

**令和6年度補正エネルギー安定供給実現に向けた
体制構築等事業(エネルギー安定供給に向けたLNG
事業体制構築事業等)ご報告書**

合同会社デロイト トーマツ
2026年3月31日

目次

業務(1)事業者間融通の促進やトレーディング機能強化に向けた今後のLNG調達の在り方	P.3	業務(2) 低炭素化されたLNGに関する認証システム構築	p.117
LNG輸出に関するマクロ環境	p.4	CLEANイニシアティブを介した現在の情報収集プロセス	p.118
アジア需給予測に基づく市場分析	p.20	オプションの抽出・比較分析	p.120
我が国におけるLNG需要と調達	p.30	取るべきスキームの検討	p.122
LNG調達におけるボトルネック	p.42	CLEANイニシアティブスキーム(案)	p.123
スポット市場の反応分析	p.58	発展検討 : JCM活用	p.126
シナリオ別 供給途絶リスク分析	p.74	発展検討 : LNG認証との対峙	p.127
供給途絶シミュレーション	p.81	業務(3) ターコイズ水素の社会実装に向けた調査	p.135
業務(2) LNGバリューチェーンの低炭素化に向けたロードマップ	p.97	ターコイズ水素の国内外開発状況	p.137
LNGバリューチェーンからのメタン排出削減 必要性の背景	p.98	ターコイズ水素の技術優位性	p.146
LNGバリューチェーン全体において排出が大きい箇所の特定	p.99	ターコイズ水素の市場成長性	p.149
GHG排出削減技術	p.100	ターコイズ水素の社会導入に向けた提言案	p.153
GHG排出削減ロードマップ	p.109		
モデルケース	p.110		
GHG削減量・コスト比較	p.116		

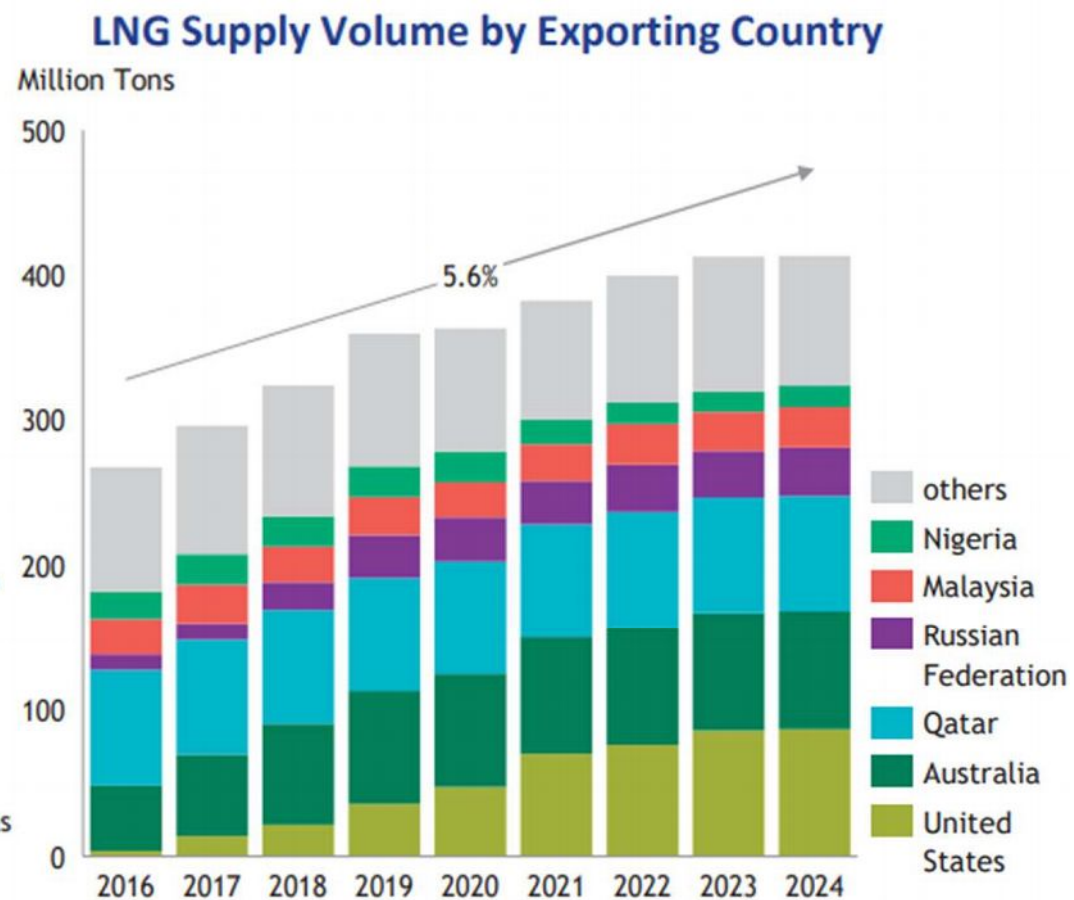
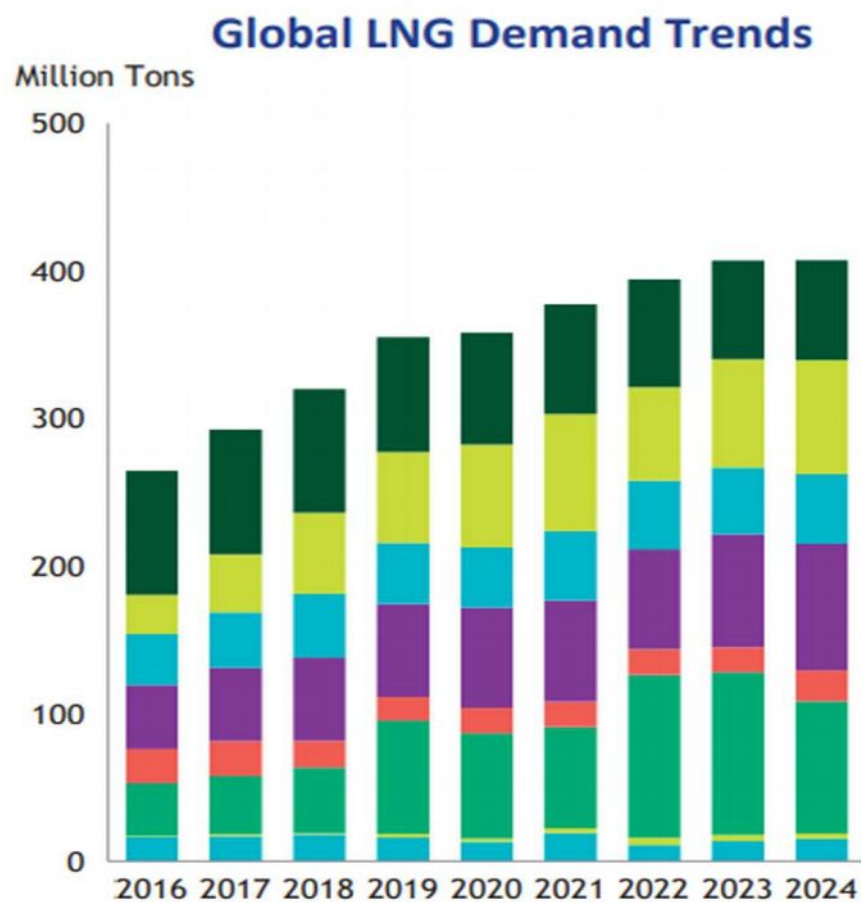
業務(1)

**事業者間融通の促進やトレーディング機能強化等
に向けた今後のLNG調達の内り方に関する検討**

LNG輸出に関するマクロ環境

2016年から現在にかけて、各地域ごとの増減はあるものの、世界全体ではLNG需要量と供給量は共に概ね同じペースで伸長している。

世界のLNG需要量と供給量推移



各エネルギー関係機関は、LNGの将来需要には電力需要・再エネ普及・燃料転換の進展等に起因する大きな不確実性が存在していることを示唆している。

LNG将来需要に対するエネルギー関係機関の見立て

資源エネルギー庁とBloombergの見立て

中長期的なLNG需要量は、新産業による電力需要の拡大、カーボンニュートラル燃料価格の動向等によって、大きく影響を受ける。

例えば、IEAは2040年に向けて、産業のガス需要や電力消費需要の高まり、燃料転換の進展の度合いによって大きくガス需要が増加する可能性を明記している。特に、**不確実性の大きい需要領域について、LNG確保に伴うリスクへの対応が必要**であり、民間主導を前提に、事業者間、官民の協調した確保が必要である。

- 第7次エネルギー基本計画より抜粋

- 過去10年近い間、日本のLNG需要は減少傾向だったが、経産省が示したもう一つのシナリオ(=技術進展シナリオ)は、**今後増加トレンドへ反転する可能性を示唆している。**
- **人工知能(AI)の普及で半導体工場やデータセンターが増え、電力需要が想定外に膨らめば、日本の電力会社はLNG確保を加速させざるを得なくなるだろう。**



IEAの見立て

IEAの見立て(World Energy Outlook 2024)

LNG将来需要に影響を与える項目

電力需要

- 電力需要の見通しに対しては、**データセンターと人工知能の開発、家電製品の効率向上のペース、より頻繁で激しい熱波等**が不確実性を与える
- 電力需要は、2035年までに最大1,700TWh、つまり**約5%上下する可能性がある**

再生可能エネルギー

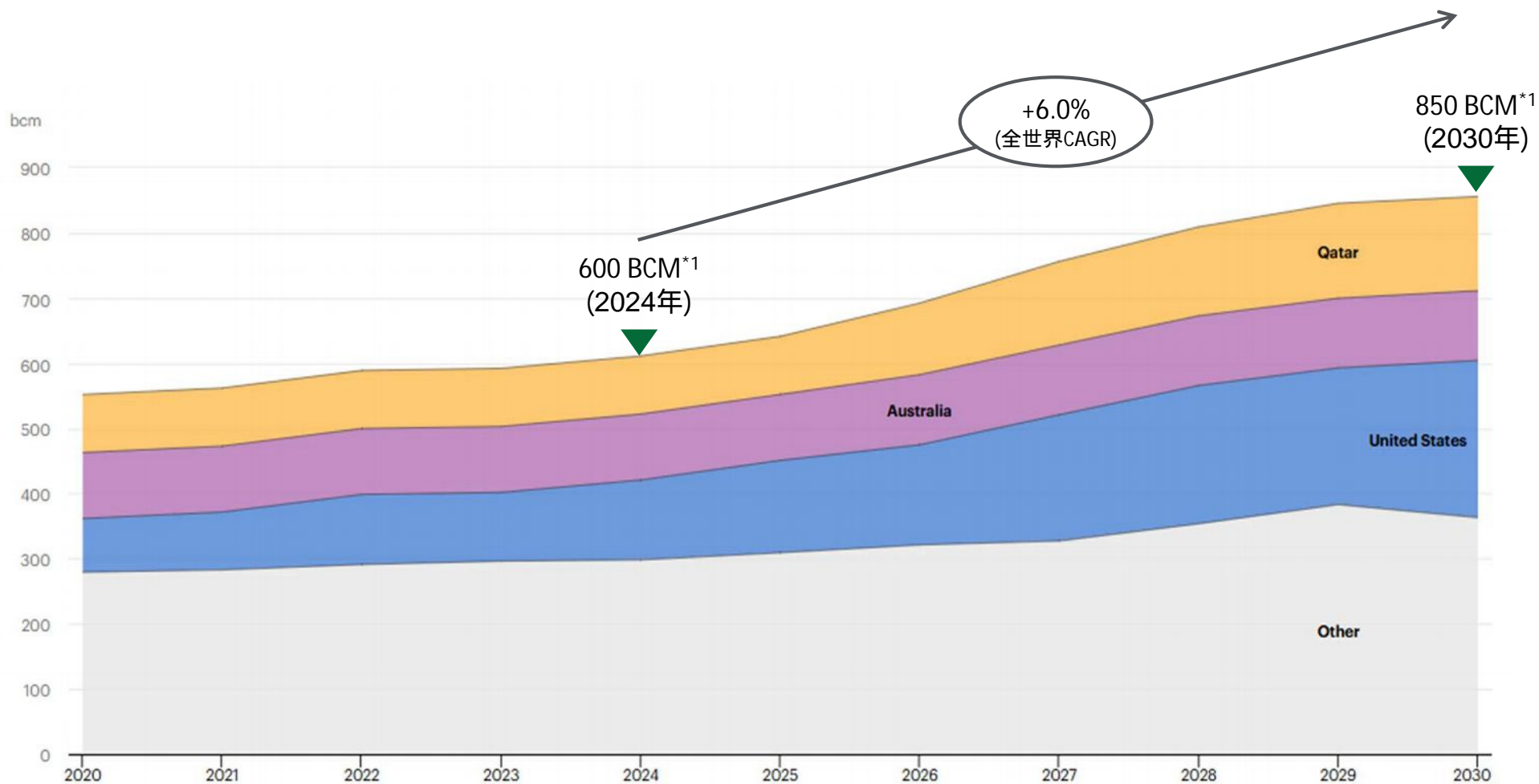
- 再エネ普及が進むシナリオでは、**再生可能エネルギーがエネルギーミックスに占める割合が大きくなるため、天然ガス需要が減少する**
- 太陽光発電の普及の加速により、天然ガス需要は**2035年に4%減少する可能性がある**

燃料転換

- 2030年に約130bcmのLNG余剰が生じる
- **余剰LNGにより石油の電力、石炭の産業、ヒートポンプなどの建物の電力などが置き換えられ、LNG需要増に繋がる可能性がある**
- 主に電力や産業でのガス使用量の増加により吸収された余剰LNGは、**2030年までにガス需要を3%増加させる可能性がある**

IEA公表シナリオでは、2024年から2030年にかけてLNG供給能力は上昇し、2030年の世界における供給能力は850BCMに到達すると予測している。

エリア別LNG供給能力(2020年-2030年、2030年はIEAシナリオ予測、既存および建設中のプロジェクトを含む)



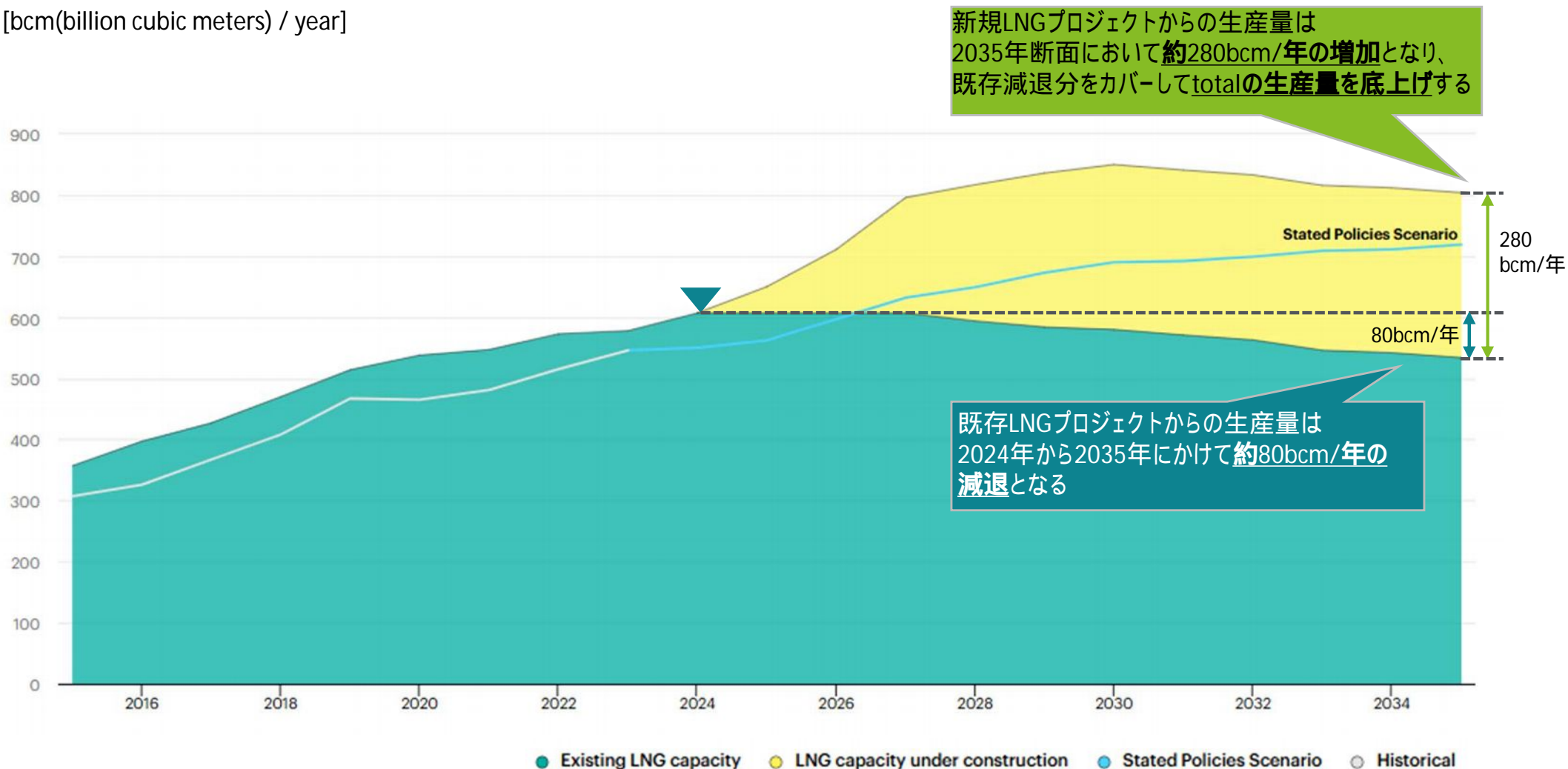
*1：グラフ内数値はグラフより読み取った値を弊社にて記載。

出所：IEA World Energy Outlook 2025

既存プロジェクトのLNG生産量は減退するが、新規プロジェクトからのLNG生産量が減退分をカバーし、2020年代後半から2030年代にかけての総生産量は増加すると予測されている。

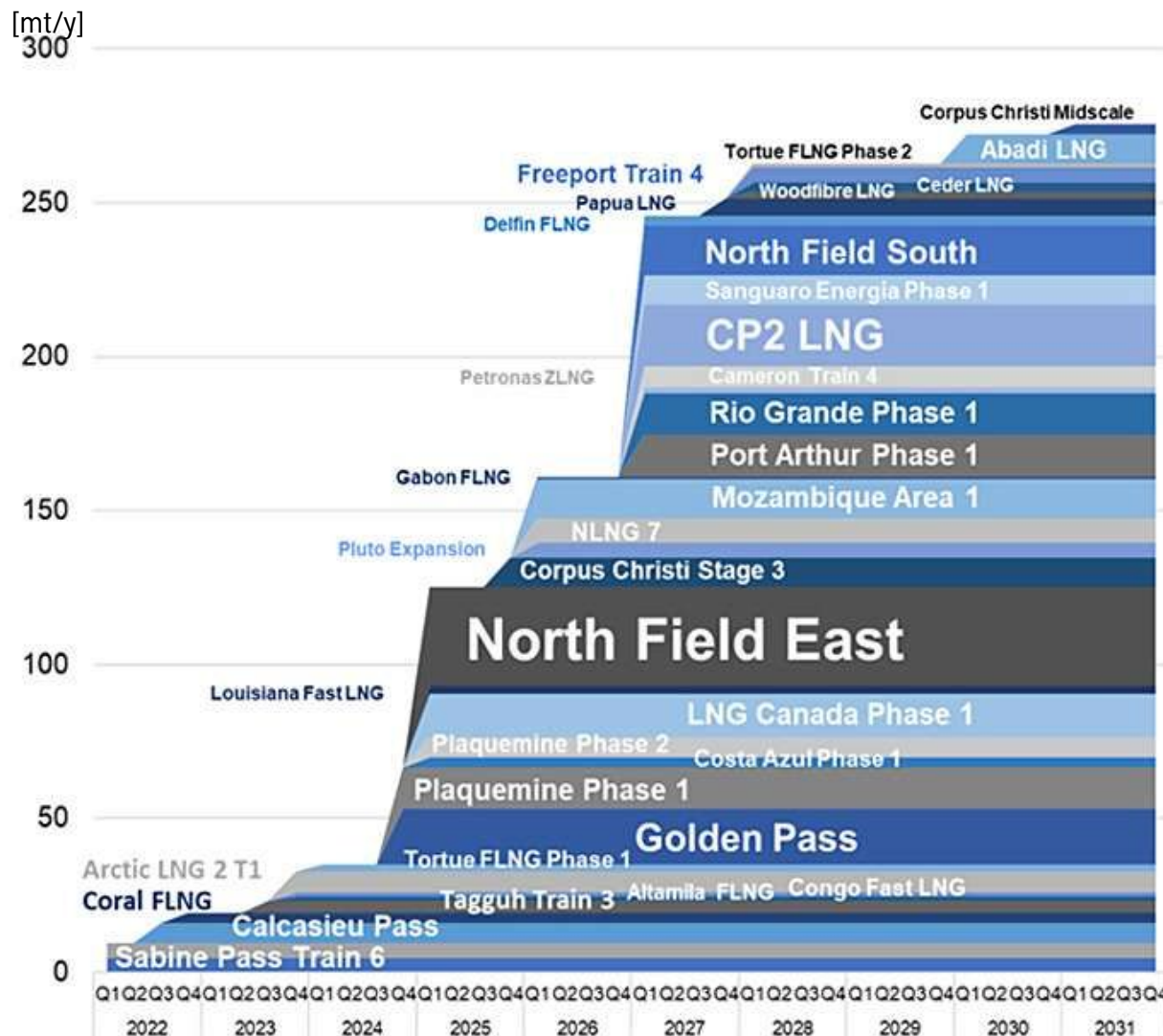
世界のLNG生産能力(2015~2035)

[bcm(billion cubic meters) / year]



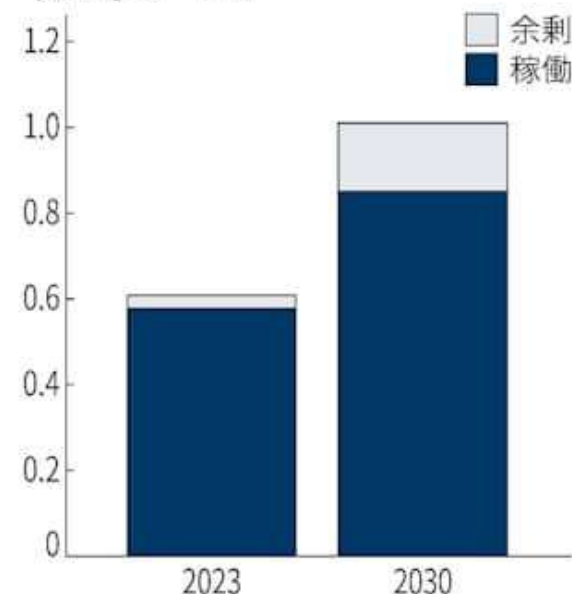
(ご参考)2027~2028年に向けてFID済プロジェクトが運転を開始される見通し。
IEAは、LNGの生産能力の余剰が2030年には2023年の5倍になるとも報告している。

短中期のLNG供給見通し(FID済・プロジェクト積算)



LNGの世界生産能力

兆立方メートル



(出所) I E A

- 世界需要の増加が続くが、米国やカタルなどの生産能力の伸びが上回る見通し(以下、2023年との対比)
 - ✓ 2030年の世界需要は約1億700万トン増加
 - ✓ 2030年の世界供給は約1億9,900万トン増加
- その結果、余剰生産設備は約1,800万トンに上るとみられ、**余剰生産量は2023年の5倍になる**

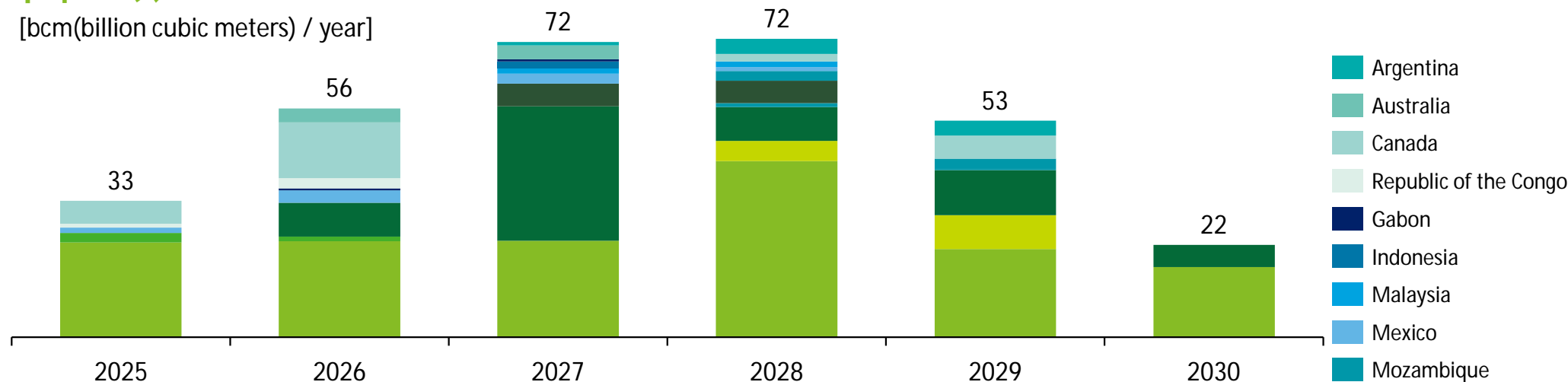
出所：JOGMEC「欧州委員会がロシア産エネルギー脱却に向けたロードマップを加盟国へ提示」、日経新聞「IEA「原油・LNG余剰生産拡大」30年予想、低価格で安定か」(2024年10月17日)

FID取得後のプロジェクトによるLNG増産は、2027~28年がピークと見込まれる。 国別では、アメリカ合衆国・カタールの2国が主な増産国である。

FID取得後のプロジェクトによる年間LNG生産量(単年・累積)

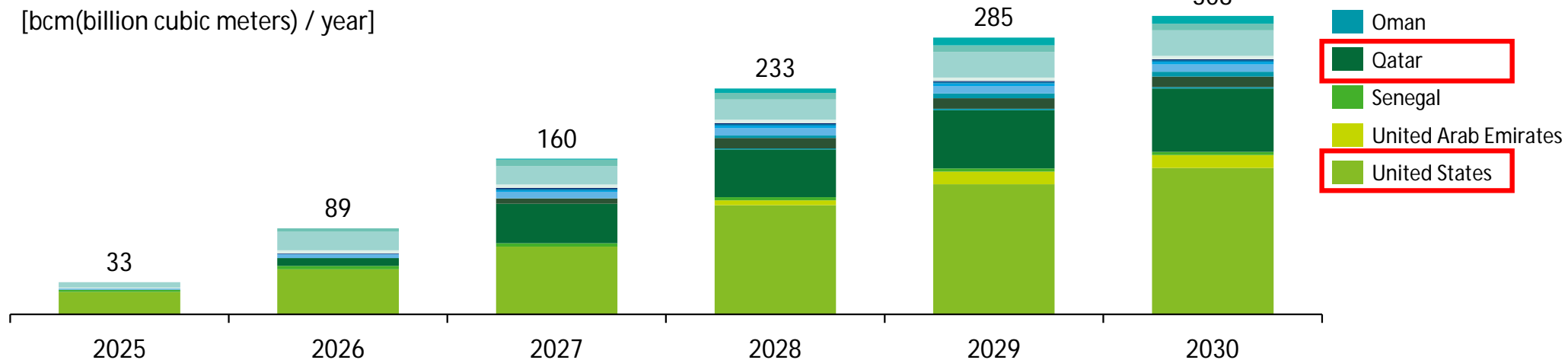
単年ベース

[bcm(billion cubic meters) / year]



累積ベース

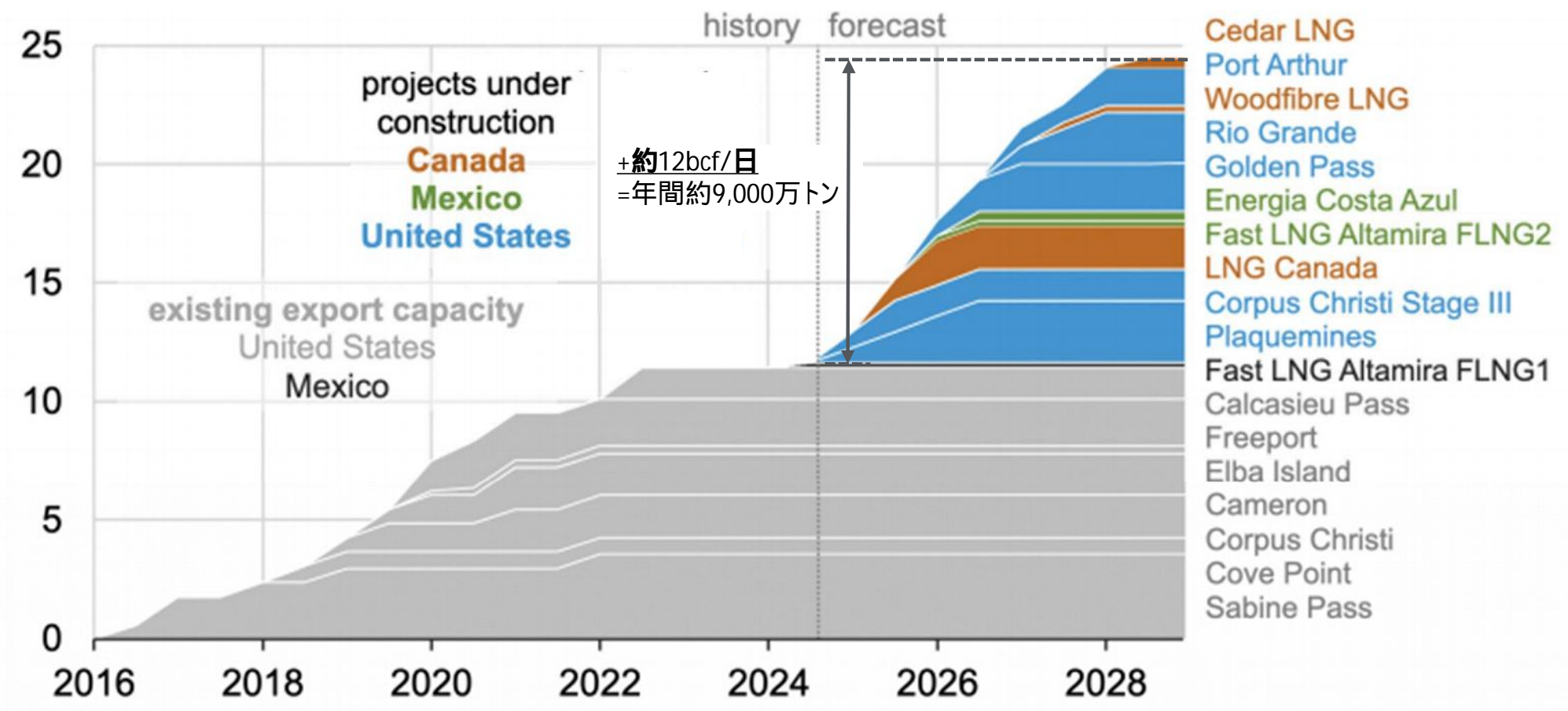
[bcm(billion cubic meters) / year]



アメリカはLNG輸出プロジェクトを進めており、2030年断面で+12bcf/日(=年間約9,000万吨)程度を増産・輸出する予定。

北米産LNG輸出プロジェクトの輸出量予測(2016~2030年)

[bcf(billion cubic feet) per day]

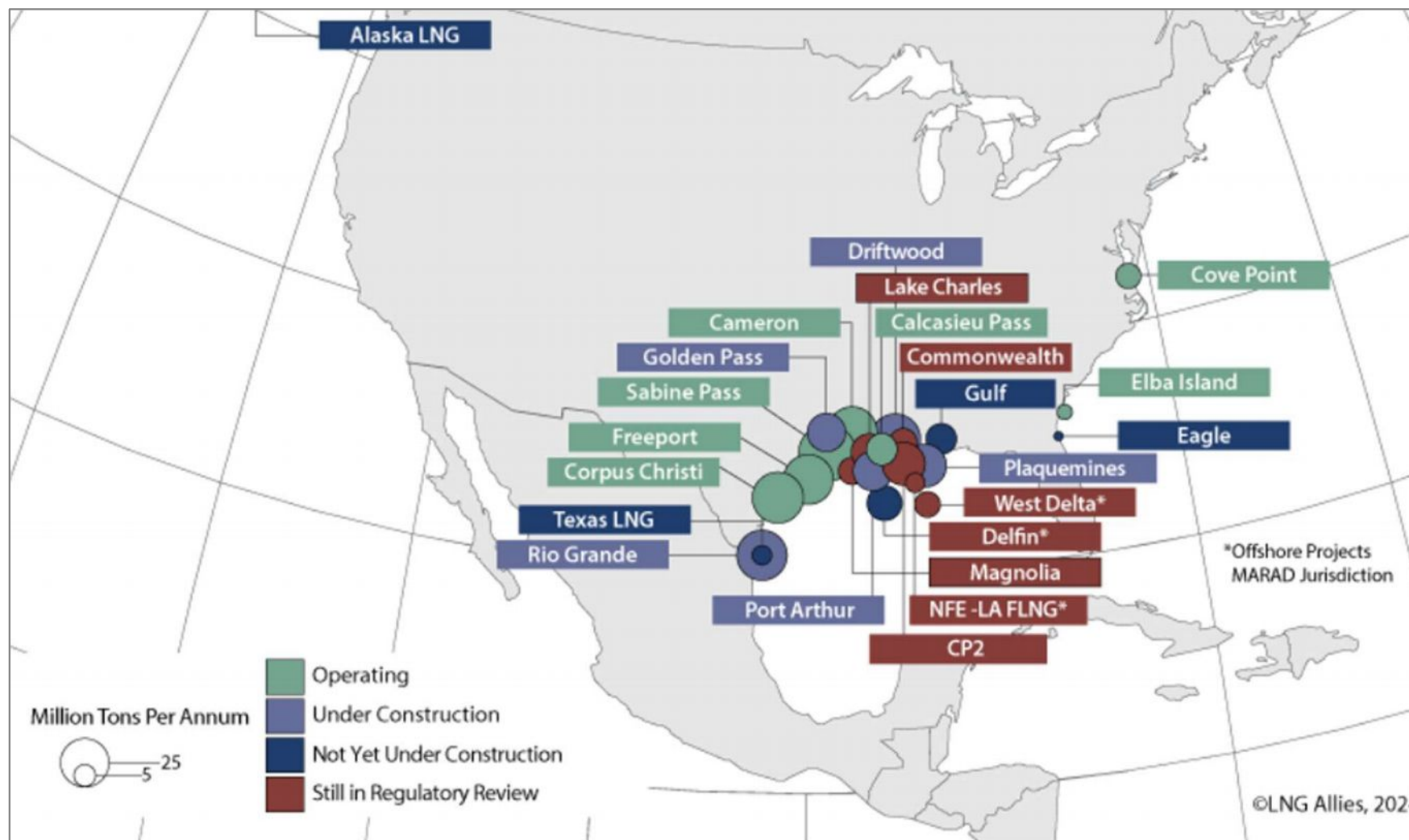


出所：EIA「North America's LNG Export Capacity is on Track to More than Double by 2028」

(ご参考)

アメリカにおける主なLNG輸出プロジェクトおよび生産量、ステータスは以下の通り。

主なLNG輸出プロジェクト(2024年7月現在)



出所：The USLNG Association「USLNG Export Statistics – Through July 2024」

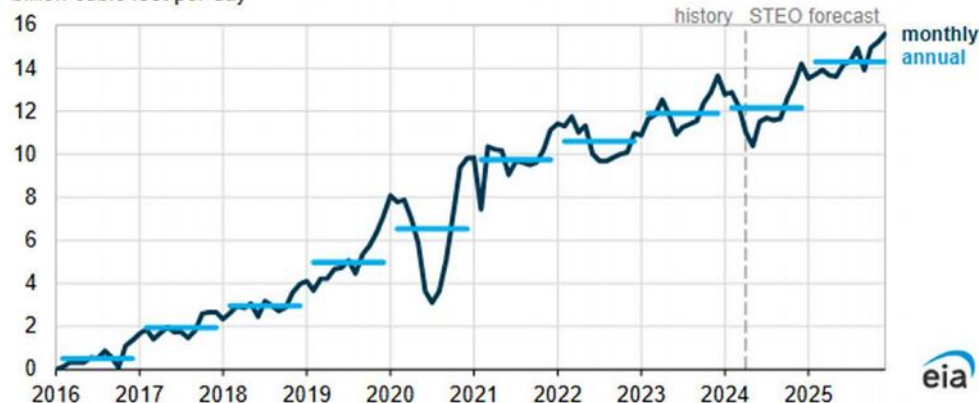
アメリカ産LNGの特徴としては、仕向地制約が無いいためスポット/ショートターム取引で調整がしやすい、欧州・アジアのLNG価格と比べて安価な点が挙げられる。

アメリカ産LNGの特徴

仕向地制約が無い

- アメリカのLNG事業は、世界のLNG需要に応じて米国内の天然ガスを基地で液化し、上流側からの仕向け地制限がなく、出荷される特徴的な仕組みを有する。
- 長期LNG購入者は経済的に見合う輸出先がなければキャンセル料を支払って引き取りしないことも可能なため、アメリカ産のLNGは他のLNGとの競争力が求められ、それゆえに、世界のLNG需給に敏感に反応し、輸出量が増減する性質を有する。
- 上記性質のため、スポット/ショートタームでの取引に適している。
- なお上記性質はありながらも、アメリカエネルギー情報局(EIA)は、現在建設中のLNG輸出プロジェクトが操業を開始することでアメリカのLNG輸出量は2025年以降も増加すると予測している。

U.S. liquefied natural gas (LNG) exports (Jan 2016–Dec 2025)
billion cubic feet per day



価格が安価

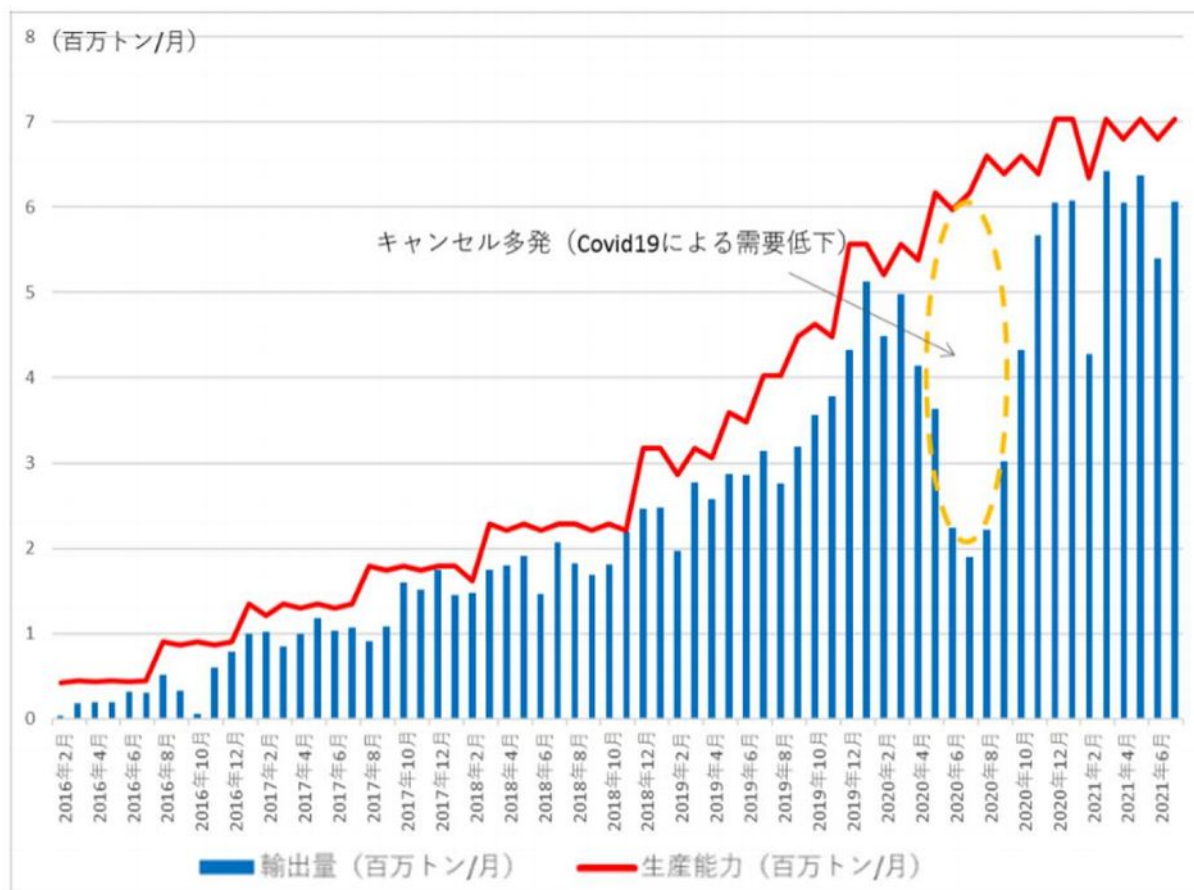
- アメリカ産LNGの料金体系は、ルイジアナ州の天然ガス集積地で取り引きされる卸価格「ヘンリーハブ(HH)」を指標とし、それに液化費用など含めた価格である。
- ヘンリーハブ連動価格はガス需給状況に左右されるが、油価連動価格を下回る傾向にあるため、アメリカ産LNGが相対的に割安となる。
- 直近一年間のLNG価格指標の推移では、ヘンリーハブは、JKMやTTFといったアジア・欧州のLNG価格指標と比べ 5~10\$/mmbtu安価であり、年間を通じて欧州・アジアのLNG価格より安価であると言える。

[\$/mmbtu]



2027年以降世界的なLNG供給過剰が見込まれるが、柔軟性の高い米国産LNGは市場状況に応じて輸出量が調整され、世界の需給調整弁として機能することが期待される。

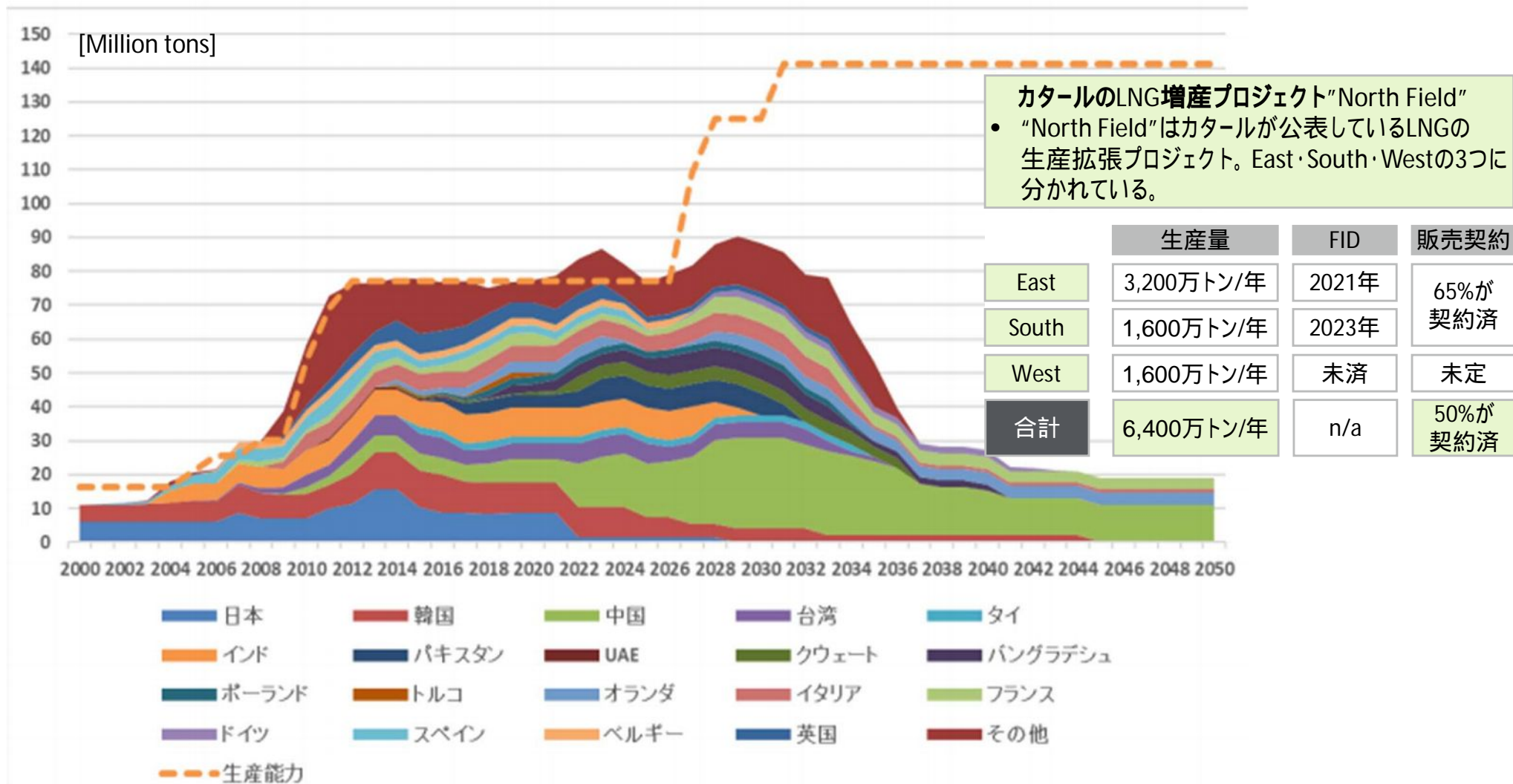
米国の生産能力と輸出量



- 米国産LNGは仕向地フリー、HHリンク価格、液化費用を支払うことで事前通知によりカーゴのキャンセルが可能であるという特徴から、足元の市況に対応して輸出量を調整。2020年4~10月分で約170カーゴ(LNG1,300万トン相当)がキャンセルされ、スポットガス価格の底抜けを抑止し、米国産LNGが需給調整弁の役割を果たした
- 米国産LNGの供給柔軟性は、柔軟でタイムリーな需給調整を通して、最も供給が不足し、価格が高騰する市場に、市場メカニズムを介した供給の最適配分機能が発揮される
- 欧州の脱ロシアに伴うガス需給ひっ迫に関し、欧州と米国は共同のタスクフォースを立ち上げ、欧州を支援。欧州委員会は加盟国と連携し、米国産LNGを最低でも2030年まで年間50BCM(約3,650トン)分の追加需要を安定的に確保されるよう取り組むことを明らかにし、市場はこれらの動向を織り込み済と史料

カタールは” North Field”プロジェクトにより、2020年代後半から2030年代にかけて2024年比+6,400万トン/年のLNGを増産する計画を公表している。

カタール産LNGの生産量予測および販売状況(2024年現在)



出所：JOGMEC「カタールNorth Field拡張プロジェクトとQatarEnergyのフットプリント拡大」、「カタール North Field West ~ LNG生産能力増強の背景とLNG版OPECに向けた野望 ~」

North Fieldから生産されるLNGの約49%は既に販売先が決定しており、残り半数が未定。
また、全体の約33%がアジア向け長期販売として契約締結済である。

North Field の販売契約(2024年現在)

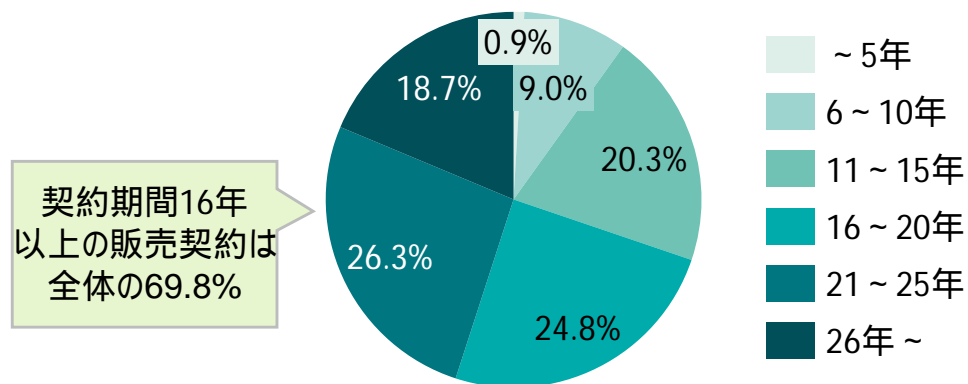
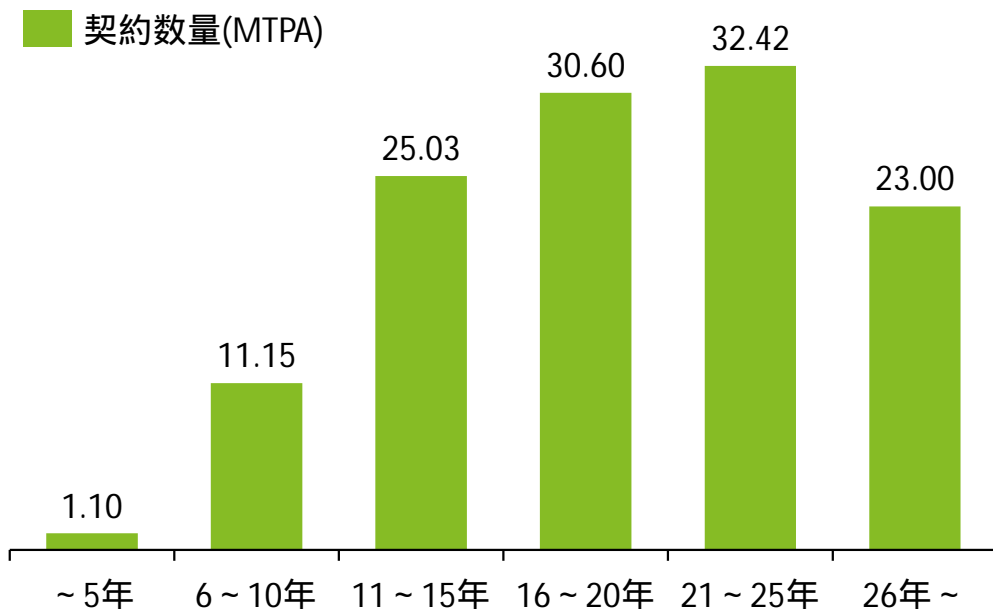
■ : アジア向け販売契約

企業	国	契約期間 [年]	契約数量 [トン/年]	出荷予定年	契約公表日
ConocoPhillips	ドイツ	15	200万	2026	2022年11月29日
Sinopec	中国	27	400万	2026	2022年11月21日
CNPC	中国	27	400万	2026	2023年6月20日
PetroBangla	バングラデシュ	15	180万	2026	2023年6月1日
TotalEnergies	フランス	27	350万	2026	2023年10月11日
Shell	オランダ	27	350万	2026	2023年10月18日
Eni	イタリア	27	100万	2026	2023年10月23日
Sinopec	中国	27	300万	2027	2023年11月4日
Excelerate Energy	バングラデシュ	15	100万	2026	2024年1月29日
Petronet	インド	20	750万	2028	2024年2月6日
合計			3,130万 (North Field全体生産 量の約49%)		
アジア合計			2,130万 (North Field全体生産 量の約33%)		

出所：JOGMEC「カタールNorth Field拡張プロジェクトとQatarEnergyのフットプリント拡大」、「カタール North Field West ~ LNG生産能力増強の背景とLNG版OPECに向けた野望 ~」

既存のカタール産LNGの販売契約の約70%が契約期間16年以上の長期契約である。 カタールの販売戦略も踏まえると、JKMスポットでのLNG販売は限定的。

既存カタール産LNGの販売契約(契約期間別)



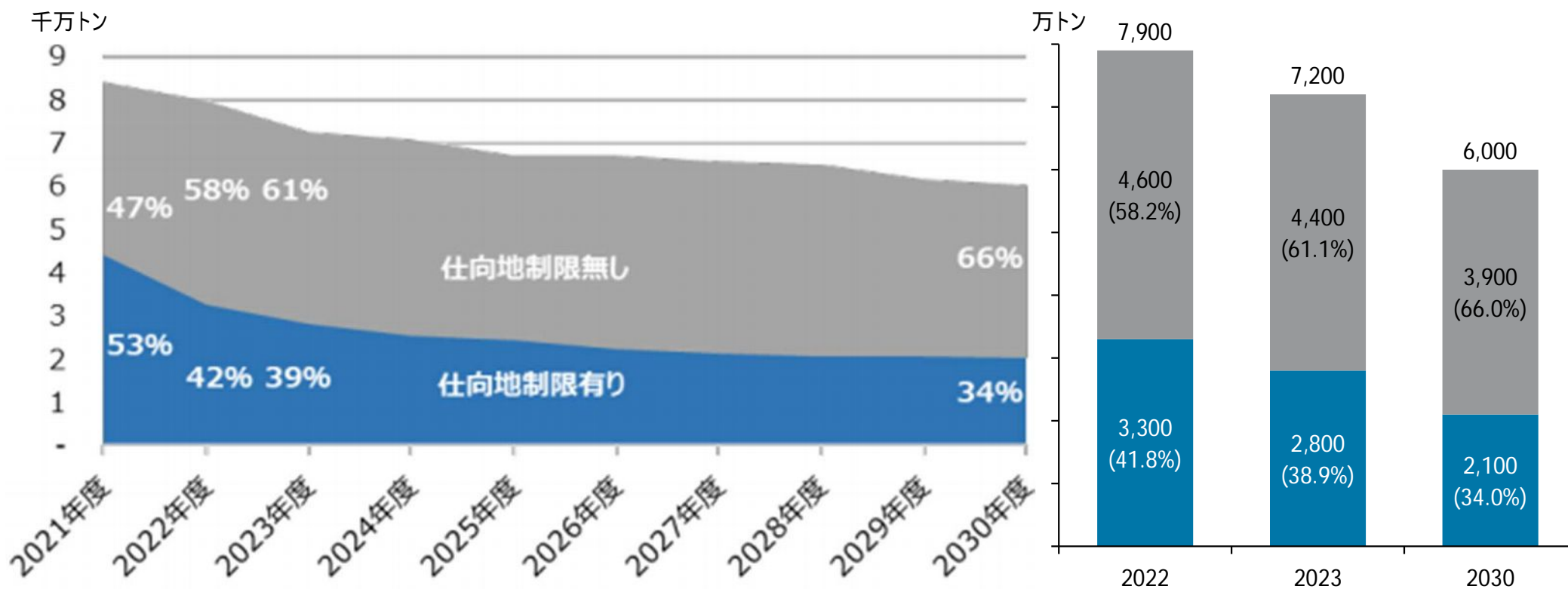
カタールの販売戦略

カタールの販売戦略	規模	大ロット(300万トン/年~) *一部案件では中小ロットも存在
	契約期間	長期間(30年弱) *一部案件では15年程度
	価格リンク	油価リンク
	仕向地制限	仕向地制限あり *一部案件では仕向地フリー

カタールの販売戦略(大ロット・仕向地制約ありによる長期販売中心)を踏まえると、JKMスポットでのカタール産LNG販売は限定的で、JKM価格へ顕著な影響を及ぼす蓋然性は高くないのではないかと考えられます。

仕向地制約は徐々に撤廃傾向にあるが、2030年時点で34%残っている。仕向地条項がなければ、国内需要が少ない時期にアジアに転売するなど柔軟な対応が可能となる。

仕向地条項



仕向地制約無し

「仕向地条項無し」と「国内外への仕向地変更を可能としている場合で利益分配条項が無い場合」とを合算した契約数量と定義。仕向地変更が可能であっても利益分配条項が付されているものは制限がかけられていると解釈

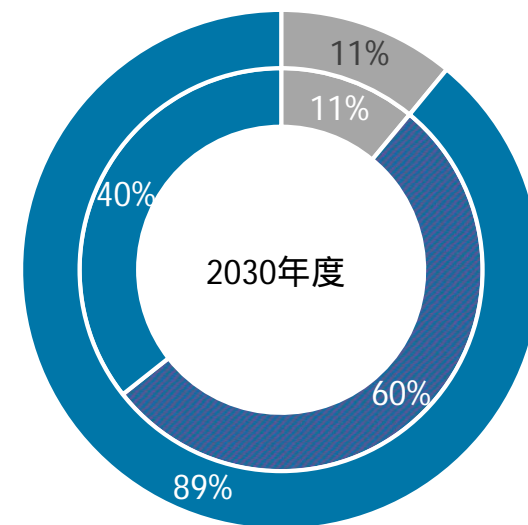
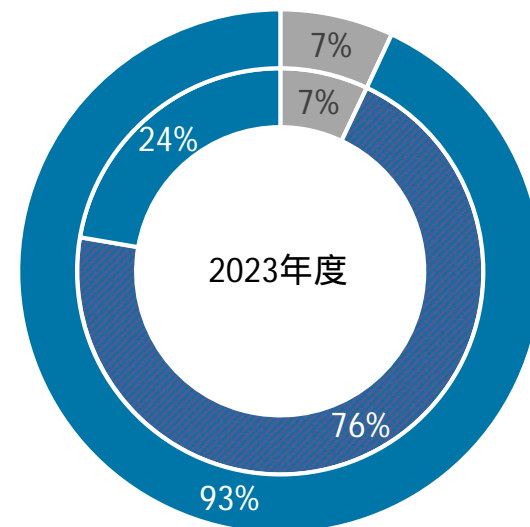
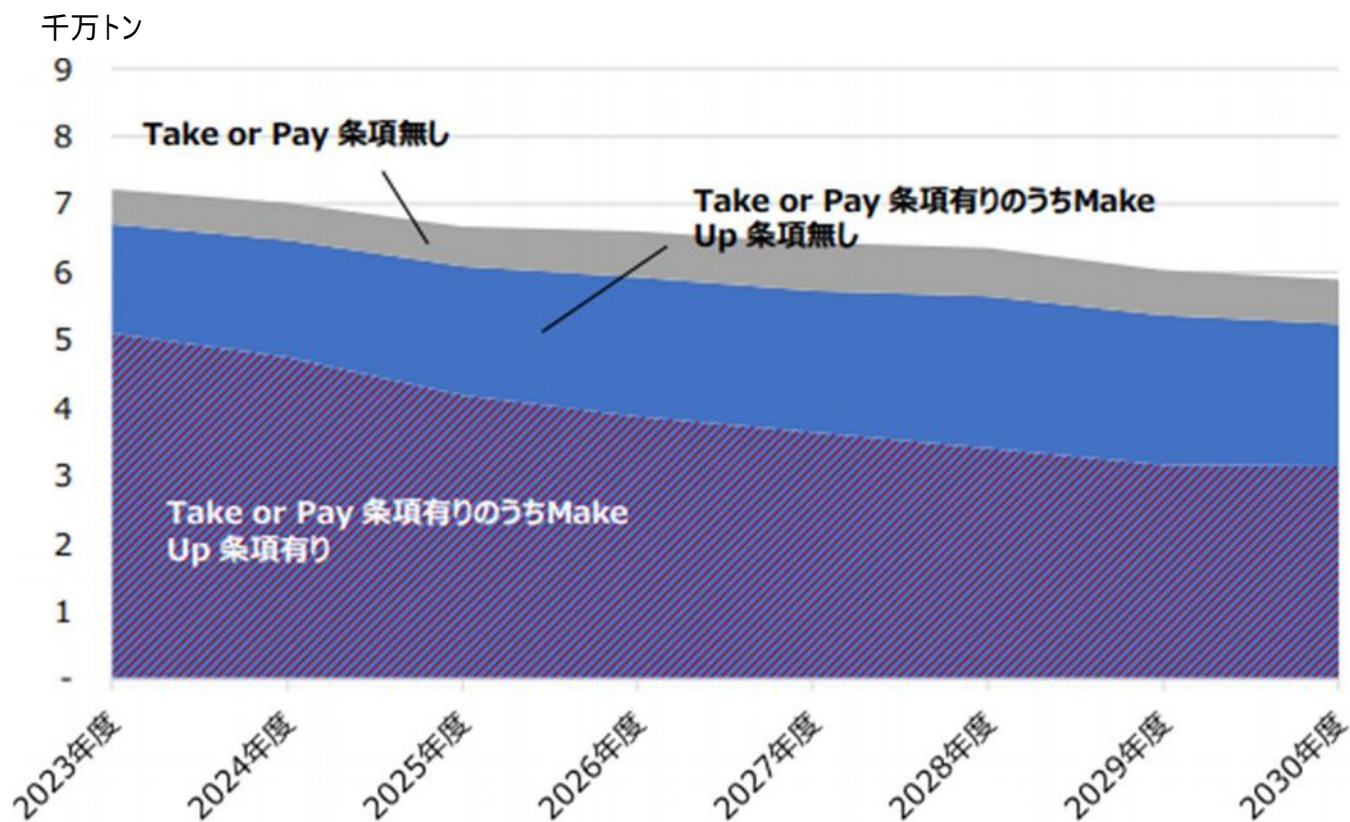
仕向地制約有り

