	CCS導入方針
カナダ	LNG Canada Train1-2	Shell/Petronas/PetroChina/三菱/KOGAS	2025~(1400万ト)	未定：T3-4(1400万ト)、CCS導入方針
豪州	Scarborough	Woodside	2026(+800万ト)	Pluto Train 2に接続、CCS導入方針 (WoodsideとしてのH2Perth活用)
	Gorgon LNG Train4	Chevron/Shell/EM/大ガス/東ガス/JERA	未定(520万ト)	CCS導入方針

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

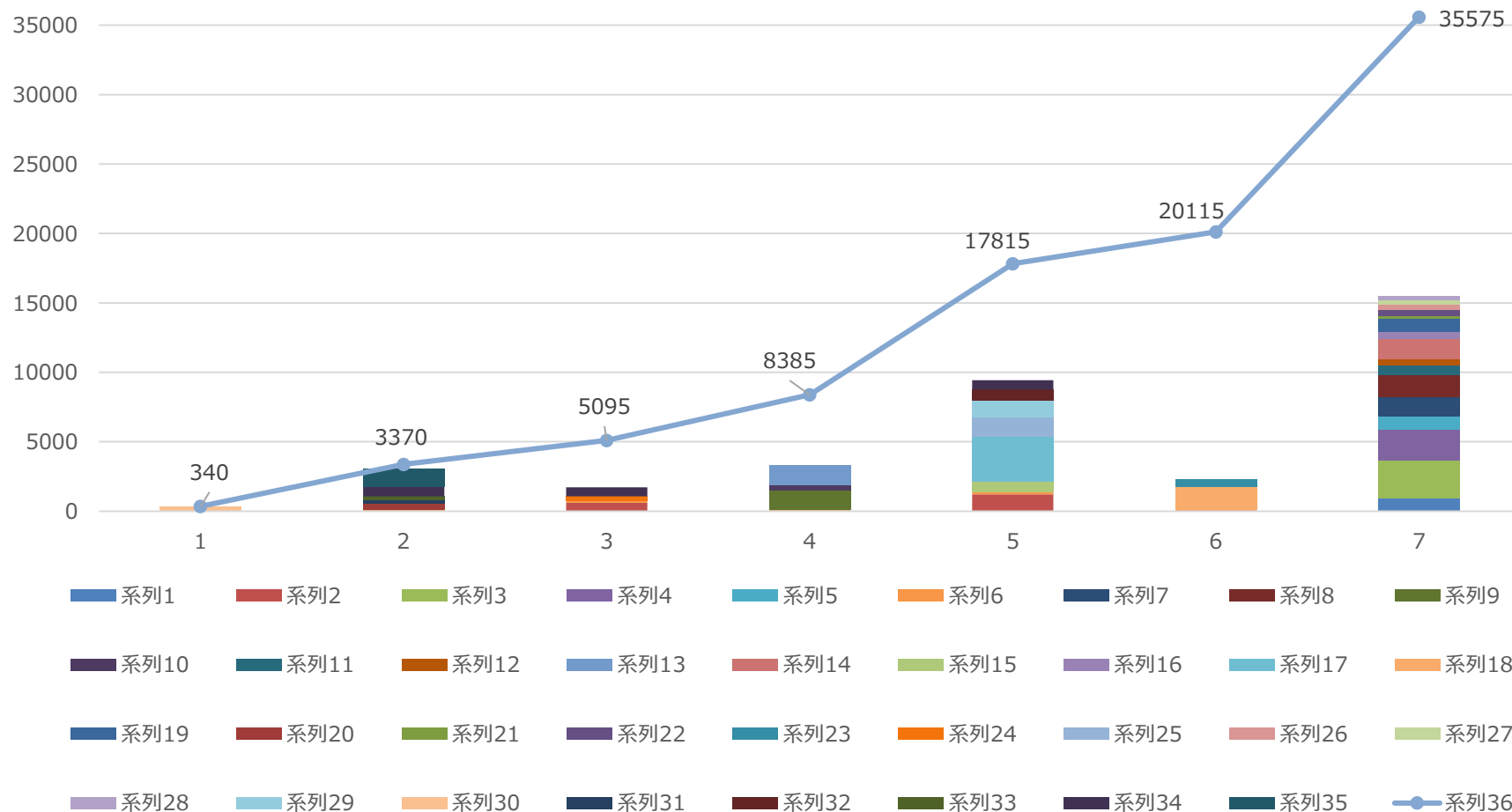
2-2. LNGプロジェクト動向・脱炭素化対応調査

「新規LNGプロジェクト（数量推移）」

- 2027年までに+約2億トン、時期未定も含めると+約3.5億トン

単位：万トン

図表2-2-2 新規LNGプロジェクトにおける液化数量の推移



第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-2. LNGプロジェクト動向・脱炭素化対応調査

「新規LNGプロジェクト（数量推移一覧）」

図表2-2-3 新規LNGプロジェクトにおける液化数量の一覧

国名	プロジェクト名	2022	2023	2024	2025	2026	2027	時期未定
米国	Corpus Christi Stage 3							945
米国	Golden Pass LNG			600		1210		
米国	Driftwood LNG							2750
米国	Plaquemines LNG							2160
米国	Calcasieu Pass Phase2							1000
米国	NFE Texas Fast LNG		140	140	140	140	140	
米国	Rio Grande LNG							1350
米国	Lake Charles							1620
米国	Port Arthur LNG				1350			
米国	Texas LNG				400			
米国	Cameron LNG Train4							675
米国	Freeport LNG Train4							500
カナダ	LNG Canada Train1-2				1400			
カナダ	LNG Canada Train3-4							1400
豪州	Scarborough					800		
豪州	Gorgon LNG Train4							520
カタール	Qatar NFE					3200		
カタール	Qatar NFS						1600	
UAE	Fujarah LNG							960
インドネシア	Tangguh LNG Stage 3		380					
マレーシア	PF LNG Tiga							200
東ティモール	Greater Sunrise							400
パプアニューギニア	Papua LNG						560	
メキシコ	Energía Costa Azul			325				
メキシコ	Mexico Pacific LNG					1410		
メキシコ	Vista Pacifico LNG							400
メキシコ	Salina Cruz LNG							300
メキシコ	NFE Altamira Fast LNG							280
モザンビーク	Mozambique Area1					1200		
モザンビーク	Coral South/Area4	340						
セネガル/モーリタニア	Tortue FLNG		250					
ナイジェリア	Nigeria LNG T7					810		
コンゴ共和国	Tango FLNG		300					
ロシア	Arctic LNG 2		660	660		660		
ロシア	Ust-Luga		1300					
合計		340	3030	1725	3290	9430	2300	15460

単位：万トン

「脱炭素化対応調査」

- 世界の脱炭素対策の一つがCCS（二酸化炭素回収・貯留）。
 - IEAによれば2021年の世界の二酸化炭素回収実績は4500万トン。
 - 計画中のプロジェクトは約200件、2030年までに2.2億トン以上になる見込み。
内訳：米国40%/欧州36%/アジア太平洋8%/中国6%/カナダ6%/その他4%
この内、2022年6月時点でFIDとなっているのは10件のみ。
 - IEA試算では、2050年時点のCO2回収量としてネットゼロシナリオ（NZE）では年76億トン、持続発展シナリオでは年54億トン、技術進展シナリオで年38億トンを想定。
（Cf. 現在の世界のCO2排出量は約350億トン）
 - （参考）日本は2030年度に最大年1200万トンを目指す。50年度時点の想定は年1.2億～2.4億トンの貯留量になるとの目安。（日本の現在のCO2排出量は約10億トン）
- ⇒日本のLNG輸入という観点から、特に米国・豪州・中東の状況を見ていく。

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-2. LNGプロジェクト動向・脱炭素化対応調査

「脱炭素化対応調査」(豪州)

- 豪州では主に既存LNGプロジェクトに併設する形でCCS事業が計画(下記表参照)
- Shellと三井物産は22年9月に豪州を中心とするアジア大洋州域内におけるCCSバリューチェーンの事業化に向けた共同調査を開始

図表2-2-4 豪州におけるCCS事業の計画

場所	プロジェクト名	関連企業	内容
西豪州	Gorgon CCS	Chevron/ExxonMobil/Shell/ JERA/大阪ガス/東京ガス	19年より稼働。CCS能力は400万トン/年。
西豪州	Southwest Hub	Department of Mines, Industry Regulation and Safety(DMIRS)	事業化可能性調査中。既存のLNG案件には併設せず。
西豪州	Burrup CCS Hub	Woodside/BP/ JAL-MIMI(三井物産・三菱商事)	21年11月合意。NWSに隣接。28年稼働予定。能力はMidwestと併せて740万トン/年。
西豪州	Mid West CCS	Mitsui E&P/JOGMEC/ Wesfarmers	Waitseaガス田からの水素生成過程のCO ₂ を貯留する計画。21年10月に共同調査契約。
西豪州	Carnarvon Basin CCS	Buru Energy/GeoVault/ Energy Resources	21年3月に対象鉱区許可取得。評価中。
西豪州	H2Perth	Woodside/BGC/Centurion	西豪州沿岸にCCSを含めた水素・アンモニア製造基地の建設を検討中。
北部準州	Bonaparte CCUS	INPEX/Woodside/TotalEnergies/ Santos	20年代後半稼働予定。Ichthys LNGに隣接。まず200万トン/年以上の貯留を志向。評価中。
北部準州	Bayu-Undan CCUS	Santos/ENI/INPEX/Darwin LNG (INPEX/JERA/東京ガス含む)	Darwin LNGに隣接。25年稼働予定。22年3月よりFEED中。23年にFID予定。

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-2. LNGプロジェクト動向・脱炭素化対応調査

「脱炭素化対応調査」（中東）

- 中東においても、CCSを前提としたブルー水素プロジェクトが進むと共に、グリーン水素に関しても相次いで計画が発表されている
- 一方で多くが輸送手段（販売確保）でFS段階であり、FIDには未達

図表2-2-5 中東におけるブルー水素およびグリーン水素の生産計画

	国名	出資者	規模	状況
ブルー	サウジ	Aramco	1100万トン/年（アンモニア）	22年6月構想発表、30年生産開始予定
	UAE	ADNOC、Fertiglobe、三井物産、GS Energy	100万トン/年（アンモニア）	20年10月構想発表、25年生産開始予定
	オマーン	住友商事、ARA Petroleum	300-400トン/年（水素） ＊地産地消	20年3月構想発表、21年1月FS開始、23年生産開始予定
	カタール	QatarEnergy Renewable Solutions、QAFCO	120万トン/年（アンモニア）	22年8月構想発表、26年生産開始予定
グリーン	サウジ	ACWA Power、Neom Air Products	約20万トン/年（水素） ＊4GWの太陽光と風力	20年に総工費50億ドルでFID 25年生産開始予定
	UAE	ADNOC、TAQA	N/A（30GWの再エネ）	21年11月構想発表、30年生産開始予定
	オマーン	OQ、DEME	100万トン/年（アンモニア）	20年12月構想発表、26年生産開始予定 ＊Uniperが引取契約締結（21年7月）
	オマーン	OQ、InterContinental、EnerTech、Shell	180万トン/年（水素） 1000万トン/年（アンモニア）	21年5月構想発表、26年以降のFID予定 ＊22年4月に豪州WorleyがFS支援で合意
	オマーン	ACME	90万トン/年（アンモニア）	21年3月構想発表、23年にも生産開始予定 ＊米国KBRとノルウェーScatecが事業支援
	オマーン	OQ、ACWA power、Air Products	100万トン/年（アンモニア）	21年12月構想発表、22年5月共同開発合意
	（エジプト）	（UAE/Masdar）	（N/A）	（22年4月構想発表）

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-2. LNGプロジェクト動向・脱炭素化対応調査

「脱炭素化対応調査」(世界のファイナンス動向-1)

- ウクライナ危機後、「エネルギー安全保障」の高まりから、ファイナンスにおいても「脱炭素化」へのシフトに「揺り戻し」が起きている。
 - 特に化石燃料の中でも環境負荷が小さいLNGに対する融資意欲は高い。
(対して、石炭に対する融資停止・禁止の傾向には特段の変化は見られず)
 - 欧州では、BNP Paribasなどフランス勢に比べ、英国HSBCやドイツ銀行は引き続き慎重な印象あり。
- 一方、金融界における2050年までのネットゼロ達成を目的に21年4月に設立されたGFANZ (Glasgow Finance Alliance for Net Zero) 及び傘下のNZBA (Net Zero Banking Alliance、邦銀も加盟) による目標設定は不変。
 - 引き続き融資に際してのGHG排出量管理・モニタリングは不可欠。
 - 21年11月に欧米中心に合意された「22年以内に化石燃料に対する公的融資停止」も不変。但し、「パリ協定と整合性のないもの」との条件付きで詳細定義は協議中。
 - 世界の民間金融機関の多くは、「石炭火力」に対する融資停止を掲げる一方、「ガス」に対する規定は取り決めていない(一方、HSBCは22年12月に新規の石油・ガス融資禁止)。民間金融機関にとっては、LNG事業融資は金額が大きく、公的融資の動向は大きな注目。

出所：金融機関から聴取した内容を元に作成

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-2. LNGプロジェクト動向・脱炭素化対応調査

「脱炭素化対応調査」（参考：公的融資機関によるファイナンス方針）

- 21年11月に欧米を中心に合意された「22年内の化石燃料に対する公的融資停止」が原則として維持される一方、石油・ガスに関しては上流以外は対象外とする例あり
- 22年5月のG7環境相会合でも「国際的な化石燃料事業への新規の公的融資停止」で合意されたが、「パリ協定と整合性のないもの」との条件付き

図表2-2-6 公的融資機関における化石燃料への融資の方針

機関名	内容
世界銀行	19年に石油・ガスの上流事業に対する新規融資を停止を決定。 一方、上流以外（例：火力発電）は停止対象とせず。
欧州投資銀行（EIB）	19年に石油・ガス関連事業への新規融資を停止を決定。
英国輸出信用保証局（UKEF）	20年に全ての化石燃料に対する公的融資の停止を発表。但し、ガス火力の一部やガス火力用のCCSは停止対象外。
フランス公的投資銀行（BPIfrance）	22年内に石油・ガスの探査から販売に至る輸出金融を停止。 一方で石油・ガス発電事業は停止対象外。
ドイツ復興金融公庫（KfW）	原則、化石燃料の上流事業に対する公的融資は停止。 ウクライナ危機以降、UniperやLNG基地建設向け融資を促進。
米国輸出入銀行（EXIM）	22年内に化石燃料に対する公的融資停止という政府方針がある一方、米国内のLNG液化や貯留事業に対する融資は継続。
アジア開発銀行（ADB）	21年、上流開発及び石炭火力は完全停止の一方、ガス火力は「エネルギーアクセス改善」「経済コスト比較で代替技術なし」といった条件付きで停止対象外。
国際協力銀行（JBIC）	21年8月、石炭火力に対する融資を2040年度を目途にゼロにする目標を発表。

「脱炭素化対応調査」(世界のファイナンス動向-2)

● ウクライナ危機後のLNG事業に対する融資の傾向

- 米国のLNG事業に対する融資の高まり。但し、米国の場合、上流ガス権益を含まない液化設備に対する融資であり、融資期間も10年未満。
- それ以外の国における大型LNG事業に対する融資例はまだ少ない。
- 一方、ウクライナ危機前後で協議された豪州のリファイナンス案件では、多くの金融機関が興味表明。特に中国の積極的な姿勢あり。欧州金融機関は引き続きCCS等のGHG排出量管理には厳格である一方、中国は関心低い印象。
- 中国のCN目標は2060年であり、西側諸国の2050年と10年の差。特に20年以上の融資が一般的なLNG事業に対しては、この差は大きい。
- さらにLNG事業では引き取り（オフテーク）数量確保が収益の源泉であり、融資判断にも影響。特に日本の場合、脱炭素に加え、ロシアLNGの動向、原発再稼働の動向により、LNG需要も大きく変わる。従来のような20年以上の長期調達契約は難しい状況あり（cf. 中国はカタールと27年のLNG購入契約）
- 日本としてアジアと連携しLNG引き取り量の確保を目指す動きは注目（例：シンガポールとの連携）。但しLNG価格高で購入できない国も出ている点は懸念。

出所：金融機関から聴取した内容を元に作成

- 経済安全保障推進法に関わる、エネルギー、LNG分野での経済安全保障推進の取り組みにおける法的諸問題の調査および検討

概要

1. 長期売買契約に基づくLNGの調達については、複数の国内LNG需要家が共同で交渉することで対売主とのバーゲニングパワーを上げ、（難しい交渉ながらも、できるだけ）有利な条件を獲得することに寄与する可能性がある。
2. また、電力・ガス市場自由化によって需要見通しが立てづらくなったために、国内LNG需要家において単独では長期売買契約の締結が難しくなっている一方、長期売買契約に基づくLNGの調達を確保することで、スポット調達における価格変動リスク・逼迫リスクを回避するために、複数の国内LNG需要家が共同で買主として長期売買契約を締結することは有益と考えられる。
3. また、例えばLNG受入タンクの空き容量の融通など、LNGの調達分野で複数の国内LNG需要家が連携・提携を図ることは、LNGの調達コストを低減する上、個々の国内LNG需要家では不可能なLNGの安定調達機能の獲得に資する可能性がある。
4. そのため、複数の国内LNG需要家が、経済安全保障推進法に基づく供給確保計画として、LNGの共同調達や、LNG調達部門での連携・提携を検討することも、今後、可能性として存在する。

5. 他方で、経済安全保障推進法第9条第4項第6号は、同一の業種に属する事業を営む2つ以上の者が共同して作成した供給確保計画に対して、「内外の市場の状況に照らして、当該申請を行う事業者とその営む事業と同一の業種に属する事業を営む他の事業者との間の適正な競争が確保されるものであること」を要件として課している（同号イ）。また、同法第29条第2項は、「公正取引委員会は、必要があると認めるときは、主務大臣に対し、前項の規定により意見を求められた供給確保計画であって主務大臣が第9条第1項の認定をしたものについて意見を述べることができる。」と定めている。
6. よって、供給確保計画として、LNGの共同調達やLNG調達部門での連携・提携等を検討する場合、それが競争法の観点から問題となり得ないか、注意する必要がある。
7. そこで、今回の事業では、LNGの共同調達について、考えられるスキーム（エージェント方式、共同購入会社方式、共同交渉体方式等）のアウトラインを示し、また、関連市場（LNG市場、電力市場、ガス市場）について競争法の観点からの考え方を示した。
8. また、LNG調達部門の連携・提携については、どのような構造でそれがLNG調達コストの削減に結びつき得るのかの仮説を検討し、当該仮説を検証するためにどのような情報が必要かを考察した。また、仮説の一部について、入手可能な情報に基づく分析も行った。
9. 更に、LNGの経済安全保障との関係ではLNGのスポット市場の充実も重要であるところ、行政の支援制度をLNGのスポット取引に適用することについての国際通商法上の考え方も考察した。

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-4. オプティマイゼーション（LNG船のスワップ等による輸送効率向上）に関する調査課題及び対応策①

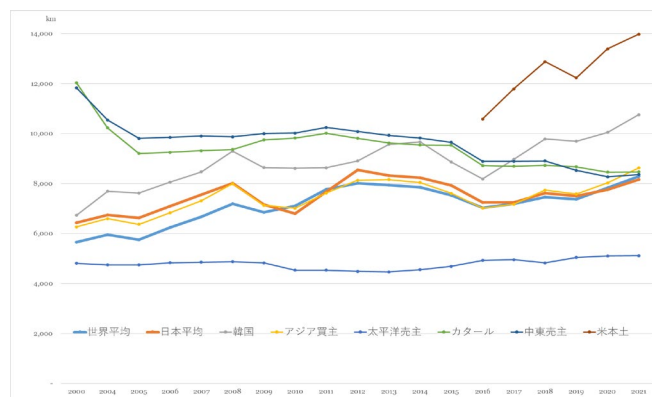
- 2016年以降、特に米国産LNGをはじめとするLNG供給の増加により、グローバルLNG市場には、柔軟性・流動性の向上が見られる。一方で一部のLNG輸送に関しては、長距離化するものが増加しており、また特にパナマ運河の通航など、円滑な輸送が続けて行かれるかに関して、注意が必要な輸送路・地点が存在している。
- 特に、2020年末から2021年初にかけて、北東アジアのLNG需要急増局面で、追加LNG供給の殆どがメキシコ湾からアジア向けに輸送されることとなったことから、カーゴの確保自体とともに、円滑なパナマ運河通航、輸送船腹の確保が重要となった。
- これらの輸送の合理化余地、また円滑な輸送のための要素に関して考察する。

2-4. オプティマイゼーション（LNG船のスイッチ等による輸送効率向上）に関する調査 課題及び対応策②

LNGの輸送距離分析

日本はエネルギーセキュリティ確保の観点より、豪州・マレーシア・カタール・ロシア・米国など、多様な供給源よりLNGを輸入している。LNG船によって海上輸送されるLNGは、輸出入国間の輸送距離の長短がLNG価格に与える影響は少なくない。本項では「LNG輸送全量」と「スポットLNGカーゴ」の輸送距離を分析することにより、LNG輸送の傾向把握を実施する。

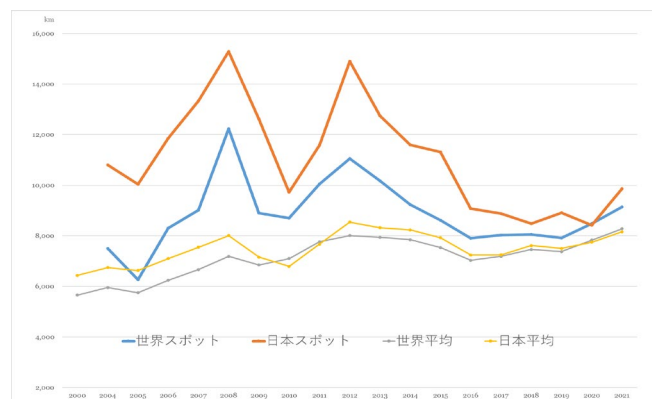
図表2-4-1 LNG輸送全量での輸送距離の推移



【LNG輸送全量】

- LNG輸送全量での輸送距離は、近年安定傾向にある。
- 米国産LNGの輸送距離は、2018年まで長距離化する傾向が継続していた。しかし、仕向地が自由である米国産LNGの特徴を活かし、一部LNG輸送の合理化が進められたことにより、2019年の米国におけるLNG輸送距離は減少したが、北東アジアへの輸送量の増加を理由に2020年以降は再度増加している。

図表2-4-2 スポットLNGカーゴ輸送距離の推移



【スポットLNGカーゴ】

- 日本のスポットLNGカーゴの輸送距離は、原子力発電所のトラブルによるLNG需要が急増した、2007年～2008年、2011年～2014年時において増加した。また、世界のスポットLNGカーゴの輸送距離は、日本におけるスポットLNG需要増加に牽引されていた。
- 当時、西アフリカ、南米などの遠距離供給源や、アジア、欧州向けの中間地にあたる中東、特にカタールからスポットによるLNG調達が増加した。
- 現在の日本におけるスポットLNG市場の傾向は、比較的輸送距離が短い豪州やマレーシアなどからの調達量が増加しているため、ピーク時より減少傾向にあるが、2020年以降は米国からの調達量が増加しているため、輸送距離が増加している。
- スポットLNG取引において、中国の存在感が増している（2021年のスポット取引全体量の約27%を占める）。同国は輸送距離が短い豪州や東南アジアよりスポットにて多くのLNG調達を行っていたが、2020年以降は米国からの調達量が増加しているため、輸送距離も増加している。

出所：GIIGNLデータ、海上輸送距離データに基づき作成

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-4. オプティマイゼーション（LNG船のスワップ等による輸送効率向上）に関する調査
課題及び対応策③

LNGの流通オプティマイゼーション（ロケーションスワップ・共同調達）

図表2-4-3 日本企業の代表的なロケーションスワップ契約

締結企業		締結日	概要
関西電力	Engie (旧GDF Sues)	2015年7月	・関西電力が北米から購入するLNGと Engieの保有するLNGの組み換え ・契約数量は原則最低24カーゴ （約160万トン） ・2019年1月より運用開始
東京ガス	Centrica	2016年11月	・東京ガスが米国から調達するLNGと Centricaがアジア太平洋地域にて調達す るLNGをカーゴ単位で交換する
JERA	Uniper	2022年9月	・2社が保有するLNGポートフォリオを活用し た最適化を模索し、新たなLNGポートフォ リオの構築も含め検討する

図表2-4-4 日本企業の代表的な共同調達契約

締結企業		締結日	概要
東京ガス	Centrica	2019年2月	・モザンビークLNGプロジェクトより、生産開 始から2040年代初頭まで、年間約260万 トンのLNGを購入 ・日本企業と欧州企業による世界初のLNG 共同調達契約
JERA	EVN	2019年10月	・LNGの共同調達を含む「LNGバリュー チェーン事業に関する覚書」を締結し、ベト ナム国内でのGas to Powerについて協議 を行う
JERA	KOGAS CNOOC	2017年3月	・LNGの安定かつ低廉な調達に向け、LNG 共同調達等における連携の在り方を協議す る

- 仕向地制限がフリーである米国産LNGを取り扱う日本企業が増加するなか、諸外国、特に東南アジアにおいてLNG供給源を確保する欧州企業と、LNGスワップに関する流通合理化が検討・運用されている。
- 欧州はパイプラインネットワークが発達しており、流動性のあるガス市場も存在するため、LNG価格次第では米国産LNGの需要が増加する可能性がある。
- 東京ガスや大阪ガスはLNGのトレーディング子会社を設立し、トレーディングを活用したLNG関連資産の運用最適化と新たな集積の拡大を図る。

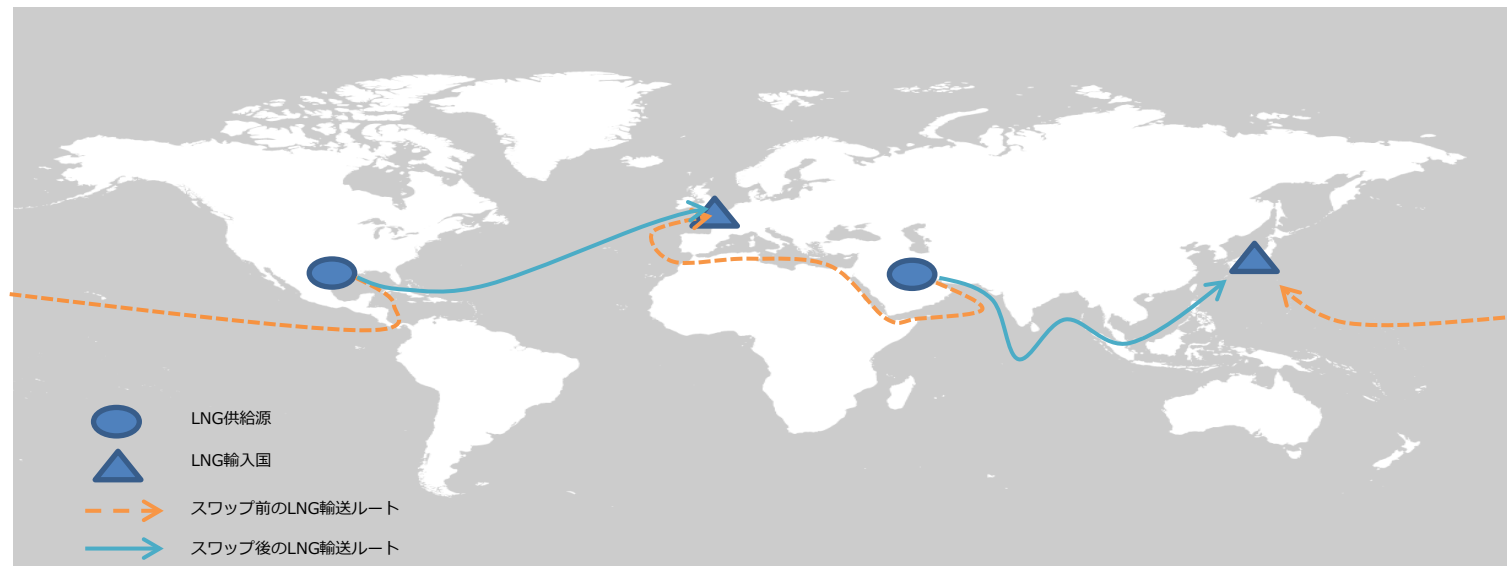
【課題】

- 輸送距離短縮を目的としたロケーションスワップにおいては、仕向地制限がフリーである米国産LNGが使用されるため、輸送距離の最大効率化を図るためには、スワップ対象が欧州となる場合が多い。
- LNG市場における日本企業のLNG取扱量を拡大し、プレゼンスを高めるためには、LNGの新規需要を創出する必要性がある。

【対応策】

- 仕向地制限の緩和・撤廃をLNG需要国・企業全体で継続的に働きかけることにより、ロケーションスワップの選択肢を拡大する。
- 経済成長が著しい東南アジアにおいて、LNGの共同調達を含めた「LNGバリューチェーン」の積極的展開を図ることにより、新規LNG需要を創出する。また、東南アジアのみならず、電力不足や気候変動問題に対して取り組みを検討している地域・国に対して、政府・企業と共に密に連携することにより需要開発を図る。

