

令和5年度質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査

インドネシア共和国・移設可能な小型LNG液化装置を用いた小規模未利用ガス田のマネタイズと枯渇後のCO2ストレージへの転換に関する事業可能性調査

最終報告書（公開版）
2024年2月

(株)コーエイリサーチ&コンサルティング
合同会社MAXEED

目次

§	目次
1.	調査背景および目的
1.1	背景および調査目的
2.	未利用ガス田開発にかかる分布調査および基礎データ収集
2.1	データ収集とマッピング
2.2	潜在リスク考察に基づくパイロットサイト候補の選定基準
3.	ガス需要調査
3.1	調査対象および手法
3.2	Maluku州Seram周辺におけるガス潜在需要調査分析
3.3	西Papua州Salawati周辺におけるガス潜在需要分析
3.4	Jambi州東部周辺におけるガス潜在需要調査分析
4.	パイロットサイト候補の選考および技術検討
4.1	パイロットサイト候補の選考
4.2	Mini-LNG生産プラント技術検討
4.3	プラント配置および経済性評価のシナリオ検討
5.	事業財務性分析
5.1	事業スキームおよび前提条件
5.2	Seram Lofin事業財務分析
5.3	■■■■事業財務性分析
5.4	■■■■事業財務性分析
5.5	財務分析まとめ
5.6	エネルギー起源CO2排出抑制量推計
5.7	受注規模額試算

§	目次
6.	ステークホルダーおよび法制度分析
6.1	ステークホルダー（中央省庁、地方政府、国営企業など）マッピング
6.2	事業実現化における各ステークホルダーの役割およびギャップ分析
6.3	未利用ガス田の開発に係る法制度調査分析
6.4	カーボンプライシング法規制動向調査
7.	枯渇後CO2貯留にかかる予備的調査
7.1	CO2貯留に係る現行の法規制調査
7.2	貯留後のモニタリング施設にかかる制度化への動き
7.3	他国事例紹介
8.	ネクスト・ステップ提案
8.1	総括
8.2	パイロット事業実施に向けたネクスト・ステップ
8.3	技術面におけるネクスト・ステップ
8.4	法制度調査に基づくCCSビジネスモデル構築にむけたネクスト・ステップ提案

略語表 (1/2)

AC	Air Conditioner	エアコンディショナー
AFE	Authorization for Expenditure	支出承認書
AoR	Area of Review	エリア・オブ・レビュー
APBN	Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (Central Government Budget)	国家予算
BBTUD	Billion British Thermal Unit per Day	十億英国熱量単位
BCF	Billion Cubic Feet	十億立方フィート
BKPM	Badan Koordinasi Penanaman Modal (Ministry of Investment / Indonesia Investment Coordinating Board)	インドネシア投資調整庁
BPH Migas	Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi (Downstream Oil and Gas Regulatory Body)	石油ガス下流調整機関
BPP	Biaya Pokok Produksi/ Cost of Generation	平均発電コスト
BU	Business Unit	ビジネスユニット
CAPEX	Capital Expenditure	資本的支出
CCS	Carbon Capture Storage	CO2回収・貯留技術
CCUS	Carbon Capture, Utilization, and Storage	CO2回収・貯留・利用技術
CO2	Carbon dioxide	二酸化炭素
COD	Commercial Operation Date	商業運転開始日
COE	Cost of Electricity	電力コスト
CSR	Corporate Social Responsibility	企業の社会的責任
DG	Director General	総局
DMO	Domestic Market Obligation	国内優先供給義務
EIA	Environmental Impact Assessment	環境アセスメント
EPA	Environmental Protection Agency	米国環境保護庁
GJ	Gigajoule	ギガジュール
Gol	Government of Indonesia	インドネシア政府
GSA	Gas Supply Agreement	ガス供給契約
H2S	Hydrogen Sulfide	硫化水素
HoA	Heads of Agreement	基本合意書
HoReCa	Hotels, Restaurants, and Cafes	ホテル、レストラン、カフェ
HSD	High Speed Diesel	高速ディーゼル
HSE	Health, Safety, and Environment	衛生・安全・環境
IDR	Indonesian Rupiah	インドネシアルピア
IUP	Mining Business License	鉱業事業許可

K3S	Kontraktor Kontrak Kerja Sama (oil and gas contract cooperation)	石油ガスセクターの協力契約請負業者
KLHK	Kementerian Lingkungan Hidup Dan Kehutanan (Ministry of Environment and Forestry)	インドネシア環境林業省
km	kilometer	キロメートル
kWh	Kilowatt hour	キロワットアワー
kWh/m2	Kilowatt hour per Square Meter	キロワット
LCT	Landing Craft Transport	上陸用貨物用舟艇/自航揚陸艇
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LPG	Liquefied Petroleum Gas	液化石油ガス
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources	エネルギー鉱物資源省
MMBTU	Metric Million British Thermal Unit	百万英国熱量単位
MMSCFD	Million standard cubic feet per day	百万立方フィート/日
MOA	Ministry of Agriculture	インドネシア農業省
MOEF	Ministry of Environment and Forestry	インドネシア環境林業省
MOF	Ministry of Finance	インドネシア財務省
MOI	Ministry of Industry	インドネシア商業省
MOT	Ministry of Transportation	インドネシア運輸省
MPWH	Ministry of Public Works and Housing	インドネシア公共事業・住宅省
MRV	Monitoring, Reporting, and Verification	排出量のモニタリング・報告・検証
MW	Megawatt	メガワット
MWh	Megawatt Hour	メガワットアワー
NEK	Nilai Ekonomi Karbon (Carbon Economic Value)	カーボンプライシング
NPV	Net Present Value	割引現在価値
OJK	Otoritas Jasa Keuangan (Indonesia Financial Services Authority)	インドネシア金融庁
OPEX	Operational Expenditure	事業運営費
Perpres	Peraturan Presiden	大統領令
PGN	PT. Perusahaan Gas Negara	PT. Perusahaan Gas Negara
PLN	PT. Perusahaan Listrik Negara	国有電力会社PT. Perusahaan Listrik Negara
PLTD	Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (Diesel Power Plant)	ディーゼル発電所
PLTMG	Pembangkit Listrik Tenaga Gas (Gas Power Plant)	ガス火力発電所

略語表 (2/2)

PNBP	Penerimaan Negara Bukan Pajak (Non-Tax Revenue)	税外収入
POD	Plan of Development	開発計画
PP	Peraturan Pemerintah	政令
PPM	Parts per million	パーツ・パー・ミリオン
PSC	Production Sharing Contract	生産分与計画
PTBAE-PU	Persetujuan Teknis Batas Atas Emisi Pelaku Usaha (Emission Ceiling Technical Approval for Businesses)	事業者に対する排出上限技術承認
PTK	Pedoman Tata Kerja (Guideline/ Implementing Regulation)	ガイドライン
RUPTL	RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK (Electricity Supply Business Plan)	インドネシア電力計画
SKK Migas	Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi	インドネシア石油ガス上流事業監督執行機関
SKPT	Sentra Kelautan Perikanan Terpadu (Fisheries Marine Center)	総合海洋水産センター
SPE-GRK	Sertifikat Pengurangan Emisi - Gas Rumah Kaca (Emission Reduction Certificate)	GHG排出削減証書
SRN-PPI	Sistem Registrasi Nasional Pengendalian Perubahan Iklim (National Registry System)	気候変動対策国家登録システム
tC	Ton of carbon	炭素トン
t-CO2	Ton of carbon dioxide	二酸化炭素トン
UIC	Underground Injection Control	米国地下圧入管理プログラム
UNFCCC	United Nations Framework on Climate Change Conference	国連気候変動枠組条約
USA	United States of America	米国
USD	The United States dollar	アメリカドル
UUHPP	Undang-Undang Harmonisasi Peraturan Perpajakan (Harmonization of Tax Regulations)	国税規則調和法案2021年第7号
VGL	Vertical Cryogenic Cylinders	垂直極低温シリンダー
WK	Wilayah Kerja/ Working Area	ワーキングエリア
WLI	PT. Wahana Lestari Investama	PT. Wahana Lestari Investama
WP&B	Workplan and budget	業務計画と予算

§ 1. 調査背景および目的

1.1 調査背景および目的 (1/2)

調査背景

- インドネシア共和国における、天然ガス事業を取り巻く環境は大きく、かつ、急速に変化している。2019年11月インドネシア政府の石油・ガス上流事業の規制・実行機関である石油・ガス事業上流部門担当特別局（SKK Migas）は2030年の目標として天然ガスの生産量を2020年実績に対し、+220%とすることを発表している。
- 第2次ジョコウィ政権発足後、エネルギー・鉱物資源省（MEMR）が、2020年1月に新たな省令（No.13/2020）を発出。本省令は2022年末までにインドネシア共和国全域を対象とする全52サイト（1,697MW）の既存・建設中・計画段階にある発電所を天然ガス燃料に転化することを指示した。その後改訂MEMR省令が2回発出され、最新（No.249/2022）では全47サイト（3,217MW）の燃料ガス転を指示している（対象サイトは添付参照）。
- 2022年11月13日から14日にかけて、インドネシア商工会議所（KADIN）の主催により、G20ビジネスサミット（B20サミット）がインドネシア・バリで開催された。B20サミット内で天然ガスは石炭火力の廃炉後、エネルギー供給において非常に重要な役割を果たすと紹介され、同国での天然ガス資源の有効利用への更なる期待がうかがえる。
- こうした天然ガス需要の高まりと天然ガス資源の有効活用への期待をうけ、B20サミットでインドネシア国営企業のプルタミナグループ（BADAK.NGL）と三菱重工株式会社の間で未利用ガス田の炭化水素とCO₂のマネタイズに関するソリューション開発の覚書（MOU）ベースの共同事業可能性調査が発表された。今般、小規模未利用ガス田保有者であるローカル企業をパートナー候補として支援し、その経済性評価を実施することで、案件形成を着実に進めることが強く望まれる。

課題

- 小規模未利用ガス田はインドネシア共和国において無数に分布しており、各ガス田の天然ガス成分・埋蔵量などは不透明である。
- MEMR/PLNの期待するガス価格は低く、経済性の確保は容易ではない。従い、経済性確保のために、新規需要の創造や小型LNG液化装置の設計最適化を検討する必要がある。
- LNG液化装置は日本企業と競合する他国企業が存在するため、ローカルパートナー候補への支援を基に、日本企業にとって収益性のあるビジネスモデル構築への目途を立てる必要がある。
- LNG液化装置によるガス液化の結果、枯渇ガス田が発生する。各地にて需要が見られるCO₂の貯留のため、同枯渇ガス田のストレージスペースでの中長期的なビジネスへの転換を検討する必要がある。

1.1 調査背景および目的 (2/2)

調査目的

- 小規模未利用ガス田のデータを収集・分析、移設可能な小型LNG液化装置を用い、近傍の需要地へ供給するシナリオでの経済性を評価し、小型LNG液化装置事業実施可能性調査を行う。
- 小規模ガス田枯渇後の将来的なCO2ストレージへの転換を目指した新たなビジネスモデルの開発可能性調査を行う。
- 本邦技術が将来的な小規模未利用ガス田の開発に確実に組み込まれ、同技術が確実に輸出され、わが国に貢献できる環境を整える。
- 小規模未利用ガス田の有効活用により、インドネシア共和国における自国資源の活用、エネルギー安全保障に寄与する。

調査体制

- 本調査は下図の実施体制にて行う。

企業	役割
(株) コーエイリサーチ&コンサルティング (JV主幹)	全体進捗管理、事業財務性評価
合同会社 MAXEED (JV構成員)	ステークホルダー分析
三菱重工株式会社 (外注委託)	技術検討
PT. AMO (Aarunya Mitra Optima) (外注委託)	ガス需要調査、法制度調査
バンドン工科大学 (再外注委託)	小規模未利用ガス田データ収集

1.1 調査背景および目的

添付1：MEMR省令の変遷および比較

- 2020年の初版から2度改訂され、直近のNo.249/2022は設備容量およびガス需要量が最も大きい。

MEMR省令変遷および比較

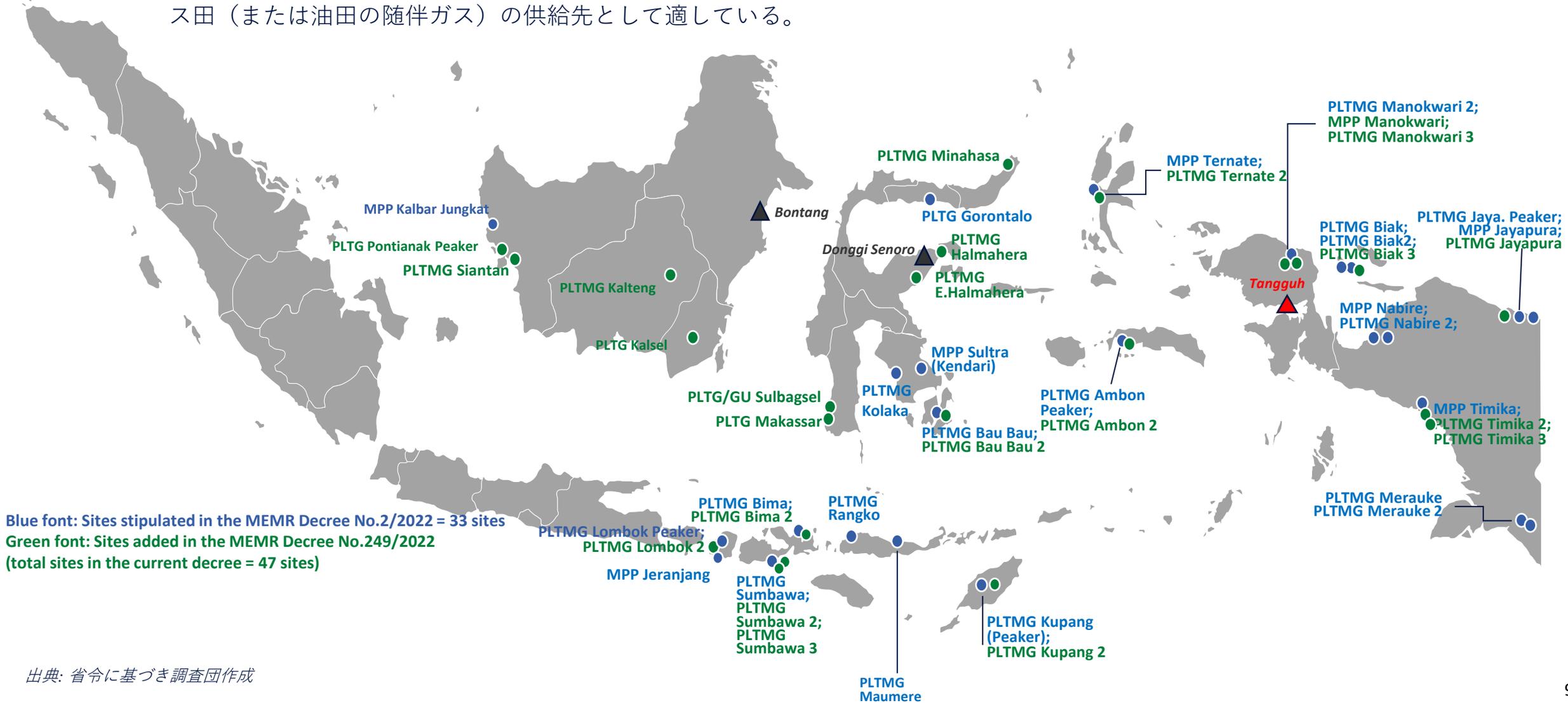
	MEMR Decree No.13/2020	MEMR Decree No.2/2022	MEMR Decree No.249/2022
発行日	January 10 th , 2020	January 7 th , 2022	October 14 th , 2022
省令のアサイメント実施機関	PT Pertamina	PT Pertamina	PT Pertamina
天然ガスへの燃料転換実施機関	PT PLN	PT PLN	PT PLN
実施機関プルタミナによる子会社へのサブアサイン可否	yes	yes	yes
PLNプルタミナ子会社およびPLNとのCollaboration可否	no	yes	yes
プラントゲート・ガス価格条件	generate BPP price lower than using fuel oil	generate BPP price lower than using fuel oil with reference to the ICP of State Budget (APBN) in the current year	generate BPP price lower than using fuel oil with reference to the ICP of State Budget (APBN) in the current year
期間	2 years	2 years	2 years
調達に関する特記	<i>No information</i>	<i>No information</i>	<i>No information</i>
サイト数	52	33	47
設備容量合計	1,697 MW	1,198 MW	3,217 MW
ガス需要量合計	148.34 BBTUD	83.74 BBTUD	282.93 BBTUD

出典: 省令に基づき調査団作成

1.1 調査背景および目的

添付2：直近のMEMR省令（No.249/2022）対象サイト

- 東インドネシア（Maluku、Papua）において、比較的まとまった需要のサイトは省令の対象となっている。これらのサイトは本調査の需要調査の対象外とする。一方、省令の対象外、かつ、10-20MW規模のサイトは本調査が焦点を充てる小規模ガス田（または油田の随伴ガス）の供給先として適している。



§ 2. 未利用ガス田開発にかかる分布調査および基礎データ収集

2.1 データ収集とマッピング

2.1.1 インドネシアの天然ガス埋蔵量(1/2)

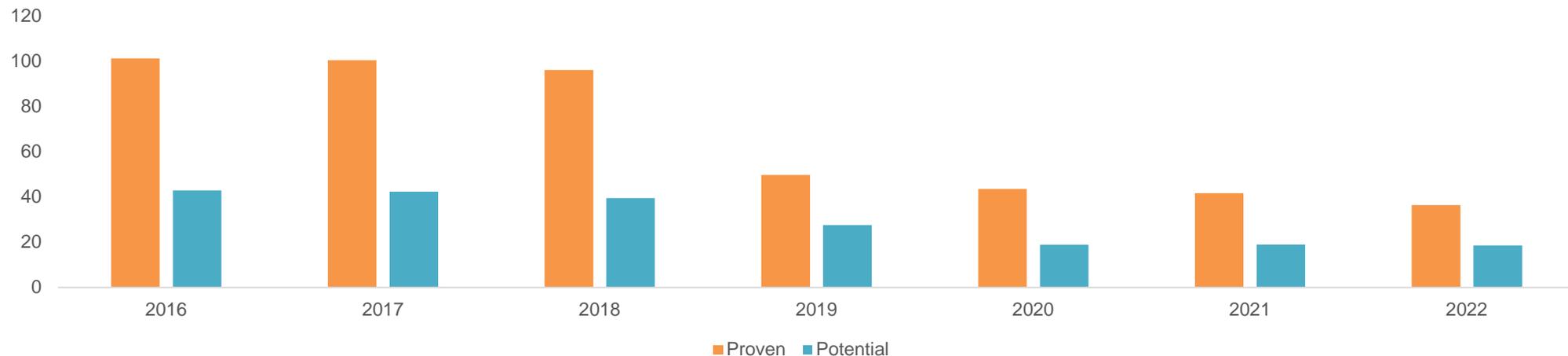
- 以下に示すように、2016年から2022年までの天然ガスの確認埋蔵量と潜在埋蔵量の推移を下図表に示す。
- 2020以降に若干減少が減速する傾向はあるが、全体的な漸減傾向は変わっておらず、今後の大幅な経済成長が見込まれるインドネシアの需要増を考慮すると、これまで経済性から利用が進まなかった領域も含めた利用の高度化が求められてくると予想される。

天然ガス埋蔵量 2016-2022 (TSCF)

項目	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
合計	144.06	142.72	135.55	77.29	62.39	60.61	54.83
確認埋蔵量※1	101.22	100.37	96.06	49.74	43.57	41.62	36.34
推定埋蔵量※2	42.84	42.35	39.49	27.55	18.82	18.99	18.49

※1 Proven: Proven reserves/確認埋蔵量 (P1)

※2 Potential = Probable reserves/推定埋蔵量(P2)+Possible reserves/予想埋蔵量(P3)



天然ガス埋蔵量 2016-2022 (TSCF)

出典: Statistics Oil and gas Semester I 2022, DG Oil and Gas, MEMR

2.1 データ収集とマッピング

2.1.1 インドネシアの天然ガス埋蔵量(2/2)

- インドネシアの天然ガスは、

1. Aceh
2. Natuna
3. North Smatera
4. Central Smatera
5. Southern Smatera
6. West Jawa
7. East Jawa
8. Kalimantan
9. Sulawesi
10. Maluku
11. Papua

の11のエリアと

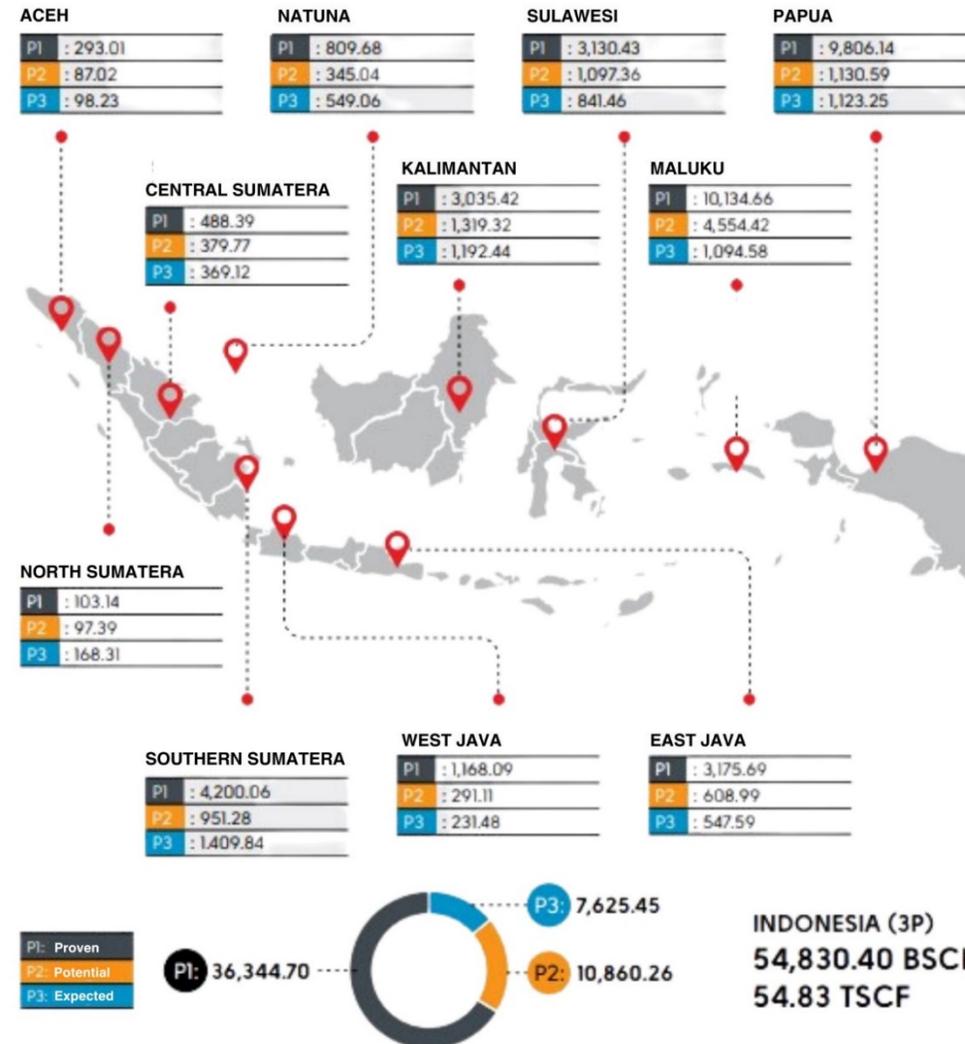
P1: Proven Reserves (確認埋蔵量)

P2: Probable Reserves (推定埋蔵量)

P3: Possible Reserves (予想埋蔵量)

の3つのカテゴリーで管理されている。

- 11エリアとカテゴリー別の2022年の天然ガス埋蔵量の詳細を右図に示す。



インドネシア天然ガス埋蔵量分布 2022

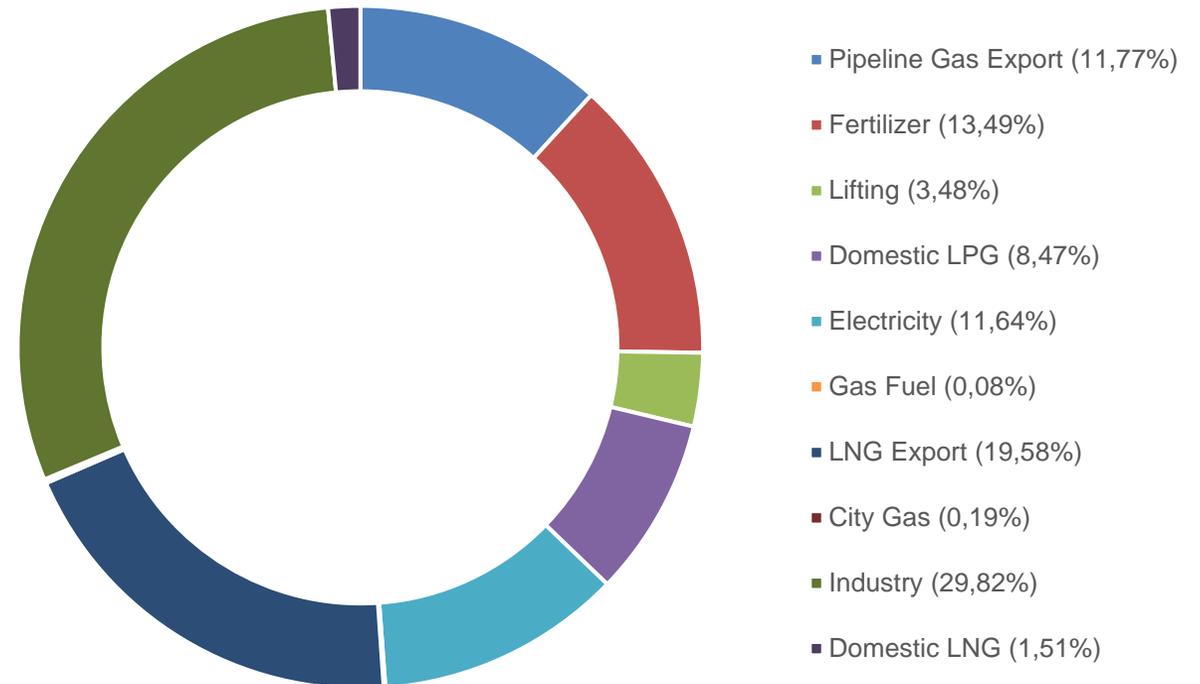
出典: Statistics Oil and gas Semester I 2022, DG Oil and Gas, MEMR