「仕向地制限無し」を差し引いた数量。この場合、「仕向地制限有り」は、「仕向地が指定されている場合」と「国内外への仕向地変更が可能であっても利益分配条項が有る場合」と整理される

出所：JOGMEC「LNG売買契約に係る仕向地条項及び価格指標等に関する2024年度調査結果」

約9割の契約でTake or Pay 条項が付されている。Make UP条項により翌年以降に支払済のLNGを引き受けられるが、引受計画の調整が必要となる。

Take or Pay条項



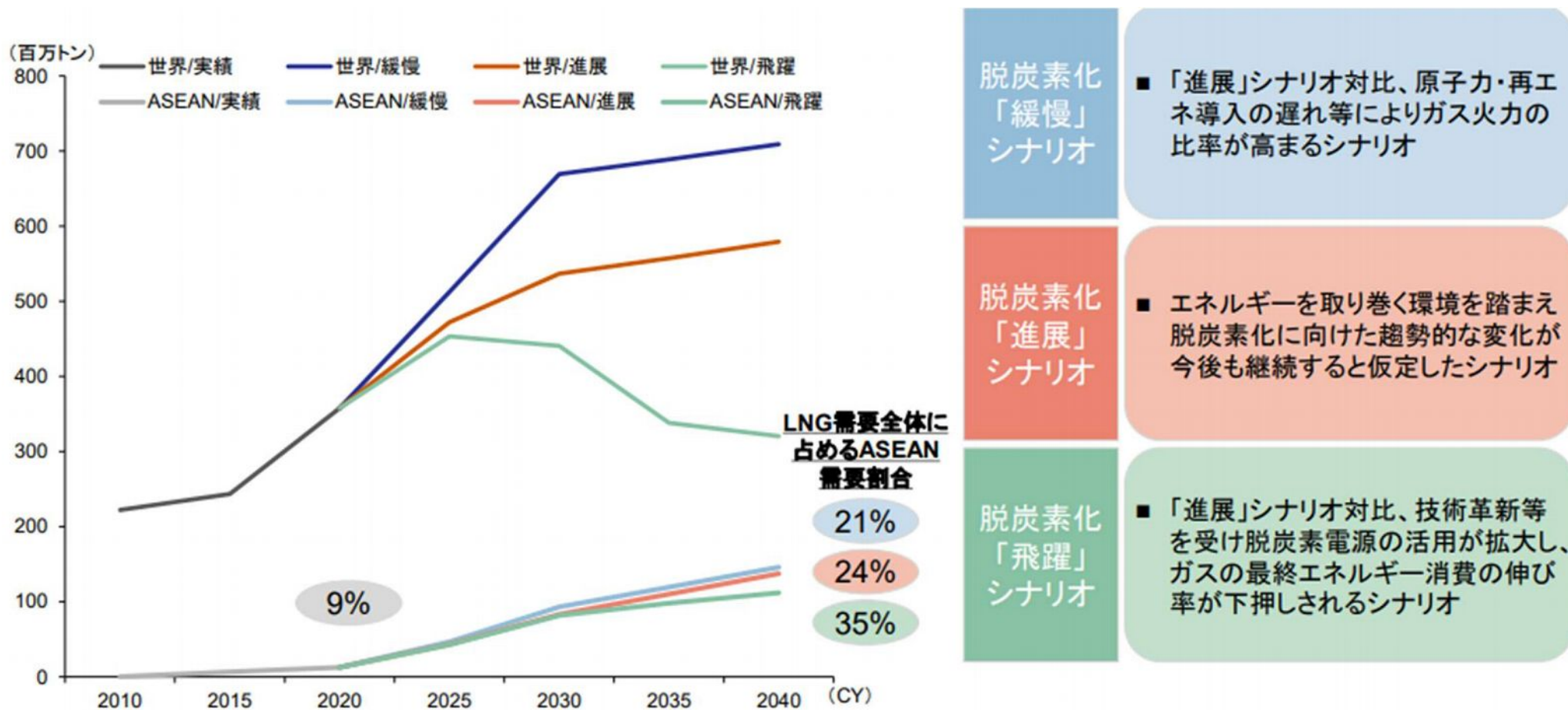
- Take or Pay：買主の実際の引取量が不足する場合に当該不足分に係る支払いを売主に対して行うという義務を定める条項であり、LNG取引における買主側の引取義務を契約締結時点で約するもの
- Make UP：Take or Pay条項に基づき支払いがなされた分のLNGを、翌期以降の一定年数の間に引き取れることを定めた規定

出所：JOGMEC「LNG売買契約に係る仕向地条項及び価格指標等に関する2024年度調査結果」

アジア需給予測に基づく市場分析

世界のLNG需要は脱炭素化ペースにより将来見通しに幅があるが、ASEANはいずれのケースでもLNG需要拡大、需要全体に占める割合の上昇が見込まれる。

世界・ASEANのLNG需要見通し

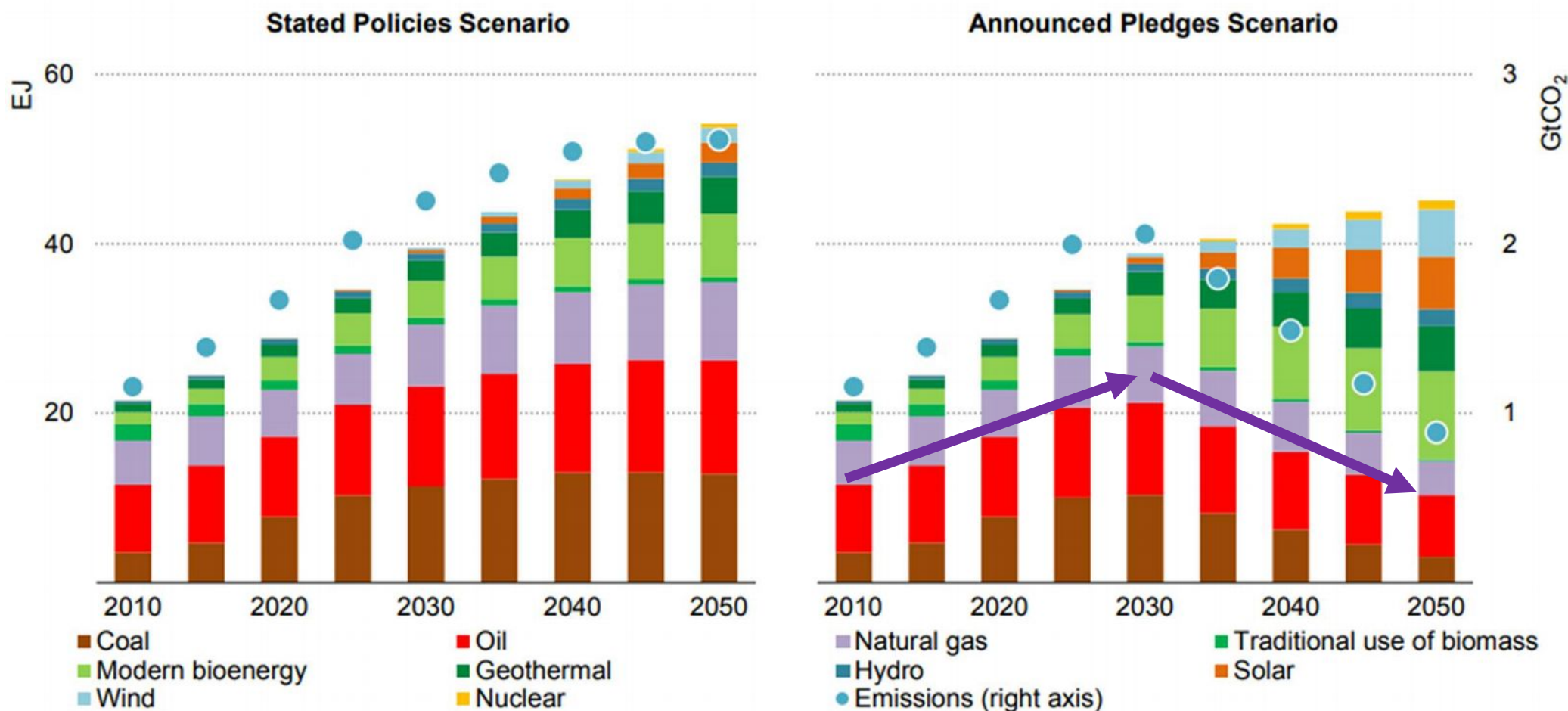


脱炭素化「緩慢」シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> ■ 「進展」シナリオ対比、原子力・再エネ導入の遅れ等によりガス火力の比率が高まるシナリオ
脱炭素化「進展」シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> ■ エネルギーを取り巻く環境を踏まえ脱炭素化に向けた趨勢的な変化が今後も継続すると仮定したシナリオ
脱炭素化「飛躍」シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> ■ 「進展」シナリオ対比、技術革新等を受け脱炭素電源の活用が拡大し、ガスの最終エネルギー消費の伸び率が下押しされるシナリオ

出所：みずほ銀行「LNGの戦略的重要性の高まり～安定供給とトランジションの両立～」

STEPSでは、天然ガスが増加するが、エネルギー需要に占める割合は1/5程度にとどまり、APSでは、2030年代初頭をピークに2050年に向けて天然ガスは減少する見通し。

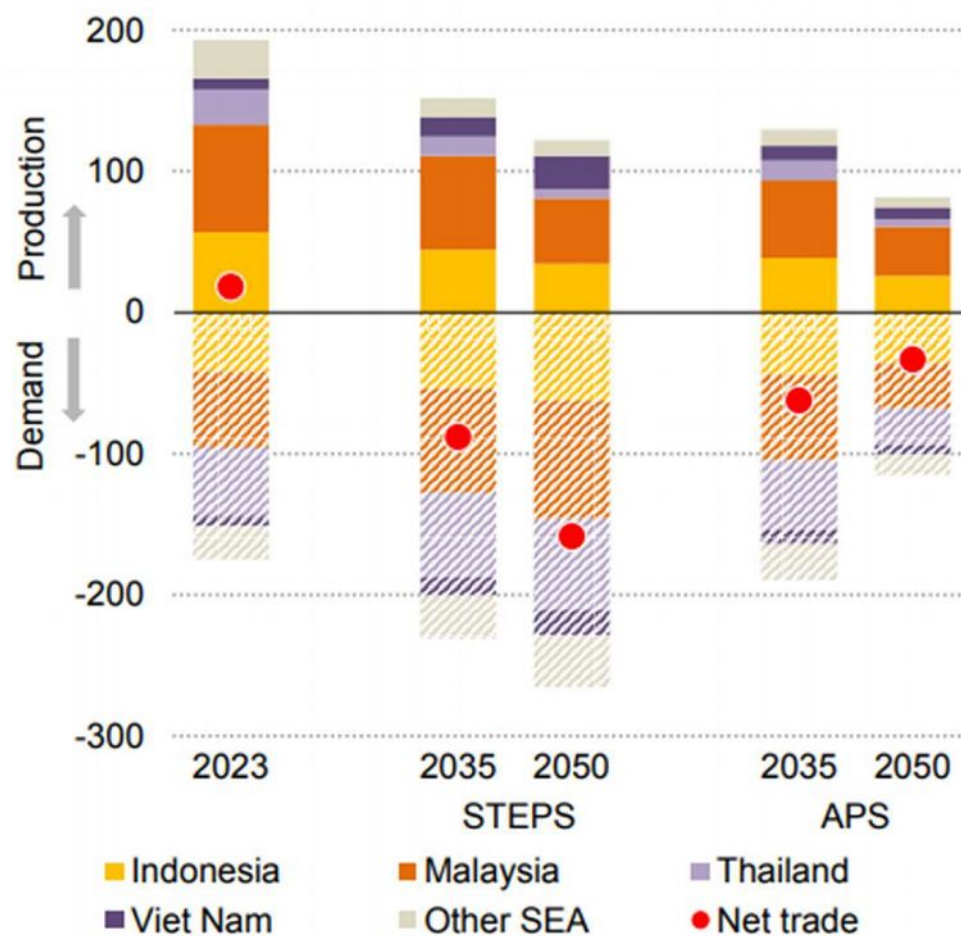
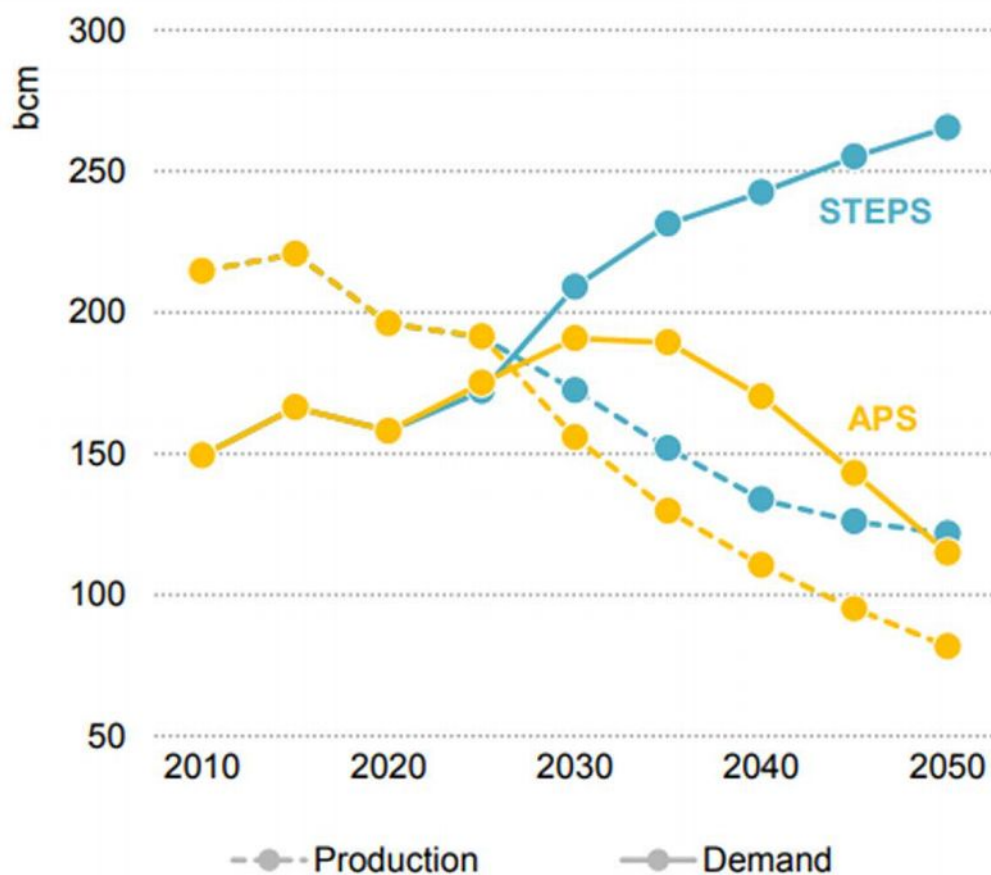
東南アジアの燃料別エネルギー需要見通し



東南アジアはこれまで自国で天然ガスを生産もしていたが、今後は自国生産量よりも需要量の方が大きくなり、純輸入国へと移行していく見込み。

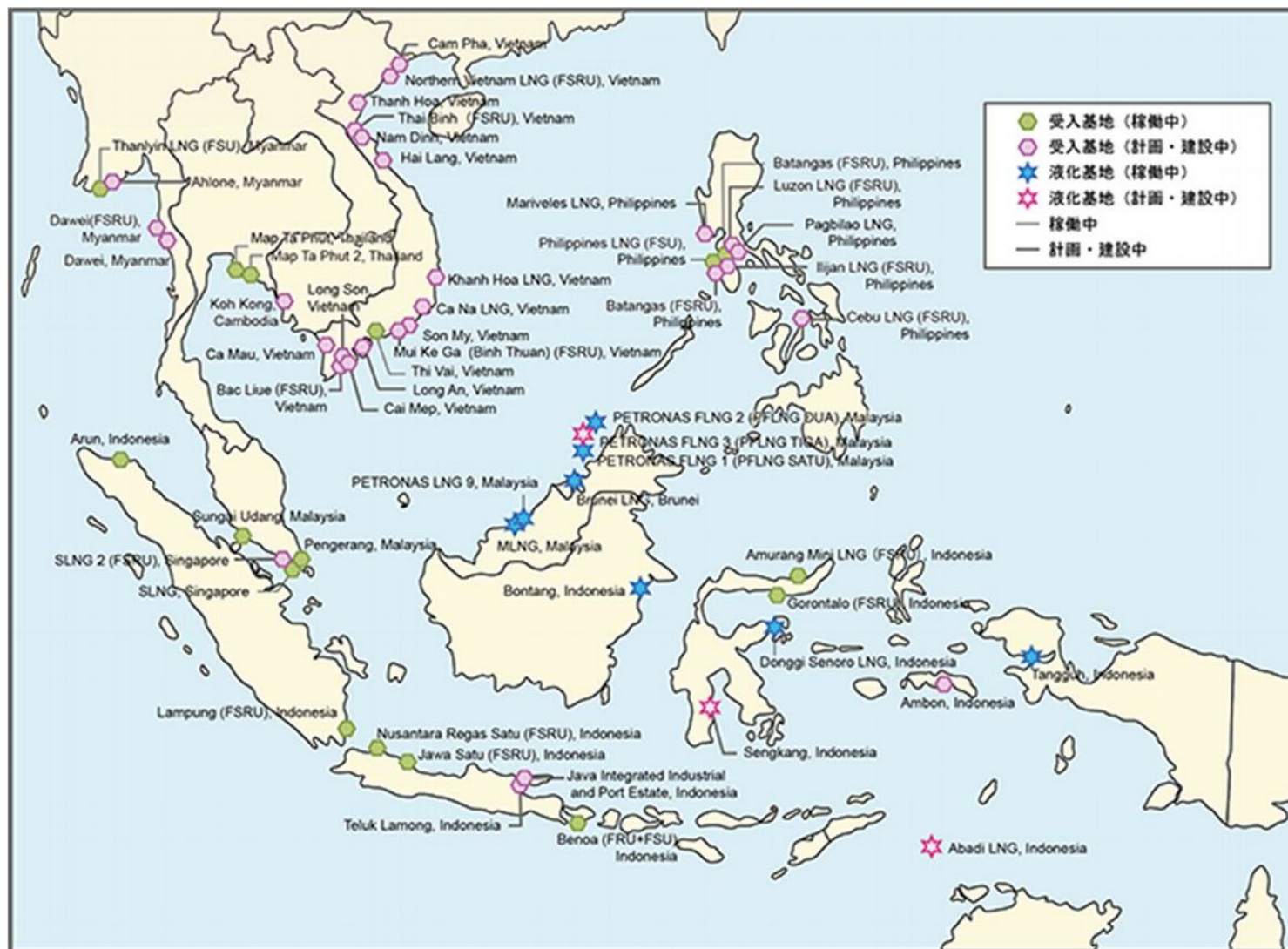
東南アジアの天然ガス自国生産と需要量

Natural gas demand and production by scenario, 2010-2050, and by country, 2023-2050, and net natural gas trade



2010年代以降タイ、シンガポール、マレーシアがLNG輸入を始め、近年ではベトナム・フィリピンで数多くのLNG受入基地建設が進行中である。

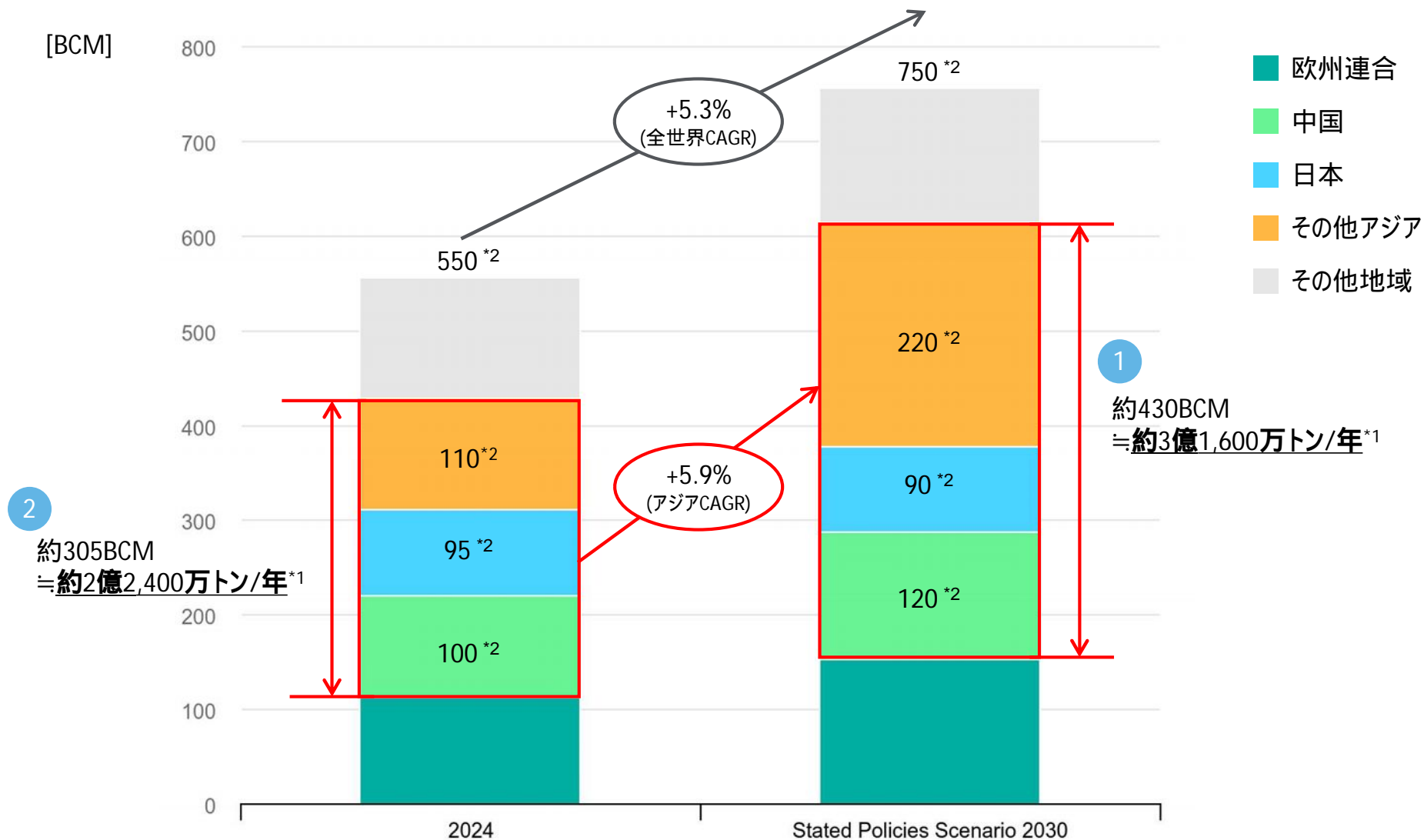
東南アジアのLNG受入基地



出所：JOGMEC「LNG液化・受入基地図(東南アジア)」

IEA公表シナリオに基づく、アジアにおける2030年のLNG需要量は年間約3億1,600万トンと推測される。

エリア別LNG需要量(2024年および2030年、2030年はIEAシナリオ予測)



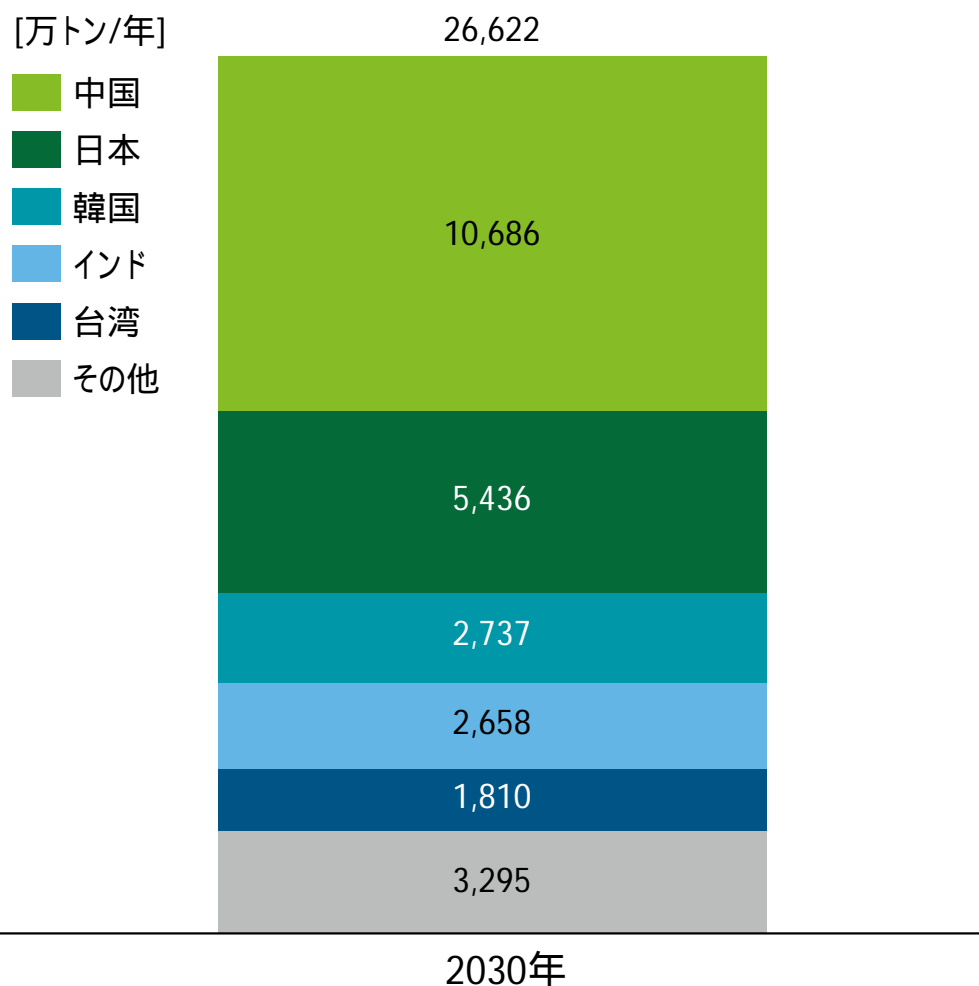
*1 : 1BCM(10億m³) = LNG換算73.5万トンとして計算。*2 : グラフ内数値はグラフより読み取った値を弊社にて記載。

出所 : IEA World Energy Outlook 2025

アジアにおける2030年のLNG需要量から同年の長期契約によるLNG調達量を差し引くことでLNGスポット調達量を試算した結果、年間約5,000万トンとの結果になった。

2030年時点の長期契約LNG調達量

長期契約LNG調達量(2030年)



アジアにおける2030年のLNGスポット調達量(弊社試算)

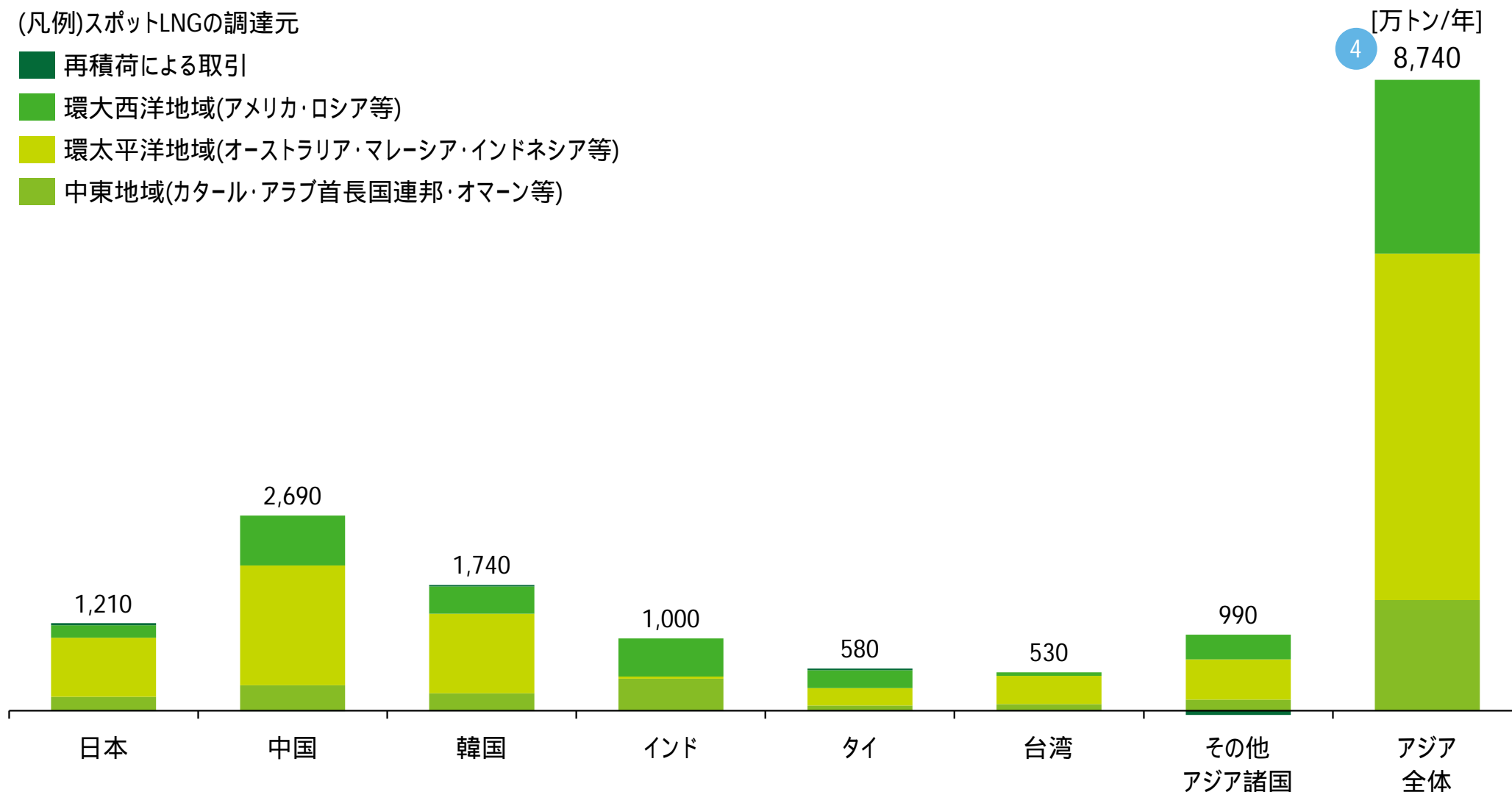
- 3
- LNGの需要量からLNG長期契約確保分を引いたものをスポット供給量として試算を行う
 - A) アジアにおける2030年のLNG全体需要量は、**約3兆1,600万トン/年**
 - B) アジアにおける2030年LNG長期契約確保分の調達量は、**約2兆6,600万トン/年**
 - 従い、(A)3兆1,600万トン/年 - (B)2兆6,600万トン/年 = **5,000万トン/年**が、スポット調達の必要量

2024年におけるアジアのスポットLNG調達量は、年間約8,740万トンである。

スポット/ショートターム取引によるLNG調達量(2024年)

(凡例)スポットLNGの調達元

- 再積荷による取引
- 環大西洋地域(アメリカ・ロシア等)
- 環太平洋地域(オーストラリア・マレーシア・インドネシア等)
- 中東地域(カタール・アラブ首長国連邦・オマーン等)



アジアにおけるLNG需要量は増加するが、2030年断面でも十分な長期契約が存在することに起因して、スポット調達に必要な量は現在のスポット調達量より減少すると予測される。

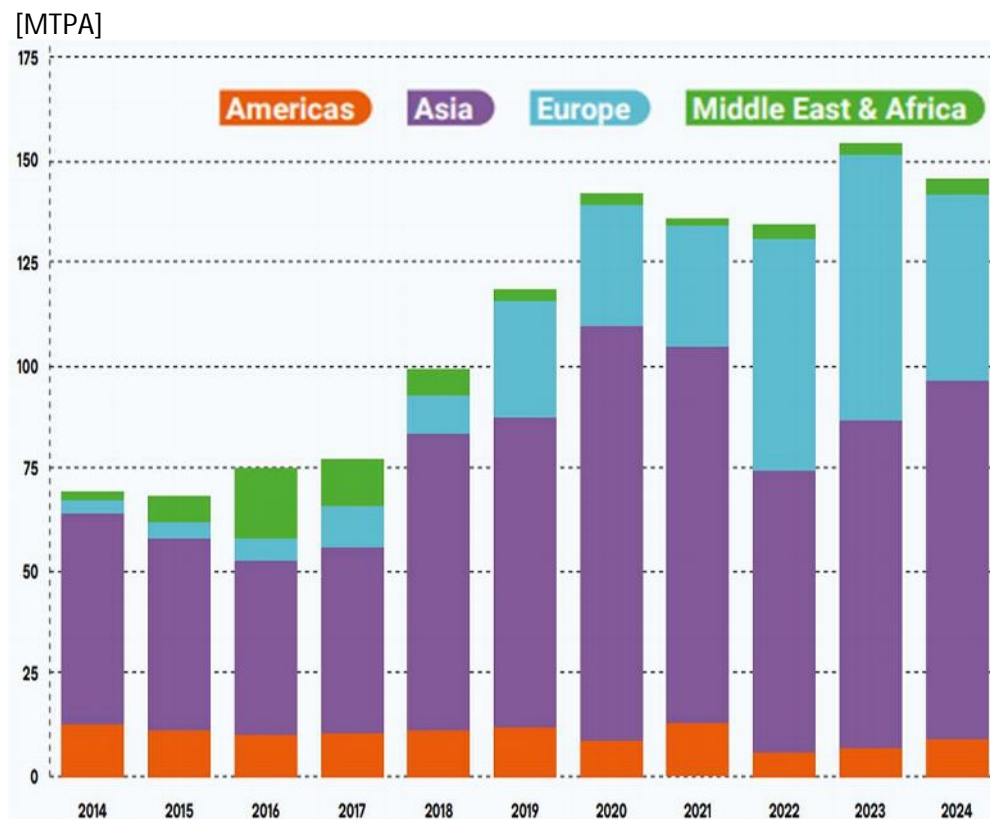
2024年・2030年のLNG需要量/スポット調達量サマリ(アジア)

時期	LNG需要量	LNGスポット調達量	需要量に対して スポット調達量が占める割合	JKMマーケット プライスへの影響
2030年	<p>① 約3億1,600万トン/年</p> <p>+41.1%</p>	<p>③ 約5,000万トン/年 需要に対し長契で不足する量、 つまりスポット調達の必要量</p> <p>42.8%</p>	<p>15.82%</p> <p>23.2 ポイント</p>	<p>世界の需給バランスは現状の需給と大きく変わらず、スポット市場価格への影響は限定的と思料</p>
2024年	<p>② 約2億2,400万トン/年</p>	<p>④ 約8,740万トン/年 スポット/ショートターム取引により アジア諸国が調達した量</p>	<p>39.02%</p>	<p>スポット玉は米国を含む全世界から供給されており、世界の需給バランスにより価格形成される。 長期契約/スポットの構成比に変化があっても、需要・供給量全体のバランスにより価格形成される想定。</p>

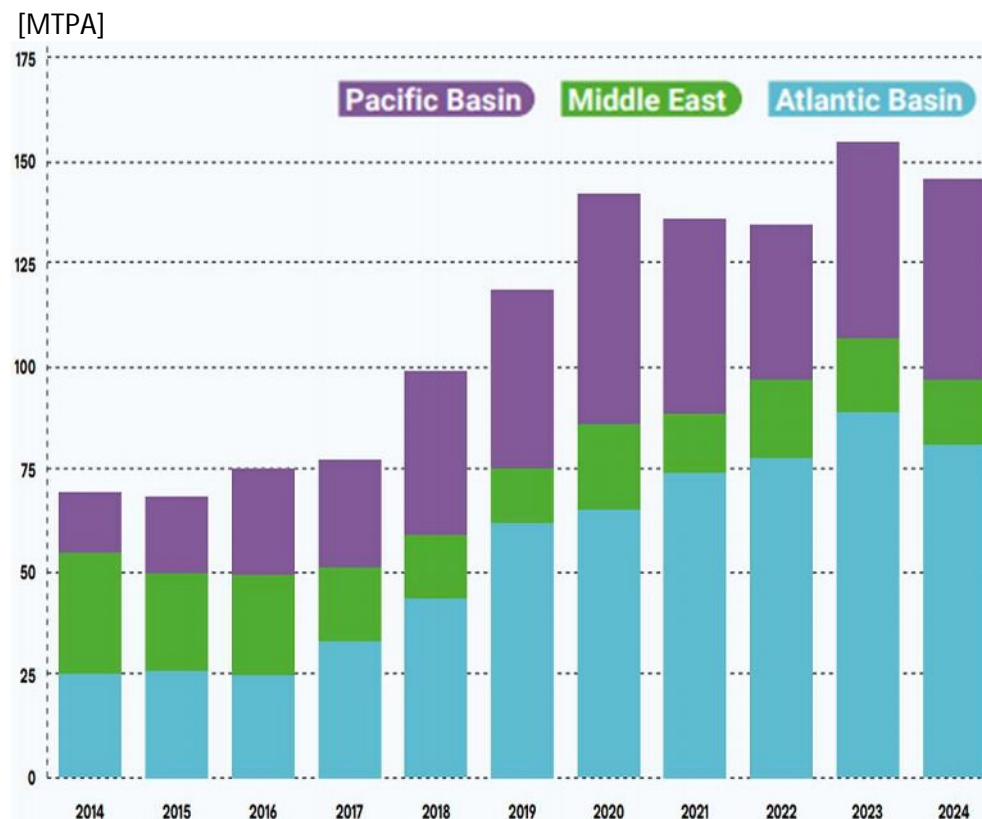
(ご参考)2022年はEUの低温及びロシア産ガスの供給減少により、EUでのスポット調達が増加したが、2024年に向けては減少傾向で、一方、アジアのスポット調達が増加してきている。

スポットの輸出入

スポット・短期契約の輸入地域



スポット・短期契約の輸出地域



- 中国の2nd Tiers買主によるスポットLNG調達増加
- アジアLNG需要国は欧州のような巨大な地下ガス貯蔵施設がない

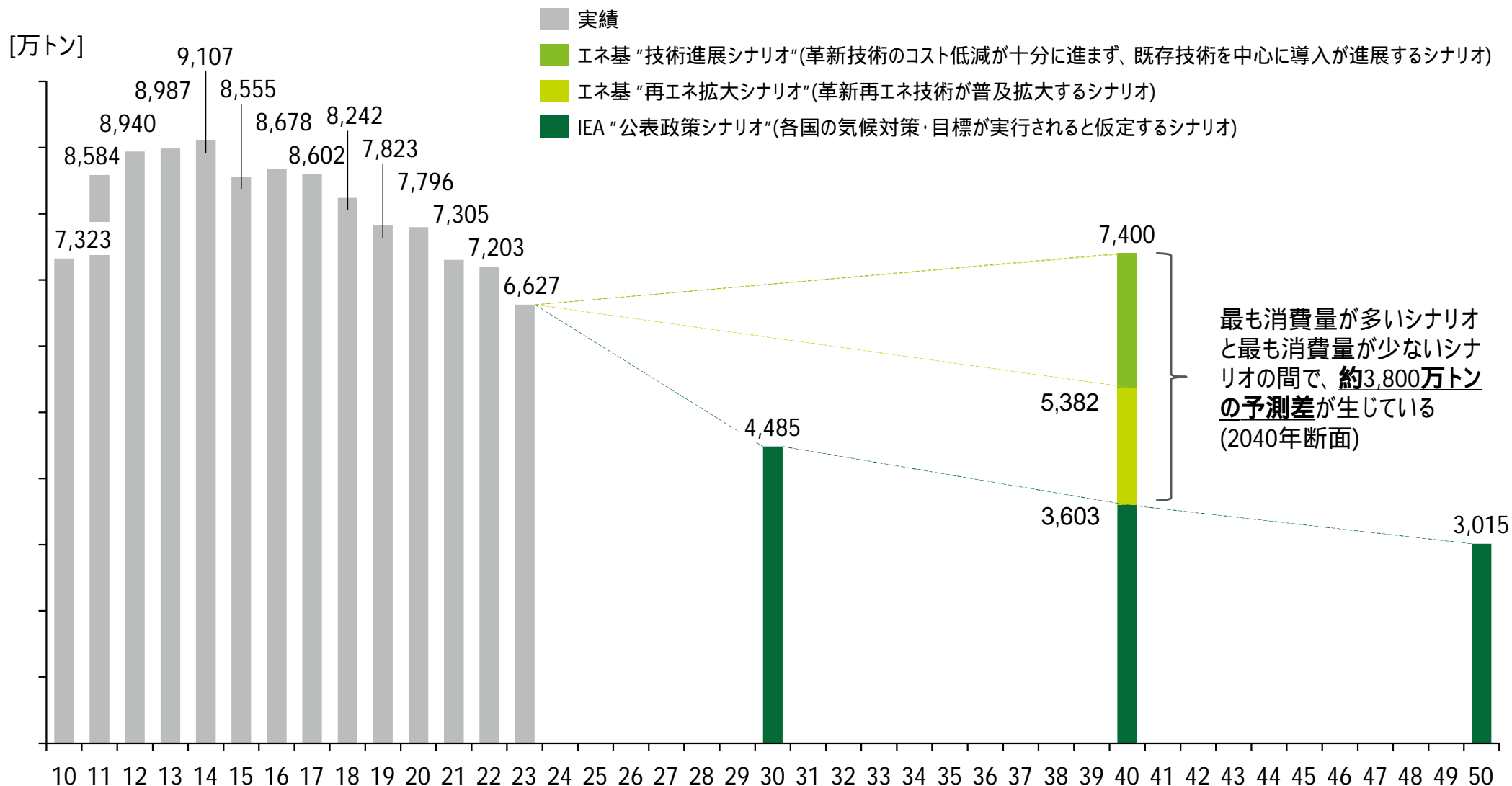
*1：GIIGNLの定義によると、スポットLNGとは取引日から3か月以内に引き渡される数量、短期LNGとは取引日から4か月以上4年以内に引き渡される数量を指す。

出所：GIIGNL「Annual Report 2025」、JOGMEC「天然ガス・LNG最新動向 - スポットLNG価格高止まり！ 命運を左右するのルドストリーム2と大国の争覇にゆれる日本のエネルギーセキュリティ」

我が国におけるLNG需給と調達

我が国のLNG消費量は、公表シナリオの間で大きな将来予測差が生じている。 従い、今後数十年におけるLNG需要は、非常に流動的で予測困難と推測される。

我が国におけるLNG消費量(2010年~2050年)

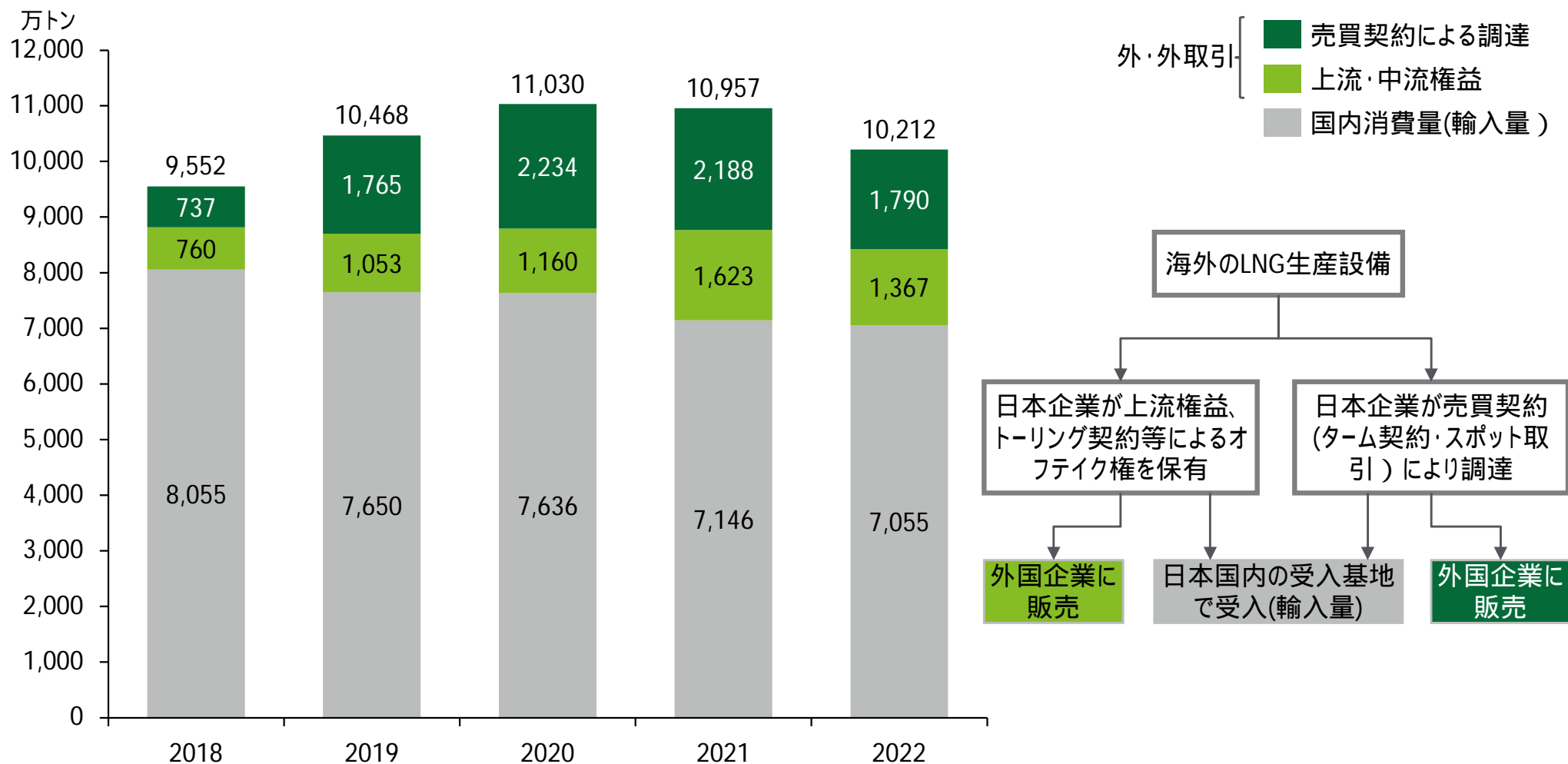


出所：JOCMEC、資源エネルギー庁「第7次エネルギー基本計画(再エネ拡大シナリオ、技術進展シナリオ)」、IEA World Energy Outlook 2024(公表政策シナリオ“Stated Policies Scenario”)」

LNG取扱量に占める外・外取引が2022年には30%程度となり、裕度を持った取引も行われていると思料している。

LNG取引の流動性

日本のLNG取扱量の推移



出所：JOGMEC「日本企業のLNG取扱量に係る2023年度調査結果について」

日本及びアジアにおけるLNG調達のAs is調査を行った。

LNG調達 調査結果サマリ

○：実績あり、○：状況に応じて対応、×：取引なし

	自社調達(主要なPJ)	共同調達	スワップ取引	その他備考	LNG輸入量(万トン)
東京ガス	豪Gorgon、Ichthys、米Cove Point	関西電力(2016年) 九州電力(2017年) 英セントリカ(2019年)	英セントリカ(2016年) 独RWE(2018年) 関西電力(2018年)	韓国KOGASと戦略協定(2014年)	1,259万トン (2020年度)
大阪ガス	豪Ichthys、Pluto	ガス田の権益、LNG受入基地の権益、LNGタンカーを他社と共同で保有	詳細非公開だが、実績あり	沖縄電力、静岡ガス、広島ガスへ供給	1,250万トン (2021年度)
東邦ガス	豪NWS Expansion、マレーシアTiga、米Cameron	n/a	詳細非公開だが、実績あり		304万トン (2024年度 長期契約数量)
静岡ガス	マレーシア、豪、パプアニューギニア	東京ガス(2008年)	n/a	2022年～5年間JERAから調達(2015年)	118万トン (2024年)
西部ガス	マレーシアPetronas	n/a	n/a	JERAと戦略的活用の協定(2025年)	78万トン (2024年天然ガス 取扱量見通し)
北海道ガス	ロシアSakhalin	n/a	n/a		67万トン (2020年度)
日本ガス	×	広島ガス(2015年終了)	×	大阪ガス、九州電力から調達	n/a
JERA	豪、米、カタール、モザンビーク等	アジア諸国	韓KOGAS(2024年) 豪ウッドサイド(2025年)	韓国KOGASと緊急時の融通契約のほか協業・連携強化	3,500万トン (年間取扱量)

出所：各社HP、JOGMEC、電気新聞、日経新聞

各社は国内外の企業と協力し、柔軟で安定したLNG確保に向けた契約を結んでいる。

大手ガス会社の調達事例

企業名	パートナー	契約内容	期間
東京ガス	英セントリカ	<ul style="list-style-type: none"> 東京ガスの調達する米国産LNGとセントリカのアジアスポット取引を交換するスワップ取引の協力で協定を締結(最大10カ-ゴ/年) 	2016年11月締結
		<ul style="list-style-type: none"> 東京ガス、セントリカによるモザンビークPJからのLNGの共同調達。日欧で長期契約を共同で結ぶのは世界初のケース 2020年代中頃から2040年代初頭まで260万トン/年を購入するが、両者の引き取り量は柔軟に調整可能 原則、両者の持つ基地に輸入するが、仕向け先制限がなく転売可能 	2018年6月締結 2040年初頭の購入まで
	独RWE	<ul style="list-style-type: none"> スワップ取引の協力の協定を締結 東京ガスの調達する米国産LNGとRWEのアジアスポット取引を交換するスワップ取引の協力で協定を締結(5カ-ゴ/年程度) 	2018年11月締結 契約期間は5年間だが、効果を見極めて延長の可能性あり(延長状況は不明)
西部ガス	JERA	<ul style="list-style-type: none"> 西部ガスとJERAがLNGの相互融通や海外販売で提携 ひびきLNG基地(北九州市)で2029年完工を目指し、タンク増設中で、完成後は両者で最大件活用し、西部ガスは海外事業に本格的に乗り出す JERAはひびきLNG基地を東南アジア向けの再出荷拠点と位置づけ 	2025年4月
九州電力	米エナジー・トランスファー	<ul style="list-style-type: none"> 20年間、最大100万トン/年のLNGを購入する長期契約 九州電力は7割程度を豪州に依存しており、米国産LNGの長期契約は初めて。2030年にサハリン2(50万トン/年)の契約終了が2030年に迫っていた 九州電力の裁量でLNGの受入時期の変更や他社へ転売可能 	2025年6月締結 2030年から20年間
JERA	豪ウッドサイドエナジー	<ul style="list-style-type: none"> 早期(12月～2月)にLNGを追加購入できる契約を締結 需要に応じて3カ-ゴ(約20年万トン)をスポット市場より割安で購入でき、必要性がなければ購入しなくても良い ウッドサイドエナジーが開発中のガス田PJにJBICが融資する見返りに、日本が厳冬となり電力需要がひっ迫した場合はJERAへLNGを追加供給する 	2025年6月基本合意 2027年12月から5年間

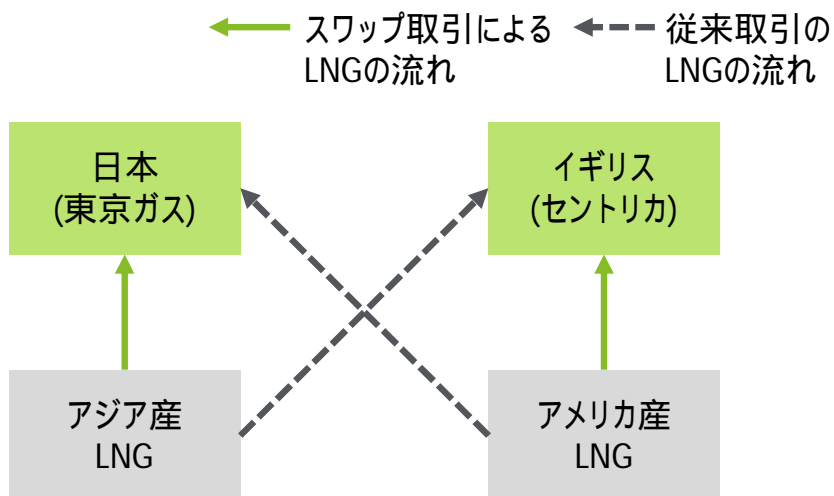
出所：ガスエネルギー新聞、電気新聞、日刊工業新聞、毎日新聞、東京ガスHP

我が国の大手LNG調達事業者は、輸送コストを大幅に削減する地域間スワップや、高需要期に追加コスト無く調達量を増加させる季節間スワップを実施した事例を有している。

地域間・季節間カーゴスワップの取引事例

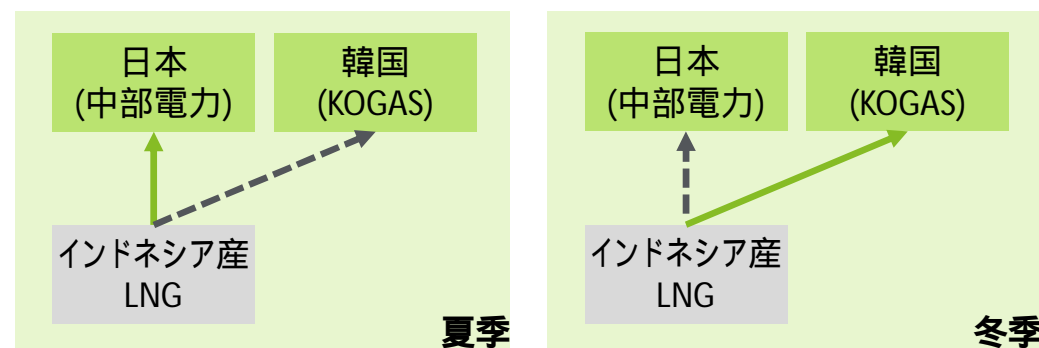
地域間カーゴスワップの事例

- 当事者
 - 東京ガス(日本)
 - セントリカ(イギリス)
- スキーム概要(2018年～現在)
 - 東京ガスが米国から調達するLNGと、セントリカがアジアから調達するLNGをカーゴ単位で交換する地域間カーゴスワップ
 - 東京ガスの年間引き取り量140万トンのうち**最大で2カーゴに相当する70万トン程度をスワップ取引に回す**
- 期待される効果
 - LNGの輸送効率向上を通じたコスト削減及びレジリエンス強化
 - ✓ パナマ運河通過にかかる通航料及び時間を削減可能
 - ✓ LNG船の燃料費が数千万円規模で低減できることに加え、パナマ運河の往復の通航料70万ドルが不要になる



季節間カーゴスワップの事例

- 当事者
 - 中部電力(日本)
 - KOGAS(韓国)
- スキーム概要(2018年～現在)
 - 夏季にインドネシアからKOGASが輸入する予定だったLNGの購入権利を、**夏季が電力需要期の中部電力が引き取る**
 - 逆に、KOGASが需要期となる冬季には、**中部電力が同量分の購入権利を譲渡**する
 - 両社がインドネシアとそれぞれ締結しているLNG取引間でスワップするため、**輸送路の変更は生じない**
- 期待される効果
 - 電力とガスの需要変動の違いを生かし安定調達を図ることが可能
 - ✓ 契約枠の拡大やスポット調達で対応する場合、コストが上昇する懸念がある。スワップ取引はこうした**コスト上昇や輸送料の追加負担なく、購入量を増やせる**
 - 相手社が用船していたタンカーをそのまま使うため、**新たな輸送費が増加しない**(本件が世界初の取組み)



各社トレーディング部門をシンガポールに配置し、トレーディング事業を強化している。

各社のLNGトレーディング部門の状況(1/2)

企業	トレーディング部門	概況・方針
JERA	JERAグローバルマーケット	<ul style="list-style-type: none"> シンガポール本社107名、東京8名、ロンドン46名、計約160名体制(2020年時点) シンガポールでは、現物取引とオペレーション、アジア顧客向け営業、ロンドン拠点は北米を含む大西洋現物取引、金融取引、欧州向けLNGカーゴの受入業務を担う 2019年度は先物取引を活用し、取引数量は現物の10倍以上に上る(19年度の現物は約900万トン)
東京ガス	大阪ガスエナジーサプライアンドトレーディング設立(2019年12月)	<ul style="list-style-type: none"> 海外バリューチェーンの価値を高めていく中で北米のシェールガスとLNGトレーディングは成長分野と位置付け。米国産LNGは契約条件が緩く、トレーディングに使いやすいと認識 2020年度100～200万トンのLNGトレーディングを2030年には500万トンへ拡大し、100億円の利益規模を目指す(2020年度時点) 日本に本社を置きながら、シンガポールに数名配置。将来的にはシンガポールに会社を移転することも視野に入れる
大阪ガス	TGグローバルトレーディング設立(2020年9月)	<ul style="list-style-type: none"> シンガポールに拠点を置き、駐在員7名、現地採用3名で事業開始 輸送費削減を目的に、早くから自社船団形成に力を入れ、LNG船8隻を補修し、自前で輸送するFOB条件の取引量は全体の7割に及ぶ 年間1,000ト万トン超の取扱量のうち、400万トンは第三者向け販売で、LNGの引取先や供給先が世界に広がっていることロケーションスワップが拡大。季節間スワップも活用する
東邦瓦斯	<ul style="list-style-type: none"> シンガポールに現地法人設立(2025年1月) 	<ul style="list-style-type: none"> 実取引を機動的に行うことでアジアでの情報収集能力、LNGの需給調整力を高める狙い
西部ガス	-	<ul style="list-style-type: none"> ひびきLNG基地のJERAとの協業により、海外事業を強化