ロケーションスワップの検討（LNG供給源：カタール・米国、LNG輸入国：ポーランド・日本）



出所：SEA-DISTANCES.ORGに基に作成

図表2-4-5 ロケーションスワップの効果①

【検討内容】

[スワップ前] カタール ⇒ ポーランド, 米国 ⇒ 日本

[スワップ後] 米国 ⇒ ポーランド, カタール ⇒ 日本

[スワップ量] 100万トン

【スワップ効果】

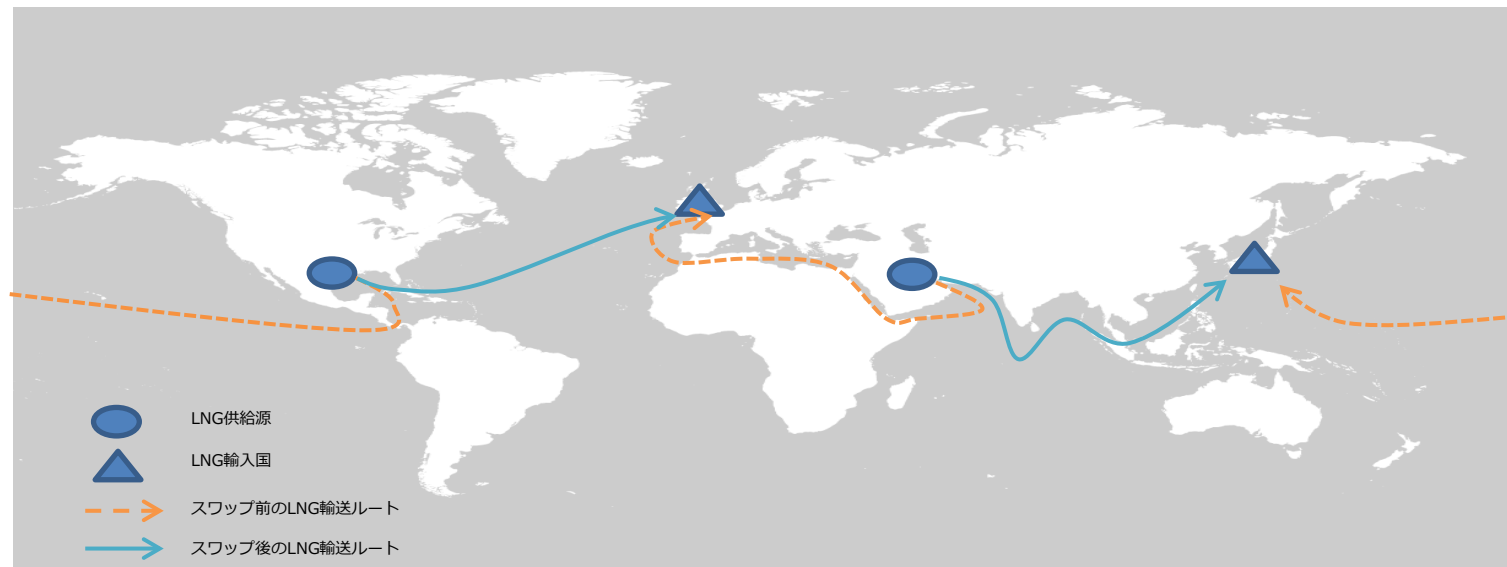
- 輸送距離は片道換算にて合計4,331海里短縮される。
- 年間平均輸送距離は合計593海里短縮される。

From	to	海里	LNG年間平均輸送距離(海里)
カタール (Doha)	ポーランド (Swinoujscie)	7,020	6,415
米国 (Free port)	日本 (Tokyo)	9,266	4,407

From	to	海里	LNG年間平均輸送距離(海里)
米国 (Free port)	ポーランド (Swinoujscie)	5,443	5,859
カタール (Doha)	日本 (Tokyo)	6,512	4,370

差	4,331	593
---	-------	-----

ロケーションスワップの検討（LNG供給源：カタール・米国、LNG輸入国：英国・日本）



出所：SEA-DISTANCES.ORGに基に作成

図表2-4-6 ロケーションスワップの効果②

【検討内容】

[スワップ前] カタール ⇒ 英国, 米国 ⇒ 日本

[スワップ後] 米国 ⇒ 英国, カタール ⇒ 日本

[スワップ量] 300万トン

【スワップ効果】

- 輸送距離は片道換算にて合計4,045海里短縮される。
- 年間平均輸送距離は合計462海里短縮される。

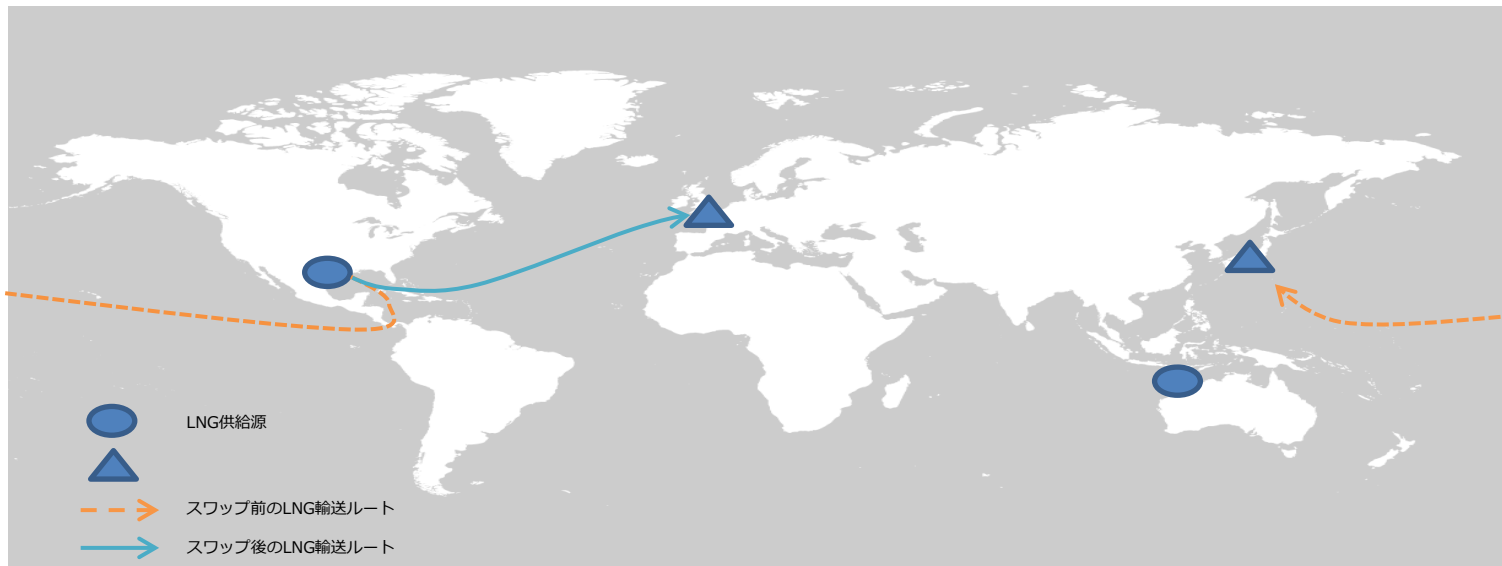
From	to	海里	LNG年間平均輸送距離(海里)
カタール (Doha)	英国 (London)	6,302	4,698
米国 (Free port)	日本 (Tokyo)	9,266	4,407

From	to	海里	LNG年間平均輸送距離(海里)
米国 (Free port)	英国 (London)	5,011	4,347
カタール (Doha)	日本 (Tokyo)	6,512	4,296

差	4,045	462
---	-------	-----

2-4. オプティマイゼーション（LNG船のスワップ等による輸送効率向上）に関する調査 ロケーションスワップの検討③

ロケーションスワップの検討（LNG供給源：豪州・米国、LNG輸入国：ドイツ・日本）



出所：SEA-DISTANCES.ORGに基に作成

図表2-4-7 ロケーションスワップの効果③

【検討内容】

[スワップ前] 豪州 ⇒ ドイツ, 米国 ⇒ 日本

[スワップ後] 米国 ⇒ ドイツ, 豪州 ⇒ 日本

[スワップ量] 100万トン

※ドイツは、2021年度の長期契約分における米国からの100万トン、豪州Woodsideからの100万トンを豪州産として試算した。

【スワップ効果】

- 輸送距離は片道換算にて合計9,946海里短縮される。
- 年間平均輸送距離は合計2,133海里短縮される。

From	to	海里	LNG年間平均輸送距離(海里)
豪州 (Withnell Bay)	ドイツ (Wilhelmshaven)	9,574	7,280
米国 (Free port)	日本 (Tokyo)	9,266	4,407

From	to	海里	LNG年間平均輸送距離(海里)
米国 (Free port)	ドイツ (Wilhelmshaven)	5,215	5,215
豪州 (Withnell Bay)	日本 (Tokyo)	3,679	4,339

差	9,946	2,133
---	-------	-------

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-5. 地下貯蔵における可能性調査（国内審議会等の議論整理・課題抽出）

- 日本のLNG調達力の強化を考える上で、特に国際間比較で欧州や北米との違いを見ると、まず天然ガスパイプラインの整備やそのパイプラインと接続した枯渇したガス田の地下貯蔵利用が大きな違いとして挙げられる。
- 歴史的に域内に資源が豊富にあり、原油や天然ガスの域内生産から始まり、その生産物の輸送手段としてパイプライン網を介して消費地である大都市まで輸送した欧米では、その後特定資源開発が枯渇した後、既にパイプラインが接続されている故、枯渇ガス田を貯蔵に活用することが一般的に行われている。方や国内の資源を有していても内需量との対比では小さく、ほとんどのガス需要をLNGの輸入に頼ってきた日本は、輸入量との対比でも小さい枯渇ガス田による貯蔵効果が限られていることもあり、限定的な利用に留まってきた。
- 片や、昨今の動きとして、以下2点があり、国内の最新事情を調査した。
 - 1) ネットゼロに向けて、枯渇油・ガス田をCO₂の貯留目的で再活用する動きが本格化し、枯渇油・ガス田の利用におき対抗馬がでてきている。
 - 2) 別の動きとしてロシアのウクライナ侵攻への対抗措置として、EU内でガス貯蔵を戦略的トピックとして格上げし、EU加盟各国で高需要期に向けて加盟各国がその貯蔵率・量におき目標を設定し、EU全体が今後脱炭素を進める上で数年運用することが決定され、ガス貯蔵のエネルギーセキュリティ上の注目は高まっている。
- 具体的な調査としては、
 - ✓ 国会審議会等での議論の整理・課題抽出
 - ✓ 国内事業者へのヒアリングを通じて、事業者側のスタンスの確認

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-5. 地下貯蔵における可能性調査（国内審議会等の議論整理・課題抽出）

国内審議会等の議論整理（1）

- 全国的な燃料在庫の低減や、需給のひっ迫にあたっては、各事業者の取組だけで防止することは難しい。そのため、国や広域機関によって、個別最適ではなく、全体最適が行われるよう、関係者に働きかけていくことが必要である。（21/8/27・第38回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会）
- 脱炭素の世界的な潮流の中、2050年カーボンニュートラルに向けて、火力発電から大気に排出されるCO2排出を実質ゼロにしていくという、火力政策の野心的かつ抜本的な転換を進めることが必要。このため、2030年に向けて、安定供給確保を大前提に、火力発電の比率をできる限り引き下げていくことが基本。（21/12/14・第42回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会）
- 火力は震災以降の電力の安定供給や電力レジリエンスを支えてきた重要な供給力であり、また再エネの更なる導入拡大が進む中で、当面は再エネの変動性を補う調整力・供給力として必要であり、過度な退出抑制など安定供給を大前提に進めていく。（21/12/14・第42回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会）
- LNGについては、調達先の多角化、LNG市場の拡大によるエネルギーセキュリティを高めることが重要。国際LNG市場における日本の影響力を維持するために、引き続きアジア各国のLNG需要の創出・拡大に積極的に関与し、流動性が高く厚みのある国際LNG市場の形成に貢献していくことが重要。加えて、日本企業が日本以外の取引にも積極的に関与し、ビジネスチャンスを拡大させることも重要。このため、JOGMECによるリスクマネー供給等を通じ、引き続き積極的に日本企業の天然ガスの上流開発・LNG事業支援をしていくべきである。（21/12/22・第16回総合資源エネルギー調査会 資源・燃料分科会 石油・天然ガス小委員会）

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-5. 地下貯蔵における可能性調査（国内審議会等の議論整理・課題抽出）

国内審議会等の議論整理（2）

- 脱炭素化の進展に伴い、資源燃料の開発分野での寡占化が進む一方、世界的な経済回復による需要増に伴い、昨年来、燃料価格が高騰している。当面、こうした燃料価格の高騰可能性が解消しない中で、日本全体として燃料調達におけるバーゲニングパワーをどのように確保していくか。その際、官民の役割分担について、どのように考えるか。（2022/1/25 第44回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会）
- 今後急激に世界のLNG供給余力が減少し、需給逼迫のリスクをはらむ世界的な「LNG争奪戦」に突入。このため、LNGの上流開発への積極的な投資が必要。一方で、世界的な脱炭素の流れの中で、民間金融機関が投資に及び腰となる中、上流開発において、公的金融支援をはじめとした積極的な支援が不可欠。（2022/4/22 第18回総合資源エネルギー調査会 資源・燃料分科会 石油・天然ガス小委員会）
- 短期的には、LNGの安定供給に向けた産ガス国への働きかけや、上中流権益（既存案件）獲得、LNGの代替調達支援を行いつつ、長期的にはLNG調達・管理への国の関与強化、等の取組を進めていく。（2022/4/25 第34回 総合資源エネルギー調査会 資源・燃料分科会）
- 緊急時には、個々の事業者の原燃料の調達状況を一元的に把握する仕組みを整えつつ、ミクロ的な原燃料不足に対する事業者間の原燃料融通スキームや、マクロ的な原燃料不足に対する国による原燃料調達の仕組みについて、早急に検討を行う。また、中長期的に安定的な原燃料調達を実現するため国が果たす役割の強化策や、電力と異なり制度的な仕組みのないガスに関する需給ひっ迫時の需要抑制策について、検討を進める。（2022/5/27 第50回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会）

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-5. 地下貯蔵における可能性調査（国内審議会等の議論整理・課題抽出）

国内審議会等の議論整理（3）

- 予定していたLNG輸入が何らかの理由で相当期間停止する場合には、追加的なLNGの調達が必要となるが、その際、スポット調達が可能な場合でも、入船までのリードタイムを踏まえたLNGの在庫確保が重要。（2022/6/30 第51回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会）
- 燃料の脱炭素化による火力発電のゼロエミ化は、日本単独で進めるのではなく、共通の課題に直面する他の国々と連携して進めていくことが重要である。このため、特に火力発電への依存度が高いアジア諸国を巻き込みつつ、徒な火力発電の延命でない点についての理解活動を進めるなど、国際的な視点で取組を進めていくこととしてはどうか。（2022/7/20 第52回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会）
- 外交も含めたLNGの確保に国として努めていただくことが必要。ガス供給継続のために高騰したスポットを調達せざるを得ないといった場合には極めて大きな経済的影響が想定されるので、こうした場合の支援策について検討いただきたい。（2022/8/5 第22回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 ガス事業制度検討ワーキンググループ）
- 予定していた長期契約によるLNG調達に支障が生じた場合の代替調達は、これまでも各事業者が最大限の取組を実施してきているが、有事の際に個社の努力を超える調達支障が生じる可能性を念頭に、事後的な代替調達だけでなく、事前の備えを講じることが重要である。（2022/9/5 第24回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 ガス事業制度検討ワーキンググループ）

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-5. 地下貯蔵における可能性調査（国内審議会等の議論整理・課題抽出）

国内審議会等の議論整理（4）

- LNGは長期間在庫として持つことが難しいことから、これまで都市ガス事業者は、調達先の分散によるセキュリティ向上、上流権益の確保、調達契約内容の柔軟化・最適化といった取組に努めてきたが、都市ガス用LNGの確保の観点から、共同調達を含むLNG調達のあり方、在庫のあり方、事前の追加的な調達を可能とする仕組み、需要側での柔軟な調整を可能とする仕組み等の検討を行うことが適当である。（2022/9/5 第24回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 ガス事業制度検討ワーキンググループ）
- 国際的なLNG供給構造の変化を踏まえ、スポットでのLNGの代替調達に支障が生じるような特別な状況にも対応できるよう、我が国の都市ガス事業について、需給両面からの準備を進めておく必要あり。（2022/9/15 第53回総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会）
- 2024年度以降は、容量市場を通じて日本全体で必要な供給力が確保されることになるが、例えば、災害等により、稀頻度対応として現在見込んでいる以上の電源脱落が生じた場合、追加の供給力対策を行う必要がある。（2022/10/17 第54回総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会）
- 将来に及ぶ長期契約の確保という意味では、将来のLNG需要の不透明性を考えたときに、電力・ガス会社が長期でLNGを引き取ることが難しくなっている中で、長期契約をサポートする何らかの政策的な後押しが必要だと認識している。また緊急時対応力の強化という意味で、備蓄が難しいLNGの特性にも鑑み、LNG供給者あるいは需要家が戦略的にLNGを厚めに持ち、緊急時に本邦向けの供給バッファとして活用できるような仕組みも、検討する意義が大きいと考えている。（2022/11/21 第2回 電力・ガス受給と燃料LNG調達に関する官民連絡会議）

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-5. 地下貯蔵における可能性調査（国内審議会等の議論整理・課題抽出）

国内審議会等の議論整理（5）

- 世界的な脱炭素化の流れの中で、燃料調達を取り巻く不確実性の増大は、一過性のものではなく、当分の間、継続することが見込まれる。このため、エネルギーを取り巻く構造的変化に対応し、官民の適切なリスク分担の下、強靱な燃料調達メカニズムを構築することとしてはどうか。また、民間事業者のリスク対応力を高める観点から、他社との共同調達やポートフォリオ契約を含めた連携のほか、調達先の分散化等の調達構造の見直しを促す方策について、検討を進めることとしてはどうか。（2022/11/24 第56回総合エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会）
- 戦略的余剰 LNG（SBL：Strategic Buffer LNG）について、取組に参加した民間企業に対する対価があって然るべきで、例えば今後の上流開発案件に公的融資がつきやすくなるといったインセンティブ等が必要ではないか。（2022/12/5 第19回総合資源エネルギー調査会 資源・燃料分科会 石油・天然ガス小委員会）
- LNG の上流開発や長期契約の獲得ということに関して、国外の化石燃料事業への公的融資を今年末までに停止する共同声明があった。JBICやNEXI の方針が明確でないと、事業者としては投資計画を立てづらいと感じている。またSBLに関して、2020 年度の LNG 逼迫時に事業者間の融通等の様々な措置が講じられたが、それと今回導入される SBLがこういった順序付けになるのか整理する必要があると考える。LNGの備蓄ができない点を踏まえれば、アンモニア備蓄等も入れてはどうか。（2022/12/5 第19回総合資源エネルギー調査会 資源・燃料分科会 石油・天然ガス小委員会）
- 日本側の消極性は、人材育成の面からも強調しておきたい。来年は、日本は G7 のホストであると同時に、中東の産油国であるUAE がCOP28 のホスト。時代を先取りする積極性が日本側にも出れば、この危機的な状況が日本にとって将来に生きると考える。（2022/12/5 第19回総合資源エネルギー調査会 資源・燃料分科会 石油・天然ガス小委員会）

第2章 日本のLNG調達力の強化に向けて

2-5. 地下貯蔵における可能性調査（国内審議会等の議論整理・課題抽出）

国内審議会の議論のまとめ

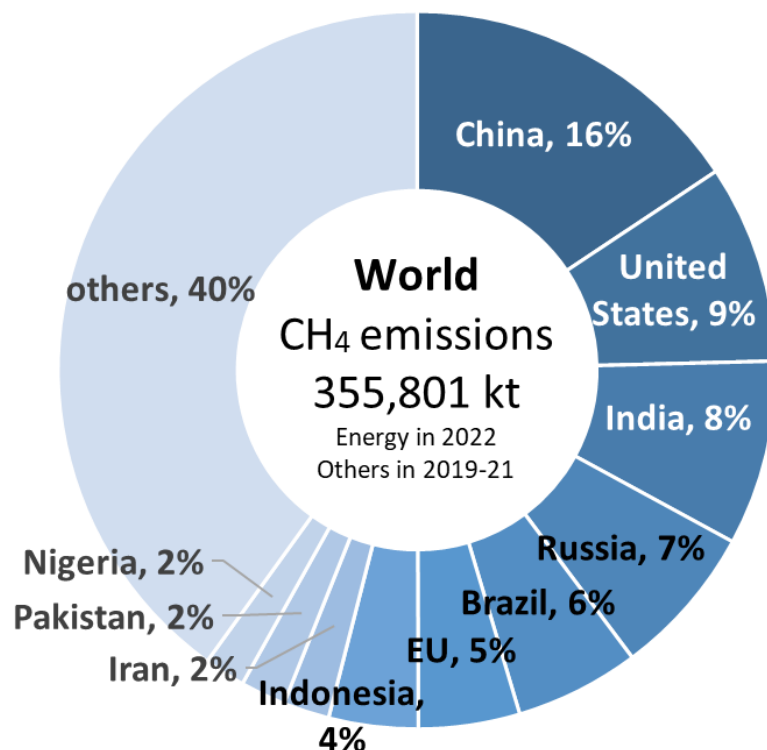
- 対象期間(2021年8月～2022年12月)
- ウクライナ危機後、LNGのスポット市場が高騰し、LNGの国際的フローが変化するなか、一定比率のLNGをスポット市場より調達する本邦電力・ガス会社のLNG調達力を確保すべきとの意見が出た。
- 片やLNGの備蓄に関しては、LNGタンクを始めとしたLNG貯蔵システムが他化石燃料に対して高額となることは有識者間での共通認識であることから、LNGによる備蓄を求める意見はあまり見られなかった。
- LNGの備蓄が高額となることへの代替案としては、二酸化炭素排出減・温暖化対策を兼ねてより貯蔵コストが安価となるアンモニアでの備蓄意見あり。
- LNGの備蓄に関しては、今後日本全体のLNG消費量も再エネの拡大や原子力の再稼働により減少する傾向があることから、新設ではなく、現在のLNG業界が有する既存施設の有効活用という事に着目する意見あり。
- 既存設備で災害レジリエンスが高まる点をメリットとして評価する意見あり。
- LNG貯蔵・備蓄に関しては、SBL（Strategic Buffer LNG）の設立時に、元々のコストによるハードルを下げる為にも、参加のインセンティブを経済的メリット等により、より高めるべきとの意見が出た。

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(1) IEA Global Methane Tracker : 国別シェア

- IEA Global Methane Tracker 2023によると、世界のメタン排出量は、2022年に3億5,580万トンと推定され、2021年の3億5,689万トンから0.3%減少した。
- 国別のメタン排出量は、世界最大が中国の5,568万トン（シェア16%）となり、次いで米国の3,184万トン（9%）、インドが2967万トン（8%）と続き、日本は154万トン（0.4%）となった。

図表3-1-1 世界のメタン排出量（国別シェア）（2022年）

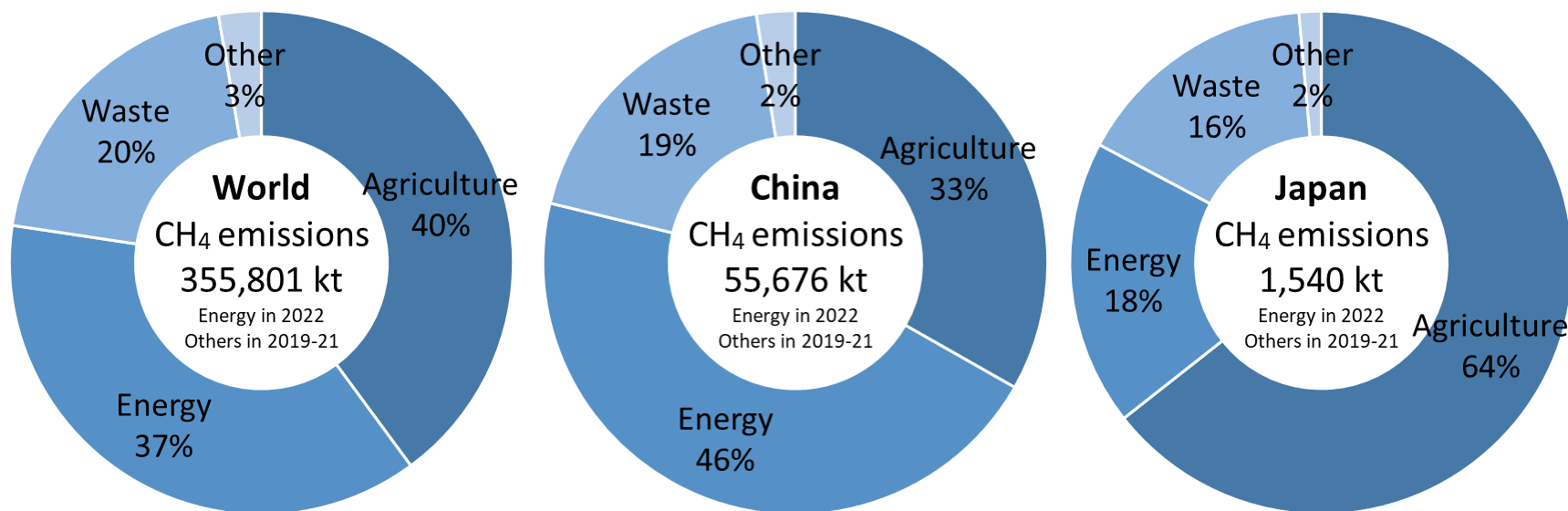


3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(1) IEA Global Methane Tracker : 国別構成比

- 世界のメタン排出において、最も大きな排出源は農業由来の40%とされ、次いでエネルギー由来の約37%、廃棄物由来が20%、そしてその他が3%と続いている。
- 世界最大のメタン排出量となっている中国では農業由来が33%、エネルギー由来が46%、日本では農業由来が64%、エネルギー由来は18%と、国の産業構造などにより排出対策で注力すべき分野は様々である。

図表3-1-2 メタン排出量の国別構成比（世界、中国、日本）（2022年）

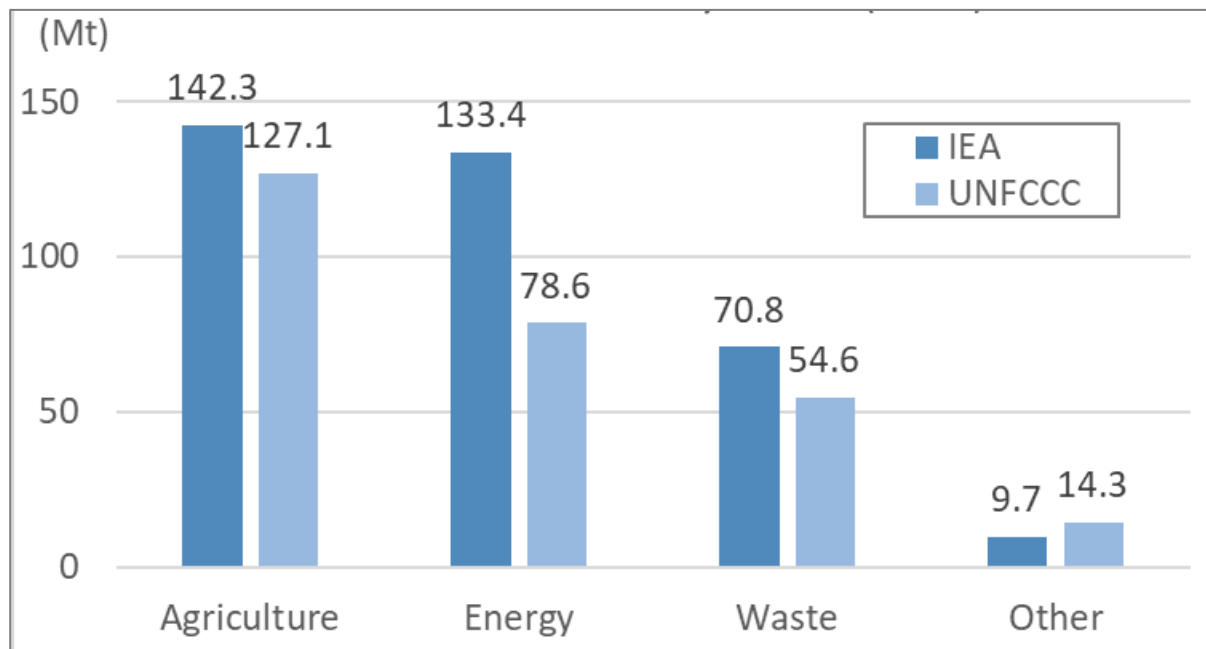


3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(1) IEA Global Methane Tracker : UNFCCC との差異

- IEA によると、メタン排出量は UNFCCC など諸国政府が公式に報告する値よりも全体的に大きい推定値となっている。
- これらは IEA の報告書においても、メタン排出量の値は、“best estimate” と描写されており、各々の集計方法に関して、今後の改善の余地は大きいと推定される。
- 特に、エネルギー部門でのメタン排出は公式報告よりも70%大きく、実測値を排出係数などに適切に反映させるなどの取り組みが期待される。

図表3-1-3 世界の CH₄ 排出量の差異 (IEA 対 UNFCCC) (2022)