2.1 データ収集とツピマング

2.1.2 天然ガスとLNGのインドネシア国内需給状況(1/2)

- 天然ガスの最大の用途は、産業燃料 (29.82%) と肥料 (13.49%) である。産業の成長を背景に、天然ガスやLNGの需要は今後も増加してゆく。
- 一方で、2010年から2022年までのLNG生産量は、天然ガス生産量と同様に大幅に減少しており、これは現在の用途が、パイプラインガスや大規模需要を前提とした大型LNGプラントベースの安価なガス供給を前提としていることから、利用可能なガス田が限定されることも原因の一つとなっており可用性の拡大が求められている。

- インドネシア国内では、輸送手段の課題から高額なディーゼル油やLPG等の石油系輸入燃料の利用が大量に行われており、相場で変動するが同一熱量当たりで天然ガスの数倍の価格(US\$15~25/mmbtu)で取引されている。
- こうした高額輸入燃料に対する代替を考慮することで、従来用途では経済性の確保が困難であったガス田の開発を、輸送手段も踏まえて検討することを本件等の目的の一つとする。



インドネシア天然ガス用途

出典: Statistics Oil and gas Semester I 2022, DG Oil and Gas, MEMR

2.1 データ収集とマッピング

2.1.2 天然ガスとLNGのインドネシア国内需給状況(2/2)

インドネシア天然ガスおよびLNGの需給推移

Year	Natural Gas Production	Gas Lift & Reinjection	Own Use	Flare	Net Production of Natural Gas	Utilization							Export of LNG	LNG Domestic	
						LNG Plant	LPG Plant	Refinery	City Gas	Industry	Electricity	Export Pipeline Gas			LNG Production
	MMSCF	MMSCF	MMSCF	MMSCF	MMSCF	MMSCF	MMSCF	MMSCF	MMSCF	MMSCF	MMSCF	MMSCF	MMSCF	Thousand MMBTU	MMSCF
2010	3,407,592	178,884	205,378	184,893	3,047,855	1,427,917	20,866	34,038	6,115	635,361	269,003	333,993	1,272,862	1,210,843	n.a
2011	3,256,379	185,997	198,463	179,460	2,890,922	1,293,151	14,289	37,476	7,896	673,233	248,871	335,510	1,156,397	1,098,238	n.a
2012	3,174,639	191,886	189,384	230,353	2,752,401	1,019,568	28,141	39,782	9,896	694,580	289,580	358,325	958,537	949,441	37,091
2013	3,120,838	156,154	217,416	237,295	2,727,389	982,382	26,647	38,866	8,669	697,028	302,958	335,164	1,013,158	88,834	58,610
2014	3,175,791	176,267	219,652	311,614	2,687,910	901,988	29,757	41,992	8,702	691,078	319,491	342,669	95,717	834,243	76,989
2015	3,116,142	168,045	214,306	273,402	2,674,695	919,723	24,801	47,384	8,847	687,560	305,484	306,679	1,003,747	811,043	106,066
2016	3,070,239	170,421	202,571	262,773	2,637,045	913,303	24,805	105,138	8,701	562,243	337,055	282,741	1,064,671	747,697	151,329
2017	2,963,184	182,030	212,108	229,128	2,552,026	841,862	22,418	50,033	8,691	627,499	297,649	272,356	1,011,608	689,442	156,909
2018	2,996,802	163,226	222,365	270,762	2,562,814	29,842	43,322	9,628	671,960	671,960	263,534	261,180	1,003,194	696,340	147,894
2019	2,809,668	169,954	213,721	269,132	2,371,582	843,243	20,167	40,917	10,156	666,517	238,703	252,237	865,034	512,517	184,752
2020	2,442,831	139,479	174,233	213,399	2,089,863	818,900	18,468	138,897	8,046	677,723	249,876	184,180	812,385	507,431	139,592
2021	2,433,577	138,946	173,570	212,600	2,082,131	772,440	19,200	21,880	8,692	660,200	248,164	274,736	774,329	459,554	174,934
2022	2,369,657	135,291	169,004	207,007	2,027,359	728,463	19,118	30,367	10,372	584,449	226,490	219,113	789,113	444,014	178,678

出典: [content-handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-indonesia-2022.pdf \(esdm.go.id\)](https://www.esdm.go.id/content-handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-indonesia-2022.pdf)

2.1 データ収集とマッピング

2.1.3 インドネシアの主要小規模ガス田(1/4)

Sumatra

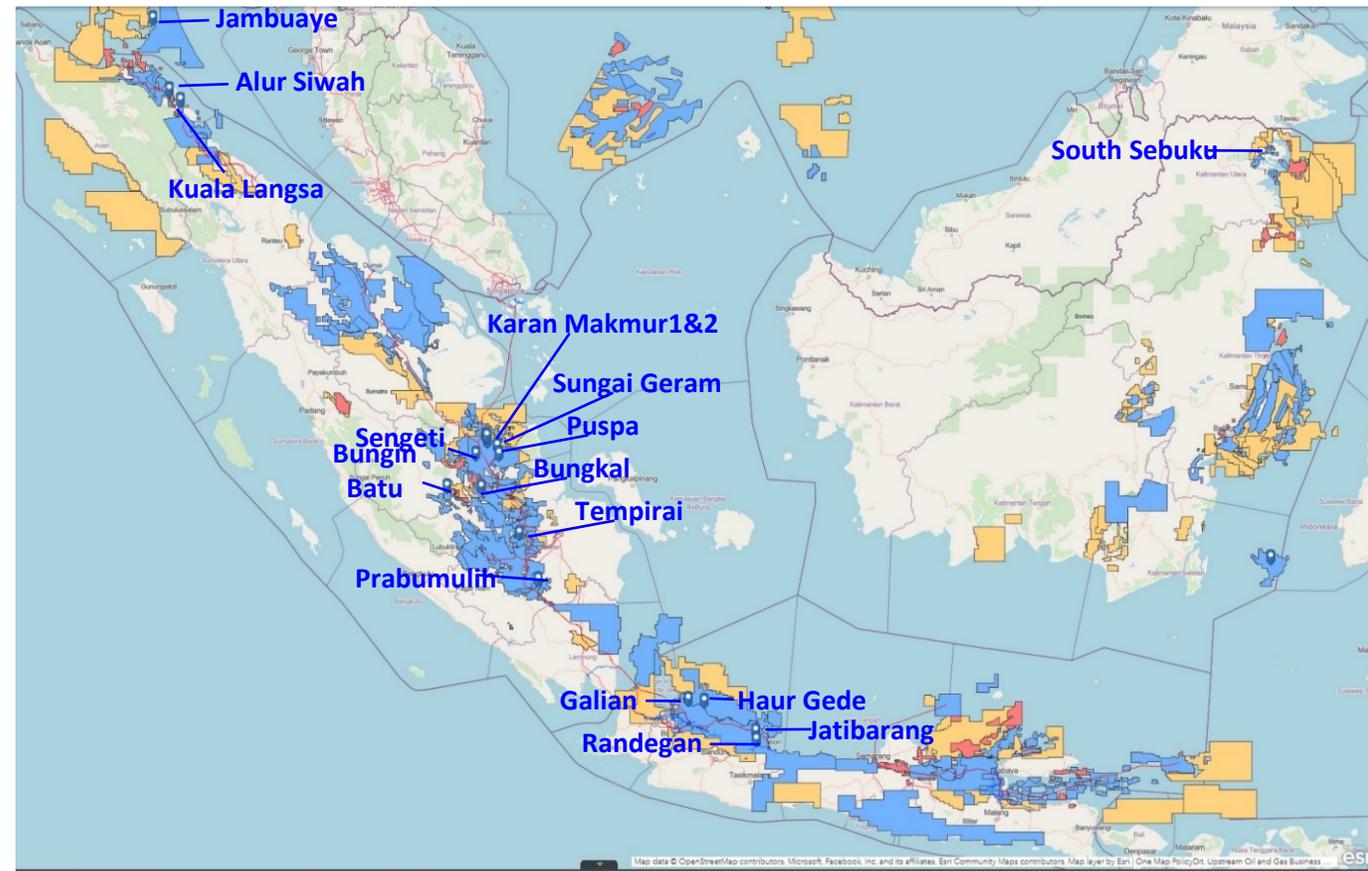
- Acehの既存ガス田群はArunでの液化とMedanへのパイプライン供給を軸に利用が進んできた。一方でArunが受入基地へ転換される等、従来型の液化に十分な纏まったガスの確保は困難になっており、今後、中小規模で分散したガス井の開発が増加してくると推定される。
- Aceh以南も依然開発中のガス田は多く、Riau以南は基幹Pipelineが通っているが、Pipelineからかなり距離があるガス井も多い。また、Jambi州やSouth Sumatra州のガス田は、比較的不純物濃度が低い一方で、フィールド毎の生産規模が適度に小さく、比較的海岸に近いエリアはRiau諸島やBangka島など小規模LNGの有望需要地に近い。

Java

- Java島にも中小規模のガス田が比較的分布しているがSumatraやMadura Straitからのパイプラインによる供給、大型FSRUによる大規模受入れを行っているJakarta等の地域は大規模需要ベースの経済性で供給されるため当面mini-LNGの需要想定は難しい。
- 一方で、パイプラインで接続されていないバンドンなどの都市はCNG(圧縮天然ガス)によるガス供給が行われるなど小規模LNGでの代替を検討し易いが、相対的にCO₂濃度が高いため、前処理負荷が大きく液化コスト上昇の要因となる。

Kalimantan

- 北Kalimantan州でもSouth Sebuku、Kayan等の中小規模ガス田の開発が進行しており、KayanではLNG液化基地による生産が既に開始されている。



インドネシア西部のガスフィールドの分布と主要小規模ガス田

2.1 データ収集とマッピング

2.1.3 インドネシアの主要未利用ガス田(3/4)

- 検討チームで各地域で候補となりそうなサイトを抽出したものを下表に示す。

インドネシアの主要な未利用ガス田とその仕様 (1/2): Sumatra Area

Field Name	Region	Province	Operator	Potential Gas Reserve (BCF)	potential remaining production years	Production of Field	(Estimated) COD	Field Status	Gas Prod. Forecast		Depth (m)	Co2	H2S
								Plan of Development status	(mmscf/day)	Assumption		% Mol	(ppm)
Jambuaye	Sumatra	Aceh	ENI Krueng E&P Malaka										
Alur Siwah	Sumatra	Aceh	MEDCO E&P Malaka										
Bungin Batu	Sumatra	Jambi	Conoco philips										
Bungkal	Sumatra	South Sumatra	Conoco philips										
Jambi_Puspa	Sumatra	Jambi	Pertamina EP Asset I										
Jambi_Sengeti	Sumatra	Jambi	Pertamina UEP II										
Jambi_Karang Makmur	Sumatra	Jambi	Pertamina EP										
Meruap	Sumatra	Jambi	Pertamina EP										
Prabumulih	Sumatra	South Sumatra	Pertamina Hulu Energi (PHE) Ogan Komering										
Tempirai	Sumatra	South Sumatra	Pertamina Hulu Energi (PHE) Raja Tempirai										
Sungai Gelam	Sumatra	Jambi	Pertamina EP										

非公開情報

2.1 データ収集とマッピング

2.1.3 インドネシアの主要未利用ガス田(4/4)

インドネシアの主要な未利用ガス田とその仕様 (2/2): Java/Kalimantan/Sulawesi/Maluku/Papua

Field Name	Region	Province	Operator	Potential Gas Reserve (BCF)	potential remaining production years	Production of Field	(Estimated) COD	Field Status	Gas Prod. Forecast		Depth (m)	Co2	H2S
								Plan of Development status	(mmscf/day)	Assumption		% Mol	(ppm)
Gallian	Jawa-Bali	West Java	Pertamina EP										
Jatibarang	Jawa-Bali	West Java	Pertamina EP Asset III										
Randegan	Jawa	West Java	Pertamina EP Asset III										
Haur Gede	Jawa	West Java	Pertamina EP										
South Sebuku	Kalimantan	North Kalimantan	PT Texcal Energy Bengara Indoensia										
Sengkan	Sulawesi	South Sulawesi	Energy Equity Epic Sengkang Pty. Ltd. (EEES)										
Oseil	East Indonesia	Central Maluku	Citic Seram Energy Ltd.										
Lofin	East Indonesia	Central Maluku	Citic Seram Energy Ltd.										
Matoa	East Indonesia	West Papua	RH Petrogas (Island) Ltd										

非公開情報

出典: ITB データベース、MEMR 統計、ESDM One map、オペレーターへのインタビューを基に調査団作成。

2.2 潜在リスク(開発容易性)考察に基づくパイロットサイト候補の選定基準

パイロットサイトの選考を以下の基準で行う。

[選考基準]

1. 確認埋蔵量が1TCF未満であるか、対象フィールドの計画生産量が20bbtud以下乃至20bbtud以下の複数のPJに分割可能であること（従来型の中大型LNG液化PJの計画対象になっていない）。
 2. 標準となる不純物濃度が少なめのフィールドを基準に、これに対するバリエーションに二種を選択する。基準フィールドを前提に標準プラントの機器構成を検討し、さらにカスタマイズ要素を高濃度サイトのバリエーションに対して検討して、設備構成を定めコストインパクトを検討する。
 - ① 基準：CO2濃度10%未満、H2S等の有害不純物濃度300ppm未満: Jambi州各サイト, Lofin, Oseil,
 - ② バリエーションA：CO2濃度20%以上
 3. 周辺に小規模需要地が複数存在する(発電用ディーゼル油、バンカリング燃料やLPGの需要地)。：
需要地：Maluku/North Maluku/ West Papua/Nusa Tenggara /Riau諸島及びBangka Island等の島嶼部、Papuaの島嶼部や孤立地域が候補
 4. 将来のCO2貯留を念頭に置いて、1,500m以深の貯留層
 5. 条件が同等である場合、オーナー等の関係者が本調査に協力的で比較的情報収集が容易なサイトを優先する。
- 上記に沿い、Maluku州Seram島、西Papua州、Jambi州（東側）を供給元との想定で、需要調査を実施することとした。

§ 3. ガス需要調査

3.1 調査対象および手法

3.1.1 需要調査対象の選定クライテリア: ① ガス燃料への転換可能性、② ガス潜在需要量、③ 従来燃料価格との比較

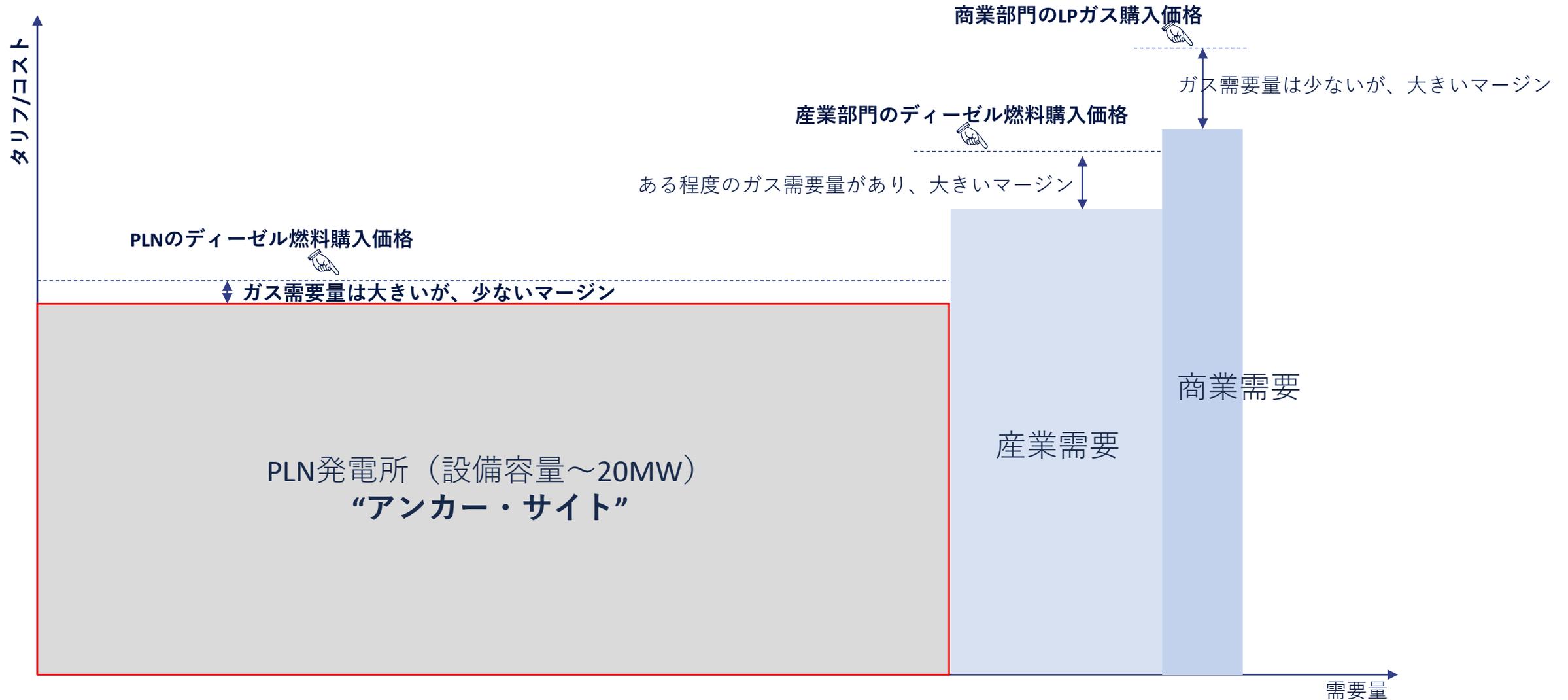
需要調査対象部門選定の考え方

需要	利用用途	従来燃料	需要量	ロケーション	選定結果	選定結果の理由
PLN発電所部門						
PLN発電所	発電	ディーゼル	中	市内外	対象	高価なディーゼル燃料に依存している。
MEMRによってガス燃料への転換が計画されるPLN発電所	発電	ディーゼル	中	市内	対象外	既にガス燃料への転換が計画されている。
産業部門						
スメルター	発電	石炭 ディーゼル	大	離島、 オフグリッド	条件次第	未利用ガス田でのガス生産量と比較し、需要量が大きすぎる可能性がある。
マイニング	発電	ディーゼル	大	遠隔地、 オフグリッド	条件次第	高価なディーゼル燃料に依存している。
養殖場	発電	ディーゼル	中	離島、 オフグリッド	対象	高価なディーゼル燃料に依存している。
内航海運	燃料	MFO	中	港湾	対象	高価な石油系燃料に依存している。
商業部門						
市内のホテル	調理 給油	LPガス	小	市内	条件次第	既にLPガスを利用している可能性がある。
市外のホテル	調理 給油	LPガス ディーゼル	小	遠隔地の オフグリッド	対象	高価なディーゼル燃料に依存している。
住宅地	調理 給油	LPガス	小	市内	条件次第	既にLPガスを利用している可能性がある。
ショッピングモール	調理	LPガス	小	市内	条件次第	既にLPガスを利用している可能性がある。
病院	調理 給油	LPガス	小	市内	条件次第	既にLPガスを利用している可能性がある。
レストラン	調理	LPガス	小	市内	条件次第	既にLPガスを利用している可能性がある。
保険センター (Puskesmas)	調理 給油	LPガス	小	市内、 遠隔地	対象外	需要量が過少。
小規模レストラン	調理	LPガス	小	市内、 遠隔地	対象外	需要量が過少であり、LPガスは政府の補助金価格で購入している。

- 需要分析の初期段階では、天然ガスの潜在供給先となる需要調査対象を分析した。主にインドネシアでは熱利用と発電のためのエネルギー源として様々な分野で天然ガスが利用されている。発電の分野では、PLNがインドネシア最大の発電所保有数を誇っており、燃料に石炭や天然ガス、ディーゼルが利用されている。一方で、未利用ガス田から期待されるガス生産量は比較的小さい（1日当たり1～10 MMSCFの範囲）ため、生産量を考慮した需要調査対象の選定が必要となる。
- このような生産量の制約により、まず大型のPLNガス発電所は需要調査対象から除外される。なぜなら、未利用ガス田で期待されるガス生産量は比較的小さく、LCT船などの小型船舶を使用する必要があるからである。その結果、大規模発電に依存する製錬産業への供給もこうした制約を受ける可能性があると考えられる。またLCT船の航行範囲を考慮し、需要対象地域はガス田から半径400km程度とする。
- インドネシア東部で普及している鉱業や漁業のようなオフグリッド地域の産業はディーゼル燃料による自家発電を行っており、重要な需要調査対象である。発電における天然ガスの経済的魅力は、高価なディーゼル燃料に依存しているユーザーにとって特に強く、ディーゼル燃料からガス燃料への転換は重要な需要調査対象となる。
- 熱利用に関しては、天然ガスは主にホテル、病院、レストランなどの商業部門で調理と給湯のために利用されている。現在、この需要の大半は、液化石油ガス（LPガス）の使用によって満たされている。インドネシアでのLPガスの輸入が増加していることを考えると、輸入LPガスから国産天然ガスに移行する経済的なメリットは大きいと考えられる。
- 一方で、小規模なレストランや地域の保健所など、LPガスの補助金の恩恵を受けている分野については経済性の面から需要調査対象から除外した。

3.1 調査対象および手法

3.1.2 ガス供給先の考え方：PLN小規模発電所（～20MW）をアンカーサイトとして一義的なターゲットとし、ロジスティクスおよび地域BPPなどの要因を踏まえ産業・商業需要を組み込む。

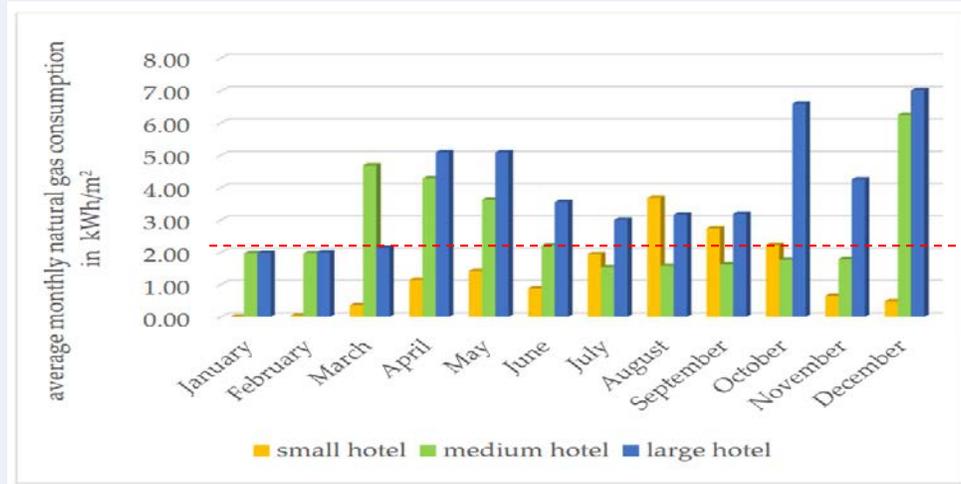


3.1 調査対象および手法

添付3：LPガスからLNG VGLへの燃料転換に伴うガス需要量の試算方法：商業部門の潜在ガス需要量の計算

《 試算方法1：床面積からガス需要量を推定 》

先進国におけるホテルでのガス需要量



ガス需要量の試算：

平均電力消費量/月：
2 kWh / m²



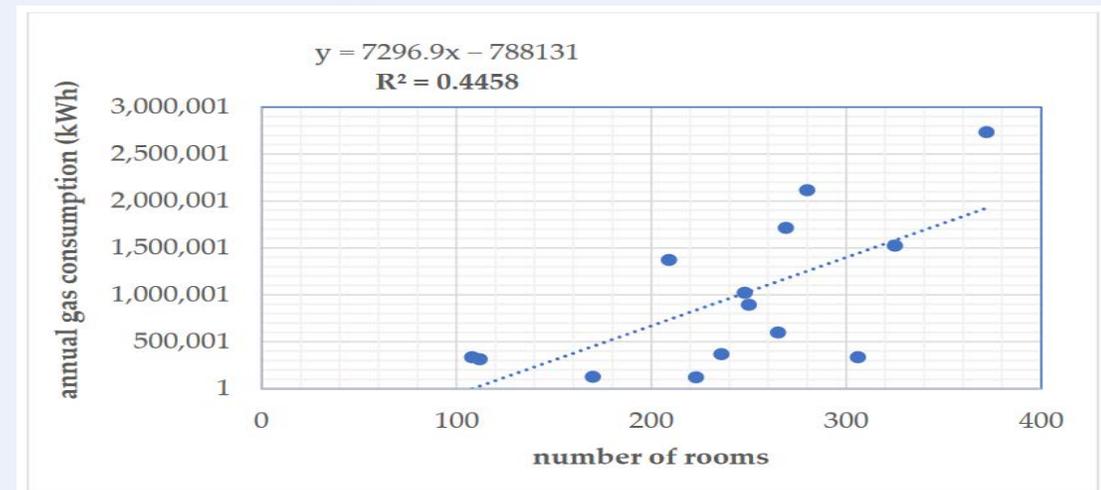
暖房利用を除く：
1 kWh / m²



途上国ファクターを考慮：
0.5 – 0.8 kWh / m²

《 試算方法2：総部屋数からガス需要量を推定。 》

先進国におけるホテルでのガス需要量



ガス需要量の試算：

ガス需要の推定 (kWh/年)