各社トレーディング部門をシンガポールに配置し、トレーディング事業を強化している。

各社のLNGトレーディング部門の状況(2/2)

企業	トレーディング部門	概況・方針
関西電力	<ul style="list-style-type: none">関電トレーディングシンガポール設立(2017年)	<ul style="list-style-type: none">2024年エージェントからLNG取引を行う主体に体制を変更ロンドンに支社を置き、ロシアのウクライナ侵攻等でエネルギー危機下にあり、スポット取引の割合が高く、LNG価格変動が大きくなっている欧州での収益獲得を図る
九州電力	<ul style="list-style-type: none">タイPTT International Trading Pte LtdとINPEXと協業覚書締結(2021年)全額出資でトレーディング子会社設立(2022年)	<ul style="list-style-type: none">トレーディング事業の協業や海外事業開発における協業を強化LNG調達の需給調整機能を高める

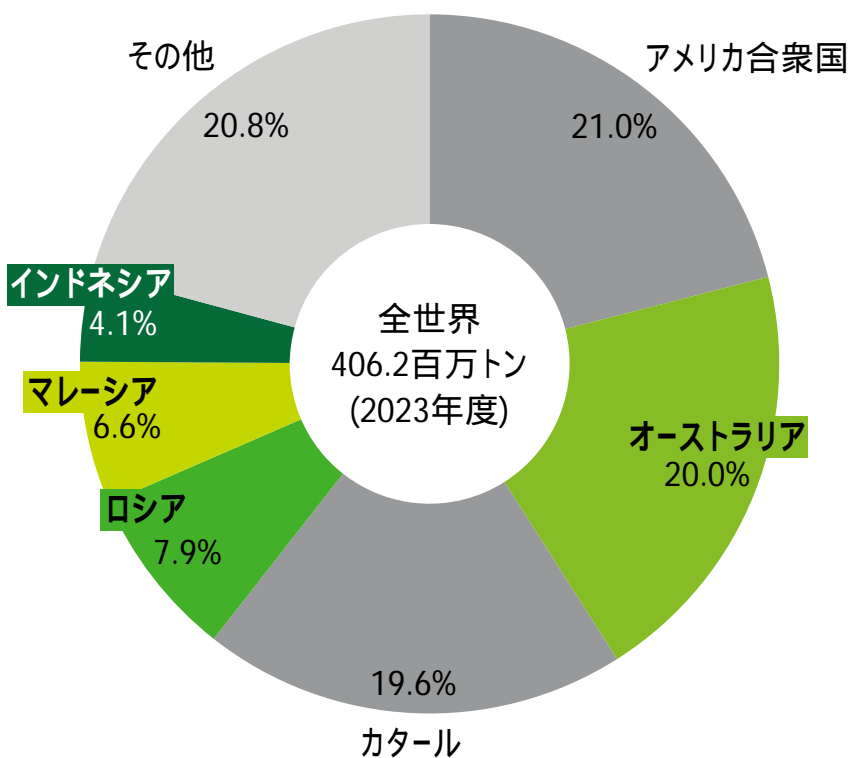
LNGの輸出量が多いのは米国、豪州、カタールと続く。2025年時点の日本企業がもつ長期契約は67.5百万トンであり、大手4社で78%を占める。日本全体の調達先の構成は豪州が最も多く占め42%であるが、中小企業はマレーシアからの調達が多い。

エグゼクティブサマリー

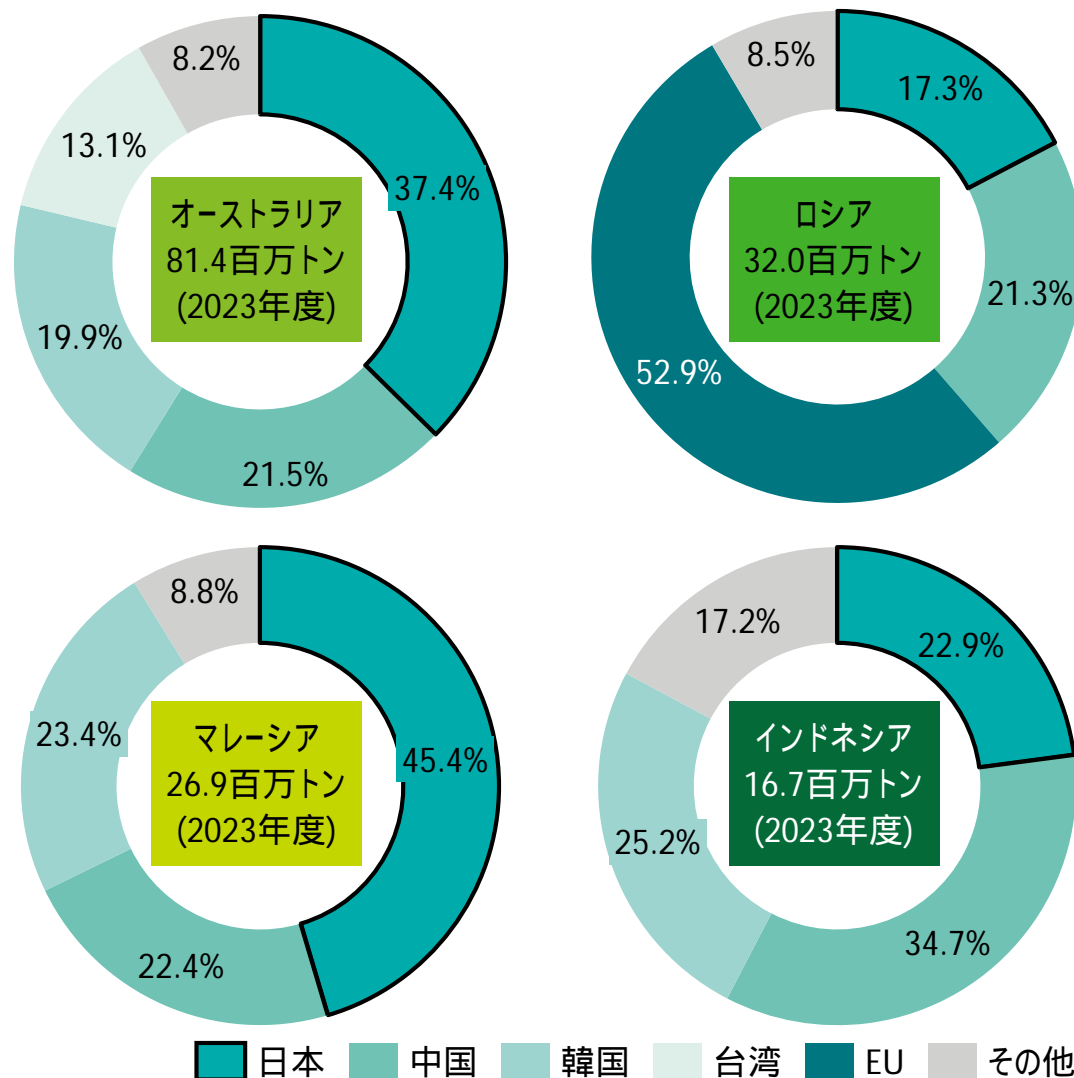
分析項目	分析結果
マクロ環境	<ul style="list-style-type: none"> LNGの需給と供給のバランスは概ね同じペースで過去伸長。一部既存プロジェクトが離脱するが、主に米国およびカタールで2027/2028年に新規プロジェクトの運転開始が予定されており、世界の供給量は増加する見通し 世界のLNG輸出量は、オーストラリアを抜いて米国が最も多く21%を占める。オーストラリアが20%、カタールが19.6%と続き、ロシアは7.9%にとどまる。各国の輸出先としては、立地条件等から豪州・東南アジア産は日本をはじめとする北東アジアへ、ロシア産はEUへの輸出が多くを占める
我が国のLNG調達契約	<ul style="list-style-type: none"> <u>2025年時点の我が国におけるLNG長期契約は年間67.5百万トン</u>で、大手4社(JERA、東京ガス、大阪ガス、関西電力)で我が国全体の78%の調達契約を有している
調達先の構成	<ul style="list-style-type: none"> 調達先は<u>オーストラリアが最も多く、28.1百万トン/年で42%を占める</u>。次いで、米国の10.1百万トン/年の15%、マレーシアの5.6百万トン(8%)、ロシアの5.0百万トン(7%)と続く 大手4社(JERA、東京ガス、大阪ガス、関西電力)も凡そ調達先の構成は我が国全体のポートフォリオを同じであるが、<u>中小事業者はマレーシアからの調達が多い</u> また、中小事業者はポートフォリオプレイヤーから調達する割合も高い。大手はグローバルなポートフォリオプレイヤーから調達しているが、中小事業者は国内の大手事業者のポートフォリオプレイヤーから調達している

全世界におけるLNG輸出のうち、アメリカ(1位)とオーストラリアが(2位)が共に約20%を占める。第5位のマレーシアは日本向けが約半数のため、途絶時に日本へ影響が大きい可能性。

世界におけるLNG輸出量 国別内訳



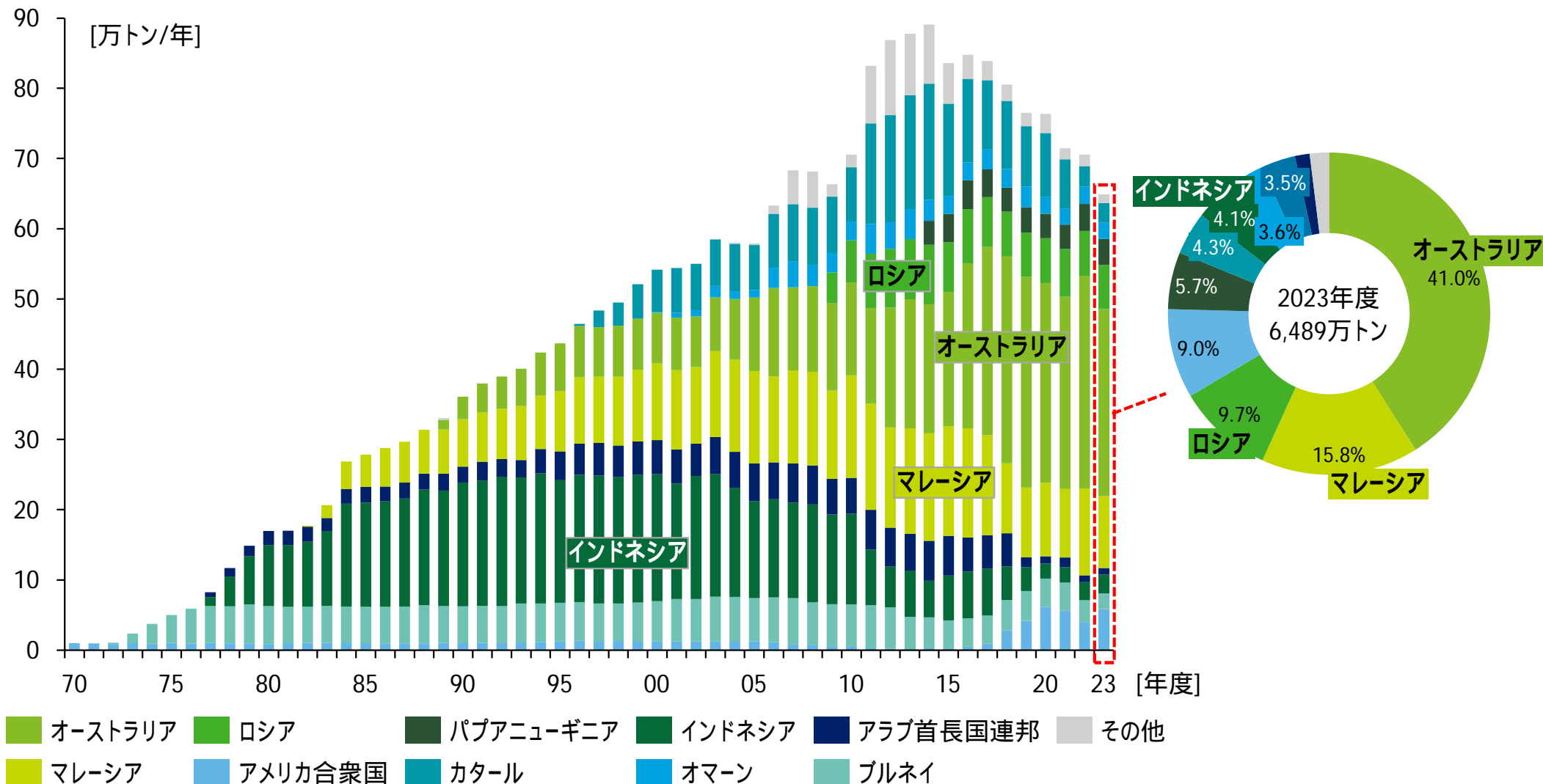
各国のLNG輸出先 国別内訳



出所：JOGMEC「天然ガス・LNG 最新動向 2023年世界のLNG貿易実績および中長期LNG価格イメージとLNG調達戦略・欧州ガス政策へのインプリケーション」、各国統計

日本向けLNG輸出国としては、オーストラリアが最も大きく全体の41%を占めている。マレーシアは16%、ロシアは10%、インドネシアは4%である。

日本のLNG輸入先 国別内訳(1975年度~2023年度)



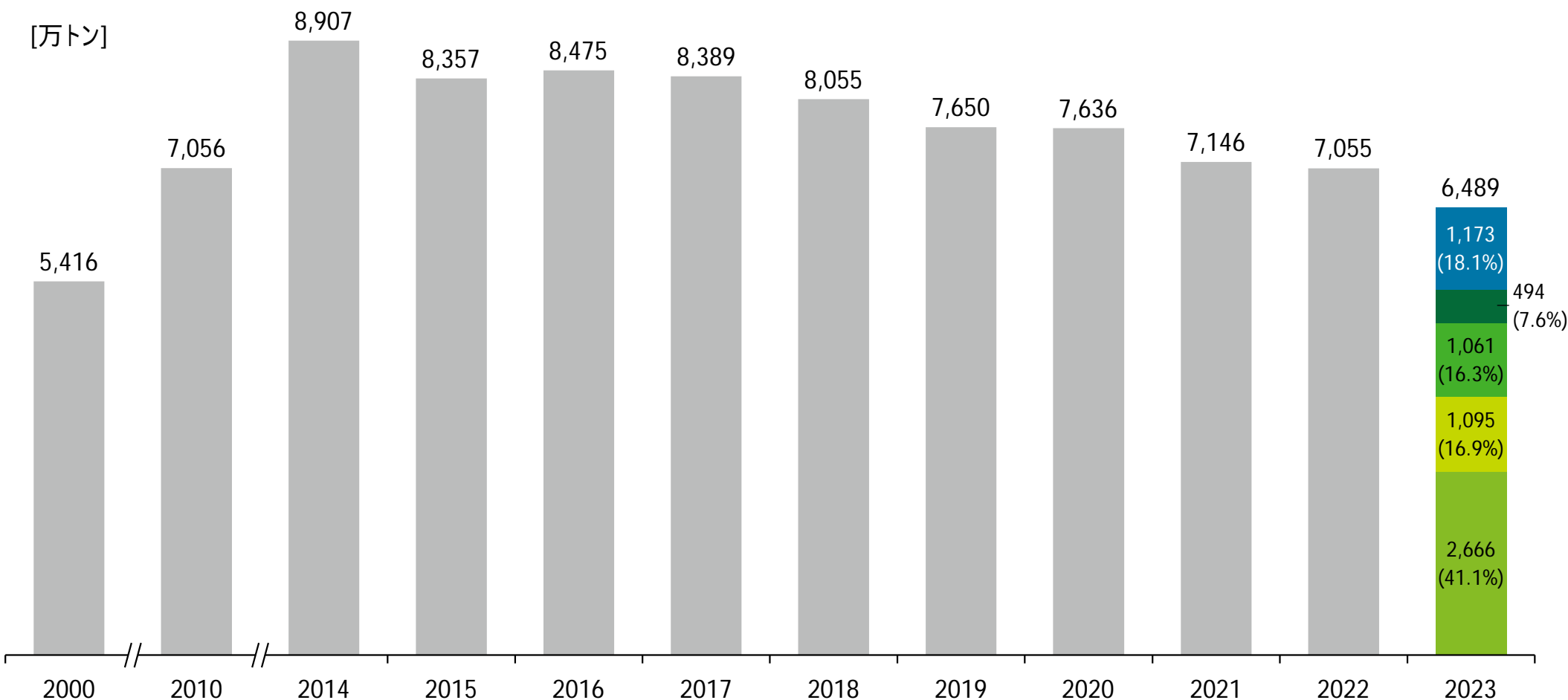
出所：財務省「日本貿易統計」、日本ガス協会「都市ガス事業の現状2025」

(ご参考)

国内の輸入事業者別にみると、大手4社による輸入量が全体の約8割を占めている。
4社以外の中小事業者が輸入している量は全体の約2割である。

日本のLNG輸入量(2000~2023年度)

- LNG輸入量(JERA)
- LNG輸入量(関西電力)
- LNG輸入量(東京ガス)
- LNG輸入量(上記4社以外合計)
- LNG輸入量(大阪ガス)
- LNG輸入量(全体)



出所：JOCMEC「天然ガス・LNGデータハブ」、「各社概要」、各社ホームページ

LNG調達におけるボトルネック

















中堅規模のガス会社にて長年LNG調達を担ってきた有識者へのインタビューを行い 中堅以下事業者にて生じているとみられるボトルネックの特定および論点整理を行った。






To Be 立案に向けた調査・検討サマリ

	需要サイド	調達サイド
As is (調査項目)	<ul style="list-style-type: none"> 日本におけるLNG需要(消費量)の動向 過去実績および2050年までの予測 LNG需要に不確実性をもたらす要因及び各機関の見立て 	<ul style="list-style-type: none"> LNG調達取引現状整理、調達事例、相手先、スキーム等 長期調達契約の契約期限到来時期 長期調達契約切れ後の対応方針 スワップ取引にあたり中堅以下事業者に不足するケイパビリティ
Bottleneck (調査結果)	<ul style="list-style-type: none"> 日本のLNG需要は、2050カーボンニュートラルに向けて 需要の不確実性が増し、余剰カーゴ保有リスクが高まる 	<ul style="list-style-type: none"> 2030年代を中心に長期契約の期限が到達するのに伴い、大手事業者はフレキシブルな調達に切り替え、対応できる 一方、中堅以下事業者は以下要因によりフレキシブルな調達方針を積極的に取ることが困難 <ul style="list-style-type: none"> ✓ トレーディング自体を忌避する企業マインド ✓ カーゴ保有量が少ないことによるトレーディング玉の不足 ✓ トレーディング規模拡大に必要な人材・オフィス機能の不足
To Be (仮説、一案)	<ol style="list-style-type: none"> 大手がリスクのバックストップとなる形で中堅以下と提携することで、大手・中堅以下が一体となり調達ポートフォリオを構築 大手事業者の巻き込み方やカーゴの引取義務の有無等の枠組みは別途検討 大手を中心とした合従連衡による共同調達 バイイングパワー強化には資するが、需要期の近似・カーゴ融通調整の難航等によりフレキシビリティ向上への有効打とはなり得ない 	

LNGの調達手法としてはカーゴスワップの他、共同調達、ポートフォリオプレイヤーの創出、事業者間融通が挙げられるが、手法ごとに異なるメリット・デメリットがあると思料している。

LNG調達手法の比較

	カーゴスワップ	共同調達	ポートフォリオプレイヤーの創出	事業者間融通
概要	<ul style="list-style-type: none"> 洋上(積み地または揚げ地)において、積荷であるLNGの譲渡・売買を第三者と行う取引手法 仕向地をスワップする地域間スワップ、受入時期をスワップする季節間スワップ等、スワップする対象によりスキームが都度異なる 	<ul style="list-style-type: none"> 複数の電力・ガス会社が連名でLNG調達契約の買手となり、状況によって両社が引き取り量を柔軟に調整できる取引手法 大規模調達のバイイングパワーと、在庫余剰リスクを分散して保有することによる柔軟性を両立 	<ul style="list-style-type: none"> ポートフォリオプレイヤーとは、複数のプロジェクトから生産されるLNGを調達・保有したうえで、これらを組み合わせて、機動的にスポット販売を行う事業者 ポートフォリオプレイヤーがLNGの需給調整弁となることで、LNGの供給安定に資する 	<ul style="list-style-type: none"> 買手である電力・ガス会社間、またはユーティリティ元売や商社等の間でLNGの売買を行う取引手法 主に大規模LNGプロジェクトからの供給途絶といった有事が生じた際に、短期的な対応として、臨時で利用されるスキーム
安定供給性	 <p>引受義務量は変わらないが高需要期の一時的な供給増加は可能</p>	 <p>特定の大型プロジェクトに調達を依存するため、供給途絶リスクあり</p>	 <p>ポートフォリオプレイヤーからスポット購入が可能</p>	 <p>有事の際に、短期的に供給量を増加させる効果を発揮</p>
供給柔軟性	 <p>需要に応じて、LNG在庫の拡充または緩和に対応できる</p>	 <p>在庫余剰リスクを買手同士で分散することができる</p>	 <p>ポートフォリオプレイヤーがLNGの需給調整弁の役割を果たす</p>	 <p>供給量が不足する有事のスキームであり、柔軟性アプローチではない</p>
経済性	 <p>輸送コストの削減効果あり 差金決済が多くキャッシュフローが安定</p>	 <p>複数社同時調達による大規模なバイイングパワーを発揮</p>	 <p>LNGのコモディティ化が進み、マーケット動向に基づく価格変動が生じやすい</p>	 <p>有事であり、金額条件は二次的な考慮要素になる傾向</p>
オペレーション簡便性	 <p>複数カーゴを取扱うためストラクチャが複雑、オペレーションコストが高む</p>	 <p>主な契約はマスター契約のみだが買手間での受入量調整が発生</p>	 <p>ポートフォリオプレイヤーは多数の複雑な取引をオペレーションする必要あり</p>	 <p>監督官庁(経産省)からの要請に基づき、スムーズに実施される</p>

出所：日本総合研究所「LNG火力の燃料調達コスト抑制に向けた課題」、JOGMEC「需給、ポートフォリオプレイヤー、:Very High :High :Medium :Low :Very Low
価格指標、各社の戦術」、有識者インタビュー

カーゴスワップは物理的な受渡地点や時期等を交換し、輸送距離の短縮やコスト削減、LNG在庫の柔軟性向上を図る目的で実施される調達手法と理解している。

カーゴスワップの仕組みと種類

カーゴスワップの仕組み

- カーゴスワップとは、カーゴ(積荷)輸送を伴うLNG取引において、異なる地域や取引相手との間でLNGの物理的な荷受地点や時期を変更することで、最適な供給ルートやコスト削減を実現する取引手法である
- 通常、複数のプロジェクト間でカーゴスワップを実施した場合に航行コスト等が節約できるような場合に検討されることが多い

カーゴスワップのイメージ(地域間スワップの場合)



- カーゴスワップの実行に際しては、以下のような要件を満たす必要がある
 - LNGの**スワップ価格が売手/買手双方にとって合意できる**ものであるか
 - ✓ 価格指標(スポット市場、原油リンク価格(JCCリンク)等)
 - ✓ LNGの品質(熱量やガス成分)の違いによる価格調整
 - スワップするLNGが**実際の輸送ルートに照らして合理的**であるか
 - ✓ 当事者の双方が、輸送コストを低減できる効果が見込まれるか
 - **契約上の制約はない**か
 - ✓ 仕向地制限条項が付与されていないか
 - ✓ 既存の長期契約で特定の国・地域への再販を制限していないか

カーゴスワップの種類

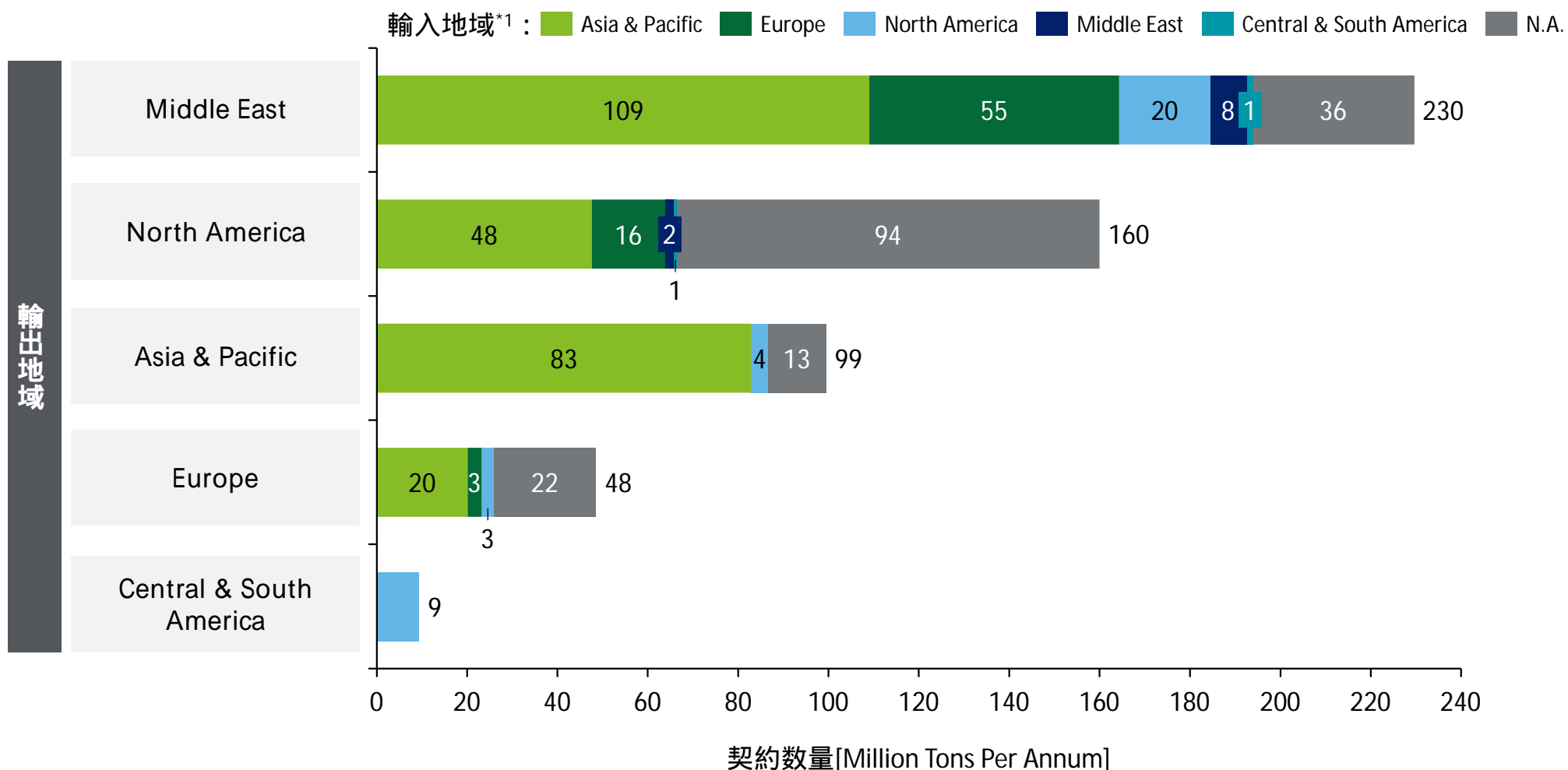
- カーゴスワップにはいくつかの種類があり、それぞれのスキーム概要、期待されるメリット、懸念されるデメリットは以下の通り

	スキーム概要	期待されるメリット	懸念されるデメリット
地域間スワップ	異なる地域に所在する複数の買手が、同時期に到着するLNGカーゴの仕向地を交換する	<ul style="list-style-type: none"> 輸送距離、日数の短縮 輸送時のフォースマジュールリスク低減 	<ul style="list-style-type: none"> 輸送コスト・価格指標・代替カーゴコスト等、考慮要素多い 到着するカーゴ量は変動しない
季節間スワップ	LNGカーゴの受渡時期を、別の買手の受渡時期と交換する	<ul style="list-style-type: none"> 需要変動への柔軟な対応 過剰在庫リスク低減 	<ul style="list-style-type: none"> カーゴの引受義務量は変動しないため、過剰在庫のリスクは先送りとなる
指標スワップ	保有するLNGカーゴの価格基準となる指標を、別の指標に持ち替える	<ul style="list-style-type: none"> 保有時の指標と、販売時への指標を整合させ、指標間のねじれを解消 	<ul style="list-style-type: none"> 現物取引を伴わないデリバティブ取引であり、実際のカーゴ量の調整は効かない
数量スワップ	LNGカーゴの大きさを 変更(通常は縮小) し、カーゴ積荷量を変動させる	<ul style="list-style-type: none"> 余剰カーゴを生じさせないような数量調整 	<ul style="list-style-type: none"> 縮小カーゴ分の引取義務は残存するため、過剰在庫のリスクは先送りとなる

直近では、全世界的に地域をまたぐLNG取引が活発に行われていることから、スワップによる地域間融通が期待されるLNG取引は多数存在していると考えられる。

輸出地域・輸入地域別 LNG契約数量

2024年度 全世界におけるLNG契約数量(輸出地域 / 輸入地域別)



*1 : 輸入地域は、開示されている主要輸入国を基にデロイトにて地域分類を実施した

出所 : JOGMEC 天然ガス・LNGデータハブ2025「世界のLNGプロジェクト・契約」

カーゴスワップの制約となる仕向地制限は、公取委(日本)・欧州委員会による撤廃の要請を受け、足元ではLNG契約数量の約6割が仕向地制限がない取引となっている。

LNG取引における仕向地制限

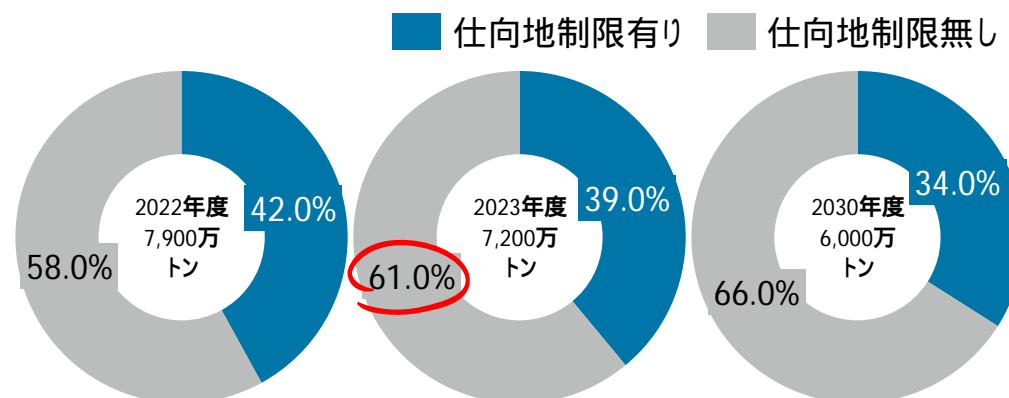
仕向地制限とは

- 仕向地制限とは、LNG取引の買主が仕向地を自由に設定・変更することに対して付与される一定の制限である
 - ✓ LNG売買契約書において、LNG船の目的地である仕向港(受入基地)を指定する条項が明記されている(仕向地条項)
- LNG取引は地域間を専用のタンカーで往復する取引が主体であったことから、歴史的に仕向地条項が明記されていることが慣習化していた
- 仕向地制限が付与されていることにより、LNGの買主がLNGを他の需要者等に再販売することを事実上制限しており、カーゴスワップの停滞要因となっていた
- しかし、消費地域の裾野拡大、需要変動に対応するための柔軟性拡大要請から、2013年以降、日本のLNG買主を中心に仕向地制限撤廃の要請が高まった

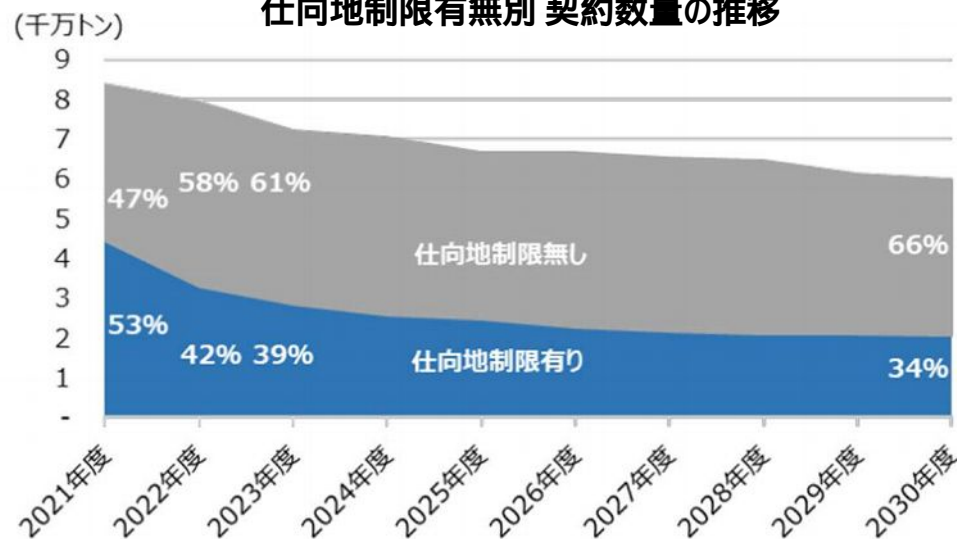
国・地域	主体	仕向地制限撤廃の動き
日本	公正取引委員会	2017年、公取委は「液化天然ガスの余剰在庫が仕向地制限の存在により再販売を妨げられうる」との懸念から、 <u>LNGの売主は再販売の制限等につながる競争制限的な契約条項や取引慣行を定めないことが必要</u> との指摘を発表した
ヨーロッパ	EU (欧州委員会)	2000年以降、欧州委員会はEU域外ガス生産者を含むガス供給者と直接交渉し、 <u>仕向地制限条項の抹消に合意したうえで、EU域内では仕向地制限付き取引を禁止</u> した

仕向地制限有無別 LNG契約数量の割合・推移

仕向地制限有無別 契約数量の割合



仕向地制限有無別 契約数量の推移



商慣習上、LNGは品質差のない商品と扱われ、熱量条件も契約上で事前に定めることから、LNGの品質差がカーゴスワップ阻害要因になる懸念は僅少と考えられる。

LNGの品質がカーゴスワップに与える影響

LNG(天然ガス)の品質とカーゴスワップの関係性

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



- このような天然ガスの性質を踏まえ、LNGトレーディングにおける商慣習上、LNGは **「スペック(品質)に差がない商品」** と取り扱われることが通常

カーゴスワップは、**「同質の商品同士の取引が対象」**となることが前提だが
LNGは**品質差がない商品**と取り扱われるため
取引するLNGの**品質差が、カーゴスワップの阻害要因になる懸念は僅少**

事業者性格別 LNG品質の捉え方

ガス会社

- ガス小売供給約款で、需要家に供給する時の熱量条件が定められている
- 求められる熱量条件をLNGが下回る場合にはLPGの混合で基準値まで上昇させる必要があるため、**LNGの品質を考慮する必要性が相対的に高い**
- 他方、ガス会社がカーゴスワップ等の調達取引を実施する際には**契約書に熱量条件を付帯するのが通常のため熱量が不足するLNGを調達することは想定されない**

電力会社 商社

- 都市ガス等の供給を直接実施しておらず、熱量条件を遵守する義務が課せられていない企業群は、**LNGの品質(熱量条件)を考慮する必要性は相対的に低い**
- そのため、LNGの品質条件がカーゴスワップの阻害要因になる懸念は僅少である

カーゴスワップの実施に際しては、LNGマスター売買契約の事前締結と、都度の覚書締結が必要となるため、プラットフォームには円滑な契約締結に資する施策が必要と考える。

カーゴスワップ実施に必要な契約

カーゴスワップの実施に必要な契約

LNGマスター売買契約 (Master LNG Sale and Purchase Agreement , MSPA)

- 主要なカーゴスワップ取引先とは、細かい諸条件について定めたLNGマスター売買契約(MSPA)を事前に締結しておくことが通常である
- MSPAを事前に締結しておくことにより、実際のカーゴスワップ交渉時の交渉事項を最小限化することができる
従い、MSPAを締結済の取引先からカーゴスワップ候補を探ることが多い
- MSPAの締結には、2週間から数か月程度かかる



覚書

- MSPAでカバーしていない、個々の取引に特有の条件を定める覚書をカーゴスワップ取引ごとに締結する
- 覚書の締結交渉においては、金額条件以外の条件(カーゴ数量・デリバリ詳細等)は事前に確定させたうえで、金額条件のみをブラケット(空欄)とした状態でMSPA締結先複数社に通知し、提示された金額条件のみで比較する
- 覚書の締結に際して、対象となるカーゴの特定には1週間程度かかるが、金額条件の提示から締結は当日中に完了する

プラットフォームを機能させるための観点(初期仮説)

参加者間 MSPA締結 の促進

- 現在の商慣習上、カーゴスワップの実施に先立ち当事者間でのMSPA締結が実質必須となっているため、プラットフォームの参加者間でMSPAの締結を促進する施策が必要となる
 - ✓ プラットフォームの全参加者がそれぞれ相対でMSPAを締結することは困難と予想されるため、プラットフォームの運営主体がMSPAのひな形を公開する等の施策が考えられるか
 - ✓ 例えば、英BP社はMSPAひな形をHPで公開し、取引の標準化と流動化を加速している



大手ガス会社
担当者A
(トレーディング)

- カーゴスワップのパイオニアである日本の大手ガス会社が現に確保しているMSPA締結先は30社程度であるが、十分確保できているわけではなく、締結のための交渉を日々実施している

交渉の 円滑化

- カーゴスワップの実施には、都度価格面等の条件交渉が生じるところ、プラットフォーム上で条件交渉を円滑に行えるための機能が必要となる


覚書締結 の簡便化

- 円滑かつ迅速なカーゴスワップを実施するために、プラットフォーム上で簡便的に覚書の締結が行えるための機能が必要になる


電力・ガス小売自由化以降の共同調達では、特に同一エリア内における連携により大多数のシェアを占めてしまう場合において、独占禁止法等に抵触しないための対応が必要。

共同調達における独占禁止法等の国内法規制における論点

<p>共同調達概要</p>	<ul style="list-style-type: none"> • <u>複数の電力・ガス会社が連名でLNG調達契約の買手となり</u>、両社が引き取り量を調整する取引手法 • 大規模なバイイングパワーを発揮しつつ、柔軟な引受量の調整を事業者間で行えることがメリット
<p>法規制上の論点 (仮説)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 同じガス供給エリアに所在し、エリア需要家にガスを供給する複数の事業者が共同調達を実施する場合を想定 • 上記場合に両社が共同調達により<u>調達コストを横並び</u>としたうえで、<u>エリア需要家に対する販売価格を意図的に維持</u>する場合には、<u>独禁法抵触となる虞がある</u> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 共同調達の相手先選定や、供給時の競争環境において、抵触とならないための環境整備が必要となるか
<p>イメージ</p>	<p>同エリア</p> <p>事業者A 事業者B</p> <p>LNGプロジェクト</p> <p>同条件での共同調達</p> <p>利ざやを揃えて販売価格を維持</p> <p>エリア需要家</p> <p>独禁法抵触の虞あり</p>

 大手ガス会社担当者A (トレーディング)

- 電力・ガス小売自由化以前に締結していた契約に基づく共同調達を実施していたが、当時は独禁法の抵触になるような懸念や指摘は生じていなかった
- 当時は、日本の競争力が相対的に低く、共同調達のコンソーシアムでバイイングパワーを引き出していた時代だったため、日本の競争力を高めるための措置だったと理解
- 他方、小売自由化がされた現在では、共同調達時にカルテルに該当しないような対応は必須であり、現に生じている論点と理解している

 LNG調達エキスパート (中堅以下所属)

- 地域の電力会社とガス会社が連携、共同し、大多数のシェアを占めてしまう場合には問題になるが、地域の異なるガス会社間同士では問題にならないと理解
- 過去2008年頃には、電力会社は水平統合し、ガス会社も水平統合して、グローバルプレゼンスの高い電力会社、ガス会社をつくるなどといった発想もあったが、当時も「地域内の電力・ガス会社の経営統合は独禁法違反だが、供給エリアの異なる電力会社同士、ガス会社同士の経営統合は独禁法違反にはならない」といった見解も示されていた

LNGの需給調整オプションとしては、長期固定契約内での協議がベースとなり、解決しない場合にはスポット取引やスワップが検討されるが、実態として対応可能な量には制限がある。

現在のLNG需給調整オプション

	#	オプション	概要	(特に中堅以下事業者目線での)課題
LNGが不足する場合	1	追加供給を売主と協議ベースのオプション	<ul style="list-style-type: none"> • 売買契約に規定されているUQT(Upward Quantity Tolerance、引取数量柔軟性)の範囲をベースに売主と協議し、追加カーゴの供給を受ける 	<ul style="list-style-type: none"> • UQTは契約量±5～10%の範囲で設定されることが多く、範囲を上回る量は追加供給が難航 • 契約年度の開始前には協議を行う必要があることが多く、タイムリーな変動には対応が困難
	2	スポットで追加調達	<ul style="list-style-type: none"> • 実需要に対して不足する分をマーケットからスポットで調達する 	<ul style="list-style-type: none"> • マーケット価格が高騰しているタイミングでは、調達コストが上昇し、採算性悪化に繋がる虞がある
LNGが余剰の場合	3	カーゴ削減を売主と協議ベースのオプション	<ul style="list-style-type: none"> • 売買契約に規定されているUQT(Upward Quantity Tolerance、引取数量柔軟性)の範囲をベースに売主と協議し、カーゴの引取量を削減する 	<ul style="list-style-type: none"> • #1と同様、協議できる範囲の制限があり、またタイムリーな変動には対応が困難
	4	仕向地制限のないカーゴを第三者へ販売	<ul style="list-style-type: none"> • 仕向地制限が無いカーゴを活用して、第三者にカーゴを販売、またはスワップにより引受時期を延期する 	<ul style="list-style-type: none"> • 中堅以下事業者が有するカーゴは、その殆どに仕向地制限が付帯されているため、実態として販売・スワップを実行できる量は限定的である
	5	受入基地でのReloadingにより第三者へ販売	<ul style="list-style-type: none"> • 受入基地のReloading機能(輸送船への再積込)を活用して、第三者へ余剰カーゴを販売する 	<ul style="list-style-type: none"> • 中堅以下事業者が有する受入基地のうち、Reloading機能がある基地は非常に限定的(静岡ガスの袖師基地と西部ガスのひびき基地のみ) • Reloadingに伴う追加コストが生じる

将来需要の不確実性への備えとして設備・契約面の対応を進めているものの、トレーディングリスクを許容しない企業マインドが影響し、トレーディングを行うこと自体にハードルが存在。

中堅以下事業者の調達方針におけるボトルネック

将来需要に対する見立てと対策

- データセンター・半導体工場などの電力需要からくるLNG追加需要と、人口減・都市部への集中、社会からTransitionをどの時間軸でどの程度の速さ・規模で求められていくかについて不確実性が高く、需要のvolatilityは拡大していると認識している
- 地域によっては未開拓の燃料転換需要が残存しており、2040年断面においても現在の需要規模を下回らないとの判断から設備投資のFIDを行う企業もあるが、需要のボラティリティに対する対策は各社検討している



LNG調達
エキスパート
(中堅以下所属)

- 中長期的な需要のボラティリティ拡大に対応する主な対策としては、以下が挙げられる。いずれも余剰カーゴの第三者販売・スワップ取引に資する対策と考えられる。
 - ✓ 新設するLNGタンクのreloading能力を増強すること
 - ✓ 新規調達・契約更新において仕向地の柔軟なカーゴを調達すること

中長期的な調達方針

調達方針

- 想定需要に一致する数量を、固定契約で調達する
- 仕向地の柔軟なカーゴも一部確保するものの、限定的

理由

- 中堅以下事業者に共通する企業マインドとして、トレーディングによるリスクテイクを忌避する傾向にあるため
- 中堅以下は大手と比較して相対的に財務体力が低位であることが多く、トレーディングによる差損や余剰カーゴの引受先が見つからないリスクを懸念することが多い
- 予期せぬカーゴ削減による高値のスポットカーゴの追加調達は社内から認められるが、自ら手を打って発生したロスは認めないといった企業マインドが存在する
- こうしたマインドに基づき、中堅以下事業者の調達戦略の軸は、「ガス事業における需要と調達を一致させ、収益を安定化させること」となる

ボトルネック

- 中堅以下事業者には、トレーディングリスクを避ける企業マインドが存在する
- こうしたマインドにより、実需より多くのカーゴを調達し、余剰分をトレードするアクション自体にハードルが存在する

ケイパビリティ面では、トレーディングできるカーゴ(売買玉)が少ないことが最もクリティカルなボトルネックであり、次にトレーディング機能拡大のための人材確保がボトルネックとなる。

中堅以下事業者のケイパビリティにおけるボトルネック

- | 1. 取り扱うカーゴ量が少ない |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> 中堅以下事業者は自社需要に相当するカーゴを保有しているが、少量。これにより、同量交換を原則とするトレーディングによるフレキシビリティの確保が困難 売り買いできる玉が少ないため、海外事務所を構えていても海外プレイヤーと実取引ベースのディスカッションが出来ず、結果として取引機会の逸失に繋がる。中堅以下事業者にとっては、最もクリティカルなボトルネックである |
| 2. トレーディング人材の確保が困難 |
| <ul style="list-style-type: none"> 現在の中堅以下事業者が行っているカーゴスワップ、カーゴ販売ではヘッジをいれなくてよいスキーム（相手先にヘッジをしてもらう固定価格取引等）が主流であり、現在の規模・スキームを継続する限りは人材の問題は重大でない 他方、トレーディング事業を拡大させ、自社でヘッジを行う場合は高度人材の確保、ミドル・バックオフィス機能等が必要なため、ボトルネックの一つとなる |
| 3. トレーディング情報の取得が困難 |
| <ul style="list-style-type: none"> 実務上、マスター契約や守秘義務契約がなくても具体的な取引機会があれば、踏み込んだ契約交渉は可能。マスター契約は取引条件を固めたのちに、初回取引の際に個別取引契約とセットで締結する流れとすることもある 従い、取引情報の取得に大きなボトルネックが存在するわけではない |
| 4. LNG調達価格を抑えるインセンティブは存在する |
| <ul style="list-style-type: none"> ガス小売事業においては、原料費調整制度が導入されている 本制度によって調整されるガス小売単価は、輸入LNGの貿易統計価格に基づき変動するため、実際のLNG調達価格に連動するわけではない そのため、事業者目線ではLNG調達価格を安価に抑えることで利ザヤを拡大する金銭的なインセンティブが存在する |

ボトルネック フラグ	(参考)大手事業者のケイパビリティ
■	<ul style="list-style-type: none"> 国内需要が大きく、海外需要も開拓。LNG火力発電需要も有する 需要の下支えにより、トレーディングによる外販を前提に、国内需要規模を超えるLNG調達が可能
■	<ul style="list-style-type: none"> 主にシンガポール等の海外拠点において、高度人材・ミドル・バックオフィス機能を有する
□	<ul style="list-style-type: none"> 中堅以下と同様に、個社相対の形で情報を取得している
□	<ul style="list-style-type: none"> 中堅以下と同様に、インセンティブは存在する

ボトルネックの根底は、中堅以下事業者の、トレーディングを忌避する企業マインドと思料。従い、手法準備のみでなく、日本全体のLNG調達を円滑化できる枠組みが必要と思料。

To Be 立案に向けた論点整理

#	ボトルネック	論点	論点に対する初期的弊社コメント
1	<ul style="list-style-type: none"> トレーディングリスクを避ける企業マインドにより、<u>トレードを行うこと自体にハードルが存在</u> 	<ul style="list-style-type: none"> 企業マインド自体にボトルネックが存在するところ、ボトルネックを解消し、To Beとして想定されるソリューションは何か？ 	<ul style="list-style-type: none"> 企業マインドにボトルネックが存在する以上、<u>(カーゴスワップPFのような)手法を準備するのみではソリューション不足の虞。中堅以下を巻き込み日本の調達全体を円滑化できる枠組みの検討が必要</u> 企業風土の改革は難易度が高いため、例えば事例(次頁)のような<u>大手と中堅以下の戦略提携</u>が一案として考えられる
2	<ul style="list-style-type: none"> <u>カーゴの保有量が少量</u> これにより、同業者との実取引交渉が積極的に行われにくい 	<ul style="list-style-type: none"> 中堅以下事業者のカーゴ保有量が増加するためのソリューションは何か？ 又はカーゴ保有量が増加せずともトレーディングの実取引交渉を推進するソリューションはあるか？ 	<ul style="list-style-type: none"> 本ボトルネックはケイパビリティに関するものであり、トレーディングに意欲的となることが前提のため、先に<u>#1のボトルネック解消が必要</u> カーゴ保有量の増加なしに取引交渉を推進するソリューションとしては<u>取引プラットフォーム</u>が一案だが、PFのみでトレーディングハードルの解消には至らず、<u>中堅以下の取引拡大には繋がらない</u>
3	<ul style="list-style-type: none"> トレーディング機能・規模を拡大させるための<u>高度人材・オフィス機能が不足</u> 現在の機能・規模を維持する場合はボトルネック非該当 	<ul style="list-style-type: none"> 中堅以下事業者の人材・オフィス機能を拡充するためのソリューションは何か？ 又は人材・オフィス機能を拡充せずにトレーディング規模拡大を推進するソリューションはあるか？ あるいは中堅自身のケイパビリティ拡大は不要か(大手のケイパビリティに依拠可能か)？ 	<ul style="list-style-type: none"> 本ボトルネックはケイパビリティに関するものであり、トレーディングに意欲的となることが前提のため、に<u>#1のボトルネック解消が必要</u> #1において大手との設備共同利用やトレーディング上の戦略提携を推進する場合は、大手のケイパビリティに依拠する形となるため、<u>中堅自身のケイパビリティは必ずしも拡大する必要は薄い</u>

西部ガスは、増強する「ひびきLNG基地」の戦略的活用をJERAと行うことで合意した。 本提携は、JERAをリスクの後ろ盾に据える形での西部ガスのフレキシビリティ増強に繋がる。

(参考)大手と中堅の提携事例：JERA - 西部ガス

概要	目的	<ul style="list-style-type: none"> 以下目的に沿った、両社のLNG安定確保の強化を具体的に実現するため <ul style="list-style-type: none"> ✓ 国内の天然ガス需要への対応や安定供給を更に向上させること ✓ LNGグローバルビジネスを推進させること
	提携内容	<ul style="list-style-type: none"> 西部ガスが保有する「ひびきLNG基地」の能力増強(3号タンクの増設)のFIDに伴い、増強されるひびきLNG基地の戦略的活用に関する提携に合意
対象設備	<ul style="list-style-type: none"> 西部ガスが保有する「ひびきLNG基地」における以下の設備が対象 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 3号LNGタンク(23万kl) ✓ ガス製造設備(LNG気化器・BOG圧縮機等) ✓ ロ-リー出荷設備 等 	
事業のステータス	<ul style="list-style-type: none"> 2025年夏に本工事に着工 2029年度上期に運転開始予定 	

提携により得られる効果

- タンク増設により生まれる受入余力を活用することで、お互いの基地の需給調整を目的としたLNG相互融通が可能となる
- ひびきLNG基地の立地的優位性を活用し、アジアをはじめとしたグローバルな新たな市場開拓なども視野に入れている



LNG調達エキスパート (中堅以下所属)

- JERAと西部ガスのLNG基地増設における提携はLNG設備上の提携関係に留まらず、相互融通を通して西部ガスが自らのフレキシビリティを高めることに繋がる
- そしてJERAは、西部ガス単体ではテイクが難しいリスクのバックストップを担いながら西部ガスが有する需要を自社ポートフォリオの一部に組み込んでいく

JERAと西部ガスではLNG関連指標の規模に大きな差があり、今回の提携は、中堅(西部ガス)が大手(JERA)のケイパビリティによって自身のフレキシビリティを強化する事例と言える。

(参考)LNG関連の主要数値比較 | JERA - 西部ガス



出所：西部ガス・JERAプレスリリース「JERAと西部ガスによるひびきLNG基地の戦略的活用などに関する提携合意について」

現在のプラットフォームに対しては、カスタマイズ性が低い、取引実行に必要な情報が不足している、取引量が少ない等の理由により使用には至らないという意見がみられる。

(参考)LNG取引プラットフォームに対するトレーディング担当者の意見

LNG Derivatives Market-on-Closeの概要

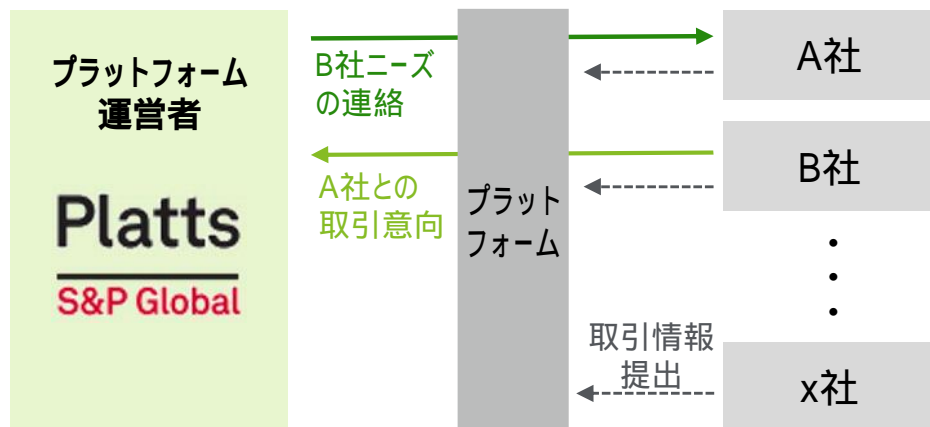
- S&P Global Plattsの ” LNG Derivatives Market-on-Close ” はプラットフォーム参加者の取引情報を公開し、カーゴスワップを含むデリバティブ取引を促進するプラットフォーム

Plattsは、LNG市場の参加者を調査し、LNGの入札、オファー、取引に関する情報を収集する

同時に参加企業は、定められた締切時間前にすべての入札およびオファーを提出して報告する

および で収集・報告された情報(入札および取引条件等)は、Plattsのプラットフォーム上に見出しの形で公開される

参加企業は当該プラットフォームを閲覧し、取引意向がある場合はPlatts社に連絡をすることで取引プロセスに進むことができる



カーゴスワッププラットフォームに対するトレーディング担当者の意見



大手ガス会社
担当者A
(トレーディング)

- プラットフォームの使用は検討したことがあるが、実際に使用した経験はない
- プラットフォームで扱うことができる商品が価格指標に基づく上場定型商品しかない場合が多く、カーゴ量の細かい調整やスキームのオリジナリティが効かず、カスタマイズ性が低いのがプラットフォームのデメリットと認識
- 現状のプラットフォームは、カーゴスワップのうち現物移動を伴わない指標スワップ用に使用されることが多い



大手ガス会社
担当者B
(トレーディング)

- プラットフォームの使用は検討したことがあるが、使用には至らなかった
- 既存プラットフォームに掲載されている情報は、取引に必要な情報がかなり不足しており、LNG調達が円滑に実施される保証がない
- 具体的には、覚書に記載される情報(熱量、メタン、窒素等のLNG性質に関する情報)が掲載されていれば、プラットフォームの使用を検討する余地がある



LNG調達
エキスパート
(中堅以下所属)

- プラットフォームは認識しているが、利用したことはない
- 最も現物のLNGカーゴ取引がなされているMOCでも取引量が十分でなく、ベースの取引は相対で行い、ほんの一部の取引がMOCでなされているとの理解

スポット市場の反応分析

JKMはTTFと連動性があり、欧州の需給バランスも注視が必要。供給トラブルのほかに寒波や夏期の高温による急激な需要増によってスポット価格が上昇した局面がある。

エグゼクティブサマリー

分析項目	分析結果
スポット契約の特徴	<ul style="list-style-type: none">従来の長期契約は仕向地、季節変動に対応しておらず固定的な契約であるため、LNG需要の調整にはスポット調達に欠かせないスポット調達には<u>スポット調達探しから日本への入船まで1~1.5か月要するのが通例</u>
市場間の関係	<ul style="list-style-type: none">LNG取引量の増加に伴い、スポット市場での取引量も増加し、<u>2024年時点のLNG取引のうち約35%がスポット取引</u>となっているさらに、LNG取引量増加により各地のガス価格は連携を強め、欧州でガス需要が高まった場合、アジア向けのLNGが欧州に仕向地が変更される、又はその逆が起こるなど、2大需要地である<u>欧州と北東アジアでLNGを取り合う関係</u>にある。従い、<u>欧州市場のTTFと北東アジア市場のJKMはLNGを密接な関係性</u>にある一方、米国は世界のLNG輸出量の2割を占め世界一の輸出量を誇るも、液化設備がボトルネックとなり<u>TTFやJKMとの直接の繋がりは弱い</u>。ただし、米国産は仕向地フリーや一定の条件を満たせばキャンセル可能など柔軟性が高く、世界の需給バランスの調整役になっていると見られる
スポット市場の過去推移	<ul style="list-style-type: none">LNG需要と供給は増加傾向にあるが、一時的なスパイクを除き<u>スポット市場は横ばいから緩やかに上昇</u>する程度で、LNGの取引量とスポット価格には相関関係は見られない。2015年10月のJKMは7USD/MMBUだったが、2025年10月は10USD/MMBTUであった2020年以降でスポット市場がスパイクしたのは、北東アジアが寒波に見舞われた2020/12~2021/2、コロナ後の経済回復による需要増のあった2021/9~2022/1、③ウクライナ侵攻が開始された2022/2~2012、の3時点<ul style="list-style-type: none">✓ 北東アジアの寒波：寒波による急激な需要増と、各地で液化プラントの障害が重なり需要過多。米国が輸出量を高めるも、パナマ運河で混雑が発生し、通行に時間を要するとともに輸送船が不足し、需要を圧迫✓ コロナ後の経済回復による需要増：中国経済活発化による需要増加及び上記の寒波により本来欧州向けだったLNGがアジアに仕向地変更された影響から欧州の在庫量が減少し欧州でも需要増。さらに北東アジアの夏期の高温予測により発電需要が増して需要が増加。ロシア産欧州向けの供給量の低下や欧州で大きな供給量を持つノルウェーのガスパイプラインの定検等により供給量が減少。✓ ③ウクライナ侵攻：マレーシアで生産障害が発生し、長期契約者もスポット市場からの代替需要が増加していたところにロシアによるウクライナ侵攻が発生し、ロシアから欧州への供給リスクが上昇しTTFが高騰。TTFと相関の強いJKMも連動し、スポット価格が上昇JOGMECの分析では、<u>緊急時のスポット価格のボラティリティは長期契約の約8倍</u>あり、これは経営に深刻な影響を及ぼすレベルとみているLNGスポット市場が急騰する局面では、<u>LNG輸送船腹もひっ迫し、短期備船料の高騰、輸送リードタイム長期化</u>にも留意が必要