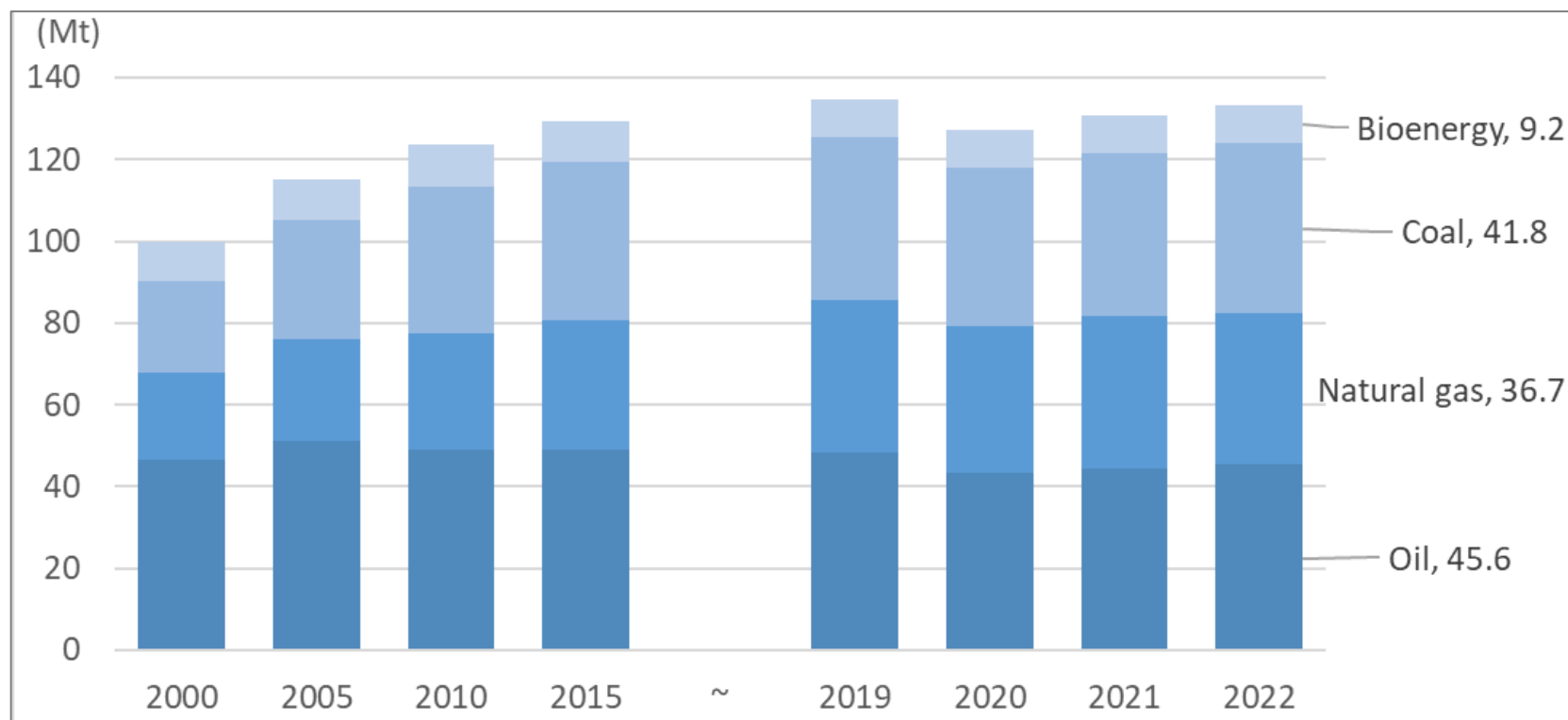


3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(1) IEA Global Methane Tracker : エネルギー起源排出量の推移

- エネルギー部門のメタン排出は2022年に1億3,330万トンとなり、前年2021年の1億3,090万トンと比較して約2%増加した。
- しかし、過去最大となった2019年の1億3470万トンよりも低下するなど、直近10年間でほぼ横ばいとなっており、排出量削減の取り組みが一部、功を奏している可能性があることを示唆している。

図表3-1-4 世界のエネルギー起源 CH₄ 排出量の推移 (2000-2022年)



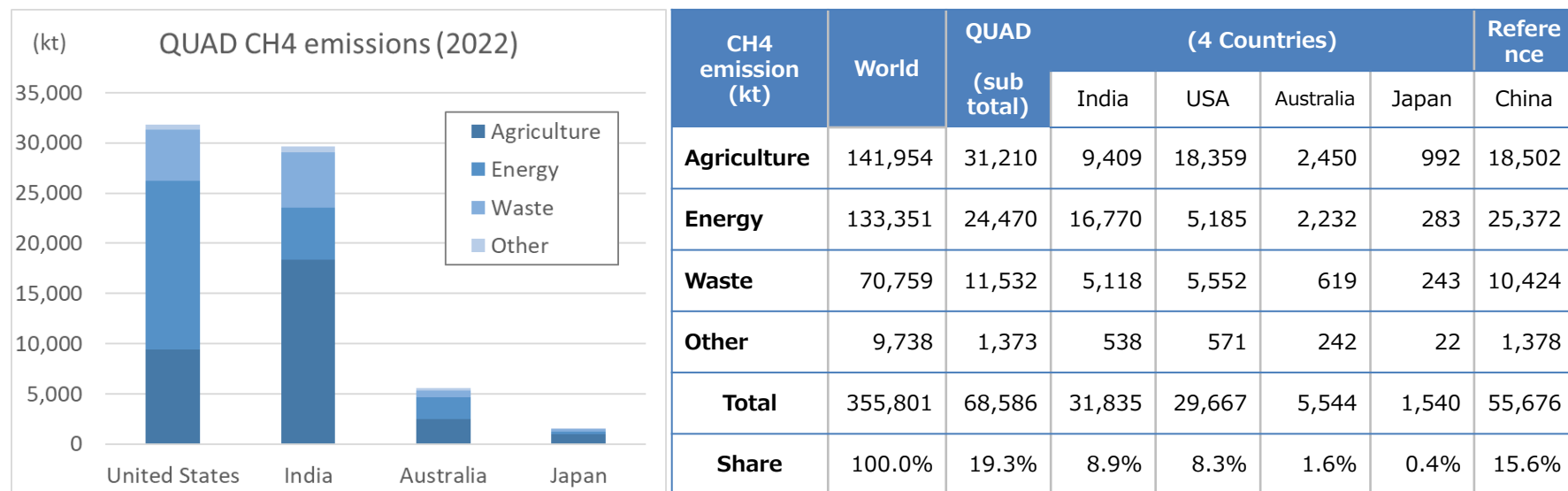
出典 : IEA Global Methane Tracker 2023

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(1) IEA Global Methane Tracker : QUAD

- 2023年3月時点では、メタン排出量トップ10のうち、最大の中国、第3位のインド、第4位のロシア、第8位のイランが Global Methane Pledge (GMP) に不参加となっている。
- 他方で、QUAD (日米豪印4か国) の枠組みで見ると、排出量第2位の米国、第11位の豪州、第41位の日本が GMP に参加している。
- 2021年3月に初めて首脳会合を開催した QUAD は「自由で開かれたインド太平洋」の実現に向け、インフラ、気候変動、重要・新興技術などの幅広い分野で実践的な協力を進めている。今回クローズアップされているメタン排出においても、4か国の合計で世界シェアの19.3%を占めており、その規模は中国単独の排出量 (15.6%) を上回る。

図表3-1-5 QUAD (日米豪印) 4か国のメタン排出量 (2022年)



3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(1) 国際的なメタン排出関連の動向：主要地域別

- **世界**：2022年11月11日に米欧が主導する「化石燃料からの温室効果ガス削減に関するエネルギー輸入国・輸出国の共同宣言」が発表された。Global Methane Pledge (GMP) において、2030年までにメタンの排出量を2020年と比べて30%削減する目標が掲げられているが、同宣言では具体的な行動に移す必要があり、化石エネルギー部門が主導すべき立場であることが主張された。GMP 参加国は150か国以上で、直近では豪州が参加したが、依然としてロシアや中国、インド等は未参加。
- 国際的な枠組みの支援として、OGMP2.0についても挙げられ、OGMP と密接に関係している UNEP 下にある IMEO についても言及されている。国際的に取引される化石燃料バリューチェーンにおけるメタン、CO2排出削減に連携の強化や方法論等の標準化が必要と主張している。
- **G7**：2022年5月、G7気候・エネルギー・環境大臣会合のコミュニケでは、国際的な化石燃料ファイナンスの強化や GMP のコミットメントの再確認、IMEO に対する継続的な支持等が記載された。
- **欧州**：2022年12月に欧州理事会は、メタン排出に関して新たな規則の導入に同意する内容を発表。基本的には2021年12月に発表された欧州委員会の案を踏襲。特に石油・ガス部門については、オペレーターに対して測量と報告を厳格化。また、メタン漏洩があった際には検知し、一定の期間内での修繕の義務化やベントとフレアリングについても原則禁止された。石油・ガス生産設備については、廃止設備も含めて適切な管理が義務付けられ、石炭も順次、厳格化。EUのエネルギー輸入のメタン排出量も追跡されることになり、将来的には輸入品にも何らかの義務付けが予想される。
- **米国**：インフレーション抑制法 (IRA) により、CO2換算年間25,000トン以上を排出する設備に、メタンチャージを導入。2024年USD 900/tから、2026年 USD 1500/t。連邦環境保護庁 (EPA) は、メタン排出抑制に対する資金面・技術面の支援を導入。資金はメタン生産全てに課されるロイヤリティにより賄う。消費されるガス、ベンティング、フレアリング、漏出を含めた全生産。
- **カナダ**：定期的な測定と報告に関する規則を厳格化するとしており、2025年までに排出量を40%-45%削減する目標を掲げる。IMEOへの資金拠出を決定。

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(1) 国際的なメタン排出関連の動向：米国その1

● 米国：メタン排出課徴金（インフレ抑制法60113条による大気浄化法136条追加）

項目	概要	項目	概要
メタン削減・モニタリングインセンティブ (a)	2022年財政年度から 2028年9月30日まで8億5000万ドル	課徴金額 (e)	(1)×(2) (1) 前報告期間において適用年間 排出閾値 を超える適用施設について報告されるメタン排出量のトン数 (2) (A) 2024年：900ドル (B) 2025年：1200ドル (C) 2026年以降：1500ドル
従来型井からのメタン削減インセンティブ (b)	2022年財政年度から 2028年9月30日まで7億ドル	排出閾値 (f)	(1) 石油・天然ガス生産（施設(1), (2)）： (A) 販売される天然ガスの0.20% (B) 販売される石油百万バレル当たりメタン10トン (2) 非生産石油・天然ガスシステム（施設(3), (6), (7), (8)）：販売される天然ガスの0.05%を超えるメタン排出の報告トン (3) 天然ガス輸送（施設(4), (5), (9)）：販売される天然ガスの0.11%を超えるメタン排出の報告トン (6) 規制遵守についての免除：課徴金は、大気浄化法111(b)(d)(新規・既存排出源の性能基準)のメタン排出要件を遵守する適用施設には課されない (7) 閉鎖井：課徴金は、永久閉鎖・前年閉鎖された井からの排出に関しては課されない
排出課徴金 (c)	EPA長官は、年25000トンを超える温室効果ガスを報告する 適用施設 の所有者・運営者から、 排出閾値 を超える適用メタン排出への課徴金を課徴しなければならない。	期間 (g)	2024年以降の各年について報告される排出量に関して開始
適用施設 (d)	(1) 洋上石油・天然ガス生産 (2) 陸上石油・天然ガス生産 (3) 陸上天然ガス加工 (4) 陸上天然ガス輸送・圧縮 (5) 地下天然ガス貯蔵 (6) LNG貯蔵 (7) LNG輸入・輸出装置 (8) 陸上石油・天然ガス収集・昇圧 (9) 陸上天然ガス輸送パイプライン	報告	136条の施行日後2年より前に、EPA長官は、石油・天然ガスシステムによるGHG報告・計算に関する要件を、実際のデータに基づくよう、改定しなければならない

出典：PUBLIC LAW 117-169—AUG. 16, 2022

<https://www.govinfo.gov/content/pkg/PLAW-117publ169/pdf/PLAW-117publ169.pdf>

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(1) 国際的なメタン排出関連の動向：米国その2

- 米国：新規排出源性能基準・既存排出源排出ガイドライン
石油・天然ガス操業からの汚染削減の補足案（2022年11月）

項目	内容（2021年11月案からの主な変更点）
すべての井での定期漏出モニタリング	● 低排出井の免除ではなく、すべての井で、装置のタイプ・規模に基づき、漏出モニタリング要（AVO（聴覚視覚嗅覚検査）と OGI（光学ガス画像）とそれらの頻度の組合せ）を設定し、修理の期限を定める。
メタン検出技術の革新	● OGIなどの替わりに、広範囲の先進技術の使用を認めるため、使用技術の検出能力とモニタリングサーベイの頻度を結びつけるアプローチを提案。 ● 連続モニタリング技術の使用のオプションを所有者・操業者に認める。所有者・操業者は、漏出の原因の特定と、是正措置の実施が求められる。 ● 技術開発者等が先進技術使用の承認を求める経路を含めた。EPAが技術を承認した後は、いかなる所有者・操業者もそれを使用することができる。
放棄・未閉鎖井の排出防止	● モニタリングが終わる前に、井が適切に閉鎖されることを示す文書を求める。
スーパー排出者対応プログラム	● 規制当局または有資格第三者が、100kg/時以上のメタン排出であるスーパー排出事象を検出した場合、規制施設の所有者・操業者に通知。 ● 所有者・操業者は、5日以内に原因分析を実施し、10日以内に是正措置を実施、または是正措置計画を作成・提出。
フレアリングの要件の強化	● 口火が常に点いているよう継続的にモニタリングすること、閉鎖燃焼のモニタリング要件などを定める。
空気圧ポンプの要件の強化	● 電力へのアクセスがないサイトを例外として、空気圧ポンプについて、ゼロ排出基準（ポンプは天然ガスで動かしてはならない）を設ける。
圧縮機の要件の更新	● 現在規制されていないドライガスシール圧縮機について、流速を3scf/分以下に維持する排出基準を設定。 ● ウェットシール遠心圧縮機の要件を更新。
油井からの随伴ガス	● 随伴ガスを伴う油井の所有者・操業者に対して、代替策が実行可能でないことについて認証された立証を提出しない限り、随伴ガスをフレアリングするのではなく、販売ラインに送る、燃料としてなど有効活用する、または、EORのため再注入することを義務付ける。

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(2) OGMP2.0 - IMEO 動向：各国・企業

- OGMP は、2022年の動きとして、Global Methane Pledge (GMP) を起点に浸透を図っており、各国・企業（国はIMEO支援、企業は OGMP2.0 へ）参加基盤を拡大。特に、現メンバー企業がマイノリティ参加するPJでのパートナー間勧誘を図る。2022年は特に米国生産企業が多数加入。
- 更には、諸国政府・企業を対象とした啓蒙として、オンライントレーニングを推進し、18ヶ国300人（日本企業も参加）を進めており、テクニカル・ガイダンス・ドキュメント（TGD）や OGMP2.0 参加の便益等の実務文書を作成している。また、2022年10月にはアドバイザリーコミティ発足し、鉄鋼原料炭部門の組織化等、他分野も進めている。
- 日本企業に対しては、LNG市場への影響力、LNGプロジェクトへの投資者としての影響力、大手の LNG買主としての影響力の大きさから、OGMP への参加を熱望している。
- その他アジア市場（特に東南アジアの生産諸国）にもアプローチしており、既にタイPTTEP、マレーシア Petronas は加盟を表明している。

図表3-1-6：OGMP 2.0 への主な参加企業

Company	Segment	Headquarters
ConocoPhillips	Upstream	USA
Crescent Energy	Upstream	USA
Devon Energy	Upstream	USA
Diversified Energy	Upstream	USA
Expert Petroleum	Upstream	Romania
Occidental Petroleum Corporation	Upstream	USA
PDC Energy	Upstream	USA
Pioneer Natural Resources	Upstream	USA
PureWest	Upstream	USA
TRP Energy	Upstream	USA
ZiRete	Mid- and Downstream	Italy
Cheniere (2022/10/19)	Upstream	USA
Petronas (2022/11/11)	Upstream	Malaysia
EOG Resources (2023/01/04)	Upstream	USA

出典：IMEO、OGMP

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(2) OGMP2.0 - IMEO 動向 : MARS

- UNは、2022年11月11日、メタン排出検知の新たな衛星システム = メタンアラートアンドレスポンスシステム (Methane Alert and Response System, MARS) を発表。
- 資金構築として、Global Methane Pledge Energy Pathway (GMPEP) の枠組で、当初は欧州委員会、米国政府、Global Methane Hub、Bezos Earth Fund により拠出される。
- 設立目的として、UNEP が企業の報告による排出を確認し、時系列的な変化を把握するために利用され、国際エネルギー機関 (IEA)、UNEPが主宰する Climate and Clean Air Coalition 等のパートナーとともに実施される。
- また、メタン検知と通知のプロセスを結び付けるグローバルなシステムとなり、排出削減のため政策上重要なデータを適切な機関に伝え、UNEP 国際メタン排出観測機関 (IMEO) 戦略の一環やデータ・アクションのプラットフォームとしても使用が期待される。
- ターゲットとして、大規模排出源に有効性を発揮することが想定され、大きな排出源として、米国のパーミアン盆地がある。最近の事例では、Nord Streamパイプラインからのガス漏洩があり、GMP実施支援のため、将来的には、石炭、廃棄物、家畜部門等でも活用を見込む。エネルギー部門の大規模起源から始め、MARS は低排出地域起源・検知頻度向上を含め、急速に拡張するメタン検知衛星のシステムからのデータを統合する

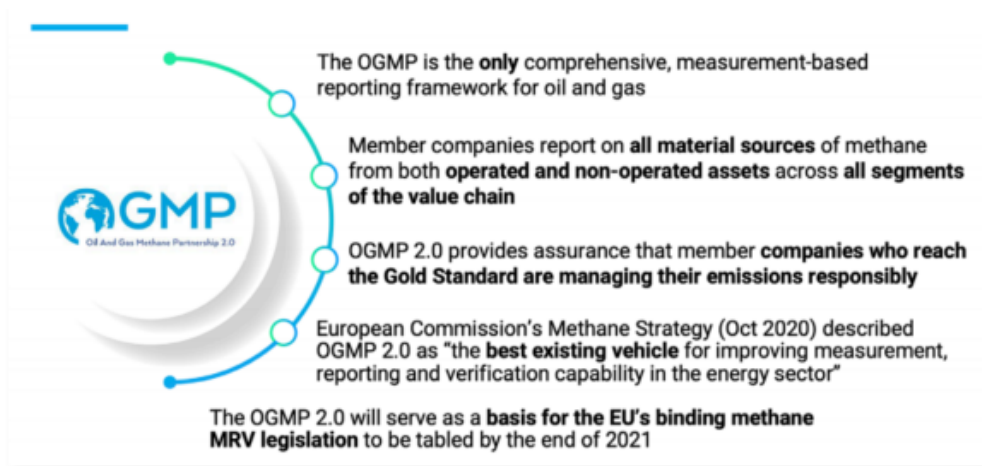
3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) Technical Guidance Document (TGD) の説明：概要

- 2014年の国連気候サミットで、石油・ガス産業のメタン対策にかかる 自主的枠組みとしてOGMPの設立が発表。気候と大気浄化の国際パートナーシップ（CCAC）と国連環境計画（UNEP）が中心となって設立された。
- 2020年11月、OGMPはメタン排出量の計測・報告・認証（MRV）の新たな枠組み「OGMP 2.0」を発表。OGMP2.0は石油とガスの包括的な測定ベースのレポーティングフレームワークであり、パートナー企業はオペレーション及びノンオペレーション両方の資産からのメタン排出量について報告することが求められている。
- パートナー企業に対しては基本的に直接計測による厳密な測定をすることを求めているが、排出源毎に具体的な測定方法や定量化の手法については記載されていない。

⇒ Technical Guidance Document (TGD)には、OGMP 2.0 を補完するために、具体的なメタンの排出量の測定方法や定量化手法が記載されている。

図表3-1-7 OGMP 2.0 が目指すメタン計測・報告のゴールド・スタンダード

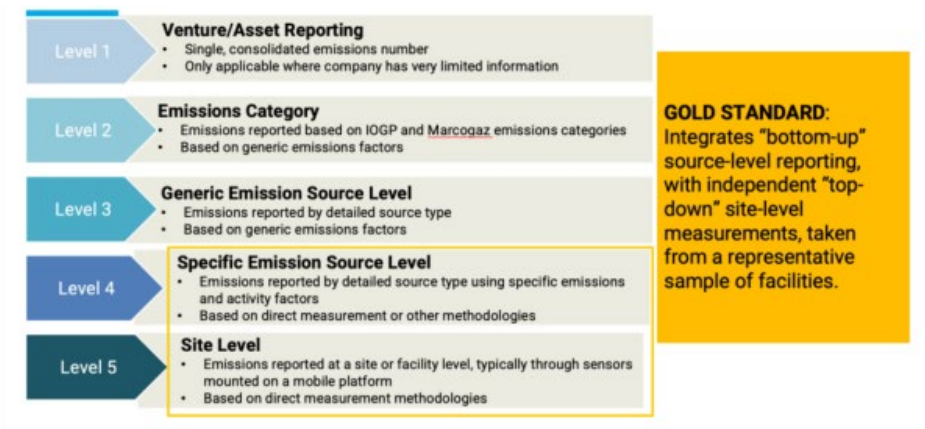


3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD の説明：5つの計測・報告レベル

- メタン排出量計測・報告の5つのレベルを設定している
 - Level 1. Venture/Asset Reporting：全資産や国で単一の統合排出量を報告。
 - Level 2. Emissions Category：IOGP 及び Marcogaz が定めた排出カテゴリーに基づく排出量報告。汎用 Factor をベースに計算。
 - Level 3. Generic Emission Source Level：詳細な排出源ごとに排出量を報告。汎用の Emission Factor をベースにして計算。
 - Level 4. Specific Emission Source Level：排出源ごとに固有の Emission factor をベースにすることを基本とし、直接計測等を考慮して計算。
 - Level 5. Site Level：Level4に加えて、Site や Facility の直接計測を行い、Level4 の値を検証。
- ⇒ Level 4 と Level5 が Gold Standard に分類され、パートナー企業は Gold Standard の獲得が推奨されている。正確性の高い直接計測が必要となり、定量化の手法が記載された TGD が必要となる。

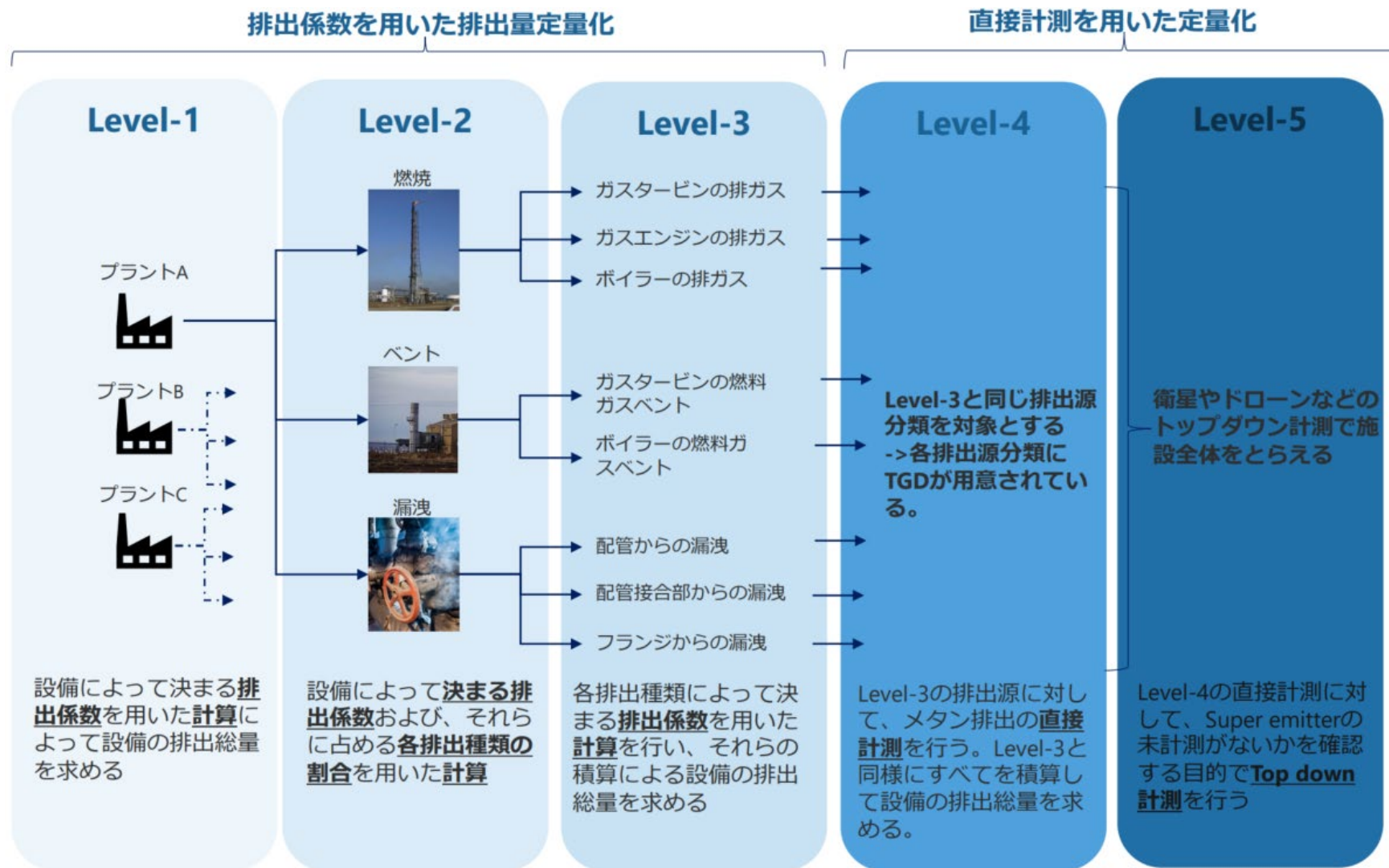
図表3-1-8 OGMP 2.0 の5つの計測・報告レベル



3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD の説明：5つの計測・報告レベル

図表3-1-9 OGMP 2.0 の5つの計測・報告レベルイメージ



3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD の説明 : OGMP 2.0 Level 1とは

Level 1. Venture/Asset Reporting : 全資産や国で単一の統合排出量を報告。

- 下表のように、“Segment”によって決まる排出係数を用いたメタン排出量の推算を行う。
- 計算対象単位は、設備ごとや国ごと。（設備ごとの場合、その設備が生産しているガス量等とその排出係数の掛け算となり、国ごとの場合はその国が生産するガス量等とその排出係数の掛け算となる。）
- 例) IOGPに従い、年間100万トンのOil and gas production (Onshore) の設備を対象とした場合
 $1.95 \text{ tCH}_4/\text{kt} \times 100\text{万トン} = 1,950 \text{ tCH}_4$

図表3-1-10 : 設備ごとの排出係数の一例

(OGMP 2.0 TGD – Level 1 and level 2 reportingより抜粋)

Reference	Segment	Country/Region	Value
Allen, D et al.	Onshore natural gas production and gathering	US	0.42% of gross gas production
Alvarez, A et al.	Gas (and oil) production, gas processing and transport	US	2.3% of gross gas production
Hensen et al.	Offshore oil and gas production	Netherlands	0.69 t CH ₄ /10 ³ m ³ oil equivalent
IOGP (1)	Onshore oil and gas production	Europe	1.95 t CH ₄ /kt hydrocarbon produced
	Offshore oil and gas production		0.21 t CH ₄ /kt hydrocarbon produced
IOGP (2)	Oil and gas production	World	Various emission factors depending on the region
Marcogaz	Transmission	Europe	568 kg CH ₄ /km
	Underground gas storage		347 kg CH ₄ /10 ⁶ m ³ , storage capacity
	Distribution		660 kg CH ₄ /km (more detailed EFs available)
	LNG regassification terminals with flares		0.12 g CH ₄ / m ³ , (send-out)

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD の説明 : OGMP 2.0 Level 2とは

Level 2. Emissions Category : IOGP 及び Marcogaz が定めた排出カテゴリーに基づく排出量報告。
汎用 Factor をベースに計算。

- Level-1によって求められた排出総量を、排出源ごとに分類して報告する。
- 排出源はUpstream(上流ガス生産とガス精製・液化まで) と、Mid/Downstream (ガス受入、利用等) で分類が分かれている。
 - ・ Upstream : 漏洩、ベント、フレア、未燃焼のメタン、その他
 - ・ Mid/Downstream : 漏洩、ベント、未燃焼のメタン
- 下表のように、Level-1で求めた排出総量に対して、IPCCで規定されている当該設備における対象排出源の比率をかけることによって求められる。
- 例) 前ページの例と同じプラントにおける Fugitive Leaks は以下のように求められる。
 $1,950 \text{ t CH}_4 \times \text{IPCC Share (fugitive=7\%)} = 136.5 \text{ tCH}_4$

図表3-1-11 排出源ごとの排出量の求め方 (Level-2) と設備種類に対しての排出源割合

(OGMP 2.0 TGD – Level 1 and level 2 reportingより抜粋)

Emission category	Quantification methodology	Example formula
Venting	Apply segment-specific IPCC disaggregation percentages for venting to Level 1 emission estimates factors to determine vented emissions for a given asset.	$\text{Level 1 Activity data} \times \text{Level 1 EF} \times \text{IPCC share}_{\text{venting}}$
Fugitive losses	Apply segment-specific IPCC disaggregation percentages for fugitive emissions to Level 1 emission estimates factors to determine fugitive emissions for a given asset.	$\text{Level 1 Activity data} \times \text{Level 1 EF} \times \text{IPCC share}_{\text{fugitives}}$
Flare	Calculate based on gas sent to flare. Assume 98% flare destruction efficiency for methane and if methane content of gas to flare is not known, assume 100% of the gas is methane. Can also be applied to thermal oxidizers and combustors	$\text{Gas to Flare} \times \text{Gas composition} \times \text{CE}$ e.g. $\text{Gas}_{\text{flare}} \times 100\% \text{ CH}_4 \times 98\%$