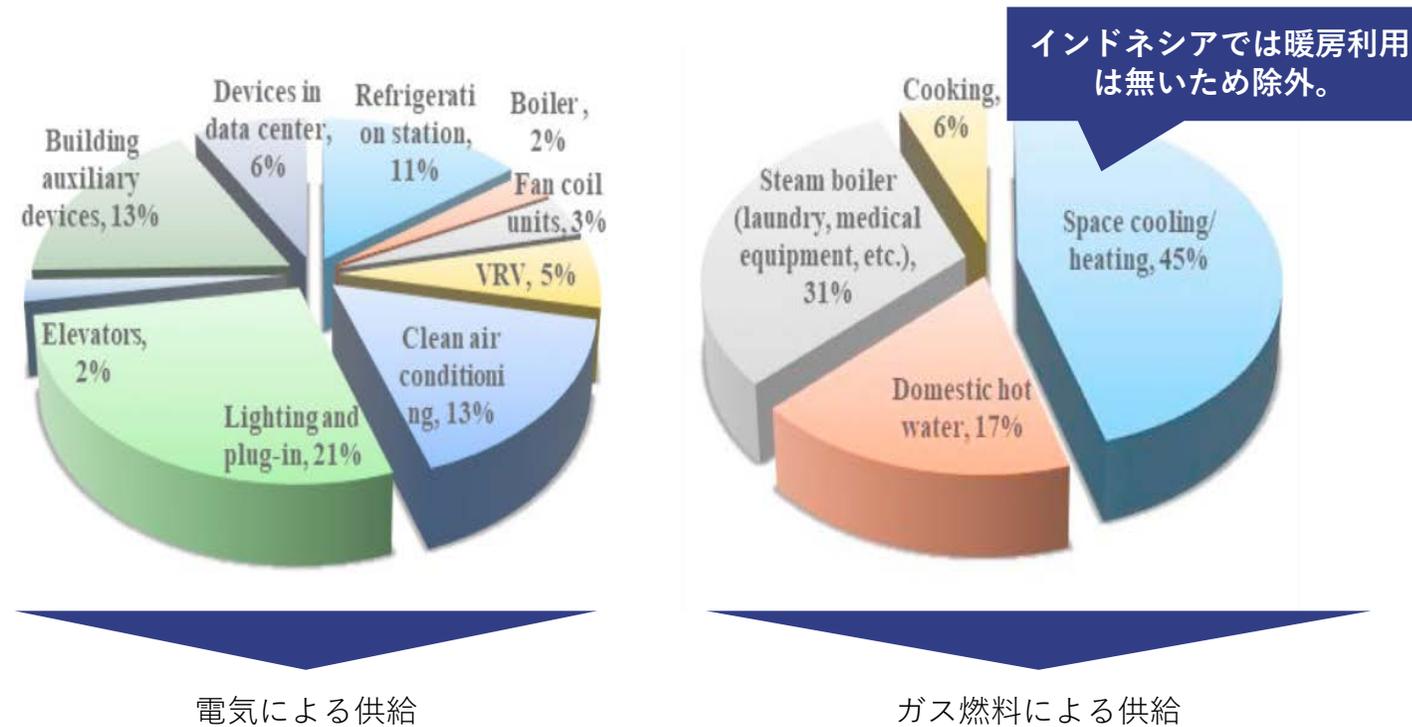
= (7300 x 部屋数 - 788,000) x 55% x 80%

((線形推定) x (部屋数) x (暖房利用除外) x (途上国ファクター))

- 商業分野における天然ガス需要の試算は、国際的なベンチマークを参考にしたものである。ガス需要量の試算には2つの異なるアプローチが利用されている。2つのアプローチとは1) 床面積ベースによる資産と、2) 総部屋数ベースの試算である。
- 床面積ベースのアプローチに関しては、海外のベンチマークを参考にすると、ホテルの場合、1平方メートルあたり月2kWhのガス需要が見込まれることが分かった。一方、総部屋数ベースの試算では、1室あたり年間2500kWhのガス需要が見込まれる。これらのベンチマークから導き出された数値から、インドネシア特有の条件（暖房需要の除外：55%と途上国ファクター：85%）を考慮した。

3.1 調査対象および手法

添付4：LPガスからLNG VGLへの燃料転換に伴うガス需要量の試算方法：暖房利用係数適用根拠



- 商業用暖房に関しては、インドネシアの気候の特性上、必要ないことを考慮している。
- レストランやショッピングモールのような施設では、ガスの主な利用用途は調理である。逆に、ホテル、病院、アパートなどの施設では、温水の供給やランドリー・サービスの促進などの目的でガスが利用されることもある。このような商業施設の異なる条件など多様な利用用途を考慮し、ガス需要量を試算している。

3.2 Maluku州Seram周辺におけるガス潜在需要調査分析

3.2.1 Maluku州Seramの概要



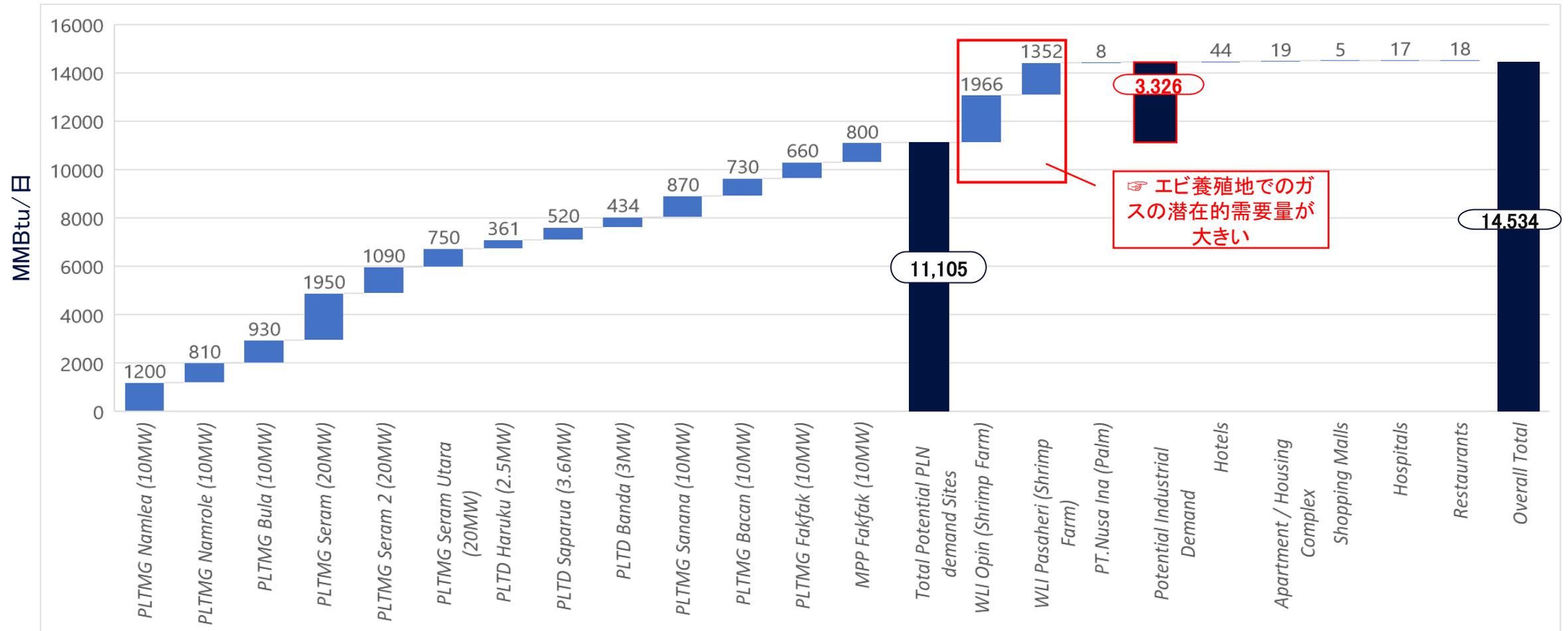
出典: 調査団

※ 上記マッピングは主な潜在需要のマッピングであり、全ての調査対象を含むものではない。

- Maluku州は、広大な海域に複数の島を持つ。Maluku州はインドネシアの主要な魚の生産地であり、多くの養殖場や漁場、水産加工センターが存在する。
- このような養殖場、漁場、水産加工センターでは魚が加工され、さまざまな製品に生まれ変わり、鮮度を保つために冷蔵庫で保管される。このような事業活動に必要な電力は、従来、特に遠隔地ではディーゼル燃料によって賄われてきた。この特徴から、漁業関連事業や施設は、Maluku州における天然ガス需要のターゲットとして非常に適している。
- Seram周辺の天然ガスの潜在的需要は、左図に示されている。特に、商業需要はMaluku州の州都であるAmbon市に集中している。また、PLNの発電所(PLTDおよびエネ鉱省令の対象となっていないPLTMG)が計画分含め多く分布する。
- Maluku州Seram周辺の潜在需要地のハイライトとしては漁業関連の活動が盛んであることから、WLIエビ養殖場が挙げられる。

3.2 Maluku州Seram周辺におけるガス潜在需要調査分析

3.2.2 ガス潜在需要量の試算：ディーゼルエンジンにて稼働するPLN発電所（～20MW/サイト）が計画段階も含め多く存在し、また水産業におけるまとまった需要も期待できる。



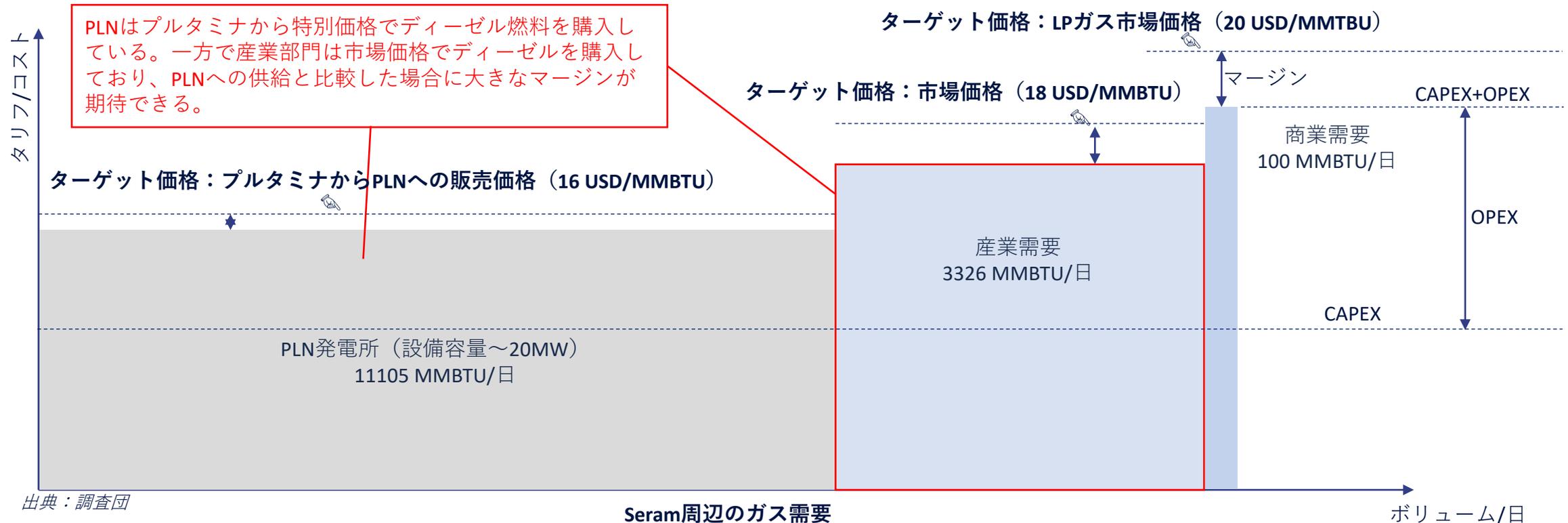
Seram周辺のガス需要

Note

- 1) PLTMG & MPP gas demand refers to RUPTL'21 (Yr2030 demand projection).
- 2) PLTD to Gas engine: Installed capacity aligns with PLTD installed capacity. Assume CF = 65%, Heat efficiency = 35% (<10MW). 1MWh=3.412mmbtu
- 3) WLI: Installed capacity refers to internal report. Assume CF =60% (base case), heat rate =38%
- 4) Calculation method for commercial facilities is explained in attachment.

3.2 Maluku州Seram周辺におけるガス潜在需要調査分析

3.2.3 ガス需要の特性：産業用のガス需要が見込め、財務性に寄与する可能性がある

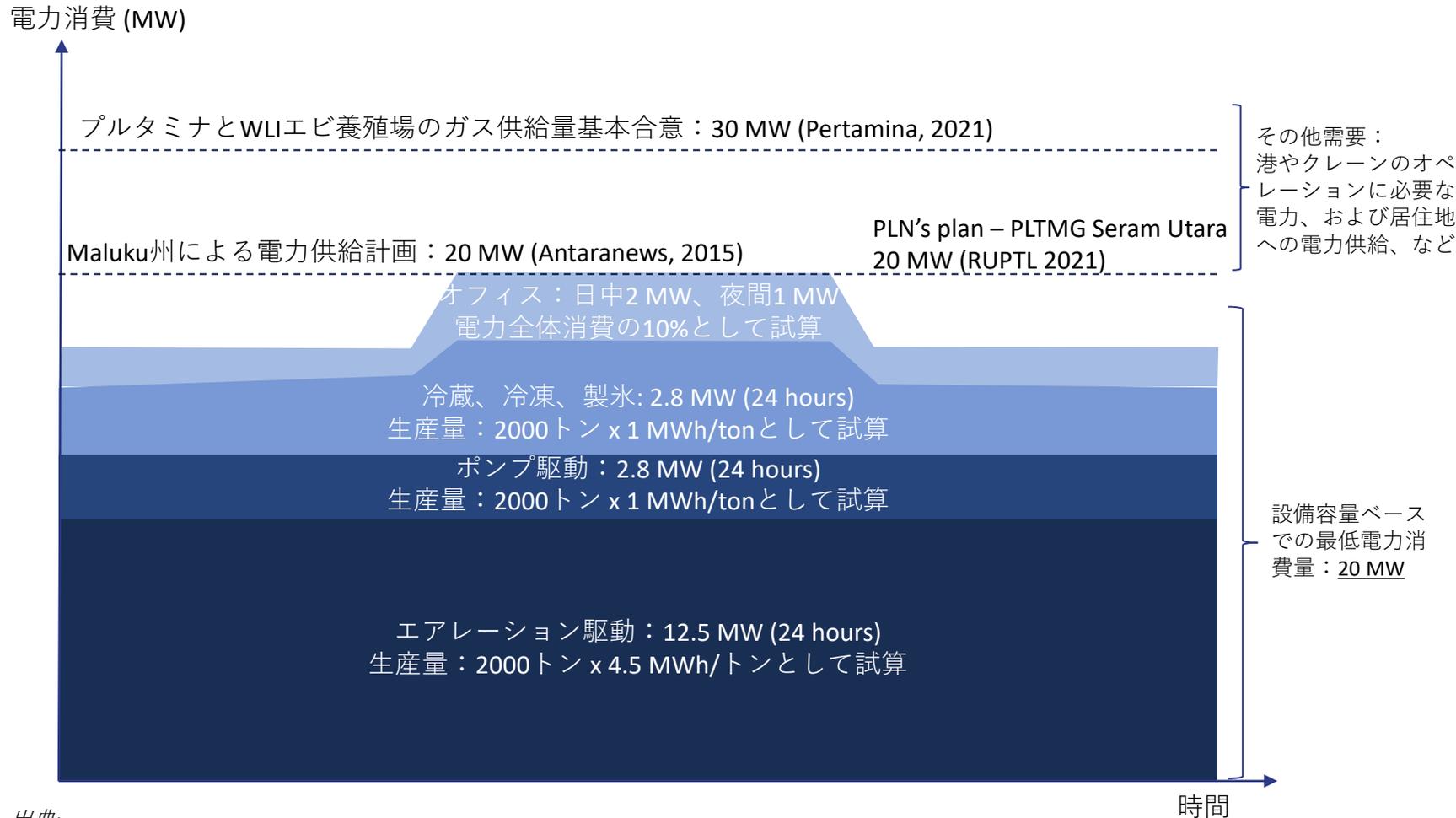


- Maluku州Seram周辺の潜在的な需要の概要は、上図に簡潔にまとめられている。本調査では20MWまでのPLTD、PLTMGに焦点を充てたが、これらをガス燃料へ転換した場合、1日当たり11105MMBTUの需要となる。このPLNからの需要は、極めて重要な「アンカー・サイト」として位置づけられるが、現在、PLNはPertaminaからディーゼル燃料をB to B契約に基づき市場価格より低く購入しているため価格競争力のあるガス価格設定の可否が重要となる。
- またSeram北にはWLIエビ養殖場が操業しており、比較的規模が大きくアンカーサイトになり得る。仮にエビ養殖場の従来のディーゼル発電をガス発電へ転換した場合、1日あたり約3300MMBTUのガス需要が期待される。また市場価格にてディーゼル燃料を調達していることからPLNサイトと比較しマージンは大きいことが期待される。
- 逆に、商業用需要は、需要全体から見れば小さなパイである。高い利益率が期待できる一方で、分散した目的地に供給する輸送上の課題が残る。これらの課題は輸送コストの増加につながり、経済性に影響を与えることが見込まれる。

3.2 Maluku州Seram周辺におけるガス潜在需要調査分析

添付5：Maluku州Seramのガス需要の特性：エビ養殖地のガス需要量分析

WLIエビ養殖場における電力消費量の試算



- Maluku州北Seram地方では、WLIエビ養殖場からの需要が際立っている。WLIのエビ養殖場はかなりの規模を誇り、2つの養殖池はそれぞれ2x2kmの大きさを誇る。同社のウェブサイトから得た情報によると、通常の条件下では、この生産性の高い養殖池で月産2000トンのエビを生産できるという。月産1億5,000万尾の孵化場が、この生産能力を補完している。さらに、PT. WLI傘下の加工工場では、毎日100トンのエビを生産する能力がある。更に同社が所有する総合施設には、1日180トンの生産能力を持つ製氷工場と、合計3000トンの生産能力を持つ冷蔵倉庫がある。
- WLIのエビ養殖場からのガス需要は、月産2000トンというエビ生産量から試算している。海外のベンチマークを参考にすると、エビ養殖場では通常、エアレーション、汲み上げ、保冷作業のために電力が必要である。計算の結果、WLIのエビ養殖場には20MWの継続的な電力供給が必要であることが判明した。この結果は、PLNが20MWの発電所を供給する計画や、プルタミナがWLIと30MWの発電所を供給することで合意したニュースなどの外部情報と一致している。これらの裏付けとなる情報源は、WLIのエビ養殖場に関連するかなりの電力需要を立証するものである。

出典:

<https://www.pertamina.com/id/news-room/news-release/subholding-gas-pertamina-mea-dan-wli-baku-gandeng-penuhi-kebutuhan-listrik-30mw/>

<https://ambon.antaranews.com/berita/27181/bupati-malteng-diarahkan-fasilitas-budidaya-udang> / <https://liputan.co.id/2019/12/pt-wli-ekspor-12-kontainer-udang-ke-china/>

<https://www.globalseafood.org/advocate/energy-use-in-shrimp-farming/>

3.2 Maluku州Seram周辺におけるガス潜在需要調査分析 添付6：Maluku州北Seramのガス需要の特性：エビ養殖地のガス需要量分析



WLIエビ養殖場:
Pasaheri (258ha) & Opín (400 ha)



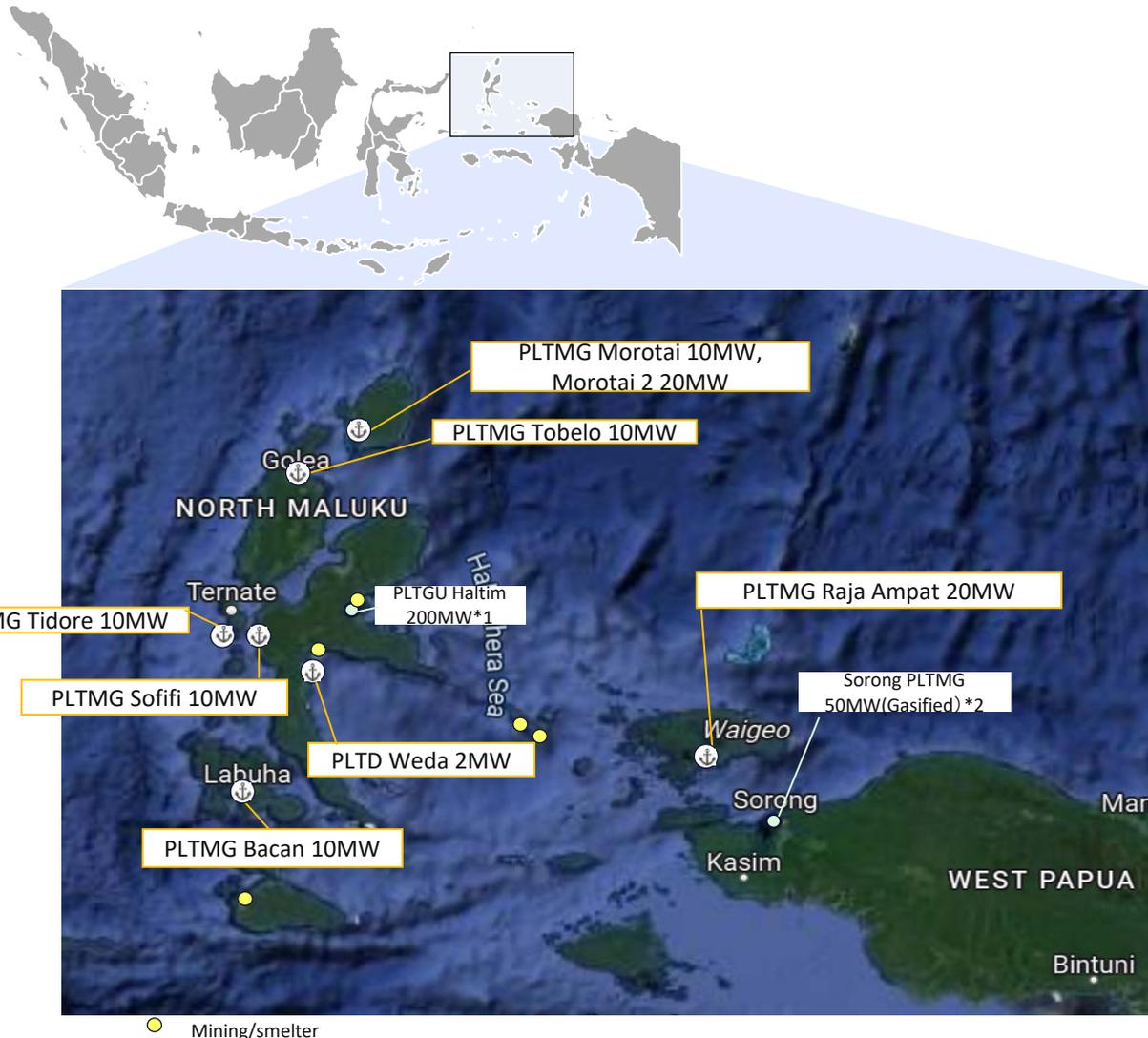
コンテナ輸送用ジェティ



“「通常の条件下では、生産性の高い池の数で月産2000トンのエビを生産できる。孵化場については、孵化能力は月間1億5,000万頭に達する。一方、PT. WLIが所有する加工工場では、1日あたり100トンのエビを生産することができる。同社が所有する施設には、1日あたり180トンの能力を持つ製氷工場、3000トンの能力を持つ冷蔵倉庫も含まれている”。

3.3 西Papua州Salawati周辺におけるガス潜在需要調査分析

3.3.1 西Papua州Salawatiの概要



出典：調査団

* 1 Antam Halmahera 他3スメルター社にガス燃料での電力供給予定(RUPTL'21)