従来の長期契約は仕向地や季節変動性への柔軟性が低く、スポット調達によりLNG需要の調整が必要。スポット調達には最短でも1~1.5か月程度はかかるのが通例である。

LNG取引の特徴

長期契約

- LNGの長期契約は「年間取引数量xx万トン」と規定されるケースが多い一方、売買主双方の意見も考慮して引取は毎月同じ数量を受け取るケースが一般的であり、長期契約とスポット契約を組み合わせてLNG需要変動に対応している
- 長期契約においてユーティリティ各社は、LNG需要に合わせて引取数量の上方修正(UQT)・下方修正(DQT)を行っている
- LNG需要が落ち込むとみられる場合で、引取キャンセル権が付与されている契約では、同権利を行使し、引取数量の調整を行っている

長期契約の柔軟化への働きかけ

- 2017年公正取引委員会に置いて、「FOB条件がにおいて売主が仕向地を制限することは、独占禁止法上問題となるおそれがある」と発表。経済産業省も、これまでLNG市場戦略に基づき、市場の流動性を高める観点から、仕向地フリーの重要性を国際社会へ発信
- 仕向地フリーの契約が増加すれば、緊急時に需要が急増した地域へ、LNGを融通しやすくなる
- 比較的新しく契約された長期契約では、需要期の冬に厚めに引き取る契約が存在。経済産業省はこうした柔軟性のある長期契約条件の更なる検討をLNG事業者と進めていきたい方針

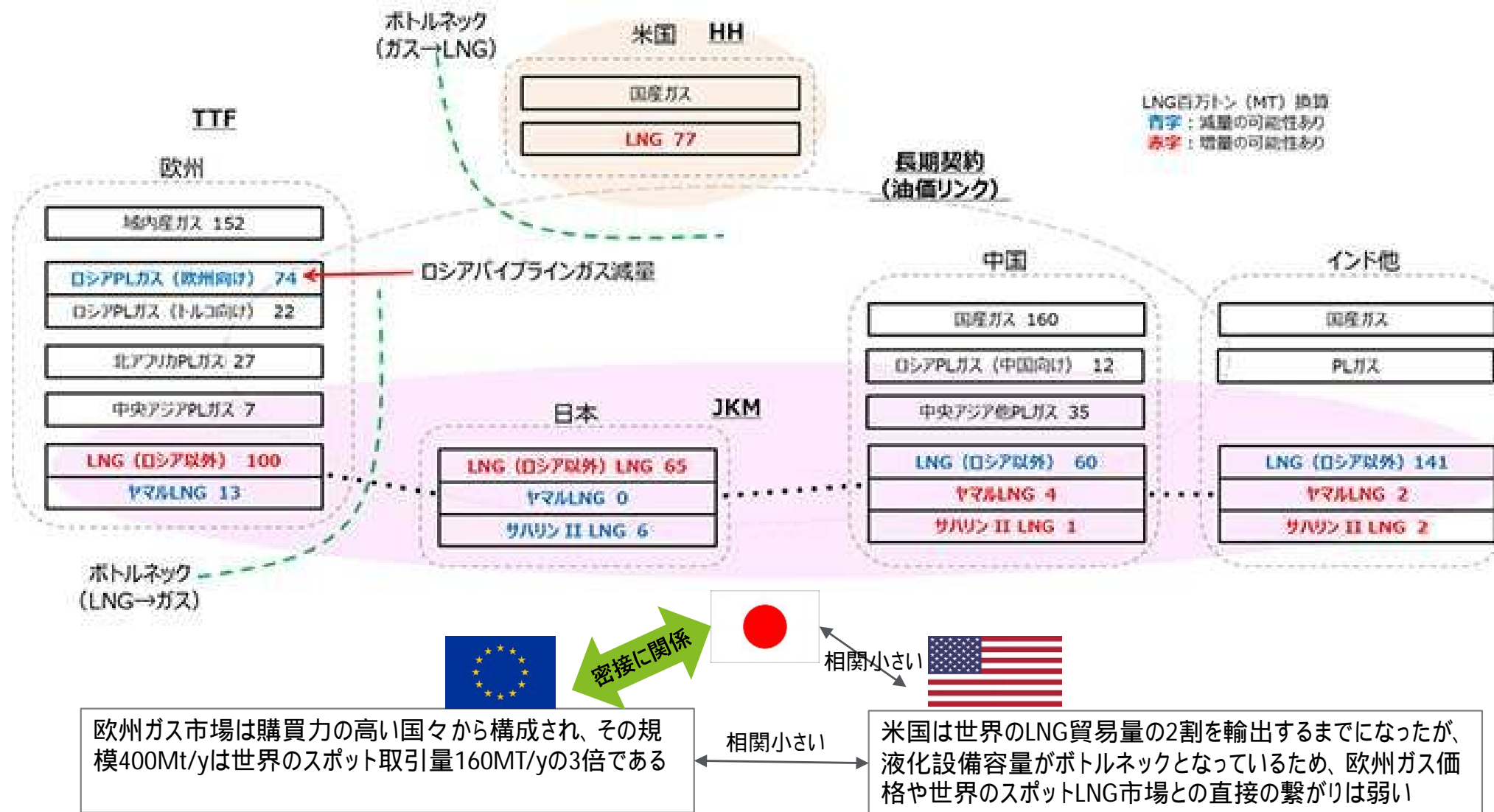
スポット調達に要する期間

- 調達先探し、LNG船の手配 : 数日~1週間
- スポット契約調整 : 2週間程度
- LNG船の手配、船陸整合性確認 : 初寄港の場合2週間程度
(と一部並行)
- 輸送日数 : 豪州で約10日

スポット調達検討から日本への入船まで
1~1.5か月

スポットLNG取引量の増加に伴い、これまで独立していた各地のガス価格は連携を強め、欧州ガス市場が世界各国のガス・LNG市場に影響力を持つようになってきている。米国市場(HH)は欧州(TTF)及びJKMとのつながりは弱い。

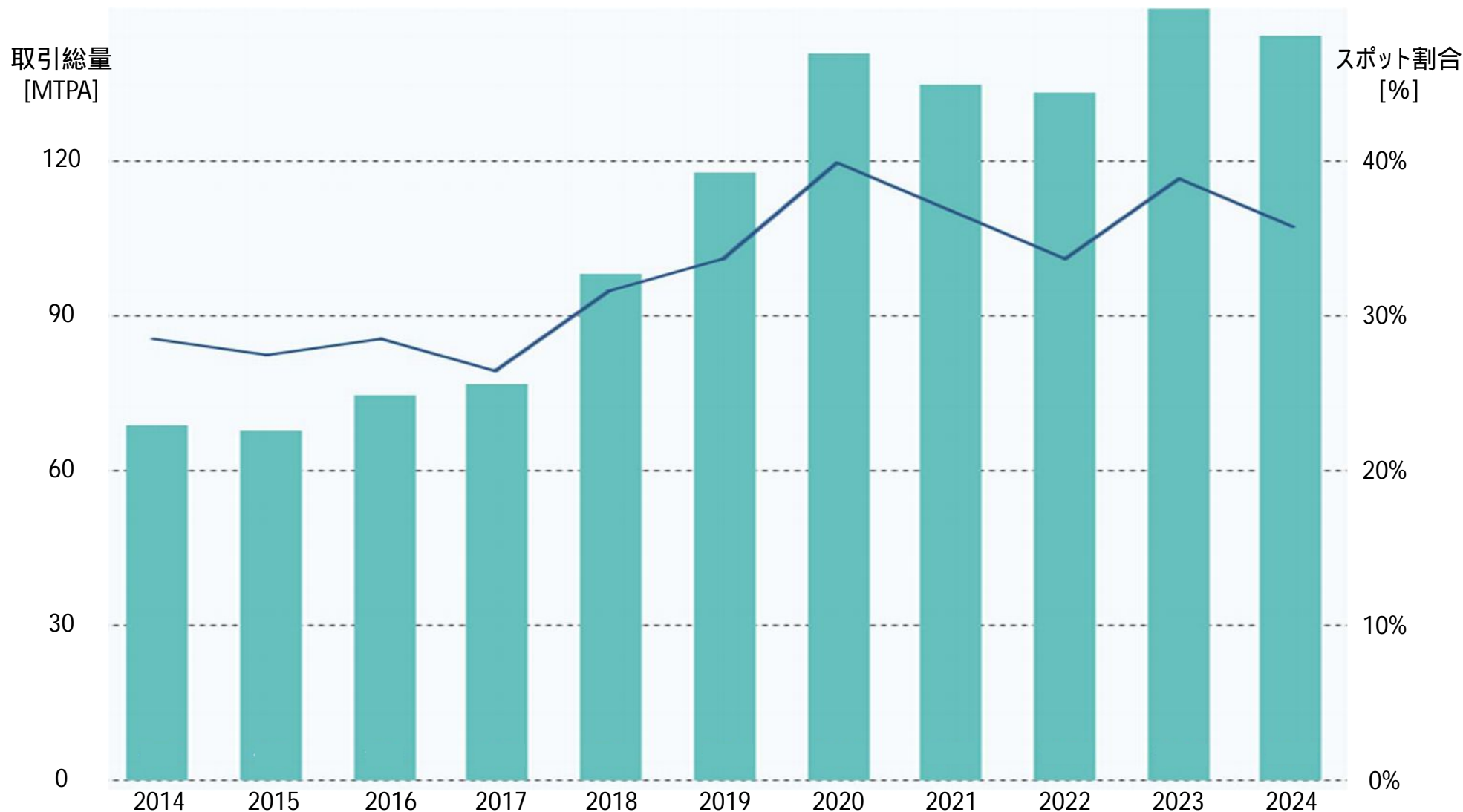
世界のLNG市場のつながり



(ご参考)

全世界におけるLNG取引のうちスポット取引が占める割合は2010年代から上昇しており、足元では30%から40%の間で推移している。

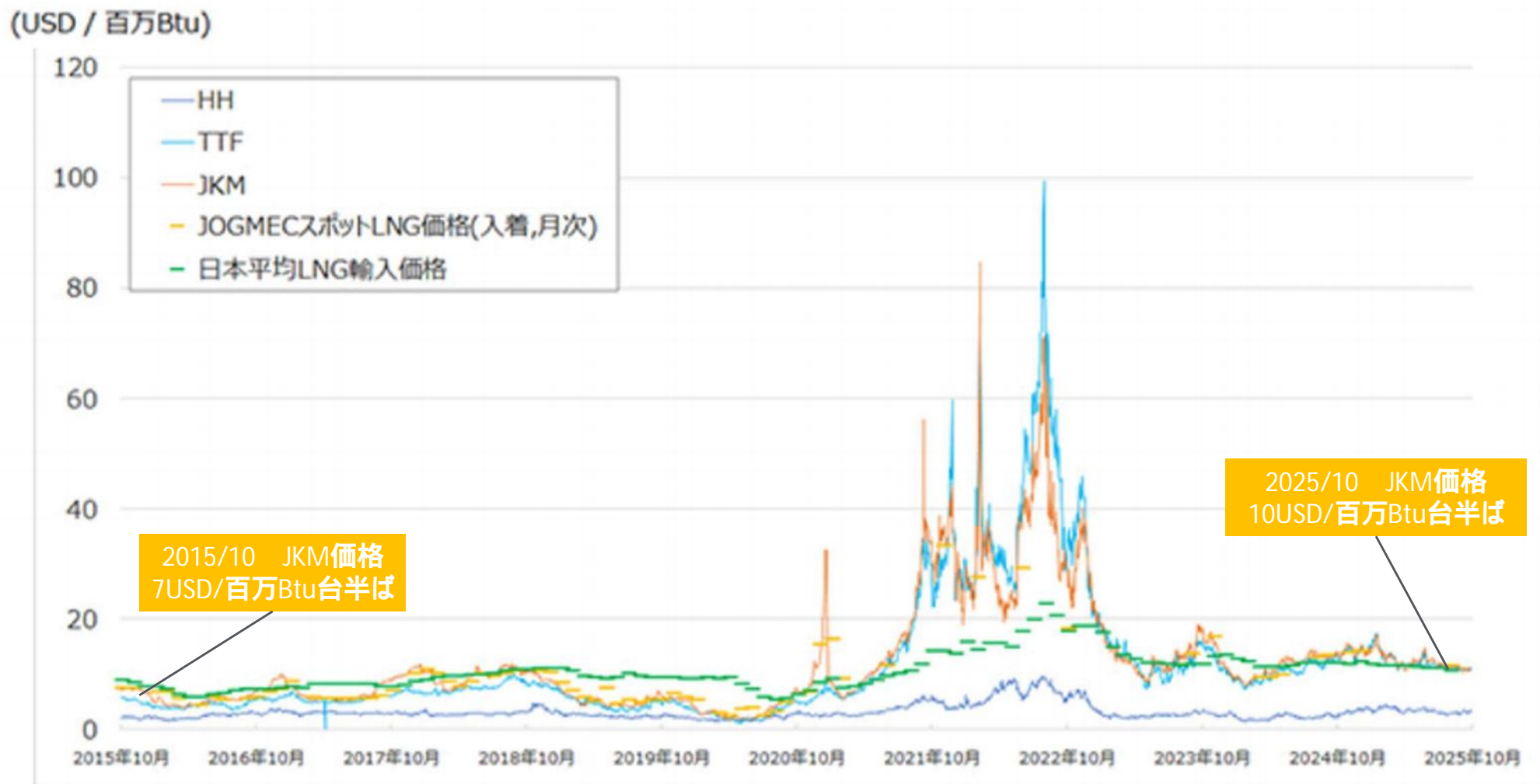
LNG取引のうちスポット取引が占める割合



出所：GIIGNL「Annual Report 2025」

伸長する世界のLNG需要量・供給量とLNGのスポット市場価格の間には相関関係は見られず、市場価格は緩やかに上昇している。

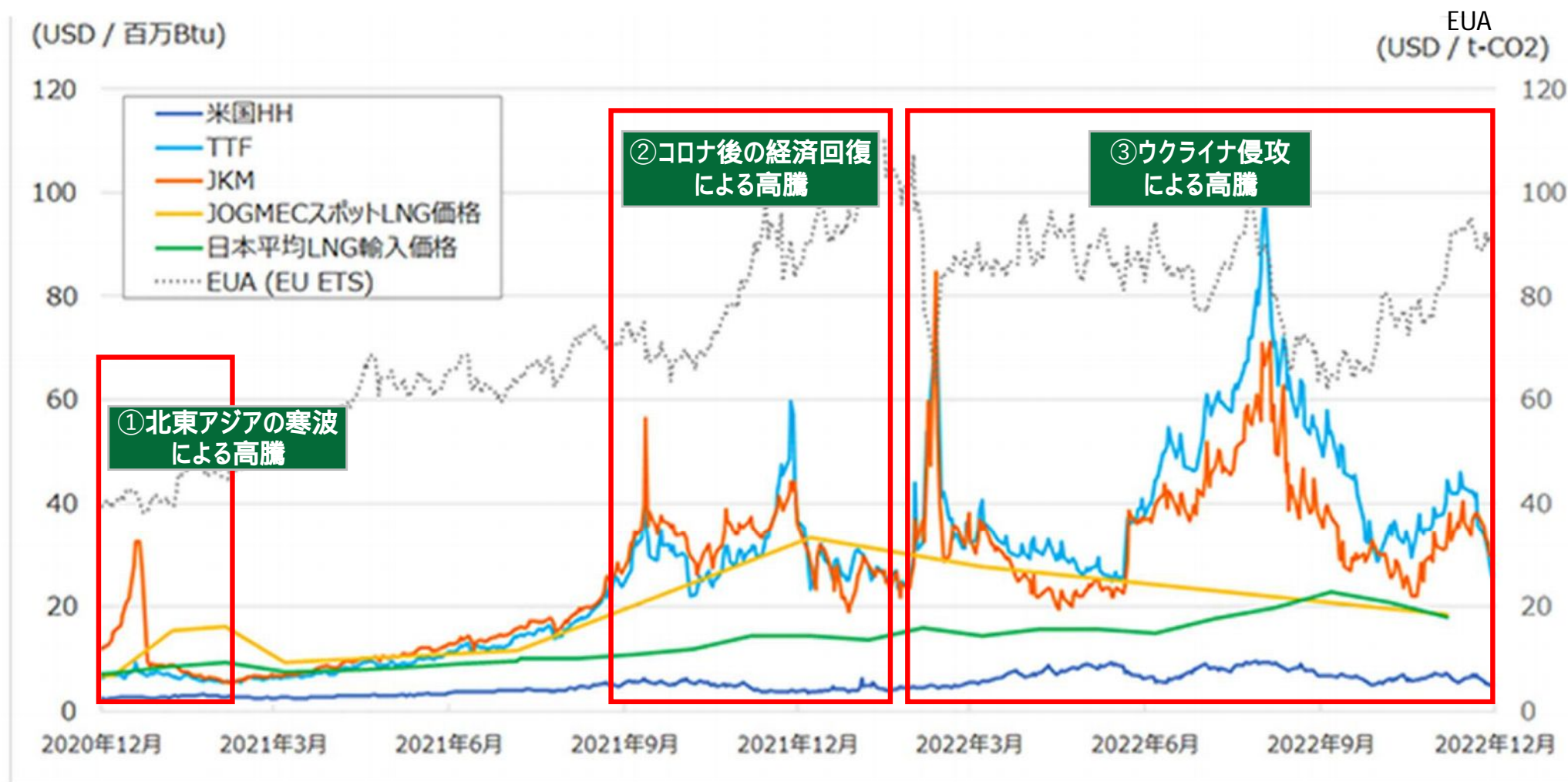
天然ガス・LNG価格推移(直近10年)



出所：JOGMEC「天然ガス・LNG価格動向 2025年10月」

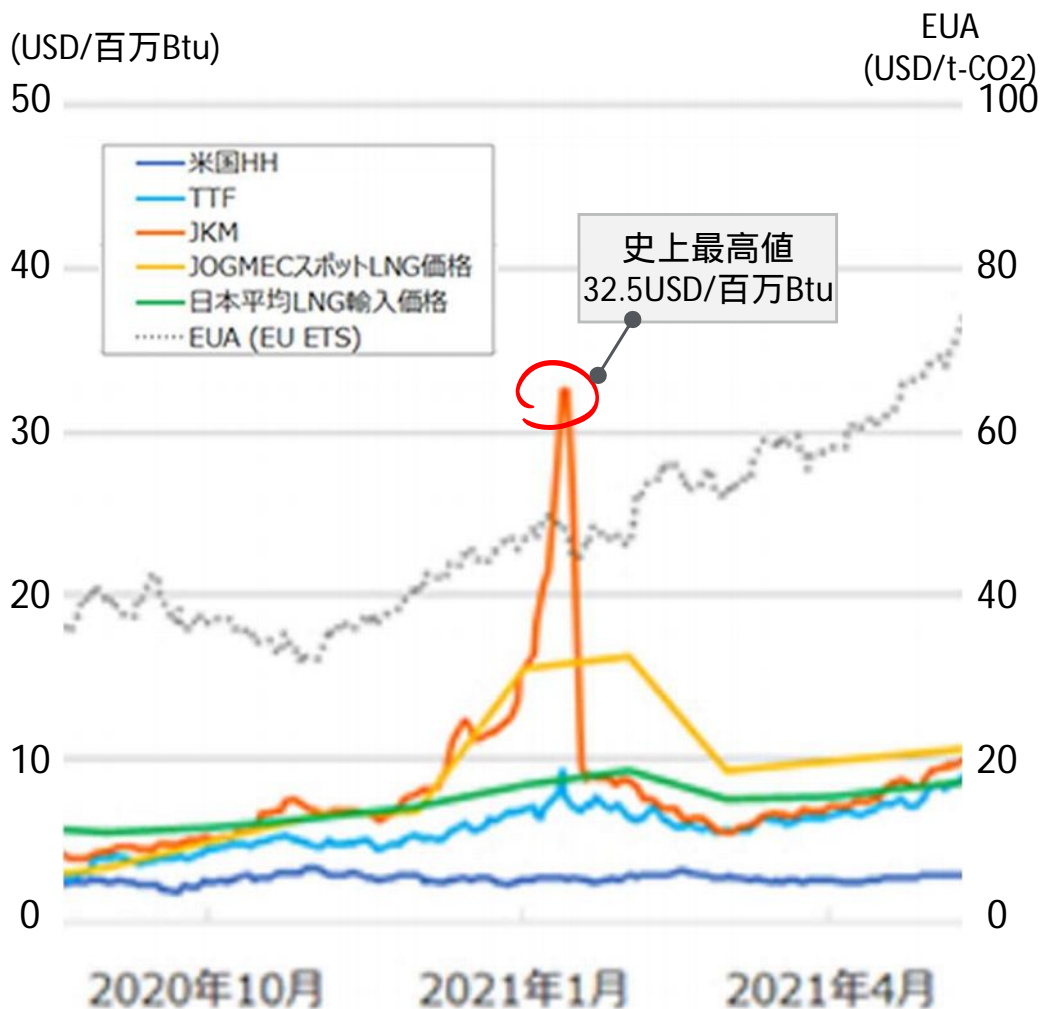
2020年から2022年にかけて、コロナ後の経済回復による需要増、ロシアによるウクライナ侵攻により、TTF・JKMを中心にLNG市場価格が乱高下を繰り返した。

天然ガス・LNG価格推移(2020/12~2022/12)



2020/12頃から発生したJKM価格の急騰は、北東アジアでの電力需要急増と、世界的なプラント障害・パナマ運河の混雑、それらによるフレートの高騰などの供給制約に起因する。

北東アジアの寒波による高騰(2020/12~2021/2)



価格上昇要因

- 需要
 - 北東アジアにて、大寒波により電力需要が急増したことで、JKM価格が急騰
- 供給
 - 2020年秋以降に世界で頻発したLNG液化プラントの設備障害、パナマ運河の混雑が発生。また、これらを背景に輸送船が不足したことでフレートが高騰するなど複数の供給制約・不足要因が発生

結果、12月に入りJKMの価格が急騰し、2021年1月12日には史上最高値の100万Btu当たり32.5米ドルを記録した

価格戻り要因

- JKMは、2021年1月12日以降、寒波の緩和や追加LNGカーゴが確保されたこと等により1月下旬に8米ドル台まで下落、2月に入り7米ドルを下回り、2月下旬は6米ドル前半を推移した
- 2020/12 ~ のJKMの価格高騰は約2か月で収束を向かえた

(ご参考)

従来、LNG液化プラントは故障率が低いとされるが、2020年は世界各地で主要プロジェクトにおいてトラブルが重なった。

北東アジアの寒波による高騰(2020/12~2021/2)

2020年のLNG供給設備等における主なトラブル

: 日本企業と長期締結

国名	プラント等	事象	容量(MTPA他)	期間	
米国	サビンパス	ガス放出による1,2号タンク(各160k m ³)破損 (修理完了、使用許可待ち)	-	2018/1/22 -	
	エルバアイランド T2	コンプレッサー出火	0.25	5/13 -	
	サビンパス T1-5	ハリケーンによる停止	4.5 x 5	8/24 - 9/9	
	キャメロン T1-3	ハリケーンによる停電、航路内バージ沈没	5 x 3	8/26 - 10/21	
	サビンパス T1	熱酸化装置火災、航路内リグ沈没	4.5	10/11 - 11/9	
	フリーポート T1	コンプレッサー出火	5.1	10/21 - 11/9	
	フリーポート T1-3	電力ハンチング	5.1 x 3	11/14 - 18	
	サビンパス(パイプライン)	NGPLパイプライン供給停止	-	11/19 - 21	
	豪州	ゴーゴン T1-3	プロパン容器割れ	5.2 x 3	7/11 - 2021/4/30
	マレーシア	マレーシア T1, 3, 7	生産不調	2.8, 2.8, 3.85	11/3 - 14
マレーシア T6, 8		生産不調	3.2, 3.85	12/7 -	
台湾	国聖原発第1ユニット	冷却水システム異常	-	12/14 -	
カタール	カタールガス T4	混合冷媒コンプレッサー不調	7.8	11/19 - 12/13	
ノルウェー	ハンメルフェスト T1	ガスタービン火災	4.2	9/28 - 2021/10/1	
	パイプライン	ストライキ	-	10/1 - 9	
トリニダード・トバゴ	アトランティック T1	フィードガス不足	3	2020 -	
ナイジェリア	ナイジェリア	計画外停止	3.2/4.1	10/20 -	
	ナイジェリア(パイプライン)	ガスパイプライン爆破	-	11/24	

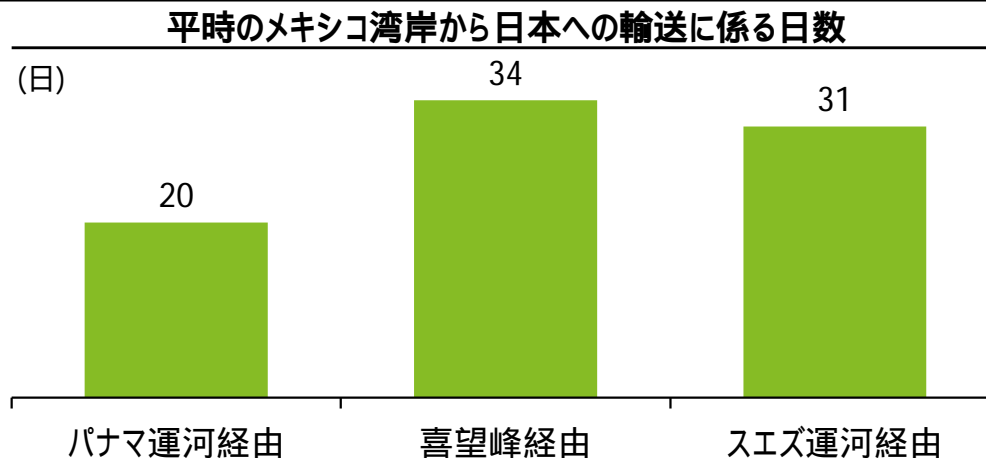
出所：資源エネルギー庁「2030年/2050年を見据えた石油・天然ガス政策の方向性(案)」(令和3年2月15日)

(ご参考)供給トラブル時は定期船が稼働率が低下する一方、短期用船の稼働が上昇し、フレートも急騰した。混雑回避のために最短ルートが使えず輸送日数も増加し、調達コストをさらに高めることとなった。

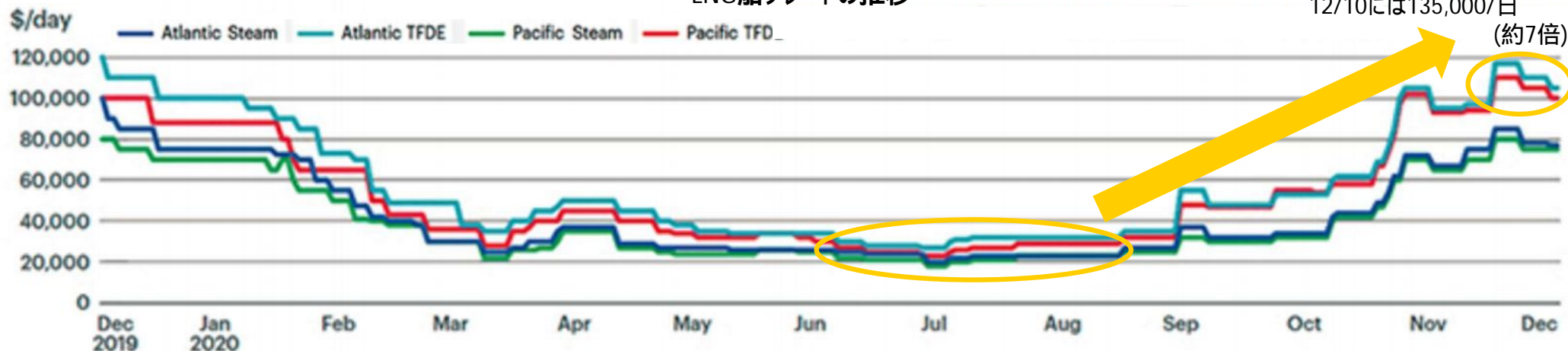
北東アジアの寒波による高騰(2020/12~2021/2)

輸送ルート、輸送コスト

- 世界各地でLNG液化プラント等でトラブルが発生した結果、代替として調達するスポットLNGの輸送需要が増加し、フレートも急騰
- 一方、長期契約LNG輸送船の定期用船契約に基づくLNG船の稼働率はトラブルを反映して低下
- 高値のアジア向けLNGを供給すべく米国がLNGを増産したが、パナマ運河渋滞し、スポットLNG輸送船が足止めを受けたため、短期向けの船腹不足に拍車をかけた
 - ✓ 2020年10月、予約なし通過するLNG船は最大1週間以上待機を余儀なくされた。10月末時点で、北行きで13日前後、南行きで8日前後遅延
 - ✓ 遅延の原因は、濃霧、船舶数増加、コロナ対策の安全手順追加
 - ✓ LNG船に運がないガソン湖での投錨・停泊禁止、夜間通峽の禁止、運河入港口及びクレブラカットでの対面高校禁止など運行上制限も行われた



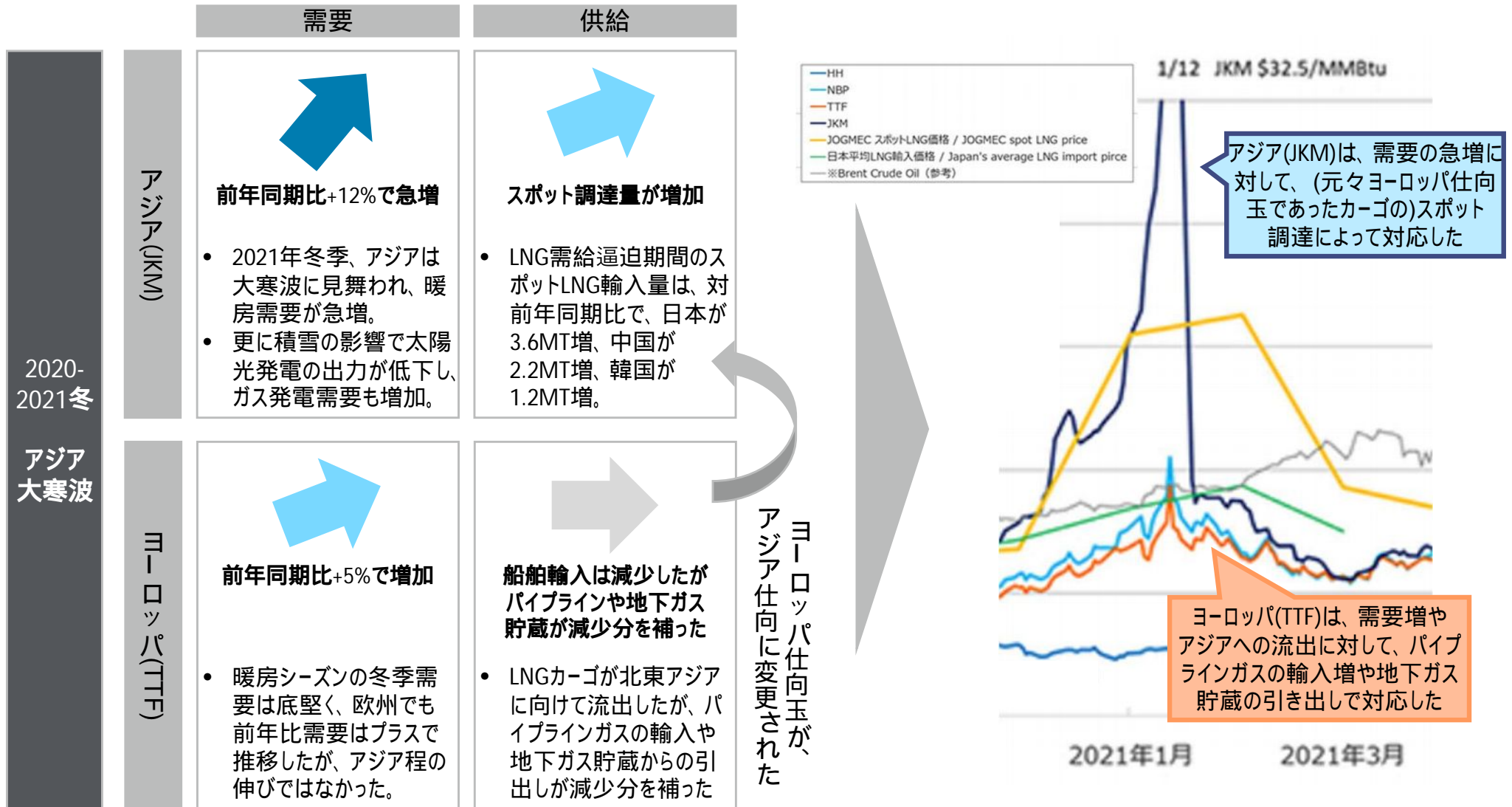
LNG船フレートの推移



出所：資源エネルギー庁「2030年/2050年を見据えた石油・天然ガス政策の方向性(案)」(令和3年2月15日)

(ご参考)急増した需要に対してアジア各国は、スポット調達を増加させることにより対応した。カーゴがアジアに流出したヨーロッパ各国は、パイプラインガスや地下ガス貯蔵の引き出しにより流出による減少分を補ったため、市場価格への影響が軽微であった。

北東アジアの寒波による高騰(2020/12~2021/2)



(ご参考)日本各社の対応としては、JERAのように大量のLNGをスポット調達した企業もあれば、スポットへの過度な依存を避けるべく、短・中期契約の締結を目指した企業も存在した。

北東アジアの寒波による高騰(2020/12~2021/2)

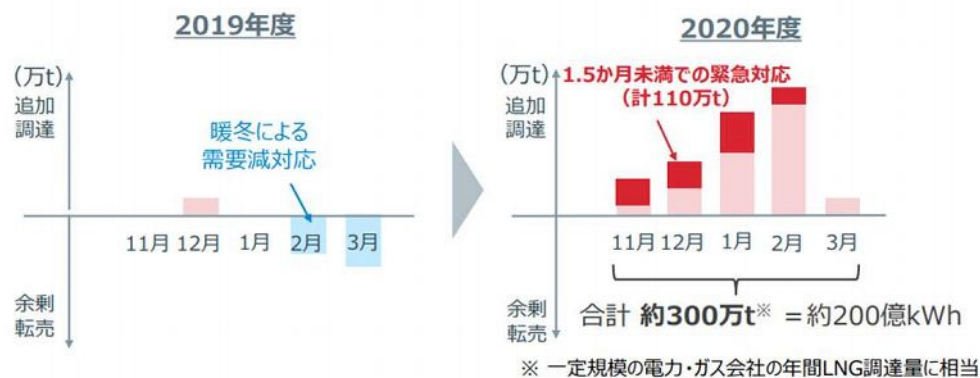
スポット調達での対応

企業
属性

スポット調達のリスクを許容できる
大規模事業者(例：JERA)

- JERAは、厳寒であった2020年度冬季において、**約300万トンものLNGをスポットで調達**することになった。
- うち110万トンは、**入着1.5か月未満の緊急的な調達**であった。
- これらのスポットによる追加調達LNGは、需給状況次第では余剰在庫となりうるリスクがあると当社は述べている。

■：入着1.5か月未満の緊急スポット調達
■：入着1.5か月以上のスポット調達



スポット調達以外での対応

企業
属性

スポット調達のリスクを許容できない
中・小規模事業者

- 資源エネルギー庁が2020年度に実施したヒアリングによると、厳寒に向けては**追加的な短・中期契約を締結を見込んでいる事業者と、スポット調達は現状不要**と判断する事業者があり、事業者ごとに状況は異なっていた(社名は非公表)。
- なお、複数の事業者から、仮に現時点で想定していない大きな需給の変化が発生するとLNG在庫は厳しくなるとの声があった。

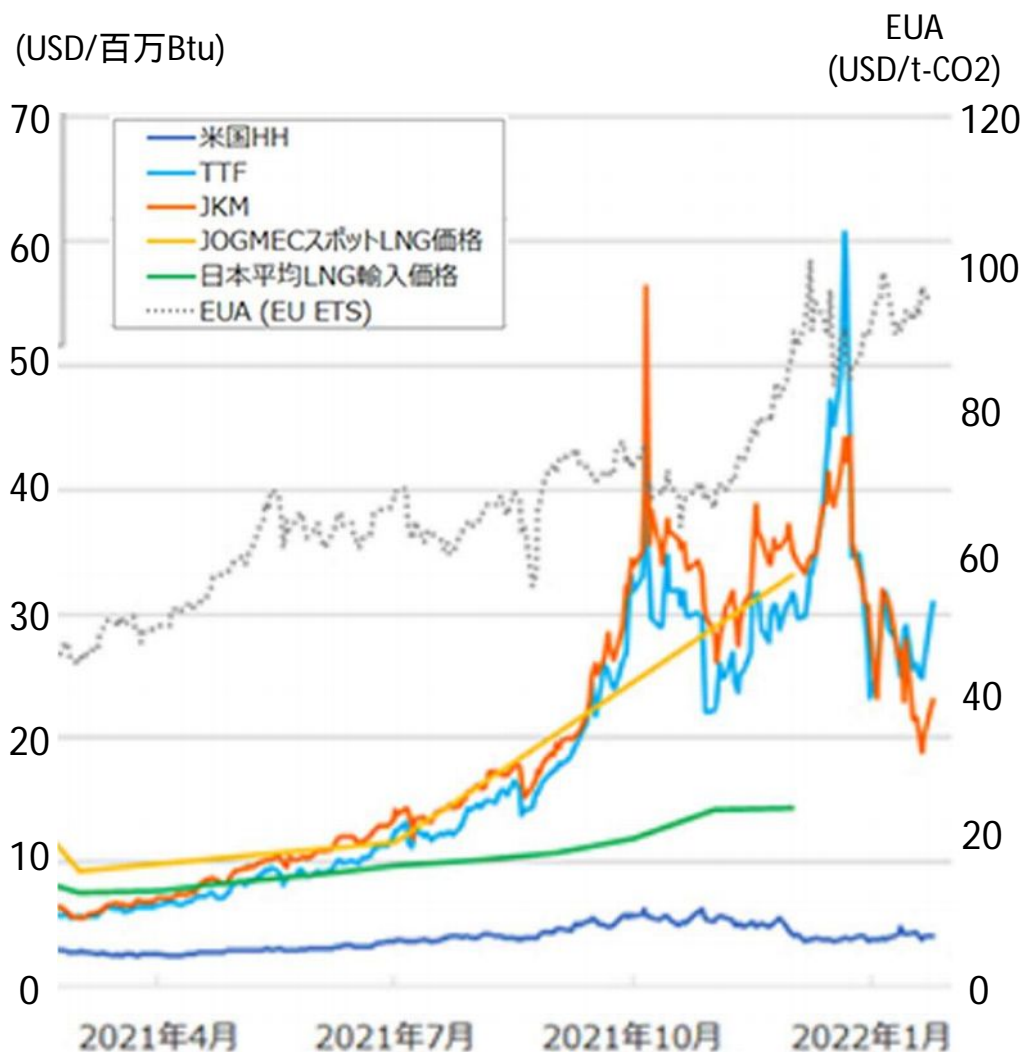
企業	追加調達の方針	燃料確保に係る懸念事項
A社	価格高騰している中で、単発的なスポット調達をするより、 翌年度を見越した短期契約^{*1}の方が現実的 。	仮に現時点で想定していない大きな需給の変化が発生すると、LNG在庫は厳しくなる。
B社	現状既存の長期契約で賄える見込みであり、 追加的なスポット調達は計画に盛り込んでいない 。	
C社	スポット調達に過度に依存することを避けるため、 中期契約を締結し 所要見込量の大半を確保することとし、残りは状況を見ながら検討する。	

*1：日本エネルギー経済研究所によると、短期契約とは「契約期間が4年以下の定常的な取引」とされている。

出所：JERAホームページ、資源エネルギー庁「2021年度冬季に向けた供給力確保策について」

2021年夏頃から、新型コロナ後の経済回復により需要が伸長したが、欧州の地下ガス貯蔵の在庫不足やロシアからの供給減少などによりTTFが上昇し、それにJKMも連動した。

コロナ後の経済回復による高騰(2021/9~2022/1頃)



価格上昇要因

➤ 需要

- **新型コロナ蔓延米国景気の回復、それに伴う中国の経済活動活発化により、世界的にガス需要が急増**
- **2021冬の北東アジアの寒波により欧州からアジアへの需要が増加。** 欧州でも例年よりも低温が続き、春先に本来は地下貯蔵へ充填する分が消費に回されたことで貯蔵在庫が不足
- 北東アジアの夏期の高温予測により発電需要の増加

➤ 供給

- **ノルドストリーム2を建設中のロシアが、代替輸送経路である追加のウクライナパイプラインガスの輸送容量入札に応札せず、結果として、ロシアパイプラインガスの欧州への供給量が大きく減少**
- 新型コロナの影響で先送りしていたノルウェーパイプラインシステムにおいて、大規模な定期修繕が実施され供給量がしばしば低下

➤ 政治的要因

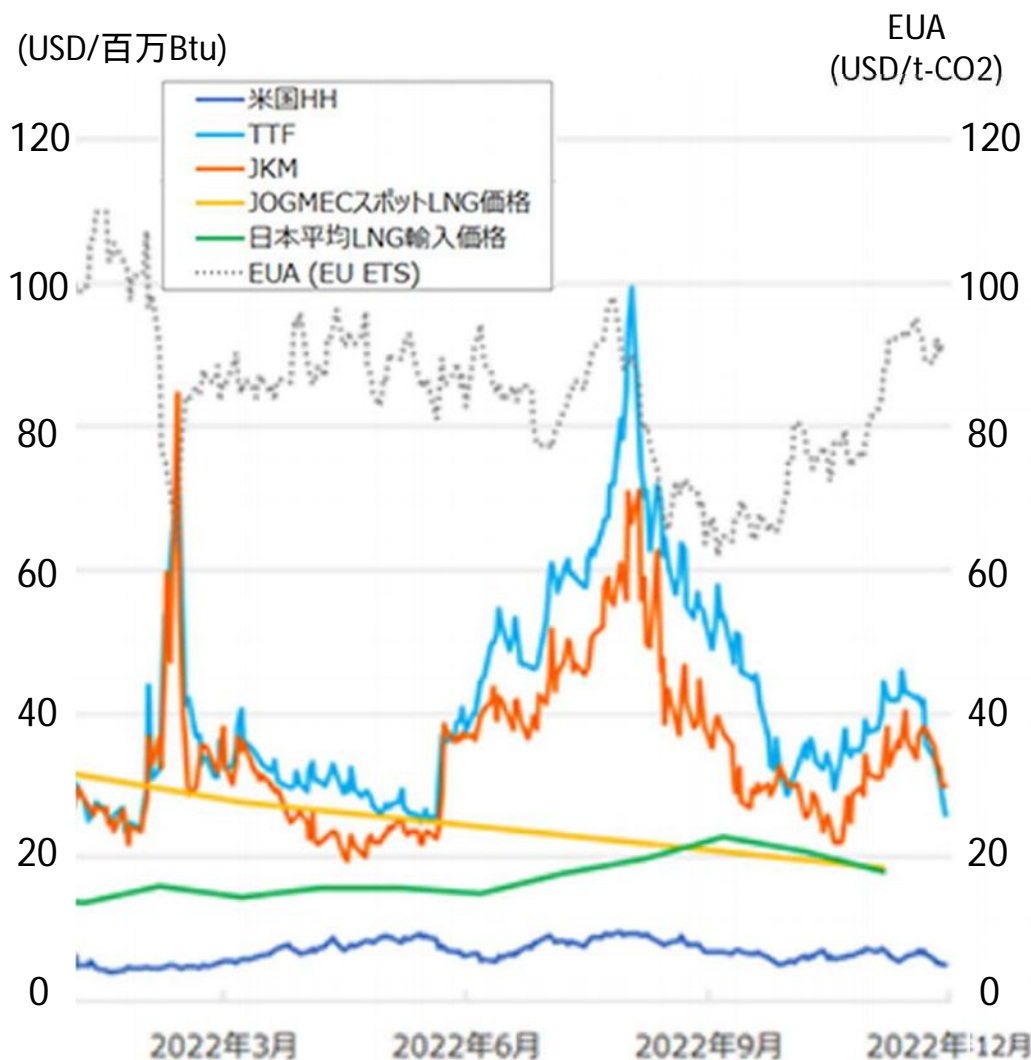
- 11月16日、ドイツのエネルギー規制当局は、ノルドストリーム2管理会社の独立性に修正が必要として認可手続きを一時停止したが、この結果、欧州天然ガス価格は2割近く上昇

価格戻り要因

- 10月末、プーチン大統領の、ロシア国内地下天然ガス貯蔵設備の充填完了後、「欧州への天然ガス送出を增量せよ」との発言により、欧州天然ガス価格は一段緩んだ
- 11月9日、欧州域内にあるGazprom地下貯蔵設備に天然ガス注入を開始するとの発表を受け、さらに低下

2022/2のロシアによるウクライナ侵攻により、欧州におけるロシアからのLNG供給リスクが顕在化し、価格が大幅に上昇。10月以降に在庫が確保できたため価格が下落に向かった。

ウクライナ侵攻による高騰(2022/2~2022/12頃)



価格上昇要因

- 需要
 - 冬季需要期においてマレーシアのLNG生産障害等によるスポット調達の増加により需要が増加
- 政治的要因
 - 2月24日ロシアによるウクライナ侵攻を契機にロシアから欧州への供給リスクが顕在化しTTFの価格が高騰。JKMも連動し、高騰
 - 欧州の輸入ガスの約4割を占めるロシア産パイプラインガス供給途絶懸念に伴い、3月7日に72米ドルまで急騰して以降、中旬にかけて30米ドル前半まで下落し、月末にかけて30米ドル半ばを推移
 - 6月以降、段階的なノルドストリーム2の減量を開始し、**8月末には輸出量がゼロ**となった。9月末、ノルドストリーム2は、破壊工作ともいわれる爆発によって損傷を受けた。これら一連の間TTFが上昇

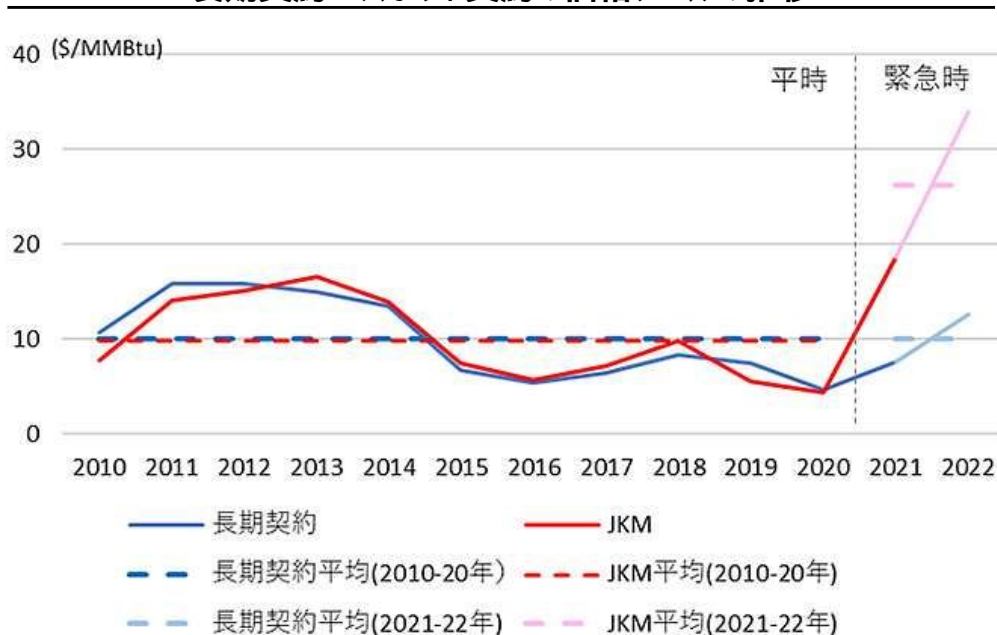
価格戻り要因

- 10月以降、欧州は在庫が順調に積み上がり2022-23年冬期を無事越せる可能性が高まった
- また、欧州が記録的な暖冬となったことを受けてTTF、そしてJKMも下落

JOGMECの分析では、緊急時のスポット価格の価格ボラティリティは長期契約の約8倍あり、これは経営に深刻な影響を及ぼすレベルとみている。

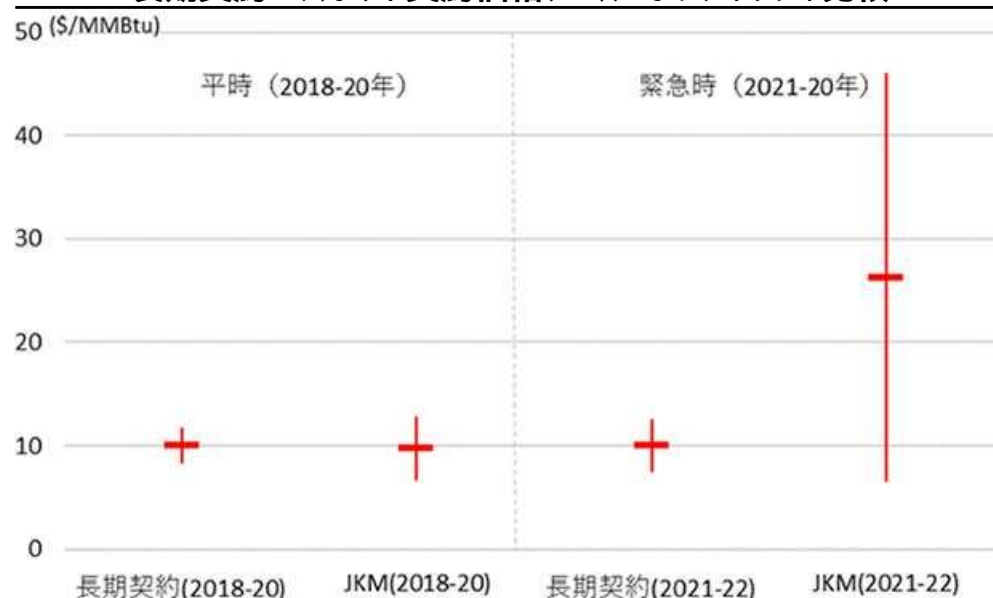
長期契約vsスポット契約

長期契約vsスポット契約の価格レベルの推移



- 2018-20年の平時において、スポットLNGの価格ボラティリティは長期契約の2倍であった
- 一方、2021-22年の緊急時においては、価格ボラティリティは8倍と、商品としての違いはないにもかかわらず、契約によって全く異なる値動き
- 平時においては、多くの買主にとって長期契約の契約期間のリスク・契約量のリスクを受け入れるより、上記の長期契約の2倍のスポットLNGの価格ボラティリティを受け入れる方がたやすいはずである。一方、2021-22年の実績、すなわち、**価格レベル差2.6倍、価格ボラティリティ差8倍は、経営に深刻な影響を及ぼすほどの変動**であり、**緊急時にはスポットでは思い通りの条件で調達できない懸念**もある。明らかに長期契約が選択されるはずである

長期契約vsスポット契約価格レベル・ボラティリティ比較



	平時		緊急時	
	長期契約	スポット	長期契約	スポット
価格レベル (\$/MMBtu、長期契約2010-20年)	10.0	9.7	10.0	26.2
価格ボラティリティ (\$/MMBtu、98%区間、長期契約2018-20年)	3.5	6.2	5.1	39.4
		↑ 2倍 ↑	↑ 8倍 ↑	

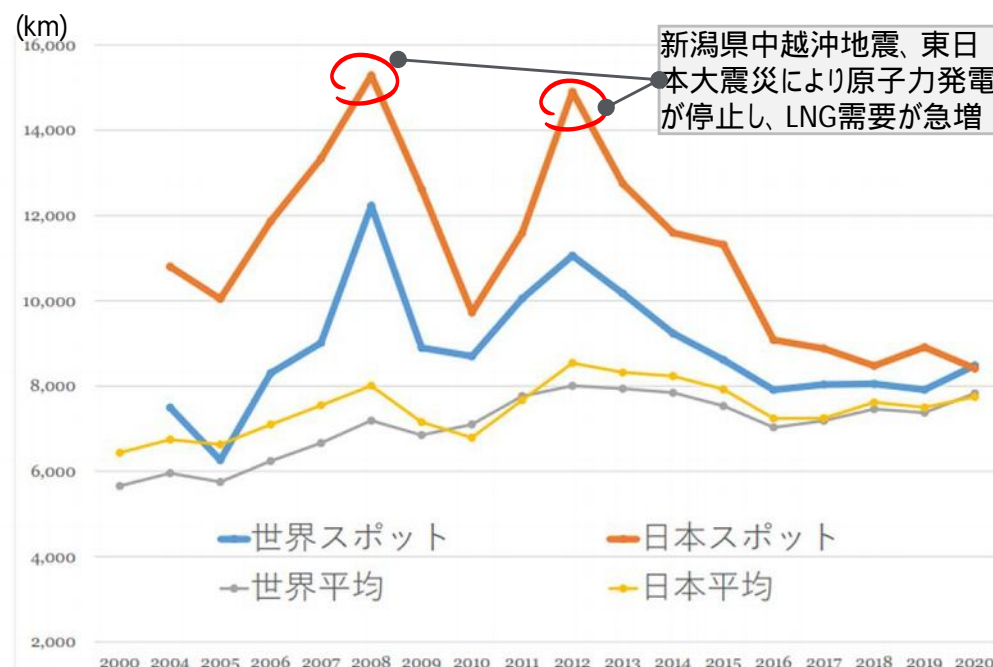
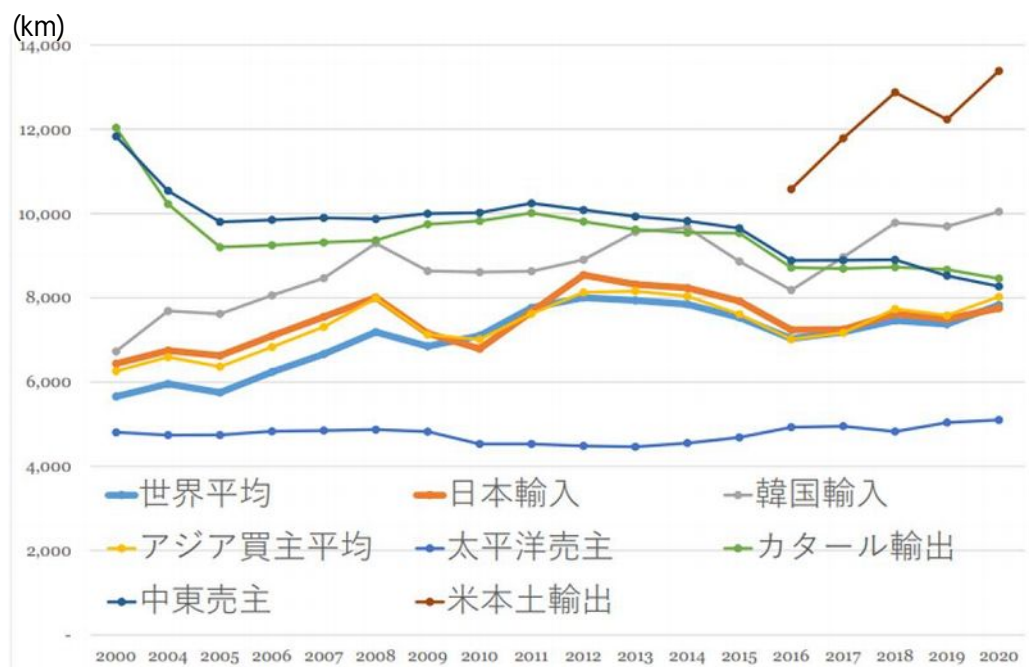
今般ロシアのウクライナ侵攻に伴ってクローズアップされたLNGの価格レベル、価格ボラティリティに関するリスクは、今後スポットLNG割合が上昇していくにしたがって、特に緊急時において高まっていく

スポット市場急騰時はLNG輸送船腹も同時に逼迫している虞があり、傭船料の上昇や輸送リードタイム長期化も考慮する必要がある。

傭船市場

傭船市場と輸送距離

- 平均的なLNG輸送距離は安定しているが、米国産LNGが増加により輸送距離が超長距離化の傾向にある。引き続き米国産LNG数量が増加することが見込まれ、スワップ手配を含めた輸送の合理化・最適化が必要
- 日本では、地震により原子力発電が緊急で停止し、LNG需要が急増した際、大西洋・中東からの輸入が増加したことにより輸送距離が長期化した。また、その際はLNGスポット価格、短期傭船料も上昇した
- LNGの需給バランスが崩れ、スポット市場が急騰している局面において、必要なLNGの供給先を確保できたとしても、短期に傭船可能な船腹が存在しない場合は、日本への輸送ができないこととなる
- したがい、一般的にスポット市場が高い局面では、カーゴ需要とともに船腹需要も高く、短期用船料金も上昇する



シナリオ別 供給途絶リスク分析

供給トラブルが発生しても、当該プラントに代替供給体制があるか否かにより影響度は異なる。中小ガス事業者において長期契約の多いマレーシアで供給停止がある場合は国内に影響の出る可能性がある。

供給途絶事象発生可能性

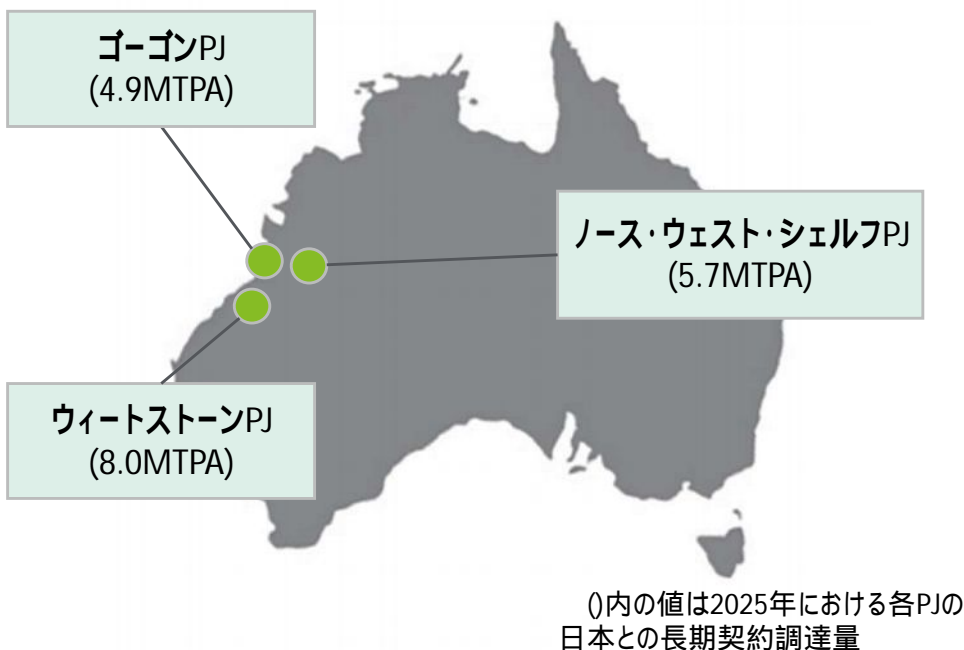
シナリオ設定		日本への影響	分析結果	
対象国	想定事象	日本の輸入量 (2024年)	途絶リスク	過去事象からの途絶率リスク分析
ロシア	国際社会からロシアへの制裁	5.6百万トン	Middle	<ul style="list-style-type: none"> ウクライナ侵攻後、自主的にロシア産エネルギーの輸入を停止する動きはあったが、現在もロシアからの供給は途絶しておらず、国際社会からの制裁による供給途絶の可能性は低いと見られる 2021/9-2022/1のスポット価格上昇時はロシアから欧州向けのガス供給が大幅に減少。その後、プーチン大統領の発言により欧州向け供給が再開下経緯があり、スポット価格に影響を与える可能性は残る
オーストラリア	地震発生によるPJ停止	26.3百万トン	Low	<ul style="list-style-type: none"> オーストラリアでの地震発生が少なく、地震による停止可能性は低いと見られる 2022年にパプアニューギニアでM7.5の地震が発生した際は、PNG LNG PJにおいてフォースマジュール宣言が出され、生産開始まで6-7週間プロジェクトが停止した事例がある。長期契約を結んでいた大阪ガスは「代替貨物を購入するほどではない」とコメント
マレーシア	何等かの事由によりプロジェクトの停止	10.6百万トン	Middle	<ul style="list-style-type: none"> MLNGで2022年にパイプライン破損、2024年に大規模停電が発生し供給停止。一部のトレインの停止では長期間停止しても、日本の調達量に影響は大きくないが、PJ全体が停止した場合は、短期間でも一定影響が生じると見られる PJ全停止した際、調達不足には至らなかったが、トラブル終息後の調達量が増加し在庫量が減少したと見られる。当該事案では数日の停止であったが、長期に及んだ場合は、影響が出るものと想定される 中小ガス事業者はマレーシアからの調達量が多いため、PJ停止時は代替調達を余儀なくされる可能性もある
インドネシア	輸出の不許可	3.3百万トン	Middle	<ul style="list-style-type: none"> 経済成長に伴う電力及び産業ガスの急激な増加により、供給量よりも需要量が上回る見通し LNG輸入の必要性を否定し、2036年には輸出を完全停止する長期計画を出している。また、出荷スケジュールを延期して国内供給に回す動きはすでに見られ、計画通りの調達にリスクが生じている