(2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventoriesより抜粋)

TABLE 4A.2.2 (NEW) DISAGGREGATION OF TIER 1 EMISSION FACTORS FOR OIL PRODUCTION SEGMENT, I.B.2.A.II							
Category	Sub-category	Emission source	CH ₄	CO ₂	NM VOC	N ₂ O	Application
Onshore Production	Most activities occurring with higher-emitting technologies and practices	Leaks	7%	0%	7%	0%	Apply percentages to applicable EF (EF based on either onshore oil production, or active oil well)
		Vents	83%	3%	83%	0%	
		Flares	10%	97%	10%	100%	

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD の説明 : OGMP 2.0 Level 3-5とは

- 個別の排出源（プラント中のあるガスタービン等）に着目をし、その排出量を求めることが求められている。
- Level 3 : その排出源に対して一般的に与えられている API や IPCC などの排出係数に対して、活動量（ガスタービンであればガスの使用量や、ガスタービンの出力等）をかけることで算出できる。
- Level 4 : Level-3と同じ排出源に対して、OGIカメラなどの直接計測の手法によって、プラント固有の排出量を計測することが求められる。
- 個別の排出源分類は、OGMP2.0 Technical Guidance documents (TGD) に記載の以下の通り。
（Level-2より細かい分類となっている）

✓ Pneumatics	✓ Flare efficiency
✓ Leaks	✓ Incomplete combustion
✓ Centrifugal Compressors	✓ Liquids unloading from gas wells
✓ Reciprocating compressor rod packing	✓ Oil Well Casinghead
✓ Glycol dehydrators	✓ Gas Well Hydraulic Fracturing
✓ Unstabilized liquid storage tanks	✓ Leaks and Permeation from Underground Pipes
✓ Purging and venting, starts and stop	✓ Incidents, emergency stop and malfunctions
- Level 5 : Level 4 に加えて、サイトや設備の直接計測（衛星やドローン等のトップダウンによる計測）を行う。Level4 の値を検証する。

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD の説明：各レベル・排出源の算定手法

- 排出源毎のTGDは、それぞれ各々サプライチェーンを部分的にカバーしている。
- 現時点で海上輸送はカバーされていない。

図表3-1-12 サプライチェーン上の TGD 対応範囲

	採掘、ガス 生産	パイプライン 輸送	液化、貯蔵	海上輸送	再ガス化、 貯蔵
Gas Well Hydraulic Fracturing	↔				
Oil Well Casinghead	↔				
Liquids unloading from gas wells	↔				
Flare efficiency	↔	↔	↔		↔
Pneumatics	↔	↔			
Leaks	↔	↔	↔		↔
Centrifugal Compressors / Reciprocating compressor rod packing	↔	↔	↔		↔
Incomplete combustion	↔		↔		↔
Glycol dehydrators	↔		↔		
Unstabilized liquid storage tanks	↔		↔		↔
Purging and venting, starts and stop	↔	↔	↔		↔
Leaks and Permeation from Underground Pipes		↔			

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD の説明：各レベル・排出源の算定手法

- 各レベルや各排出源毎に対応するTGDが発行されている。
- Level 1, 2の算定手法について、TGD “Level 1 and 2 reporting”に示されている。
- Level 3, 4の算定手法及び報告の基本思想について、TGD “General Principle”に示されている。
- Level 3, 4の算定手法について、各排出源毎にTGDに示されている。
- Level 5における比較検証については、別途発行の“Reconciliation and Uncertainty Guidance”に記載されている。

図表3-1-13 TGD とそれぞれの算定手法レベルの関連

TGD Level 1 and 2 reporting		TGDs for each emission source		Reconciliation and Uncertainty
		TGD General Principle		
Level1	Level2	Level3	Level4	Level5

※厳密にはReconciliation and UncertaintyにはLevel 4 計測の際の測定戦略についても記載があるが上図では簡易化。

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD の説明：各排出源の手法

TGD for each emissions source：各排出源の手法

- 各排出源毎に異なるが、基本的にはレベルごとに下記の手法が推奨されている。
- Level 4は直接計測を求めており、Level 3と比較して厳密な定量化手法となっている。
- 計測機器についても例示されているが、選定に必要な機器の特徴や、選定基準等の詳細までは記載されていない。

⇒ **Gold StandardであるLevel 4を獲得するには、直接計測が必要となる。**

Level 3の定量化

- 排出源別の排出係数による算定
- 排出源となる機器のメーカーデータの使用
- 簡易エンジニアリング計算

Level 4の定量化

- 定常的な直接計測
- 代表的な排出を計測し排出係数を算定する手法
- エンジニアリング計算

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD : 発行図書

- TGDは各Level/各排出源ごとのメタン排出を定量化するための推奨手法を示すためのもの。
- 2022年12月現在で下記のTGDが発行されている。
 1. General Principles
 2. Level 1 and 2 reporting
 3. Pneumatics
 4. Leaks
 5. Centrifugal Compressors
 6. Reciprocating compressor rod packing
 7. Glycol dehydrators
 8. Unstabilized liquid storage tanks
 9. Purging and venting, starts and stop
 10. Flare efficiency
 11. Incomplete combustion
 12. Liquids unloading from gas wells
 13. Oil Well Casinghead
 14. Gas Well Hydraulic Fracturing
 15. Leaks and Permeation from Underground Pipes
 16. Incidents, emergency stop and malfunctions

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD : 排出源毎のスコープ その1

TGD General Principle

- Level3、Level4の算定手法及び報告に関する基本思想について示されている。
- 報告者はTGDに記載されている手法以外の算定手法を選択できるが、同等以上のレベルの手法である事を年次報告書の中で正当化する事を推奨している。
- 年次報告書での報告はメタン排出量の大部分をLevel4で報告するよう示されており、最低でも70%以上のメタン排出量がLevel4での算定を実施し90%に達しない場合はその正当性を示さなければならない。
- Operationを行う資産は少なくともLevel3で算定を行う必要があり、Non-Operatortionの資産はLevel1、Level2での算定が許されている。メタン総排出量の95%以上を報告する必要があり、これらの資産からの排出量はLevel4, Level5の算定への移行が要求されている。なお、排出量を考慮する際は資産の持分比率は考慮せず、年次報告の際に排出量に合わせて持分比率を報告する事が求められている。
- Non-Operationの資産で、持分比率が5%以下の場合、報告対象外となる。
- 使用する排出係数について承認を取る必要はないが、報告書の中でその妥当性の文章化が求められている。
- 各排出源のTGDに例示されているエンジニアリング計算以外を使用して算定を行う場合は、その精度や正当性が証明できる規格等の証拠を基に文章化することが求められている。

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD : 排出源毎のスコープ その2

TGD for Centrifugal compressors

- Centrifugal compressors における Level 3 , Level 4 の算定手法

Level 3 の定量化 : 排出源毎の排出係数による算定。メーカーによるデータを用いた算定

Level 4 の定量化 : 定常的な直接計測。代表的な排出を計測し排出係数を算定。エンジニアリング計算

⇒ 代表的な排出から排出係数を算定する場合は、サイズ/設計条件などの特徴が同じ（原文では“like”と記載）である排出源をグルーピングし、代表排出を計測、そのグループの排出係数を算定することが求められている。一方で明確なグルーピングの基準は記載されておらず、具体的な計測手法についても記載されていない。

TGD for Flare

- Flare におけるLevel3, Level4の算定手法。

⇒ Level 3 も Level 4 も フレア流量、ガス組成、フレアの分解率 から計算する手法。レベルによって、各値を求める際の推奨方法が異なる

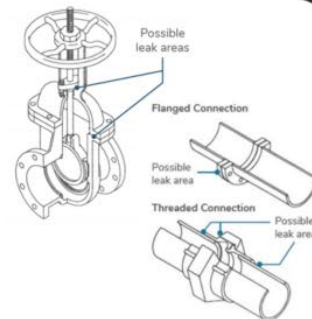
Pneumatics

天然ガス駆動のPneumatic Controller
(例: バルブアクチュエータ) からのベントが対象。大気放出せずフレアに切る場合、故障による排出はこのカテゴリーに含まれない。



Leaks

フランジ、バルブ、サンプリングコネクション、ポンプ、コンプレッサー等からの意図しない放出が対象。地下設備、事故・故障による排出はこのカテゴリーに含まれない。なおピット等のアクセス可能な地下にある設備は対象となる。

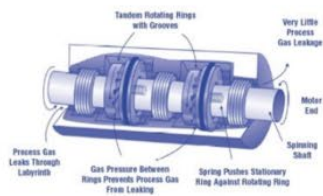


3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD : 排出源毎のスコープ その3

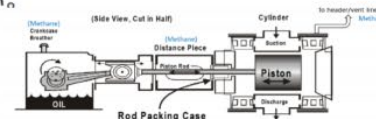
Centrifugal Compressors

遠心コンプレッサーからベントが対象。大気放出せずフレア等に回収される場合やベントされないコンプレッサーからの漏洩は、このカテゴリーには含まれない。



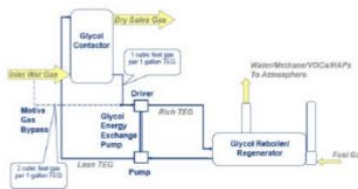
Reciprocating compressor rod packing

レシプロコンプレッサーからのベントが対象。大気放出せずフレア等に回収される場合やベントされないコンプレッサーからの漏洩は、このカテゴリーに含まれない。



Glycol dehydrators

グリコールの脱水装置からのベントが対象。大気放出せずフレア等に回収される場合やベントされないコンプレッサーからの漏洩は、このカテゴリーに含まれない。



Unstabilized liquid storage tanks

Unstabilized liquid storage tankおよびFPSOのタンクからのベントが対象。LNGタンクは対象でなく。大気放出せずフレア等に回収される場合はこのカテゴリーに含まれない。



Purging and venting, starts and stop

他のTGDでカバーされているベント、事故・故障による排出を除くすべてのベントが対象。建設、試運転時の排出はこのカテゴリーに含まれる。



Flare efficiency

フレアからの排出が対象。フレアが点火されていない状態での排出は対象ではなくincidentのTGDの対象となる。



3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD : 排出源毎のスコープ その4

Incomplete combustion

ヒーター、ボイラー、加熱炉、エンジン、タービン等で燃焼での未燃のメタンが対象。フレア、燃焼酸化装置は Flare の TGD の対象となる。



Liquids unloading from gas wells

生産井に溜まった液分を取り除く際の大気放出が対象。滝放出せずフレア等に回収される場合は、このカテゴリーには含まれない。



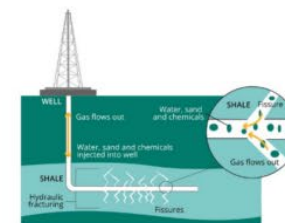
Oil Well Casinghead

油井において、ケーシングヘッドガスを放出する際の大気放出が対象。大気放出せずフレア等に回収される場合は、このカテゴリーには含まれない



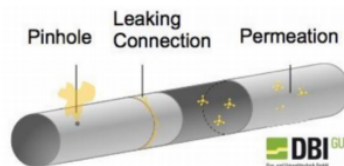
Gas Well Hydraulic Fracturing

水圧破砕法の掘削の最後に溜まった水とプロパント（通常砂）を除去する際に大気放出されるメタンが対象。大気放出せずフレア等に回収される場合は、このカテゴリーには含まれない。



Leaks and Permeation from Underground Pipes

腐食、材料の欠陥、接合部や継ぎ手の欠陥や不具合に起因する埋設配管からのリークが対象。プラスチック配管からの透過漏洩も本カテゴリーに含まれる。
事故・故障によるリークについては、本カテゴリーには含まれない。



Incidents, third party damages and emergency stops

事故・故障による排出が対象で、機器の故障/誤動作、限界を超えた過圧、人為的ミス、異常気象、妨害行為、などによるものが含まれる。

3-1. OGMP2.0 や米国 API、EPA 等 GHG 対策及び MRV の最新動向

(3) TGD の重要性と課題

1. OGMPで求める報告において、詳細な計測方法、定量化手法が記載されているTGDは重要

- OGMP 2.0では厳密な直接計測による排出量算定が求められているが、具体的な手法について指示がなく、詳細な定量化手法を記載しているTGDが補完している。

2. 依然事業者にゆだねられる部分もあり、報告事業者によってバラつきが出る可能性は残る

- TGDの発行により、各排出源毎のそれぞれの算定手法について標準化がされたが、報告事業者にゆだねられている部分もあり、バラつきが生じる原因となる。例えば、Level4の手法の一つに代表的なサンプルでの計測を基して排出係数を算定する手法があるが、サンプルの母集団の決定方法に関して指針が示されているのみで、具体的な基準は明示されていない。

3. 計測手法の選定は各事業者が行わなければならない

- 実測に関して代表的な計測機器が各TGDに例示されているが、その選択方法や機器の持つ特徴、不確実性については記載がなく、各事業者が選定を行わなければならない、計測技術が発展途上であることを示唆している。

4. 現実的でない手法も推奨されている

- 漏洩のLevel4の手法の一つとして、定常的な直接計測が推奨されていたり、現時点では現実的でない手法も記載されている。Level4はボトムアップでは最上位レベルなので、選択肢として残していると考えられる。

5. 海上輸送に関わるTGDは発行されていない

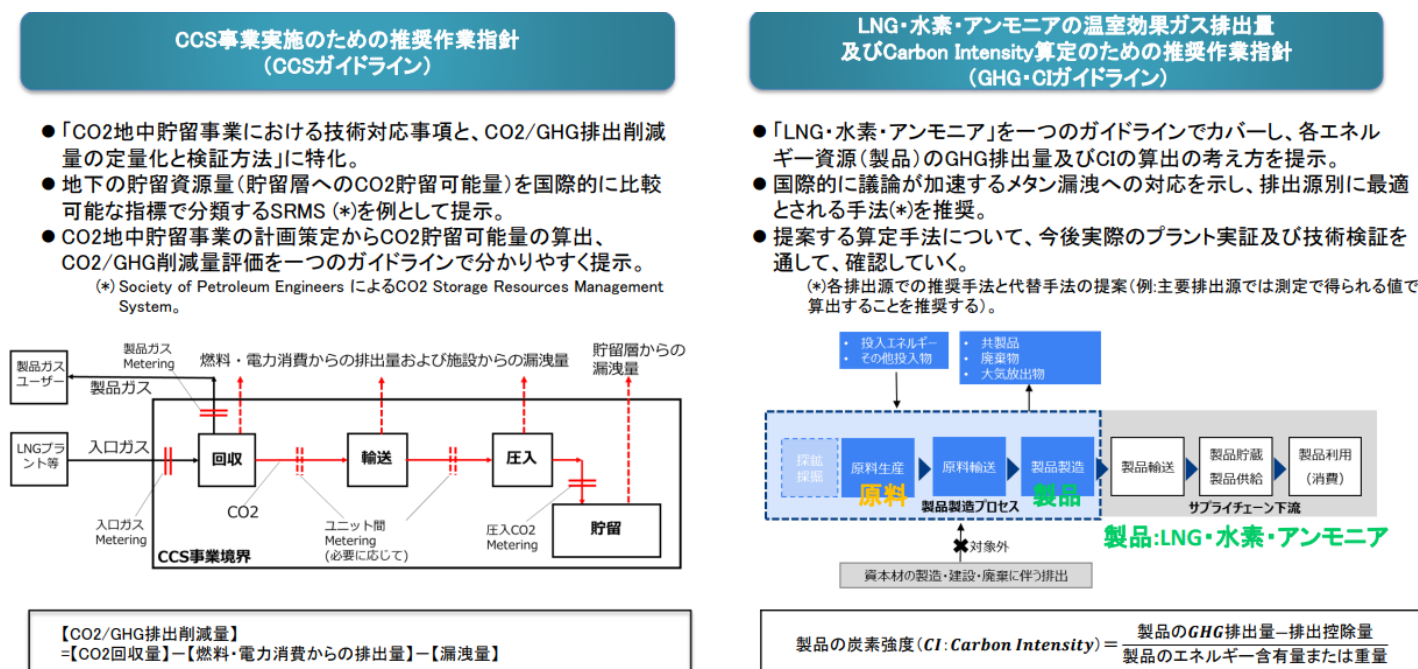
- LNGの輸送は基本的に海上輸送となるが、海上輸送における排出に関する TGD は発行されていない。現状海上輸送における排出は不明な点が多く、検討段階と考えられる。

3-2. JOGMEC の GHG CI ガイドラインの普及促進対策

(1) 策定及び公表

- 2022年5月、JOGMECは、「LNG・水素・アンモニアの温室効果ガス排出量及び Carbon Intensity算定のための推奨作業指針（GHG・CIガイドライン）」を策定し、公表した。
- LNG及び水素・アンモニア製造に伴うGHG排出量の算定手法と、単位あたりのGHG排出量を示した Carbon Intensity（CI：炭素強度）の算定手法についての考え方となる。
- CIの算定手法の考え方や、国際的に対応要請が進むメタンの排出量についてより最適な算定を行えるよう工夫されている。また、合成メタンなど対象範囲の拡大にも検討していく方針としている。

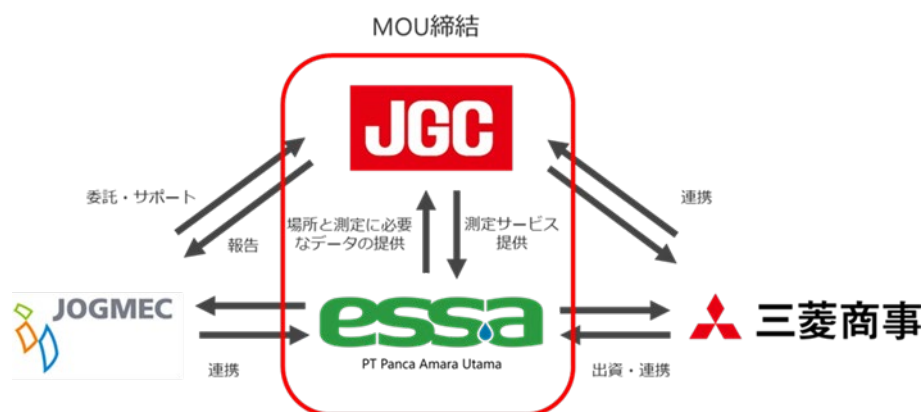
図表3-2-1 2つのガイドライン（CCS/GHG・CI）の特徴と関係



3-2. JOGMEC の GHG CI ガイドラインの普及促進対策 (2) アンモニア製造プラントへの初適用

- 2022年9月、日揮グローバルは、三菱商事などが出資するインドネシアのアンモニア製造販売会社パンチャ・アマラ・ウタマ（PAU）と、同国中央スラウェシ州の同社アンモニア製造拠点において、メタンを含む温室効果ガスの排出量測定を実施することに合意し、覚書に調印したと発表した。
 - 同社は、JOGMEC委託調査業務を通して、GHG・CIガイドラインの策定に従事してきた。同ガイドラインは、日本としてメタンを含むGHG排出に関する世界的な議論に貢献するために策定された。
 - 同社は、締結した覚書に基づき2022年11月～12月、PAU社のアンモニア製造拠点において、赤外線カメラやドローン、衛星等によるGHG排出量の測定を行い、アンモニア1トンあたりのGHG排出量を算定することでアンモニア製品のCI値を算定した。同測定は、JOGMEC事業の一環として、同ガイドラインを適用した初めての測定事例になる。
- ⇒ 今後、同ガイドラインを適用・拡大させることで、日本が東南アジアを中心としたメタン排出の抑制や MRV レベルの向上に貢献できる可能性がある。

図表3-2-2 温室効果ガスの排出量測定に関する MOU 締結の関係と実施場所



3-3. 国内関係事業者に対する世界のメタンに関する最新動向情報提供

(1) 国内メタン排出管理検討会の開催

- 2022年12月、前年度から引き続き、国内メタン排出管理検討会を日本エネルギー経済研究所が主催し、オンラインにて開催した。
- 参加者は、国内でLNG及び天然ガスに関連する電力会社・都市ガス会社・資源開発会社・エンジニアリング会社・商社を始めとし、21団体から約40名が参加した。
- 議題として、下記が実施され、参加者に情報が共有された。
 - (1) 国際的なメタン排出関連の動向
 - (2) OGMP2.0 - IMEO 動向のアップデート
 - (3) OGMP2.0 Technical Guidance Document (TGD) の説明
 - (4) 国内各社のメタン排出管理公表状況の確認
- また、2023年2月から3月にかけて、国内 LNG 取扱い事業者の数社にメタン排出管理に関する取り組みの進捗について、ヒヤリングを実施した。

⇒ 結果、日本の LNG 輸入者において、LNG 輸出者との対話は様々な次元で開始されていることが確認された。エネルギーの安定供給を堅守しつつ、環境面での対策が着実に進展することで、長い目で見て調和のとれた GHG 対策につながることを期待される。

3-3. 国内関係事業者に対する世界のメタンに関する最新動向情報提供 (2) 国内企業におけるメタン排出量の公表状況

- 日本企業の排出量開示の閾値はスコープ1のみで年間3000トン(CO2換算)以上だが、現状では閾値に満たない排出量を、多くの企業がサステナビリティレポートで開示している。最近の傾向としては、自発的な公表が進むと共に、国内外や事業部門別など、その項目がより細分化されている。
- また、商社を中心に主権範囲を拡大し、関連会社や共同支配企業を追加する動きや、エネルギー関連以外の養豚関連や排水処理・廃棄物処分などに関連した排出量を含める動きもみられる。

図表3-3-1 国内企業におけるメタン排出量の公表状況（2017-2021）※一部未更新

(Tonnes)			CH4					CO2eq				
Industry	No.	Company	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
City Gas	1	Tokyo Gas	425	354	323	290	290	11,000	9,000	8,000	7,000	7,000
	2	Osaka Gas	77	88	106	58	62	1,925	2,200	2,650	1,450	1,553
	3	Toho Gas	22	19	191	16	36	546	468	4,766	408	891
	4	Shizuoka Gas	7	7	7	7		170	170	176	176	
	5	Hiroshima Gas	11	26	9	10	10	275	650	225	250	250
	6	Saibu Gas	10	10	9	9	7	250	250	225	225	175
Electric Power	1	JERA	-	-	400	400	400	-	-	10,000	10,000	10,000
	2	Hokuriku	20	23	21	20	23	500	575	525	500	582
	3	Chugoku	-	-	-	240	320	-	-	-	6,000	8,000
	4	Kyushu	8	0	0	4	8	200	0	0	100	200
Development	1	INPEX (Domestic)	556	1,040	1,400	640	560	13,892	26,000	35,000	16,000	14,000
		〃 (Total)	577	5,120	13,160	9,160	4,880	14,417	128,000	329,000	229,000	122,000
	2	JAPEX (Domestic)	5,725	3,823	2,519	1,514	1,114	143,113	95,586	62,975	38,000	28,000
		〃 (Total)	5,725	3,828	2,519	1,533	1,119	143,113	95,699	62,975	38,480	28,120
Oil	1	ENEOS	1,659	1,690	1,868	1,713	1,897	41,480	42,259	46,691	42,814	47,431
	2	Idemitsu	-	-	1,986	14,531		-	-	49,650	363,275	
Trading	1	Mitsubishi (MC)	37,680	36,800	34,800	33,600	68,880	942,000	920,000	870,000	840,000	1,722,000
	2	Mitsui & Co.	71,840	36,320	39,880	55,120	53,440	1,796,000	908,000	997,000	1,378,000	1,336,000
	3	ITOCHU	-	0	58	4,729	5,435	-	0	1,459	118,224	135,884

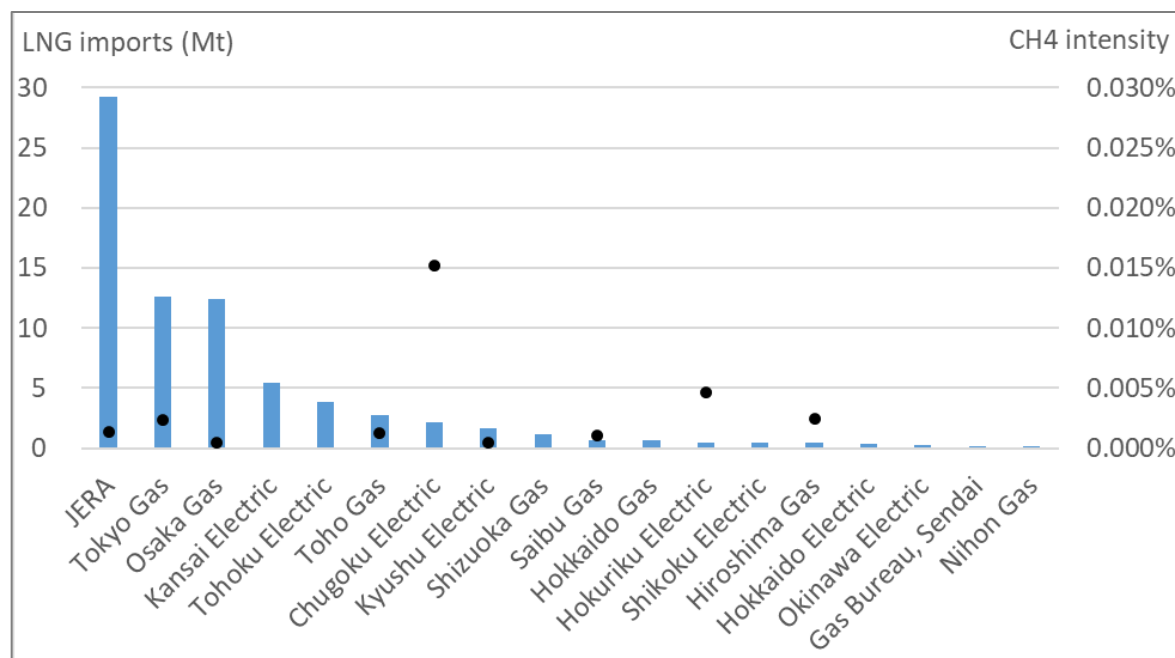
※ Blue Text: Converted value = 25 (CO2e-t/CH4-t), GWP 100

3-3. 国内関係事業者に対する世界のメタンに関する最新動向情報提供

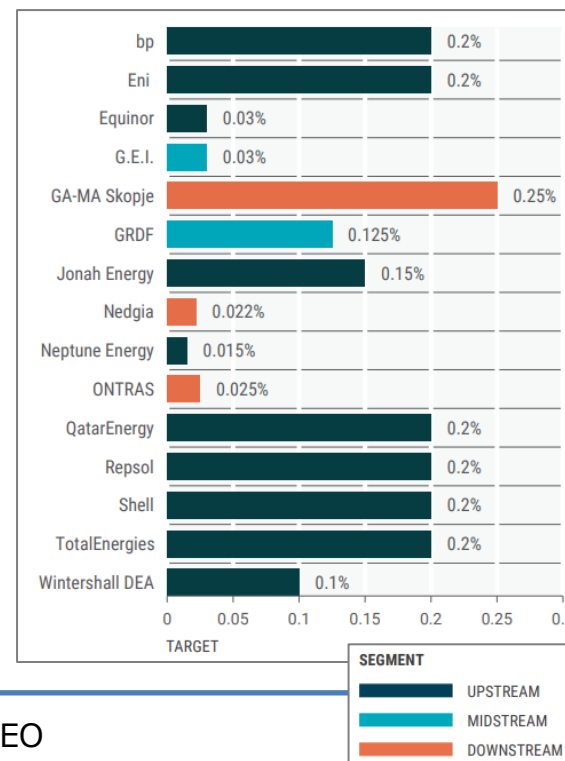
(3) 国内企業のLNG輸入量とメタン排出強度

- メタン排出に関して、近年積極的に公開されているが、国内企業のメタン排出強度（メタン排出量/LNG 消費量）を算出してみると、その値はほとんどが0.005%以下と低く抑制されている。
- このことは、これまで日本企業が安全対策を背景に培ってきた、漏洩管理が徹底されていることを示しており、削減ノウハウは世界的にも優れていることを示している。
- 例えば、OGMP 参加企業の中で Level 4 を2年連続で獲得しているスペインの下流事業者 Nedgia のメタン排出量は2021年に2,140トン、2025年までの排出強度目標は0.022 %であり、相対的に大きい。