* 2 PLTMG Sorongはエネ鉱省令でガス化のQuick-winプロジェクトに指定され、2021年にガス化を実施（パイプライン3.7kmの投資）

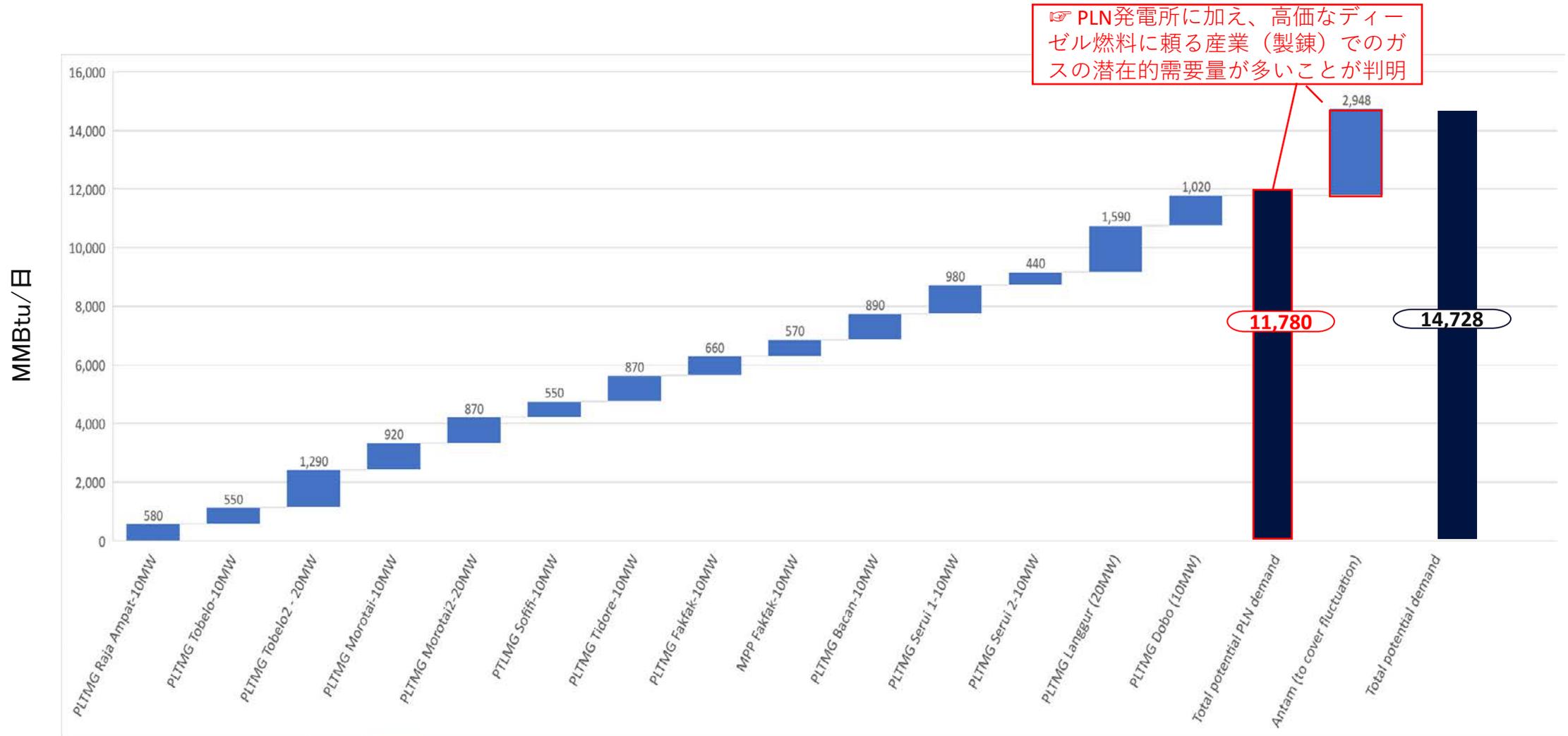
※ 上記マッピングは主な潜在需要のマッピングであり、全ての調査対象を含むものではない。

- 西Papua州の西部に位置するSalawatiは、北Maluku州Halmaheraに近接し戦略的重要性を持っている。政府の経済開発計画によると、Halmahera島は、インドネシア東部における経済成長の重要な拠点として位置づけられている。この経済拡大の原動力は、特に金、フェロニッケル採掘を中心としたマイニングやスメルター産業の発展であり、Halmahera島に限らず、北Maluku州のSula諸島、Taliabu島、Tidore島などの他の島々にも広がっている。
- 莫大な電力の安定供給を必用とする鉱山・精錬会社の多くは、PLNシステムに接続することなく主に石炭発電による自家消費で操業している。一方近年はPLTGU Haltim (200MW計画) に見られるよう、PLNがガス発電所からAntam Halmaheraを含むスメルター4社の電力需要を賄う動きがみられる。
- Salawatiの東側にはManokwari、Jayapura、Biak島、またHalmaheraではTernateにある程度まとまったガス需要(PLTMGの運営・計画段階)があるが、これらは直近のエネ鉱省令 (No.249/2022)に含まれているため対象外とする。
- また、Salawati近傍に位置するSorong PLTMG 50MWは、最初のエネ鉱省令 (No.13/2020)にてQuick-winサイトに指定され、プルタミナにより2021年にガス転を実施済*3である。同様にPLTMG Sorong2およびSorongグリッドシステム上のPLTDも対象外とする。
- 従い、Salawati周辺のガス需要は上記以外の小規模PLNサイト(～20MWのPLTMG、オフグリッドPLTD)が有力候補となる。加えて、(小規模ガス田からの供給では限界があるものの) 鉱山・製錬会社が有する変動調整用電源としてのディーゼル発電所をガス転する、また船舶燃料のガス転などが可能性として考えられる。

* 3 Sorong 50 MW PLTMG Infrastructure Flows Its First Gas – PT Perta Daya Gas
PT ANTAM Tbk | ANTAM and PLN Sign a Power Purchase Agreement for the East Halmahera Ferronickel Smelter

3.3 西Papua州Salawati周辺におけるガス潜在需要調査分析

3.3.2 ガス潜在需要量の試算：Salawatiでの十分なガスの潜在的需要量を確認。PLN発電所に加え、高価なディーゼル燃料に頼る産業（製錬）でのガスの潜在的需要量が多いことが判明。



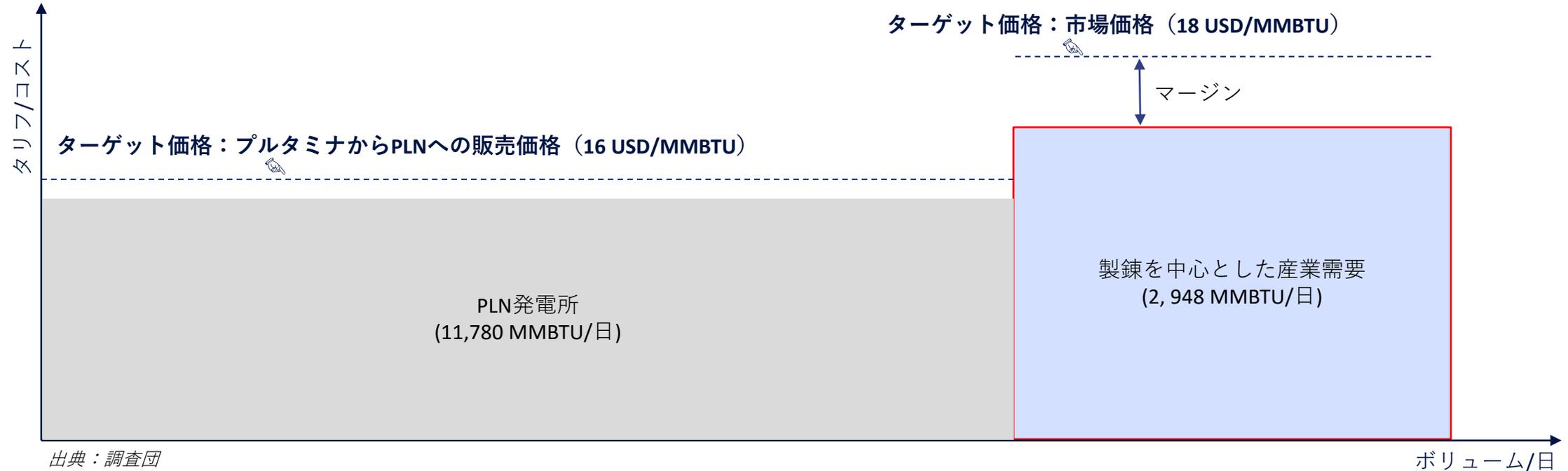
Note

1) PLTMG & MPP gas demand refers to RUPTL'21 (Yr2027 demand projection).

2) Regarding industrial demand, study assumes that all diesel PP of Antam becomes power source for managing electricity fluctuations in smelting operation upon the start of PLN PLTGU Haltim's electricity supply. Installed capacity = 96MW, CF and heat efficiency assumes 15% and 40%. 1MWh=3.412mmbtu

3.3 西Papua州Salawati周辺におけるガス潜在需要調査分析

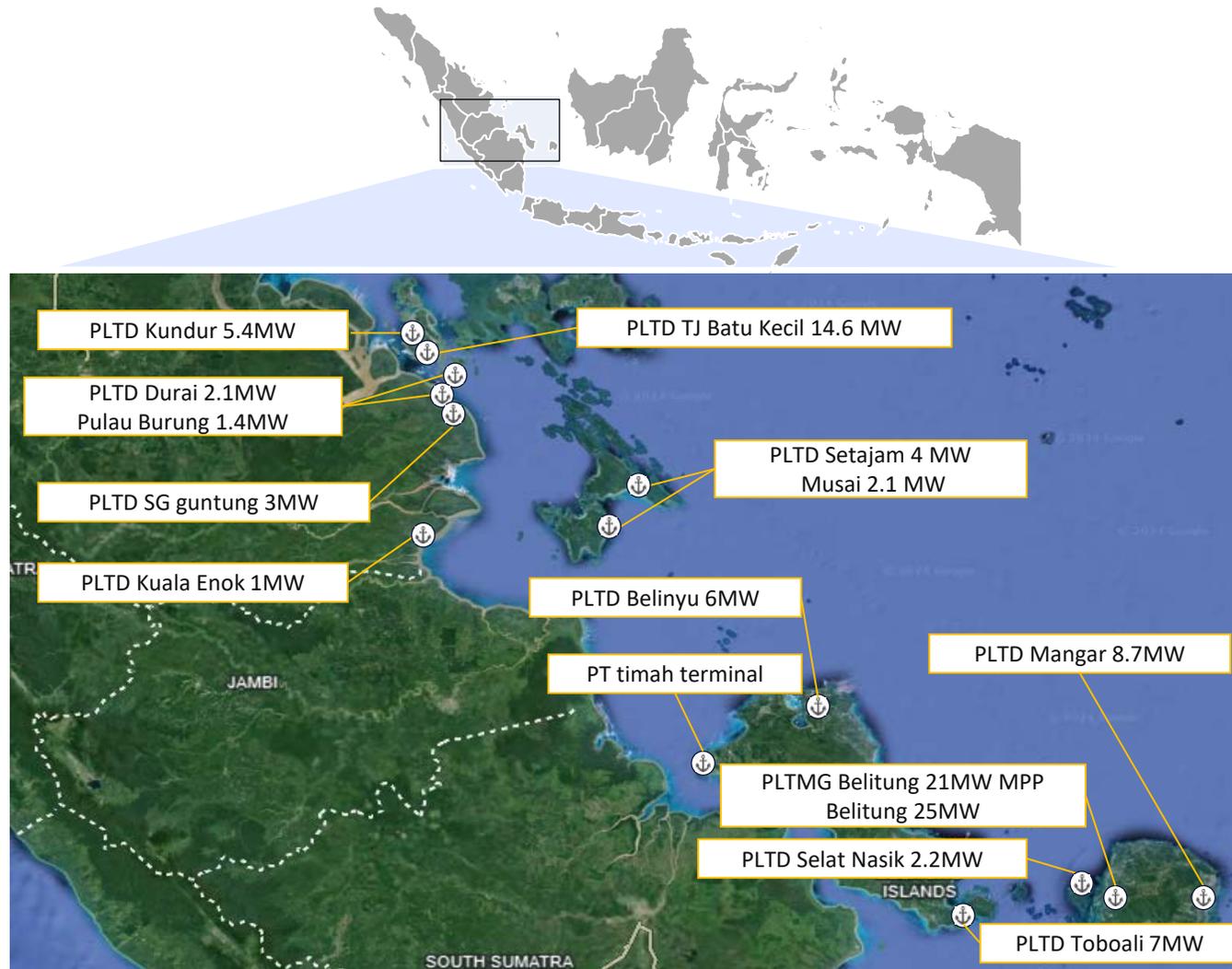
3.3.3 ガス需要の特性：産業用のガス需要が見込め、財務性に寄与する可能性がある



- 西Papua州Salawati周辺の潜在需要の概要は、上図の通り。直近のMEMR省令に含まれないPLNサイト（10～20MW、計画段階含む）は14サイト、計170MWのPLTMGが分布する（Seram地域の需要は本小章から除く）。仮にこれらの燃料をガス転換した場合、合わせて1日11,780MMBTUの需要になると試算される。
- また、現在ディーゼルに依存する大型製錬所において燃料がガスへと転換されると仮定した場合、相当の需要があることが分かっている。本調査ではPT Antam HalmaheraがPLN PLTGU Haltimからの電力供給開始後、保有のディーゼルエンジン約100MWを変電調整用電源としてガス転すると仮定し、ガス需要を試算したところ約3000MMBTU/日となった。同様の潜在需要はMaluku州に多く存在すると考えられる。
- 石炭発電所からのガス転は価格競争面において課題はあるものの、脱炭素化、エネルギートランジションへの圧力が強まる中、同地域の潜在的ガス需要は大きいと考えられる。

3.4 Jambi州東部周辺におけるガス潜在需要調査分析

3.4.1 Jambi州東部の概要



出典: RUPTL 2021-2030 and PLN Statistics 2021に基づき調査団作成

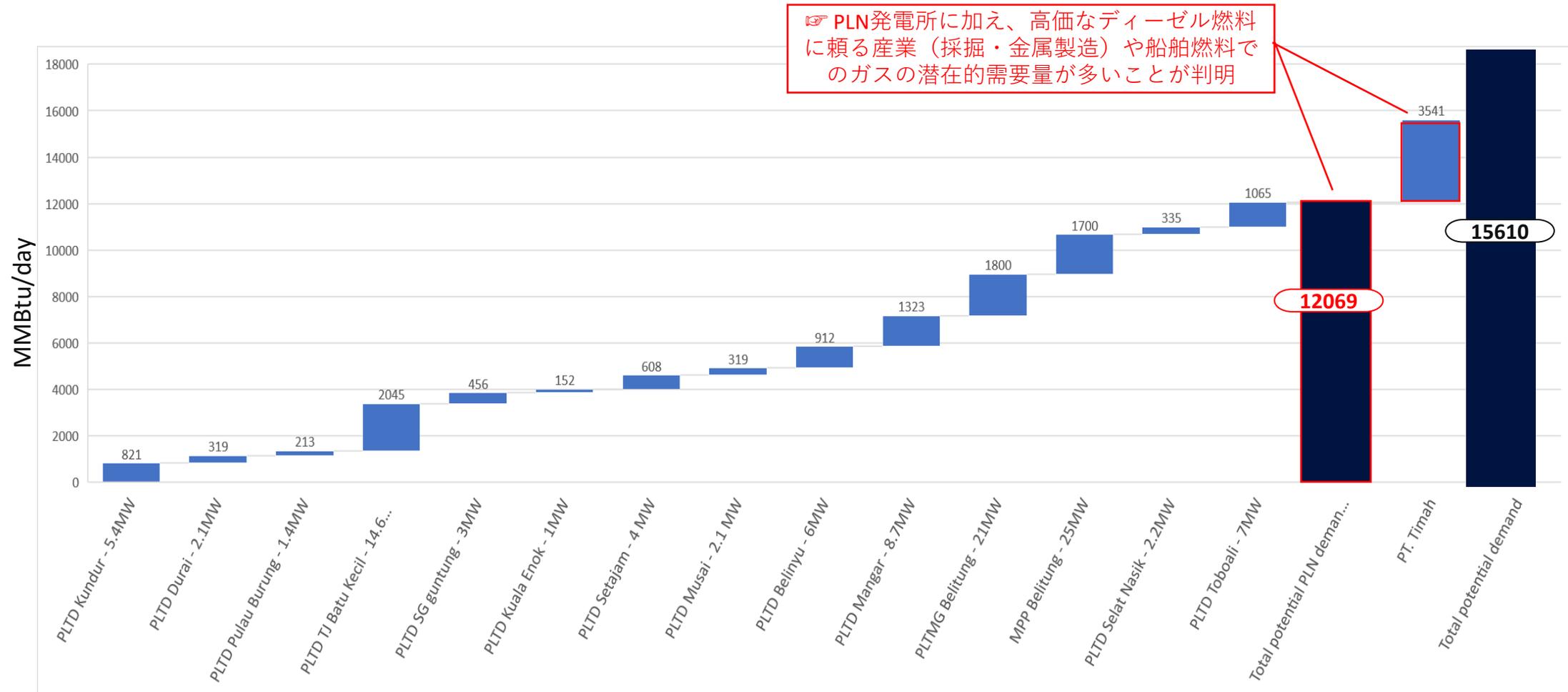
※ 上記マッピングは主な潜在需要のマッピングであり、全ての調査対象を含むものではない。

- Jambi州東部のガス田の対象地域内には、Bangka島とBelitung島、Riau諸島（西部）がある。これらの島々は主要な送電網から離れており、ディーゼルや石炭燃料に頼っていた。
- Bangka島については、Sumatraとの相互接続ネットワークが2022年に稼働し、多くのディーゼル発電が停止した*2が、未だ稼働しているオフグリッドのディーゼル発電はガス転への潜在的需要と考えられる。
- Bangkaは1710年頃から著名なスズ生産の中心地であり、スズ生産市場はインドネシア政府が独占するという稀有な産業となっている。
インドネシアは世界第2位のスズ生産・輸出国であり、Bangka島はこの産業において極めて重要な役割を果たしており、Bangka島の戦略的重要性は、インドネシアの貿易に大きく貢献していることから明らかである。
- PT TIMAH Tbkは、スズの生産・輸出業者として、探鉱、採掘、加工までバリューチェーンを包括したビジネスを行っている。
PT TIMAH TbkはBangka島、Belitung島、Kundur島において鉱業事業ライセンス（IUP）を持っており、473,310ヘクタールの広大な土地で操業している。

*2 出典: PLN connects Sumsel-Bangka electricity system - ANTARA News

3.4 Jambi州東部周辺におけるガス潜在需要調査分析

3.4.2 ガス潜在需要量の試算: PLN発電所に加え、高価なディーゼル燃料に頼る産業（採掘・金属製造）におけるガスの潜在的需要量が多いことが判明。

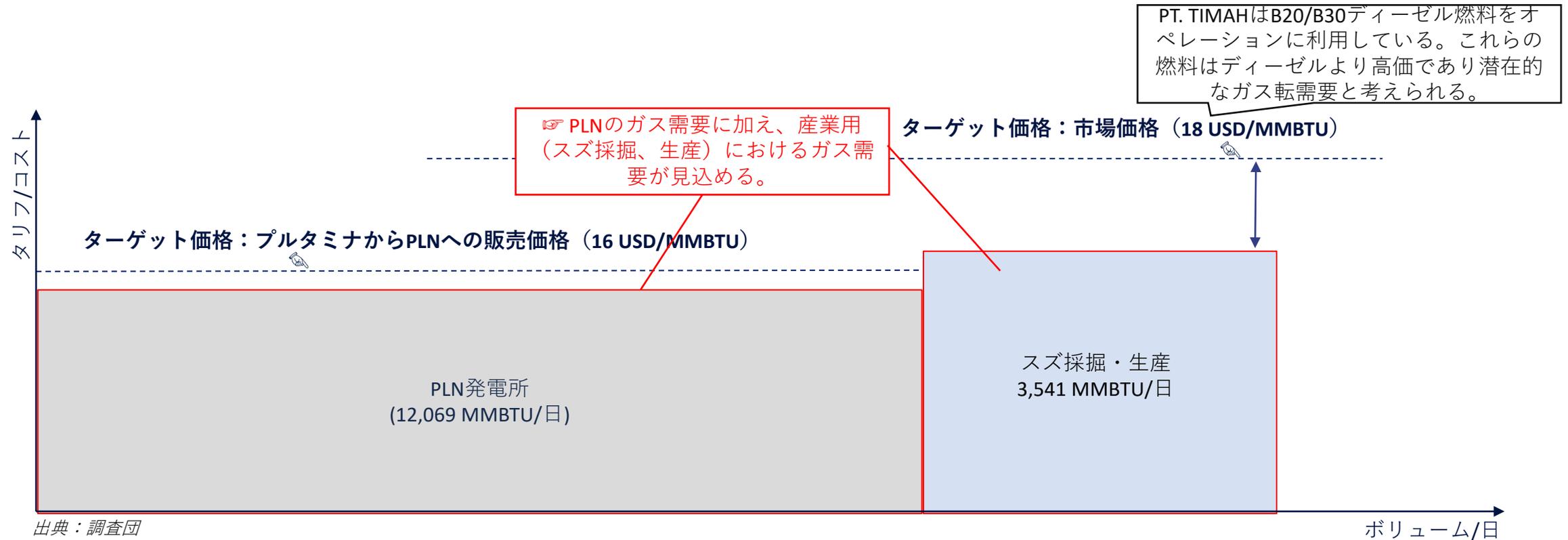


Note

- 1) PLTMG & MPP gas demand refers to RUPTL'21 (Yr2027 demand projection).
- 2) PLTD to Gas engine: Installed capacity aligns with PLTD installed capacity. Assume CF = 65%, Heat efficiency = 35% (<10MW) or 38% (>10MW). 1MWh=3.412mmbtu
- 4) Calculation of Timah potential demand is explained in the attachment.