日本は西豪州に位置するPJから多く調達を行っており、西豪州においては今後国内ガス需要の増加と供給力の低下からLNG輸出規制が適用される可能性がある。

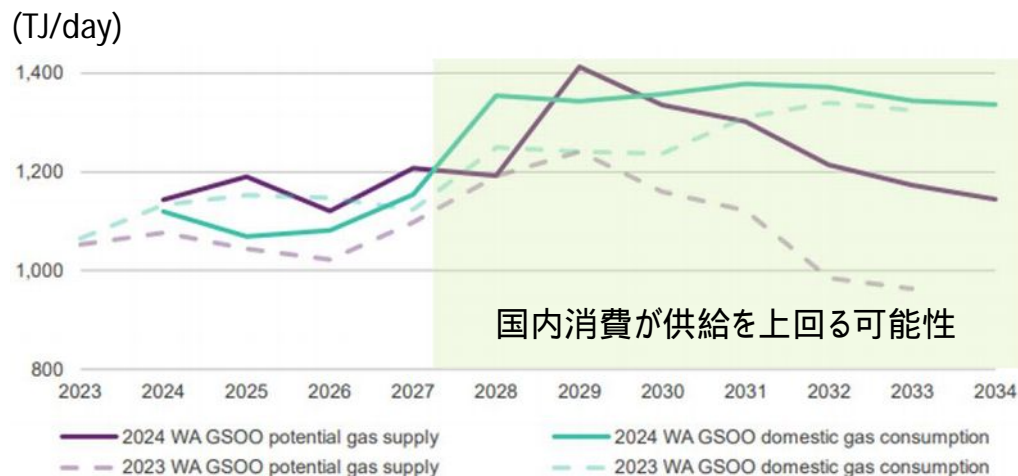
豪州からの供給途絶リスク

豪州のLNG PJ図



豪州のPJのうち、日本への調達量が多い上位3つのPJは全て西豪州に属している

西豪州の天然ガス供給量・消費量の推移予測



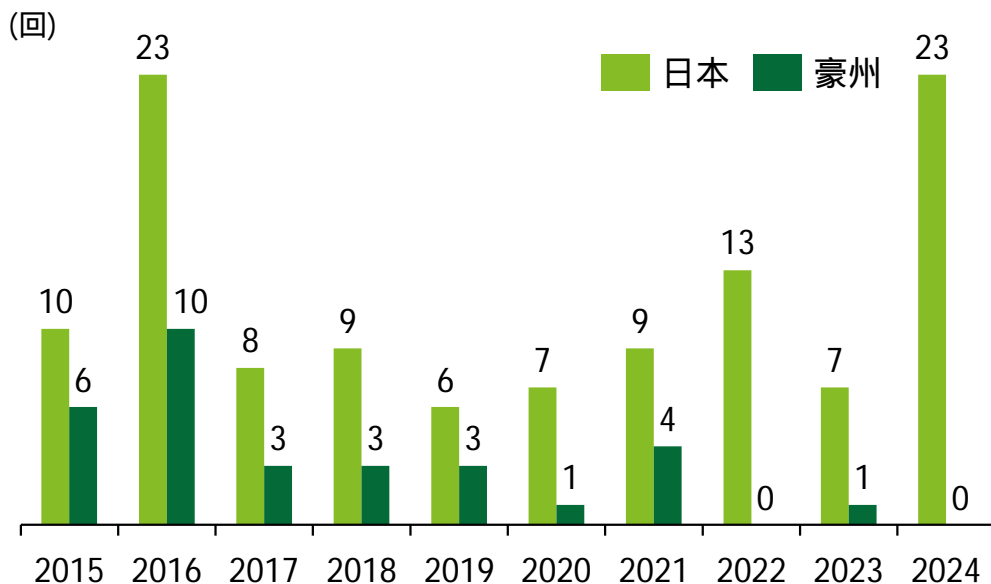
- 今後、石炭火力発電の喪失により、2027年から2029年にかけては需給バランスが厳しくなり、**2030年以降西豪州のガス需要が急増し、全体の生産量も減少するため**、ガス市場は大きな供給不足に転じる
- これは、計画されている**石炭火力の引退によりガス発電の必要性が高まること**と、**既存のガス田からの生産量が減少することが原因**である。石炭引退の影響は早ければ2028年から現れ始め、再エネの普及拡大は、石炭火力の損失を完全に補うには不十分であり、これを補完するためには、ガス火力を増やす必要がある
- 2023年2月に改正された豪州ガスの輸出規制ガイドライン(ADGSM)により、**豪州全土において、国内ガスが不足する恐れがある場合はLNGプロジェクトの輸出規制が適用される**



豪州では、過去10年の実績からも地震によるLNG PJへの影響は低いと考えられる。世界的にも過去に地震によるPJ停止が日本の調達量に大きな影響を与えた事例はない。

豪州からの供給途絶リスク

日本と豪州の過去の地震発生回数(M5以上)

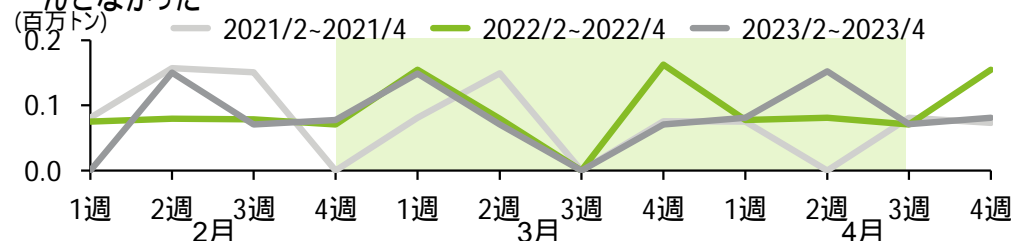


- 過去10年間、M5以上の地震が日本では115件に対し、豪州では31件と発生頻度は約1/3にとどまる
- また、過去10年間のM5以上の地震は主要なLNG PJの周辺でも発生している事例もあるが、過去に地震によりPJが停止した例は見られない

(参考)他地域での地震によるLNG PJ停止事例



- 地震発生後、PNG LNG PJの権益保有企業が輸出に対してフォースマジュール宣言を通知。生産を停止し、生産開始まで約6~7週間を要した
- 年間150万トンの長期調達契約を結んでいた大阪ガスは、生産停止発表後、「代替貨物の購入するほどの影響はない」とコメントを発表
- 該当期間(2022/2~4)において当該PJからの日本調達量に影響はほとんどなかった



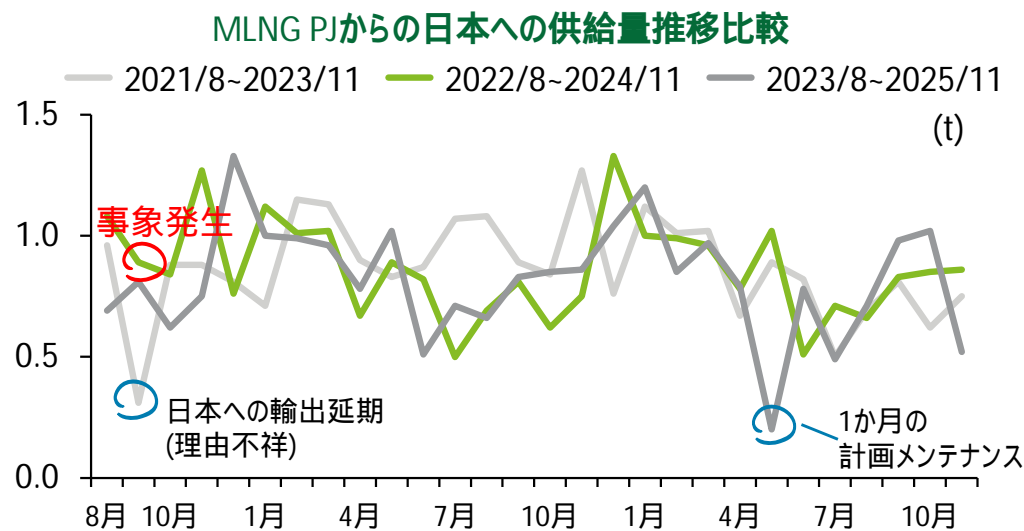
出所：Geoscience Australia「Earthquakes@GA」、気象庁「過去10年間(2015年～2024年)の最大震度別の月別地震回数」、ExxonMobil「ExxonMobil Resumes Liquefied Natural Gas Production in Papua New Guinea」、Kpler



MLNG PJでは過去に数回PJが停止する事態が起きており、一部のトレイン障害は長期間でも調達量には大きな影響は出なかったが、PJ全体の障害は短期間でも調達量に影響を及ぼした可能性がある。

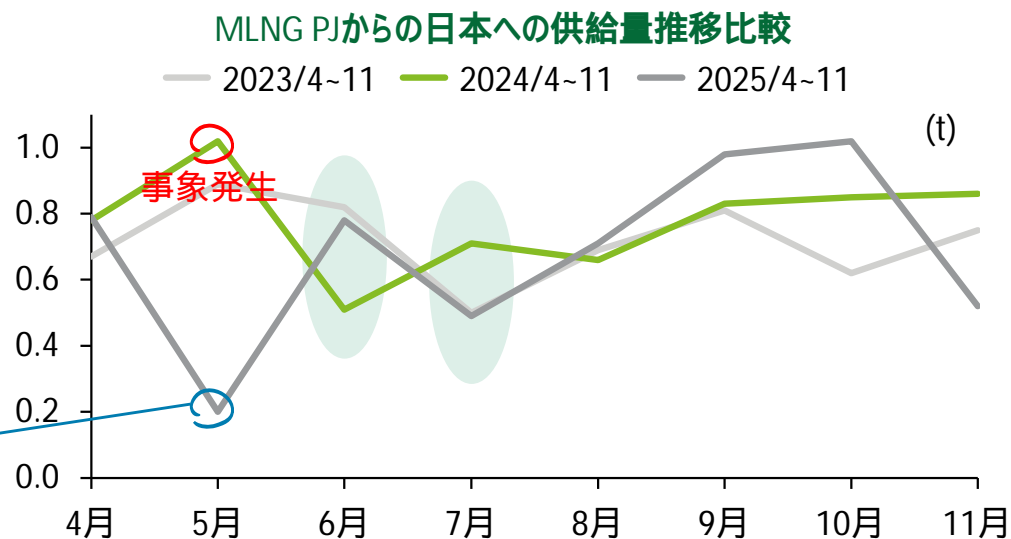
マレーシアからの供給途絶リスク

MLNG のパイプラインガス漏洩(2022/9~2024/11)



- 2022/9/21にMLNG への供給にかかるパイプラインの一つが破損
- 2022/10/8に当パイプラインからMLNG への供給に対してFM(フォース マジュール)宣言が出され、2024/11/7に宣言を解除
- 長期契約先の一つである東京ガスは「当事象による調達量への影響は大きくない」とコメント発表
- 当該事象の発生期間において、同PJからの日本への調達量が前後の同期間の調達量に比べて大きく減少している月はない
- 当事象は期間としては長期であったものの、MLNG のみの影響であったこと、破損パイプライン以外からの調達が可能だったことにより調達量への影響は小さかったと考えられる

MLNG PJ全体の大規模停電(2024/5/10~2024/5/19)



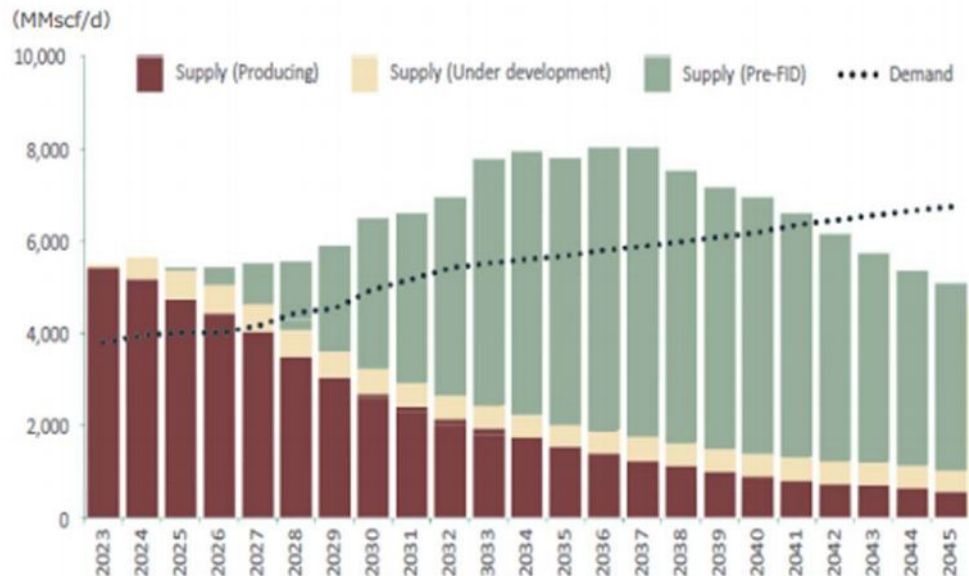
- 2024/5/10にMLNG PJ全体で大規模な停電が発生
- 翌日から部分的に生産を再開させ、2024/5/19に完全に復旧
- 同PJからの日本への調達量は、当該事象発生の翌月(6月)において前後の年に比べて調達量が減少し、翌々月(7月)においては逆に多く調達を行っている
- これは事故の影響により翌月の調達量が減少し、在庫分を消費に回したことで翌月の調達が多くなったと考えられる
- PJ全体が数日間止まったことで、プロジェクト内の供給の補填が行えず、供給量に影響が出たと考えられる

出所：Petronas「PETRONAS Declares Force Majeure on Gas Supply to MLNG Dua」、「PETRONAS Lifts Force Majeure on Gas Supply to MLNG Dua」、「Statement on LNG Production at PETRONAS LNG Complex, Bintulu」、Reuters「Tokyo Gas doesn't expect major supply problems due to Malaysia LNG pipeline disruption」、Kpler

近年インドネシア国内のガス需要が増加傾向にあるため、今後はさらに国内供給量を増加、輸出量は減少の見通しになっており、2036年にはLNG輸出完全停止を表明している。

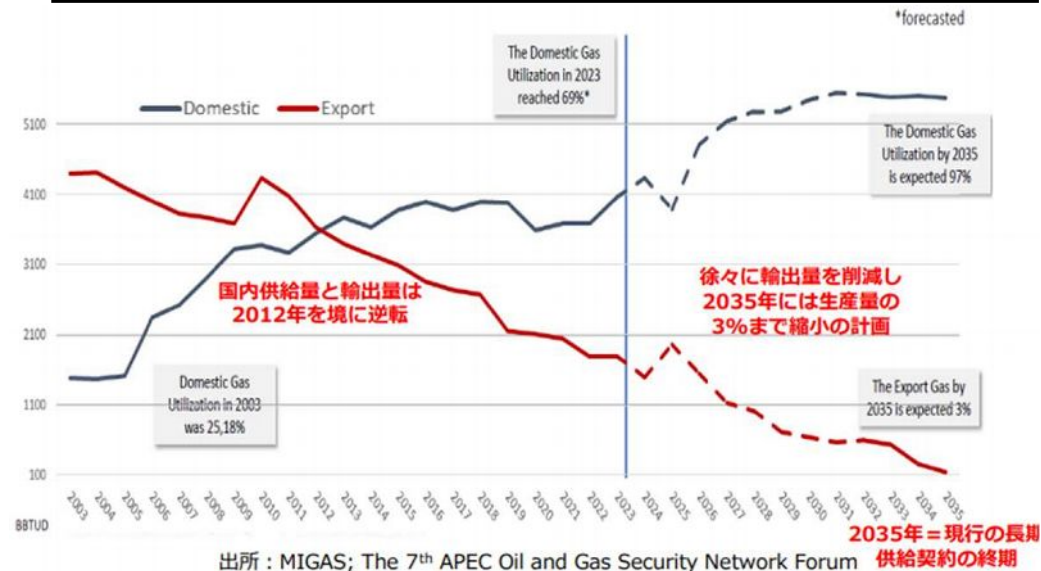
インドネシアからの供給途絶リスク

インドネシアの天然ガス需要見通し



- 経済成長に伴う電力需要の増加と産業での天然ガス使用量増加により、ガス需要は右肩上がりで増加の見通し
- 既存の供給のみでは需要に追い付かず、2030年代～2040年初頭頃には純輸入国に転じる見通し
新規LNGプロジェクトの稼働や既発見ガス田からの生産開始により、純輸入国化は後倒しの可能性もあるが、計画通りの稼働、発見～生産までの迅速化が不可欠となる
- 現時点でLNG輸入は行われておらず、足元でのLNG輸入の必要性についても否定している

政府が示す天然ガス国内供給量・輸出量の推移と今後の見通し



- 従前より国内供給優先の方針が顕著に見られ、天然ガスの国内供給量は輸出量を大幅に上回る
- 2024年末から2025年にかけて、国内需要の急増に直面。足元では国内需要の充足のため、輸出向けLNGカーゴの一部を出荷延期し、国内用に振り向ける動きが出ており、不確実性が生じている
- ただし現行契約の履行は強調。出荷キャンセルではなく輸出スケジュールの変更(延期)と未契約カーゴの再配分により対応している
これまでのところ、海外のLNGバイヤーに大きな影響は生じていない
- 2021年、国家エネルギー評議会がLNG輸出を徐々に削減し、36年には輸出を完全停止するとの長期計画を表明

出所：JOGMEC「国内供給優先方針を強めるインドネシア：今後も信頼できるLNG輸出国であり続けられるのか」

インドネシアのLNG輸出量の削減の方針は、輸入国である日本にも調達量の不確実性のリスクを与え、現行契約においても供給途絶の懸念がある。

インドネシアからの供給途絶リスク

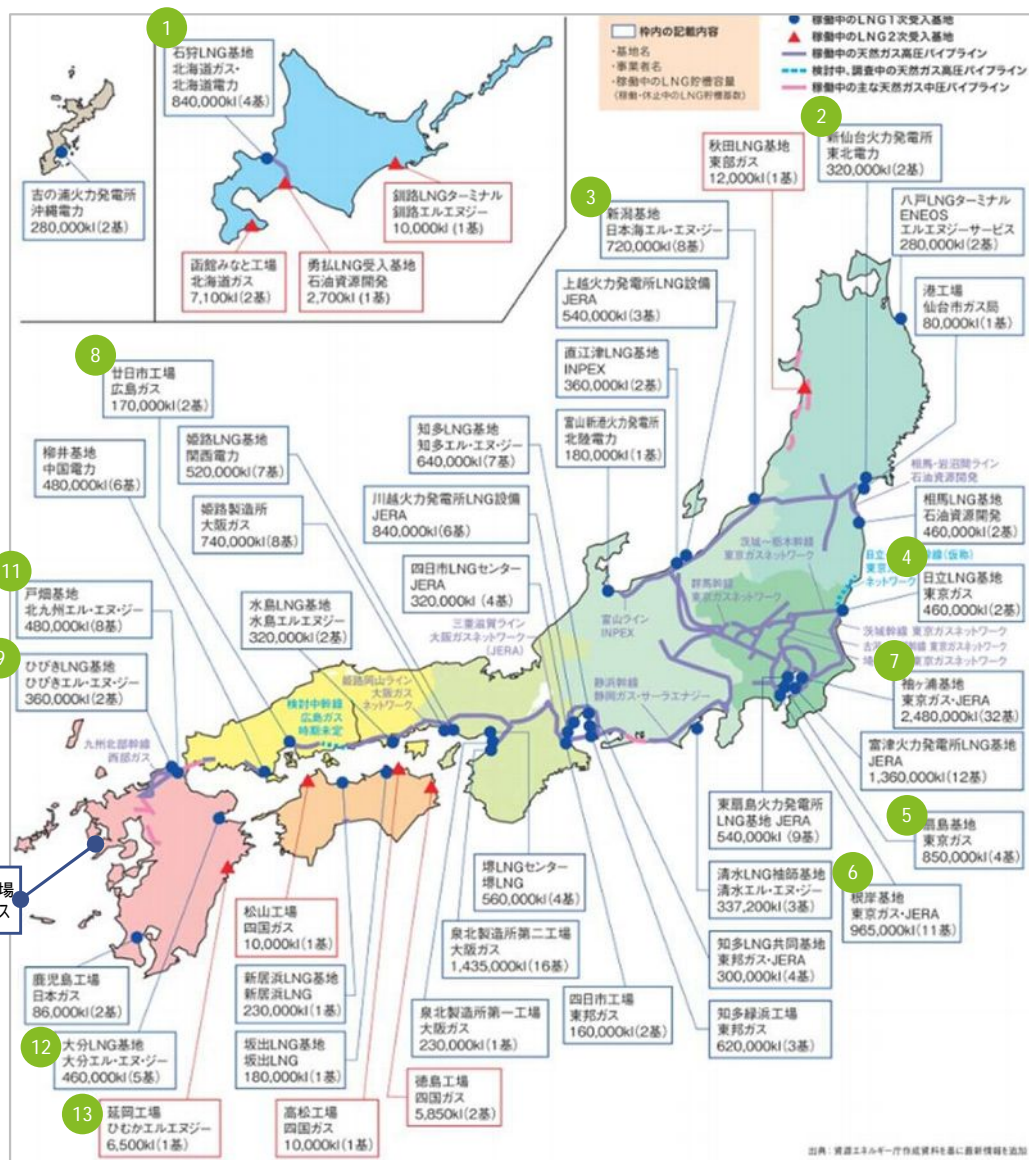
	インドネシア政府の方針・対応	日本にとっての影響・リスク
今後の見通し	<ul style="list-style-type: none"> 国内供給優先優先方針が覆る可能性は著しく低い <u>LNG輸出の削減方針は継続の見通し</u> ただし、「<u>完全停止</u>」までには至らない可能性はあり 	<ul style="list-style-type: none"> LNG輸出継続の不確実性による<u>エネルギー-安全保障上のリスク</u> LNG輸出政策の予見性低下が<u>本邦企業の活動や投資判断にも悪影響を与えるリスク</u>
現行契約	<ul style="list-style-type: none"> <u>既存契約は尊重の姿勢</u>。契約違反や出荷キャンセルは回避 輸出スケジュール変更や未契約カーゴの再配分に対応 <u>月毎に輸出の承認を実施</u>。承認は直前のタイミング 国内供給に振り替えたLNGは国際価格での取引を認める等、<u>経済性の維持には配慮</u> 	<ul style="list-style-type: none"> 現在のところ出荷延期による<u>大きな影響は生じていないものの</u>、先の見通しが立ちにくく、<u>不確実性が存在</u> 輸出が承認されなくなった場合の<u>供給途絶懸念はゼロではない</u>
契約更新	<ul style="list-style-type: none"> 現行の海外向けLNG輸出契約は2025年から2030年にかけて<u>順次終期を迎える</u>(最長は2035年までのタンゲーからの関西電力向け供給契約) 現行の輸出停止計画に照らせば、<u>一部または全部で更新が行われない</u>、あるいは<u>契約数量削減や契約期間の短縮化が行われる可能性あり</u> 	<ul style="list-style-type: none"> 日本向け供給契約よりも先に契約終期を迎えるEni・Vitol(ボンタン)・SK E&S(タンゲー)等の契約動向を要注視 <u>状況によっては代替調達先の検討・確保なども必要に</u>
新規契約	<ul style="list-style-type: none"> 全量国内向け(DMO100%)を<u>求める可能性あり</u> 他方でINPEXはアパディLNGプロジェクトの輸出先を模索 	<ul style="list-style-type: none"> 本邦企業が参入しても<u>日本裨益に繋がらなくなるリスク</u> (DMO率上昇の場合は)競争性のある国内向けガス価格にならないければ、<u>本邦企業の探鉱開発投資が回収できないリスク</u> インドネシアに代わるLNG調達先を検討・確保の必要性

出所：JOGMEC「国内供給優先方針を強めるインドネシア：今後も信頼できるLNG輸出国であり続けられるのか」

シナリオ別 供給途絶リスク分析 供給途絶シミュレーション

受入基地の一覧

受入基地の場所および設備

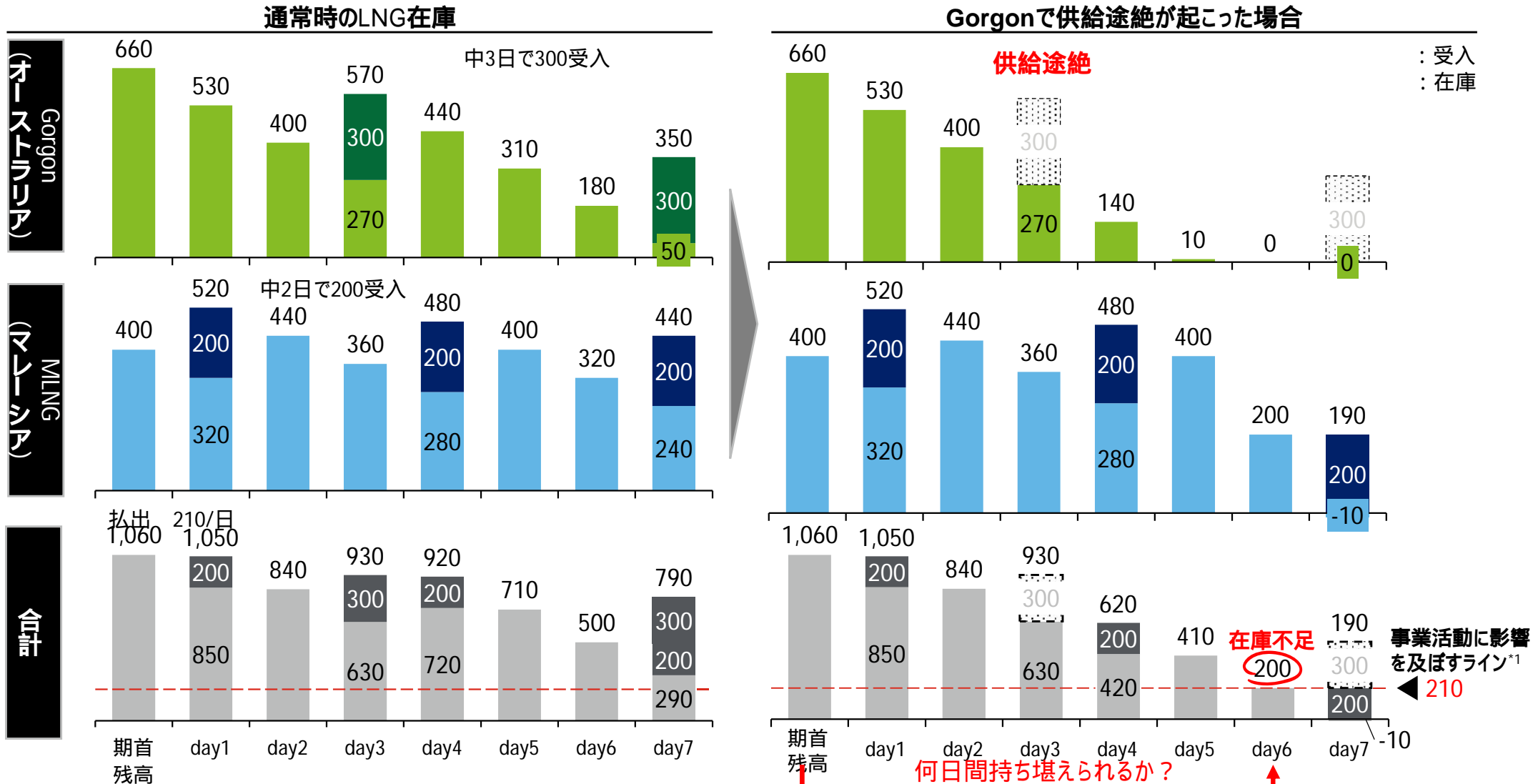


企業	都道府県	プラント	基地能力 (万トン/年)	貯蔵容量 (万kl)
北海道電力	北海道	① 石狩LNG基地	N/A	46 (23×2基)
	宮城県	② 新仙台火力発電所	N/A	32
	新潟県	③ 新潟基地	544	72
東京ガス	茨城県	④ 日立LNG基地	N/A	46 (23×2基)
	神奈川	⑤ 鹿島LNG基地	N/A	85
	神奈川	⑥ 根岸LNG基地	N/A	118
広島ガス	千葉県	⑦ 袖ヶ浦LNG基地	N/A	266
	広島県	⑧ 廿日市工場	50	17
	福岡県	⑨ ひびきLNG基地	100	36
九州電力	長崎県	⑩ 長崎工場	11	3.5
	福岡県	⑪ 戸畑基地	130	48
	福岡県	⑨ ひびきLNG基地	100	36
九州電力	大分県	⑫ 大分LNG基地	153	46
	宮崎県	⑬ ひむかLNG基地	N/A	6.5

本試算では、特定のプロジェクトからの供給が途絶した場合、事業継続に最低限必要な在庫量(事業継続可能ライン)を何日で下回るかを検証した。

シミュレーションのロジック(1/2)

作業イメージ

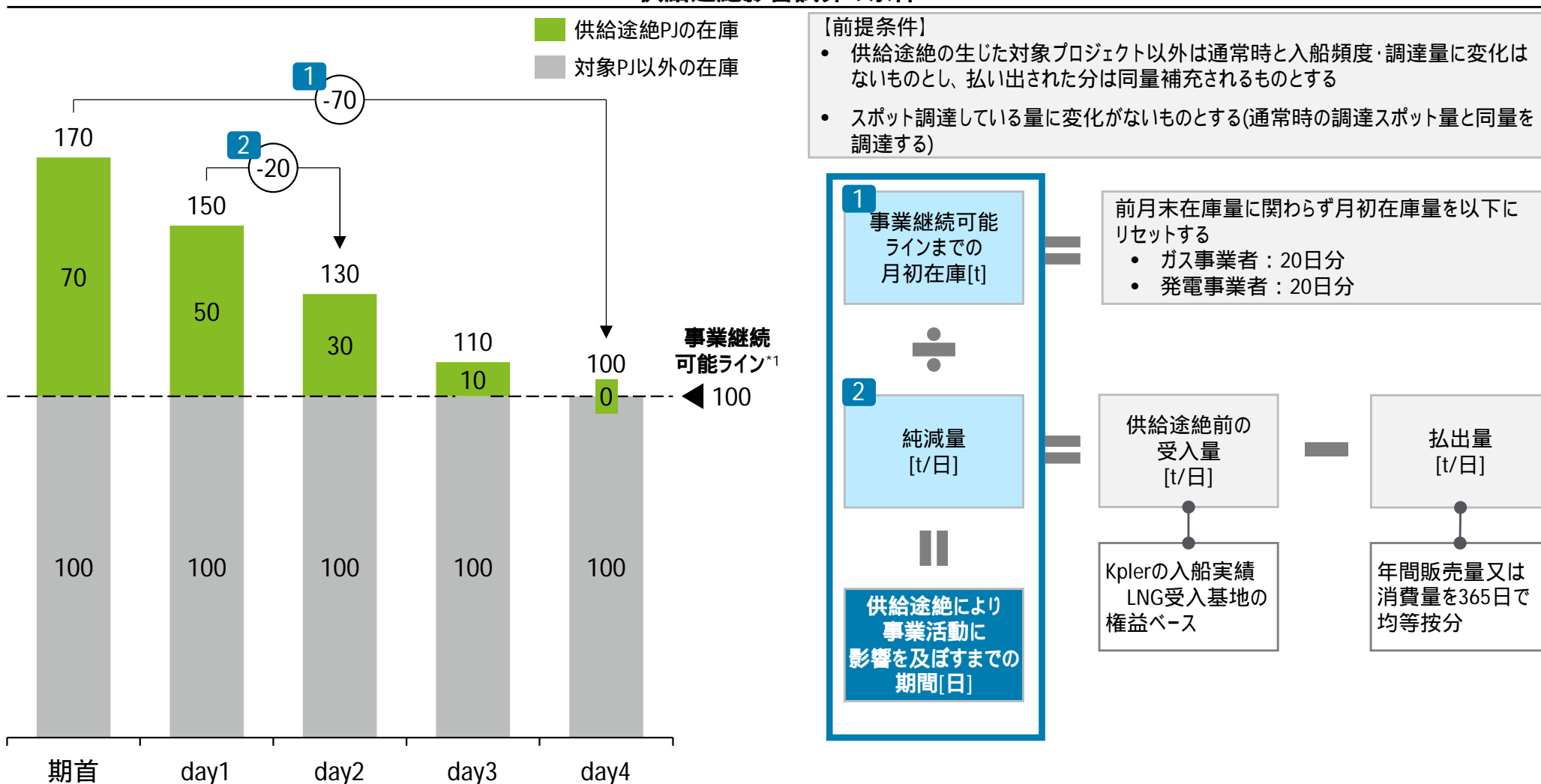


*1：本試算における「事業継続可能ライン」とは、保有している在庫量が、販売(または自社消費)による一日あたり払出し量を下回るライン、つまり保有在庫による事業継続可能日数が1日未満となるラインと定義する。

あるプロジェクトが途絶することによる在庫の純減量が、事業継続可能ラインを割り込むまでの期間を、以下のロジックに基づき試算した。

シミュレーションのロジック(2/2)

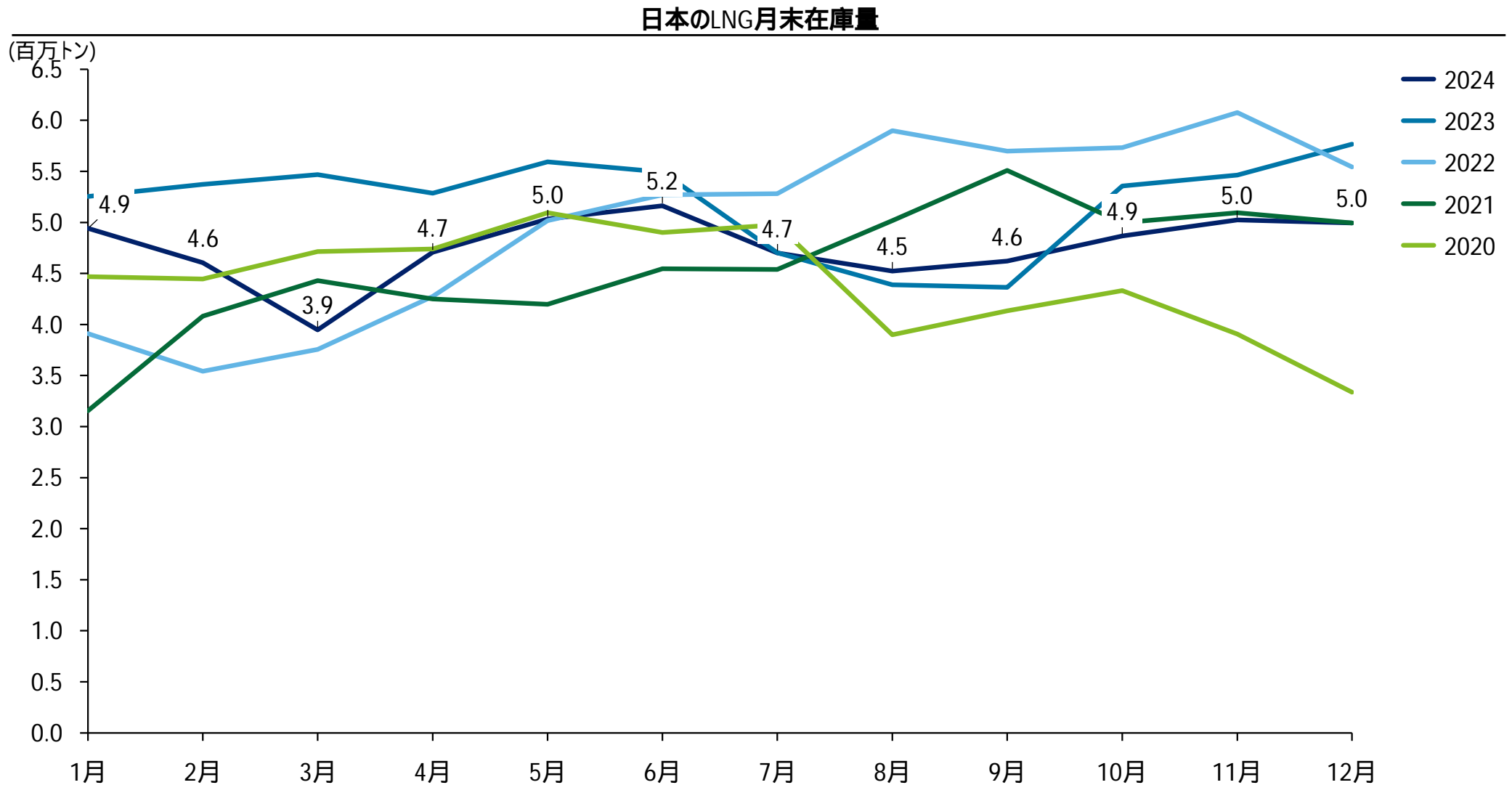
供給途絶影響試算の条件



(ご参考)

暖房需要のある12~3月及び、冷房需要のある7~9月は在庫が低下し、その後次の需要期に向けて在庫量が増える傾向にある。

月別LNG在庫量



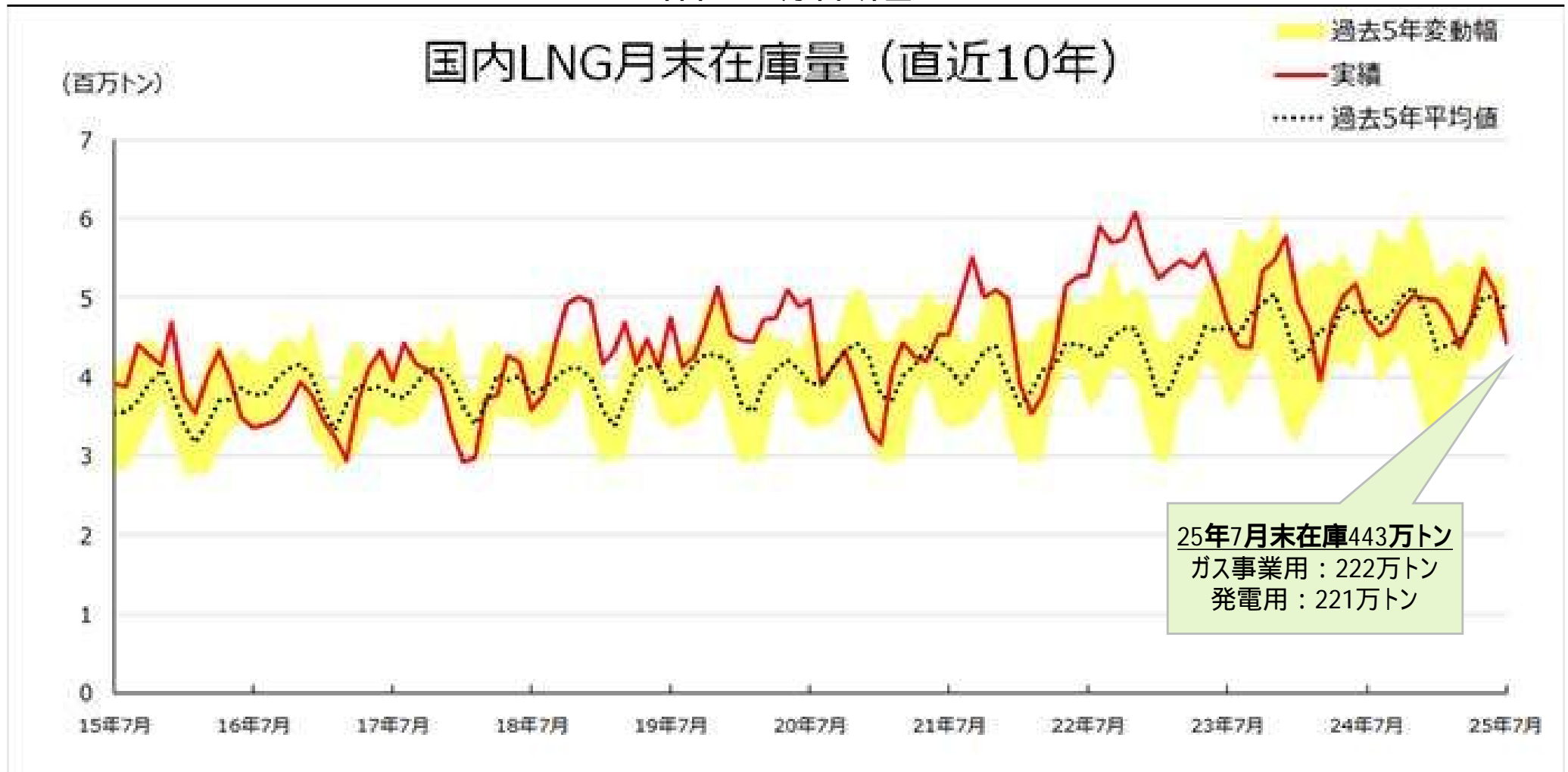
出所：JOGMEC「日本のLNG在庫量」

(ご参考)

LNGの月末在庫量は増加傾向にあり、年間を通じて3~5百万トンの在庫を有している。

LNG月末在庫量過去推移

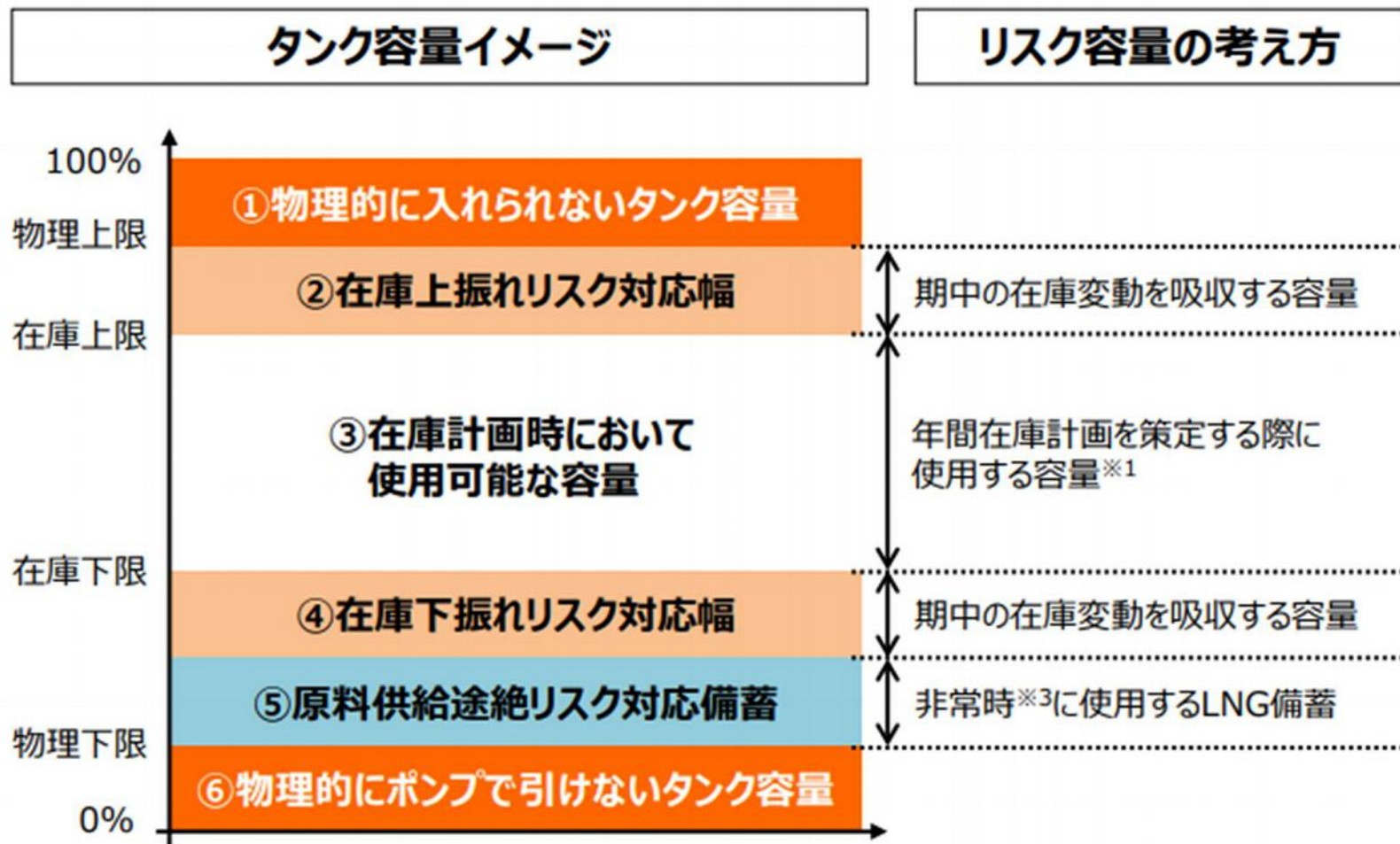
日本のLNG月末在庫量



(ご参考)

LNGタンクは物理的に使用不可容量のほかに、期中の変更リスクを吸収する容量と原料供給途絶リスクに備えた容量が設けられている。

タンク容量



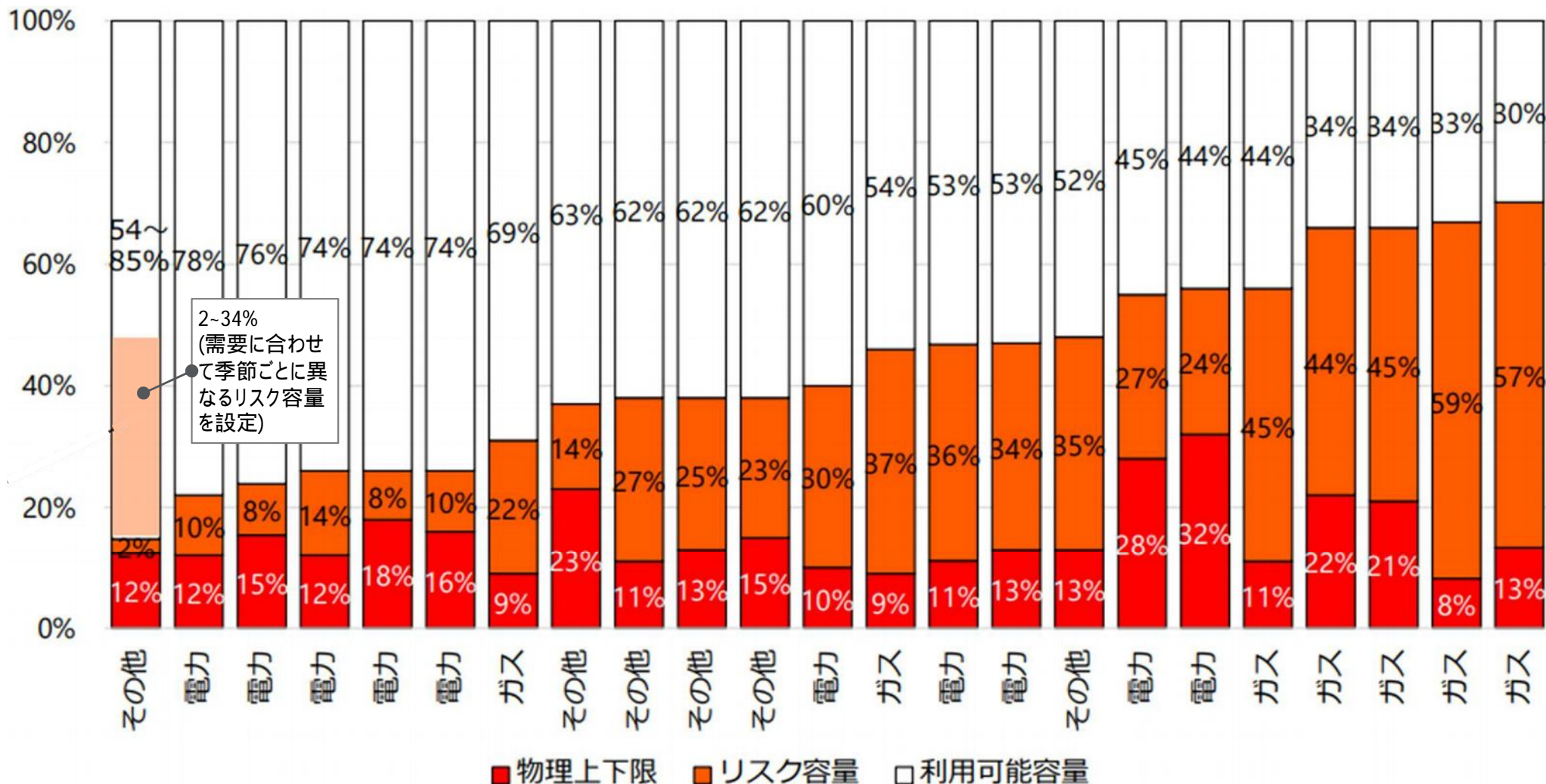
※1：ルームシェア方式の利用者がいる場合は、当社が配船日指定等を行いながら総在庫が③の範囲に収まるような年間在庫計画を策定する。

※2：期中において利用者の在庫が計画から乖離する場合、当社は利用者に対し在庫調整を指示しながら、②～④の範囲で在庫管理を行う。

※3：航路封鎖や棧橋損傷といったLNG受入不可となるような事象が発生した場合を指す。

(ご参考)事業者へのアンケートによると、タンク容量に占める物理的利用不可上下限、リスク容量の割合は基地・エリア平均でそれぞれ15%、28%であり、利用可能容量の平均は57%とされ、基地・エリアごとではばらつきが大きい。

リスク容量の設定状況

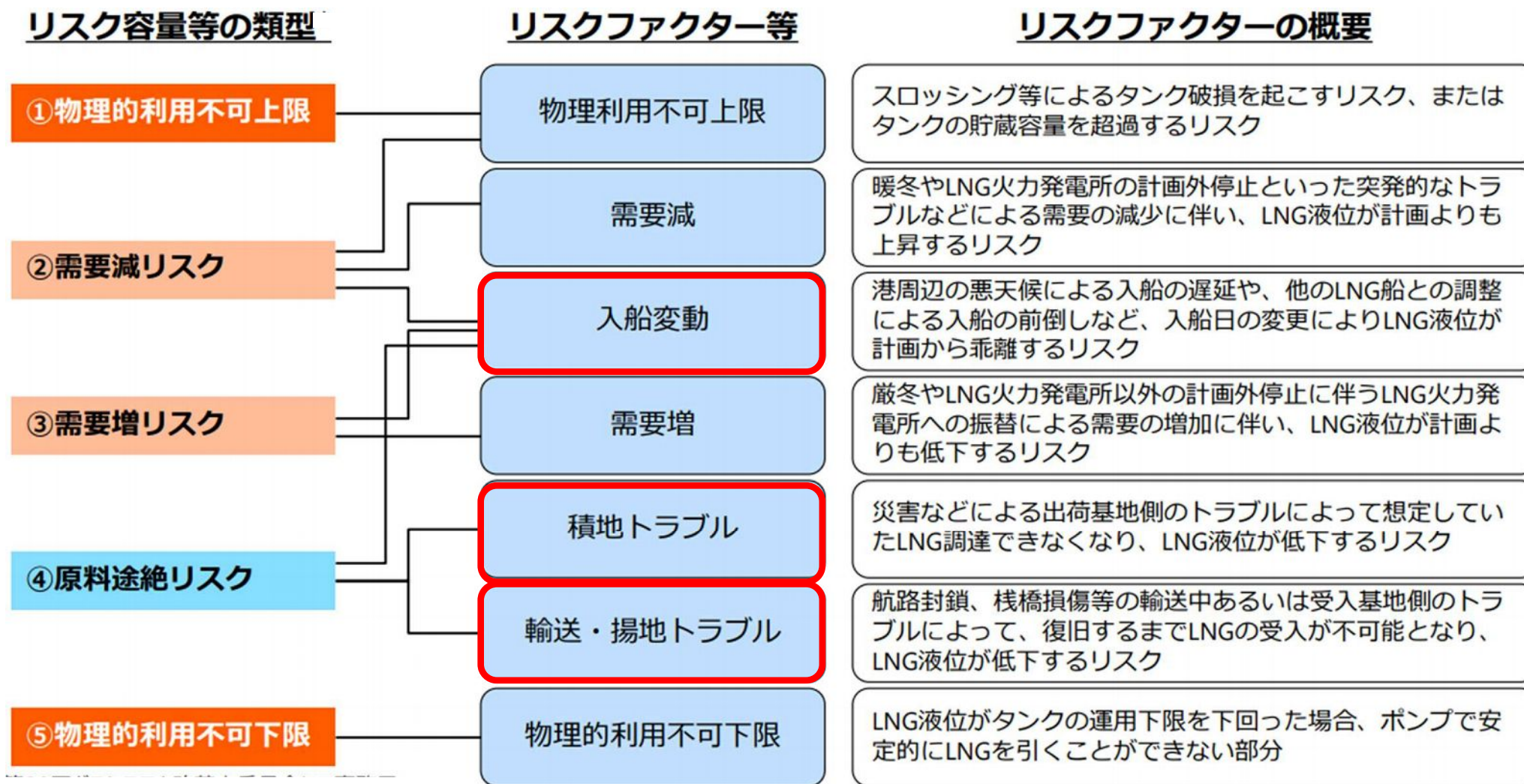


*電力：電力会社 ガス：ガス会社 その他：石油会社、共同基地等

(ご参考)

事業所によってどのリスクファクターを織り込むかは基地によって異なるが、主なリスクファクターは以下の通り。

リスク容量の設定状況(1/3)



(ご参考)

事業所によってどのリスクファクターを織り込むかは基地によって異なるが、多くの事業者が需要の変動や入船変動についてのリスクを考慮している。

リスク容量の設定状況(2/3)

リスクファクター	リスク概要	リスク容量の算定方法	考慮している基地・エリア	リスク容量
物理的利用不可上限	<ul style="list-style-type: none"> 下記のようなリスク現象の発生を防止するために空き容量を設定 <ul style="list-style-type: none"> スロッシング(タンク容器内のLNGが外部からの振動(地震等)によって揺動すること)により、タンク上部にLNGが接触し損傷 ロールオーバー(密度の異なるLNGの混合の際に、2種類のLNGが混合されず層状化し、その後の急激な層境界の破壊に伴うBOG¹の発生によりタンク内の圧力が上昇すること)によるタンク損傷 LNG性状による受入制約があるタンクがある場合や、受入/払出タンクを分けて運用している場合においても、タンクの貯蔵容量を超過して運用しないように空き容量を設定 	<ul style="list-style-type: none"> スロッシングに関するリスクファクターは全基地・エリアがリスク容量に織り込んでいる それ以外のリスクファクターを織り込むかどうかは基地・エリアによって異なる 	全基地・エリア	1~20% (平均7.5%)
需要減	<ul style="list-style-type: none"> 下記のような需要減少要因によるタンク内のLNG液位上昇に備えて予め空き容量を確保する <ul style="list-style-type: none"> 恒常的に発生する需要変動 暖冬等の季節要因による需要変動 発電所関連の突発的なトラブル 	恒常的に発生する需要変動 数日程度の払出量 暖冬等の季節要因による需要変動 <ul style="list-style-type: none"> ピーク時期の想定平均払出量×過去変動比率×2カ月 月間払出量×7.5%×1×DQT *2調整期間(2~4か月) 発電所関連の突発的なトラブル 異常出水による水力発電所の出力増加に伴うLNG発電所の出力低下：日払出量の7%×5日分 	18エリア	0.8~22.2% (平均11.6%)
入船変動	<ul style="list-style-type: none"> 下記のような要因による計画とのずれを吸収するために製造事業者の中には、予めタンクのバッファを確保しているものもいる <ul style="list-style-type: none"> 港周辺の悪天候による入船の遅延や、他のLNG船との調整による入船の前倒しによる受入時期の変動 売主主導の受入直前の契約変更による、受入量の変動 	<ul style="list-style-type: none"> 日平均払出量×(過去実績の最大遅延日数(9日)+入船日(1日)) 1~4日間の払出量 需要増減リスクや原料供給途絶リスクといった他のリスクファクターとまとめて算定している基地・エリアもある 	17エリア	2~7% (他のリスクに包含されている場合が多く詳細不明)

出所：電力・ガス取引監視等委員会「第29回制度設計専門会合事務局提出資料 ガスの卸調達・適正取引のあり方について～LNG基地第三者利用制度の利用促進について～」

(ご参考)

事業所によってどのリスクファクターを織り込むかは基地によって異なるが、原料途絶(積地トラブル、輸送・揚地トラブル)はほかリスクファクターに比べて考慮されている基地は少ない。

リスク容量の設定状況(3/3)