図表3-3-2 国内企業のLNG輸入量とメタン排出強度（2021年度）



図表3-3-3 OGMP 加盟企業のメタン排出強度目標



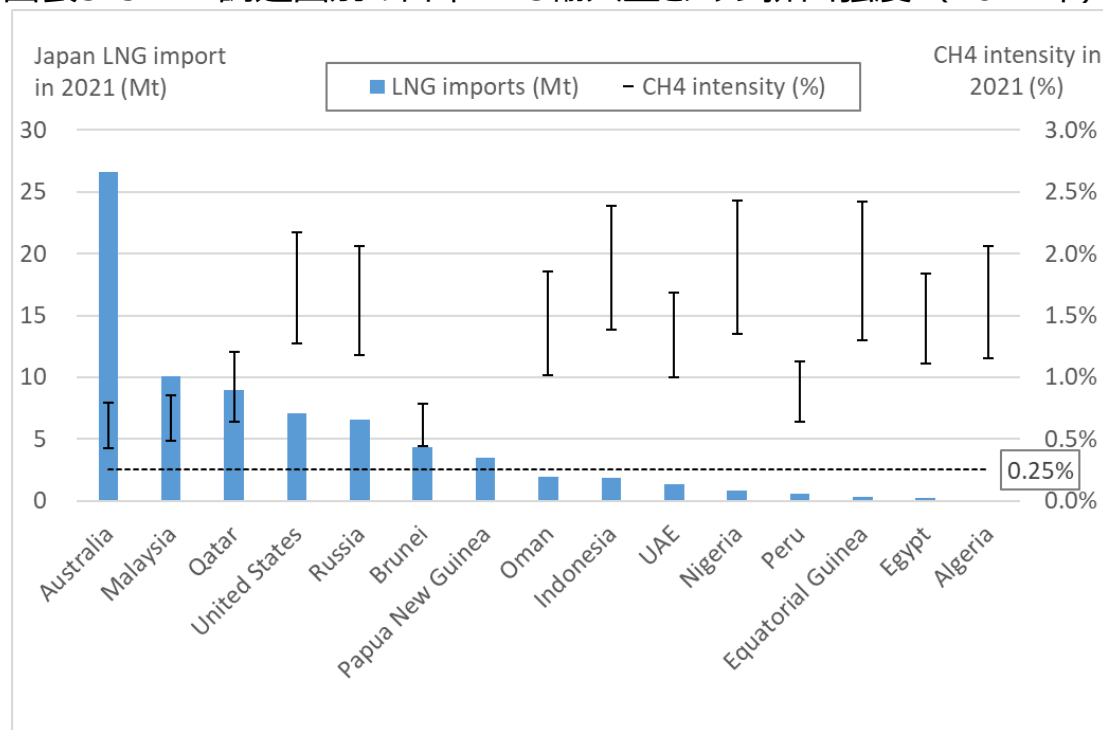
出典：各社サステナビリティレポート、ESGデータ、ガスエネルギー新聞（LNG輸入量）、IMEO

3-3. 国内関係事業者に対する世界のメタンに関する最新動向情報提供

(4) 日本が調達する国別のLNG輸入量とメタン排出強度

- 日本がLNGを調達する各国別のメタン排出強度（＝メタン排出量/ガス生産量）を見てみると、全ての国（排出データの無いパプアニューギニアを除く）で0.25%を超える排出強度となった。
- 日本のLNG輸入量は2022年7200万トンと世界最大を誇り、これまで50年以上に渡りLNGバリューチェーンに関わる立場から、よりクリーンな天然ガス利用を追求する責務がある。
- 今後、天然ガスを使い続けるためにも、LNG売主と買主の双方が協力したメタン排出対策が重要。

図表3-3-4 調達国別の日本LNG輸入量とメタン排出強度（2021年）



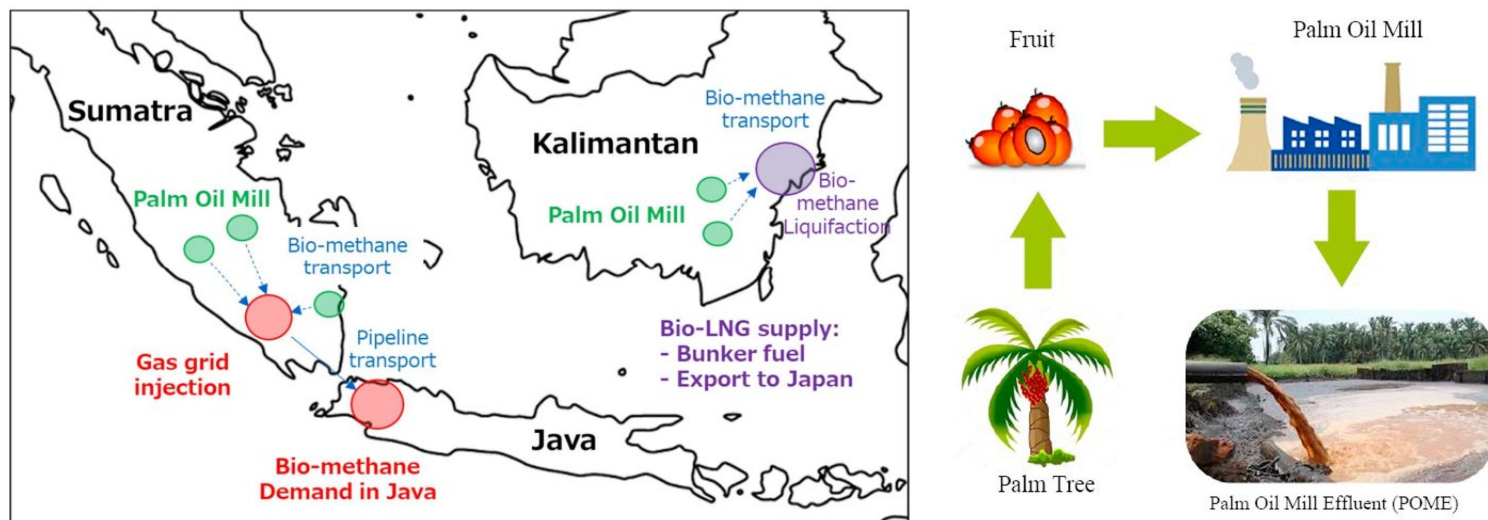
※排出強度：（最小値）陸上/洋上ガス生産設備からの排出量、（最大値）ガス生産＋ガス PL/LNG 設備からの排出量

3-3. 国内関係事業者に対する世界のメタンに関する最新動向情報提供

(5) 国外における日本のメタン排出抑制への取り組み

- 近年、日本企業のエンジニアリング技術を活用して、廃液由来のメタンガスを回収しバイオメタンとして利用することで、メタン排出の抑制を目指す動きが進んでいる。下記に主な例を紹介する。
※インドネシアは世界最大のパームオイル生産国であり、それにマレーシアが続いている。
- 2022年4月、インドネシア PERTAMINA、大阪ガス、INPEX、日揮 HD は、同国におけるパームオイルの搾油工程で生じる廃液（Palm Oil Mill Effluent, POME：パームオイル廃液）由来のバイオメタン活用に向けた共同調査に関する契約を締結したと発表した。
- 2023年3月、日揮 HD と日本エヌ・ユー・エス（JANUS）は、マレーシアの天然ガス流通・販売会社 Gas Malaysia Bhd と、同国における「パームオイル産業のサステナブル開発に向けた共同スタディ」の実施に関する覚書を締結した。

図表3-3-5 パームオイル廃液（POME）由来のバイオメタン活用におけるイメージ図



3-3. 国内関係事業者に対する世界のメタンに関する最新動向情報提供

(6) 日本によるメタン排出抑制機関との協力可能性

日本がメタン排出を抑制する取り組みを支援するために、下記のような候補が考えられる。

OGCI (Oil and Gas Climate Initiative)

- 2014年1月の世界経済フォーラムにて、上流部門による自主的な取り組み OGCI の構想が発表。2014年9月の国連気候変動サミットにて発足。
- メンバー企業として、bp, Chevron, Shellなどの石油メジャーズや国営会社等が 12 社 参加。
- OGCI は2016年11月に今後10年間で10億米ドル規模を投資するファンド OGCI Climate Investments を設立。2023年 3月現在で31件（うち、メタン排出削減10件）に投資している。
- OGCIは、2022年3月に自ら操業する石油・ガス資産からのメタン排出を2030年までにほぼゼロとすることを目指す Aiming for Zero Methane Emissions Initiative の発足を発表。2022年6月に QatarEnergy が同イニシアティブへの参加を発表し、2023年2月には日揮ホールディングスが日本企業初となる参加を発表。2023年3月現在で40社以上が参加している。

GGFR (Global Gas Flaring Reduction Partnership)

- GGFR は、世界銀行が主導する、政府、石油会社、多国間組織からなるマルチドナー信託基金。世界中の石油生産現場における日常的なガスフレアの廃止を目指している。
- 世界銀行が2015年に提唱し、2030年までに日常的なフレアリングを終わらせることを目指すZero Routine Flaring by 2030 (ZRF) Initiativeにおける監視・実証の向上が期待されている。
- 2020年7月に OGCI は、GGFR およびペイン公共政策研究所（PIPP）と共同で、世界中の石油生産拠点におけるガスフレアリングデータのマッピングや可視化等の特徴としたオンラインプラットフォーム Global Gas Flaring Explorer の開発のため、約100万米ドルの資金及び技術援助を発表。
- その後、2022年6月に各国は GGFR を支援するために400万米ドル（米国150万米ドル、ドイツ150万米ドル、ノルウェー約100万米ドル）の拠出を発表している。

3-4. メタン排出管理関連ワークショップ、環境省の動きフォロー

(1) EDF/IGES 共催による WS 参加「メタン抑止のための解決策とは」

- 2022年10月、EDF（Environmental Defense Fund: 環境保護基金）と公益財団法人 地球環境戦略研究機関（IGES）の共催により、「メタン抑止のための解決策とは。石油・天然ガス由来のメタンガス排出削減の選択肢を探るワークショップ」がハイブリッド形式で東京で開催された。
 - 登壇者は、日本からは環境省・国立環境研究所や経済産業省・JOGMECなどの政府機関、日本エネルギー経済研究所や大学などの研究者、日揮やINPEXなど企業の技術者など。米国からは EDF や在日米国大使館、Rystad Energy や 国際エネルギー機関（IEA）などが参加した。
 - 議題として、下記が議論された。
 - (1) 石油・天然ガス産業をめぐるメタンガスの科学と国際的な動き
 - (2) 日本のメタン排出量削減義務と脱炭素化政策動向
 - (3) 石油・天然ガスのサプライチェーンにおけるメタンガス削減に向けた産業界と企業の実践
- ⇒ 日本には、電力・都市ガス会社に国営企業がなく、全面自由化されている点や、2050年までの脱炭素化を宣言し、GMP に参加している点などの特徴が挙げられ、世界最大のLNG輸入量を誇る、影響力がある買主としての立場からその役割が注目されている。

3-4. メタン排出管理関連ワークショップ、環境省の動きフォロー (2) QUAD による WS 参加

- 2022年12月、QUAD の枠組みにおけるワークショップ「Mitigating Methane Emissions Across the Natural Gas Supply Chain」がオンライン形式で開催された。
- 登壇者は、日本からは経済産業省・JOGMECなどの政府機関、ガス関連の民間事業者や団体など。海外からは政府機関、LNG 生産事業者、研究機関などが参加した。
- 下記を目的として、各国より取り組みが発表され、議論が交わされた。

(1) 研究機関が産業界や政府に対してインプットを行うこと

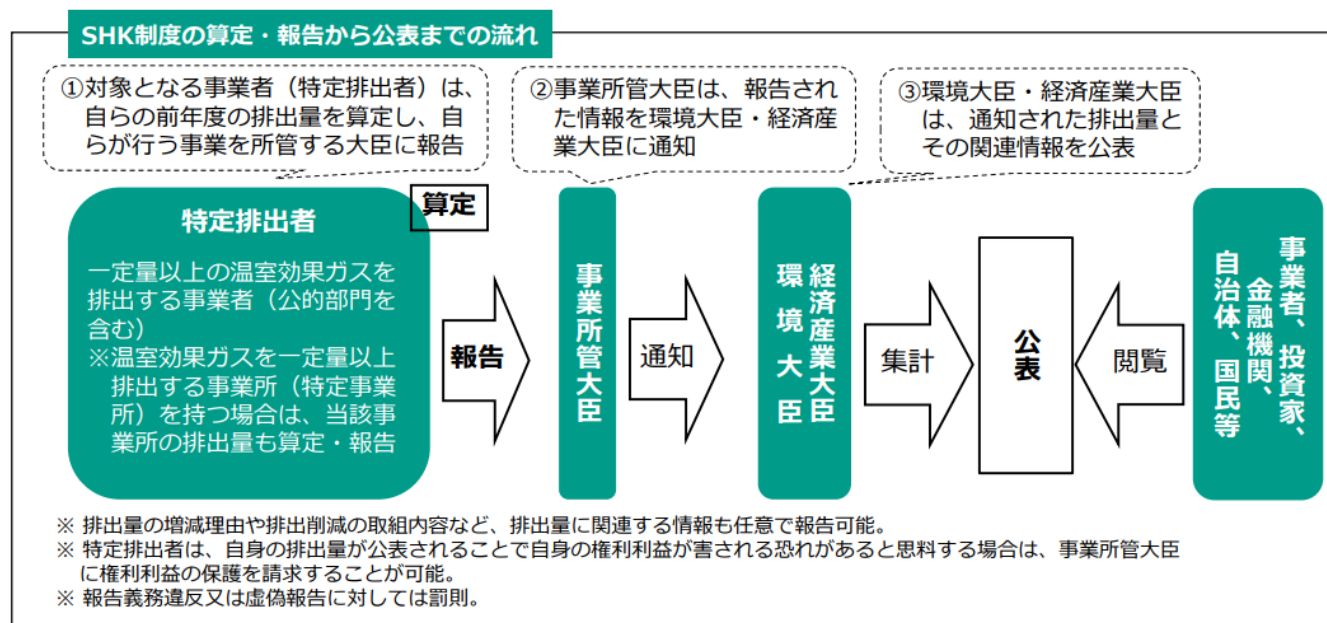
(2) 産業界によるベストプラクティスを共有すること

⇒ 日本、米国、豪州、インドの QUAD 4か国においては、天然ガスを温室効果ガスの排出量によって差別化する市場に作り変えるインセンティブと責任がある旨が確認された。今後の議論としては、各国それぞれアイデアと技術の所有は異なるため、国際間の基準の選定が必要になってくることや、その上でのボトムアップ、トップダウンそれぞれの具体的な取り組みでの共同を検討していく形などが提案された。

3-4. メタン排出管理関連ワークショップ、環境省の動きフォロー (3) 温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度 (SHK 制度)

- 環境省と経済産業省は、2022年1月に「SHK 制度における算定方法検討会」を設置した。同検討会では、算定方法の見直しについて全5回の議論を行い、2022年12月に中間取り纏めが公表された。
- 同取り纏めの中で、SHK 制度において、各ガスの地球温暖化係数の見直しについて国家インベントリにおいて用いる地球温暖化係数の見直し予定を踏まえ、SHK制度において用いる地球温暖化係数 (GWP) を2024年報告 (= 2023年度排出量を算定・報告) から、メタンにおいては現行の25から、見直し後は28とすることが示された。

図表3-4-1 温室効果ガス排出量算定・報告・公表 (SHK) 制度の概要



※SHK 制度とは、温対法に基づき、2006年4月から温室効果ガスを一定量以上排出する事業者に、自らの排出量の算定と国への報告を義務付け、報告された情報を国が公表する制度。

- 温室効果ガス排出の実質ゼロ化（以下、ネットゼロ）に向けた関心が世界的に高まる中、2021年に発表された国際エネルギー機関の報告書「Net Zero 2050」において、今後2050年時点でのネットゼロを実現する過程においては、今後新規の石油・天然ガス開発への投資は不要、とする分析が発表された。この分析が広く関係者によって共有される中で、現時点で新規の天然ガスやLNG液化装置への投資を行うと、将来的にその投資が座礁し参加してしまうのではないかと懸念が広まってきている。その結果として、ネットゼロを実現する移行期においては、引き続き重要な役割を果たす天然ガス・LNGへの投資が低迷するリスクが高まっている。
- こうした状況に対し、新規の天然ガス・LNG事業への投資であっても、将来的に、天然ガスを原料とするクリーンな水素の製造事業へと転換することができれば、2050年以降においてもネットゼロの環境下において事業を継続することが可能となる。また、そうした化石燃料資産の将来的な脱炭素化の道筋を示すことで、近年化石燃料関連資産への融資がしにくくなっている金融機関からのファイナンスもより容易に行うことができる可能性がある。
- このような背景と問題意識に基づき、本項では、LNGの液化装置からブルーアンモニア製造装置への転換に係るビジネスモデルを検討する。

- LNGからブルー水素（H₂）・アンモニア（NH₃）への転換を行う上では、下記の6つの条件を満たしている地域が望ましい。
 - ① 豊富な天然ガス埋蔵量が存在
 - ② 既存ないしは新規のLNG事業が存在
 - ③ 既存ないしは新規のCCS案件、CCSの適地が存在
 - ④ アジア市場への航海距離
 - ⑤ LNG、CCS、NH₃製造・輸出に関する知見のある事業者の存在
 - ⑥ 既存のインフラ（NH₃製造プラント、CO₂パイプラインなど）が利用可能であればなお望ましい。
- 上記の条件を満たす地域としては、下記の地域が考えられる。 図表3-5-1 H₂・NH₃の転換に望ましい地域
 - ① 米国メキシコ湾岸
 - ② 米国アラスカ
 - ③ カナダ
 - ④ 豪州（西豪州・北部準州）
 - ⑤ アラブ首長国連邦



第3章 よりクリーンなLNG利用のための調査

3-5. ブルー水素、ブルーアンモニアの製造に切り替える検討
候補地域におけるブルー水素プロジェクト（メキシコ湾岸）

- メキシコ湾岸では多くのブルー水素プロジェクトが検討されている。
 - UniperとJERAがかかわっているプロジェクトは、**短中期的なエネルギー安定供給、中長期的な脱炭素化**の観点から、LNGとNH₃の双方の製造を検討している。

図表3-5-2 米国メキシコ湾岸におけるブルー水素

企業	場所	生産量*	プロジェクト	備考
Uniper, JERA, ConocoPhillips	メキシコ湾岸 (詳細不明)	2.0⇒8.0 (NH ₃)	2020年代後半	NH ₃ はLNGと共にUniper, JERAが長期購入する。短中期的にエネルギー安定供給、中長期的に脱炭素化を目指す。
Chevron, Uniper, Air Liquide, LyondellBasell	メキシコ湾岸 (詳細不明)	不明	FS段階	石油, ガス, 電力会社と化学メーカーの共同事業。供給先として、船舶、発電、自動車、石油化学などを想定
CF Industries, 三井物産	メキシコ湾岸 (詳細不明)	1.0 (NH ₃)	2023年FID、2027年運転開始予定	CF Industries がプラントの操業、三井物産が販売を担当。エンジニアリング会社を選定中。
Air Products, Haldor Topsoe	Ascension Parish (ルイジアナ州)	0.65 (H ₂)	2026	Air ProductsのClean Energy Complexで実施。水素はP/L供給。
Enbridge Inc., Humble Midstream	Corpus Christi (テキサス州)	不明	2026	Enbridge Ingleside Energy Center で実施。既存ガスP/L利用。同Center直結の港から出荷。顧客開拓中
OCI N. V.	Beaumont (テキサス州)	1.1～2.2 (NH ₃)	2025	OCIのロッテルダム受入基地の拡張と対をなす。環境に配慮した設備投資に対する減税措置の適用対象。
Clean Hydrogen Works	Ascension Parish (ルイジアナ州)	7.2 (NH ₃)	不明	P/L会社のDenburyと運輸会社の Hafnia が参加している。
ExxonMobil, CF Industries, Enlink Midstream	Donaldsonville, (ルイジアナ州)	1.7 (NH ₃)	2025	Enlink Midstream のP/Lを使いExxonMobilがCCSを行う。CF Industries が生産する NH ₃ を脱炭素化。

*生産量は100万トン/年（出所）各種報道資料より日本エネルギー経済研究所作成。

第3章 よりクリーンなLNG利用のための調査

3-5. ブルー水素、ブルーアンモニアの製造に切り替える検討

候補地域におけるブルー水素プロジェクト（カナダ・米国アラスカ）

- カナダでは主として内陸のアルバータ州での水素製造が検討されており、輸出はパイプラインで西海岸まで輸送して行われることが想定されている。
- 米国アラスカ州における案件はLNGプロジェクトの一環として検討されている。

図表3-5-3 カナダにおけるブルー水素プロジェクト

企業	場所	生産量	運転開始	備考
Shell Canada, 三菱商事	Edmonton (アルバータ州)	0.165 (H ₂)	不明	Shell Scotford Complex で実施. Edmonton はカナダ最初の水素ハブであり, 立地条件が良い.
伊藤忠商事, Petronas, Inter Pipeline	Strathcona County (アルバータ州)	1.0 (H ₂) NH ₃ とメタノールの生 産を計画	2024FID; 2027運開	Edmonton に隣接する郡で実施. アンモニアは火力発電での混焼や燃料に, メタノールは化学品原料や燃料として用いられる.
Northern Petrochemical	Green View (アルバータ州)	1.2 (メタノール); 0.8(NH ₃)	2023FID 2027運開	Grand Prairie地域のGreenviewでは, 天然ガス・CCS が利用可能. KBR社とJohnson Matthey社のCo-production技術が使われる.
Air Products	Edmonton (アルバータ州)	0.14 (H ₂)	2024	近隣の石油精製施設にP/Lで水素を供給する. CO ₂ 回収率が98%と高い.

図表3-5-4 アラスカにおけるブルー水素プロジェクト

企業	場所	生産量	運転開始	備考
AGDC, Hilcorp, 三菱商事, 東洋エンジニアリング	Nikiski	不明	不明	AGDC (Alaska Gasline Development Corporation) のLNGプロジェクトの一部として検討中. 休止中のアンモニア工場を再稼働する予定.

*生産量は100万トン/年（出所）各種報道資料より日本エネルギー経済研究所作成。

第3章 よりクリーンなLNG利用のための調査

3-5. ブルー水素、ブルーアンモニアの製造に切り替える検討
候補地域におけるブルー水素プロジェクト（UAE）

- UAEにおいては既にCCSの実績があり、UAEの案件は世界のブルー水素の案件の中でも商用化に近いとされている。
 - 現在のCCS事業のCO₂排出源は国内の製鉄所
- 豪州においてもCCSの実績があること、既存のアンモニアプラントがあることから、日本向けのブルー水素拠点としては非常に有望な地域である。

図表3-5-5 UAEにおけるブルー水素プロジェクト

企業	場所	生産量	運転開始	備考
ADNOC, TA'ZIZ, Fertiglobe, GS Energy, 三井物産	Al Ruwais	1.0 (NH ₃)	2025	既存のCCS事業の知見も活用
ADNOC, ENEOS, 三井物産	Al Ruwais	Phase 1: 0.05(H ₂) Phase 2: 0.20(H ₂)	未定	Phase 1: Al Ruwaisで得られる副生水素を利用. Phase 2: 天然ガス由来の水素利用を前提とするFSを実施する予定. 水素のキャリアはMCHを想定

図表3-5-6 豪州におけるブルー水素プロジェクト

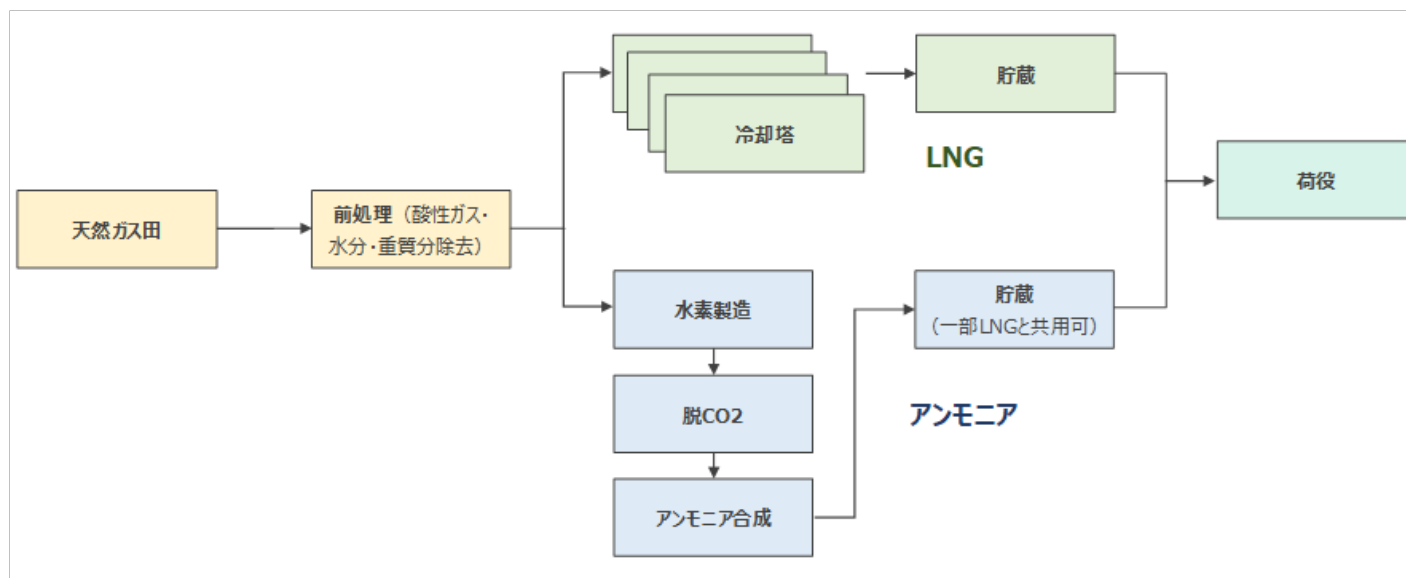
企業	場所	生産量	運転開始	備考
川崎重工業、電源開発、岩谷産業、丸紅、住友商事、AGL Energy	La Trobe Valley (ビクトリア州)	未定	2030年	2018年にプロジェクトの開始を発表。2020年にパイロット実証、2020年代半ばに商用化実証。キャリアは液化水素を想定
三井物産、JOGMEC、Wesfarmers Chemicals, Energy & Fertilisers	Waitsia (西豪州)	NH ₃	未定	

*生産量は100万トン/年（出所）各種報道資料より日本エネルギー経済研究所作成。

3-5. ブルー水素、ブルーアンモニアの製造に切り替える検討 LNGとブルーアンモニア製造

- LNGの製造とブルー水素の製造は根本的に異なるプロセスであり必要とされる装置構成も異なるため、（一部を除き）**共用できる装置はない**。
- 両者の間で一部共用できる装置は、①天然ガス中の不純物を取り除く前処理の装置、②高張力鋼を使っていないLNG貯蔵タンク（小型タンクの場合、高張力鋼を用いていないことが多い）、③LNG用の荷役設備（ローディングアーム）のみである。
- 言い換えると、LNGから完全にブルー水素へと生産物を転換する場合、LNGの製造装置の多くを丸ごと廃棄する必要がある。
- このため、LNGのプロジェクトブルー水素のプロジェクトは、夫々が独立したプロジェクトであるとみなされるべきであり、**両者を統合した形でのプロジェクトは、それぞれの事業の抱えるリスク構成が異なるため、組成が非常に難しい**。

図表3-5-7 LNGとブルーアンモニアの装置構成（概略図）



第3章 よりクリーンなLNG利用のための調査

3-5. ブルー水素、ブルーアンモニアの製造に切り替える検討 LNGからブルーアンモニア転換のビジネスモデル

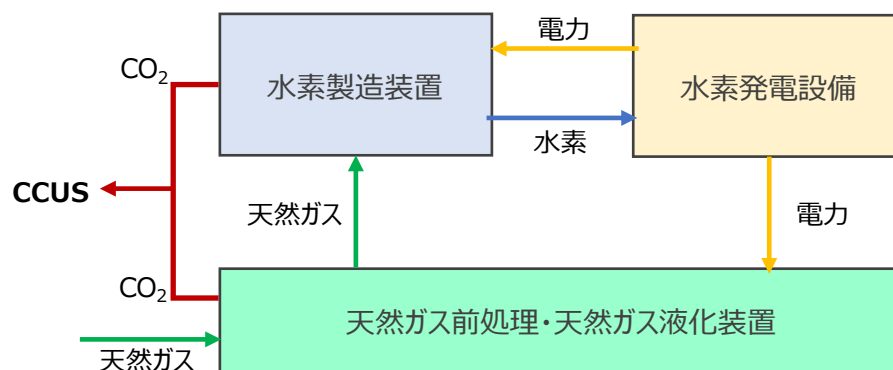
- LNGからブルーアンモニアへの転換に関するビジネスモデルは、将来のある時点でLNGの製造資産を廃棄することが前提となるため、現実には実現がしにくい。それを踏まえた上で、仮に何らかのビジネスモデルを構築する際には、①**LNG製造**、②**NH3製造**、③**CCS**、の**3つの要素の組み合わせ**によって、下表の3つのビジネスモデルが考えられる。
- より現実的に実現しやすいのは、「**B. LNG&NH3併設モデル**」であると考えられる。

図表3-5-8 LNGとブルーアンモニアの転換ビジネスモデル

ビジネスモデル	組み合わせ	概要	長所	短所
A. ブルーLNGモデル	LNG+CCSの組み合わせを先行 ⇒後でNH3追加	製造時にCO2を排出しないLNGプロジェクト（ブルーLNG、次頁参照）を組成し、その後、世界のブルーアンモニア需要の拡大に合わせてNH3製造施設を追加して建設	予めブルー水素の製造増値とCCS設備を整備しておくことで、将来的なブルーアンモニアへの移行が速やかに実現できる。	ブルーLNGの商業化のめどが立たないと（ブルーLNGに適正な価値が付与されない）投資がしにくい。
B. LNG&NH3併設モデル	LNG+NH3の組み合わせを先行 ⇒後でCCS追加	LNGの液化施設とNH3の製造施設を同一のサイトに併設し、将来のブルーアンモニアの需要に合わせてCCSの設備を増強	LNGの生産施設とアンモニアの生産施設が同一の場所に併設されているケースは既に存在し、既存の事業形態に最も親和性があるモデル 市場規模が大きいLNGの生産によって、まずは十分な収益を確保できる。	CCSがつけられていないので、気候変動対策面では他2つの案件に劣後する。
C. 3要素同時並行モデル	LNG+NH3+CCSの組み合わせを全て同時期に立ち上げる	3つの装置を一気に同時に建設するモデル	LNGとNH3の両方を、CO2を排出しない形で早期に供給できるという点で（LNGの最終消費時点での排出は除く）、気候変動対策上は最も望ましい	初期投資額が巨額 将来CCSの能力が余剰となる可能性 CCS付きのLNG（ブルーLNG）の商業性が担保されないと投資がしにくい。