3.4 Jambi州東部周辺におけるガス潜在需要調査分析

3.4.3 ガス需要の特性：PLNのガス需要に加え、産業用のガス需要が見込め、財務性に寄与する可能性がある



- Jambi州東部周辺の潜在的需要の概要は上図の通りである。直近のMEMR省令に含まれるガス転対象サイトは無く、比較的小規模（～25MW）のPLTD、PLTMGが分布している。これらのディーゼル発電所がガス発電所に転換された場合、12069mmbtu/日のガス需要が見込まれる。
- これらの比較的小規模の発電所は、Bangka島とBelitung島の主要都市にあるPLNの大型ガス発電所とは区別している。Jambi州東部に分布する小規模ガス田から十分な供給量を確保できれば、これらのPLNのガス発電所は実質的なアンカー需要源として機能する可能性もある。
- さらに、PT Timahのスズ採掘事業では、ディーゼル燃料/発電所を利用している。PT Timahは2つのディーゼル発電所を運営している。しかし、1つは既に運転を止めており、代わりにPLNから電力を購入している。発電以外ではPT. Timahは、スズ採掘と生産の操業にB20/B30ディーゼル燃料を利用している*。これらの燃料は通常のディーゼルよりも高価な可能性があるため、将来的にはガスに置き換わる可能性がある。

*出典: Sustainability Report PT Timah 2022 <https://timah.com/userfiles/post/2305036451BA8AEA4A2.pdf>

3.4 Jambi州東部周辺におけるガス潜在需要調査分析 添付7：PT. Timah Tbk消費エネルギータイプおよび潜在ガス需要量

Konsumsi Energi Menurut Peralatan Utama [302-1] [302-4]
[302-5] [F.6]

Energy Consumption based on Main Instrument [302-1] [302-4]
[302-5] [F.6]

Jenis Peralatan Utama Type of Main Instrument	Jenis Energi* Energy Type*	Jumlah Pemakaian Energy/Total of Energy Usage					
		2022		2021		2020	
		Original Unit (liter)	Original Unit (GJ)	Original Unit (liter)	Original Unit (GJ)	Original Unit (liter)	Original Unit (GJ)
Furnace (Peleburan bijih dan terak) di Unit Metalurgi dan Kunder Furnace (smelting ore and slag) in the Metallurgical and Kunder Unit	MFO	6.281.374	238.064	4.738.178	179.577	4.897.313	185.608
Flame Oven	MFO	294.900	11.177	395.650	14.995	537.500	20.371
Rafinasi (Pemurnian) Refinement (Purification)	MFO	704.900	26.716	935.500	35.455	1.299.500	49.251
Kapal Bor Laut Drill Sea Ship	B20/B30	1.641.584	62.216	1.521.222	57.654	1.270.055	48.135
Kapal Transporter Tugboat	B20/B30	1.604.220	60.800	2.709.261	102.681	1.061.011	40.212
Kapal Keruk (KK) Dredger (KK)	B20/B30	8.750.100	331.629	7.561.501			
Kapal Isap Produksi (KIP) Cutter Suction Dredge (KIP)	B20/B30	23.000.101	871.704	23.278.731			
PLTD Unit Metalurgi Diesel Power Plant Metallurgy Unit		Sudah Beralih menggunakan Energi Listrik PLN Have switched to using PLN electricity				1.904.648	73.551
PLTD Kunder Kunder Diesel Power Plant	B20/B30	992.118	37.601	1.345.101	50.979	1.897.425	71.912

Potential to be converted to LNG

☞ 2022年に年間B20/B30ディーゼル燃料を
1,363,950 GJ消費。これをMMBTUにすると、
1,292,774 mmbtu, (=3541mmbtu/d)であり、1日あた
り、3541MMBTUの潜在ガス需要量が見込める。

§ 4. パイロットサイト候補の選考および技術検討

4.1 パイロットサイト候補の選考

4.1.1 ガス供給元および需要地の概要

- 前章の選考基準および需要調査結果に基づき、下表の3つのパイロットサイト候補と対応する需要地を選定した。選考理由は次頁以降にて記述する。
- 本章ではパイロット候補サイトに適したmini-LNGプラントの技術検討結果および配送、発電までの事業財務性評価のためのシナリオ検討を実施した。

パイロットサイト候補と需要地

#	パイロットサイト候補 (ガスソース)	需要地選定のシナリオ	需要地	ガス需要量
1	Field:Lofin working area:Seram non-bula	Seram島及び隣接地域のディーゼルからLNGへの燃料転換	Phase1:WLI Opin Prawn Farm	2.0 bbtud
			Phase2:Phase1 + WLI Pasaheri Prawn Farm	3.3 bbtud
			Phase3:Phase2 + PLTMG Namlea, PLTMG Namrole, PLTMG Seram Peaker2, PLTMG Bula	7.33 bbtud
2	非公開情報 (以降関連ページ削除)			
3				

- なお、不純物組成が高いサイトのLNGプラントの前処理カスタマイズ検討については、CO₂濃度が高く、一日当たりの計画生産量が2.3bbtud(内部消費前)と標準モジュールと同等規模のフィールドを対象に、追加で必要となる前処理設備のコスト検討を行う。

4.1 パイロットサイト候補の選考

4.1.2 (1) Lofin (Seram Non-Bula)

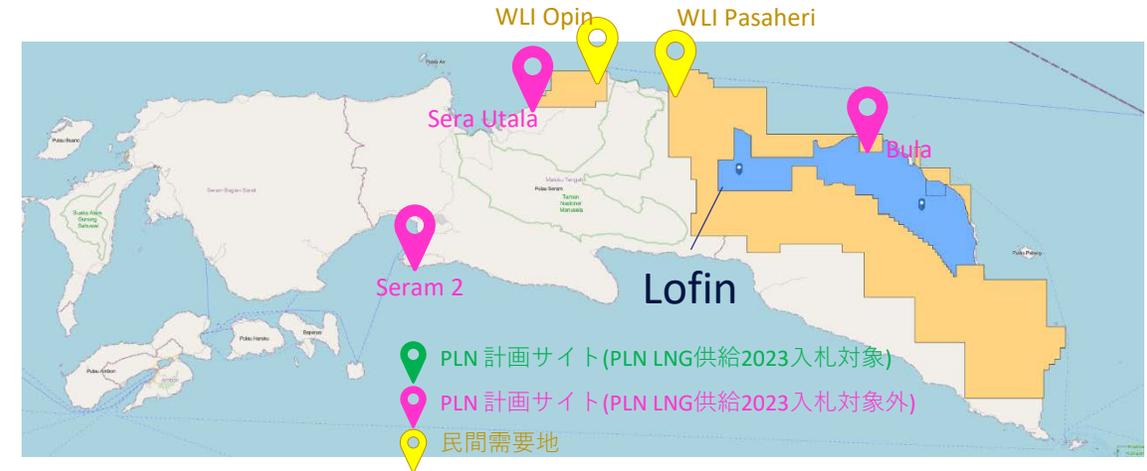
[選考理由]

- ✓ 予想埋蔵量+推定埋蔵量が大きいが直近の生産計画は10~20mmbtudで必ずしも大規模ではない。
- ✓ 不純物濃度も非常に小さく標準の前処理が適用可能。
- ✓ 14.5kmのパイプラインでLCTがアクセス可能沿岸部に到達可能。
- ✓ 同じ島内にWLI Opin、WLI Pasaheriのエビ養殖場やBula、Seram peaker等のPLN 小規模ガス火力が存在し、更に周辺のBuru島のNamlea/Namrole等の需要地が存在している。

[フィールド諸元]

- ワーキングエリア: Seram Non-Bula
- フィールド名: Lofin
- ガス井: LOFIN-1&2
- 地域: East Indonesia
- 州: Maluku
- ロケーション: -3.08650,129.92650
- Ref. [\[k\]](#)
- オペレーター: Citic Seram Energy Ltd.

※ P1: Proven Reserves (確認埋蔵量)
 P2: Probable Reserves (推定埋蔵量)
 P3: Possible Reserves (予想埋蔵量)

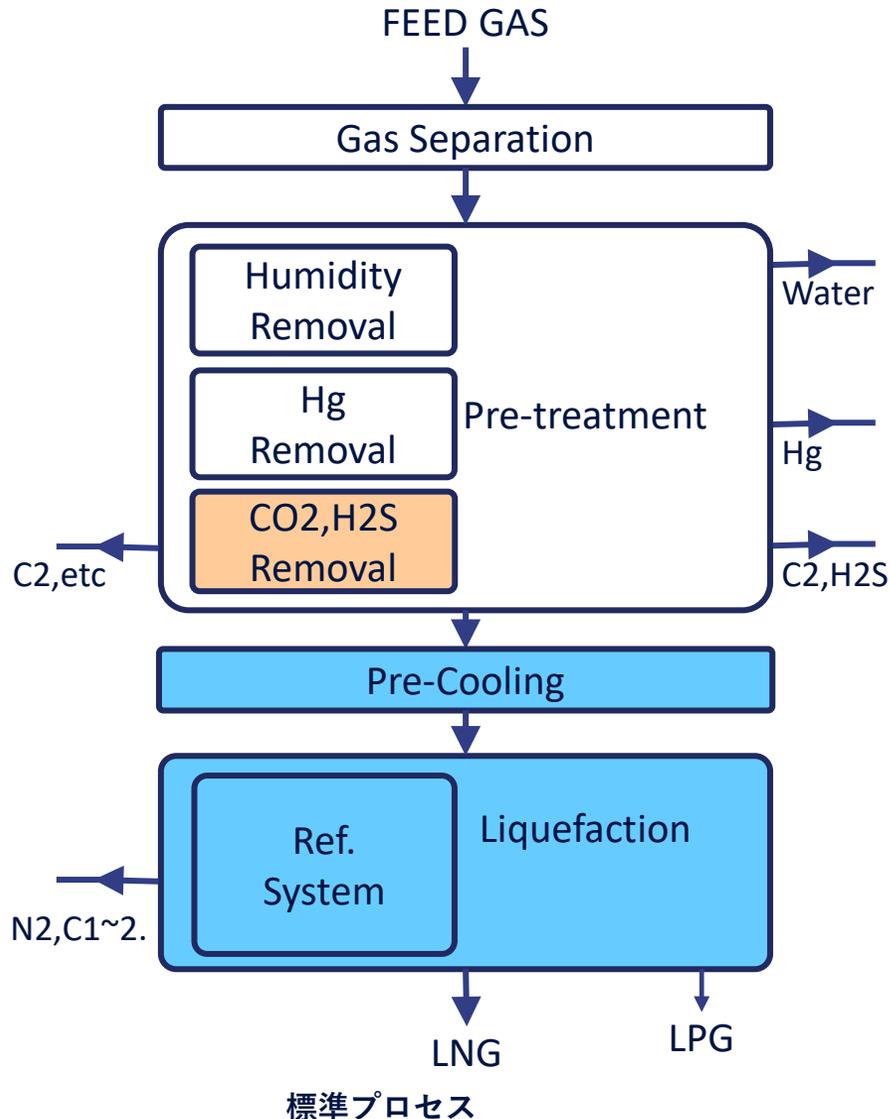


Lofin ガスフィールドのロケーション

出典: ESDM one map に基づき調査団作成

4.2 Mini-LNG 生産プラント技術検討

4.2.1 主要プロセス構成



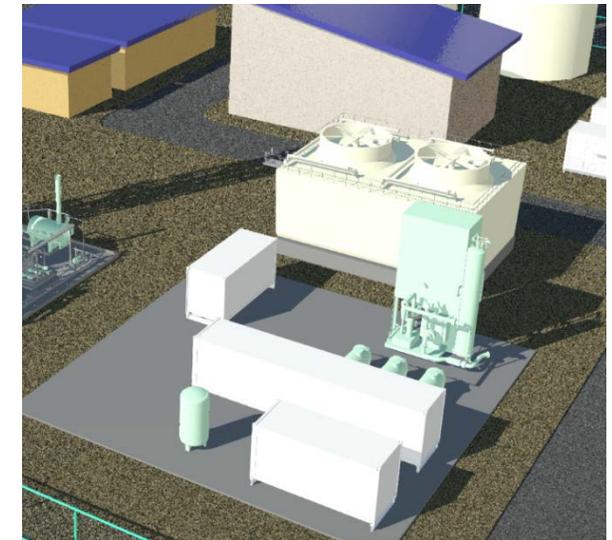
前処理プロセス:

- FEEDガスから不純物を除き天然ガス精製する。
- 一般的には水(Humidity)とHg,CO₂,H₂S及びC₂以上のHCを分離する。
- 対象サイトの不純物濃度に依存して前処理プロセスの仕様を計画する。
- また、この仕様は気液分離が行われたRawガスが供給される前提で計画される。

- ※1 本検討では議論の単純化のためC₂以上の濃度の低いガス田を対象とし、FEEDガスからCO₂及びH₂S除去後の量を精製ガスとして取り扱う。
- ※2 精製ガスの11%を内部電力用に発電システムへ供給する。

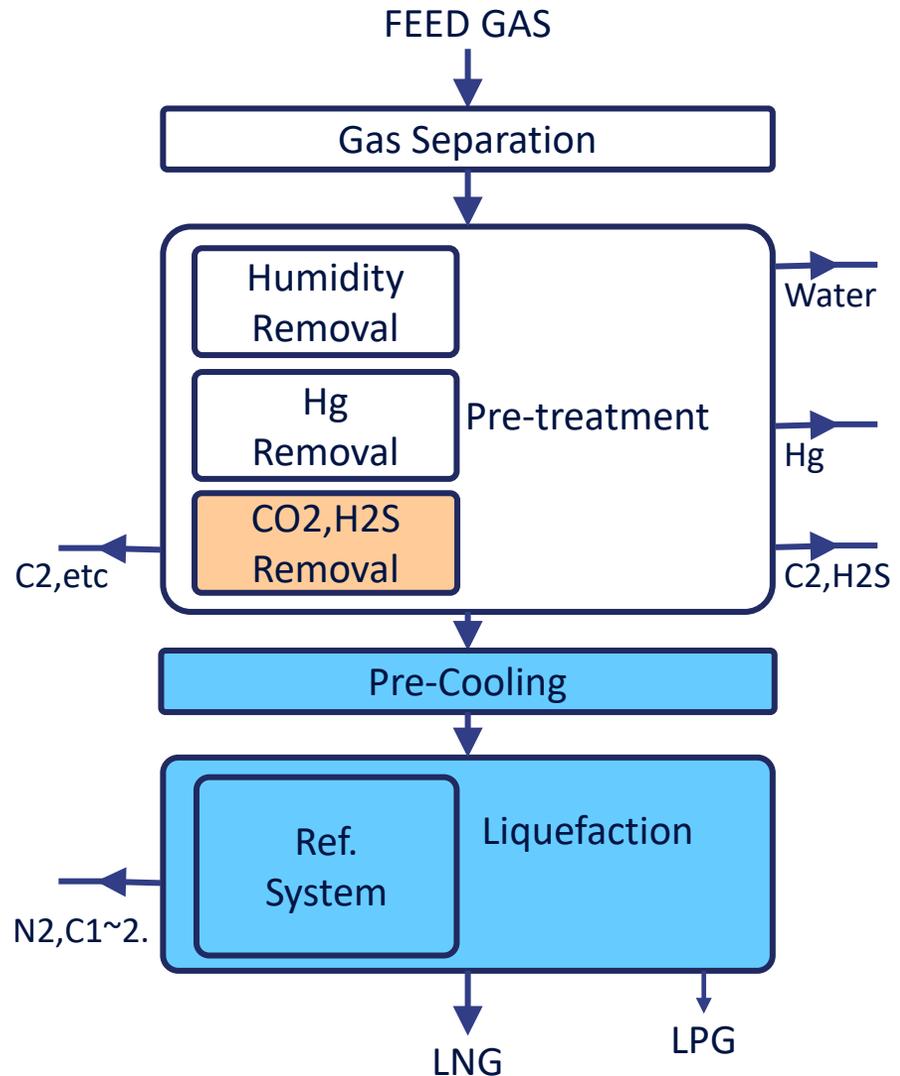
液化プロセス:

- 精製後の綺麗なガスを冷却,液化してLNGを生産し容器へ充填するプロセス。
- 本検討では、冷凍にN₂膨張サイクルを用い必要となるN₂もサイトで精製できる構成として冷媒の補給等のメンテナンス負荷を軽減している。
- ガスエンジン火力を設置し、前処理も含めて精製ガスの11%を使用して内部電量へ供給する。
- 液化したLNGはバッファータンクを經由してISO LNG Containerへ充填し、トレーラあるいはLCT等のコンテナ輸送船に払い出される。



4.2 Mini-LNG 生産プラント技術検討

4.2.2 標準とカスタマイズの分離戦略



標準プロセス

カスタマイズパート:

- 各フィールドによる成分の違いは前処理の範囲で吸収する。
- 但し、10%以下のCO₂等、最低限の前処理は、標準範囲として再利用可能なユニットの範囲に含むものとして計画し、特定サイトの過剰な成分に対処するために追加ユニットと分割する。
- 本検討では、パイロットサイト候補として選考したLofin, Puspa, Matoa に適用可能な、一連の前処理ユニットを再配置可能な標準ユニットに含めるものとして計画した。

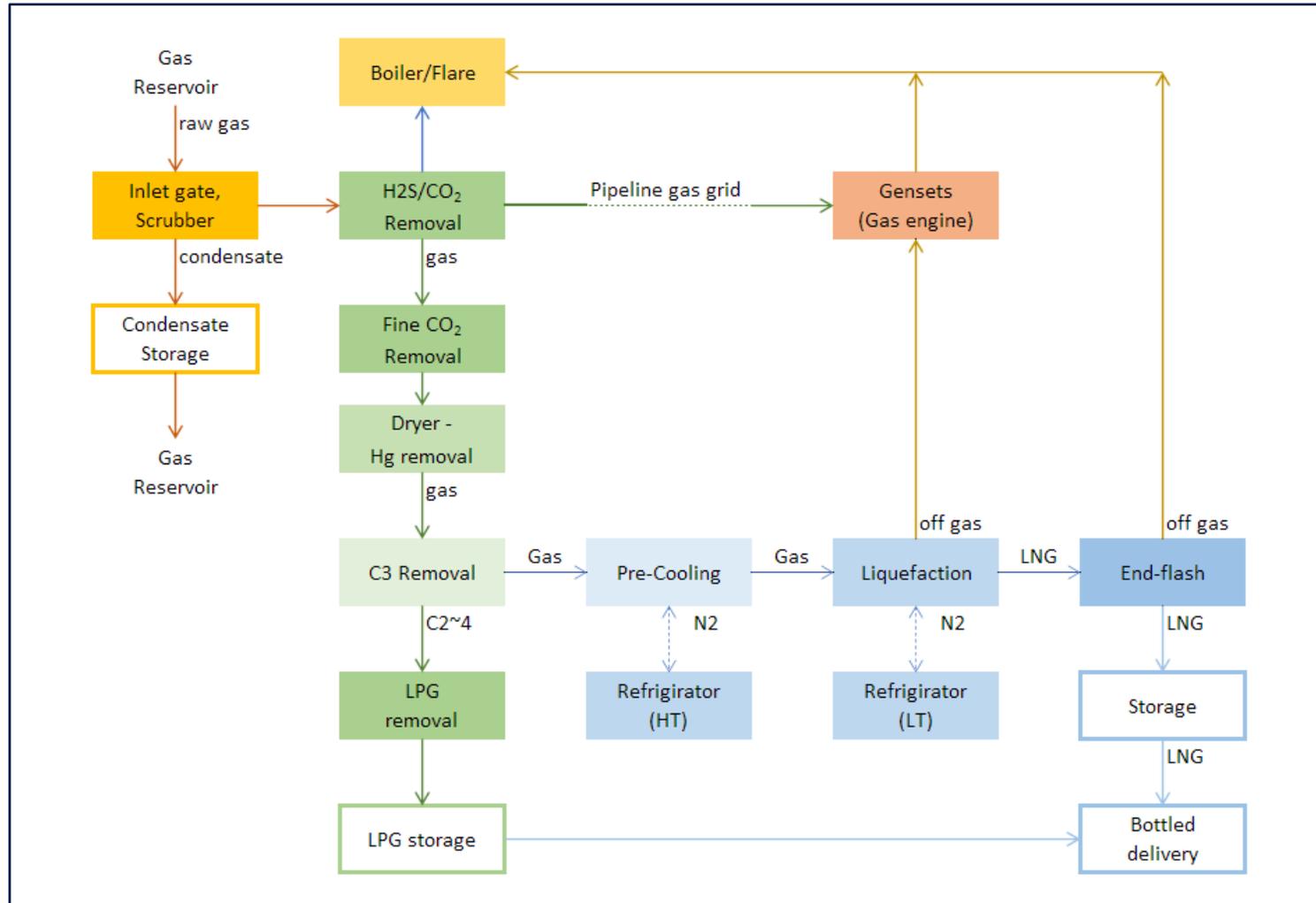
標準パート:

- 基本的にガス井が枯渇しても再配置することで引き続き利用できる共通の設備範囲とし、容易に移設できるようスキッドマウントないしコンテナ化した設備とする。
- 井戸毎の容量差は最小単位の並列化で対応し、個別設計は成分に起因するカスタマイズ範囲を超えて行わない方針とする。
- オフテイク増加による不足等があれば、この単位で新たに建設し、逆に契約量やガス生産量の減少による余剰が出た場合は他のサイトへの移転を検討することで座礁資産化を防ぐ。

4.2 Mini-LNG 生産プラント技術検討

4.2.3 標準プラントのブロックフローダイアグラム

- 本検討で経済性検討のベースとして用いる標準プラントの仕様及びブロックフローダイアグラムを示す。



LNG 生産ブロックフローダイアグラム

Specification

Feed gas : 2.5 MM SCFD @rated

Internal Gas consumption: 11-12%

Power consumption: abt. 2 MW + demands
outside the pack.

Feed gas content:

C1 ... 85% or higher

C2~4 ... 5% or less

N2 ... 2% or less

CO₂ ... Less than 15 %

H₂S ... Less than 500 ppm

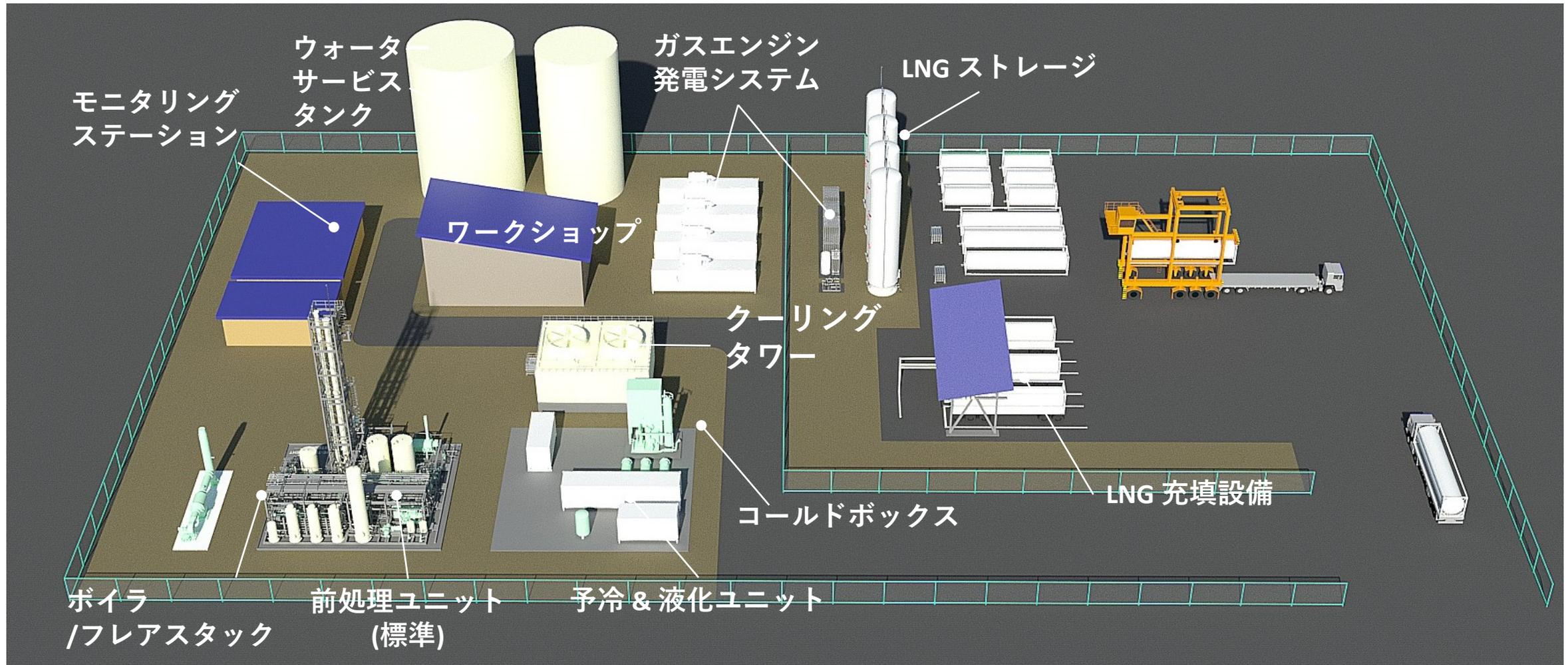
LNG content:

N2 ... 0.1% or less

4.2 Mini-LNG 生産プラント技術検討

4.2.5 標準LNG生産プラント概要 (1/3)

- 前項で平面図を示した2.5MMSCFD対応の標準LNGプラントの全景は下図の通り。

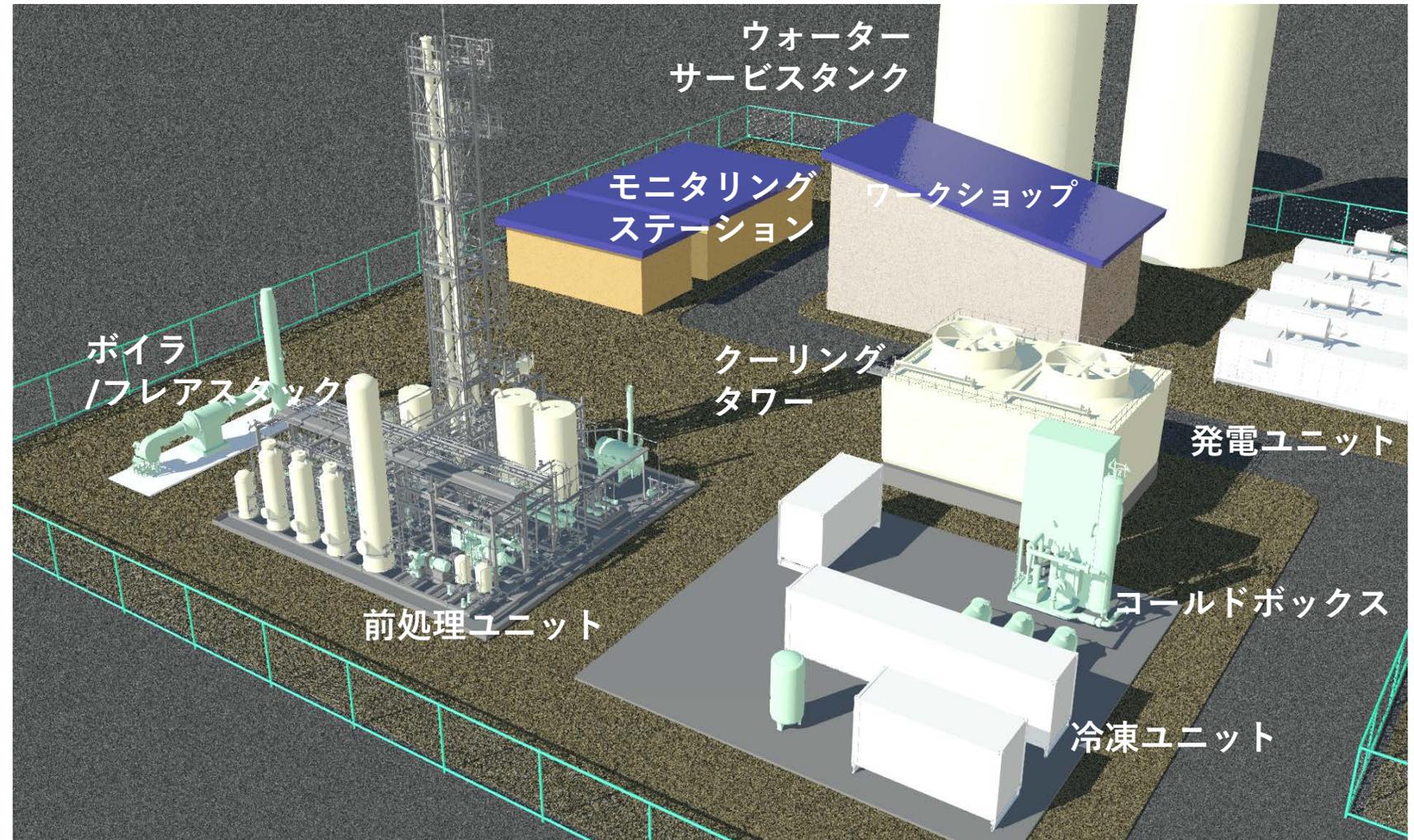


4.2 Mini-LNG 生産プラント技術検討

4.2.5 標準LNG生産プラント概要 (2/3)