リスクファクター	リスク概要	リスク容量の算定方法	考慮している基地・エリア	リスク容量
需要増	<ul style="list-style-type: none"> 下記のような需要減少要因によるタンク内のLNG液位上昇に備えて予め空き容量を確保する <ul style="list-style-type: none"> 恒常的に発生する需要変動 厳冬等の季節要因による需要変動 発電所関連の突発的なトラブル 	<ul style="list-style-type: none"> 恒常的に発生する需要変動 数日程度の払出量 厳冬等の季節要因による需要変動 ピーク時期の想定平均払出量×計画値との乖離率(過去実績)×2カ月 月間払出量×7.5%*1×スポット調達に必要な期間(2-3か月) 発電所関連の突発的なトラブル 他発電所の稼働停止、出力低下に伴うLNG発電所の稼働、出力上昇： も包含して設定しているため詳細不明 	22エリア	5~27% (平均13.8%) ほかのリスクファクターも包含
積地トラブル	<ul style="list-style-type: none"> LNG出荷元での災害や機器トラブルによって、想定していたLNGの調達ができなくなりガス供給が途絶するリスクに備え、トラブル発覚後対応に要する期間、原料が途絶しないためのLNG備蓄を行っている製造事業者がいる 国産ガス田のトラブル時のバックアップとしてLNG備蓄を行っている事業者もいる 	<ul style="list-style-type: none"> 日平均払出量×別の調達先からLNGを手配するまでにかかる期間(7-20日) 	3エリア	8.4~24% (他のリスクに包含されている場合が多く詳細不明)
輸送・揚地トラブル	<ul style="list-style-type: none"> 航路封鎖、栈橋損傷等の受入基地側のトラブルによってガス供給が途絶する恐れがあることから、封鎖解除、港湾が復旧するまでに要する期間、原料が途絶しないためのLNG備蓄を製造事業者は行っている 	<ul style="list-style-type: none"> 日平均払出量×港湾の復旧にかかる期間(10日間) ピーク時期の日想定払出量×港湾の復旧にかかる期間(10日間) 	8エリア	8~24% (他のリスクに包含されている場合が多く詳細不明)
ポンプ的利用不可下限	<ul style="list-style-type: none"> LNG液位がタンクの運用下限を下回った場合、ポンプで安定的にLNGを引くことができなくなることから、管理下限が設定されている 	<ul style="list-style-type: none"> タンクの仕様に基づき各社算定 リスク容量の数値にバラつきがあるのは、タンクの内径やポンプの性能によって確保すべき容量に違いが出るため 	全基地・エリア	4.1~14.7% (平均9.2%)

(ご参考)

東京ガス、大阪ガスは供給途絶リスクに備え、10日程度の在庫量を確保する方針を取っている。

タンクのリスク容量の考え方(ガス会社)

	東京ガス	大阪ガス
① 物理的に入れられないタンク容量	耐震制限液位等	タンクの構成上、LNGを受け入れられない容量や、スロッシング時のタンク損傷リスク等を考慮した容量
需要減リスク対応幅	調達予定LNGをキャンセルするまでの4か月間に在庫増加を吸収するために必要なタンク空き容量 [月間LNG取扱量×4か月×需要変動率7.5%]	在庫変動が発生した場合に、受入量調整、配船調整等を実施するリードタイムとして最低2か月間は必要である。従って、2か月間に発生しうる在庫変動を吸収できる容量を算定し確保する。 在庫変動量は需要変動実績やLNG受入量の変動幅を考慮し算定する。 [需要計画×過去需要変動率×2か月 + LNG受入量変動幅]
タンク操作可能範囲(LNG船受入可能容量)	全容量から①を差し引いた容量	同左
需要増リスク対応幅	追加でLNGを調達するまでの3か月間に必要なLNG量 [月間LNG取扱量×3か月×需要変動率7.5%]	と同じ
原料供給途絶リスクに備えたLNGの在庫量	東京湾が閉鎖される事態が発生した場合を想定し、 <u>10日間供給継続</u> できるLNG量を設定 [東京湾内3基地1日あたりLNG取扱量×10日]	航路封鎖、棧橋損傷等が発生しLNGの受入が不可となった場合に、 <u>事象が発生してから復旧するまでの期間を10日間程度と想定</u> し、その期間の都市ガス供給を継続できるだけのLNG備蓄を確保する [需要計画×10日間程度]
物理的にLNGをポンプで引けないタンク容量	タンクに設置されているポンプが起動不可となる容量	LNGポンプの性能や実績より、安定してLNGを引けなくなるタンク在庫下限等

出所：東京ガス「LNG基地のリスク容量について」、大阪ガス「LNGタンクに関するリスク容量のご説明」

(ご参考)

電力会社各社は「需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン」に基づき、燃料タンクの運用下限に関する考え方を公表し、常時リスク分確保に努めている。

LNGタンクの運用下限に関する考え方(電力会社)(1/3)

	JERA							
基地名	富津基地	東扇島基地	袖ヶ浦基地	根岸基地	知多基地	川越基地	四日市基地	上越基地
貯蔵設備容量	612,000t	243,000t	536,000t	61,000t	702,000t	378,000t	144,000t	243,000t
運用下限の考え方	<ul style="list-style-type: none">• LNGタンクの一部が払出不能となり、基地に紐づく発電機の一部を停止する必要性のあるレベルから、LNG船入船遅延リスクとして2日分の消費を考慮• 冬季の上越基地は、LNG船入船遅延リスクとして7日分の消費を考慮• 運用下限は基地全体の在庫量をふまえた目安値であり、実際の運用下限の水準は個別のタンク在庫量の状況で上下しうる。ただし、ガス会社との共同基地（袖ヶ浦・根岸）については、ガス会社の運用管理に従う							
備考	富津火力 千葉火力	東扇島火力 横浜火力 川崎火力	袖ヶ浦火力 姉ヶ崎火力	南横浜火力	西名古屋火力 新名古屋火力 知多火力 知多第二火力	川越火力3,4号 系列	川越火力1,2号 四日市火力	上越火力

(ご参考)

電力会社各社は「需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン」に基づき、燃料タンクの運用下限に関する考え方を公表し、常時リスク分確保に努めている。

LNGタンクの運用下限に関する考え方(電力会社)(2/3)

	北海道電力	東北電力		関西電力		北陸電力
基地名	石狩LNG基地	日本海LNG(株) 新潟基地	新仙台基地	堺LNG基地	姫路LNG基地	富山新港火力発電所
貯蔵設備容量	460,000kl	720,000kl	320,000kl	560,000kl	520,000kl	180,000kl
運用下限の考え方	最大ユニットの電源脱 落に備えた14日分	<ul style="list-style-type: none">物理的下限に、荒天影響によるLNG船入港遅延リスク()に当たる発電ユニットの冬季LNG消費相当量を加算 冬季以外2日 冬季(12-2月)5日気象海象予測や船舶動静等により、さらなる入港遅延が顕在化した場合は適切に考慮する	設定なし(運用下限 = 物理下限)	外航船2日分の着船遅延リスクを想定(最大消費量/日×2日を確保)	外航船1日分の着船遅延リスクを想定(最大消費量/日×1日を確保)	<ul style="list-style-type: none">入船遅延リスクとして等発電所の1日フル出力相当の消費量×3日分
備考	石狩湾新港発電所1号機	仙台火力4号機 東新潟火力1・2号機 東新潟火力3・4号系列 新潟火力5号機	新仙台火力3号系列	南港発電所1~3号機 堺港発電所1~5号機	姫路第一発電所5-6号機 姫路第二発電所1~6号機	富山新港火力発電所2号機、LNG1号機

(ご参考)

電力会社各社は「需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン」に基づき、燃料タンクの運用下限に関する考え方を公表し、常時リスク分確保に努めている。

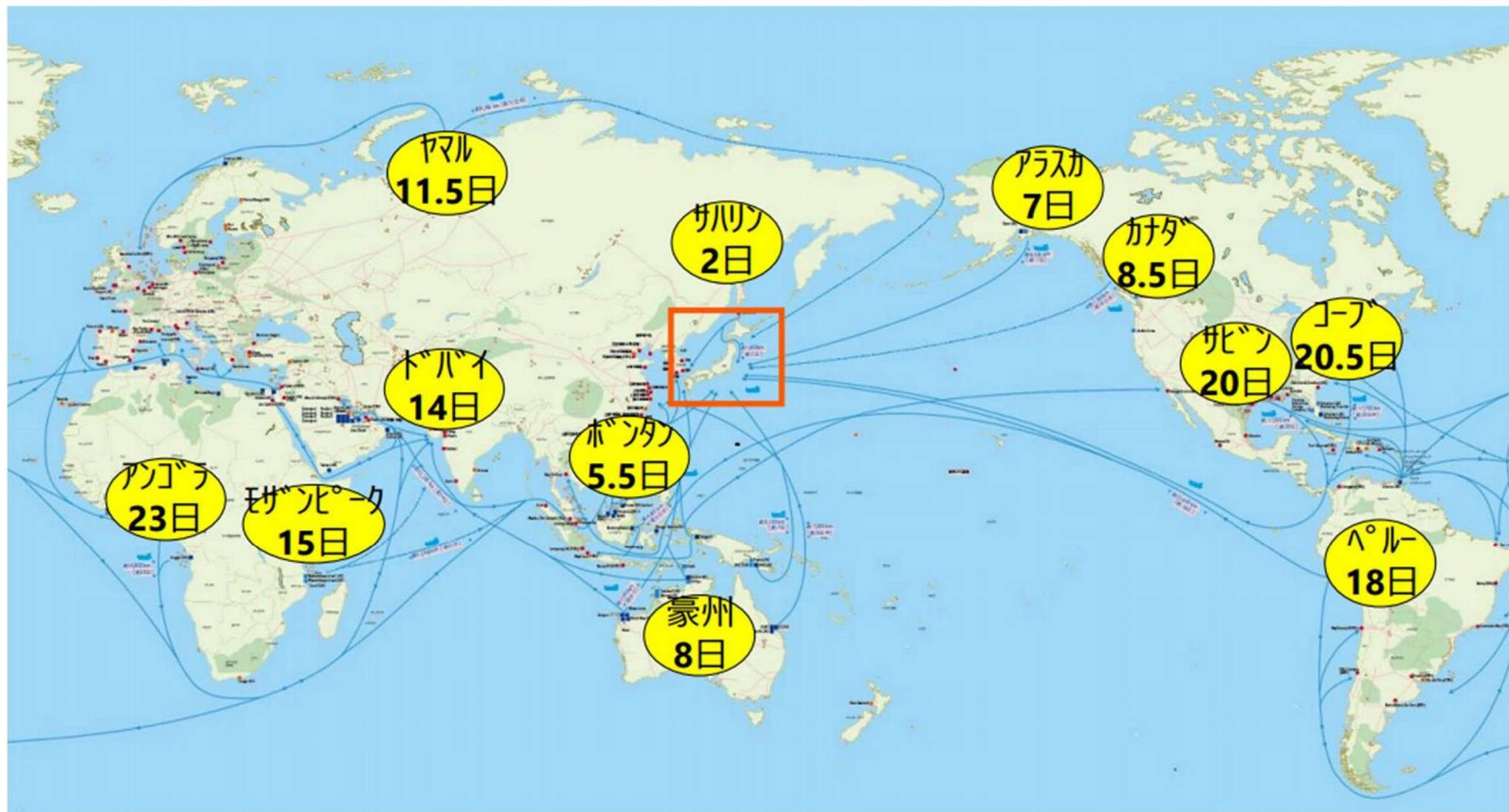
LNGタンクの運用下限に関する考え方(電力会社)(3/3)

	中国電力		四国電力	九州電力		沖縄電力
基地名	水島LNG基地	柳井発電所	坂出LNG基地	北九州LNG基地	大分LNG基地	吉の浦火力発電所
貯蔵設備容量	320,000kl	480,000kl	180,000kl	480,000kl	460,000kl	280,000kl
運用下限の考え方	<ul style="list-style-type: none"> 悪天候等によるLNG船受入遅延リスクとして、1日あたりの平均消費量×3日分 地元ガス会社への供給途絶リスクとして産業用4日分+民生用10日分 	<ul style="list-style-type: none"> 悪天候等によるLNG船受入遅延リスクとして1日あたりの平均消費量×3日分 計画策定時点からの配船遅延リスクとして1日あたりの平均消費量×2日分 	自治体との公害防止協定上必要な備蓄量にリスク量を織り込み設定	入船遅延リスクとして、等発電所の1日あたり消費量(最大出力)×2日分	入船遅延リスクとして、等発電所の1日あたり消費量(最大出力)×1.5日分	物理的下限等に加え、需要増・燃料遅延リスクとして1日あたり平均消費量×約14日分
備考	水島発電所1,3号機 玉島発電所1号機	柳井発電所	坂出發電所1,2,4号	新小倉発電所3, 4, 5号機	新大分発電所1号系列、2号系列、3号系列	吉の浦火力1,2号機 吉の浦マルチガスタービン

(ご参考)

LNGの調達に要する日数は、調達する先によって2~20.5日とされている。

航行日数



出所：電力・ガス取引監視等委員会「第29回制度設計専門会合事務局提出資料 ガスの卸調達・適正取引のあり方について～LNG基地第三者利用制度の利用促進について～」

業務(2)

LNGバリューチェーンの低炭素化に向けたロードマップ

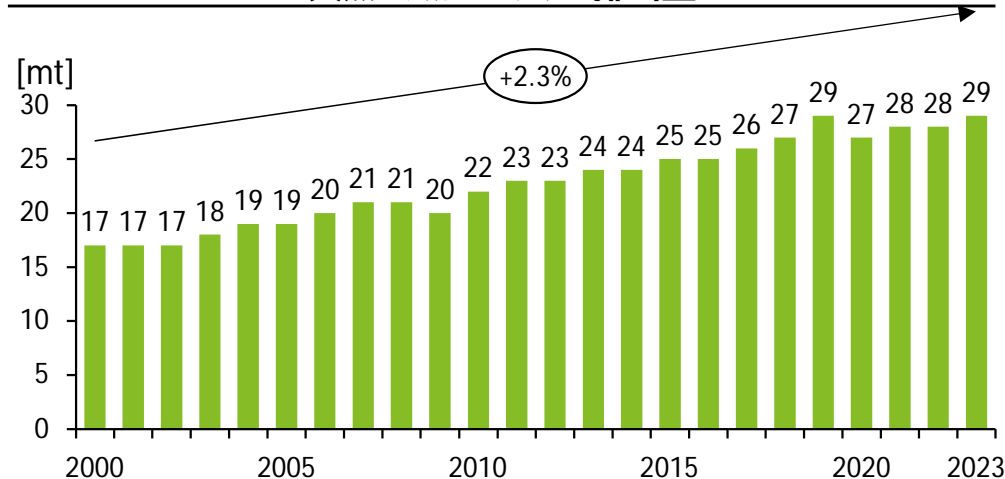
LNGの主成分であるメタンはCO2に換算され、温室効果により大きな影響を与える。 今後もLNGの需要は増加する傾向であり、LNGバリューチェーンからのGHG排出削減は急務。

LNGバリューチェーンからのメタン排出削減 必要性の背景

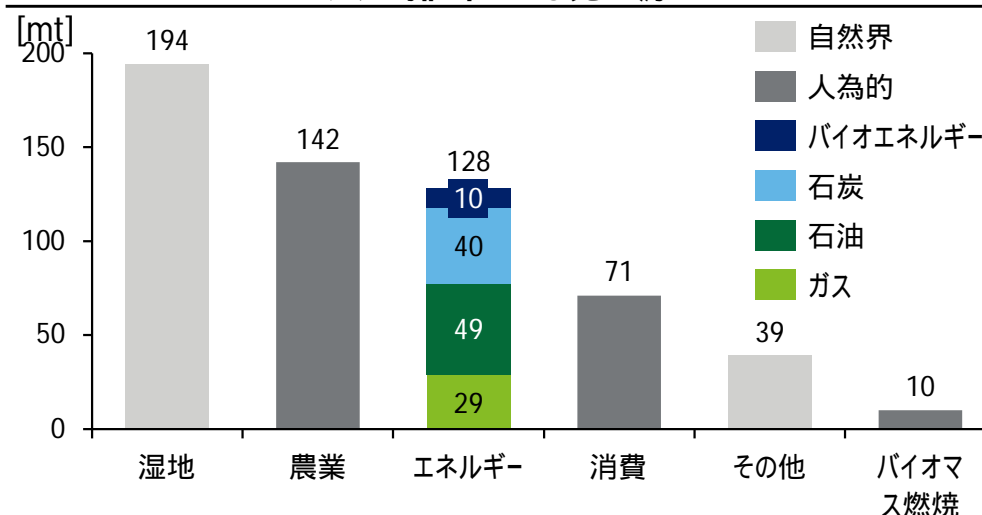
LNGバリューチェーンからのGHG排出

- **天然ガス・LNGの主成分であるメタン(組成の約90%)**は温室効果ガス(GHG)の一種で、LNGの生産過程でも排出されている。たとえば、ガス田から液化プラントまで距離がある場合、パイプラインでの輸送時や液化の過程でメタンが排出されてしまう。このように排出されるメタンに関する対策は、世界で喫緊の課題となっている
- **メタンはCO2の約28倍に換算**され、少ない排出であっても、地球環境への影響は大きい。メタン以外にも天然ガス採掘からLNGへの液化、輸送、再ガス化、燃焼までのバリューチェーンではCO2などGHGも多く発生する
- すべてのLNGバリューチェーンにおいて、**上流のガス精製から最終燃焼までにLNG1トン当たり2.8tのCO2が排出**される。2022年の世界のLNGバリューチェーンからのGHG排出量は1.5~1.5GtCO2に達しており、LNG需要は2022年の540bcmから2050には650~1,120bcmに増加すると予想され、そのGHG排出量は**2050年には2.3~3.1GtCO2に達すると予想**され、LNGバリューチェーンからのGHG排出量を急速かつ持続的に削減することは急務である

天然ガスからのメタン排出量



メタン排出の主な発生源



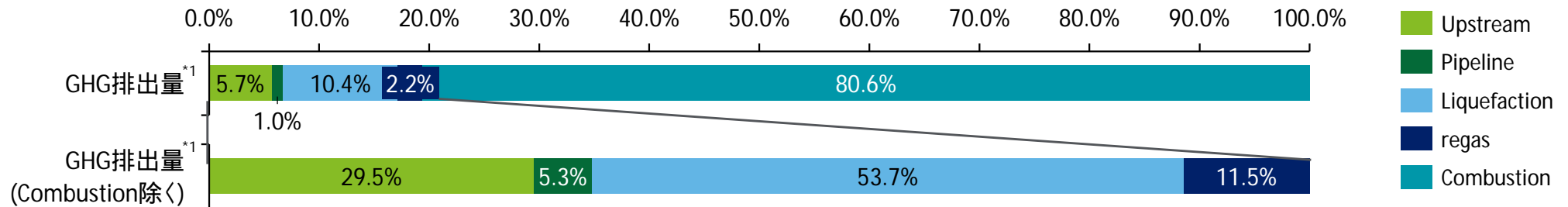
出所：資源エネルギー庁「LNGの未来に向けて、安定供給や環境対応の取組を日本が主導」、JOGMEC「天然ガス・LNG動向-新たな脱炭素処方箋：欧州メタン戦略とカーボンニュートラルLNG、効能と副作用-」、IEA「Global Methane Tracker 2024」、McKinsey & Company「Global Energy Perspective 2023:natural gas outlook」

LNGバリューチェーン全体においては燃料からのGHG排出が8割を超え、次いで液化及び精製での排出が多くなっている。

LNGバリューチェーン全体において排出が大きい箇所の特定

LNGバリューチェーン(始：上流ガス田～至：LNG輸入基地)

	Upstream		Pipeline	Liquefaction	Shipping	Regas		Combustion
	天然ガス採掘	精製	輸送	液化	輸送	受入・貯蔵	再ガス化	燃焼
プロセス	<ul style="list-style-type: none"> ガス田掘削 天然ガス採掘 	<ul style="list-style-type: none"> ガス受入 液体の分離 酸性ガス除去 硫黄化合物・水銀の除去 	<ul style="list-style-type: none"> パイプラインによる陸上輸送 	<ul style="list-style-type: none"> 重炭化水素の除去 液化 	<ul style="list-style-type: none"> LNG船による海上輸送 	<ul style="list-style-type: none"> LNG受入 タンク貯蔵 	<ul style="list-style-type: none"> 気化による再ガス化 出荷 	<ul style="list-style-type: none"> 発電 燃焼
GHG排出要因	<ul style="list-style-type: none"> 配管部材等からの漏洩 	<ul style="list-style-type: none"> 余剰ガスの燃焼(フレア) ベントにおけるシステムからの直接放出 	<ul style="list-style-type: none"> 昇圧時の燃料使用 配管部材等からの漏洩 	<ul style="list-style-type: none"> 余剰ガスの燃焼(フレア) ベントにおけるシステムからの直接放出 昇圧時の燃料使用 	<ul style="list-style-type: none"> 輸送時の移動燃焼 配管部材等からの漏洩 	<ul style="list-style-type: none"> 貯蔵タンクや配管部材等からの漏洩 空調や消火システム等の非製品製造プロセスからの漏洩 	<ul style="list-style-type: none"> 輸送時の移動燃焼 発電燃焼 	



*1：輸送は出荷/受入の距離によってGHG排出量が変わるため、GHG排出量に含めていない

出所：株式会社JERAホームページ、JOGMEC「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(CI ガイドライン)」、Wood Mackenzie LNG Cargo Emission Tool

GHG削減技術として様々なソリューションが考えられるが、既設プロジェクトへの導入には既設構造やスペースの制約などの検討が必要。

GHG削減技術(1/3)

	電動化(e-drive motor)	水素・アンモニア	コンバインドサイクル(CCGTLHRSG)
GHG排出プロセス	Fuel use	Fuel use	Fuel use
概要	ガスタービンを電動モーターに変更。起動が早く、点検時のダウンタイム短く、メンテナンスしやすいことから設備の稼働率向上にも寄与	ガスの代わりに水素又はアンモニアを燃焼する。100%水素・アンモニアに変換でなくとも、既存の燃料との混焼させることも可能	ガスタービンで発生した排ガスを熱回収し、蒸気タービンを駆動させることにより、追加の電力を生み出す
GHG削減効果	<ul style="list-style-type: none"> 従来のガスタービン方式と比較し、約90%のGHG削減 	<ul style="list-style-type: none"> 水素・アンモニアから排出されるGHGはゼロ 	<ul style="list-style-type: none"> タスタービンの出力の約50%を回収可能で、GHG排出量は20~30%削減
追加コスト	<ul style="list-style-type: none"> CAPEXはガスタービンよりも20%程度上昇 OPEXは抑制される 	<ul style="list-style-type: none"> ガスタービンの改良に数千万ドル程度 	<ul style="list-style-type: none"> CAPEXは数千万ドル~1億ドル以上 燃料消費削減に伴いOPEXは削減
導入にあたっての留意点等	<ul style="list-style-type: none"> 既設設備導入には難しい 供給される電源構成によって消費電力のスコープ2のGHG排出は発生する 75MWが出力の上限で大規模プラントは複数台の設置が必要 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料用水素・アンモニアの供給が十分に得られるか 既存のガスタービンに改良を加えることで既設プロジェクトにも導入可 	<ul style="list-style-type: none"> HRSGや蒸気タービン設置に追加スペースと基礎構造の強化が必要であり、既設設備導入には難しい

GHG削減技術として様々なソリューションが考えられるが、既設プロジェクトへの導入には既設構造やスペースの制約などの検討が必要。

GHG削減技術(2/3)

	高効率化改造(Upgrade)	排熱利用・熱統合(Waste Heat Recovery / Heat Integration)	CCS/CCUS
GHG排出プロセス	Fuel use	Fuel use	CO2 Venting
概要	新世代の高効率化タービンモジュールに交換	ガスタービンやその他高温プロセスからの排熱を回収し、プラント内の他のプロセスで再利用し、エネルギー効率を向上させる	排出されるCO2を回収し、油田や地層に圧入する、もしくは回収したCO2を原料としてほかの製品を製造する
GHG削減効果	<ul style="list-style-type: none"> 燃料消費量が最大で5~10%削減 	<ul style="list-style-type: none"> GHG排出量5~15%程度削減 	<ul style="list-style-type: none"> CO2の50~80%以上削減
追加コスト	<ul style="list-style-type: none"> CAPEXは数千万ドル規模 燃料消費削減に伴い、OPEXは削減 	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクト規模や複雑さにより、数百万ドル~数千万ドル 	<ul style="list-style-type: none"> IEEFAは\$70/CO2tと試算 CAPEX高騰により\$200/CO2tに上昇(例：Gorgon)
導入にあたっての留意点等	<ul style="list-style-type: none"> 既設設備では、最も確実かつ、短納期で実施可能だが、基礎構造やスペースに制約がある可能性がある 	<ul style="list-style-type: none"> 詳細なエネルギー解析が必要によりGHGを削減するもので、補助的なソリューションの位置づけ 	<ul style="list-style-type: none"> 既設設備に導入可能 ただし、CCS用の大型設備設置が必要であるため、用地確保が課題となる可能性 貯留に適した土地に圧入する必要がある CO2液化等においてもエネルギー消費がある

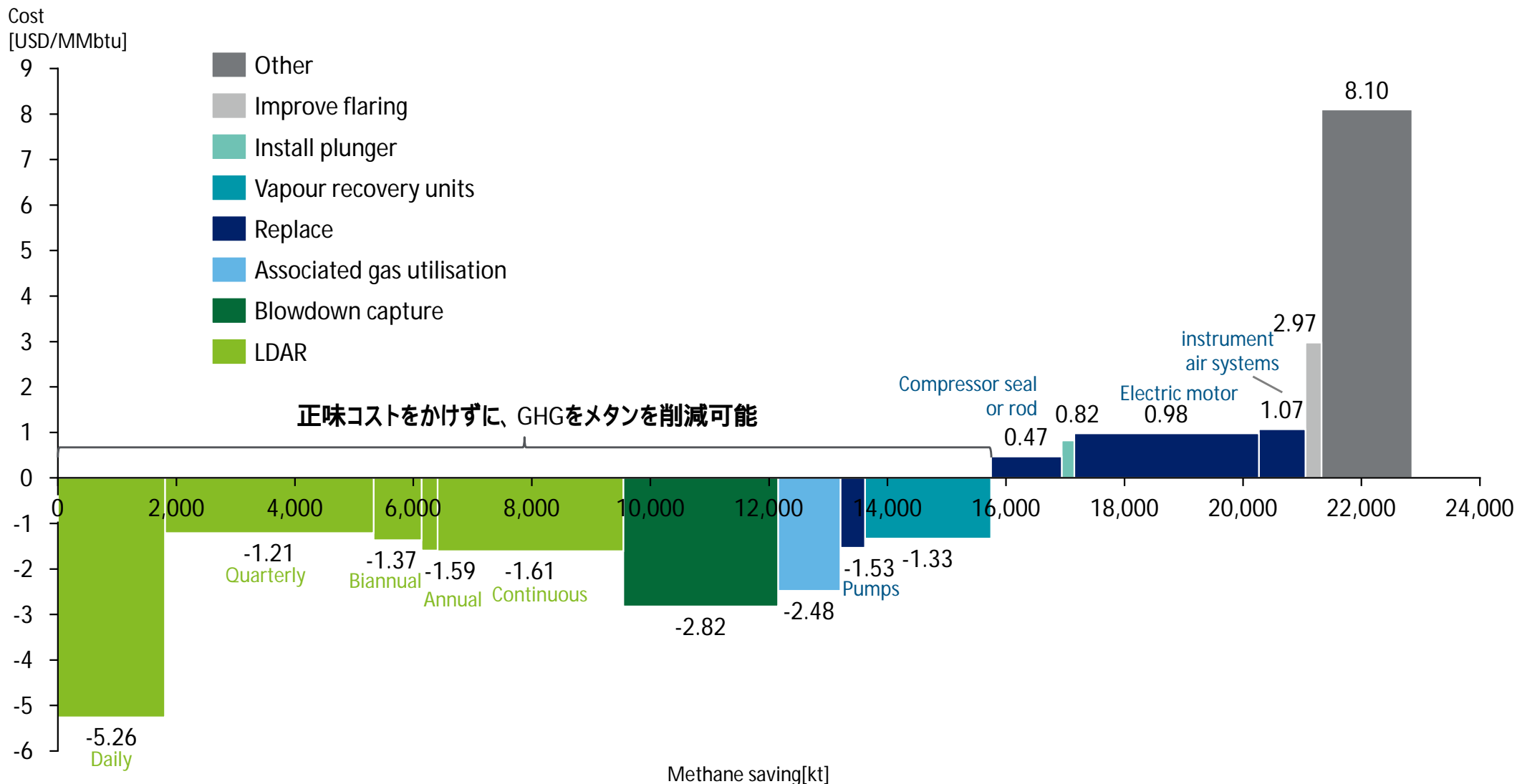
GHG削減技術として様々なソリューションが考えられるが、既設プロジェクトへの導入には既設構造やスペースの制約などの検討が必要。

GHG削減技術(3/3)

	FGR(Flare Gas Recover)	制御システム	メタン漏洩監視
GHG排出プロセス	Flaring	Flaring	Methane Losses
概要	本来フレアで燃料・廃棄されるガスを回収し、再圧縮し、プロセスガスや燃料ガスとして再利用する	フレア使用時の燃料効率を制御するシステム	早期に漏洩を検知し、手当を行うことにより、メタン漏洩削減のみならず、最終製品の収率向上にも寄与
GHG削減効果	<ul style="list-style-type: none"> GHGの50～90%削減 	<ul style="list-style-type: none"> 燃焼効率98%以上にすることによりGHG排出を最小限に抑制できる 	<ul style="list-style-type: none"> 漏洩監視自体には削減効果はないが、早期対応によりGHG削減
追加コスト	<ul style="list-style-type: none"> 400～1,000万ドル 	<ul style="list-style-type: none"> 数十万ドル～数百万ドル 	<ul style="list-style-type: none"> 携帯型から人工衛星による監視まで導入コストも幅広い
導入にあたっての留意点等	<ul style="list-style-type: none"> 既設配管や敷地条件により導入できないケースも考えられる 中東・米国ではFGRが導入済みのプロジェクトも多いが、東南アジアでは過去規制が弱く、FGR未設置も多い 	<ul style="list-style-type: none"> センサーにより燃焼状態を監視するため、気象条件によりセンサーの性能に誤差が生じる可能性がある 	<ul style="list-style-type: none"> 広域監視には人工衛星や航空機・ドローンが有効である一方、天候に左右される。携帯型はプラント全体を監視することは現実的ではない 漏洩検知から対策実行に移すことが重要である

メタン排出削減技術導入に係るコストを上回る収益増加があり、正味コストをかけずにメタン排出削減が可能とされ、特に漏洩監視は低コストで多くのメタン排出を抑制できる。

天然ガス事業からのメタン削減効果(上流～液化)



メタン漏洩監視は、比較的費用対効果が高く、安価にメタン排出削減が期待できる。 広範囲～定点観測用まで用途に合わせて導入が望まれる。

メタン漏洩監視

	人工衛星	航空機	ドローン	OGIカメラ	その他定点観測
Pros	<ul style="list-style-type: none"> 広範囲の計測が可能 高頻度の計測が可能 長期にわたる計測が可能 低コスト 	<ul style="list-style-type: none"> 地域一帯の排出量の計測が可能 アクセス困難な要素も測定可能 多様なセンサーの搭載が可能(赤外線、レーザー等) 	<ul style="list-style-type: none"> 3次元的な計測が可能 エリアレベルの定量化が可能 要素ごとの漏洩特定が可能 アクセス困難な要素も測定可能 セットアップが簡単 	<ul style="list-style-type: none"> 継続計測が可能 微量の漏洩も測定可能 目視でガス漏れを確認可能 	<ul style="list-style-type: none"> 長期の計測計測が可能
Cons	<ul style="list-style-type: none"> 測定結果は二次元的 漏洩量の多い地点の測定にとどまる 細部の漏洩は計測不能 天候の影響を受ける Offshoreでは使用不可 データ取得から数日遅れることがある 	<ul style="list-style-type: none"> 天候の影響を受ける 運用コストが高い(パイロット・燃料・整備等) 	<ul style="list-style-type: none"> 要素ごとの定量化に課題がある 積載重量制限がある バッテリー駆動時間が短い 漏洩箇所に接近できない(非防爆、ドローンの風圧) 国内法規による規制の有無 	<ul style="list-style-type: none"> 測定可能エリアは限定的(定点センサーで全エリアをカバーすることは非現実的) 電源、ネットワークのケーブル敷設が必要 	<ul style="list-style-type: none"> 測定可能エリアは限定的(定点センサーで全エリアをカバーすることは非現実的) 設置場所が固定される 電源、ネットワークのケーブル敷設が必要
機器導入コスト	8,800万ドル	数百万～数千万ドル	6万ドル	数万ドル～10万ドル以上	2,500～5万ドル
運用コスト	25ドル/年・サイト	25ドル/年・サイト	300ドル/年・サイト	1,932ドル/年・サイト	600ドル/年・サイト
費用対効果	n/a	n/a	n/a	年間8万トンのメタン削減量とすると排出量1トン当たり526ドル/サイト(EPA試算)	n/a

既設設備の改修は難易度が非常に高いが、新規プロジェクトにおいては複数のプロジェクトで電動化が計画されている。

電動化事例

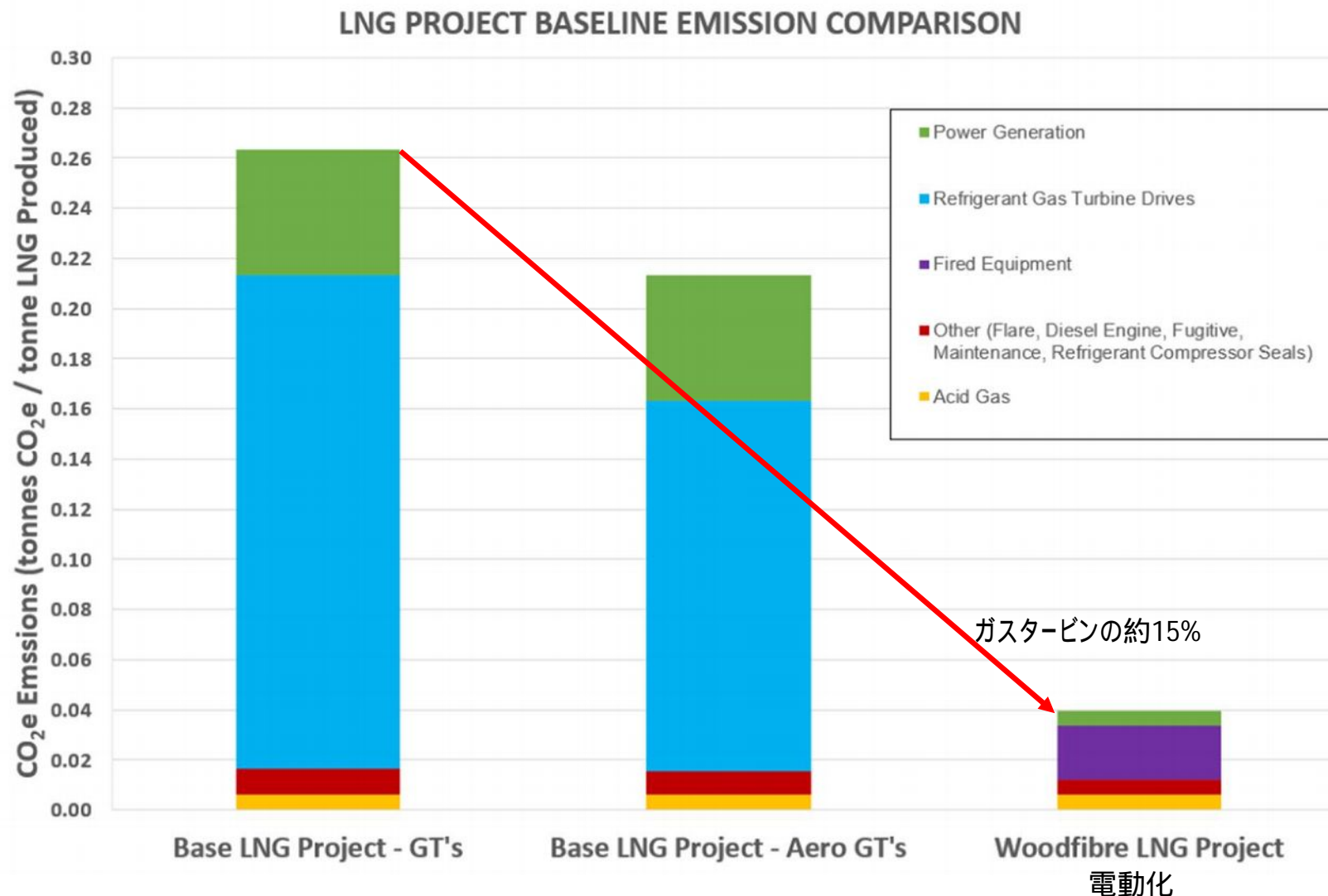
	Freeport LNG(米国)	Woodfibre LNG(カナダ)	Snøhvit Future(ノルウェー)	Marsa LNG(オマーン)
運転開始	2019年	2027年完成 2027年商業運転開始予定	2030年以降に電化予定 (2033年まではガスタービンをバックアップ電源として維持)	2028年1Q予定
LNG生産能力	3系統合計1,545万トン/年	210万トン/年	465万トン/年	100万トン/年
投資額	n/a	51億米ドル (パイプライン建設含)	7.68億ドル* ¹ (改造工事) 365百万ドル* ¹ (グリッド接続)	5.7億～11.4億ドル* ² (液化設備EPC含)
GHG削減効果	<ul style="list-style-type: none"> 一般的なガス炊きLNGプラントよりも90%以上GHG削減可能 	<ul style="list-style-type: none"> 従来のLNGプラントと比べてGHG80%以上削減 	<ul style="list-style-type: none"> 85万トン/年のGHG削減 	<ul style="list-style-type: none"> GHG排出量最大23%削減 窒素酸化物再開85%削減 硫黄、微粒子排出量：最大99%削減
備考	<ul style="list-style-type: none"> 米国初のeLNGプラント 2023年で再エネ電気35%使用しているが、今後その割合は上昇予定 純生産量6.5%増加 メンテナンスコスト30%削減と見積 	<ul style="list-style-type: none"> 世界初のネットゼロLNG基地 水力発電を活用し、電気コンプレッサーを使用してガスを冷却・凝縮 		<ul style="list-style-type: none"> LNGプラントの年間電力100%をカバーする専用太陽光発電所30MWを建設

*1：1NOK=0.096USDで換算(改造工事80億NOK、3,800万NOK)、*2：1EUR=5.7USDで換算(5~10億EUR)

出所：各社HP

Woodfibreは、電動化等により、稼働中・計画中のLNGプロジェクトの中で、生産されるLNG1トン当たりのGHG排出量が最も低いものとなる計画。

電動化：GHG削減比較



CCSによるCO2価格の試算は各国の研究機関等で試算されているが、**輸送距離、輸送方法、貯留方法によりバラツキが見られる。**

CCSコスト試算

	RITE	DOE(米国)	NYK・KNCC・CHIYODA	Quest PJ実績	
試算地域	日本	米国	日本	カナダ	
CAPEX・OPEX	分離回収	4,000円/tCO2	25 ~ 175ドル/tCO2	336.6百万ドル*1	
	液化・一時貯蔵		CAPEX : 5.3 ~ 6.2ドル/tCO2 OEPX : 21.7 ~ 25.0ドル/tCO2 合計 : 27.0 ~ 31.3ドル/tCO2		
	輸送	PL20km : 2,600円/tCO2 船舶1,100km : 9,300円/tCO2	PL : 5~25ドル/tCO2 船舶 : 14~25ドル/tCO2	船舶 CAPEX : 5.5 ~ 6.3ドル/tCO2 OPEX : 11.9 ~ 12.9ドル/tCO2 合計 : 17.4 ~ 19.2ドル/ t CO2	90.2百万ドル*1
	貯留	陸上 : 6,200円/tCO2 海上 : 6,900円/tCO2	5~15ドル/tCO2	CPAEX : 1.0 ~ 2.1ドル/tCO2 OEPX : 4.2 ~ 9.1ドル/tCO2 合計 : 5.2 ~ 11.2ドル/tCO2	31.0百万ドル*1
	事業者コスト				114.0百万ドル*1
合計	PL輸送+陸上貯留 : 12,800円/tCO2 PL輸送+海上貯留 : 13,500円/tCO2 船舶輸送+陸上貯留 : 19,500円/tCO2 船舶輸送+海上貯留 ; 20,200円/tCO2	PL : 35 ~ 215ドル/tCO2 船舶 : 44 ~ 215ドル/tCO2	CAPEX : 12.1 ~ 13.8ドル/tCO2 OPEX : 39.9 ~ 47.3ドル/tCO2 合計 : 52.9 ~ 59.9ドル/tCO2	571.9百万ドル*1	
備考				年間100万トンを25年間圧入予定 2015年9月 ~ 圧入開始	

*1 : 1CAD = 0.723USDで換算(分離回収から順に465.4百万CAD、124.7百万CAD、42.9百万CAD、157.6百万CAD、790.6百万CAD)

出所 : 各社HP

Fuel useは新規プロジェクトには電動化やコンバインドサイクルの導入検討が望まれるが、既設プロジェクトには導入難易度が高く、その他の技術は後付け可能な技術と思料。

排出削減技術の評価

		新規PJ	既存PJ	時間軸*1	コスト	GHG削減効果
Fuel use	電動化		×	中～長	高	高
	水素・アンモニア		○	中	高	高
	コンバインドサイクル		×	長	中	中
	高効率化			短	中	小
	排熱利用			中	中	小
CO2 Venting	CCS			短 or 長	高	高
Flaring	FGR			短	低	高
	制御システム			短	低	高
Methane Losses	漏洩監視			短	低～高	高

既存プロジェクトへ導入にはスペース確保及び基礎構造強化等大規模な改良工事が必要であり、長期間の運転停止が発生する可能性がある

当該LNGプロジェクトがCCSに適さない等の場合には既存のCCSプロジェクトへ回収したCO2を輸送することも考えられる

削減量は少ないものの、排出されたCO2を回収し、CCSでGHG削減することも考えられる

*1：既設プロジェクトへの導入リードタイム

比較的容易に導入できる技術は積極的に導入しながら、各種制約条件ある技術や導入に時間を要する技術は技術開発動向や優先順位をつけながらの導入となる。

プロジェクト毎 排出削減 ロードマップ (モデルケース案)

	短期(即効性)	中期	長期(導入に時間を要する)
Fuel use	電動化	コンバインドサイクル	(100%再エネ由来電力) 水素・アンモニア駆動
CO2 Venting	既存CCSプロジェクトへ輸送・貯留	隣接CCSプロジェクトにて貯留・EOG	
Flaring	FGR		
Methane losses	OGIカメラ(局地)	(必要に応じて増設・移動)	
	ドローン(プラント全体)	航空・衛星監視(プラント全体)	

各技術導入により、一定のコスト負担は発生するものの、自家消費されたガスの抑制により増収機会が得られ、追加コストは僅かまたは追加コストなしで導入できると試算される。

モデルケース

#	GHG削減技術	GHG排出源			概要	削減効果	追加コスト (USD/t-LNG)
		上流	パイプライン	液化			
1	CCS	() ^{*1}			<ul style="list-style-type: none"> LNG生産のプロセスにおいて除去されるCO2を回収し、地下/海底へ貯留またはEnhanced Oil Recovery(EOR)に利用 CO2の削減のほか、EORによる石油の増産の効果(収益)を得られる 	除去されたCO2の80~90%	<ul style="list-style-type: none"> 船舶輸送なし：+8.84 EORあり-33.99
2	電動化				<ul style="list-style-type: none"> 主に液化設備で使用されているガスタービンを電動モーターへ転換 ガスタービン燃焼によるCO2の削減となる一方、自家消費していたガスが最終製品(LNG)として販売可能となり、収益増加 調達する電力を再エネ100%にすることによりGHG排出ゼロを実現可能 パイプライン輸送時のコンプレッサーも電動化できれば、CO2排出削減と採掘したガスの自家消費が低減される 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ100%の場合：100% 系統から受電の場合：スコープ2の負担 	<ul style="list-style-type: none"> 系統電力使用：-0.92 系統再エネ使用：+2.18
3	LDAR				<ul style="list-style-type: none"> LNG設備の監視し、メタン漏洩の早期発見・修理により最終製品の増加 	四半期ごとの監視で80%	<ul style="list-style-type: none"> 四半期監視：-65.01 毎月監視-5.95
4	高効率燃焼制御				<ul style="list-style-type: none"> フレア燃焼効率不足(95%未満)を最適化することにより、98~99%で燃焼し、未燃メタン排出を抑制 	フレアによる排出されるメタン60%	+0.004

*1：CO2除去を上流で実施する場合もある

CCSは経済性の観点からCO2回収率を最大でも95%程度までとし、5%程度はCO2排出が残る。CCSを導入すると\$8/t-LNG程度の追加コストが発生する。

モデルケース CCS新設

		(参考)Quest (排出源は水素製造)	Gorgon (当初計画)
LNG生産量	MTPA	-	15.6
CO2排出係数	tCO2/t-LNG	-	0.26
CO2排出量	tCO2/年	-	4
CCS貯留量	MTPA	1.08	4
PJ期間総貯留量	Mt	10.8	160
PJ期間	年	10	40
CO2回収率	%	-	80%
CAPEX	百万ドル	618.66	3,100
OPEX(PJ期間累計)	百万ドル	300.79	3,200
	百万ドル/tCO2	27.9	20
追加コスト	百万ドル	919.45	6,300
	USD/tCO2	85.13	70
	USD/t-LNG	-	10.10
EORによる石油増産	バレル/tCO2	2.75	
石油価格	USD/バレル	61.97(WTI直近10年平均)	
EORによる収益増加	百万ドル	-1,841	-27,267
追加コスト(EOR含む)	USD/t-LNG	-63.17	-32.76

CO2回収率を100%とするのはコスト効率が悪く、90~95%程度での研究が多くみられ、稼働中プロジェクトでも100%は設定していない。LNGプロジェクトからのCO2排出の5~10%はCO2排出が残る

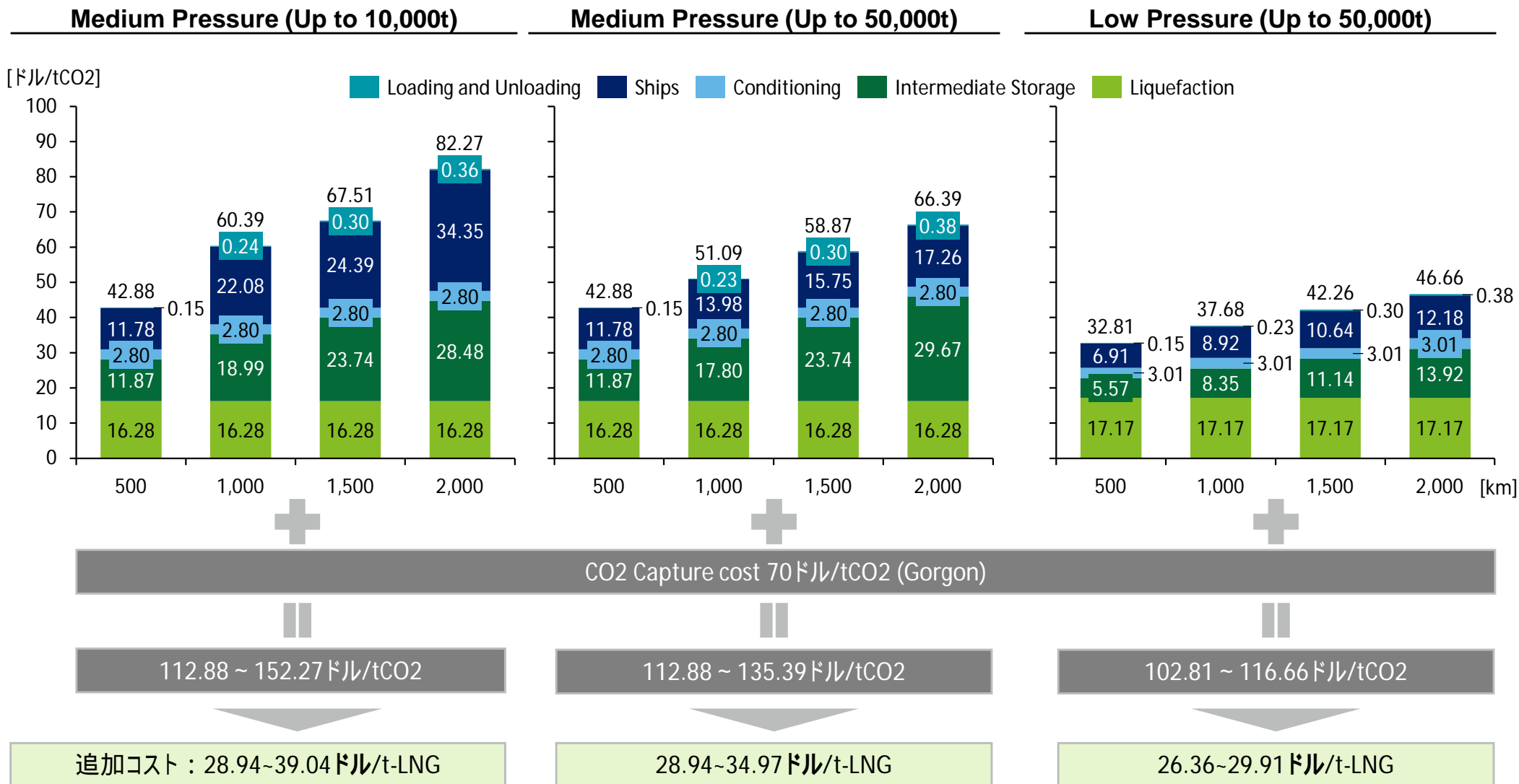
LNG生産プロセスの中にCO2除去があるため、追加的な薬剤に係る費用はなく、OPEXの6割程度は電力量であり、変動費である。固定費割合は小さい

トラブル等により、追加資本コストが増大しており、**運転開始からの5年間平均で105ドル/tCO2**となっている(直近2年間平均では138ドル/tCO2)

HH直近10年平均のLNG価格
136.09/t-LNG

LNGプロジェクトの近傍がCCSの適地ではない場合等の理由から船舶輸送を伴う場合はLNG価格に\$30程度の追加コストが発生すると思料される。

モデルケース CCS(船舶輸送を伴うCCS)



出所：Global CCS Institute「Advancements in CCS Technologies and Costs」

Freeportを参考に以下の通り試算した。

モデルケース 電動化

		ガスタービン	電動化 (系統電力)	電動化 (100%再エネ)	前提
液化能力	MTPA		5		
プラント稼働年数	年		20		
電力消費量(電化時)	kWh/t-LNG		350		Freeport水準
LNG価格	USD/t-LNG		136		Henry Hub 直近10年平均
ガスタービン燃料使用量	MMBtu/年		13,527,508		Freeportから逆算
天然ガスのCO2排出係数	kg-CO2/MMBtu		52.91		EIA
CAPEX(増分)	百万ドル	基準値：290	58	58	電動化により1.2倍
OPEX(期間累計増分)	百万ドル	基準値：987	687	997	メンテナンスコスト30%低減 購入電力量によりOPEXは増加
増産による収益増加	百万ドル	-	-837	-837	自家消費から販売され、収益獲得
正味追加コスト	百万ドル	基準値：1,277	-92	218	
CO2排出量		0.143	0.105	0	
CO2削減量	t-CO2/t-LNG	-	-0.038	-0.143	
CO2削減コスト	USD/t-LNG	-	-0.92	2.18	

電動化によりスコープ1の排出はゼロになるが、スコープ2の排出が発生

出所：Henry Hub、EIA「Carbon Dioxide Emissions Coefficients」、GE Vernova「Decarbonizing the LNG industry: Full electric solution for LNG liquefaction trains」、BloombergNEF「Global Cost of Renewables to Continue Falling in 2025 as China Extends Manufacturing Lead: BloombergNEF」

メタンの漏洩監視の頻度が高いほど削減率が高まる一方、修理費用も増大することから四半期ごとの実施が経済性が高いと思料され、50MTPA排出しているPJにおける追加コストは約\$-50/t-LNGと試算される。

モデルケース メタン漏洩監視(LDAR)

		OGIカメラ						前提
		半期	四半期	毎月	半期	四半期	毎月	
メタン排出量	MTPA	10			50			EPA
メタン削減率	%	60%	80%	90%	60%	80%	90%	EPA
LNG価格	USD/t-LNG	136.09						Henry Hub 直近10年平均
CAPEX	ドル/年	162						EPA
OPEX	ドル/年	2,493	3,286	6,375	2,493	3,286	6,375	EPA(修理費を平均値を用いているため、固定的となっている)
増産による収益増加	ドル/年	-907	-1,210	-1,361	-4,536	-6,049	-6,805	天然ガス中のメタンが90%と仮定
正味追加コスト	ドル/年	1,748	2,238	5,176	-1,881	-2,601	-268	
メタン排出削減量	t-CO2/t-LNG	6	8	9	30	40	45	
メタン排出削減コスト	USD/t-LNG	291.29	279.79	575.12	-62.71	-65.01	-5.95	

修理費用に幅はあるが、単位当たり費用は多くないため、プラントサイズは考慮しない

Repair Cost(USD)	Min	Average	Median	Max
Valve	20	90	50	5,500
Connector / Connection	15	56	50	5,000
Regulator	20	189	125	1,000
Instrument Controller(Leak only)	20	129	50	2,000

出所：EPA、Bridger Photonics「How Much Emissions Could Gas Mapping LiDAR™ Reduce Using EPA's New Rule?」「How much Can Operators Save Using Gas Mapping LiDAR for Emissions Detection?」、CATF「Marginal Abatement Cost Curve for reduction of methane emissions from US Oil Production and Natural Gas Systems」

フレアの燃焼効率を98%まで引き上げ、最適化する制御装置の導入費用は僅かでメタン排出削減効果は高いと思料される。

モデルケース 高効率燃焼

		フレア高効率燃焼		前提
		メタン	CO2	
液化能力	MTPA	5		
プラント稼働年数	年	20		
フレアによるメタン排出	t-CH4/年	500	-	仮置き
GWP	t-CO2/t-CH4	28	-	IPCC AR5
GHG削減率	%	60%	-3%*1	燃料効率95%→98%に改善
CAPEX	百万ドル	0.3		
OPEX(期間累計増分)	百万ドル	-		OPEXはほぼなし
追加コスト	百万ドル	0.3		
GHG排出量(CO2換算)		14,000	40,750	
GHG削減量(CO2換算)	t-CO2/t-LNG	8,400	-1,223	
GHG削減コスト(CO2換算)	USD/t-LNG	0.0042		

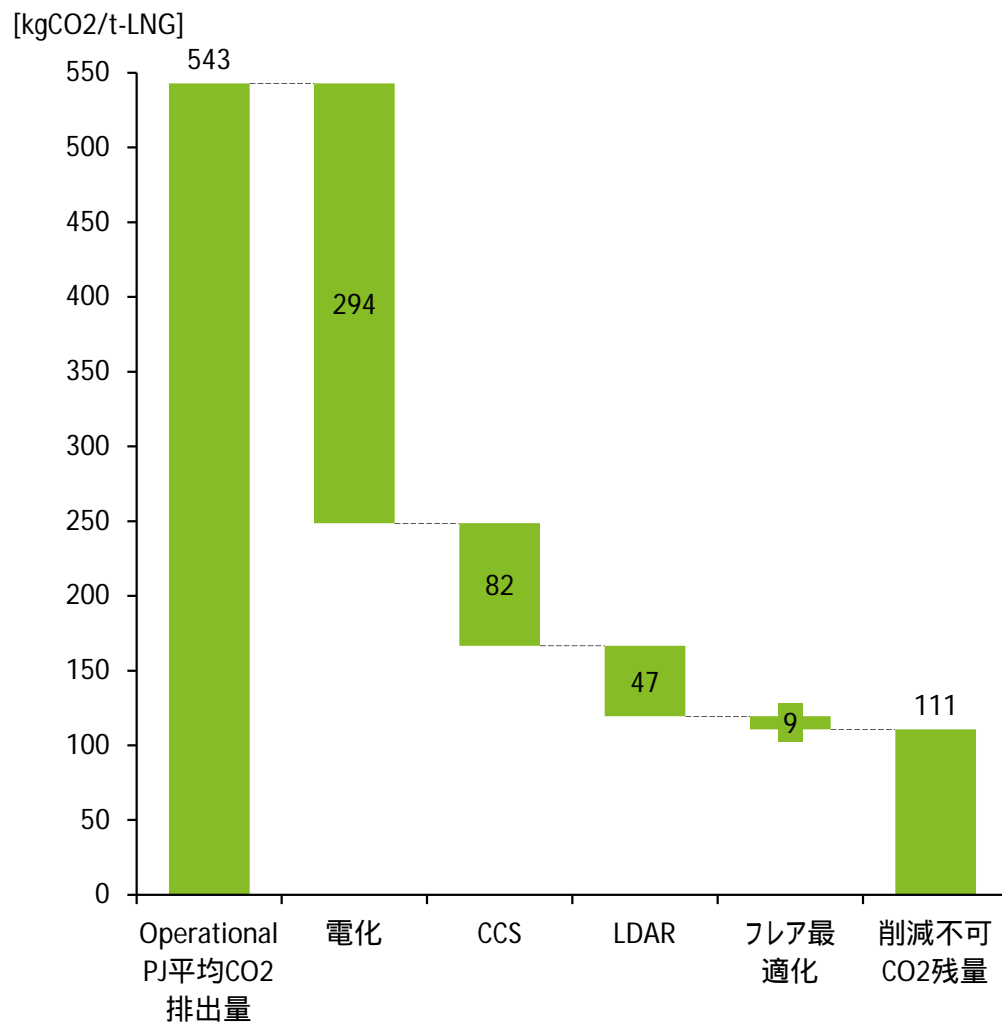
*1：燃焼率向上によりCO2排出は増加する

出所：Methane Guiding principles「Best Practice Guide：Flaring」、World Bank「Global Flaring and Methane Reduction Partnership(GFMR)」「Global Gas Flaring Tracker」

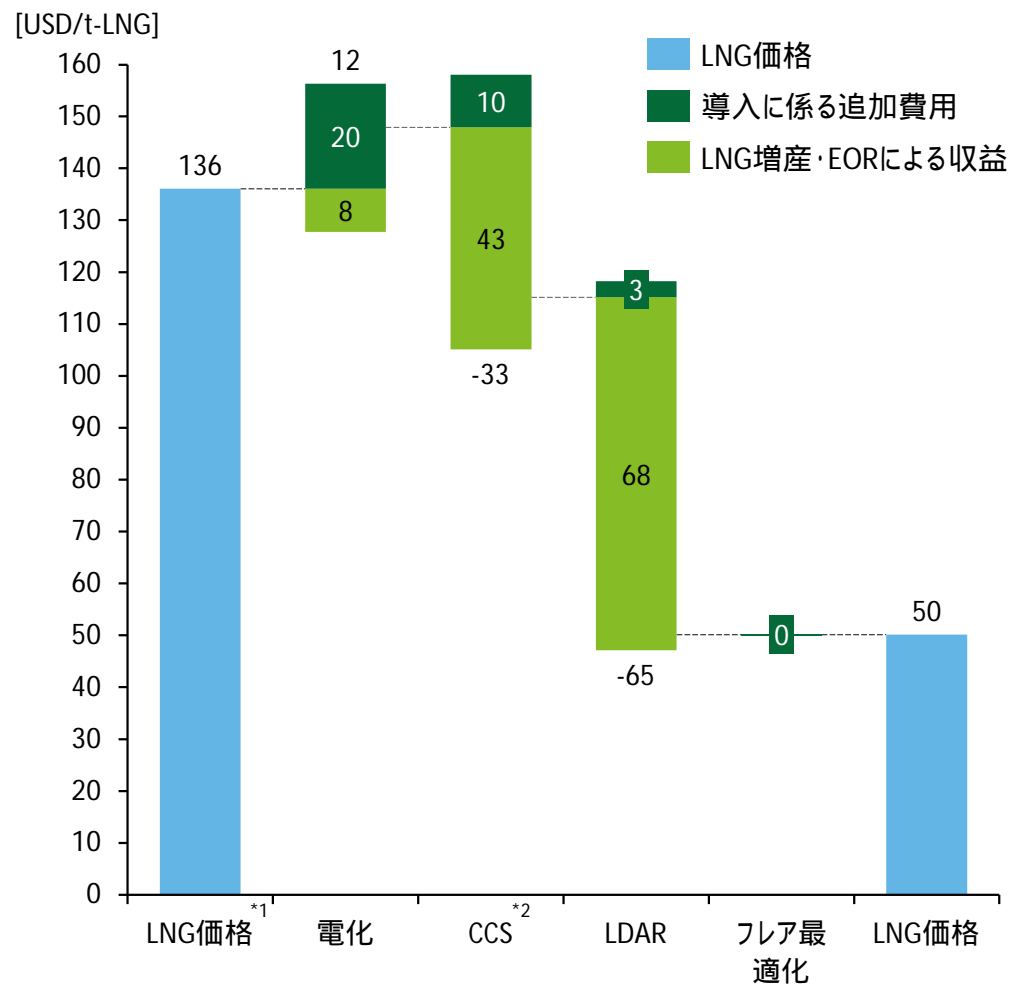
GHG削減技術を導入することにより、GHG排出量は約1/5程度に抑制され、自家消費ガス抑制によりLNG増産される効果からLNG価格が上昇することなく導入可能と思料される。