- ブルーLNGは、製造時におけるCO₂の排出をゼロにしたLNGである。
- CO₂の排出は、製造に要する熱や電力を、同じく天然ガスから製造されるブルー水素で賄うことでゼロにする。
 - Scope 1 とScope 2の排出をゼロにしたLNGである。

図表3-5-9 ブルーLNGのコンセプト



3-5. ブルー水素、ブルーアンモニアの製造に切り替える検討 まとめ

- LNGからブルーアンモニアへの転換に関しては、両製品はともに天然ガスを原料として製造される製品ではあるものの、天然ガスの前処理を経た後は、全く異なる装置群によって製造されるため、前者の製造施設を後者の製造施設へと転用できる余地は、一部の貯蔵・荷役設備を除き殆どない。
- このため、両者をパッケージ化した案件を組成する上でも、両者をそれぞれ別のプロジェクトと見立てて投資のリスク評価を行い、事業への投資決定を行うことが要求される。
- 仮にLNGからブルーアンモニアへの転換を見据えた事業化を検討する場合には、いくつかのパターンが考えられるが、最もリスクが低いと考えられるのは、既存のLNG装置とアンモニア装置を併設して投資・運営しておいて、将来のブルーアンモニアの需要の拡大に合わせてCCSを組み合わせていくパターンである。

第3章 よりクリーンなLNG利用のための調査

3-5. ブルー水素、ブルーアンモニアの製造に切り替える検討

ガス火力の水素転換に関する調査分析：調査目的と実施内容

調査目的と実施内容

件名：ガス火力の水素転換に関する調査分析

目的：本調査は、その実施項目「よりクリーンなLNGの利用のために」の一部に関するものであり、水素をガス火力に混焼、最終的には専焼してカーボンフリーとする上での技術・モデルの現状を把握するとともに、我が国での実証・社会実装を経てアジア諸国への提案可能となるかの展望と経済、その他の課題を整理するため、国内外の先行事例を調査・分析して基礎資料として整理することを目的とする。

内容：以下の3項目の調査・検討を行い、Power Point資料として整理する。

調査要領は、IAEの水素タービン関連の資料等をベースとしてインターネットによって最新情報を収集するとともに、必要に応じ有識者に対するヒアリングを行う。

1. ガスタービンでの水素利用技術開発の動向調査

国内外各社が実施しているガスタービンにおける水素混焼および水素専焼に関する技術開発の現状を調査する。

調査対象は主に事業用の大型ガスタービンメーカーとする。産業用の中小型ガスタービンメーカーについては、水素利用技術開発を積極的に実施しているメーカーをピックアップする。

2. ガスタービンでのアンモニア利用技術開発の動向調査

国内外各社が実施しているガスタービンにおけるアンモニア混焼およびアンモニア専焼に関する技術開発の現状を調査する。

調査対象は上記の水素の項目と同様とする。なお、水素に比べてアンモニア利用技術開発を実施しているガスタービンメーカーが少ないため、実施の有無を含めて調査する。

3. ガス火力発電所の水素転換に関する検討

日本およびアジア諸国におけるガス火力発電所を対象として、建設年に応じた水素転換のビジネスモデルを検討・作成する。

検討対象は事業用ガス火力とし、水素転換のための設備改修やリプレースに関する先行事例を踏まえ、ビジネスモデルを検討する。

ガス火力の水素転換のビジネスモデルは、各国のエネルギー計画、水素戦略、水素ロードマップ等の政策方針をベースとして、経済・社会条件等を踏まえて検討する必要がある。

- 水素及びアンモニアは化学エネルギーとして長期貯蔵が可能であるため、地球温暖化対策やエネルギーセキュリティの観点から、再生可能エネルギー由来の電力エネルギーの貯蔵手段として有望視されている。また、ガスタービン発電設備用の燃料として利用することで、再生エネルギーの変動性を補完するとともに、電力需要のピーク時にも柔軟に対応できるクリーン電力の供給が可能となる。このため、エネルギー市場において、水素は化石燃料に代わって脱炭素化を実現できる将来のクリーンエネルギー資源として期待されている。
- このようなことから、ガスタービンによる水素発電は、再生可能エネルギーと連携することで、効果的な電力供給システムを構成することができる。
- ガス火力の水素転換のビジネスモデルとしては、政府の脱炭素化政策による支援のもとに、水素サプライチェーン全体に亘って、水素を安価に、大量に、安定的に、供給・利用するために、産学官が連携して戦略的な取り組みを進めている。
- また、ガスタービンでの水素発電は、国内外のガスタービンメーカーが、主に燃焼器関連の技術開発を行うとともに既設設備の改修やリプレースに関する調査研究や実証事業などを進めており、技術的には実用レベルにあるといえる。
- しかし、発電用燃料としての水素利用には、安価な水素を大量に供給できるインフラ整備が不可欠であるため、水素発電の導入・普及時期は関連インフラの整備状況に依存するものと考えられる。
- このため、ガス火力の水素転換のビジネスモデルは、各国のエネルギー計画、水素戦略、水素ロードマップなどの政策方針をベースとして、経済・社会条件等を踏まえて検討する必要があると考える。

第3章 よりクリーンなLNG利用のための調査

3-5. ブルー水素、ブルーアンモニアの製造に切り替える検討

ガス火力の水素転換に関する調査分析：ガス火力の水素転換のビジネスモデルの検討②

大型ガスタービンについては、現在既に商用化されているモデルであれば、30%(Siemens)～50%(GE)であれば既に混焼可能であり、100%専焼は2030年を目標にしている。小型ガスタービンについては、既に川崎重工が100%専焼のタービンを商用化している。

図表3-5-10 大型ガスタービンメーカーの取り組み

メーカー	GT出力 (MW)*	水素の発電利用(混焼・専焼)に関する取り組み
GE Gas Power (米)	34-571	9HA.02:571MW, 44.0%, 水素混焼 ~50% (中小型機; 65~100%) 水素を含むCO ₂ フリー燃料による発電分野の脱炭素化を推進(既設改造含む)
Siemens Energy (独)	2-593	SGT-9000HL: 593MW, >43%, 水素混焼0~ 30% (DLE) SGT-750: 39.8MW, 40.3%, 水素混焼0~40%(DLE) 欧州でのP2X2P実証事業に参画、2030年までに全ユニットで水素100%
三菱重工	28-574	M701JAC, 574MW, 43.4% 3種類の水素燃焼器を開発(予混合燃焼器、拡散燃焼器、マルチクラスター燃焼器) オランダ/Mugnum水素焚き転換事業: 440MW、2025年水素専焼 米国/Advanced Clean Energy Storage 事業: 420MW2基、2025年 30% 水素混焼 将来的には100%へ
Ansaldo Energia (伊)	80-538	GT36-S5; 538MW, 42.8%, 水素混焼0~ 50% (sequential combustion technology) 欧州での天然ガス火力の水素利用を推進(既設改造含む)

図表3-5-11 中・小型ガスタービンメーカーの取り組み

メーカー	GT出力 (MW)	水素の発電利用(混焼・専焼)に関する取り組み
川崎重工	1.5-34	L30A, 34MW: 3種類の水素燃焼器を開発(追焚き、拡散燃焼(ウエット)、微小水素火災) 神戸/水素CGS PJ: 1.1MW, 2.8MWth, 水素混焼~ 専焼 を実証 (2015-2018) ドイツ/RWE社Lingen水素発電事業: 34MW、2024年運開予定 ベルギー/石油化学会社の既設1.8MWCGSを水素混焼(30%)に改造、2023年7月に工事を実施予定
Baker Hughes (米)	5.5-132	Frame9/1E, 132MW, NovaLT 16; 16.9MW, 36.4%. 水素混焼 5%~100% 豪州/Hydrogen Utilityより2019年2月受注
Solar Turbines	1.2-23	Titan 350, 38MW 2006年からLSI燃焼技術による発電パッケージを提供、水素混焼 ~70% 多様な水素含有燃料を産業用のCGSなどに利用
Man Energy Solutions SE	6.6-11.5	THM1304-12N, 11.5MW, MGT6000, 6.6-7.8MW ガスエンジン(定置発電、船舶)での水素利用技術開発(混焼~専焼)に注力している。ガスタービンでは積極的な動きは見られない。

第3章 よりクリーンなLNG利用のための調査

3-5. ブルー水素、ブルーアンモニアの製造に切り替える検討

ガス火力の水素転換に関する調査分析：日本におけるガス火力の水素転換のビジネスモデル

当面は、既設の天然ガス火力を改修して混焼による水素発電を行い、サプライチェーンの整備の進展に伴って混焼率を増加させ、将来的には、水素100%利用に移行していくことが妥当と考えられる。

- 我が国では政府の脱炭素政策に基づき、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、産業、電力、輸送、民生などの分野において化石資源への依存を削減するための取り組みを進めており、特に発電分野では、再生可能エネルギーの導入とともに化石燃料から水素やアンモニア等に転換していくための技術開発、実証事業等が行われている。
- ガス火力発電設備に関しては、前述のようにガスタービンメーカー各社が、天然ガスから水素への燃料転換のために、主に燃焼器関連の技術開発を行うとともに既設設備の改修やリプレースに関する調査研究や実証事業などを進めており、技術的には実用レベルにあるといえる。
- その一方で、水素を安価に、大量に、安定的に供給するためのインフラ整備が不可欠であることから、政府の支援の下に水素サプライチェーン全体を構築していくための様々な取り組みが進められている。
- しかしながら、現在はインフラ整備の初期段階であり、従来からの化石燃料由来の水素や副生水素を用いた水素混焼及び専焼を比較的小規模なモデル事業として実施されているような状況である。
- 我が国や欧州の水素戦略・ロードマップでは、水素サプライチェーンの整備を優先課題としているが、水素発電の導入・普及時期としては2030年以降とされている。
- このようなことから、当面のビジネスモデルとしては、既設の天然ガス火力を改修して混焼による水素発電を行い、サプライチェーンの整備の進展に伴って混焼率を増加させ、将来的には、水素100%利用に移行していくことが妥当と考えられる。
- なお、ガスタービン発電設備では、主に燃焼器及びタービン翼の劣化が進むため、定期的な点検によって改修やリプレースなどが行われているため、関連インフラが整備されて安価な水素の安定供給を実現できれば、比較的、容易に水素への移行が進むものと考えられる。

3-5. ブルー水素、ブルーアンモニアの製造に切り替える検討

ガス火力の水素転換に関する調査分析：アジア主要国におけるガス火力の水素転換のビジネスモデル

アジア諸国は、国ごとに経済・社会・自然条件等が異なり、ガス火力の導入状況についても、設備規模や導入台数などが千差万別であるため、各国の実情に応じた現実的なビジネスモデルを検討する必要がある。

- アジア諸国は、国ごとに経済・社会・自然条件などが異なり、エネルギー分野についても産業構造や関連インフラの整備状況が様々であることから、気候変動対策の方向性も異なっている。このため、各国の実情に応じたビジネスモデルを検討する必要がある。
- 前述のガスタービン発電設備の調査対象国（中国、インド、韓国、インドネシア、オーストラリア）を含めて、アジア諸国では経済成長が続いており、今後もエネルギー需要の急増が見込まれ、エネルギーの安定供給とともにCO2排出抑制や循環型社会の構築を目指した取り組みが行われている。
- 各国のエネルギー関連の共通課題としては、化石燃料からの転換、再生可能エネルギーの導入、CCS/CCUSの導入、水素・アンモニアへの転換等があり、それらの優先順位（重要度）は国ごとに異なっている。
- 水素・アンモニアに関しては、自国内での利用ではなく輸出品目として位置づけられ、サプライチェーンの上流側の関連インフラの整備を志向しており、再生可能エネルギーや化石資源からの製造技術などに、我が国や欧米からの投資や関連技術の導入を期待している。
- このようなことから、ガス火力の水素転換については、前述のように電力会社などがガスタービンメーカーと実現可能性調査（FS）を実施しているケースもあるが、具体的なプロジェクトの実施状況に関する情報は見当たらなかった。
- 今後、FSの進展に伴い、我が国や欧米企業が研究開発や技術実証を提案して具体化していく可能性があると考えられる。

第3章 よりクリーンなLNG利用のための調査

3-5. ブルー水素、ブルーアンモニアの製造に切り替える検討 ガス火力の水素転換に関する調査分析：まとめ

世界各国では、経済成長に伴うエネルギー需要の増加と気候変動への対応のため、再生可能エネルギーの導入を加速しており、エネルギー貯蔵手段の重要性が広く認知されている。電力エネルギーを大量かつ長期に保存するためには、立地条件に依存する水力発電などよりも化学エネルギーとしての貯蔵が効果的であるため、水素やアンモニアの利活用に関する様々な技術開発が行われている。

1. ガスタービンでの水素利用技術開発の動向調査

国内外の大型ガスタービンメーカーでは、天然ガス焚きのガスタービン発電設備での水素利用技術開発を推進している。大型タービンでは、**30%～50%までの混焼であれば既に混焼技術については実用段階であり、水素100%専焼については、2030年ごろの実用化**を目指している。しかしながら、水素発電への移行には、大量の水素を安価に供給できるインフラ整備が不可欠であるため、現時点では中小型ガスタービンメーカーが政府の支援によって実証試験を実施している状況である。

2. ガスタービンでのアンモニア利用技術開発の動向調査

ガスタービン発電設備でのアンモニア利用は、世界的にも国内2社が先行して技術開発を行っており、**混焼に関しては2025年頃の実用化**を目指し、技術面と合わせて、安全対策等の課題への対応を進めている。海外メーカーでは、基礎的な調査研究（情報収集レベル）を行っている模様であるが、実施例は少なく、我が国メーカーとの共同開発を志向する動きがみられる。

3. ガス火力発電所の水素転換に関する検討

当面のビジネスモデルとしては、我が国では、**既設の天然ガス火力を改修して混焼による水素発電を行い、サプライチェーンの整備の進展に伴って混焼率を増加させ、将来的には、水素100%利用に移行していくことが妥当と考えられる**。一方、アジア諸国においては、国ごとに経済・社会・自然条件等が異なり、ガス火力の導入状況についても、設備規模や導入台数などが千差万別であるため、各国の実情に応じた現実的なビジネスモデルを検討する必要がある。

4-1. 米国 EPRINC / IEEJ ワークショップ

概要

- 日本エネルギー経済研究所と米国のエネルギーシンクタンクであるEPRINCによる共同ワークショップ「Global LNG, Energy Security and the Transition」を2022年12月に開催した。
- 日米エネルギー企業や政府関係者、関連機関などを中心として約100名が参加し、以下の項目に関して議論が交わされた。

ワークショップにて議論されたトピック

1. 世界のエネルギー供給におけるLNGの役割; 現在と将来
2. 新規 LNG 供給立上げの政策障害と ESG 課題への対処
3. LNG生産における官民金融機関の役割
4. アジアのエネルギー安全保障とエネルギー転換
アジア経済の新価格環境と安全保障問題への適応
5. 2023年に向けた G7への提言

図表4-1-1 “Global LNG, Energy Security, and the Transition” の開催風景



出所：EPRINC

4-2. 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略

(1) 世界エネルギー危機を受けて、中国の天然ガス政策の変化

現政権の基本方針

- 共同富裕、技術創新による発展、自然共生

エネルギー分野の長期目標

- 2030年までにエネルギー消費量ピークアウト（60.3億トン、石炭換算）
- 2030年に炭素排出ピークアウト、2060年に炭素中立
- クリーンエネルギー導入拡大

第14次5カ年計画（2021-2025）におけるエネルギー分野の目標

- エネルギー供給安全保障：国内エネルギー生産量 46億トン（石炭換算）以上
- 原油生産 2億トン維持
- 天然ガス生産 2,300億m³以上
- 発電設備容量 3,000GW
- 低炭素：
 - 単位当たりGDPのCO₂排出量 18%削減
 - エネルギー消費に占める非化石燃料の比率 20%
 - 発電量に占める非化石燃料の比率 39%
 - 最終エネルギー消費に占める電気の比率 30%
- エネルギー効率：
 - 単位当たりGDPのエネルギー消費 13.5%削減
 - 予備電力 24%

4-2. 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略

(1) 世界エネルギー危機を受けて、中国の天然ガス政策の変化

天然ガスの第14次5カ年計画（2021-2025）

- 第14次5カ年計画の天然ガス政策においては、各地方政府と国営企業の2025年までの具体的な目標および詳細な実施策が示されている
(注：地方政府と国営企業は具体的目標の作成に参画)
- 今後5年間の政策重点は供給安全保障に焦点…全国ガス供給ネットワークの整備、備蓄設備の建設、ガス供給源の多様化
- 注目点：天然ガス先物取引市場の推進（上海先物取引所）

図表4-2-1 第14次5カ年計画における天然ガス政策の具体目標

プロジェクト		2025年までの具体目標及び内容
発展目標	年生産量	2,300億m ³ 以上
	備蓄能力	550～600億m ³ 、天然ガス消費量の約13%
	基礎インフラ建設	全国石油ガスPLネットワーク総延長21万km前後
開発重点	PL建設	中露PLの南部区間(北京-上海)、「川気東送」ライン2、「西気東送」ライン4、山東龍口-中原文23備蓄庫PL、長江デルタ地域（江蘇、上海、浙江、安徽）のガスPLネットワークを連結する
	備蓄庫建設	華北、西南、東北、西北などそれぞれ百億m ³ 規模の地下備蓄庫を建設
	LNGターミナル建設	優先的に重要港湾にLNGターミナル建設（特に建設・計画中の案件）
	取引市場建設	石油ガスの取引市場を完備し、適宜に先物取引を推進する
	価格メカニズム改革	天然ガス価格の市場化改革を穏健に推進、行政介入を減らす
	先端技術開発	メタンハイドレートの試掘、1,000万m ³ 級のバイオガス事業を推進

図表4-2-2
5カ年計画における
天然ガス政策の変遷

第6次～第9次5カ年計画（2005以前）

- ・ 開発重点は四川省に焦点
- ・ 各堆積盆地の探鉱・開発を強化



第10次～第11次5カ年計画（2010以前）

- ・ ガス生産基地を建設
- ・ 輸送PLの幹線を形成
- ・ 天然ガス輸入を展開
- ・ 海外ガス資源開発に進出



第12次5カ年計画（2011-2015）

- ・ LNG輸入インフラを建設
- ・ 輸入PLの分散化
- ・ 国内ガス源の多様化（炭層ガス、石炭ガス）



第13次5カ年計画（2016-2020）

- ・ 石油ガス資源の探鉱を強化
- ・ 鉱区権益への参入に規制緩和
- ・ シェールガス、炭層ガス、石炭ガスの生産強化



第14次5カ年計画（2021-2025）

- ・ 全国規模のガス輸送ネットワークを整備
- ・ 国内生産量の維持、ガス源多様化
- ・ 国内外の供給を体系化し、備蓄体制を整備

出所：第14次5カ年計画より作成

第4章 G7やG20等の国際関係業務と日本やアジアの国益に資するオピニオン形成

4-2. 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略

(2) 天然ガス・エネルギーセキュリティ政策

在来型天然ガス供給源と各企業の役割

- 国産ガス：在来型ガス生産量の90%以上は3大国有石油会社が所有。そのうちCNPCが70%以上を占める。3大国有石油会社以外では、非在来型（シェールガス、炭層ガス、石炭ガス）などを生産する藍焰控股（炭層ガス）や垂美能源などが挙げられる
- 輸入PNG：中央アジアPL、中国・ミャンマーPL、中露PL（いずれもCNPCが所有）
- 輸入LNG：豪州、カタール、マレーシア、インドネシア、ロシア、米国などから輸入。3大国有石油会社以外では、近年民間企業である新奥（舟山）液化天然気有限公司、上海申能集団などが直接輸入を行う。受入基地は3大国有石油会社主体だが、民間企業（新奥舟山、東莞九豊、広匯啓東など）も参入

図表4-2-3 各在来型天然ガス供給源の動向

	企業	コスト・価格形成メカニズム	近年の動向
国産ガス	3大石油会社（CNPC、Sinopec、CNOOC）、 地方国有企業、民間企業	開発・生産コスト	総体的に安定
輸入PNG	CNPC	油価連動の価格フォーミュラ	油価変動によりガス価格上昇、 需給タイト⇒油価変動幅以上にガス価格高騰
輸入LNG （長期契約）	3大石油会社、民間企業	長期契約締結日の油価を基準とし、 油価の動きに応じて変動	高油価時代に長期契約⇒現況では高すぎる
輸入LNG （スポット）	3大石油会社、民間企業	取引時の油価を基準とし、需給関係に より変動	油価変動によりガス価格上昇、 需給タイト⇒油価変動幅以上にガス価格高騰

出所：各社公告をもとに作成

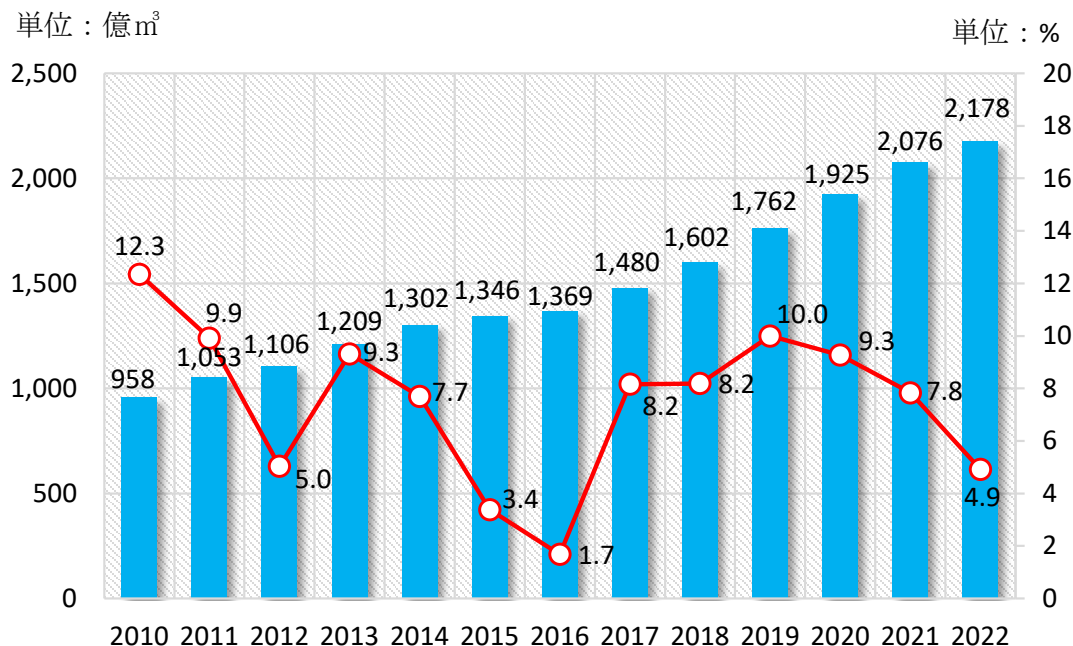
4-2. 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略

(2) 天然ガス・エネルギーセキュリティ政策

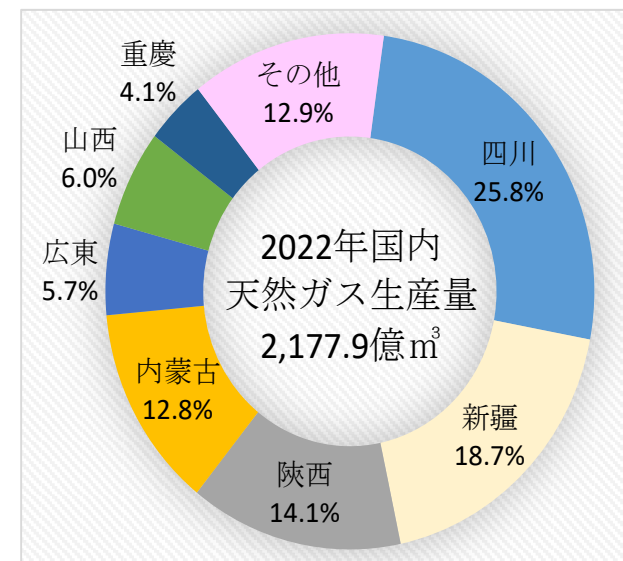
天然ガス生産

- 天然ガス可採埋蔵量は50.1兆 m^3 、90%以上の埋蔵量は、オルドス、四川、タリム、渤海湾、松遼、チャタム、ジュンガルの7堆積盆地に分布。三大ガス田は、①蘇里格ガス田（内蒙古）、②普光ガス田（四川省）、③元坝ガス田（四川省）
- 2022年の天然ガス生産量は、2,177.9億 m^3 で前年比4.9%増。四川省（25.8%）、新疆自治区（18.7%）、陝西省（14.1%）、内蒙古（12.8%）が4大生産地
- 海上ガス田の開発が進み、天津市（41.2億 m^3 ）渤海湾盆地、広東省（124.4億 m^3 ）珠江口盆地、上海市（19.5億 m^3 ）東海盆地など沿海地域の生産量が上昇

図表4-2-4 天然ガス生産量および前年比の推移（2010～2022年）



図表4-2-5
地域別天然ガス生産量（2022年）



出所：中国能源統計年鑑2021、（注）国家統計局、2022年は速報値

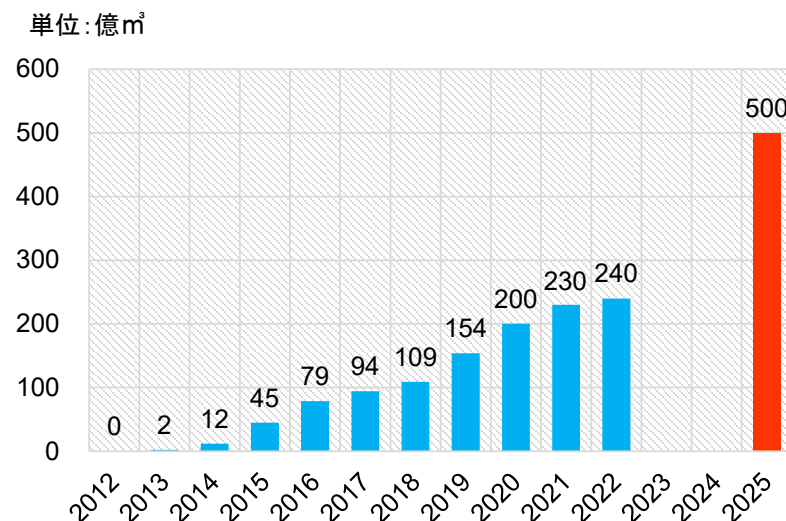
4-2. 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略

(2) 天然ガス・エネルギーセキュリティ政策

シェールガス開発

- 米国EIAの資源量評価：1,115.2tcf（世界の14.7%）
- 2022年生産量：240億m³
- 地質探鉱が遅れ、資源の分布、埋蔵量、構造などの情報が不完全
- 地質構造が複雑で、関連技術の開発が遅れている
- 多くの資源が2,000m以深に分布しているため、開発経済性が低い
- 水圧採掘法では水資源が不足し、化学採掘法では環境汚染が懸念される

図表4-2-6 シェールガス生産実績と目標（2025年）



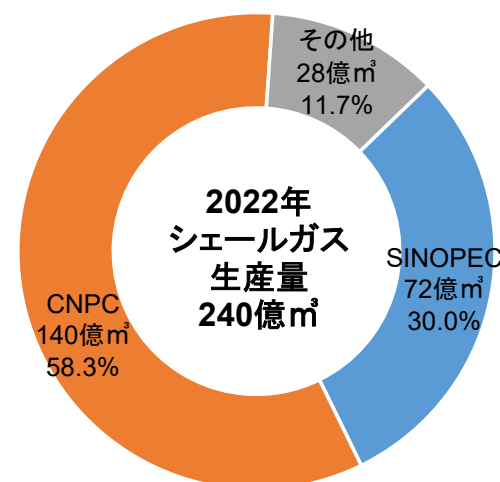
出所：国家統計局と第十四次5カ年計画

図表4-2-7 開発地域

中国企業	国外企業	開発地域
CNPC	Shell	四川、新疆
	Hess	新疆
	Eni	四川
SINOPEC	Shell	湖南、湖北
	Exxonmobil	四川
	Chevron	貴州
	ConocoPhillips	四川
	BP	貴州・江蘇
CNOOC	Shell	安徽
河南煤気	Dart Energy（豪）	重慶、貴州、湖南