- 標準LNGプラントの①前処理&液化設備エリア及びその奥の②ユーティリティ設備の一部（発電設備及びウォーターサービスタンク）
- 冷凍プロセスは船用の再液化ユニットで実績のある窒素膨張サイクルを用いる。
- また、前処理はアミン吸着等の一般化されたプロセスで構成される。

※ 本検討では1) 枯渇後に再配置可能な設備とすること、2) ターゲットをディーゼル、LPG等の高額な石油系燃料の代替に置くこと、3) 過去に検討した液化後の小規模LNG配送のノウハウの適用を経済性成立の源泉と考えており、技術等は成熟した技術を用いる方針で計画。



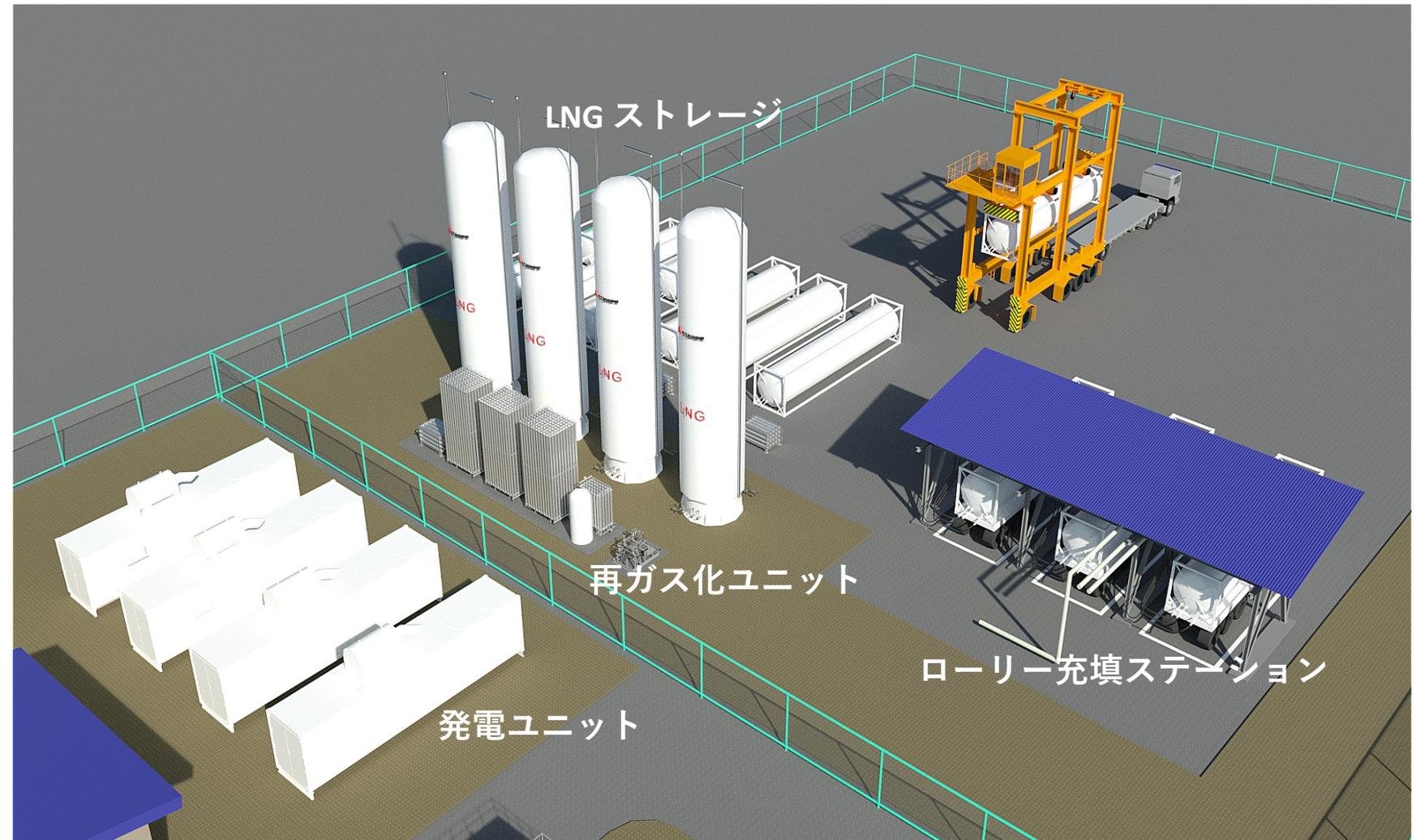
前処理&液化設備エリアとウォーターサービスタンク

出典:調査団

4.2 Mini-LNG 生産プラント技術検討

4.2.5 標準LNG生産プラント概要 (3/3)

- 標準LNGプラントの②ユーティリティ設備の発電ユニット、発電設備用の再ガス化ユニット、③LNG貯留&充填設備図を示す。
- 内部利用するガスは前処理後の生産ガスを用いるが、起動時のLNG利用等を考慮し再ガス化ユニットも設置している。
- 今回の検討ではサブトレイラに搭載したままでの充填になるため、ローリーステーションを用い、コンテナのみでのハンドリングは行わない方針（図中にあるRMGは用いない）。



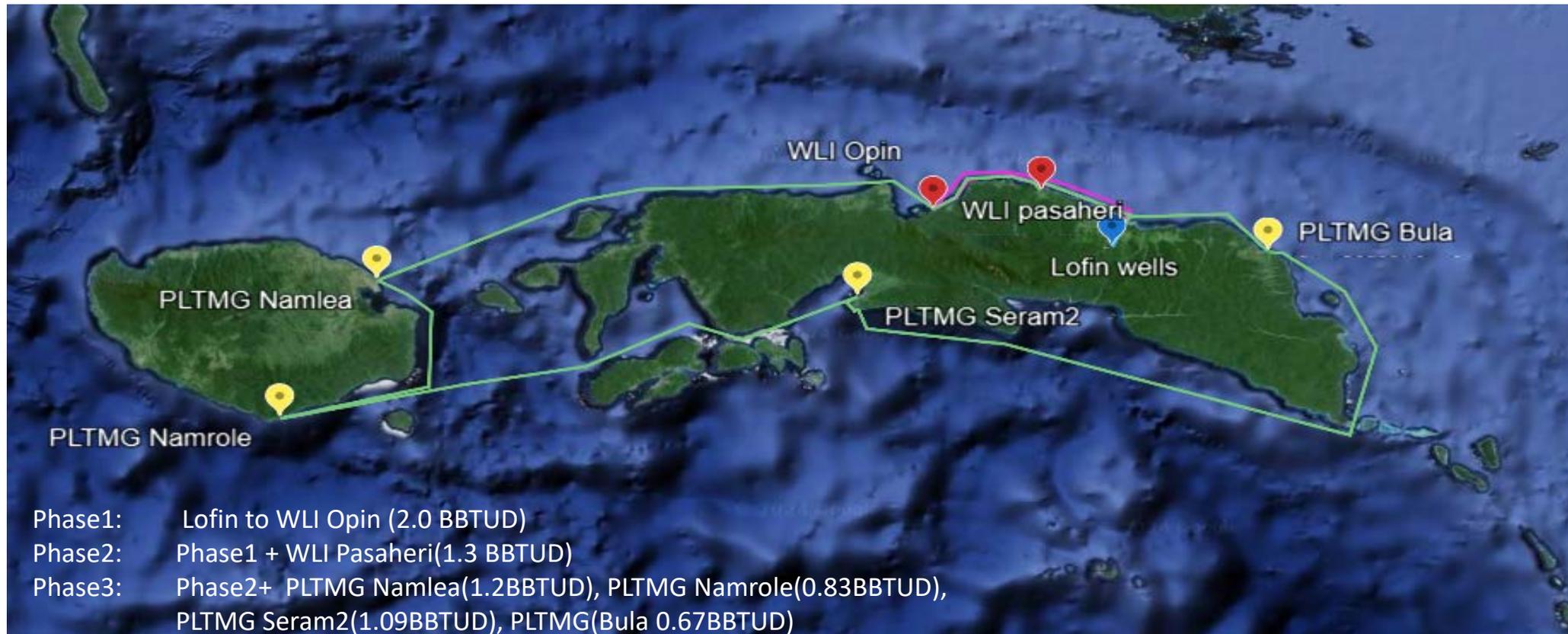
発電ユニットとLNG貯留&充填設備

出典:調査団

4.3 プラントの配置と経済性評価のシナリオ検討

4.3.1 (1) Seram Lofinから周辺需要地への供給シナリオ概要

- **Phase1:** 標準LNGプロダクションプラントの液化能力を2.5mmscfd(生産能力2.4bbtud)として、Phase1では最小構成のWLI Opinを対象としてPear 2 PearのLCTによる輸送を想定する。
- **Phase2:** 供給先としてWLI Pasaheriを加えるが、生産能力を最適化するのではなく、標準ユニットを一基追加することにより倍増の4.8bbtudとし、部分負荷乃至断続運転で3.3bbtudを生産する。
- **Phase3:** PLNが近隣で計画している PLTMG Namlea、PLTMG Namrole、PLTMG Seram 2、PLTMG Bulaへの供給を企図して、生産ユニット数を4基に拡大し最大9.6bbtudの能力で7.3bbtudを供給する。



4.3 プラントの配置と経済性評価のシナリオ検討

4.3.1 (2) 各サイトの設備構成イメージ

- ① Lofinフィールドは内陸部に位置するため生産井から沿岸部まで14kmのパイプラインを敷設し沿岸部にCNGとして供給
- ② 沿岸部に前処理及び液化プラントを建設、事前にLCTから払出したISO LNG LNG Containerへ充填して輸送用LCTへ積み込む。
- ③ LCTでMini LNG Plantから目的地（Phase1：WLI Opin,Phase2: WLI OPIN + WLI Pasaheri, Phase3: 左記+PLN発電サイト4ヵ所）へ配送。
- ④ 供給サイトで、トレーラヘッドを用いてLCTを払い出して、再ガス化プラントへ接続し、隣接するガス火力へガス供給を行う。



4.3 プラントの配置と経済性評価のシナリオ検討

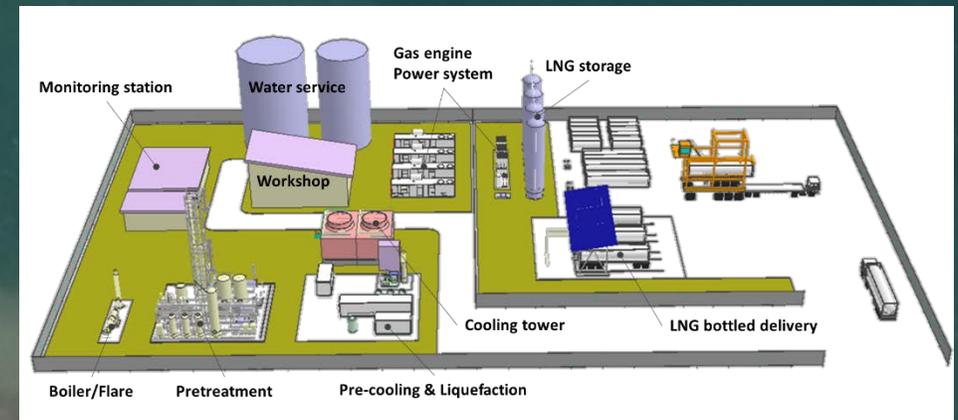
4.3.1 (3) Seram Lofin mini-LNG生産プロジェクト概要

Seram Lofin mini-LNG 生産プロジェクト概要

プロジェクト名	Seram Lofin mini-LNG (仮称)			
スコープ	Natural Gas Liquefaction LNG Storage & Filling Service to ISO LNG Container			
プロジェクト概要	<p>プラントロケーション： -2.956575, 129.935765 ガスソース</p> <ul style="list-style-type: none"> ワーキングエリア: Seram Non-Bula フィールド名: Lofin 地域: East Indonesia 州: Maluku ロケーション: -3.08650, 129.92650 オペレーター: Citic Seram Energy Ltd. 			
	Phase1	Phase2	Phase3	Remark
候補需要地	WLI Opin	WLI Opin & WLI Pasaheri	WLI Opin & Pasaheri, Namlea, Namrole, Seram2, Bula	
液化キャパシティ [mmscfd]	2.5	5.0	10.0	調査団の提案に基づく
需要に基づくLNG生産量 [bbtud]	2.0	3.3	7.3	
CAPEX [M USD]	移設可能 (標準セット)	非公開情報		標準前処理/液化ユニット/発電設備/充填設備
	サイト固有			土木・建設(含む輸送/輸入)/許認可/各種税
	パイプライン			14.5km
	合計			
OPEX [M USD/y]				

4.3 プラントの配置と経済性評価のシナリオ検討

4.3.1 (4) Seram Lofin向けのMini-LNG生産プラント概要

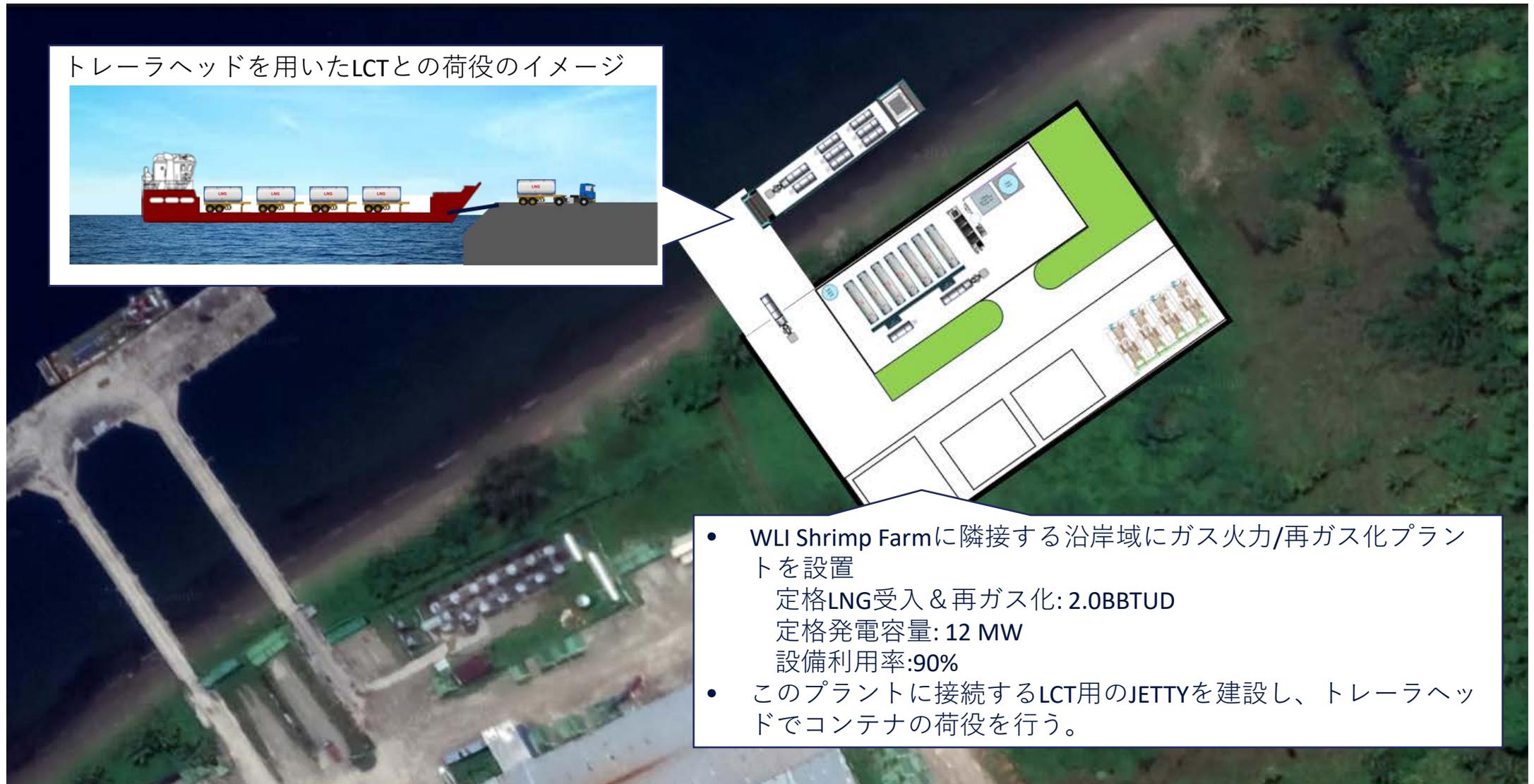


1. 沿岸部にプラント用地を確保しLofin Fieldからパイプラインで接続しガス供給。
2. Phase1：Opin向けの2bbtudを生産する①Pre-Treatment Unitx1, ②Liquefaction Unitx1, ③LNG充填ステーションx1setと④将来の拡張を意識したJETTY&コンテナヤードを確保
3. Phase2：Pasaheri向けの生産量増加に合わせ、隣接区画に①~③相当の用地を確保、処理能力を5 mmscfdに拡大（実際の生産量は3.3bbtud）
4. Phase3：7.3bbtudへの生産量増加に合わせ、隣接区画に①~③の2set分の用地を確保し、処理能力10mmscfdに拡大する。

LOFIN mini-LNG 生産プラント概要

4.3 プラントの配置と経済性評価のシナリオ検討

4.3.1 (5) 需要地の設置例(1/2)： WLI OpIn Shrimp Farm



4.3 プラントの配置と経済性評価のシナリオ検討

4.3.1 (5) 需要地の設置例(2/2)： WLI Pasaheri Shrimp Farm



需要地の設置イメージ WLI Pasaheri Shrimp Farm

4.3 プラントの配置と経済性評価のシナリオ検討

4.3.5 サイト計画の考え方

1. 対象フィールドのロケーション、生産ガス量、組成、Rawガス価格、最低生産量の確認

- ① 需要地へ割り当て可能なクリーンガスの最大量と、オーナーがプロジェクト組成に必要と考える最低生産量を確認する。
- ② 不純物濃度が■%以下であれば標準モジュールの適用を前提に計画、標準モジュールの限度を超える場合は、追加のカスタマイズモジュールを計画に加える。

2. 液化プラントの立地ロケーションの検討

井戸元のロケーションと潜在需要地の配置から、液化プラントの立地場所を以下の候補から選択する。

- ① **井戸に隣接**：前処理/LNG液化/コンテナ充填設備を設置する。
基本的にコンテナとしての一般物流物流網を利用、サイト要件別にトレーラヘッド、セミトレーラー等も配備する。
- ② **海岸、河川への接続**：海岸、乃至大型河川の川岸までパイプラインを敷設し出口に、前処理/LNG液化/コンテナ充填設備とLCT等コンテナ輸送船へのJETTYを設ける。
- ③ **既設パイプラインへの接続**：既設で利用可能なパイプライン迄の支線を敷設し接続、更に既設パイプラインの適切なポイントから海岸、河川への支線を分岐、以下②と同様。

3. アロケーションする需要地と需要量を検討

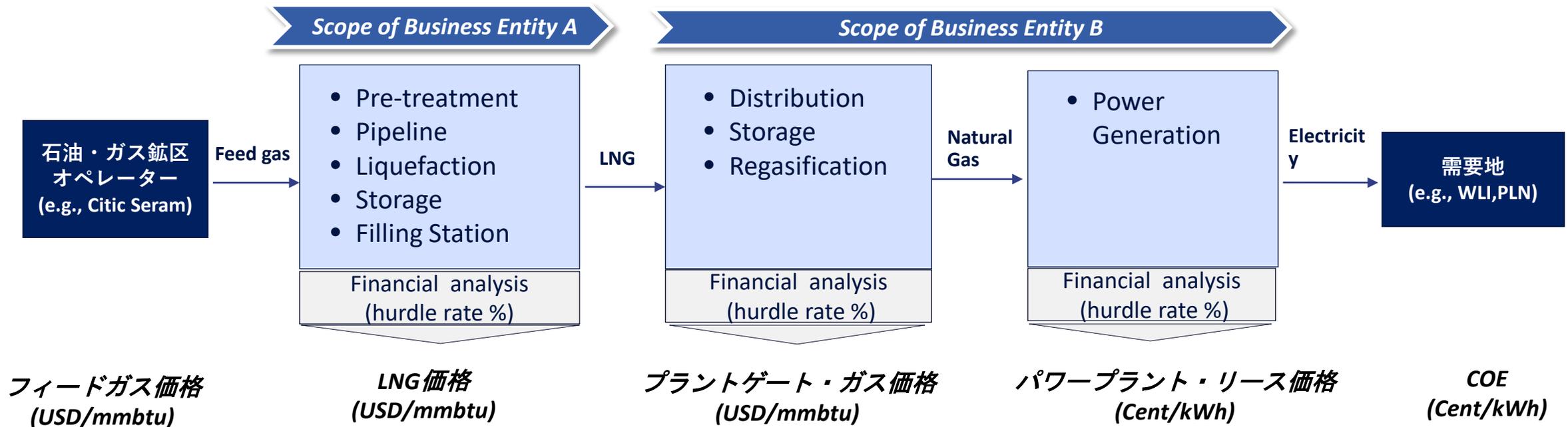
- ① 候補需要地を標準モジュールの単位生産容量を上回らない範囲でクラスター化し配送コストを検討、概算する。
輸送手段をできるだけ統一できる距離の近いサイトを選んでクラスター単位に配送コストを求める。この配送コストにRawガス価格と標準モジュールの生産・充填コスト、更に事業投資に必要な利益を加えてプラントゲート価格を概算する。
- ② このプラントゲート価格が、ターゲットとするディーゼル等の競合燃料を代替するに十分な価格競争力を有するか否かを確認する。
- ③ ②がクラスターを構成する各サイトで成立するのであれば、標準モジュール1単位分の候補先が確定できる。
- ④ ①～③をオーナーが望む割当て数量まで繰り返す。

§ 5. 事業財務性分析

5.1 事業スキームおよび前提条件

5.1.1 想定事業スキームおよび事業財務性分析手法

- 本パイロット事業では石油・ガス田オペレーターと需要地の間に2事業体を想定する。
 - 事業体Aのスコープ：ガス前処理、送ガス、液化、貯蔵、ISO LNGタンクへの注入。
 - 事業体Bのスコープ：LNGタンクの運搬、貯蔵・再ガス化、発電（リース）
- 財務分析では、フィードガス価格を \blacksquare /mmbtu (ベースケース)とし、事業体Aのハードルレートを満たすLNG価格を算出する。同価格に基づき、事業体Bのハードルレートを満たすプラントゲート・ガス価格およびプラント・リース価格を算出することにより、オフテーカーにとっての電力単価（COE）を導出した。



想定事業スキームおよび事業財務性分析手法

出典：調査団

5.1 事業スキームおよび前提条件

5.1.2 ターゲット燃料価格の検討

- ターゲットとする燃料価格はハイスピードディーゼル(HSD)の補助金なし価格およびPLNによるHSD購入価格を参照した。
- 2018年～2024年の補助金なしHSD価格(中央値)はIDR12,400/literであり、熱量換算*後は24.9ドル/mmbtuとなる。よってWLIなどの産業向けガス価格は25%程度低い18-19ドル/mmbtuを下回る価格、COEで18-19セント/kWh以下で受渡可能かを判断の基準とする。
- PLN向けの供給の場合、プラントゲート・ガス価格は15-16ドル/mmbtuが閾値とされている。PLNのディーゼル燃料調達価格はプルトミナとの燃料購入契約に基づくものであり、2018年から2022年の中央値において市場価格の中央値より34%程度低い。2018年から2022年の中央値は熱量換算後17.7ドル/mmbtuであり、2022-2023年は21ドルを超える。

HSD価格(補助金なし)推移

High Speed Diesel (Pertamina DEX)			
Year	Month	IDR/Liter	\$/mmbtu*
2018	2	17,000	34.4
2019	2	11,950	24.9
2020	2	10,450	20.5
2021	4	10,450	21.4
2022	2	12,400	24.3
2023	1	17,100	33.2
2024	1	15,450	29.0
Median		12,400	24.9

出典: [Pertamina Announcement](#)

PLNによるHSD購入平均価格 推移

Unit High Speed Diesel Price		
Year	IDR/Liter	\$/mmbtu*
2018	9,419	19.0
2019	7,854	16.3
2020	5,829	11.4
2021	7,206	14.8
2022	11,157	21.9
2023	11,239	21.8
Median	8,636	17.7

過去傾向に基づく推計値

出典: [PLN Stats Report 2022](#)