CO2削減量と追加コスト

LNGバリューチェーンからのGHG排出削減量



LNG価格への影響



*1：Henry Hub直近10年平均、*2：船舶輸送は含まない

出所：Wood Mackenzie LNG Cargo Emission Tool

業務(2)

低炭素化されたLNGに関する認証システム構築

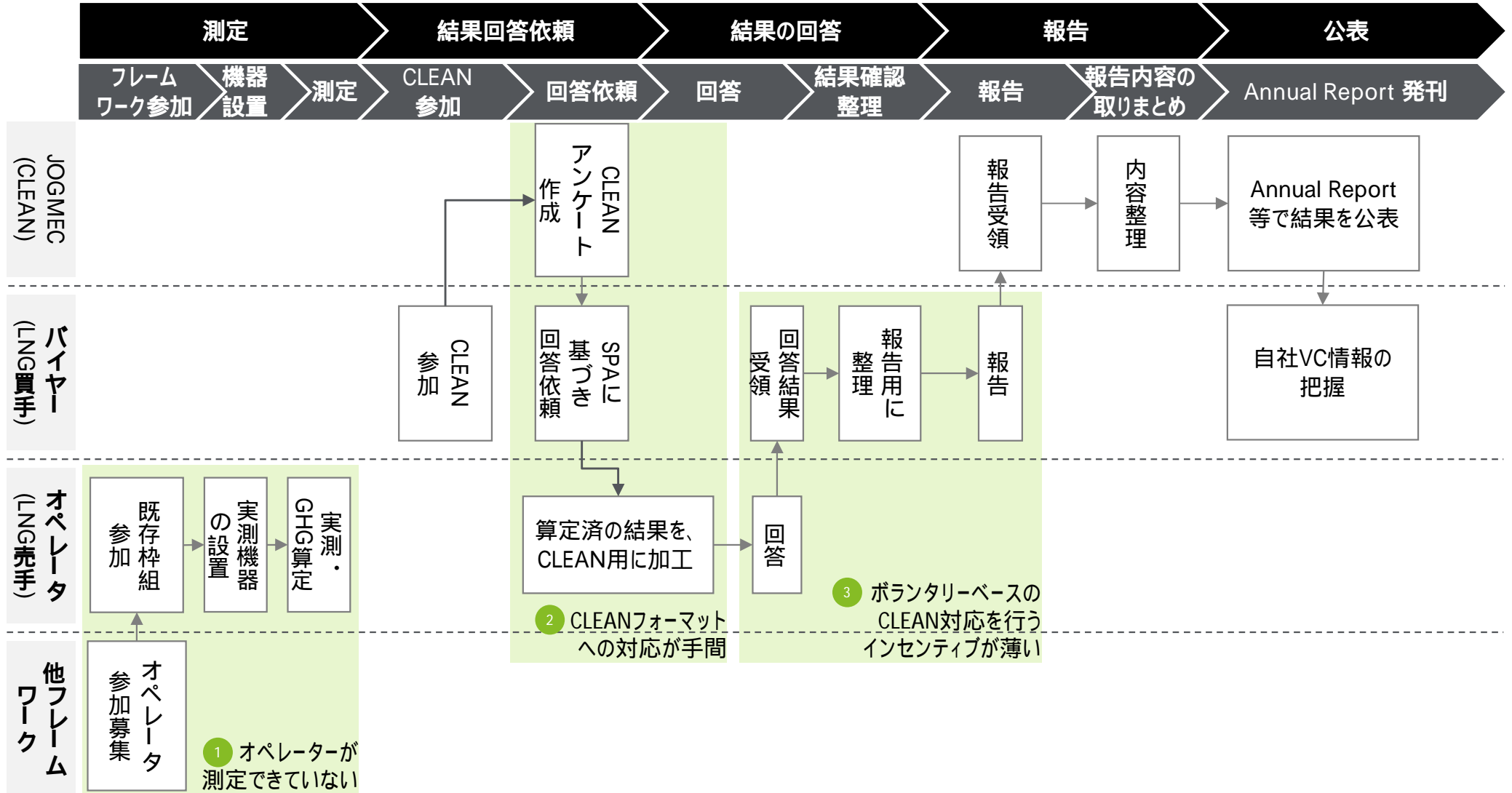
現在の情報収集プロセスにおけるボトルネックとしては、**①** そもそもデータが測定不可 **②** アンケートへの対応が手間 **③** 売手目線で開示のインセンティブが無い、の3点が考えられる。

CLEANイニシアティブを介した現在の情報収集プロセス

ステークホルダー 毎の役割	LNG買手	<ul style="list-style-type: none"> SPA(販売契約)を締結済の売手へアンケートを送付し、LNGバリューチェーンのGHG排出量に関する回答を求める 2024 Annual Reportの対象買手は、<u>JERA・KOGAS</u> 	<p>アンケート回答結果</p> <p>アンケート送付 回答依頼</p> <p>データベース・ レポートによる 情報提供</p>
	LNG売手	<ul style="list-style-type: none"> 買手より送付されたアンケートに回答する形で、LNGプロジェクトごとのGHG排出量データを開示する 	
	JOGMEC	<ul style="list-style-type: none"> アンケートを集計し、結果をデータベース、チャート、図の形式で、一般に利用可能な形で公開する Annual Reportを発刊する 	
対象データ	<ul style="list-style-type: none"> LNG買手(JERAとKOGAS)がSPAを有するLNGプロジェクトごとのGHG排出量データ <ul style="list-style-type: none"> ✓ 2024年は、LNG売手の80%(20件中16件のLNGプロジェクト)から回答が得られ、全LNG売手の約35%(20件中7件のLNGプロジェクト)がLNGバリューチェーンにおけるGHG排出量および排出削減の取り組みについて回答した 		
データ単位	<ul style="list-style-type: none"> LNGプロジェクト全体のデータを対象とする 貨物単位での排出データを提供することは期待されていない 		
現在プロセスにおける ボトルネック (弊社仮説)	<ul style="list-style-type: none"> 情報開示者であるLNG売手から見たボトルネックとしては、以下仮説が考えられる(弊社仮説) <ol style="list-style-type: none"> LNG売手自身が、自社のバリューチェーンGHGデータを測定できていない データは測定可能だが、CLEANフォーマット用に変換する際にハードルがあり、開示が円滑になされない データは測定可能で、CLEANフォーマットにも対応可能だが、売手目線で情報開示を行うインセンティブが存在しない <ul style="list-style-type: none"> ➢ 貴庁コメントに基づく、ボトルネックとしては主に①を認識しており、また売手がPJ会社の場合、開示にあたってはスポンサーへ開示理由を説明し許諾を得る必要があるため、③もボトルネックとなる 		

現在の情報収集オペレーションフローとボトルネックの所在は以下の通り。

現在の情報収集オペレーションフロー



輸入国たる我が国がLNG VCの排出量を先回りして把握できるようなスキームの構築というゴールイメージにむけて、検討軸を設定したうえでオプションを計3つ抽出した。

輸入国である我が国におけるGHG排出量把握オプションの検討

前提条件	ゴールイメージ	<ul style="list-style-type: none"> エネルギー輸入国(下流)である我が国の立場から、エネルギー輸出国(上流)に所在するLNGプロジェクトのバリューチェーンにおける排出量を先回りして把握し、GHG削減に向けた必要な対策を立案する体制を構築すること
	設定条件 (貴庁コメント)	<ul style="list-style-type: none"> 既に取組を実施している機関・フレームワーク(IEA・IMEO・OGMP2.0・欧州メタン規制等)を巻き込んだ体制を構築する 独自の測定方法の制定や規制的アプローチは取らない 実効的な測定・対策を実施するためのインセンティブ付与を重視する



オプションの検討	<ul style="list-style-type: none"> 具体的な体制案の検討に際して、A～Dの検討軸を設定した上で、検討対象となるオプションを抽出した A) 規制アプローチを採用するか / 規制アプローチを採用せずインセンティブ設計をするか B) 測定・報告の方法は既存フレームワークのものを採用するか / 独自の方法を新規に定めるか C) フレームワークの参加者(報告主体)は、オペレーター企業(売手)か / 輸入企業(買手)か D) CLEANイニシアティブとしての枠組みを維持するか / 既存のフレームワークに合流するか 結果として、検討対象として3つのオプションを抽出した 	<table border="1"> <thead> <tr> <th>A)規制</th> <th>B)測定・報告方法</th> <th>C)参加者</th> <th>D)CLEAN / 既存合流</th> <th>検討対象オプション</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>規制アプローチ無し</td> <td rowspan="2">既存を採用</td> <td rowspan="2">オペレーター(売手)</td> <td>CLEAN → 検討対象外^{*1}</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>既存合流 → オプション 1</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">規制アプローチ有り</td> <td rowspan="2">独自方法</td> <td rowspan="2">輸入者(買手)</td> <td>CLEAN → オプション 2</td> <td></td> </tr> <tr> <td>既存合流 → オプション 3</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>CLEAN独自方法を定めない貴庁意向を踏まえ検討対象外</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>規制アプローチを取らない貴庁意向を踏まえ検討対象外</td> </tr> </tbody> </table>	A)規制	B)測定・報告方法	C)参加者	D)CLEAN / 既存合流	検討対象オプション	規制アプローチ無し	既存を採用	オペレーター(売手)	CLEAN → 検討対象外 ^{*1}			既存合流 → オプション 1		規制アプローチ有り	独自方法	輸入者(買手)	CLEAN → オプション 2		既存合流 → オプション 3					CLEAN独自方法を定めない貴庁意向を踏まえ検討対象外						規制アプローチを取らない貴庁意向を踏まえ検討対象外
	A)規制	B)測定・報告方法	C)参加者	D)CLEAN / 既存合流	検討対象オプション																											
規制アプローチ無し	既存を採用	オペレーター(売手)	CLEAN → 検討対象外 ^{*1}																													
			既存合流 → オプション 1																													
規制アプローチ有り	独自方法	輸入者(買手)	CLEAN → オプション 2																													
			既存合流 → オプション 3																													
			CLEAN独自方法を定めない貴庁意向を踏まえ検討対象外																													
				規制アプローチを取らない貴庁意向を踏まえ検討対象外																												

*1 : CLEANイニシアティブは我が国および韓国の輸入事業者が参加を表明しているイニシアティブであり、輸出事業者を報告主体に据えるためにCLEANへの参加を呼び掛けることは実現性及び実効性に乏しいと想定されることから、検討対象外とした

実効性の観点では自社權益が関与するVCの情報を買手が十分取得でき、活用性の観点では我が国の政策への活用が可能であることから、オプション②が最も有効と考えられる。

オプション比較分析

情報収集の実効性		情報の活用性
売手による報告が十分なされるか	買手が情報を十分取得できるか	我が国の政策立案への活用ができるか
<p>OGMP2.0等 (売手報告フレームワーク)に合流</p> <p>1</p>	<ul style="list-style-type: none"> 売手が報告主体である、既に確立したフレームワークであり、LNGバリューチェーンのGHGに関する報告は十分なされる 	<ul style="list-style-type: none"> 現行の報告及び公表スキームでは、買手及び我が国の行政機関が十分な情報を取得できない虞があり、政策立案への活用は限定的
<p>CLEANとして 制度化しつつ 他取組を準用</p> <p>2</p>	<ul style="list-style-type: none"> 買手が主体となっているCLEANであり、売手をどのように巻き込むか検討の必要あり 実際の情報の収集・集約の作業は、OGMP2.0等の確立されたスタンダードに従って実施することで十分な報告を得られる可能性がある 	<p>スキーム検討は次頁</p> <ul style="list-style-type: none"> CLEAN(または取りまとめを行う国際機関)の名を冠した情報の取りまとめを行うことにより、我が国の政策への活用は相対的に容易となると思料
<p>欧州メタン規制等 (買手報告フレームワーク)に合流</p> <p>3</p>	<ul style="list-style-type: none"> 合流先は買手が主体となっているフレームワークのため、合流先がどのように売手の情報を収集しているかを確認する必要あり 例えば、EU規制ではOGMP2.0に則り、情報を収集している 	<ul style="list-style-type: none"> EU等の規制アプローチとCLEANのアプローチは整合的でなく、また買手及び我が国の行政機関が十分な情報を取得できない虞があり、政策立案への活用は限定的

オプション評価結果は3段階で評価を実施した : 効果高 ○ : 効果中 △ : 効果低 ✖

規制アプローチを取らないCLEANでは、ボランタリーベースで最大限の情報を得るためにも、最もLNG売手・買手双方の情報開示負担が少ないスキームを取ることが望ましいと考える。

オプション②を前提としたスキームの検討

準用フレームワーク / 情報提供者 を検討軸としたスキーム比較

		準用するフレームワーク	
		OGMP2.0を含む複数フレームワーク	OGMP2.0のみ
バリューチェーン情報の提供者	他フレームワークの情報集約先(UNEP等)	A 最も売手・買手の情報開示負担が少ない	B 買手負担は僅少 OGMP2.0に参加している売手のみ負担軽減
	LNG買手	C 売手負担は僅少乍ら買手は対応必要 現在プロセス	D OGMP2.0に参加している売手のみ負担軽減

ボランタリーでバリューチェーン情報を最大限に得るため、最も売手・買手の情報開示負担が少ないスキームを取ることが望ましい

取るべきスキームの具体イメージ

- 売手は、複数のフレームワークから参加しているものを選択し、該当するフレームワークの運営者によるCLEANへの当社情報提供を許諾する
- CLEAN事務局は、該当するフレームワークの運営者と直接やり取りし、情報提供を受ける

検討が必要な要素

- 異なるフレームワークの間でデータ算定の前提に差異がある場合、データ比較が困難か？
 ✓ 基礎調査上は懸念無い理解であるが、実務者(JOGMEC)インタビュー等で実際に差異が生じているか、検証
- 直接買手を介さないスキームとなるが、買手への情報共有をどのように行うか？
 ✓ 報告内容のとりまとめ主体による買手への情報共有がソリューションとなるが、具体的な方法はJOGMEC・国際機関とのディスカッションを踏まえて、今後検討

■ : ゴールイメージを達成するために取るべきスキーム

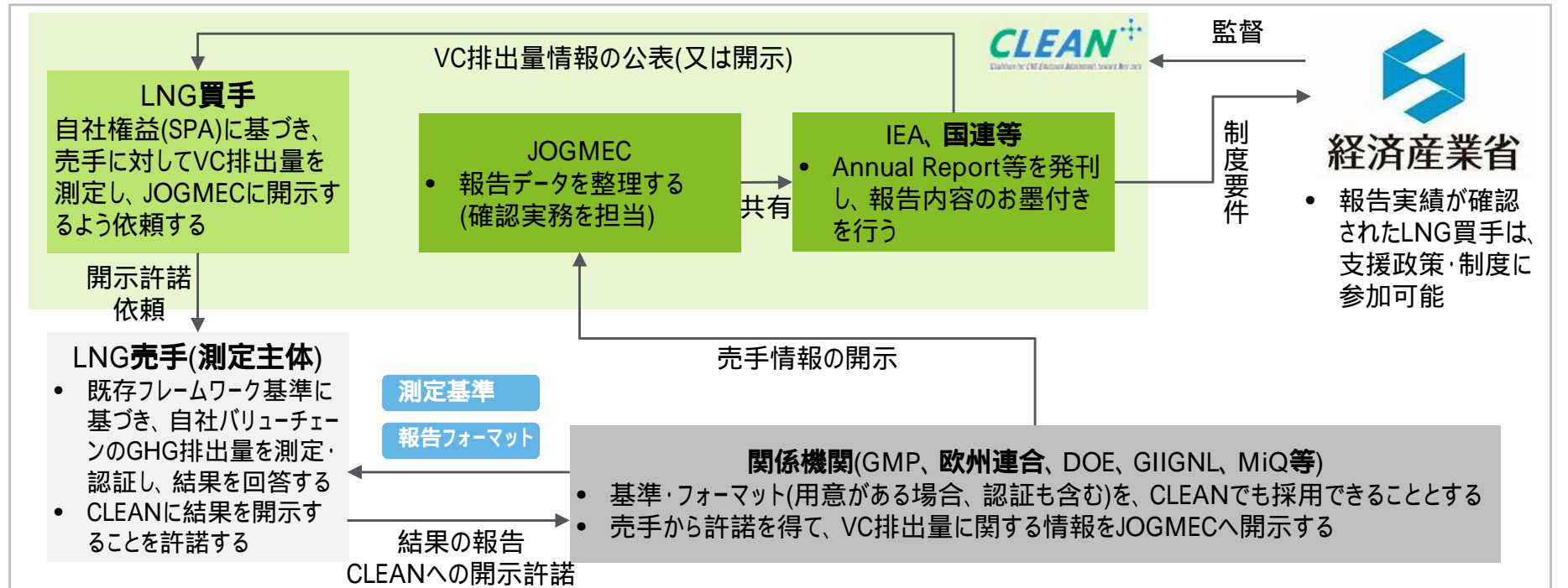
買手の自主的取組という位置づけは維持しつつ、既に確立された国際スタンダードに則った測定や運営者同士の情報共有により、開示負担が最低限となるスキームを検討した。

フレームワーク(案) | スキーム A

スキーム概要

- CLEANイニシアティブとして、**輸入国から輸出国に対して情報開示を求める自主的な取組**という姿勢は維持する
- 他方、測定実務は**複数の既に確立した国際スタンダードに基づき実施**する。また売手は既存フレームワークの運営者に対してCLEANへの情報共有を許諾し、CLEANは当該運営者より当社情報の提供を受ける形とすることで、売手側の開示負担を最低限とする(ボトルネック ② への回答)
- 報告された内容はJOGMECが**確認・整理し、国際機関へ共有**する。共有を受けた**国際機関はAnnual Report等の形で公表**することで、買手への情報共有を図りつつ、これら報告内容について国際機関のお墨付きを得る(“ゴールイメージ” VC排出量の先回り把握” への回答)
- 最終的に、国際機関のお墨付きを得た**報告実績が我が国が実行する政策・制度への参加要件**となることで、本スキームに参加するインセンティブが買手・売手双方に付与される(ボトルネック ① ③ への回答)

フレームワークスキーム(案)



買手の自主的取組という位置づけは維持しつつ、既に確立された国際スタンダードに則った測定や運営者同士の情報共有により、開示負担が最低限となるスキームを検討した。

フレームワーク(案) | スキーム A | CLEANイニシアティブフォーマット図解

Win-win Partnership
to Reduce LNG Value Chain Emissions



LNG
Producers



LNG
Buyers

Active Dialogue

Technical Support
Methane reduction
implementation support

Open Collaboration
with global initiatives
and MRV mechanisms

Database
Disclosure information
on methane reduction
measures

関係機関
(国連、IEA、MiQ、GIIGNL等)


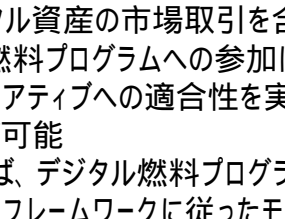
Global initiatives such as but not limited to...

- Technical Support for LNG Producers to accelerate emission reductions
- Open Collaboration with global initiatives and MRV mechanisms
- Database with transparent and project-based data, as much as agreed by LNG producers

(ご参考)

“Project Canary”は、複数フレームワークへの互換性を有する排出量測定の本SaaSであり、“Xpansiv”は、LNG VCの排出量削減行為自体をデジタル資産として取引可能にした。

LNGバリューチェーンのGHG排出量測定に関する民間サービス

サービス名称	概要	運用主体	サービス利用者	サービスの内容	フレームワーク(OGMP2.0等)との関係
Project Canary	<ul style="list-style-type: none"> GHG排出量の定量化、データ統合化、データの分析による削減インサイトの提供を行う、プラットフォーム及びソフトウェアサービス 	Project Canary (アメリカの気候テック企業)	上流オペレーター 約60社	<ul style="list-style-type: none"> <u>排出量データプラットフォーム</u>： <ul style="list-style-type: none"> リアルタイムの排出データをサイトごとにデータ集計したうえで、一つのプラットフォームに統合・分析するソフトウェアであり、サイトレベルでの排出リスクや総排出量を定量化することが可能 <u>GHG測定用ハード設備の導入</u>： <ul style="list-style-type: none"> ポイントセンサー、統合フライオーバーデータ、固定式光学式ガスイメージングカメラ等の測定技術を導入するサービス 	<ul style="list-style-type: none"> OGMP 2.0 および GTI Veritas等の複数のフレームワーク^{*1}に基づく排出量計算や規制報告書の直接出力が可能
					
Digital Natural Gas Transaction with Methane Certification [Xpansiv]	<ul style="list-style-type: none"> GHG排出強度等の指標に基づき、天然ガス生産の環境属性が登録されたデジタル記録資産 = 「デジタル天然ガス(DNG)」及び「メタン性能証明書(MPC)」の市場取引プラットフォーム 	Xpansiv (インテリジェントコモディティのグローバルマーケットプレイス)	DNGおよびMPCを登録する天然ガス生産者 同購入する天然ガス消費者	<ul style="list-style-type: none"> <u>デジタル資産(DNGおよびMPC)の取引プラットフォーム</u>： <ul style="list-style-type: none"> デジタル資産を構成する認証データは、暗号として永続的に保持され、データチェーンとして追跡可能となり、市場で取引できる デジタル資産であるDNGおよびMPCはXpansiv Registryから資産所有者の保管アカウントに預け入れられ、Xpansiv 市場で保持、提供、販売、担保化、転送、および決済が可能である 	<ul style="list-style-type: none"> デジタル資産の市場取引を含むデジタル燃料プログラムへの参加により、イニシアティブへの適合性を実証することが可能 例えば、デジタル燃料プログラムガバナンスフレームワークに従ったモニタリングと測定により、オペレーターはOGMP2.0のレベル4または5の報告を達成したと認定される
					

1,765以上のデバイスを展開し
月間7億6千万以上の測定データを
収集した

2021年末までに、約4百万 MMBtu
のDNGと、5百万のMPCをカバーする
2,000件の契約が取引された

*1：対応可能なフレームワークは、アメリカにおける規制(サブパートW、サブパートC、コロラド州GHG原単位)および自主的なイニシアチブ(OGMP 2.0、GTI Veritas)である

我が国からの技術協力をJCMプロジェクトとする場合に想定される初期論点としては、主に CLEANの位置づけ(#2)や効率的な横展開の方法(#6)を検討する必要があると考える。

発展検討 : 海外へのGHG排出量削減技術の展開によるクレジット獲得(JCM活用)

検討の背景

- 現在貴庁およびCLEANでは、我が国からインドネシア等のパートナー国へLNGバリューチェーンに関する “ Technology Cooperation(技術協力) ” を行うことによって、パートナー国のメタン排出対策支援を行うことを検討している
- また、本支援をJCM(二国間クレジット制度)の枠組みに落とし込むことで、技術協力がクレジットの形で我が国のメリットとなることを画策している
- 係る背景下、CLEANによるLNGバリューチェーンへの技術協力を、どのようにJCMと絡めて実施するか

想定される論点 / 弊社初期仮説

フェーズ	#	論点	内容	論点に対する弊社初期仮説
プロジェクト全般	1	JCMプロジェクトの流れ	<ul style="list-style-type: none"> • 想定される技術支援を、JCMプロジェクトとして実施する場合、どのようなプロジェクトの流れが想定され、技術協力前にはどのような対応が必要となるか 	<ul style="list-style-type: none"> • JCMプロジェクトサイクルに基づくと、技術協力前にプロジェクト参加者の選定及びPIN提出、合同委員会の組成、提案方法論の実証および承認が必要となる
	2	CLEANの関与方法	<ul style="list-style-type: none"> • 一義的な技術協力者は民間個社となること、CLEANイニシアティブは、どのような立ち位置で関与し、どのような価値を提供するか 	<ul style="list-style-type: none"> • 合同委員会は両国政府で構成されるが、CLEANも合同事務局となる。更にベストプラクティスを蓄積しているケイパビリティを生かし、参加者をあっせんする
技術協力以前	3	パートナー国との覚書	<ul style="list-style-type: none"> • 技術協力先となるパートナー国とは、事前にJCMを活用する覚書を締結する必要がある 	<ul style="list-style-type: none"> • 2024年2月現在、我が国はインドネシアを含む29か国と既に覚書を締結済である
	4	導入技術の実現可能性調査	<ul style="list-style-type: none"> • JCMプロジェクトでは、特に先進的な技術を対象とする場合、導入前に実現可能性調査を行うことが多い • 本支援においても、実現可能性調査は必要か 	<ul style="list-style-type: none"> • 調査要否は対象技術の導入難度に依るが、可能性調査を民間資金で実施する場合、PJ停滞の懸念があるため、経産省事業を利用して国負担で実施
技術協力以降	5	第三者機関による削減効果の認証	<ul style="list-style-type: none"> • JCMプロジェクトでは、クレジット算定のために第三者機関に妥当性確認と削減量検証を依頼する(認証) • ボランタリー-CLEANにおいてどうスキームを用意するか 	<ul style="list-style-type: none"> • 適切なクレジット発行の観点から、定量評価は必須 • 認証スキームとCLEANイニシアティブの対峙に関する論点については、次頁にて検討
	6	JCMプロジェクトの横展開	<ul style="list-style-type: none"> • 技術協力によるクレジット獲得は、いちプロジェクトに留まらず、今後全世界的に拡大していくことが有効 • どのように効率的にプロジェクトを横展開していくか 	<ul style="list-style-type: none"> • PJごとに合同委員会を設置する形式はやや非効率的と考えられる。同一技術であれば同一委員会で複数プロジェクトを運営できる仕組みを検討してはどうか

CLEANのゴールイメージ「最低限の事業者負担」に沿い、既存認証スキームの結果は最大限活用し、新たに認証が必要な場合も事前に第三者機関を定めておくことで負担を抑える。

発展検討 : CLEANイニシアティブにおけるLNG認証の位置づけ

検討の背景

- 技術協力によるJCMクレジット獲得には第三者機関による認証が必要となるため、ボランタリーベースを原則とするCLEANイニシアティブにおいても、今後認証の取得が必要となる機会も生じる可能性がある
- また、全世界的にはバリューチェーン認証によってLNGのラベリングを行う風潮がある中で、ボランタリーベースを原則とするCLEANイニシアティブはこのようなラベリング(認証)の風潮とどのように対峙すべきか

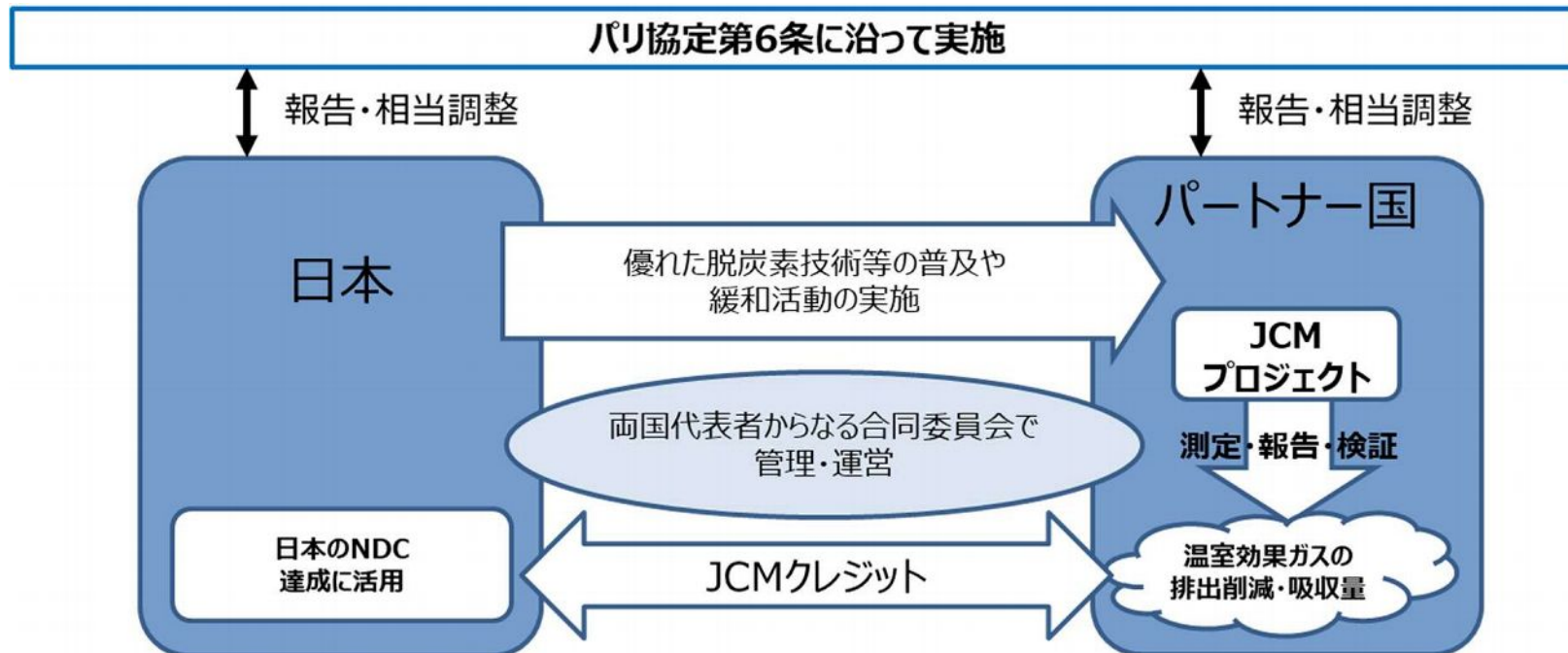
想定される論点 / 弊社初期仮説

フェーズ	#	論点	内容	論点に対する弊社初期仮説
CLEANとしての 制度構築	1	CLEANにおける 認証スキームの必要性	<ul style="list-style-type: none"> • CLEANイニシアティブは「LNG売手・買手双方の負担を可能な限り低減する仕組みで情報開示を促す」ことをゴールイメージとして設定している • このゴールイメージを踏まえ、改めてCLEANイニシアティブとして認証スキームを用意する必要はあるか 	<ul style="list-style-type: none"> • 認証スキームを用意するメリットは、削減効果の経済利用(例：JCMやDNG)に繋がること、デメリットは、認証を受ける事業者の負担が生じることと理解 • ゴールイメージである「事業者負担軽減」を前提とするなら、経済利用を目指す事業者が任意で実施する(=全参加者に認証取得を求めない)整理としてはどうか
	2	CLEANスキームと 認証スキームの 並存	<ul style="list-style-type: none"> • CLEANイニシアティブの報告スキームと認証スキームを、両立させる方法としてどのような方法が考えられるか 	<ul style="list-style-type: none"> • 測定基準や報告フォーマットと同様に、CLEANが独自に構築する方法は取りえないとすると、既存の認証スキームを利用する方法が有力となる • 例えばGIIGNLやMiQは独立した第三者による認証スキームを有しており、既に認証を取得しているバリューチェーンでは当該結果をCLEANでも活用してはどうか
JCMプロジェクト における実際の 対応	3	JCMプロジェクトにおける 認証スキームの準備	<ul style="list-style-type: none"> • 既存の認証スキームに参加していないプロジェクトや、JCMプロジェクトのように新技術による削減効果を認証する必要がある場合、どのような対応が考えられるか 	<ul style="list-style-type: none"> • CLEAN内で認証を用意せざるを得ない場合も想定されるが、事業者負担を最低限とすることが最優先 • 例えば、CLEANが事前に第三者機関を定めておくと、事業者が認証機関を都度探す手間もなく、やり取りも定型的となるためスムーズか。候補としてはLNG VCを認証した実績がある日本品質保証機構等が想定される

(ご参考) 二国間クレジット制度(JCM) | 制度概要

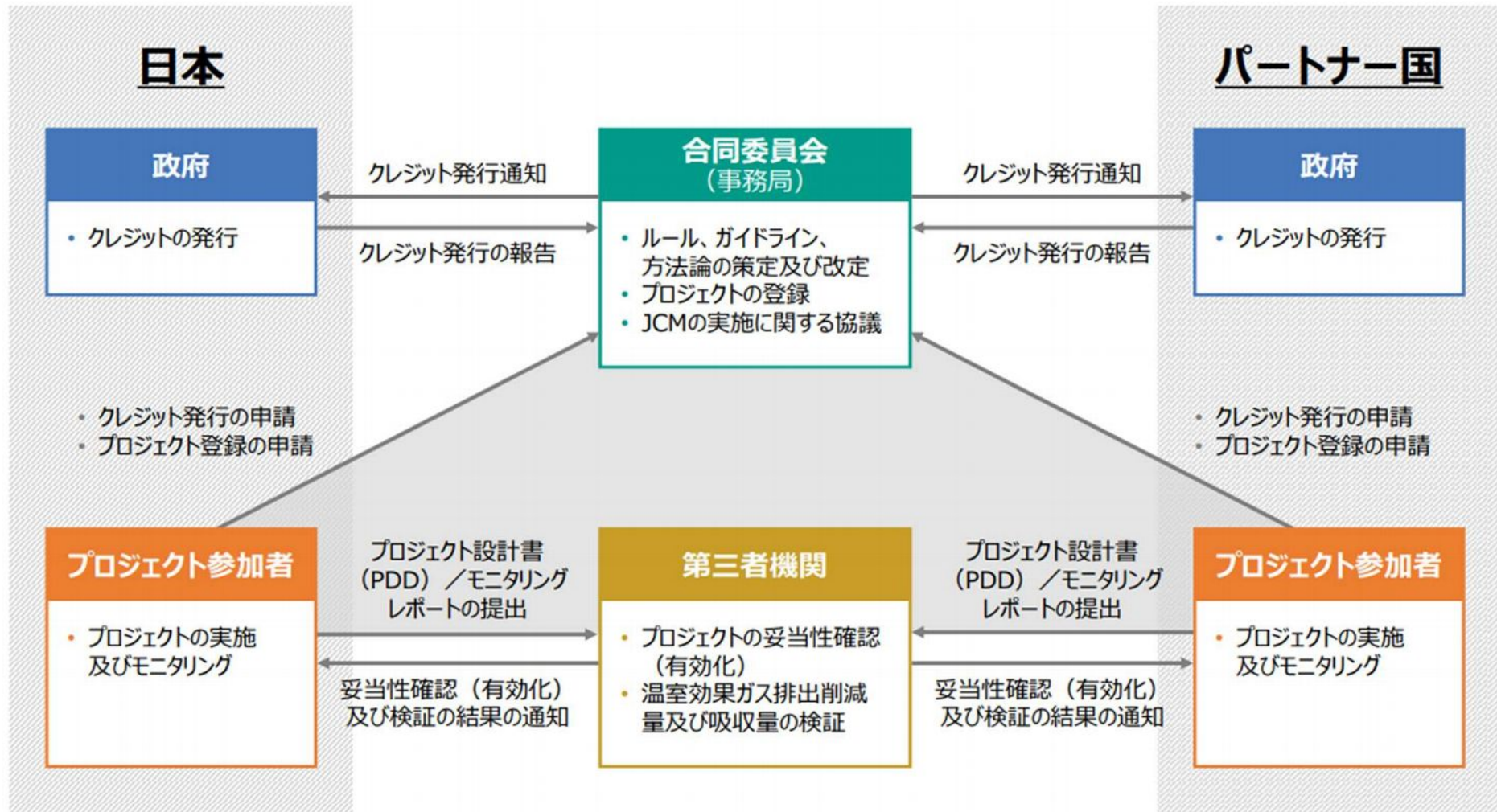
JCMの制度概要

- JCMは、パートナー国への優れた脱炭素技術、製品、システム、サービス、インフラ等の普及や対策実施を通じ、パートナー国での温室効果ガス排出削減・吸収や持続可能な発展に貢献し、その貢献分を定量的に評価し、相当のクレジットを我が国が獲得することで、双方の国が決定する貢献の達成に貢献する仕組み
- 2024年2月現在、29か国と署名済み
 - ▶ モンゴル・バングラデシュ・エチオピア・ケニア・モルディブ・ベトナム・ラオス・インドネシア・コスタリカ・パラオ・カンボジア・メキシコ・サウジアラビア・チリ・ミャンマー・タイ・フィリピン・セネガル・チュニジア・アゼルバイジャン、モルドバ、ジョージア、スリランカ、ウズベキスタン、パプアニューギニア、アラブ首長国連邦(UAE)、キルギス、カザフスタン、ウクライナ
- 我が国は、JCMを推進するため、JCMプロジェクトの実施に係る支援(設備補助事業・ADB拠出金・NEDO実証事業によるプロジェクト支援、実現可能性調査等)及びJCMの手續に係る支援を実施している



(ご参考) 二国間クレジット制度(JCM) | スキーム図

JCMのスキーム図



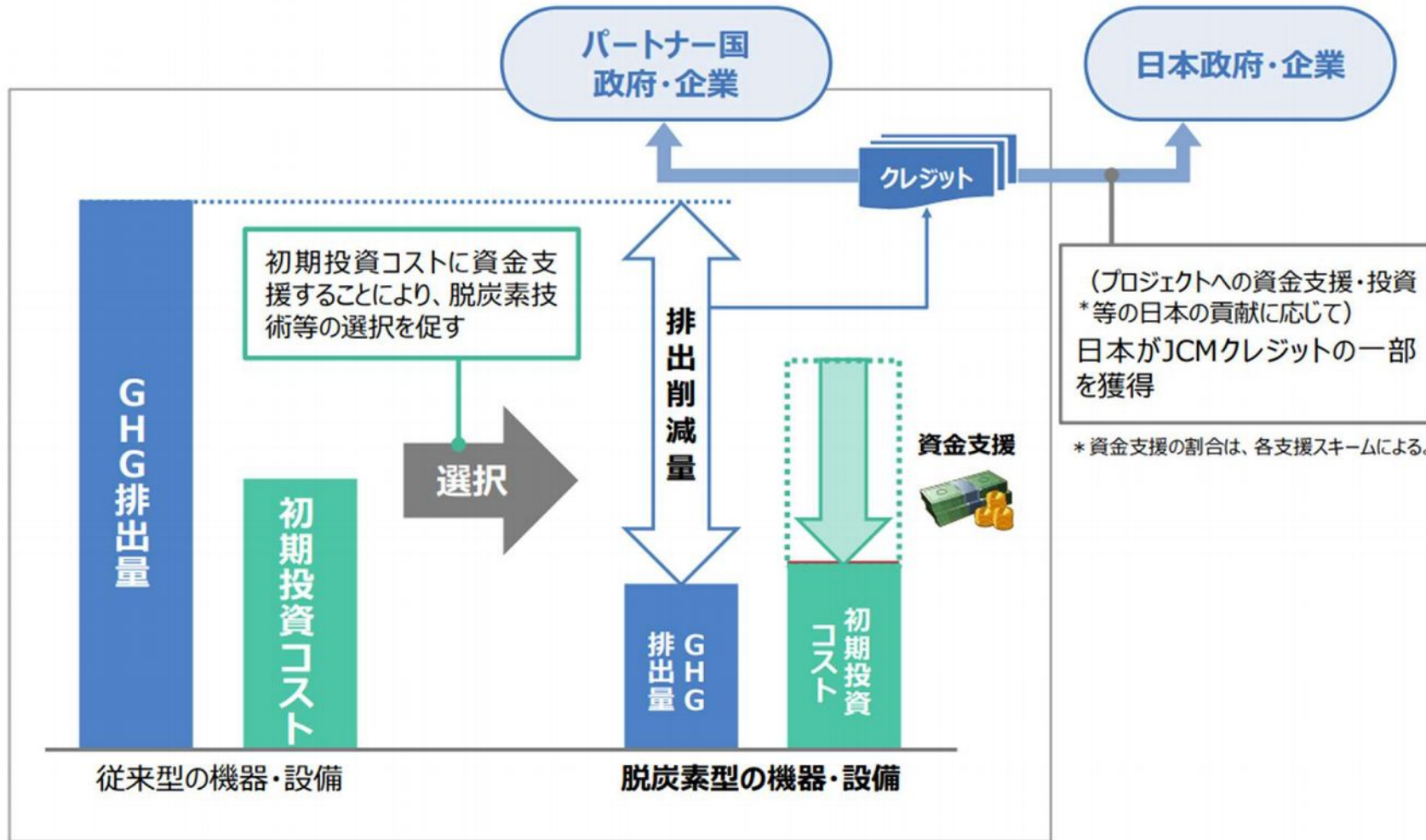
(ご参考) 二国間クレジット制度(JCM) | プロジェクトサイクル

JCMのプロジェクトサイクル



(ご参考) 二国間クレジット制度(JCM) | JCMによるメリット

JCMによるメリット



(ご参考)

JCMにおける第三者認証 主体候補となる団体

業務(2) キックオフMTG資料再掲

題材	目的	ヒアリング候補(案)	ヒアリング項目(案)	備考
GHG排出量 測定方法	GHG排出量測定方法に関する情報を収集し、CLEANイニシアティブが構築するLNG認証フレームワークにおける測定方法の提案を行うため	東京ガス株式会社 石油資源開発株式会社(JAPEX) 等	<ul style="list-style-type: none"> ガス田～輸入基地の自社LNGバリューチェーンにおけるGHG排出量認証の取得に際して、検証機関へ提出するデータの項目及び粒度(設備別/プロセス別) 検証機関へ出すデータの測定方法(設備別/プロセス別) 参加/準拠しているフレームワーク(OGMP2.0/MMRV/EU規制/GIIGNL等)または、もしあれば自社独自の測定に関する取組 	<ul style="list-style-type: none"> 両社は、カーボンニュートラルLNGの運用状況について、国際的な基準を参照した第三者による検証を受け、算定ルールに準拠し適正であるとの評価を受領している その他具体的な事業者候補としては、既存フレームワーク(特に、日系事業者の参画が多いMRV and GHG Neutral Framework)に参加済の事業者*1を想定している
GHG排出量 測定結果の 検証方法	測定されたGHG排出量の検証方法に関する情報を収集し、CLEANイニシアティブが構築するLNG認証フレームワークにおける検証方法の提案を行うため	一般財団法人 日本品質保証機構 一般財団法人 日本海事協会 等	<ul style="list-style-type: none"> 検証実務に際して、事業者に対し求めているデータ項目及び粒度(設備別/プロセス別) 提出されたデータの実務的な検証方法(設備別/プロセス別) 実務を遂行するにあたって必要となる知識・ノウハウ・経験等 排出量検証にあたり、準拠している基準(ISO 14064-3:2019 等) 	<ul style="list-style-type: none"> 日本品質保証機構や日本海事協会は、GHG排出量の検証を実施する機関である 日本品質保証機構は、第三者として、GHGプロトコル^{*2}の推奨事項並びに「カーボンニュートラリティ実証のための仕様」^{*3}を参照し、ISO14064-3^{*4}及びISAE3000^{*5}に準拠して、東京ガス及びJAPEXのGHG排出量の測定結果に対する検証を実施した実績がある

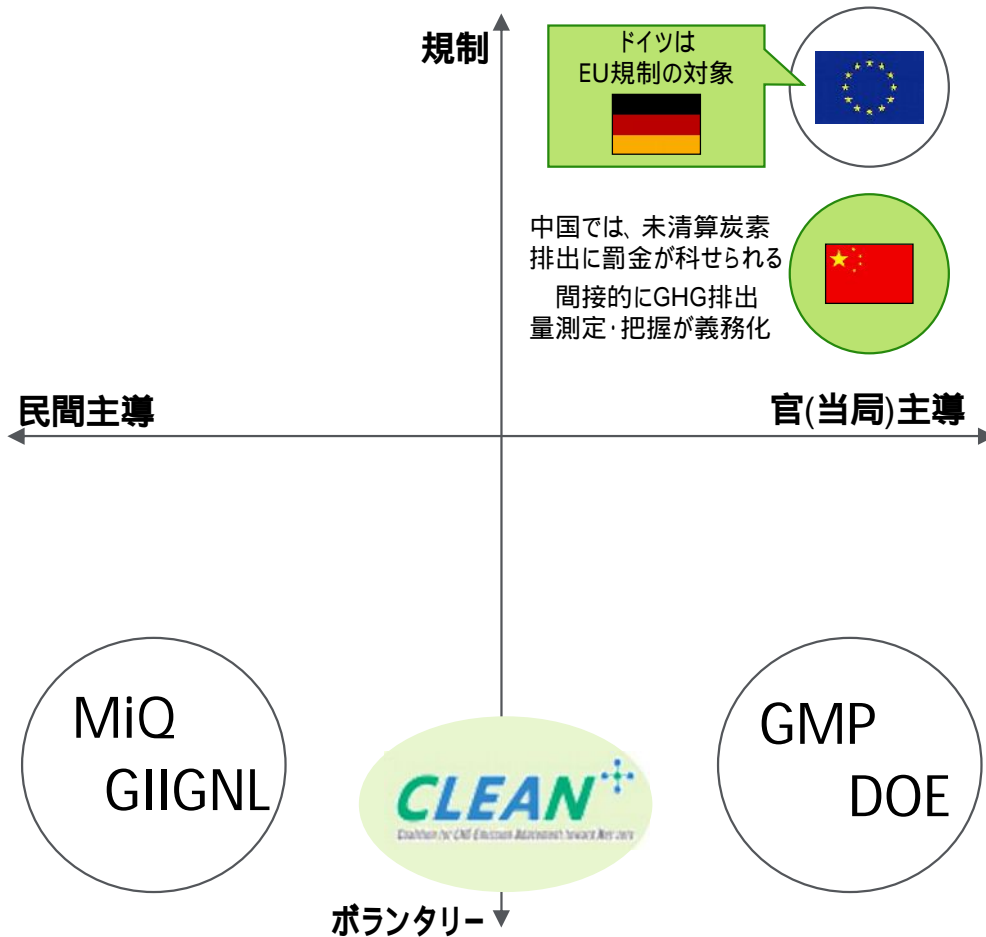
*1 : MRV and GHG Neutral Frameworkに参加している日系事業者は、「東京ガス、大阪ガス、東邦ガス、西武ガス、北海道ガス、広島ガス、静岡ガス、日本ガス、関西電力、九州電力、東北電力、中国電力、北陸電力、四国電力、JERA、INPEX、JAPEX、ENEOSホールディングス、三菱商事、三井物産、住友商事、伊藤忠商事、丸紅、エルエヌジー・ジャパン、商船三井」である
 *2 : 国際的に認められた温室効果ガス排出量の算定と報告の基準 *3 : 英国規格協会が定めた公開仕様書 *4 : 国際標準化機構(ISO)が定めたGHG算定の妥当性確認・検証に関するルールを定めた仕様・手引き *5 : 国際会計士連盟の定めた非財務情報全般の監査に用いられる基準

出所 : 東京ガスプレスリリース「日本初となるカーボンニュートラル都市ガスプランの第三者検証報告書の受領について」 <https://www.tokyo-gas.co.jp/news/press/20210615-01.html>
 JAPEXプレスリリース「CN-LNGの販売・運用の信頼性を高めるための第三者検証実施について」 https://www.japex.co.jp/news/uploads/pdf/JAPEX20220930_CN LNG_Verification_j.pdf

CLEANへの関心を表明しているドイツ・中国は官主導の規制アプローチを採用しているため行動原理が異なるが、ボランタリーアプローチを受入れる場合、参画可能と考える。


ドイツ・中国のCLEANイニシアティブ参加に関する検討

フレームワーク・法規制の性格に基づくマッピング



- ヨーロッパ(含ドイツ)のLNG買手
 - ✓ EU規制に則り、LNG VCのGHG排出量測定が義務化
 - サンクションの回避が行動原理である
- 中国のLNG買手
 - ✓ 炭素排出権取引管理暫定条例に則り、排出量が一定ラインを超過し、かつ清算を行わなかった場合、罰金が科せられるため、排出量の測定が間接的に義務化
 - サンクションの回避が行動原理である
- 日本のLNG買手
 - ✓ 輸入大国としてGHG削減を果たす責任はある(国際NGO等に指摘を受ける可能性あり)
 - ✓ 他方、法令等に基づく測定義務は定められていない
 - ボランタリーベースの責務遂行が行動原理である

ドイツ・中国の行動原理は我が国と異なる点に留意が必要ではあるが、両国買手がボランタリーベースでの測定・報告アプローチで
本国規制に対応可能な場合、CLEANへの参画は可能と考える

 我が国の規制に対応するためには
CLEANのボランタリーアプローチでは十分でなく
LNG売手に対する強制力を伴ったアプローチが必要である

CLEANへの参画が困難と思われる例

業務(3)

ターコイズ水素の社会導入に向けた調査

みずほリサーチ&テクノロジーズ

サステナビリティコンサルティング第1部

サステナビリティコンサルティング第2部

ともに挑む。ともに実る。

MIZUHO



背景

- LNG はカーボンニュートラル実現後も重要なエネルギー源であり、安定調達と供給体制の確保は引き続き重要な政策課題である。一方で我が国の中長期的なLNG 需要量は新産業による電力需要の拡大や他電源の動向等によって不確実性が增大しており、特に不確実性が大きい需要領域はLNG 確保に伴うリスクへの対応が必要である。
- かかる中でブルー水素等に留まらないLNG バリューチェーンを座礁資産化させない取組、特に天然ガス（メタン）を熱分解し、CO₂を排出せずに製造される水素（ターコイズ水素）について、支援する政策の在り方、分析などを総合的に行っていくことが必要である。

目的

- ターコイズ水素の国内外の開発動向を中心とした現況の調査、及び、我が国における社会実装の具体的方法や意義の分析、並びに、水素製造時に発生する固体炭素の用途やその用途における規制・制度の検討を行う。これらを踏まえ、ターコイズ水素の社会実装に向けた戦略の立案及び政策提言を行う。

概要

- 上記目的に向けて以下の調査を実施した
 - 「ターコイズ水素の国内外開発状況調査」
国内外でのターコイズ水素製造技術の開発動向や各社が開発する技術を活用した水素製造プロジェクトの動向、各国の支援制度について取りまとめた。また、国内法制度について調査し、対応が必要な事項を整理した
 - 「ターコイズ水素の技術優位性」
他の水素製造技術や輸入水素とのコスト比較を実施した
 - 「ターコイズ水素の市場成長性」
製造される固体炭素の販売等が事業の肝と考えられるため、国内外での固体炭素の導入ポテンシャルを検討した
 - 「ターコイズ水素の社会導入に向けた提言案」
導入に向けた方向性の整理を行ったやバリューチェーンの整理、規制制度や広報の在り方に関する提言案作成を行った



1. ターコイズ水素の国内外開発状況

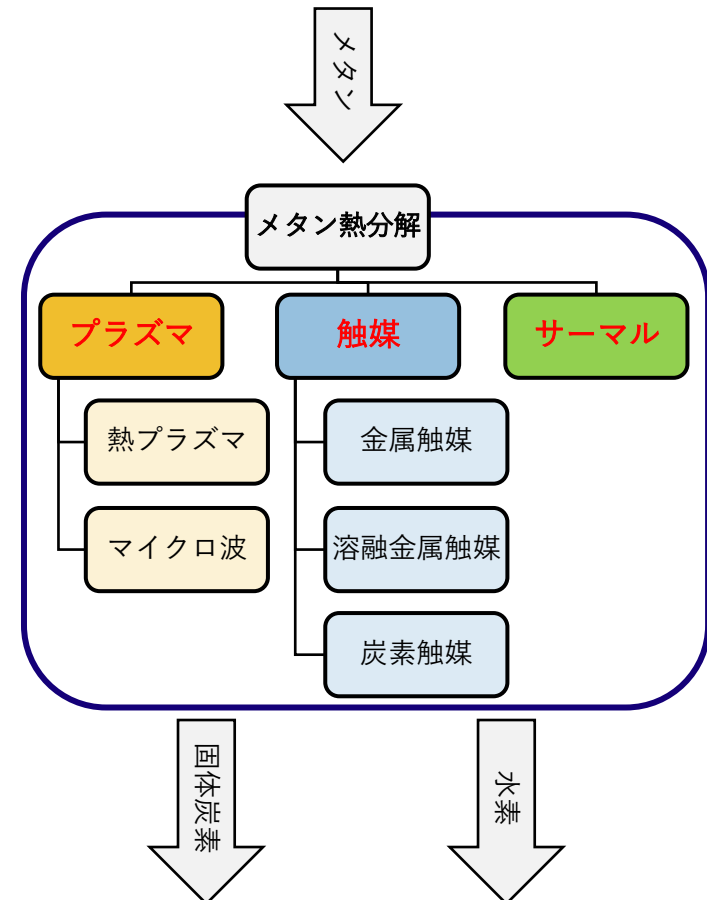
ターコイズ水素製造技術の概要、類型化

- ターコイズ水素製造技術はメタン熱分解とも呼ばれる。同技術は600-数1000°Cの高温によってメタンを固体炭素と水素に分解する技術となっている
- 他の水素製造技術と比較した際のメリットとしては、所要電力が水電解の1/3~1/5程度かつCO2を排出しないという点がある。一方で、水蒸気メタン改質と比較し、多くのメタンを必要とする特徴を持っている
- 分解技術は触媒の有無や反応炉の加熱方法から大別して3種（プラズマ/触媒/サーマル）に分かれる

メタン熱分解技術と他水素製造技術との比較

	反応	エネルギー消費
メタン熱分解		<div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 5px; display: inline-block;"> ② $\Delta H = 37.5 \text{ kJ/mol}_{\text{H}_2}$ </div>
メタン水蒸気改質		$\Delta H = 63.4 \text{ kJ/mol}_{\text{H}_2}$
水電解		$\Delta H = 285.8 \text{ kJ/mol}_{\text{H}_2}$
メリット	① 副生物として固体炭素を生成し、CO2を排出しない ② 水電解と比較して反応に必要なエネルギーが少ない	
デメリット	① SMR比で同量の水素を得るのにメタンを多く必要とする	

メタン熱分解技術の類型化



- 熱プラズマ法が最も技術成熟度が高く、Monolith社によって既に商用化済。製造されたカーボンブラックはグッドイヤー社のタイヤに採用されている
- 金属触媒法は、日本企業を含む多くの企業が開発に取り組む。触媒を用いない反応（サーマル法や熱プラズマ法）と比較し、反応温度低下による高品位な製品製造や投入エネルギーの低減が可能

メタン熱分解技術の特徴・開発事例

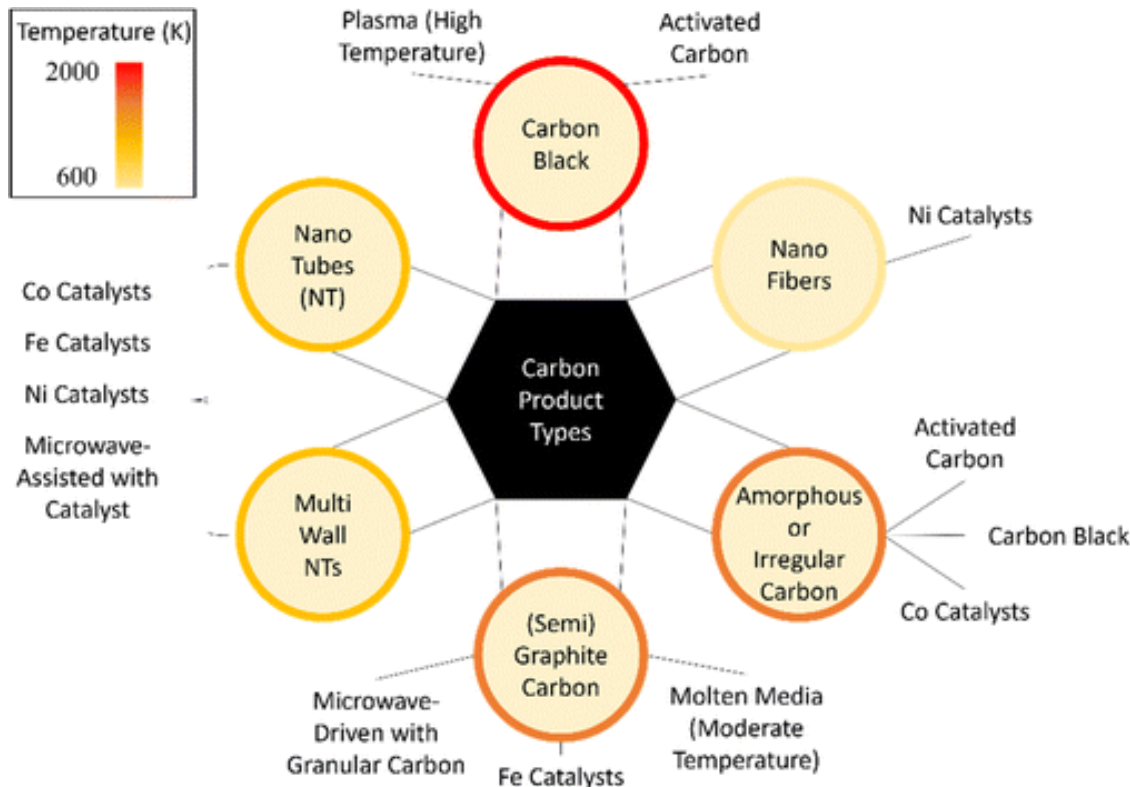
	プラズマ法		触媒法			サーマル法
	熱プラズマ	マイクロ波	金属触媒	溶融金属触媒	炭素触媒	
技術概要	高温プラズマ下でメタンを熱分解	マイクロ波で加熱した反応炉でメタンを熱分解	反応温度・速度の向上のため、金属触媒下でメタンを熱分解	溶融金属を含む反応器底部にメタンを吹込、熱分解	炭素触媒下でメタンを熱分解	非触媒下で電力やガスで加熱した反応器にてメタンを熱分解
反応温度	1,000°C超	550-800°C	600°C~1,200°C	650°C~1,200°C	~1,000°C	1,000°C超
製造を目指す固体炭素※	CB	CB、CNT、グラフェン、CNF	グラファイト、CNT、グラフェン、繊維状カーボン、活性炭カーボン	CB、グラファイト、CNT	CB、CNF（研究）	CB
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ● 触媒不使用 ● TRL8と技術成熟度が他技術よりも高い ● 大量の電力消費 	<ul style="list-style-type: none"> ● 小規模設備の展開が中心 ● 大量の電力消費 	<ul style="list-style-type: none"> ● 触媒の失活 ● 炭素への触媒混入 ● 製造を狙う炭素は各社で異なり多種多様 	<ul style="list-style-type: none"> ● 効率的な熱伝導 ● 溶融金属の気化、炭素への凝縮やOPEXへの影響 	<ul style="list-style-type: none"> ● 研究開発段階 ● 金属触媒と比較し、混入物が少ない 	<ul style="list-style-type: none"> ● 触媒不使用 ● 反応温度が高温
技術開発の主要企業・プロジェクト	<u>Monolith (米)</u> 2020年より米国で商用化プラント稼働 <u>HiiROC (英)</u> 英国、エジプトにてモジュール型設備で実証中。商用規模化を計画	<u>Levidian (英)</u> モジュール型設備を世界10か所で実証 <u>住友化学/他 (日)</u> 2030年代前半の商用化を目指し、開発中	<u>Hycamite (芬)</u> 商用規模の実証中。双日が日本展開を検討 <u>戸田工業 (日)</u> NEDO事業にて実証。CNTの製造を目指す <u>三菱重工業 (日)</u> 2030年頃に~100MW級の商用機実現に向け開発中	<u>VulcanX (加)</u> カナダにて実証プラントを運転中	大学等での研究段階	<u>Ekona Power (加)</u> 東邦ガスが三井物産と共に実施する環境省事業にて国内実証に採用予定 <u>Modern Hydrogen (米)</u> モジュール型の設備を展開。三浦工業と協業 <u>BASF (独)</u> ExxonMobilと共同開発契約を2025年締結