出所：各社広報発表より作成

図表4-2-8 企業別シェールガス生産量（2022年）



出所：各種資料より作成

4-2. 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略

(2) 天然ガス・エネルギーセキュリティ政策

パイプライン天然ガス輸入動向

- PLによる天然ガス輸入は、2010年のトルクメニスタンから始まり、2012年にはウズベキスタン、2013年にはカザフスタンとミャンマー、2019年にはロシアが加わった
- 2022年のPLによる天然ガス輸入量は4,581万トン（約637億 m^3 ）、前年比7.8%増加。2019年と2020年はトルクメニスタンの輸出減少により前年比それぞれ1.8%と3.9%減少
- トルクメニスタン国内のガス需要が増えていたため、中国への供給量は増加しにくい
- ロシアからの輸入量は、2019年12月に東シベリアの中露ガスPLの完成に伴い急速に拡大。2022年は前年比350万トン増（45.8%増）、1,115万トン（155億 m^3 ）に達した。同PLの設計輸送容量は、最終的に年間380億 m^3 に達する
- 西シベリアから新たな中露ガスPLと中国－中央アジア新規ガスPLの建設計画が発表されている。特に、西シベリア中露PLの建設は、ロシアからEUへの供給が制裁で抑制されている状況の中、中露間の協議が急速に進展する可能性が高い

輸入LNGの動向

- 2022年の輸入量は6,344万トンに達し、前年比19.5%減少。特にオーストラリアとアメリカは、それぞれ前年比925万トンと689万トン減少。国内の新型コロナ対策の影響で景気が低迷、ガス需要は前年比1.7%減
- カタールとロシアからのLNG輸入量は、それぞれ前年比で672万トン（74.8%）と246万トン（54.5%）増加。左記の中露ガスPLによる輸入量前年比350万トン（45.8%）増とともに、「露ウ戦争」によりロシアのエネルギーが中国市場を必要とした現象の現れ
- 2022年のLNG輸入量のうち、57.6万トンを国際市場に転売

輸入LNG長期購入契約概況

- 2022年末時点で、カタールとSinopecが締結した27年間の長期契約を含む計28件のLNG長期供給契約が確認されている。契約供給量は計6,681万トン
- 2021年以降、ロシア（5件）およびカタール（5件）との長期契約は計10件
- 近年では、3大国有石油会社以外のエネルギー総合会社や地方ガス会社などもLNG長期購入契約を締結。その多くは該当地方政府の支援のもとで、特にガス備蓄設備とLNGターミナルの建設が行われている
- 契約満了時期の最も近いものはナイジェリアとの長期計画（2023年6月、100万トン/年。更新見込み）

4-2. 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略

(3) LNGインフラストラクチャー、ガス貯蔵、パイプライン政策

PipeChina（国家石油天然气管網集团有限公司）の設立

- 2017年5月に発表された国務院の「石油天然ガス体制改革の深化に係る若干の意見」に基づき、中国全土の長距離ガス輸送PLを3大国有石油会社から分割し、2019年12月設立のPipeChinaにまとめた
- PipeChinaは、総延長9.64万kmの石油ガス輸送PL（ガスPL：4.89万km）を所有
- PipeChinaはそれぞれの地域に8つの子会社を設立し、運営を実施。
（西部管道、北方管道、西南管道、西気東輸、新疆煤制天然気、海南天然気、広東省管網、北京管道）
- 長距離ガス輸送PLの建設は、原則PipeChinaが担う
（3大国有石油会社が一部建設および所有）
- PipeChinaの2025年目標は12万km
（第14次5カ年計画の57.1%）
- 各地方の配給PLは都市ガス企業や地方政府が推進

石油ガス長距離輸送パイプラインの整備目標

- 2025年：総延長21万km（2021年実績：15万km）

図表4-2-9 長距離天然ガス輸送パイプラインネットワーク



4-2. 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略

(3) LNGインフラストラクチャー、ガス貯蔵、パイプライン政策

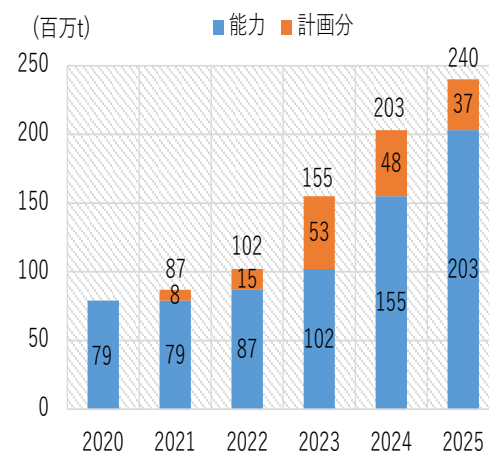
LNG受入ターミナル概況

- 稼働中：24か所
 - ・ PipeChina（7か所）
 - ・ CNPC（3か所）
 - ・ SINOPEC（2か所）
 - ・ CNOOC（5か所）
 - ・ その他企業（7か所）
- 設備容量：10,957万トン/年
貯蔵タンク：1,398万m³
- 3大国有石油会社が輸入主体となっている体制から、PipeChinaと民間企業の参入も緩和
- 2022年の新規完成ターミナルは杭嘉鑫（100万トン/年、浙江省）と塩城緑能港（300万トン/年、江蘇省）の2か所。200万トン/年の拡張事業を含むと計600万トン/年の受入能力増
- 2022年末までに更に2か所（天津南港、曹妃甸新天各500万トン/年）が完成予定とされる
- 外資が関わっているLNG受入ターミナル
 - ・ 江蘇如東（I、II、III）－RGM（Royal Golden Eagle Group）シンガポール（35%）
 - ・ 江蘇啓東－Shell（49%）
 - ・ 浙江舟山LNG（I、II）－新奥（舟山）液化天然気有限公司－Prism Energy International Pte. Ltd.シンガポール（10%）

LNG受入ターミナル建設計画

- 2022年末時点で国家発展改革委員会の事業認可を得た事業および建設中事業は7か所。設計受入能力は3,775万トン/年、貯蔵タンク容量は716万m³
- 7か所のうち2か所は既存ターミナルの拡張事業
- 7か所の事業者には、新規参入の民間企業や地方政府所有国営企業を含む
- 2025年のLNGターミナル設備容量目標は24,000万トン
- 2022年末時点で計画案が発表されたものおよび発展改革委員会の審査に提出済のものを含め、60か所の事業が発表されている

図表4-2-10 設備容量（目標）



出所：各種資料より作成

4-2. 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略

(3) LNGインフラストラクチャー、ガス貯蔵、パイプライン政策

天然ガス備蓄

- 天然ガス備蓄は、地下備蓄庫（CNPC、Sinopec、PipeChinaなど）、貯蔵タンク備蓄（LNGターミナル、都市ガス会社、石油会社）、パイプライン備蓄（都市ガス会社、PipeChina）の3形態。貯蔵タンク備蓄とパイプライン備蓄は日々の需給均衡を維持するために活用。冬季の需要ピークに地下備蓄庫を利用
- 国家エネルギー局（NEA）は2021年9月に「国家ガス貯蔵能力建設実施計画」を発表。同計画では、2025年に総ガス貯蔵容量が550億 m^3 ～600億 m^3 に達し、天然ガス需要の約13%を占めるようにすることが求められていた

天然ガス備蓄概況

- 備蓄容量：計581億 m^3 （20か所）
 - CNPC：346.4億 m^3 （11か所）
 - Sinopec：20.0億 m^3 （3か所）
 - PipeChina：202.6億 m^3 （5か所）
 - 港華儲気：12億 m^3 （1か所）
- ピーク調整能力：154.8億 m^3
- PipeChinaが所有している5か所は、1か所がSinopec、その他4か所がCNPCから分割されたもの

4-2. 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略

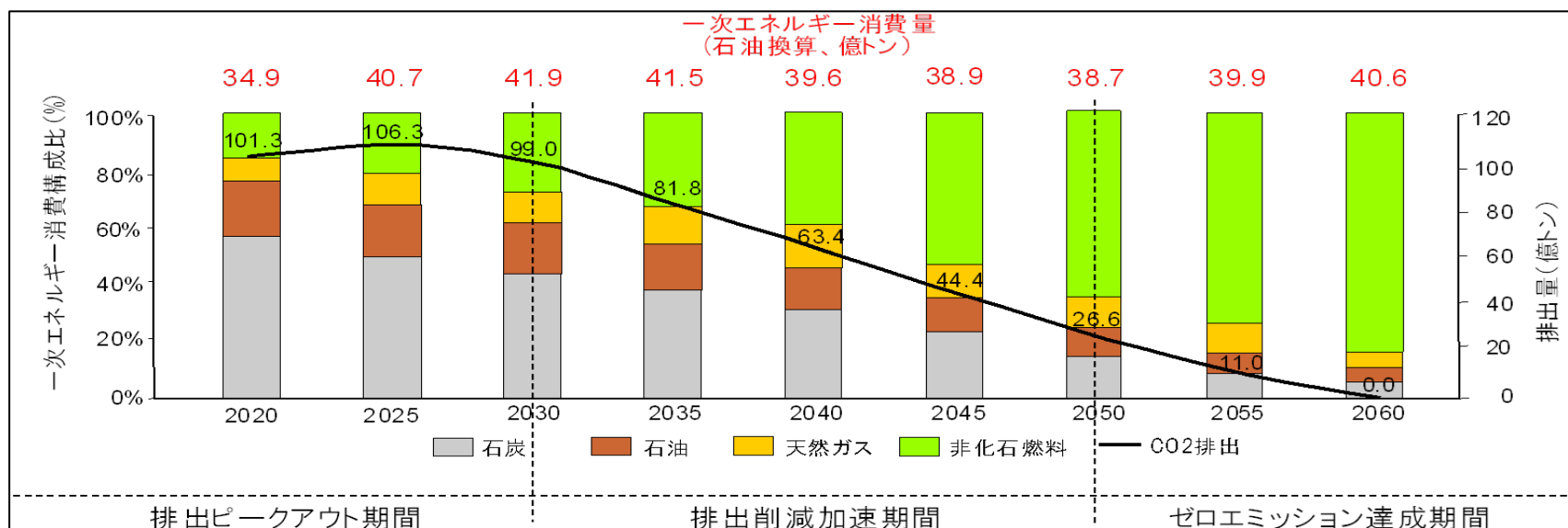
(4) ネットゼロ2060に向けての天然ガス政策

中央政府指針

- 中央政府の下記指針に沿って、各地方政府と国営企業はネットゼロ2060達成ロードマップを作成

対応期間		対応策
炭素排出ピークアウト期間	2021～2030年	2030年までにCO ₂ 排出ピークアウト達成 石炭直接燃焼の削減、クリーン利用の拡大 石油代替の加速、石油消費の増加を抑制する 天然ガスの発展を加速、年間200億m³を増加させる 一次エネ消費に占める非化石エネを増加させる
炭素排出削減加速期間	2031～2050年	省エネルギーの引き上げ 石炭をベースラインに据える 石油は平穏に減少 天然ガス消費はピークに達し、減少に転換 非化石エネルギーの大規模拡大の実現 CCS/CCUS大規模に推進
炭素中立達成期間	2051～2060年	化石エネルギーが原料として利用 CCS/CCUS大規模に商業応用 非化石エネルギーが供給の主体 新エネルギー体系の全面達成 2060年に炭素中立目標達成

図表4-2-11
ネットゼロ2060に
向けての対応策お
よびゼロエミッ
ションを達成する
3段階（CNPC予
測）



4-2. 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略

(4) ネットゼロ2060に向けての天然ガス政策

石油・ガス企業の対応

- 2030年までに自社炭素排出ピークアウト
- 2040年までに天然ガス事業を拡大させ、炭素排出削減の過渡期において重要なエネルギー供給体系を構築
－国産天然ガスの供給強化／天然ガス備蓄体制構築／天然ガス需要市場の促進
- 自社の生産部門での低炭素生産体制へ移行（石炭→ガス、石油→電力）
- 石油ガス代替の事業転換を図り、クリーンエネルギーへ移行
- 石油・ガス化学の原料、新素材、水素などの領域に事業展開
- 技術創新－低炭素、炭素削減、炭素固定などCCS/CCUS関連技術
- 石油・ガス産業のデジタル化、AI化のレベルを引き上げる



特に注目すべきポイント

- 石油ガス事業から石油・ガス化学、クリーン電力、新燃料（水素、アンモニア、合成燃料、バイオ燃料など）、新素材などの事業に転換し、総合エネルギー供給事業体へ移行
- CCS/CCUS技術の産業化推進
－各社CCS/CCUS事業部を立ち上げ、事業への取り組みが始まっている
（例1：Sinopec勝利油田のCCUS事業：年間100万トン規模、2022年8月稼働）
（例2：CNPC吉林油田EOR事業：年間35万トン規模、2022年5月テスト開始）

4-2. 中国のLNG・天然ガスの調達状況や国家戦略

(4) ネットゼロ2060に向けての天然ガス政策

CCS/CCUSへの取り組み

- 2022年末時点、中国国内のCCS/CCUS技術関連事業は計23か所。CO2回収量は約300万トン/年
- 石炭火力発電所、ガス火力発電所、セメント工場、化学工場など広範囲の産業に応用されている

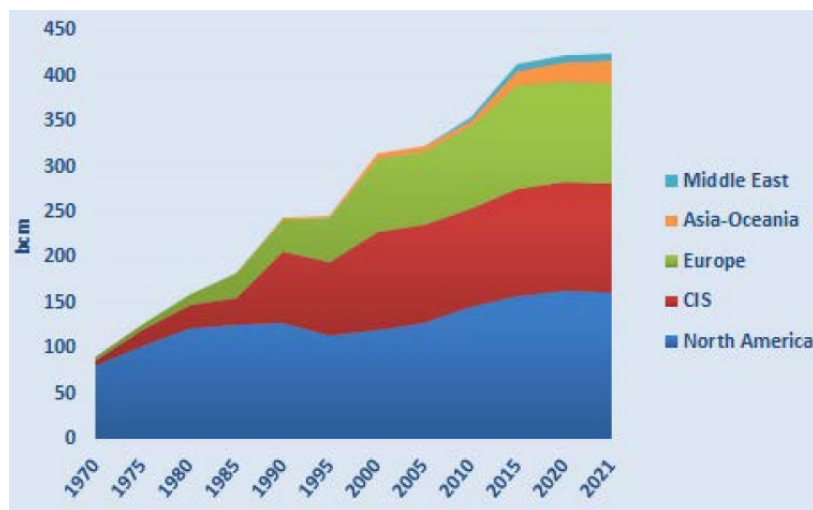
図表4-2-12 CCS/CCUS関連事業（2022年末） ※ 個別事業の「CO2回収：」値は、CO2回収設計容量

	事業名	場所	内容
1	ゴミ発電所CCS事業	浙江省	煙突からCO2回収
2	華能高碑店発電所CCS事業	北京市	CO2回収：3,000トン/年、CO2は炭酸飲料に再利用
3	大慶油田EOR事業	黒龍江省	大慶油田の石油貯蔵層に注入する
4	中石油吉林油田EOR事業	吉林省	吉林油田：CO2注入量35万トン/年
5	華能長春熱電所CCS事業	吉林省	CO2回収：1,000トン/年
6	通遼CO2In-situウラン採掘事業	内蒙古自治区	ウラン鉱層に注入する
7	華能綠色IGCC石炭火力発電所CO2回収事業	天津市	CO2回収：10万トン/年
8	中石化齊魯石油化工EOR事業	山東省	CO2回収：100万トン/年、油田に注入し固定させる
9	中石化華東油田EOR事業	河南省	CO2回収：10万トン/年、油田に注入し固定させる
10	華能石洞口発電所回収テスト事業	上海市	CO2回収：12万トン/年
11	海螺集団セメント煙突CO2回収事業	安徽省	CO2回収：5万トン/年、食品生産に再利用
12	中海油麗水36-1ガス田CO2分離事業	浙江省	CO2回収：5万トン/年、食品生産に再利用
13	華潤海豊発電所CO2回収・メタノール製造事業	浙江省	CO2回収：2万トン/年、食品生産に再利用
14	華中科技大学35MW酸素燃焼技術CO2回収研究とテスト事業	湖北省	CO2回収量は不明
15	中聯煤CO2炭層ガス事業	山西省	炭層にCO2注入
16	中電投重慶双槐発電所CO2回収テスト事業	重慶市	CO2回収：1万トン/年
17	延長石油煤化工CO2回収テスト事業	陝西省	CO2回収：30万トン/年、延長油田に注入し固定させる
18	国華錦界発電所燃焼後CO2回収・固定テスト事業	陝西省	CO2回収：15万トン/年
19	新疆油田EOR事業	新疆自治区	CO2回収：60万トン/年、油田に注入し固定させる
20	国家能源集団煤製油CCS事業	寧夏自治区	CO2回収：40万トン/年
21	広江能源CO2回収・管理一体化事業	新疆自治区	CO2回収：300万トン/年、10.4万トン/年液体炭素生産に利用
22	通源石油CCUS一体化テスト事業	新疆自治区	CO2回収：100万トン/年、油田に注入し固定させる
23	華能隴東基地先進低能CO2回収事業	甘粛省	CO2回収：150万トン/年、油田に注入し固定させる

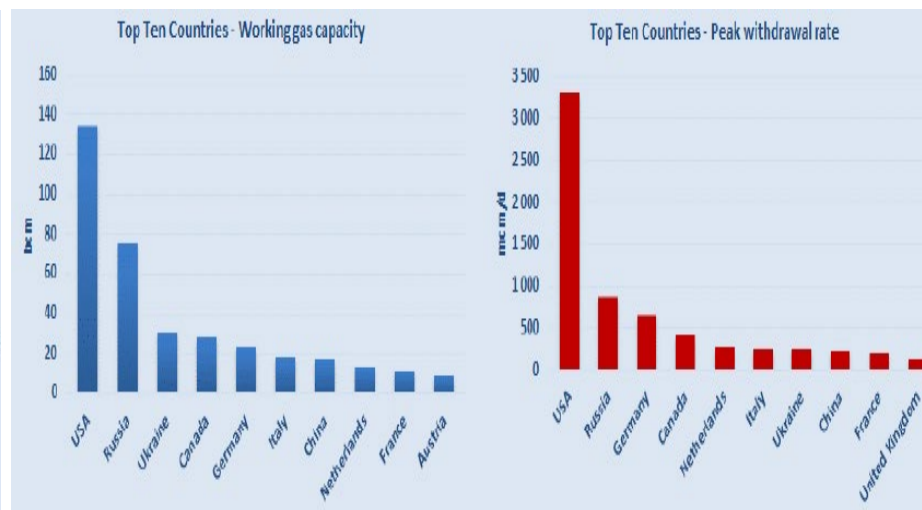
出所：各種資料より作成

- 2021年末時点で、世界で667件の地下ガス貯蔵設備（UGS）が稼働している
ガス貯蔵有効稼働（working gas）容量は424Bcm、最大払出容量は7,322Mcm/dである
- 2021年の世界の貯蔵容量は、世界のガス需要の10.5%を占める
- 世界のガス貯蔵容量は、過去数十年間は急増していたが、2015年以降は横ばい傾向にある
- UGSは、主に北米、欧州、CIS、アジア・オセアニア、中東の5地域で開発
- 上位5か国(米国、ロシア、ウクライナ、カナダ、ドイツ)で世界の容量の70%を占める
- 現在、世界では67の貯蔵プロジェクトが建設中であり、46Bcmのガス有効稼働容量が追加される予定

図表4-3-1 世界のガス貯蔵有効稼働容量の推移



図表4-3-2 2021年末の世界のガス貯蔵量（上位10か国）



出所：Cedigaz

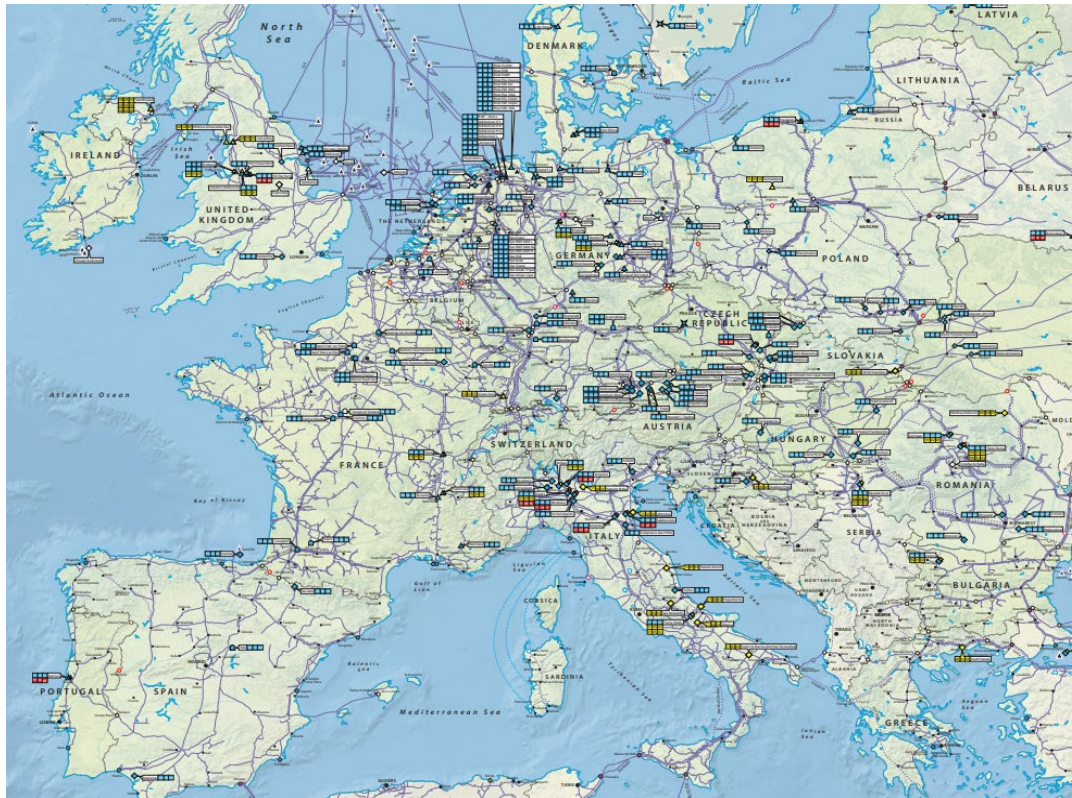
出所：Cedigaz

4-3 欧州事情調査

欧州の地下ガス貯蔵

- 2021年末時点で欧州には139件のUGSが稼働している
ガス貯蔵有効稼働容量は110Bcm、最大払出容量は2,079Mcm/dである
- 欧州のガスパイプラインは密なネットワークを形成しており、パイプラインの付近にある枯渇ガス田を地下ガス貯蔵として利用してきた

図表4-3-3 欧州の地下ガス貯蔵施設

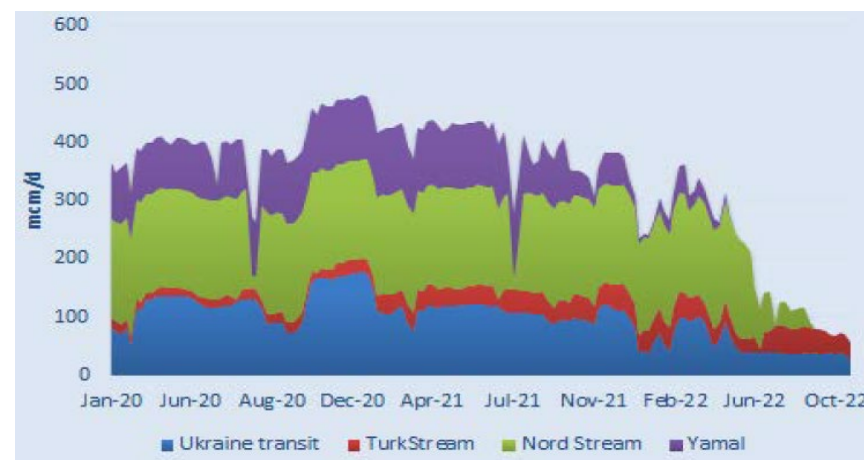


図表4-3-4 地下ガス貯蔵施設



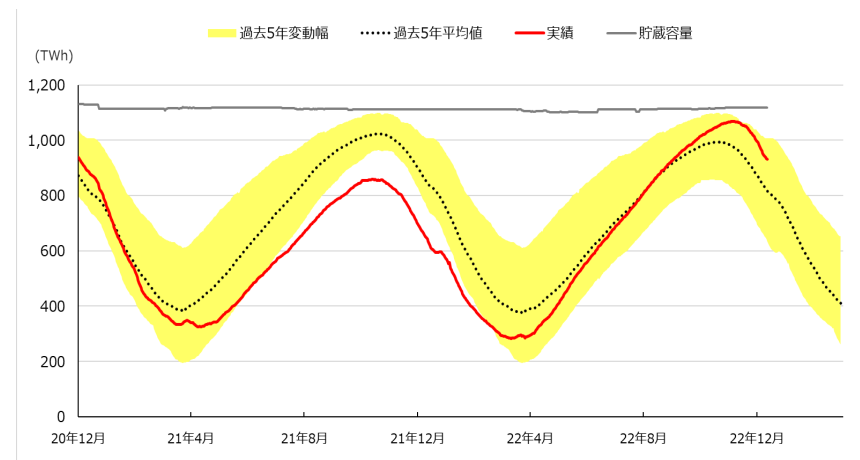
- ウクライナ侵攻以降、ロシア産天然ガスが減少したことにより、ECはエネルギー供給の確保のため、2022年6月に欧州のUGSの最低充填量に関する新たな規則を採択した。2022年11月1日までに少なくともガス有効稼働容量の80%、翌年からは90%を確保することを定めた
- 2022年の充填期には、ロシアの供給量が少ないに関わらず、欧州のガス貯蔵容量は2022年10月1日には89%、11月1日には95%（1,059 TWh、98 Bcm）に達した
- Gazpromが欧州で所有していた貯蔵設備を欧州諸国政府が接收し、各国の事業者や新会社(ドイツの SEFE Securing Energy for Europe GmbH)に譲渡された。すべての貯蔵事業者に最低充填量の規制が適用され、政府が“use it or lose it”(ターミナル事業者は未使用分を引き取り再配分する)のルールを適用したこと等により高水準の充填を実現した
- 2021年末時点で建設中のUGSプロジェクトは17件、そのうち16件は既存施設の拡張、1件はクロアチアでの小型UGSの新設。これらのプロジェクトにより、9 Bcmのガス有効稼働容量が追加された

図表4-3-5 ロシアの輸出ルート別欧州向けガス供給量



出所：Cedigaz

図表4-3-6 欧州の天然ガス貯蔵量

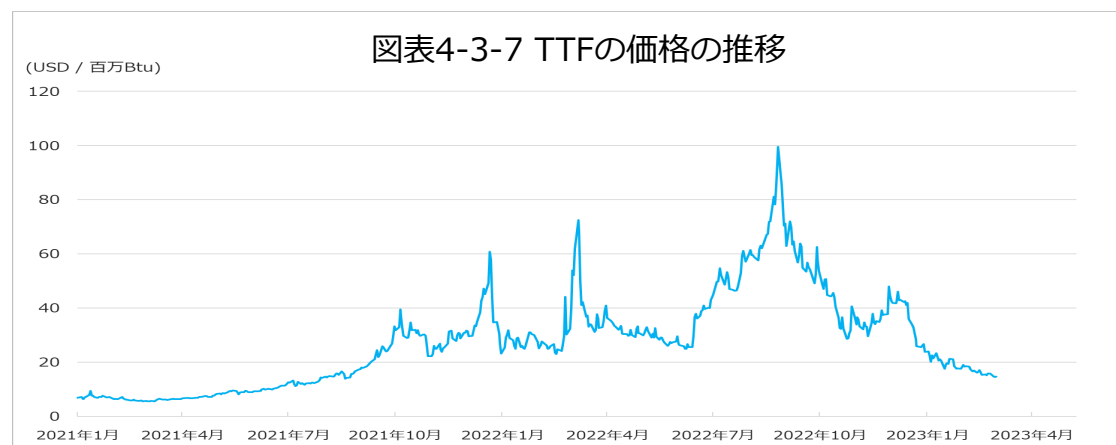


出所：GIE AGSI+データに基づき作成

4-3 欧州事情調査

ウクライナにおける保税型キャパシティ貸出システム

- ウクライナの貯蔵事業者Ukrtransgazは、12のUGSを運営し、合計31Bcmのガス有効稼働容量を持つ
- ウクライナの国内ガス需要は2021年が28.8Bcm/yで、同年10月初旬のガス在庫量は18.7Bcm(前年比34%減)であった
- ウクライナ侵攻前はUGSの一部を外国企業に貸し出し、欧州の貯蔵拠点となることを目指していた
- 2017年、Naftogaz(Ukrtransgazの親会社)は保税制度を開始し、国内外の企業がウクライナのUGSに天然ガスを貯蔵する場合、3年以内であれば税金と関税を支払わずに再輸出することを可能にした。ウクライナは外国企業に15Bcmのガス有効稼働容量の提供が可能。外国企業が保税制度で貯蔵した量は、2020年が10Bcm、2021年が2.8Bcmであった
- 2022年は、地政学リスクを警戒し、外国企業はウクライナに保有していたガスを引き揚げた。同年4月から9月までに同方式で貯蔵したガスは236Mcmのみであったが、同年10月にEUのいくつかの国で貯蔵容量が満杯になったことによりガス価格が下落し、欧州のトレーダーが余剰ガスの一部をウクライナに貯蔵し、10月1日から10月25日の間に、155Mcmが同方式により貯蔵された
- ウクライナがEUの戦略的ガス在庫を貯蔵できるようにするための新しい主要認証について予備承認を行った