ICP平均価格推移

Indonesian Crude Oil Price	
Year	\$/bbl
2018	67.47
2019	62.37
2020	40.39
2021	68.47
2022 1H	104.22

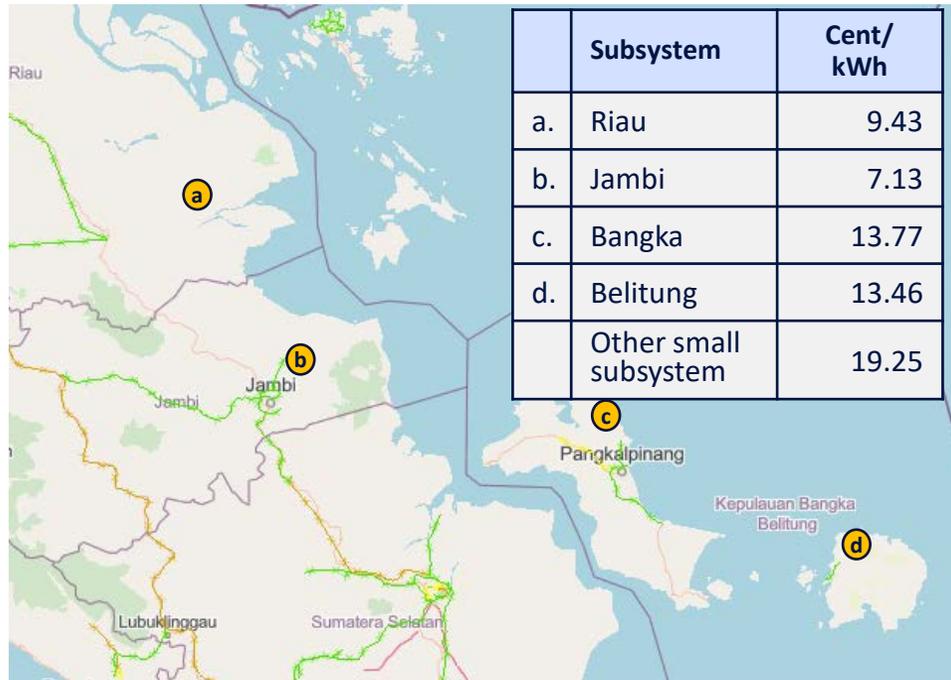
出典: [DG Oil&Gas Stats 2022](#) [2018](#)

*Note: Study team's calculation with 36 MJ/litre, 1mmbtu = 1,055 MJ

5.1 事業スキームおよび前提条件

5.1.3 PLN2020年平均発電コスト (BPP)

- エネ鉱省が2021年に発行した2020年PLN発電コスト(BPP)省令のうちケース分析を実施したJambi、MalukuおよびPapua地域のBPPを示す。国平均BPPは7.05セント/kWh、ディーゼル燃料による発電が中心のオフグリッド地域は17~19セント/kWhと考えられる。
- 本BPP価格は平均燃料価格が低かった2020年のものを反映しており、以降更新されていない。PLNによるHSD購入価格は2020年から2022年にかけて増加している（前頁参照、IDR5,829→11,157/liter）ため、PLTDの発電コストも上昇傾向と考えられる。さらにエナジートランジション政策の実施（石炭火力発電所の廃止および混焼、エネルギーミックスにおける再エネ比率の増加）に伴いBPP全体も上昇傾向にあると予測される。



Sumatra地域BPP(抜粋)



Maluku、Papua地域BPP(抜粋)

5.1 事業スキームおよび前提条件

5.1.4 前提条件

- 財務分析の基本的な前提条件を下表に示す。

前提条件			
項目	値	項目	値
通貨	USD	金利	7%
価格基準年	2024	アップフロント・フィー	1.2%
インフレーション率	2%p.a.	返済期間	13年
建設期間	1年	負債:資本レシオ	70:30
COD予定年	2027	コーポレートタックス	25%
コンセッション期間	15年	減価償却	15年

- フィードガス価格は USD \blacksquare /mmbtu をベースケースとし、上下した場合のプラントゲート価格への影響を見る。
- 設備利用率は RUPTL'21 のガス需要量および設備容量に基づき推計したものをベースケースとする。感度分析では CF を 85% に向上させ設備容量・Capex を最適化した場合の COE への影響を見る。

ベースケースおよび感度分析

項目	ベースケース	感度分析
フィードガス価格	USD \blacksquare /mmbtu	± USD2/mmbtu
ガスエンジン設備利用率	PLN RUPTL'21 に基づく。民間および PLTD からのガス転は 60% とする。	85%

5.2 Seram Lofin事業財務性分析

5.2.1 需要地および配送シナリオ概要

- Seram Lofinケースにおいては前述の通り3段階の供給シナリオを想定し財務分析を行った。
- 配送に要する日数をフェーズ1から3において2日、3日、9日/サイクルとする。



LCT船 航海距離

Ph.1:190km, Ph.2: 200km, Ph.3: 1,224km



航速7.5Knot、デイトタイム着岸・離岸、荷役20分/コンテナ

出典：調査団

需要地概要

Phase 1 (2 days/cycle)	BBTUD	MWh/d	CF	MW	LNG (m3/d)	40ft tank/cycle
b) WLI Opin	2.00	230	60%	16	68	4
Phase 2 (3 days/cycle)	BBTUD	MWh/d	CF	MW	LNG (m3/d)	40ft tank/cycle
a) WLI Pasaheri	1.30	150	60%	11	44	4
b) WLI Opin	2.00	230	60%	16	68	5
合計	3.30	380	-	27	112	9
Phase 3 (9 days/cycle)	BBTUD	MWh/d	CF	MW	LNG (m3/d)	40ft tank/cycle
a) WLI Pasaheri	1.30	150	60%	11	44	4
b) WLI Opin	2.00	230	60%	16	68	5
c) PLTMG Namlea	1.20	138	58%	10	41	10
d) PLTMG Namrole	0.81	93	39%	10	28	7
e) PLTMG Seram 2	1.09	125	26%	20	37	9
f) PLTMG Bula	0.93	107	45%	10	32	8
合計	7.33	843	-	77	250	59

Note: 0.12 kwh/btu, 0.93mmscf/bbtu, 18ton LNG/mmscf, 2.04m3 LNG/ton LNG, 350days op/yr

5.2 Seram Lofin事業財務性分析

5.2.2 下流事業の積算概要

- 下流事業(配送、貯蔵、再ガス化、発電)におけるコスト概要を下段に示す。

非公開情報

5.2 Seram Lofin事業財務性分析

5.2.3 (1) 財務分析結果 ベースケース

非公開情報
(以降関連ページ削除)

5.2 Seram Lofin事業財務性分析

5.2.4 まとめ

- Seram Lofinを供給元としたケーススタディでは、取扱量が少ないフェーズ1,2であっても、配送先が民間で航海距離が短い場合は、ディーゼル燃料からの転換を動機づけるに足るプラントゲート価格およびCOEを提示できる結果となった。
- 取扱量が増加するフェーズ3においては、プラントゲート価格を規模の経済により押し下げることが出来る一方、PLNサイトで設備容量(MW)・利用率(CF)が保守的な場合、結果としてCOEがPLNの期待値(地域BPP)より高額に出てしまう可能性がある。これに対し複数の切り口でのCOE改善施策が考えられる。

1. 上流(液化)事業

- 現在の需要量(7.3BBTUD)から、液化設備4基の最大生産量(9.6BBTUD)に近づくよう、需要先/需要量を追加することにより固定費単価を下げる。
- 前処理・液化処理設備費用の改善
- フィードガス価格の値下げ交渉/オペレーターによる下流事業JVへの参加

2. 下流(配送・発電)事業

- RUPTLに記載のベースケース設備容量(およびCapacity factor)をより最適化することにより設備投資費を下げる。
- マージンの高いサイトと低いサイト間のCross Subsidyの検討。

3. オフテーカーとの交渉 (近年の燃料高、脱炭素政策を反映したBPPに基づく交渉)

- 本調査は、COEの閾値にPLNの地域BPPを参照しているが、最後に発出された2020年地域BPPは、燃料価格が低い時期のものであり、近年の燃料高およびエナジートランジション施策(石炭とバイオマスの混焼等)、再エネ比率上昇によるBPPの上昇圧力を反映したものではない。この点、直近のPLNの発電コストを明らかにし、公平な基準に基づく交渉が望まれる。

5.5 財務分析まとめ

3 プロジェクト財務性分析結果概要

プロジェクト	取扱量	LNG払出価格 (USD/mmbtu)	ベースケースCOE (Cent/kWh)	分析結果概要
Seram Lofin	Ph.1_2.00 BBTUD Ph.2_3.30 BBTUD Ph.3_7.33 BBTUD	非公開情報		<ul style="list-style-type: none"> • 取扱量が少ないフェーズ1、2であっても、近距離の民間需要者をターゲットとする場合はディーゼルからの燃料転換を動機づけるに足るプラントゲート価格およびCOEを提示できる。 • 取扱量が増加するフェーズ3ではプラントゲート価格はさらに抑えられるものの、PLNサイトにおいてはCOEが地域BPPを超過する。 • 事業性改善には設備容量の最適化、フィードガス価格の交渉、（固定費増にならない範囲での）取扱量増加、供給地の直近BPPを鑑みた売電価格交渉などの施策が考えられる。
非公開情報				

5.6 エネルギー起源CO₂の排出抑制量推計

- 3つのパイロットサイト候補における事業を実施した場合のCO₂排出抑制量を推計した。
- 前提は下記の通り。
 エネルギー係数： 1 MSCF gas = 1.03 GJ
 排出係数：ディーゼル：0.0189 tC/GJ、LNG：0.0135 tC/GJ ⇒差：0.0054 tC/GJ
 T-CO₂ = 3.67 tC
 CO₂社会的価値：USD 35/t-CO₂
- Seram Lofin ph.3、他2パイロットサイト候補のプロジェクト実施による合計CO₂排出削減量は年間82,169 t-CO₂と推計され、単位あたりの社会的価値を35ドルと仮定すると、年間2.87百万ドル分の削減となる。
- 中期的にはスケールを拡大していき、仮に1000mmscf/dが燃料転換に供することができるのとすると、年間7,137,900t-CO₂の削減となる。

CO₂排出抑制量推計

Candidate pilot site	MMSCF of gas /日	GJ/日	削減CO ₂ (t-CO ₂)/日	削減CO ₂ (t-Co ₂)/年	削減CO ₂ の社会的価値(USD/年)	削減CO ₂ の社会的価値(USD/15年)
	a	b=a*1000* 1.03	c=b*0.0054* 3.67	d = c*350days	e=d*\$35	f= e*15
Seram Lofin phase 1	2.10	2,160	42.8	14,967	523,848	7,857,720
phase 2	3.46	3,564	70.6	24,696	864,349	12,965,238
phase 3	7.68	7,915	156.7	54,854	1,919,903	28,798,544
非公開情報			43.8	15,341	536,944	8,054,163
非公開情報			34.2	11,974	419,078	6,286,176
Seram ph.3 + 2プロジェクト合計	11.51	11,857	235	82,169	2,875,926	43,138,884

出典：調査団

5.7 受注規模額試算

- 3つのパイロットサイト候補における事業を実施した場合の日系企業の受注規模額を下表の通り試算した。
- 上流では液化処理施設およびガスエンジン、下流ではガスエンジンの受注を想定している。

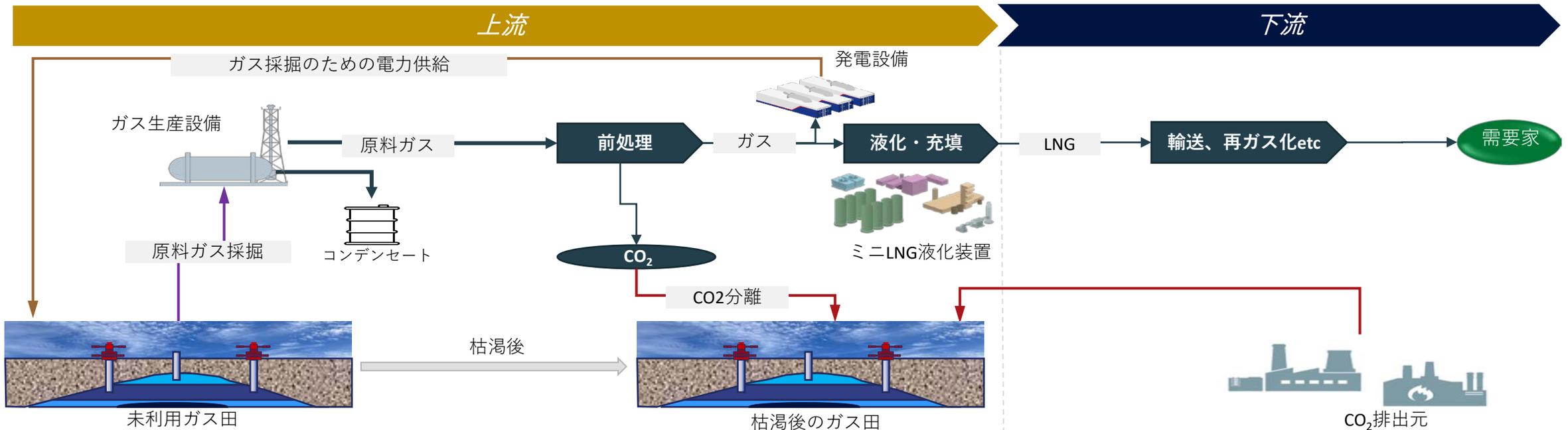
非公開情報

§ 6. ステークホルダーおよび法制度分析

6.1 ステークホルダー（中央省庁、地方政府、国営企業など） マッピング

6.1.1 インドネシア石油・ガスセクターの上流および下流スコープ概要

- インドネシアの石油・ガス産業では、政府の役割は規制に従って上流部門と下流部門に分類される。上流側では、ガス開発やガス田の処理だけでなく、枯渇後のCO₂圧入も含まれている。下流側では、エンドユーザーへのLNG輸送に加えて、排出者から枯渇ガス田へのCO₂輸送に焦点が当てられている。



PP（政令）34/2005, PP 55/2009に規定される上流部門のスコープ:

1. 地質調査
2. 探査
3. 採掘
4. 原料ガス処理（硫化水素処理）
5. CO₂貯留

PP（政令）30/2009に規定される下流部門のスコープ:

1. 輸送
2. 需要地での貯蔵
3. 再ガス化
4. 精製
5. 販売

上流における政府の役割詳細については
6.1.2を参照

下流における政府の役割詳細については
6.1.3を参照

6.1 ステークホルダー（中央省庁、地方政府、国営企業など） マッピング

6.1.2 インドネシアの石油・ガスセクター上流に係る各政府機関とその役割

- インドネシアで石油・ガス上流事業に携わる各政府機関および役割概要を下表に示す。

石油・ガス上流事業にかかる公的機関および主な役割

役割	政府機関	担当部門	主要な業務
1. 政府契約機関	SKK Migas	Head of SKK Migas	生産分与契約 (PSC) の署名
		- Deputy of Exploration, development, and management of Working Area - Deputy of Exploitation (Production and Facility management division; Project Management Division)	PSC契約の実施監視とMEMRへの報告
2. オイル&ガス上流のレギュレータ、およびエリアマネージャー	エネ鉱省 石油ガス総局	a) Coordinator of Oil and Gas Standardization, Depart. of Oil and Gas Technical, and Environmental Matters (<i>Koordinator Standarisasi Migas, Depart. Teknik dan Lingkungan Migas</i>)	インドネシアの石油・ガス上流産業に関する規制、技術指針の策定等
		b) Coordinator of Oil and Gas Work Area Development, Depart. of Upstream Oil and Gas Business Development (<i>Koordinator pengembangan wilayah kerja Migas, Pembinaan Usaha Hulu Migas</i>)	陸上および海上作業におけるワーキングエリア (Wilayah Kerja) の決定と管理
		c) Coordinator of Oil and Gas Work Area Development, Depart. of Upstream Oil and Gas Business Development (<i>Koordinator pengembangan wilayah kerja Migas, Pembinaan Usaha Hulu Migas</i>)	ワーキングエリアの管理のための調達と請負業者の選定。
		d) Coordinator of Oil and Gas Work Area Development, Depart. of Upstream Oil and Gas Business Development (<i>Koordinator pengembangan wilayah kerja Migas, Pembinaan Usaha Hulu Migas</i>)	事業者の運営する資産の規制策定と決定。
		e) Secretariat of the Directorate General of Oil and Gas	上流石油ガス国有資産 (BMN Hulu Migas) への登録
		f) Coordinator of Oil and Gas Exploration and Exploitation Supervision, Depart. of Upstream Oil and Gas Business Development, (<i>Koordinator pengawasan eksplorasi dan eksploitasi migas, Pembinaan Usaha Hulu Migas</i>)	探査と開発の運営に対するモニタリング
3. 発行機関	投資調整庁	Head of BPKM	上流オイル&ガス企業への事業許可の発行
4. 国庫、および上流国有財産管理	財務省	Director General of Taxation	税外収入 (PNBP) の目標と予測の策定
		Directorate of State Asset Management, DG State Asset	MEMRから登録された上流オイル&ガス資産 (BMN Hulu Migas) の受け取り

Footnote: 1) The position of BPH Migas is explained in 6.1.4

出典: 2) <https://www.skkmigas.go.id/page/Visi%20&%20Misi%20SKK%20Migas/99b838b7-fb26-46c4-b5c4-230ebaf8955d1667400506399>; 3) <https://migas.esdm.go.id/post/read/tugas-dan-fungsi>;

4) Permen MEMR 40/2017; 5) Permen MOF No.140/2020

6.1 ステークホルダー（中央省庁、地方政府、国営企業など） マッピング

6.1.3 インドネシアの石油・ガスセクター下流に係る各政府機関とその役割

- インドネシアで石油・ガス下流事業に携わる各政府機関および役割概要を下表に示す。

石油・ガス下流事業にかかる公的機関および主な役割

役割	政府機関	担当部門	主要な業務
5. レギュレータ	石油・ガス下流部門調整機関（BPH Migas）	Directorate of Natural Gas	オイル&ガスセクター下流に係る燃料供給・配給、家庭・小規模需要家向け天然ガス価格、天然ガス送配電などの法規制策定
	エネ鉱省石油ガス総局	a) Coordinator for Governance and Management of Downstream Oil and Gas Business Activities Commodities, Depart of Oil and Gas downstream Business Dev. (<i>Koordinator tata Kelola dan pengelolaan komoditas kegiatan usaha hilir migas, Pembinaan Usaha Hilir migas</i>)	インドネシアの石油・ガス下流産業に関する規制、技術指針の策定等
		b) Coordinator for Services and Supervision of Downstream Oil and Gas Business Activities, Depart of Oil and Gas downstream Business Dev. (<i>Koordinator Pelayanan dan Pengawasan Kegiatan Usaha hilir Migas, Pembinaan Usaha Hilir migas</i>)	オイル&ガスセクター下流に係る事業運営の監督
7. 発行機関 ⁴	投資調整庁	Head of BKPM	オイル&ガスセクター下流に係る事業許可の発行
8. 発行機関 ⁵	運輸省	Ministry of MOT	ターミナル、海上運送事業許可、特殊貨物運送等に関する許可証の発行

Footnote: 1) The position of BPH Migas is explained in 6.1.4

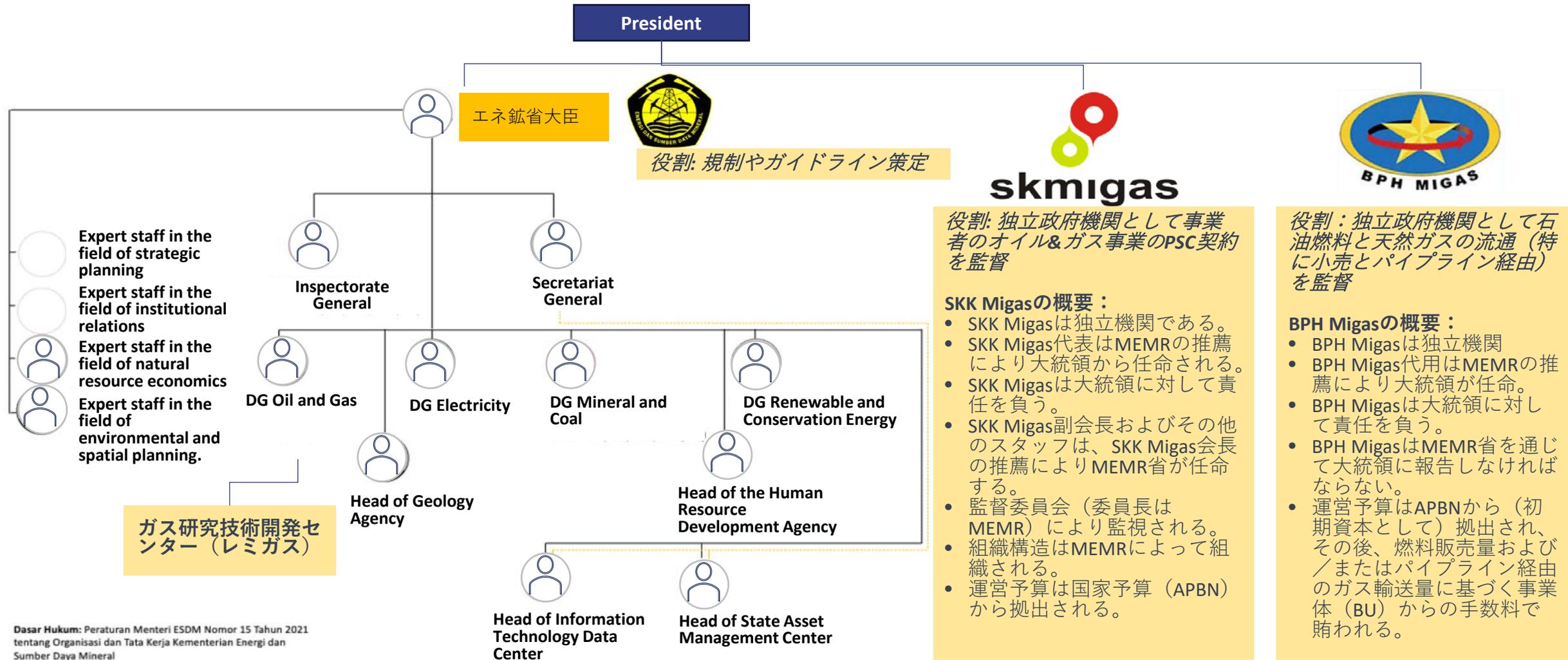
出典: 2) <https://www.bphmigas.go.id/fungsi-dan-tugas/>; 3) <https://www.skkmigas.go.id/page/Visi%20&%20Misi%20SKK%20Migas/99b838b7-fb26-46c4-b5c4-230ebaf8955d1667400506399>;

4) Permen MEMR 40/2017; 5) <https://dephub.go.id/perizinan>

6.1 ステークホルダー（中央省庁、地方政府、国営企業など） マッピング

6.1.4 インドネシア石油・ガスセクターに係る政府機関組織関係図

- インドネシア石油・ガスセクターに関わる政府機関組織関係図を下段に示す。SKK MigasとBPH MigasはMEMR省が監督する独立機関であり、レミガスは石油ガス総局の管轄下にある。