※CB：カーボンブラック、CNT：カーボンナノチューブ、CNF：カーボンナノファイバー

出典：各種公表情報よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

- メタン熱分解時の反応温度によって、生成する固体炭素の性状は異なる
 - 約300-700℃：カーボンナノチューブ、約700-1,100℃：グラファイト、1,100-1,700℃：カーボンブラック
- 低温で反応が進むと固体炭素の結晶構造が均一化し、高い導電性・熱伝導性・耐熱性などを持った高付加価値な固体炭素の製造が可能となる
- プラズマ法／触媒法／サーマル法の製造方法によって反応温度は異なり、狙う固体炭素にも差異が存在する

反応温度による固体炭素の性状の違い



メタン熱分解技術ごとの温度帯／炭素

プラズマ	熱プラズマ	1000℃超 CB
	マイクロ波	550～800℃ CB、グラフェン、 CNT、CNF
触媒	金属触媒	600～1,200℃ グラファイト、CNT、 グラフェン等
	溶融金属触媒	650～1,200℃ CB、グラファイト、 CNT
	炭素触媒	1000℃超 CB
サーマル		1000℃超 CB

出典：Lotfollahzade Moghaddam, A., et al. (2025). Methane pyrolysis for hydrogen production: navigating the path to a net zero future, *Energy Environ. Sci.*

出典：公表情報よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

- 日本企業は触媒法を中心にメタン熱分解技術の開発を実施するも海外企業が大規模な実証等で先行
- 国産技術の国内外への展開に向けては技術開発の加速が必要だと考えられる
- 海外の先進的な企業への出資が複数なされており、海外技術を活用した商用規模の事業開発が計画されている

	国内企業による技術開発	国内企業による出資等動向	海外企業動向
プラズマ法	<ul style="list-style-type: none"> ■ 住友化学・旭川工業高等専門学校・マイクロ波化学（マイクロ波） 2030年代前半に商用化予定 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 三菱重工業（熱プラズマ） Monolith社に出資 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Monolith（熱プラズマ） 商用化済（5,000t-H2/年） 2026年60,000t-H2/年を予定 ■ Levidian（マイクロ波） 他社と多数PJを計画
触媒法	<ul style="list-style-type: none"> ■ 戸田工業（金属触媒） 2025年9月より実証プラント稼働（40Nm³-H₂/h^{※1}、CNT100t/年） ■ 三菱重工業（金属触媒） 2026年に実証開始予定（～3MW級^{※2}） ■ IHI（金属触媒） 2020年代後半に商用化予定 ■ 伊原工業（金属触媒） ■ 荏原製作所（金属触媒） 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 双日（金属触媒） Hycamite社に出資 ■ 三菱重工業（金属触媒） Graphitic Energy（旧C-Zero）社に出資 ■ 千代田化工建設・中部電力（金属触媒） Hazer Group社と事業開発に関してMOU 2020年代後半に実証予定（2,500～10,000 t-H₂/年） 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Hycamite（金属触媒） 2,000 t-H₂/年規模の実証中 ■ Hazer Group（マイクロ波） 2,500 t-H₂/年規模の実証予定
サーマル法	—	<ul style="list-style-type: none"> ■ 三井物産（サーマル） Ekona Power社に出資。東邦ガスを代表事業者として環境省事業にて実証予定 ■ 三浦工業（サーマル） Modern Hydrogen社に出資 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ekona Power（サーマル） 200kg-H₂/d^{※3}の実証中。 2027年以降に商用化プラント ■ BASF（サーマル） ExxonMobilプラントにて2,000 t-H₂/年規模の実証予定

※1 0.0898kg/Nm³、8000h稼働で換算すると約29t-H₂/年

※2 2Nm³/hを7kWクラスと当社技報にて記載。3MW級で※1と同様の換算で約616t-H₂/年

※3 ※1同様に8000h稼働と想定すると約67t-H₂/年

国内外のメタン熱分解技術の支援制度

- 豪州、EUの主要な水素関連支援制度は水電解由来の水素となるが、そのほかの国ではCI値での閾値を元にした支援を行う制度となっており、ターコイズ水素も対象と考えられる
- 英国と米国は自国の支援制度と紐づいた独自のターコイズ水素の方法論や計算ツールの開発を進めている
- 日本はISOを参照とするが、ISOの方法論は開発中の段階にある

	金銭的な支援制度	低炭素水素基準
日本	<ul style="list-style-type: none"> ■ 価格差支援で支援対象技術への制限はない。 ■ 事業者が実際に活用する制度はNEDOの技術開発支援や環境省の実証支援がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 価格差支援の記載要領において、ISOなどの国際規格を用いることと明記。 — ISO19870：改訂版（開発中）にて、方法論の整理が進む。
米国	<ul style="list-style-type: none"> ■ 主要な水素支援制度において、水素製造技術に係る制限は無く、メタン熱分解技術も支援対象に含まれる。 ■ 技術開発支援や政府からの融資制度の活用などがある。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 米国の一般的なLCAツールであるGREETモデルにてメタン熱分解技術を対象に開発。 — 税額控除制度（45V）向けにはツールを開発中。
カナダ	<ul style="list-style-type: none"> ■ 現在は税額控除制度の対象外 ■ 今後対象に加える予定であるが、厳しい炭素のトラッキング要件を検討 	<ul style="list-style-type: none"> ■ カナダ政府のLCAモデルで4.0 kg-CO2/kgH2以内が条件。 ■ 今後、メタン熱分解技術も整理予定。
EU	<ul style="list-style-type: none"> ■ 主要な水素支援制度はグリーン水素を対象とし、ターコイズ水素は対象外。 ■ 事業者が活用する制度は、技術開発支援が中心。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 再エネ指令にて、再エネによる水電解水素をRFNBOと定義。 ■ EU Taxonomyは、CI値が閾値以下であればターコイズ水素も低炭素水素と認める可能性がある。
英国	<ul style="list-style-type: none"> ■ 主要な水素支援制度で、メタン熱分解技術を支援対象とする。 ■ 事業者が実際に活用する制度は、研究開発支援に留まる。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 英国の低炭素水素水素基準（LCHS）において、メタン熱分解技術の方法論を整理。
豪州	<ul style="list-style-type: none"> ■ 税額控除、価格差支援ともに、水電解由来の水素を対象としており、ターコイズ水素は対象ではない。 ■ 事業者が活用する制度は、技術開発支援に留まる。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 豪州における低炭素水素認証を行うGOスキームの方法論において、ターコイズ水素は規定されていない。

- 発行済のISO/TS 19870から審議等を経て、4つのISOを今後発行予定。水素の製造と3つのキャリアごとに変換や輸送に関するGHG算定方法論が検討されている。
- ターコイズ水素に関しては水素の製造に関する方法論が関連し、現在はFDISの状況にある。

ISO/TS 19870
水素の製造からコンディショニング、消費口までの輸送に関するGHG算定方法論

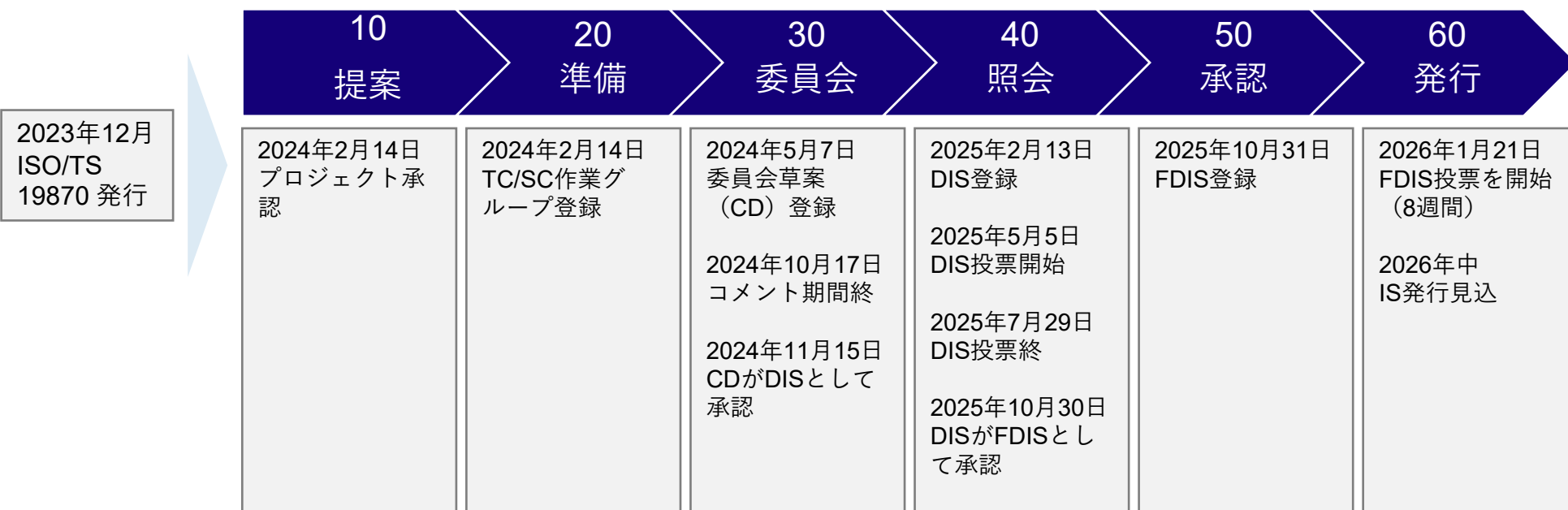
ISO 19870-1 水素の製造に関するGHG算定方法論

ISO 19870-2 ガス体水素・液化水素の変換、輸送に関するGHG算定方法論

ISO 19870-3 アンモニアの変換、輸送に関するGHG算定方法論

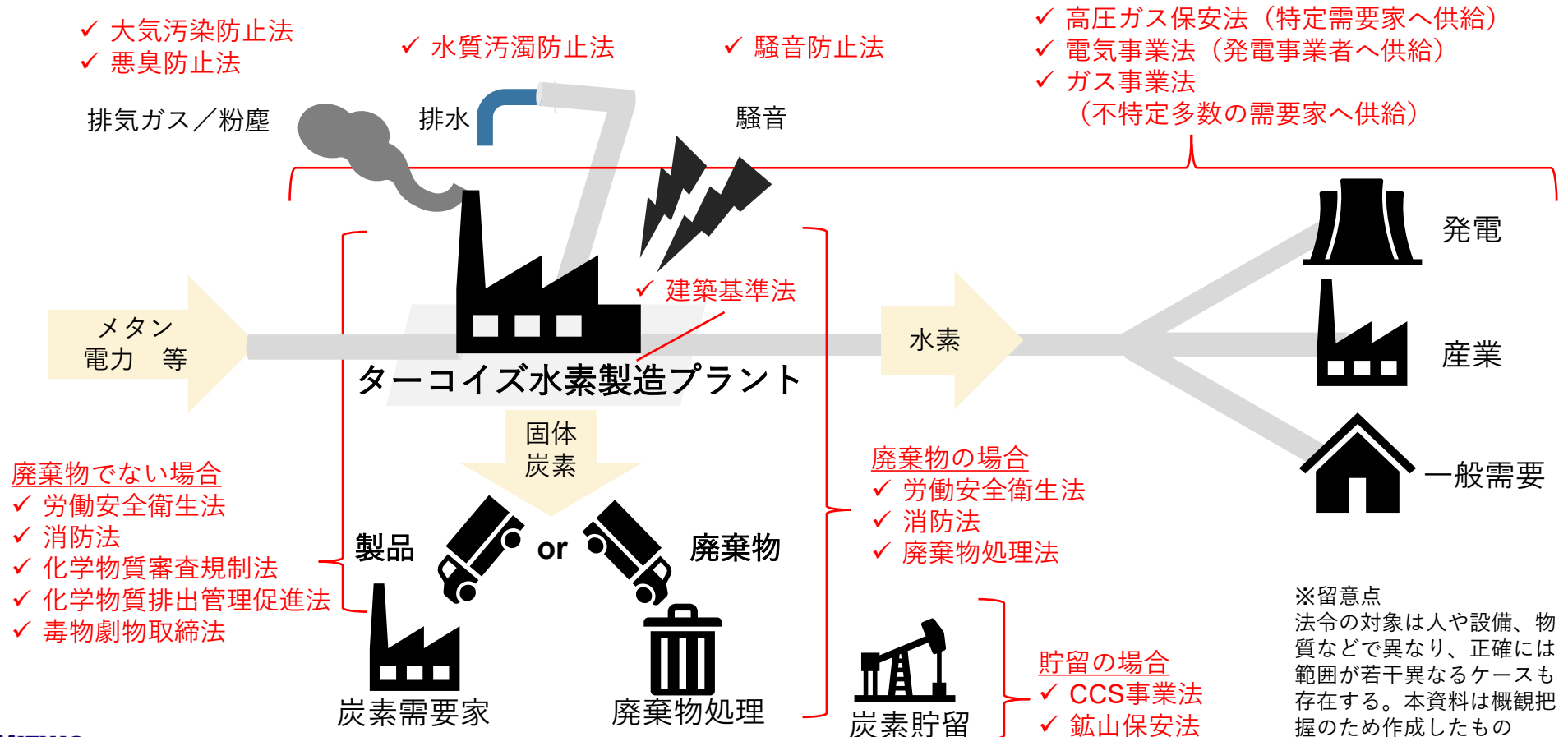
ISO 19870-4 LOHCの変換、輸送に関するGHG算定方法論

ISO 19870-1 水素の製造のスケジュール



調査対象とした法令の対象（概観）

- ターコイズ水素の製造に際して水素と固体炭素が製造される点で、関連しうる法令が対象とする範囲を整理
 - 水素製造から輸送、供給の参照法令は需要家によって異なり、高圧ガス保安法／電気事業法／ガス事業法のいずれかになる
 - 製造プラントから排出等されるガスや水、騒音に関してはそれぞれ規制が設けられている
 - 製造される固体炭素の持つ特性によって建築基準法／労働安全衛生法／消防法／毒劇法が関わりうる
 - 固体炭素を製造し、需要家や貯留者に渡す際の法令は廃棄物とみなされるか否かで分岐。廃棄物処理法もしくは化学物質の管理法令が該当しうる



調査対象とした法令で必要な対応のまとめ

法令	対応
高圧ガス保安法	製造される水素の圧力が1MPaを超える場合に適用。製造設備としての許可や完成検査、保安体制の構築が必要となる。ターコイズ水素製造設備は省令以下の例示基準等で明示されていないため、現行基準への適合性の精査が必要
電気事業法	発電設備向けに水素を供給する場合に適用。高圧ガス保安法同様に省令以下でターコイズ水素製造設備が明示されていないため、発電用火力設備に関する技術基準への適合性の精査が必要
ガス事業法	パイプラインによって不特定多数の需要家に水素を供給する場合に適用。ターコイズ水素製造設備のガス工作物への該当性に関しては精査が必要
建築基準法	水素が可燃性ガスとなるため、製造量に土地区分で制限が発生。大規模なターコイズ水素製造には工業専用地域に限られる可能性あり
大気汚染防止法	燃料の燃焼排ガスや貯留等における粉塵の飛散がないかについては確認が必要な可能性
水質汚濁防止法	製造プラントからの排水に有害物質の規定値を上回る含有が無い確認が必要
悪臭防止法	製造プラントからの排ガス等で特定悪臭物質の規定値や臭気指数を上回らないかの確認が必要
騒音防止法	製造プラントからの騒音が規定値を上回っていないかの確認が必要
労働安全衛生法	製造禁止物質等、各種規定が存在し、固体炭素について該当性の確認が必要。カーボンブラックについてはラベル表示・SDSの提供義務やリスクアセスメントの実施が必要
化学物質審査規制法	廃棄物に該当しない場合は固体炭素の製造量に関して届出が必要。固体炭素に金属等の不純物が含有する場合には不純物が特定の化学物質に該当しないか確認が必要
化学物質排出管理促進法	上記同様に金属等の含有する物質やその割合によってPRTR制度に基づく排出量等の届け出やSDSの交付等の対応が必要
消防法	カーボンブラックは危険物質に非該当であり該当可能性は低い、生成する炭素の性状確認が必要
毒物劇物取締法	不純物については毒物・劇物にみなされないため、対応は不要
廃棄物処理法	固体炭素が廃棄物に該当するか自治体等の判断を仰ぐ必要。廃棄物に該当する場合は分別・保管・運搬・処理について法令に定められた許可や運用が必要
CCS事業法	二酸化炭素を対象とした法令であり、現行法上は対象外
鉱山保安法	鉱山に貯蔵する場合には鉱山保安法の規制物質が含有していないかを確認する必要

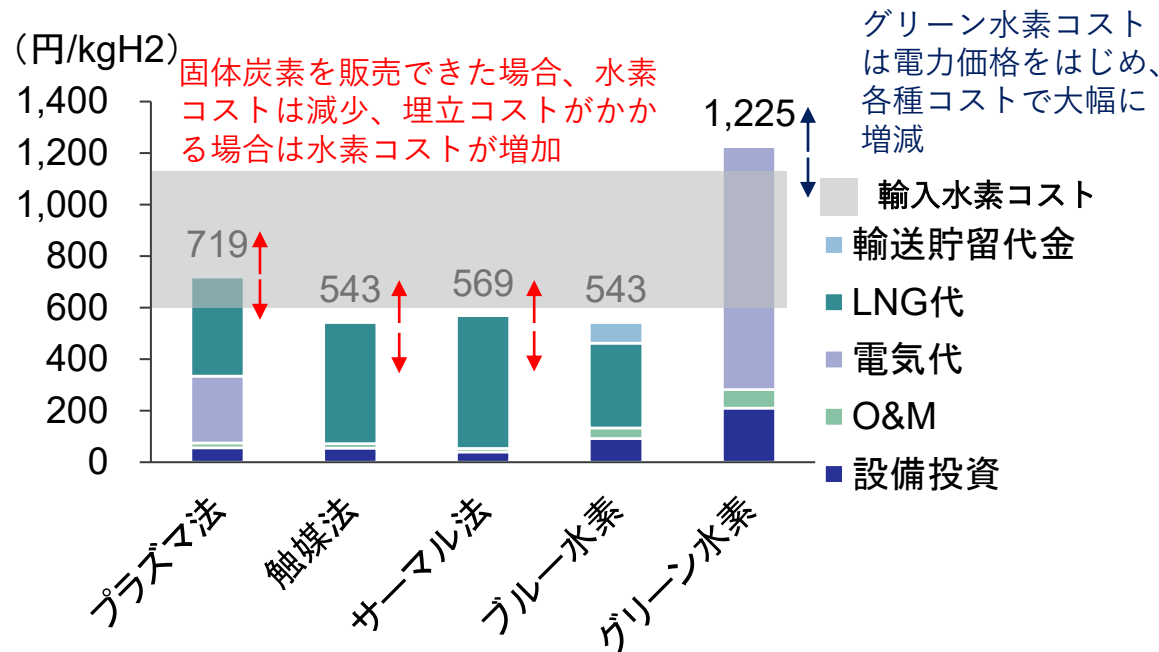
2. ターコイズ水素の技術優位性

ターコイズ水素コストへの炭素の影響、その他水素製造方法との比較

- 固体炭素の埋立費用を50円/kg-Cとすれば+150円/kg-H2※、反対に50円/kg-Cで売れば-150円/kg-H2
- グリーン水素は電力価格の影響が大きく、現状の系統電力価格では高価な水素となる。ブルー水素も国内のCCSコスト次第で高価になる。輸入水素も輸送費用等次第で高価に留まる可能性もあり、今後の開発次第
- 係る中で、国内で既設LNGインフラを活かしたターコイズ水素がグリーン水素やブルー水素、輸入水素に対してコスト競争力を持つユースケースが生まれる可能性がある

※反応式から1kgの水素製造に際して3kgの固体炭素が副生するとすれば、50円/kg-C×3kg-C/kg-H2 = 150円/kg-H2

コスト試算（ターコイズ水素とブルー・グリーン水素の比較）



< 試算の前提条件 >

項目	出典
プラズマ、触媒法、熱分解の諸元	Sebastian Timmerberg他, Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHG emissions and costs
ガス改質+CCUS、水電解の諸元	IEA, Global Hydrogen Review 2024 Assumptions
電力価格 (18.7円/kWh)	2025年2月電力取引報より特高料金 18.3円/kWh+証書0.4円/kWhとして想定
LNG価格 (94,366円/t)	2025年2月貿易統計CIF価格
輸送貯留代金 (8,800円/t)	第3回 CCS事業コスト・実施スキーム検討ワーキンググループ(2022年10月31日) RITE資料よりPL20kmの輸送+陸上貯留金額を合算

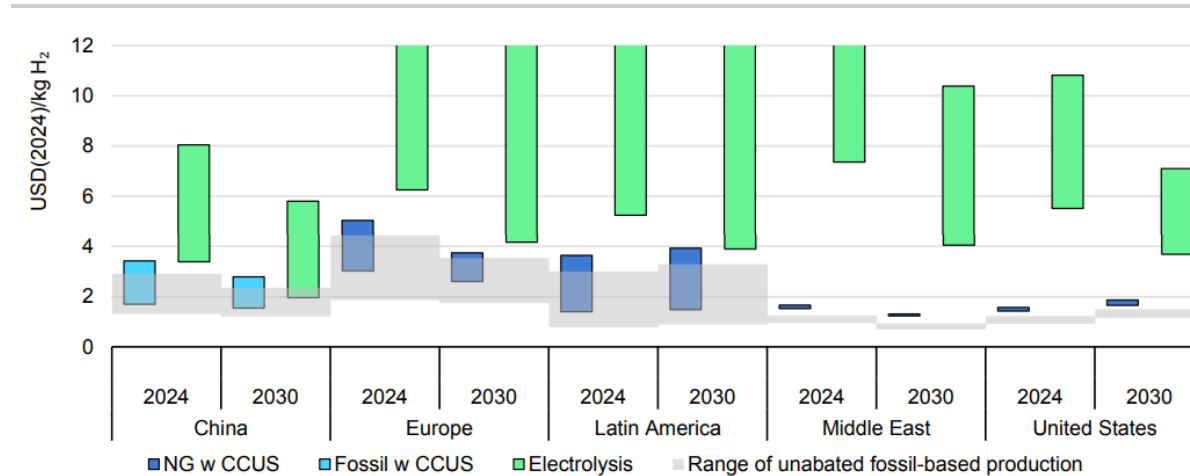
出典：各種資料よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

固体炭素の販売や処理はコスト試算に含んでいない
運転年数30年、稼働率80%、割引率8%の想定

輸入水素コスト

- IEAによる水素製造コストと水素キャリア変換・輸送コストを合算し、輸入水素コストを整理
- 合算すると600～1,150円/kgH₂となる。前述の国内でのターコイズ水素製造コストは国内LNG価格を反映して、543～719円/kgH₂として分析しており、コスト競争力を持つ可能性がある

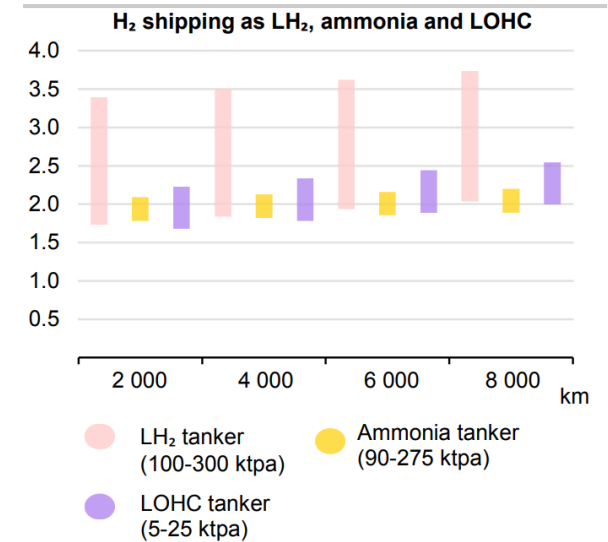
国・地域別、製造方法別の水素コストレンジ



出典：IEA, Global Hydrogen Review 2025
(直近の水電解コスト上昇も含めた分析結果)

ブルー水素に関しては中東や米国で2USDを下回る水準。水電解水素は安価な水電解導入が可能な中国を除き、2030年で約4USD/kgH₂が最安の分析
= **2～4USD/kgH₂**として低炭素水素製造コストを想定

水素キャリア変換・輸送コスト



出典：IEA, Global Hydrogen Review 2024

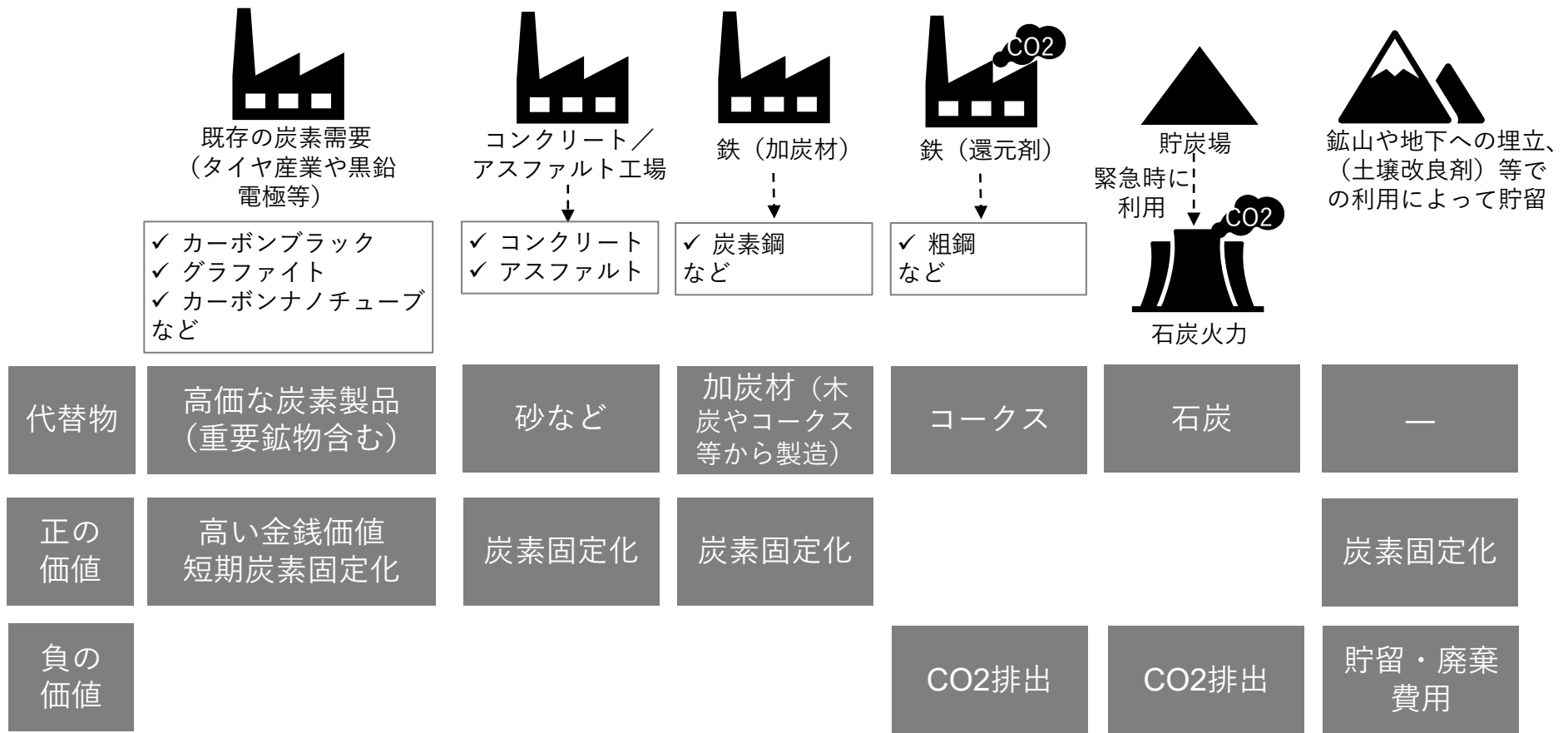
8,000km程度の輸送では液化水素で約2～3.6USD/kgH₂、アンモニア約2USD/kgH₂、LOHCで2～2.5USD/kgH₂ = **2～3.6USD/kgH₂**

$$2 \sim 4 \text{ USD/kgH}_2 \text{ (製造コスト)} + 2 \sim 3.6 \text{ USD/kgH}_2 \text{ (キャリア変換・輸送コスト)} = 4 \sim 7.6 \text{ USD/kgH}_2 \text{ (合計コスト)}$$

$$\cong 600 \sim 1,150 \text{ 円/kgH}_2 \text{ (合計コスト)}$$

3. ターコイズ水素の市場成長性

- ターコイズ水素の製造においては、炭素の販売や貯留等の費用が大きく収益性に影響する
- そのため、既存の炭素需要（カーボンブラックやグラファイト等）に加えて、導入可能性があると考えられる用途として、コンクリートやアスファルトへの混合などについて導入可能性や導入ポテンシャルの検討を行った



固体炭素の国内導入ポテンシャル

- 既存の固体炭素用途については足元の市場供給量を参考に、新規用途については一定の仮定のもとで推計を行い、国内の導入ポテンシャルを整理した
- 既存の固体炭素市場は石炭やコークスの代替を除けば90万トンに満たない量であり、水素の供給量では30万トン程度が上限になる
- 新規用途を拡大できれば水素供給量は更なる増加が見込める

既存・新規の固体炭素用途

固体炭素の導入可能性		国内導入ポテンシャル
カーボンブラック	品質担保にハードルはあるが、技術開発が進捗すれば製品化の可能性が十分にあると考えられる。製品化済、製品化を目指す事業者も複数存在する	52万t/年
グラファイト		23万t/年
カーボンナノチューブ		0.3万t/年
既存 炭素繊維	カーボンナノファイバーを狙う事業者は存在するが、化学繊維の炭化やピッチから紡糸といった既存製法の代替は困難と考えられる	1.4万t/年
活性炭	多孔質な炭素が必要。基本的には密度の高い固体炭素が生成するため、適用は困難と考えられる	4.7万t/年
石炭・コークス	燃焼用途には利用可能。高炉製鉄には粘結性が必要で課題がある可能性。燃焼時にCO ₂ が発生する	1.62億t/年
新規 コンクリート	本格導入にはJIS規格のハードルはあるが、バイオ炭の類似先行事例があり、導入可能性は高い。大量消費も見込まれる	420万t/年 ^{※1}
アスファルト		100万t/年 ^{※1}

貯留・廃棄への固体炭素の導入可能性

固体炭素の貯留・廃棄場所への導入可能性		国内導入ポテンシャル
貯留	貯炭場	1,018万t ^{※2}
	コールセンター	813万t
	廃鉱山	1.2億t ^{※3}
廃棄	土壌改良	—
	埋立	大量の埋立ては留意 ^{※4}
	焼却	-

※1：バイオ炭の混合事例を参考に混合比率を設定。既存のコンクリートやアスファルトの製造量に混合比率を乗算して算出

※2：JERAの石炭火力容量と付随する貯炭場能力の比で国内の石炭火力容量から試算。（国内の石炭火力出力53.3GW ÷ JERA石炭火力10.3GW × JERA貯炭場197万トン）

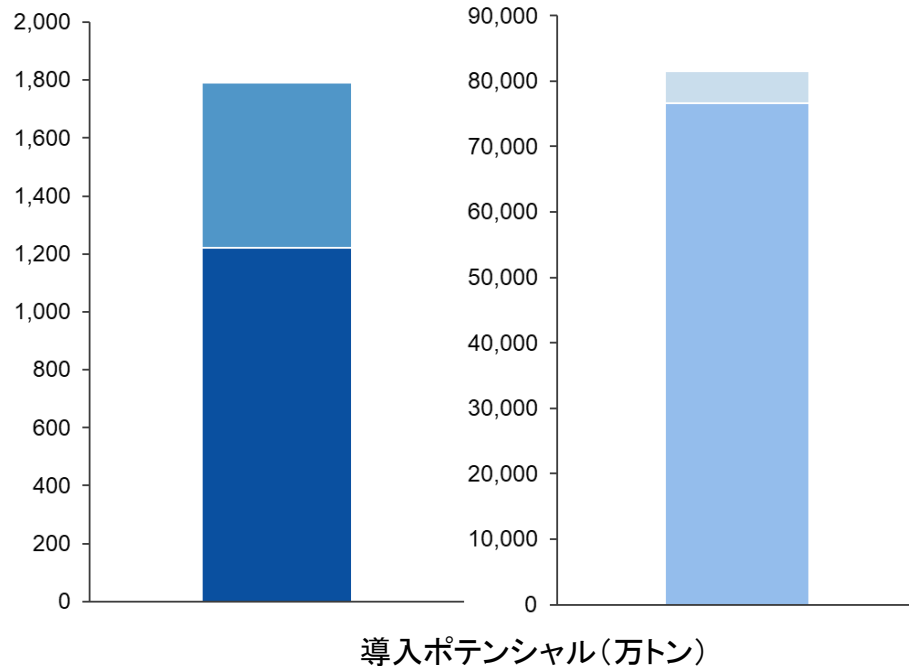
※3：現役で稼働する坑内掘り鉱山を含む釧路炭田の総採掘量（1920年から現在）から想定。ただし大多数は閉鎖処理済みと考えられる

※4：R5年度の管理型処分場の残余容量は1億m³程度。炭素を1千万トン埋立て約440万m³程度の寄与。最終処分量の目標として2030年1,100万トンが設定されており、目標との整合にも配慮が必要か

固体炭素の海外導入ポテンシャル

- 固体炭素のうち現状市場が大きいカーボンブラック・黒鉛と、固体炭素の大量受入先となる可能性があるコンクリートとアスファルト混合物について海外の市場規模や導入ポテンシャルを調査
- 既存の炭素製品では1,790万トン、建材への混合は8.15億トンの導入ポテンシャルがある試算結果となった
- 水素が固体炭素に対して1/3生成すると考えれば、2.78億トンの水素供給ポテンシャルと捉えられる

(2024年) タイヤゴムの地域別消費量、CB消費量の推計



■カーボンブラック	1,220
■グラファイト	570
■コンクリート	76,680
■アスファルト	4,820

固体炭素の導入ポテンシャル(万トン)

カーボンブラック、コンクリート、アスファルト混合物については推計値

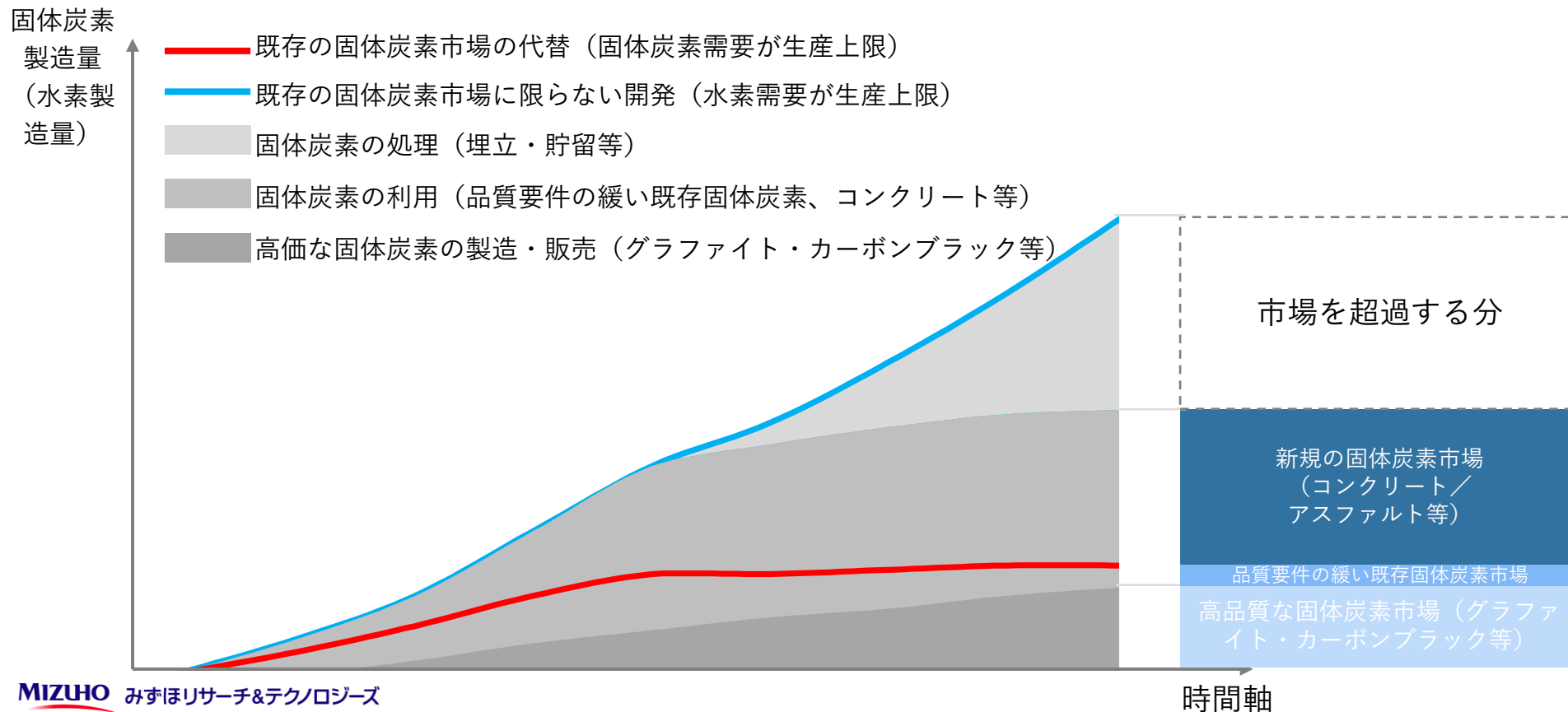
	カーボンブラック	グラファイト	コンクリート	アスファルト混合物
アジア	893	449	56,300	2,120
オセアニア		(※)	240	50
北米	147	34	2,320	1,060
中南米		8	3,520	430
欧州	180	51	5,060	820
アフリカ		(※)	5,000	240
中東		(※)	4,160	100
合計	1,220	570	76,680	4,820

※グラファイトについて、オセアニア、アフリカ、中東のポテンシャルが合計28万トン存在

(出典) 各種情報よりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

4. ターコイズ水素の社会導入に向けた提言案

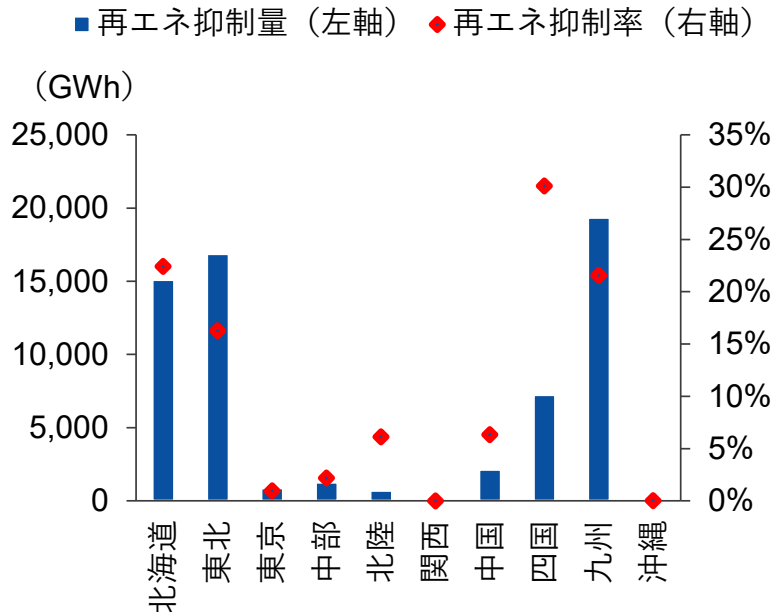
- ①「固体炭素製品需要を律速とするケース」、②「固体炭素製品需要を律速としないケース」の2種がある
 - ①では販売が見込めるが需要量に限りがある。現状は技術開発途上で高価な固体炭素製品の品質達成にも課題がある。適用可能な市場を見極め、技術開発を進める事が重要であると共に開発途上での売り先確保が重要
 - ②では固体炭素市場として販売できる範囲を超える開発となる。固体炭素を貯留等行う場合にはコスト上昇圧力がかかるため、なるべく利用することが望ましい
- 既存の固体炭素市場にも限界があり、新規需要の開拓も重要。コンクリートやアスファルトへの適用可能性を確認していく事が必要ではないか。また、将来的には貯留等についても検討していく事が必要ではないか



ターコイズ水素普及に向けた国内での他水素製造技術との棲み分け

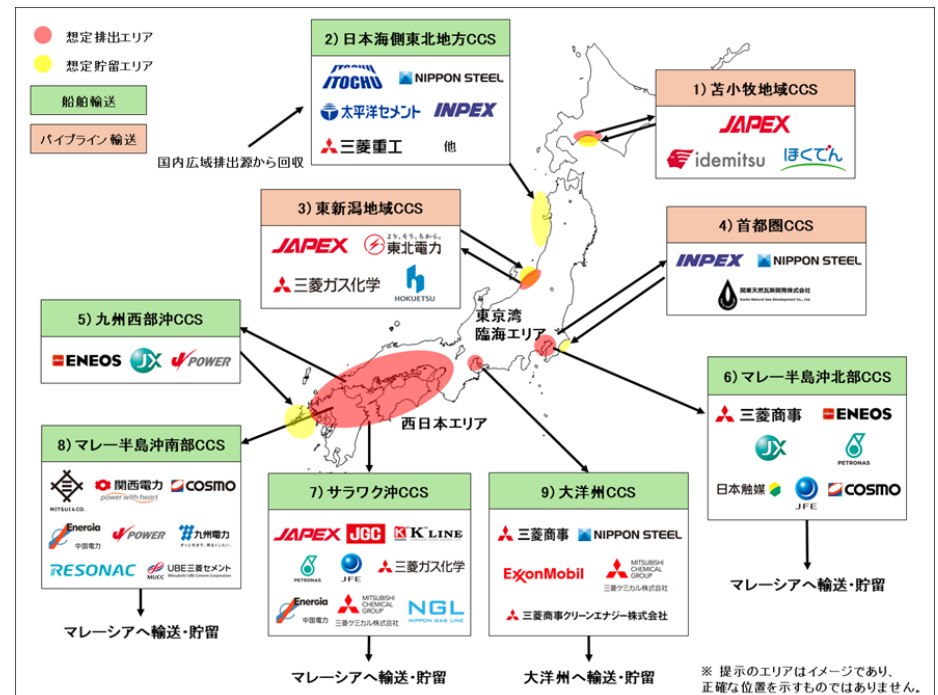
- 再エネ導入量が多い地域では広域の系統整備費用の抑制にも繋がり、国内グリーン水素の意義がある。一方で再エネが不足し、火力等で補われる地域では国内グリーン水素製造の意義は見出しにくい
 - ✓ 再エネポテンシャルは北海道や東北・九州などに偏在。電力広域的運営推進機関による分析では、当該地域で高い再エネ抑制率に至りうる分析結果を示している
- CCSには多大なインフラ整備が必要でCCSが実施可能な地域は絞られてくる。**CCSインフラの整備されない地域では国内ブルー水素製造は難しい**と考えられる
- 上記の通り、**現状メインで考えられているグリーン・ブルー水素の製造方法にも課題**がある
- **ターコイズ水素と棲み分けし、導入していくことが必要**だと考えられる

広域系統長期方針の分析結果における系統増強後の出力抑制量



出典：OCCTO, 広域系統長期方針に係るデータよりみずほリサーチ&テクノロジーズ作成

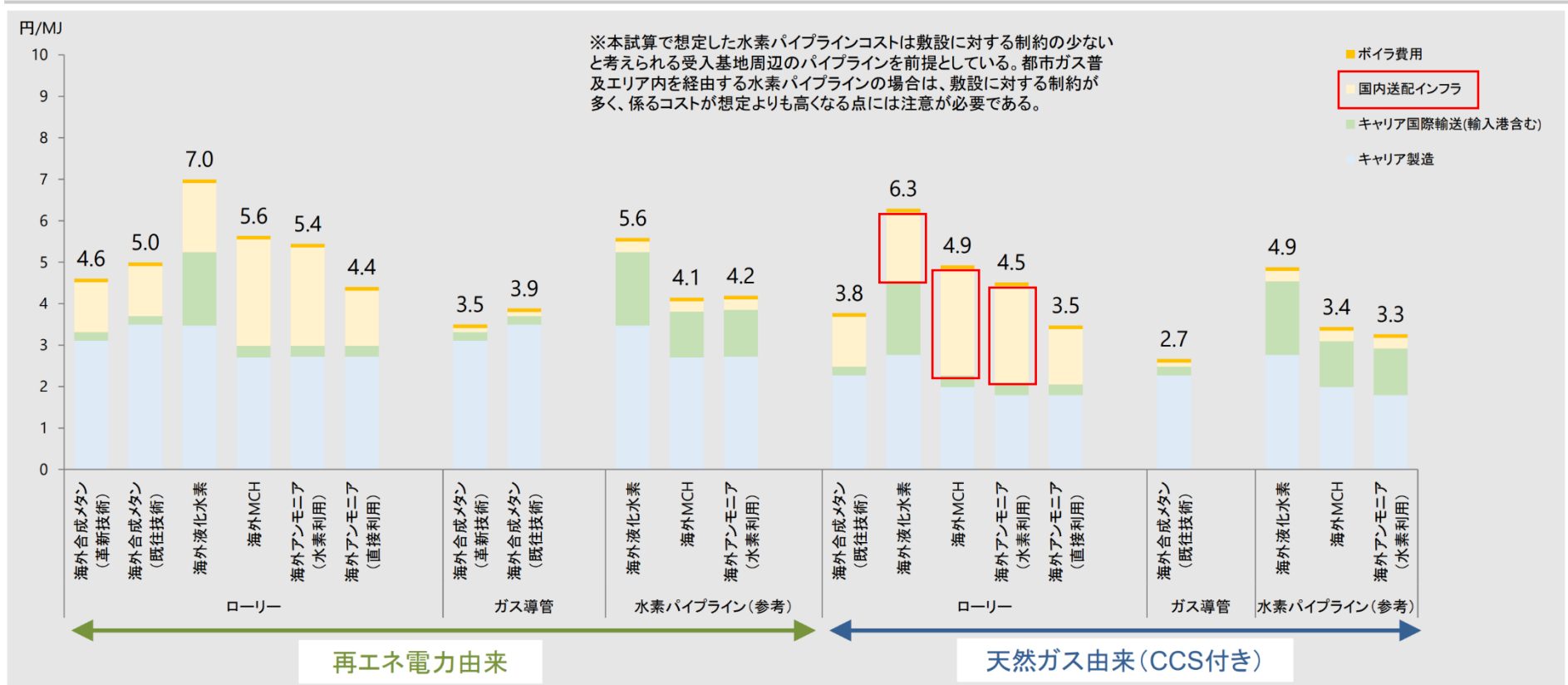
先進的CCS事業の選定案件



ターコイズ水素普及に向けた輸入水素との棲み分け

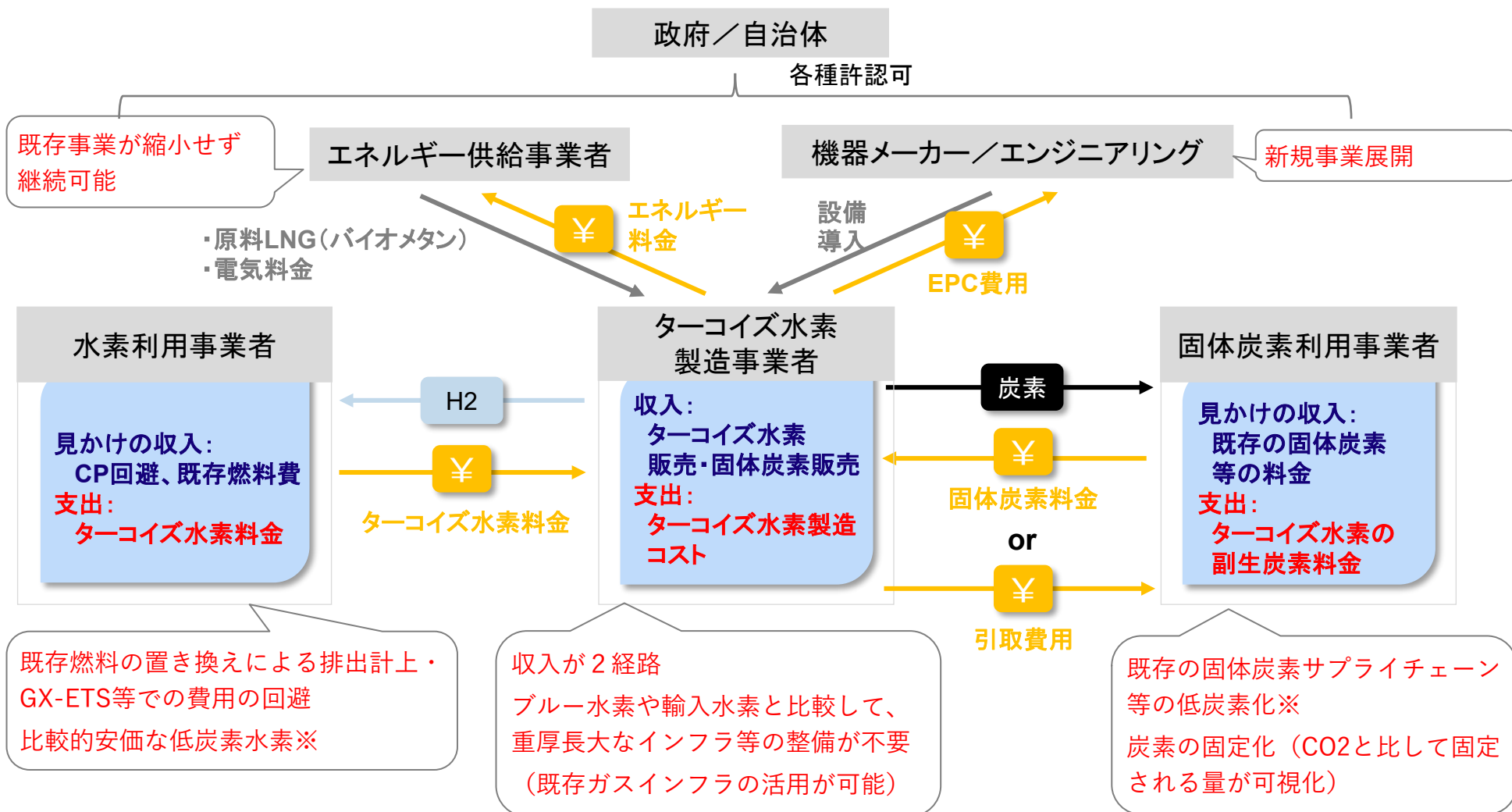
- 水素は陸上での国内配送に要するコストが大きく、輸入水素等が安価に港湾に届いたとしても、内陸での水素コストは高額になりうる
- 以下分析では1~2円/MJ程度が国内での水素配送コストを計上。熱量等価で都市ガスに換算すると40~80円/m3程度で都市ガス導管による産業用価格と同水準。都市ガス導管の通っている地域かつ輸入水素インフラが整備されない地域では、ターコイズ水素が最も安価で低炭素な水素供給方式となる可能性があるのではないか

輸入水素等の国内供給コストの分析例



出典：日本エネルギー経済研究所, 国内製造から国内最終需要までの水素キャリアの経済性・環境性評価 へみずほリサーチ&テクノロジーズ赤枠加筆

- ターコイズ水素製造に関わるステークホルダーとして政府／自治体、製造技術のメーカー、ターコイズ水素製造事業者、水素需要家、固体炭素需要家が考えられる
- ターコイズ水素を推進することによる各ステークホルダーから見たメリットは以下のように考えられる



- ターコイズ水素がより普及していくための規制や制度設計、政府発信に関する提言案を検討した
- 概要は以下のとおり

No.	大項目	項目	内容
1	化石燃料の上流課税	化石燃料賦課金の減免	日本はCCSも石油石炭税や温対税の減免等はないが諸外国ではCCSを行う場合炭素税の減免あり。二酸化炭素を排出しない化石燃料の利用法に減免措置を検討していく事は出来ないか。また、固体炭素の製造の側面から見れば原料利用として減免措置なども考えられるのではないか
		地球温暖化対策のための税の免税・還付	
		石油石炭税の免税・還付	
2	長期脱炭素電源オプション	ターコイズ水素を発電事業者が燃料として利用する場合の算定式等の定義明確化	発電事業者自身が設備を持つ場合、水素を購入する場合のいずれも現状の式は適用困難と思慮。考え方の整備が必要ではないか。また、炭素の販売収入を他市場収入として9割還付とするのかなども含めて議論が必要ではないか
3	建材への固体炭素の混合	建材等における低炭素製品としての認定	固体炭素を混合した際の建材への影響等に関して技術的な観点から検討を進める必要。技術が確立された段階で建材としての認定や公共調達拡大などを進めていくことが必要ではないか
		指定建築材料の認定	
		公共工事での調達	
4	固体炭素の取扱いに関する法令	廃棄物処理法	固体炭素の廃掃法上の考え方や取扱いについて関係省庁含めた相談が必要ではないか
5	ターコイズ水素製造設備に関する法令	電気事業法	発電設備向けに水素を供給する場合は火技省令や解釈の整備が必要ではないか
6	クレジットの創出	Jクレジット方法論	利用方法に応じてクレジットの方法論の整備が必要ではないか
7	広報事業	認知度向上	普及拡大に向けてはターコイズ水素が広く認知される事が必要ではないか

デロイト トーマツグループは、日本におけるデロイト アジア パシフィック リミテッドおよびデロイト ネットワークのメンバーである合同会社デロイト トーマツグループならびにそのグループ法人（有限責任監査法人トーマツ、合同会社デロイト トーマツ、デロイト トーマツ 税理士 法人およびDT 弁護士 法人を含む）の総称です。デロイト トーマツグループは、日本で最大級のプロフェッショナルグループのひとつであり、各法人がそれぞれの適用法令に従いプロフェッショナルサービスを提供しています。また、国内30都市以上に2万人超の専門家を擁し、多国籍企業や主要な日本企業をクライアントとしています。詳細はデロイト トーマツグループWebサイト、www.deloitte.com/jpをご覧ください。

Deloitte（デロイト）とは、Deloitte Touche Tohmatsu Limited（“Deloitte Global”）、そのグローバルネットワーク組織を構成するメンバーファームおよびそれらの関係法人（総称して“デロイト ネットワーク”）のひとつまたは複数を指します。Deloitte Globalならびに各メンバーファームおよび関係法人はそれぞれ法的に独立した別個の組織体であり、第三者に関して相互に義務を課しまたは拘束させることはありません。Deloitte Globalおよびその各メンバーファームならびに関係法人は、自らの作為および不作為についてのみ責任を負い、互いに他のファームまたは関係法人の作為および不作為について責任を負うものではありません。Deloitte Globalはクライアントへのサービス提供を行いません。詳細はwww.deloitte.com/jp/aboutをご覧ください。

デロイト アジア パシフィック リミテッドは保証有限責任会社であり、Deloitte Globalのメンバーファームです。デロイト アジア パシフィック リミテッドのメンバーおよびそれらの関係法人は、それぞれ法的に独立した別個の組織体であり、アジア パシフィックにおける100を超える都市（オークランド、バンコク、北京、ベンガルール、ハノイ、香港、ジャカルタ、クアラルンプール、マニラ、メルボルン、ムンバイ、ニューデリー、大阪、ソウル、上海、シンガポール、シドニー、台北、東京を含む）にてサービスを提供しています。

Deloitte（デロイト）は、最先端のプロフェッショナルサービスを、Fortune Global 500®の約9割の企業や多数のプライベート（非公開）企業を含むクライアントに提供しています。デロイトは、資本市場に対する社会的な信頼を高め、クライアントの変革と繁栄を促進することで、計測可能で継続性のある成果をもたらすプロフェッショナルの集団です。デロイトは、創設以来180年の歴史を有し、150を超える国・地域にわたって活動を展開しています。“Making an impact that matters”をパーパス（存在理由）として標榜するデロイトの約46万人の人材の活動の詳細については、www.deloitte.comをご覧ください。

本資料は皆様への情報提供として一般的な情報を掲載するのみであり、Deloitte Touche Tohmatsu Limited（“Deloitte Global”）、そのグローバルネットワーク組織を構成するメンバーファームおよびそれらの関係法人（総称して“デロイト ネットワーク”）が本資料をもって専門的な助言やサービスを提供するものではありません。皆様の財務または事業に影響を与えるような意思決定または行動をされる前に、適切な専門家にご相談ください。本資料における情報の正確性や完全性に関して、いかなる表明、保証または確約（明示・黙示を問いません）をするものではありません。またDeloitte Global、そのメンバーファーム、関係法人、社員・職員または代理人のいずれも、本資料に依拠した人に関係して直接または間接に発生したいかなる損失および損害に対しても責任を負いません。Deloitte Globalならびに各メンバーファームおよび関係法人はそれぞれ法的に独立した別個の組織体です。



IS 669126 / ISO 27001



BCMS 764479 / ISO 22301

IS/BCMSそれぞれの認証範囲はこちらをご覧ください

<https://www.bsigroup.com/clientDirectory>

二次利用未承諾リスト

報告書の題名
令和6年度補正エネルギー安定供給実現
に向けた体制構築等事業(エネルギー安
定供給に向けたLNG事業体制構築事業
等)ご報告書

委託事業名
合同会社デロイトトーマツ

受注事業者名
令和6年度補正エネルギー安定供給実現
に向けた体制構築等事業(エネルギー安
定供給に向けたLNG事業体制構築事業
等)

頁	図表番号	タイトル
21	-	世界・ASEANのLNG需要見通し
82	-	受入基地の場所及び設備
106	-	LNG PROJECT BASELINE EMISSION COMPARISON