(出所) 取引所データ等を基に作成

- 地下ガス貯蔵施設は、毎年11月1日までに少なくとも容量の90%まで充填（2022年は80%）
- 地下貯蔵能力が大きい国は、過去5年間の平均年間ガス消費量の35%にあたる貯蔵量にまで充填目標率の引き下げが可能
- 地下貯蔵施設がない国は、地下貯蔵施設を持つ国において、過去5年間の平均年間ガス消費量の少なくとも15%まで充填
- REPowerEUに示された通り、各国はそのガス貯蔵が可能となるよう援助を行うことを許容する
- 地下貯蔵設備がない国のガス業者が他国の設備を利用する際、その追加コストをユーザーに転嫁できない場合、各国でその補填や経済的なインセンティブの付与を許容する
- ガスの価格の高騰を避ける為であれば、規制当局の判断で輸送時のコストを無料まで引き下げが可能。貯蔵費用の高騰を招かない様な国内政策が奨励される

[参考：貯蔵促進財政支援を認めるECの指針]

4. How will you incentivise operators to fill the storage facilities?

- The new Regulation proposes a 100% discount from the capacity-based transmission tariffs at entry and exit points to storage facilities. . . . Member States will be free to design other measures to incentivise gas storage. . . they may provide **financial support or compensation to market actors to make sure that the filling targets are reached**, . . .
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_22_1937

- オランダはドイツと異なり、陸上の受入基地がウクライナ危機以前よりあったが、今回の脱口政策を進める上で、受入基地の拡張及び、新規の受入基地としてFSRUの導入を決めた
- ロシアのガス供給の損失を補うために、オランダ政府は2022年にオランダのLNG輸入能力を2倍にした。フローニンゲン近郊のエームスハーフェン港(「EemsEnergyTerminal」)に2つのFSRUを設置し、ロッテルダムのGateターミナルのスポット管理を改善することにより、LNGの輸入容量は12Bcm/年から24Bcm/年に増加した
- エムスハーフェンに配置された、FSRU船 Eemshaven LNG(Exmar)、Golar Igloo (New Fortress Energy)のFSRUの年間受入容量は最大8Bcm。それぞれリース期間は5年間。ドイツとは異なり、オランダはEemsEnergyTerminalで輸入利用権を入札形式で分配しており、ČEZ(チェコ共和国)、Shell Western LNG B.V.、Engieが現在の落札者で、輸入利用権は分配済み
- 両方のインフラストラクチャの所有者である Gasunie は、さらなる拡張を計画中。Gateターミナルでは、2026年末まで4BcmのLNGの容量を持つ4番目のタンク増設の可能性がある。またエムスハーフェンでは、2022年末までに9Bcmの天然ガスを処理できるように既存のプラントの技術的最適化が行われ、その後最大10Bcmへの拡張も視野に入っている

- オランダ Bergermeer ガス貯蔵設備への充填に関して最大約565億円をオランダ政府が補助金として支援するスキーム
- 2022年7月12日に欧州委員会が本支援制度を承認（ガス貯蔵支援スキームの初EC承認）

【対象】

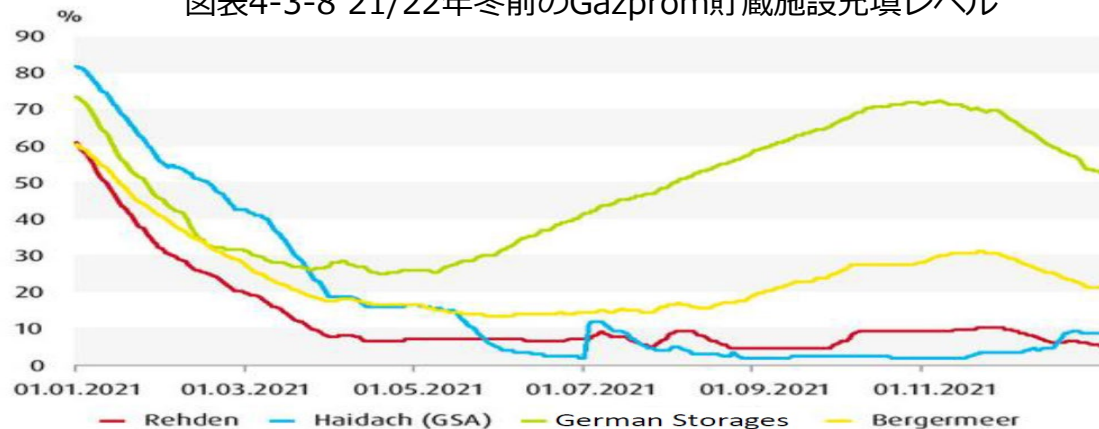
- EC承認されたスキームの充填対象は、Bergermeer ガス貯蔵設備向けの部分充填
(10月21日までに46億m3の施設の容量の68%まで満たすことが目標)
- 同国内での貯蔵設備は国内の Groningen ガス田を中心とした低熱量ガスの貯蔵に主に使用される中、同国内で Bergermeer 設備のみが高熱量ガスの貯蔵を目的とし、熱量面でガス貯蔵設備の棲み分けがされている
- 低熱量のガス貯蔵設備の利用に関しては、生産が減退期に入っている Groningen ガス田の生産予測に基づき既に低熱量ガス貯蔵設備の充填契約は締結済み
- 報道はされていないがエネ研で試算した所、低熱量のガス田を85～90%充填すれば、今回の高熱量の Bergermeer の68%充填と合わせて、国内合計でEUより各国に義務付けられている、加重平均80%の目標を達成可能
- Bergermeer の高熱量ガス貯蔵設備は、過去近隣諸国へのガス供給も実績あり

- 本支援の参加企業を対象として、充填期のガス購入価格（～10月21日）と売却期のガス価格（11月1日～）の価格差や貯蔵コストがマイナスとなった場合の「有限の保険」として補助金が適用される
- 仮に充填価格よりも売却価格が高く、加えて冬期のガス貯蔵コストをカバーできる場合、オランダ政府は支援を行う必要がない
- 加えて今回の公的支援には、落札企業が想定を超える利益(excessive unexpected profits) を得た場合、利益を政府と分配する Profit Sharing Mechanism が盛り込まれている
- 公的支援の最小化の為、企業からの入札を通じ、政府補助金充填額の上限を示した上で、落札事業者を選定するスキーム
- EUより本支援スキームがEUが各国に対して義務付けた貯蔵目的の達成の為に各国に委ねられた範疇の中でのスキームであり、また現在の市場メカニズムを損なわない工夫があると認め、EUとして承認

- (EUの本スキーム承認と前後するが) 報道によると、2022年5月30日、6月7日に実施された競争入札を通じて Bergermeer の落札事業者は決定
- 8社が本入札を通じて落札し、政府からは補助金としては約228億円を上限として投じることを発表
- 落札事業者名は非公表
- 一部報道では、落札企業中の7社は支援スキームは利用しないとされている
- 補助額が政府が準備した満額に達しなかった要因の分析としては、
 - ✓ 参加事業者がガス価格の先高感を持っている事
 - ✓ 過剰利益が発生した場合への政府との利益分配に懸念を示した
 - ✓ 大型貯蔵設備での利用権の確保をまず優先した
- 支援スキーム伴う条件に縛られずに、利益創出可能と考えたことが推測される

- ドイツはEU内でもロシアからのガス供給比率が高かったことにより、ウクライナ危機により大きな政策転換を迫ることとなった
- ドイツ国内に欧州有数のガス貯蔵設備を有しつつも、ウクライナ危機前にはその国内貯蔵設備の約25%に相当する貯蔵施設の運営権をロシアGazprom系の資本が保有・運営の状況であった
- Gazpromが運営する貯蔵設備中最大規模を誇る Rehden においては、ウクライナ侵攻直前の21/22年の冬季末時点ではほぼ在庫がない状態であった
- Gazpromが所有していた貯蔵設備をドイツ政府が接収し、新会社(ドイツのSEFE Securing Energy for Europe GmbH)に譲渡された
- 加えて、ウクライナ危機前には国内にはなかったLNG輸入基地をFSRUの導入を早期に立ち上げ、原料ガスの調達先に関しても、脱口を進めた
- その結果、ドイツ国内にて5月1日に制定された特定期限までのガス貯蔵充填目標を満たしつつ、冬期高需要期間が始まる11月1日までにはドイツ国内全体で99%の充填率まで引き上げることに成功した

図表4-3-8 21/22年冬前のGazprom貯蔵施設充填レベル



出所 : Source: Energate Gasmarkt Jahresbericht 2022

- ドイツ政府は、オペレーターの利益に関係なく、冬の初めにドイツのガス貯蔵施設が充填され、需要が高い時期(寒い時期)またはガスの輸入が少ない時期にガスを利用できるようにするための規制を作成した。上記の貯蔵規制は5月1日に発効し、貯蔵ユーザーは3つの異なる日付で一定レベルのワーキング・ガス量を達成する必要があった

10月1日 : 80%

11月1日 : 90%

2月1日 : 40%

- 7月の経済省による委任された法律は、要件をさらに引き上げた

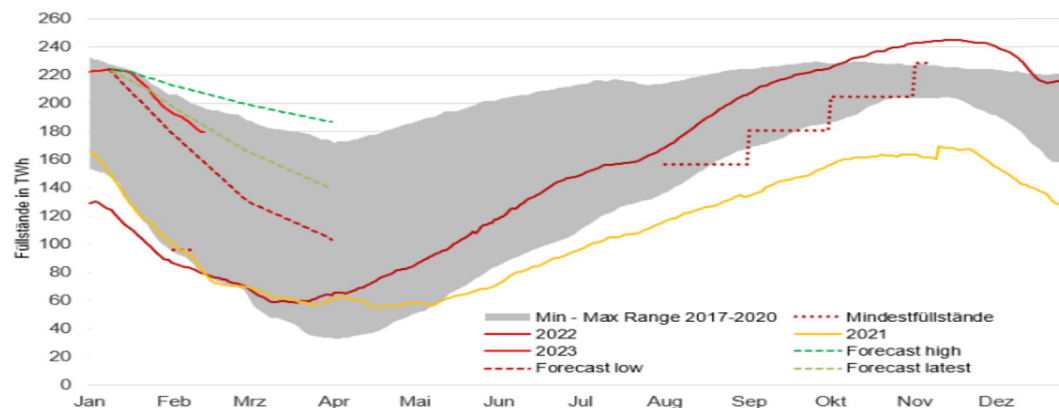
9月1日 : 75%

10月1日 : 85%

11月1日 : 95%

2月1日 : 40%

図表4-3-9 21-23におけるドイツのガス貯蔵施設の充填量と今後の見通し



出所 : VNG

第4章 G7やG20等の国際関係業務と日本やアジアの国益に資するオピニオン形成

4-3 欧州事情調査

ドイツ/脱口政策の導入目的と懸念事項

- ウクライナ侵攻以降、ドイツはロシアのガスを代替するために一連の政策手段を導入した。エネルギー需要の削減（脱原発の延長や石炭火力発電設備の廃止を含む）、代替ガス供給、関連輸入インフラ、ガス貯蔵の5つのセクションに分類できる

図表4-3-10 ドイツにおける主な脱口政策①

政策	内容	導入目的	懸念事項
LNG促進法(代替供給インフラ)	環境影響評価の期限付き停止、不服申し立て権の制限	インフラ投資を妨げると考えられている過剰な官僚主義を削減し、緊急事態での迅速な行動を確保する	指定している地点が限定的
FSRU 備船（代替供給インフラ）	5隻のFSRUを5～15年で備船する契約	北西欧州のLNG輸入と西から東への輸送容量が不足しているため、FSRU設置の迅速な決定が必要。期間限定のチャーターと、陸上基地に置き換わるか不要になった場合の移動オプションが、エネルギー移行課題をうまく補完	買い手として追い込まれていたことで、不適切な高価格設定となり、過剰な契約となった。特に、FSRUを市場と結ぶ輸送インフラが不十分であることを考えると、5隻ではなく3隻で十分
LNG輸入基地プロジェクト：官民パートナーシップ(代替供給インフラ)	国営のKfW銀行が50%の株主としてドイツLNGに参入。	プロジェクトのFIDに必要な（一部）国有化によるリスク軽減	透明性ない、非市場ベースの公的資金配分：なぜドイツにLNGか？ドイツのLNGに不公平な競争優位性：料金を投資を回収する必要性が減少。
LNG輸入基地プロジェクト：資金調達支援（代替供給インフラストラクチャ）	シュターデ、ヴィルヘルムスハーフェン、ルブミンの港湾インフラに対する資金援助	すべてのプロジェクトを実施する必要性に同意するのであれば、必要かつ正当	特になし

図表4-3-11 ドイツにおける主な脱口政策②

政策	内容	導入目的	懸念事項
Use-It-Or-Lose-It (貯蔵量レベル)	貯蔵事業者は、使用されない場合、貯蔵年の残りの期間、予約した貯蔵容量を手放さなければならない	Gazpromによる市場操作に財産法の範囲内で対処するための効果的な方法	特になし
戦略的貯蔵オプション(SSO) (貯蔵量充填レベル)	ネットワーク利用者が特定の量のガスを注入し、貯蔵するインセンティブを与える入札オプション	有効稼働ガス量の最適化を市場・業界団体に委ねるため、「THE調達」と比べてよりスマートな手段。夏と冬の寒暖差が、ガスを貯蔵する十分な商業的インセンティブを提供するようになれば、すぐに削減することができる	貯蔵容量を持つ既存事業者に競争上優位性 入札の頻度が低すぎるため、実際の市場環境に柔軟に対応できず、コストが高くなる
戦略的なガス調達 (貯蔵充填レベル)	ハブ事業者THEが自己勘定でガスを購入し、貯蔵する	緊急事態に対応するため。THEは取引組織ではないため、ヘッジや最適化のためのスキルやシステムがない	ロシアの供給削減が進行中で、LNG供給がまだ確立されていない中、困窮した買い手（特定の日付に特定の充填レベルを確保することが法律で要求されている）からかなりの需要があり、夏の価格高騰に拍車をかけていることや、注入期間の初めにまだ貯蔵されていた有効稼働ガス量が商業貯蔵最適化を歪めた
供給契約と購入契約：輸出クレジット（代替ガス（LNG）供給）	リスク回避のための中期SPA（Trafigura-SEFE）による資金援助	実際の長期LNG供給を促進するための実証済みの金融支援手段であり、より広く利用されるべき	この金融商品（ungebundene Finanzkredite: UFK）は、エネルギー供給専用ではなく、非エネルギー商品専用であること、支援が国営買い手に限定されると市場が歪むこと、欧州の輸入価格が健全であることを背景に、中期契約では不要であること

図表4-3-12ドイツにおける主な脱口政策③

政策	内容	導入目的	懸念事項
供給・購入契約: ガス輸出国との国際MoU（代替ガス（LNG）供給）	民間委託を促進するための政治的支援:「UAE、カタール、カナダとのエネルギーパートナーシップ」	短期・中期的に必要な天然ガスと、長期的に必要な水素のバランスを慎重に判断する	長期的かつ商業的に実行可能なSPAに裏打ちされないと効果がない。また、天然ガス使用の長期化に対する政治的コミットメントが必要
供給・購入契約: FSRU（代替ガス（LNG）供給）への優先的アクセス	期限付きの独占的LNG輸入基地使用と、"Beast-endeavour" ベースの供給へのコミットメント	LNG輸入基地利用者が実際に容量を使用し、供給することを約束することで正当化される	NL Eemshaven FSRU (EemsEnergyTerminal) のように公募すれば、同じ結果とより高い収益が得られただろう
エネルギー安全保障法（Energiesicherungsgesetz - EnSIG）（貯蔵）	エネルギー危機（Bundesnetzagentur、エネルギー規制当局が宣言する「Gasmangellage」）の場合、制裁や取引先のデフォルトによって中断された供給を代替するために必要なスポット市場取引の場合、システムは関連インフラと供給者の契約価格引き上げの権利を（一時的に）国有化する権利を規定する	2008年の金融危機の「リーマンショック」的な影響がドイツのエネルギー市場に波及するリスクを軽減するために必要。UNIPERとGazpromの子会社WINGAS（市場シェア60%）は、この法律に基づいて国有化され、ロシアの長期契約ガスをスポット市場価格で調達したガスに置き換えるための過剰コストによる債務超過を回避することができた	供給者に一方的な解約オプションを与える価格修正条項に集中し、最終的に最終消費者は国の支援に頼らざるを得ない状況に追い込まれた

- フランスではガスでの脱炭政策を進める上で、ガス国内法等の修正は行わなかった。現在フランス内でガス業界に適用されているのは、2017年12月に制定された国内法である
- 貯蔵事業者が適切なコストを確実に回収(リスクヘッジ)するために、国家規制当局CREによって決定された規制資産ベース(RAB)のコストに基づいて導き出された貯蔵料金の規制がある
- 貯蔵容量は毎年入札にかけられ、同容量は年間および複数年の期間で提供される。貯蔵容量の商業化のルール(入札条件、マーケティングスケジュール、予約価格など)は、市場への打診・協議を実施した後、CREによって設定される
- 貯蔵料金による補填メカニズム(プラスまたはマイナスの場合もあり):
 - ✓ 貯蔵オークションの収益が規制された貯蔵コストを下回っている場合、その差額は、輸送料金を通じてガスシステムユーザーが支払う貯蔵中立化料金によって補償される
 - ✓ 貯蔵オークションの収益が規制された貯蔵コストを超える場合、差額は、輸送料金の割引を通じて、すべてのガスシステムユーザーに還元される
- 荷送人(Shippers)は、予約した貯蔵量の最低85%まで充填する義務がある
- 予約された合計容量が特定のレベルを下回っている場合、システムユーザーは不足している容量を予約する義務を負う可能性がある

- イタリアはドイツと同様に、脱炭政策の導入に伴い国内法を以下改正
 - ✓ 最低レベル90%の貯蔵充填義務、充填レベルを逃した場合のペナルティ
 - ✓ 容量の割り当てのためのオークションにおける予約価格の最低価格はゼロに設定
 - ✓ 2022年4月1日以降特定注入権には5ユーロ/ MWhのプレミアムを支払う
 - ✓ 月次注入および容量配分との格差を調整する双方向の差金決済契約
 - ✓ ガスの調達・貯蔵の資金として、イタリアの輸送・貯蔵システム運営会社SNAMに30億ユーロ、国営のハブ運営会社GSEに40億ユーロの資金を提供

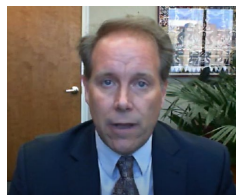
第5章 関係国・関係企業との関係強化

5-1.LNG産消会議

- 第11回LNG産消会議は2022年9月に開催された。世界44カ国以上から1,600以上の参加登録を受け付けた。
- ①LNG・天然ガスへの投資／エネルギー安全保障におけるLNG・天然ガスの重要性、というテーマにて基調講演が行われ、世界の主要閣僚から天然ガスやLNGの重要性に関するメッセージが寄せられ、
②Divide or Cooperation（分断か協調か）というテーマでのスペシャルセッション

米国

Brad Crabtreeエネルギー省
化石エネルギー・炭素管理担当次官補



アジアとヨーロッパはLNGの最大の輸入地域である。LNG輸出の世界的リーダーであり続けるとともに、天然ガスがもたらすエネルギー安全保障への重要かつ経済的な貢献と、今世紀半ばまでにネットゼロエミッションを達成する長期的な気候変動戦略とを調和させることが、今後の優先事項のひとつになる。

豪州

Honourable Madeleine King
政府資源・北部オーストラリア担当大臣



貿易相手国への信頼できる供給者としての評判を維持することを絶対的に約束する。「アジア・ゼロエミッション共同体」構想で日本とのパートナーシップに関心があり、今後数年間の脱炭素化を支えるエネルギーサプライチェーンを構築したいと考えている。

オランダ

Rob Jetten経済・気候政策省
気候・エネルギー政策担当大臣



2022年に入ってから、ロシア以外の供給源から約300億m³の追加供給を受けた。ロッテルダム港のLNG基地に到着するLNGが大幅に増加し、主として米国とカタールからである。これらの新しい流れにより、2022年中にロシアからのガス輸入を終了させることができる。

スペイン

Teresa Ribera
エコロジー移行省副首相



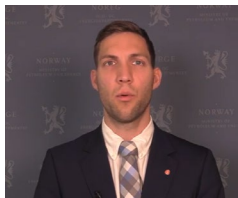
欧州レベルで協力し、各国のインフラを最大限に活用するための理解に注力することが必要である。LNG輸出業者との対話を強化することは、LNGを許容できる価格で取引するための平和的かつ予測可能な方法を確保するためにも重要である。

第5章 関係国・関係企業との関係強化

5-1.LNG産消会議

ノルウェー

Andreas Bjelland Eriksen
石油・エネルギー省事務次官



天然ガスの需要を満たすためには更なる投資が必要。欧州諸国が域内でのガス生産増加を認める立場への変化、ノルウェーの開発・投資継続へのEU各国の支援を歓迎する。（ノルウェーの）天然ガス生産は、コスト面、排出管理両面で競争力がある。

アルジェリア

Mohamed Arkab
エネルギー・鉱業省大臣



天然ガス需要は成長を続ける見通しであり、世界のエネルギー市場の根本的な見直しにつながるエネルギー転換の速度に依存している。天然ガスがEnergy Transitionの源であると同時に、生産国・輸入国双方にとって社会経済発展の重要な推進力として重要な役割を担っていることを確信している。

モザンビーク

Carlos Joaquim Zacarias
鉱物資源エネルギー省大臣



エネルギー安全保障をめぐる厳しい環境の中で、LNGはエネルギーの多様化と現在の不安定な環境に対する耐性を高めるために、より重要な役割を担っている。

タンザニア

January Yusuf Makamba
エネルギー省大臣



天然ガスは依然として世界のエネルギー安全保障と繁栄の要であり、このような会議の場で、いかにしてガスを利用し続け、世界経済を確保するかを議論することは重要である。タンザニアは、年間1,500万トンのLNGプロジェクトを開発中であり、すべてのパートナーおよび世界の他の国々と協力する用意がある。

- Dr. Daniel Yerginと保坂エネ庁長官によるOne-on-One対談 対談テーマ「Divide or Cooperation（分断か協調か）」



Dr. Daniel Yergin
S&P Global
Vice Chairman

【LNGと天然ガスの将来について】

・エネルギー安全保障が確保されない限り、エネルギー転換は実現せず、サプライチェーンに沿った投資が必要となる。

【時代とエネルギーの変遷について】

・風や太陽はタダと思われるが、膨大な量の鉱物や金属が使われている。重要なのは、燃料から鉱物型のエネルギーシステムに移行する際に必要となる鉱物や金属は何か、コストや対象国、地政学的問題を認識することである。

【日本の直面する課題について】

・欧州が突然舵を切ったことでLNG市場に圧力がかかり、中国がロックダウンを脱せば、圧力はさらに高まる。米国や他地域からの供給もあるが、2026年まで大きな新規供給はないと見ている。日本がLNGを自国のエネルギー安全保障の基盤の一つとみなすように、欧州も同様となった。これは、世界のLNG供給体制に新しい圧力を与えるものである。

【上流投資やインフラの公的資金について】

・政府と市場の役割は何なのか、再考する必要がある。LNG開発には政府の支援や引き受けが必要だが、市場がそれに応えるには、その組み合わせが必要だと思う。米国で言えば、政府が投資を促進し奨励する必要がある。米国は天然ガスが豊富だが、パイプラインが不足している。それは規制当局がパイプライン建設を許可していないためである。

【緊急事態の備えについて】

投資に対する規制や圧力が、エネルギー開発の資金調達を困難にしていると考えている。私は「The Commanding Heights: The Battle for the World Economy（2002）」を書き、国家が支配する経済からグローバル化へ、そして市場に対する信頼への移行について述べた。今回の危機で、グローバル化の崩壊ではなく、その断片化が強調されたと思う。

【新興国への支援について】

重要な点が4つある。まず、途上国の声が届いておらず、ニーズを正しく理解出来ていない。2つ目に、欧州での成功事例がアフリカや東南アジアで通用するとは限らない。そして3つ目に、再エネだけでなく多様化が重要である。4つ目は、彼らはグローバル経済の一員であり、手頃な価格かつ持続可能なエネルギーへのアクセスが必要である。現実的かつ戦略的な視点を持たなければ、エネルギーミックスやバランスなどは先進国の喫緊の責任となる。

- Dr. Daniel Yerginと保坂工ネ庁長官によるOne-on-One対談 対談テーマ「Divide or Cooperation（分断か協調か）」



保坂 伸
経済産業省
資源エネルギー庁
長官

【LNGと天然ガスの将来について】

・エネルギー安定供給と安全保障が重要な課題として、日本はLNGの生産、技術開発、多様化を推進してきた。そして、脱炭素化が加わり、困難に直面している。また、2021年5月の国際エネルギー機関（IEA）報告書で、上流投資を断念すべきとありショックを受けた。

【時代とエネルギーの変遷について】

・アジア諸国においては、自然エネルギーの偏在を理解する必要がある。日本は山が多く、風力発電や太陽光発電も豊かではない。アジア諸国も同様の問題を抱えている。他の資源を使った現実的な解決策を模索するべきかもしれない。

【日本の直面する課題について】

・カーボンニュートラルと同様に安定供給が重要である。私たちは、福島第一原発事故を忘れてはいないが、従来のエネルギーにも目を向けなければならない。エネルギー転換で、LNGは重要な存在になる。

【上流投資やインフラの公的資金について】

・ドイツでは、FSRU型のLNG受入基地を設置するために、公的資金を投入している。これだけ圧力がかかると、インフラは巨大なリスクとなり、民間企業だけではリスクをカバー出来ない。

【新興国への支援について】

・ここ数年、LNGの供給が不足すると同時に、石炭も不足し、コスト高で購入出来ない新興国もある。新興国の問題に対処しない限り、多くの問題が出てくるだろう。環境問題に対処する一方で、エネルギー安全保障やコストの問題など3Eを同時に考えなければならない。

・2050年を考えると化石燃料はCCUSが必要で、エネルギー密度を考えると水素やアンモニアも使用し、直接空気から二酸化炭素の分離(DAC : Direct Air Capture)も必要である。水素、アンモニア、CCUS、DACなどの研究開発能力を有することを考えると、イノベーションは先進国の責任だと思う。そのために日本が果たすべき役割は、「Asia Energy Transition Initiative (AETI)」だと考えている。

第5章 関係国・関係企業との関係強化

5-2. EU LNG Net ワークショップ・スペシャルワーキンググループ (SWG)

● LNGnet概要

- LNGnetは、欧州連合による2021年より3年間のLNG市場向上への取り組みであり、この期間中に閣僚級を含む3回のワークショップ（WS）の対面開催、および下記5件のSWGにより、LNG市場の重要課題を検討し、提言を行うことを目指している
- 2022年6月、フィレンツェで第1回WSが開催され、SWG1,2の経過報告が行われた
- 2023年3月、ハンブルグで第2回WSが開催され、SWG3のインフラストラクチャー・ファイナンス検討を土台に、政府関係者・市場関係者間での意見交換を行った
- 欧州委員会は、2017-2019年の日EU LNG協議の成果を土台として、LNG分野での国際協力取り組みのすそ野・テーマの深化・拡大を目指して、本LNGnetプロジェクトに取り組んでいる

● SWG概要

1. SWG1: The role of LNG in the context of transitioning energy economies and the integrated energy systems of the world;
2. SWG2: Managing methane emissions across the LNG value chain;
3. SWG3: Infrastructure, financing, market access and design – how to assure investment, at the right time, is committed to support the future of LNG;
4. SWG4: Facilitating transparency and liquidity in LNG wholesale trading through standardization;
5. SWG5: Developing downstream (local and regional) markets for gas.

第5章 関係国・関係企業との関係強化

5-3. IEA タスクフォースガス（TFG） TFG設立経緯と同閣僚級会合

- ロシアによるウクライナ侵攻後、ガス・LNGのフローが激変し、欧州連合（EU）のみならず、アジアなど世界の他市場も、ガス価格高騰・需給ひっ迫により、グローバルのエネルギー危機が現出
- 上記の激変に伴い、国際エネルギー機関（IEA）メンバー国より、ガス・LNGの動向により注力する機運が高まり、特に欧州における2023/24年冬のガス不足に警鐘を鳴らし、当該問題にIEA加盟国がどのように対応できるかを議論し、長期的なエネルギートランジションにおける天然ガス市場への対応策を検討・提言するため、2022年11月、“Taskforce on Gas Market Monitoring and Supply Security”（TFGまたはガスタスクフォース）が設立
- 2023年2月15日、臨時閣僚会合がオンライン開催され、IEA加盟国31カ国の他、非加盟8カ国が参加。ロシアによるエネルギーの武器利用への懸念に加え、ロシアへの資源依存度低減のための取組として、供給源の多角化や、とりわけ省エネ・再エネ・水素導入等によるクリーンエネルギートランジションの推進、インフラ整備や共同購買等における協調の重要性について言及があったほか、IEAに対してはデータの分析に基づく提言やハブとしての役割等の期待が寄せられた。同会議閣僚声明概要は次の通り。
 - ① ロシアのウクライナ侵攻の影響、欧州のエネルギー危機、世界中で影響を受けた国々のエネルギー危機への対処、クリーンで持続可能なエネルギー移行に向けた議論
 - ② 天然ガスの需給動態に関する分析、政治的脅迫の武器としてのエネルギーの使用に伴うリスクを軽減する検討
 - ③ 欧州諸国の取組による欧州エネルギー市場の最近の安定化を歓迎、TFGが分析を継続
 - ④ 省エネルギーが「第一の燃料」であり、クリーンエネルギー移行が重要であると合意
 - ⑤ クリーンエネルギー移行と世界のLNG市場の安定性向上が、共通の課題と認識

二次利用未承諾リスト

報告書の題名

委託事業名 令和4年度燃料安定供給対策に関する調査事業

受注事業者名 一般財団法人
日本エネルギー経済研究所

[illegible]