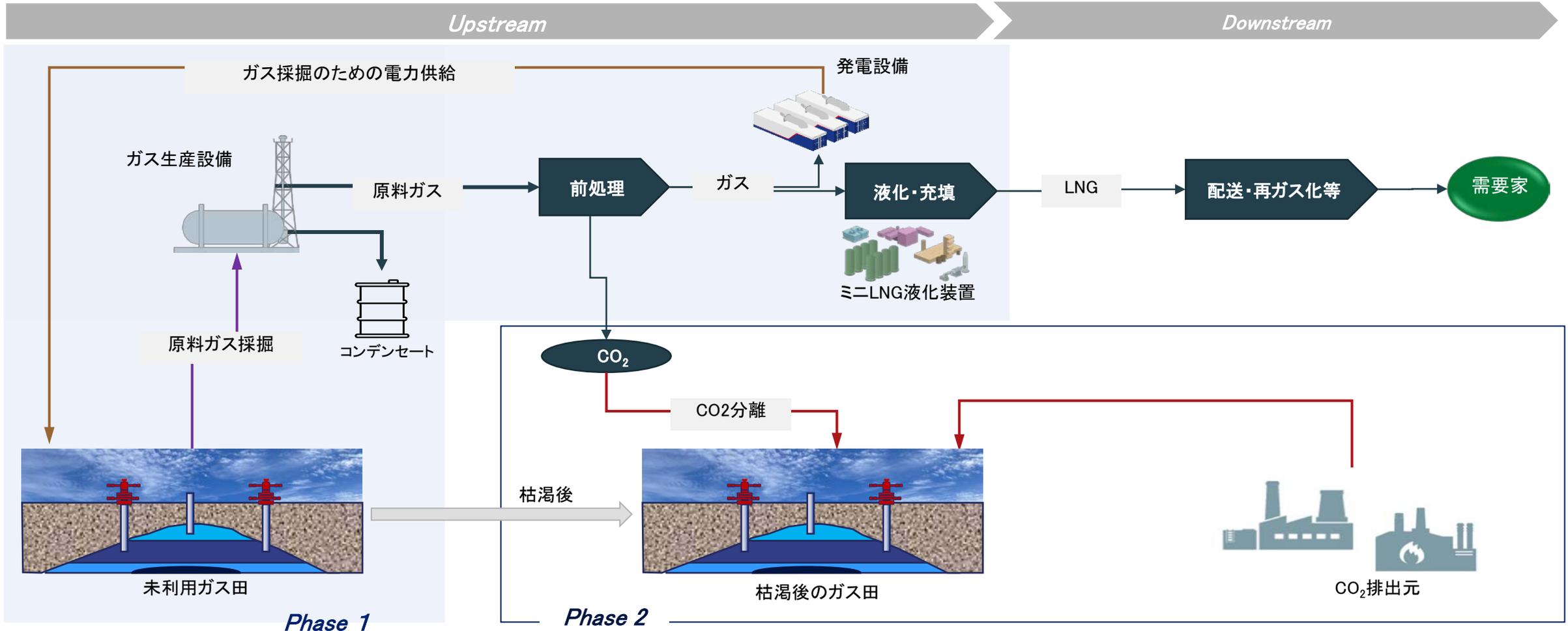


石油・ガスセクター政府機関組織図

6.2 事業実現化における各ステークホルダーの役割およびギャップ分析

6.2.1 ステークホルダーのギャップ分析に係る前提整理

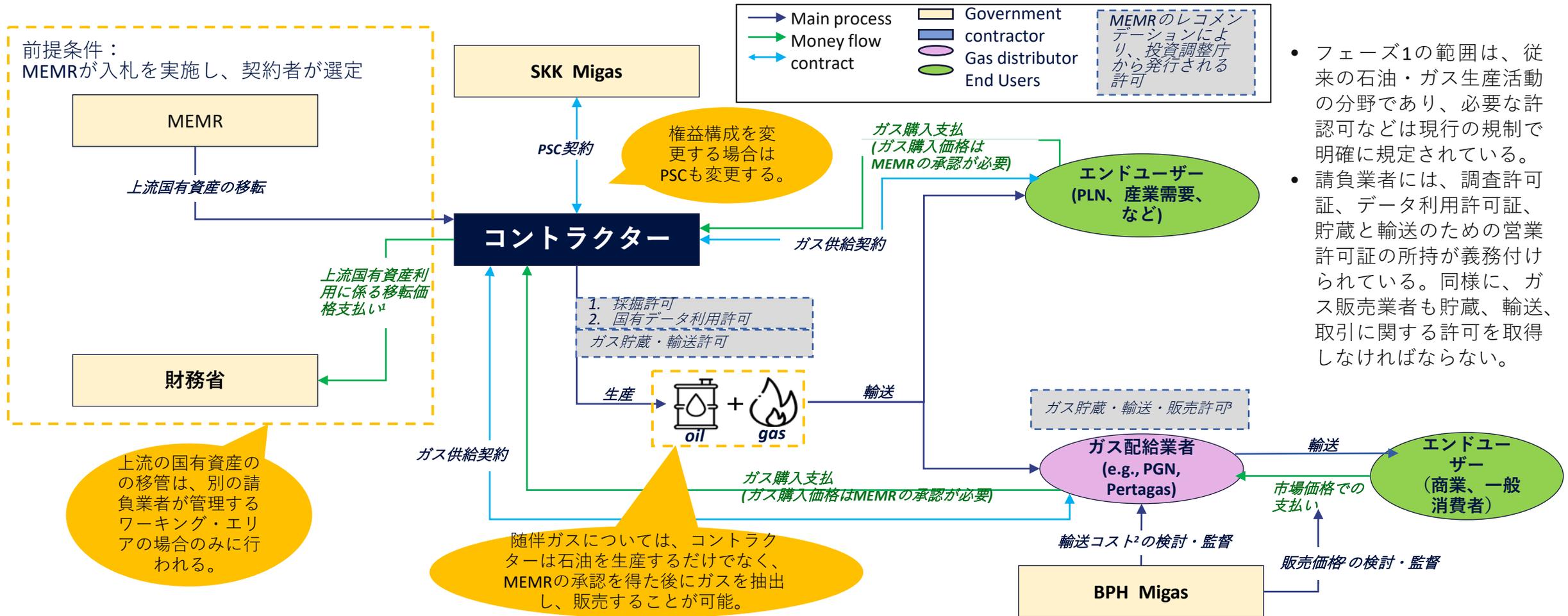
- ステークホルダーのギャップ分析の前提として2つのフェーズに分けて整理した。
- フェーズ1は未利用ガス田からのガス生産、フェーズ2ではガス田枯渇後のCO₂貯留（CCS）に焦点を充て整理を実施した。



6.2 事業実現化における各ステークホルダーの役割およびギャップ分析

6.2.2 フェーズ1：未利用ガス田開発におけるプロセスおよび主要関係機関の役割

- フェーズ1(未利用ガス田からのガス開発・生産)では、各ステークホルダーの役割が明確に定められており、ビジネスモデルも成熟している。



- フェーズ1の範囲は、従来の石油・ガス生産活動の分野であり、必要な許認可などは現行の規制で明確に規定されている。
- 請負業者には、調査許可証、データ利用許可証、貯蔵と輸送のための営業許可証の所持が義務付けられている。同様に、ガス販売業者も貯蔵、輸送、取引に関する許可を取得しなければならない。

未利用ガス田開発におけるプロセスおよび関係機関の役割

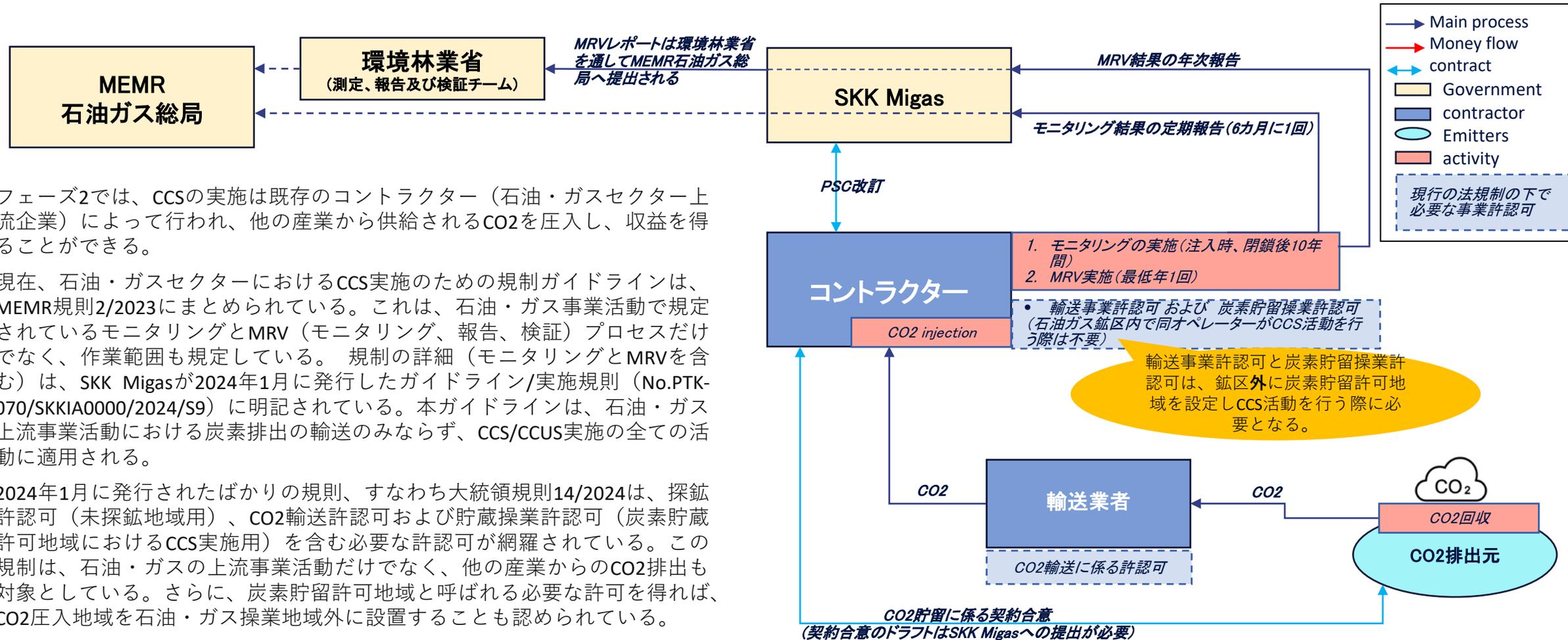
Footnote: 1) it is a one-time payment for the BMN Upstream utilization, and it will depend on how the new contractor is selected (either use Regular Tender or Direct Offer); 2) the cost can be proposed by the gas distributor; 3) if the natural gas trading is carried out by an upstream contractor based on its rights under the PSC then the activity doesn't require a separate trading business license.

6.2 事業実現化における各ステークホルダーの役割およびギャップ分析

6.2.3 フェーズ2：ガス田枯渇後のCCSに係るビジネスモデルとステークホルダー分析

新たな大統領令とCCS/CCUSガイドラインは、石油・ガスセクター上流のみならず、産業部門も対象としている

- コントラクターは、フェーズ1からフェーズ2まで継続することを想定。コントラクターはCCSガイドラインの要件を満たした改訂開発計画を政府当局に提出し、PSC契約を修正することでガス田へのCO₂貯留が可能となる。



- フェーズ2では、CCSの実施は既存のコントラクター（石油・ガスセクター上流企業）によって行われ、他の産業から供給されるCO₂を圧入し、収益を得ることができる。
- 現在、石油・ガスセクターにおけるCCS実施のための規制ガイドラインは、MEMR規則2/2023にまとめられている。これは、石油・ガス事業活動で規定されているモニタリングとMRV（モニタリング、報告、検証）プロセスだけでなく、作業範囲も規定している。規制の詳細（モニタリングとMRVを含む）は、SKK Migasが2024年1月に発行したガイドライン/実施規則（No.PTK-070/SKKIA0000/2024/S9）に明記されている。本ガイドラインは、石油・ガス上流事業活動における炭素排出の輸送のみならず、CCS/CCUS実施の全ての活動に適用される。
- 2024年1月に発行されたばかりの規則、すなわち大統領規則14/2024は、探鉱許認可（未探鉱地域用）、CO₂輸送許認可および貯蔵操業許認可（炭素貯蔵許可地域におけるCCS実施用）を含む必要な許認可が網羅されている。この規制は、石油・ガスの上流事業活動だけでなく、他の産業からのCO₂排出も対象としている。さらに、炭素貯留許可地域と呼ばれる必要な許可を得れば、CO₂圧入地域を石油・ガス操業地域外に設置することも認められている。

6.2 事業実現化における各ステークホルダーの役割およびギャップ分析

6.2.4 ガス田枯渇後CO2貯留にかかるステークホルダー予備調査：現行のCCS/CCUSに係る大統領令ではCO2排出元を含む、CCS活動全体のステークホルダーのプロセスが明記されている

- 以下の表は、現行のCCS関連法規制を基に、政府、コントラクター、CO2排出者がCCS導入前に準備する必要があるものを纏めたものである。
(現行のCCS関連法規制：Perpres 14/2024 and PTK-070/SKKIA0000/2024/S9).

期待されるCCS履行のプロセス

ガス田枯渇後とCO2ストレージへの移行時期に実施される活動

No	概要	活動		
		コントラクター	CO2排出元	政府
1	事業許認可	石油・ガス作業区域内での活動では、CCS関連事業の許可申請は不要。		
2	需要調査	CO2をコントラクターの作業区域内に貯留する見込みのあるCO2排出元の調査実施。		
3	CO2排出元との交渉	CO2排出元とコントラクターとの間で、CO2排出量、サービス料金／コントラクターの作業エリアに圧入するCO2量などのB2B交渉を実施。		
4	開発計画の改定提案	<p>現行PODの改訂案（CCS実施計画を含む）には、少なくとも以下を盛り込む必要がある：</p> <ul style="list-style-type: none"> 技術的実現可能性：地質分析、貯留層工学、処理、輸送、圧入、貯留作業、カーボン貯留容量の利用計画など 安全性と環境遵守計画 リスク評価とリスク軽減計画 CO2貯留地閉鎖の計画 CO2削減量の見通し 経済分析 モニタリングとMRV計画 		<ul style="list-style-type: none"> コントラクターから提案された改訂版開発計画はSKK Migasを通してMEMR石油・ガス総局に提出される。 SKK Migasの評価を基にMEMR石油・ガス総局が承認・却下の判断を下す。

6.3 未利用ガス田の開発に係る法制度・許認可調査分析

6.3.1 (1) 未利用ガスの類型(1/2)

- 未利用ガス田は①ブラウンフィールド、②油田における随伴ガス、③グリーンフィールドの3つのタイプに類型される。
- ①のブラウンフィールドは既に開発が計画され、請負業者が開発に向けた探査や採掘を実施していたが、調査の結果、経済性等の理由からガス生産に至らなかったガス田を指す。
②の随伴ガスは、生産中の油田から原油と共に生産される。経済的な販路がないなどの理由で現状は放散焼却されている随伴ガスも本調査の対象としている。随伴ガスの回収・商品化に向けてはPSCの改定と開発計画（POD）の改定を実施し、これをSKK Migasが審査・承認した上で、MEMR石油ガス総局の最終決定受ける必要がある。
- ③のグリーンフィールドについては既にガスが埋蔵されていることが確認済であるが、経済性等の理由から手つかずのガス田である。
- 上述の通り、未利用ガス田と言ってもいくつかのタイプが存在するため、本調査では各タイプ毎に適用される法制度とスキームを分析し、未利用ガス田の商業利用に向けての調査を実施した。
- 一例として、Maluku州北SeramにあるLofinガス田は③グリーンフィールドに分類される。Lofinガス田はSeram Non-Bula鉱区のPSCに基づきOseil油田の開発・運営がなされる中で新たに発見されたガス田である。このようなケースでは、コントラクターがLofinガス田の商業利用のためのPODを提出し、SKK Migasによって審査・承認の上、MEMR石油ガス総局の最終決定を受け、事業化を進めることになる。
- 未利用ガス田の類型概要については次頁で説明している。また、添付資料にてそれぞれのタイプごとの開発スキームを説明している。
- また、石油・ガスに関する現行の法規制の詳細については、6.3.2～6.3.7で説明している。

6.3 未利用ガス田の開発に係る法制度・許認可調査分析

6.3.1 (1) 未利用ガスの類型(2/2)

未利用ガス田類型

未利用ガス田の類型	特徴	PSC契約のステータス	開発権の保有元	ガス開発のためのアクション
1. ブラウンフィールド	a. PSC期間中に開発が座礁するケース	PSC契約期間内であるが、間もなく期限を迎える	コントラクター	<p>コントラクターは、SKK MigasとMEMRの承認を得た後、その権利を放棄するか、またはその権利の一部もしくは全部を他の当事者に譲渡／割り当て／譲与することができる。</p> <p>A コントラクターが操業期間内に座礁の権利を放棄することを決定した場合、政府（MEMR）に引き渡す必要がある。その後、</p> <ol style="list-style-type: none"> MEMRが他のコントラクターに当該ワーキング・エリアの入札を実施 SKK Migasと入札によって選定されたコントラクターによってPSC契約が締結される 上流国有資産のコントラクターへの移管は、PSC署名後に行われる <p>B 参加型持ち分（権益保有）が適用される場合、現行のPSCを修正する必要がある。</p>
	b. PSC契約期間を過ぎ、開発が座礁するケース	PSC契約期間外	エネルギー・鉱物資源省	<ol style="list-style-type: none"> MEMRがコントラクターにワーキング・エリアを入札を実施 SKK Migasと入札によって選定されたコントラクターによってPSC契約が締結される 上流国有資産のコントラクターへの移管は、PSC署名後に行われる
	c. コントラクターの不履行によりPSC契約が失効するケース	PSC契約失効	エネルギー・鉱物資源省	<ol style="list-style-type: none"> MEMRがコントラクターにワーキング・エリアを入札を実施 SKK Migasと入札によって選定されたコントラクターによってPSC契約が締結される 上流国有資産のコントラクターへの移管は、PSC署名後に行われる
2. 随伴ガス	a. PSC契約中で石油生産中であるが、随伴ガスはフレアガスとして処理されている、もしくは自家消費されているケース	PSC契約期間内	コントラクター	<ol style="list-style-type: none"> コントラクターが、改訂されたPODを通じて、関連ガスの商業利用の提案を提出 SKK MigasがこのPODを審査・承認し、MEMR石油ガス総局が最終承認する
3. グリーンフィールド	a. ガス田が発見されているが、開発に至っていないケース	PSC契約前	エネルギー・鉱物資源省	<ol style="list-style-type: none"> MEMRがコントラクターにワーキング・エリアを入札を実施 SKK Migasと入札によって選定されたコントラクターによってPSC契約が締結される
	b. PSC期間中に同鉱区内で新たなガス田を発見したが、開発に至っていないケース	PSC契約期間内	コントラクター	<p>同ワーキング・エリア内のコントラクターが、ガス生産することを決定した場合、</p> <ol style="list-style-type: none"> コントラクターがPODの改定を通じて、新規坑井／発見物の商業利用の提案を提出する SKK MigasがこのPODを審査・承認し、MEMR石油ガス総局が最終承認する

6.3 未利用ガス田の開発に係る法制度・許認可調査分析

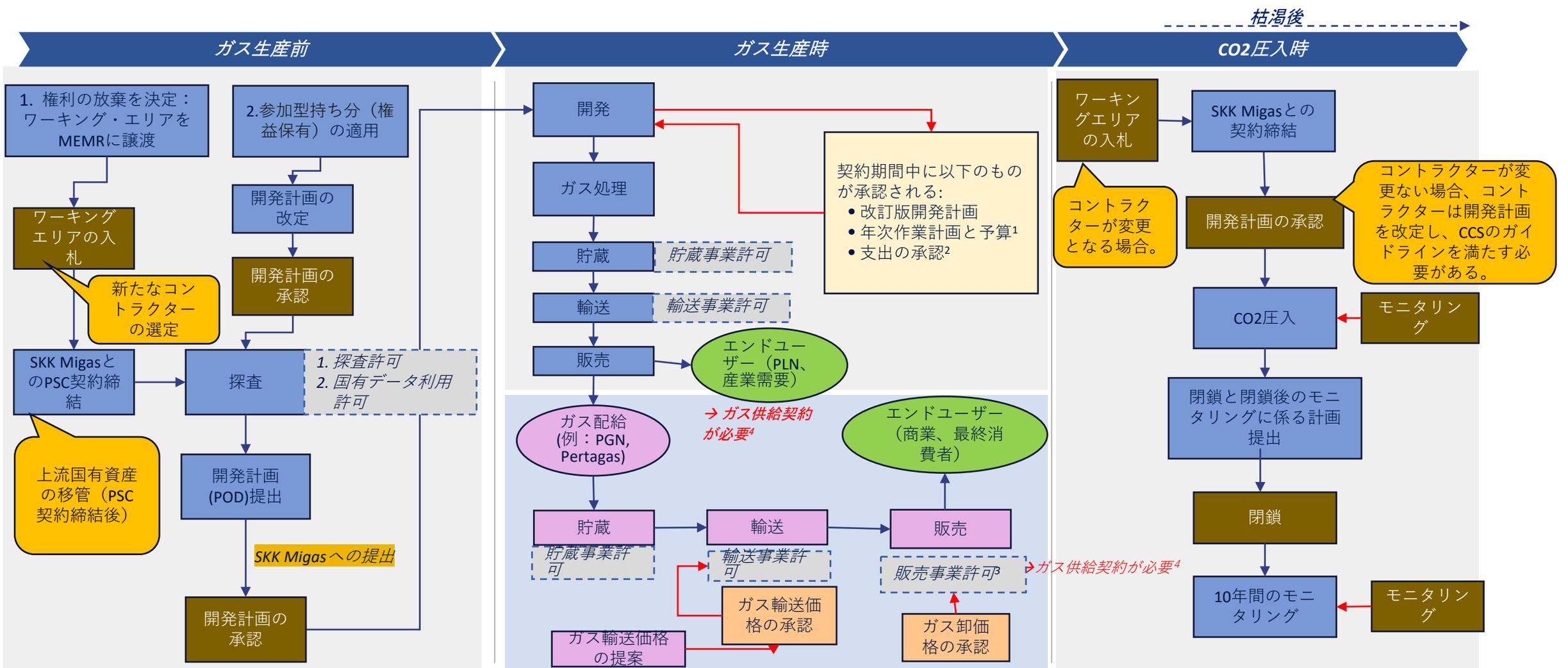
6.3.2 (2) 1a. ブラウンフィールド：PSC期間中に開発が座礁したケース

Upstream Downstream

MEMR SKK Migas BPH Migas contractor Gas distributor

MEMRのレコメンデーションにより、投資調整庁から発行される許可

Main process Side process



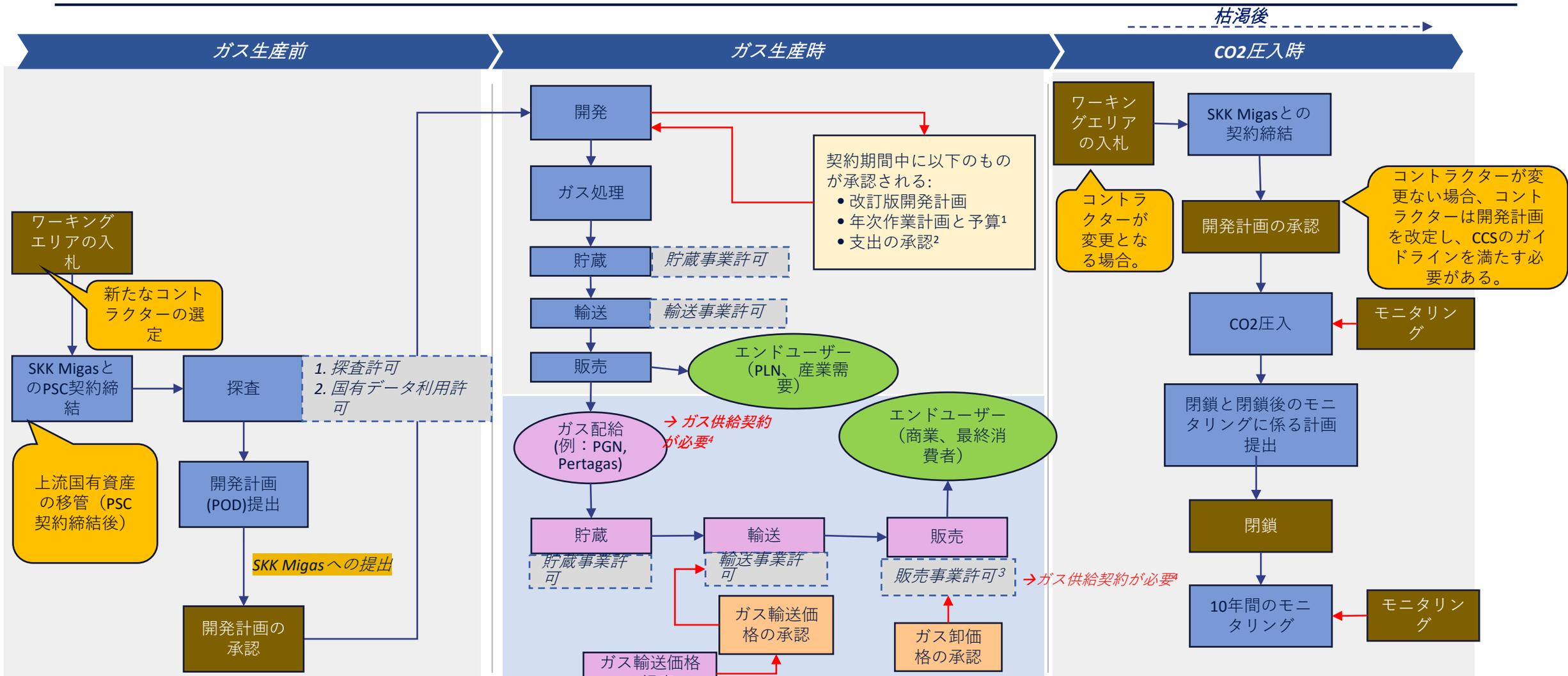
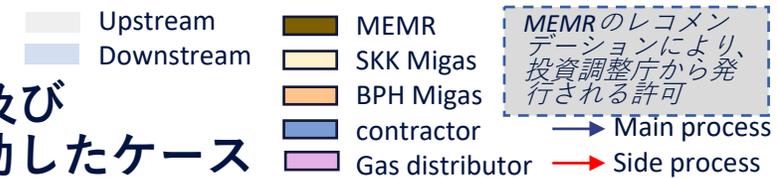
1.a ブラウンフィールド：PSC期間中に開発が座礁したケース

Footnote: 1) Work Program & Budget; 2) Authorization for Expenditure; 3) if the natural gas trading is carried out by an upstream contractor based on its rights under the PSC then the activity doesn't require a separate trading business license. 4) the GSA between contractor and Gas distributor *) in the current regulation, this is for transporting LNG through pipeline; GSA = Gas Sales Agreement; BKPM = Investment Ministry

6.3 未利用ガス田の開発に係る法制度・許認可調査分析

6.3.2 (3) 1b. ブラウンフィールド：PSC契約期間を過ぎ、開発が座礁したケース及び

1c. ブラウンフィールド：コントラクターの不履行によりPSC契約が失効したケース

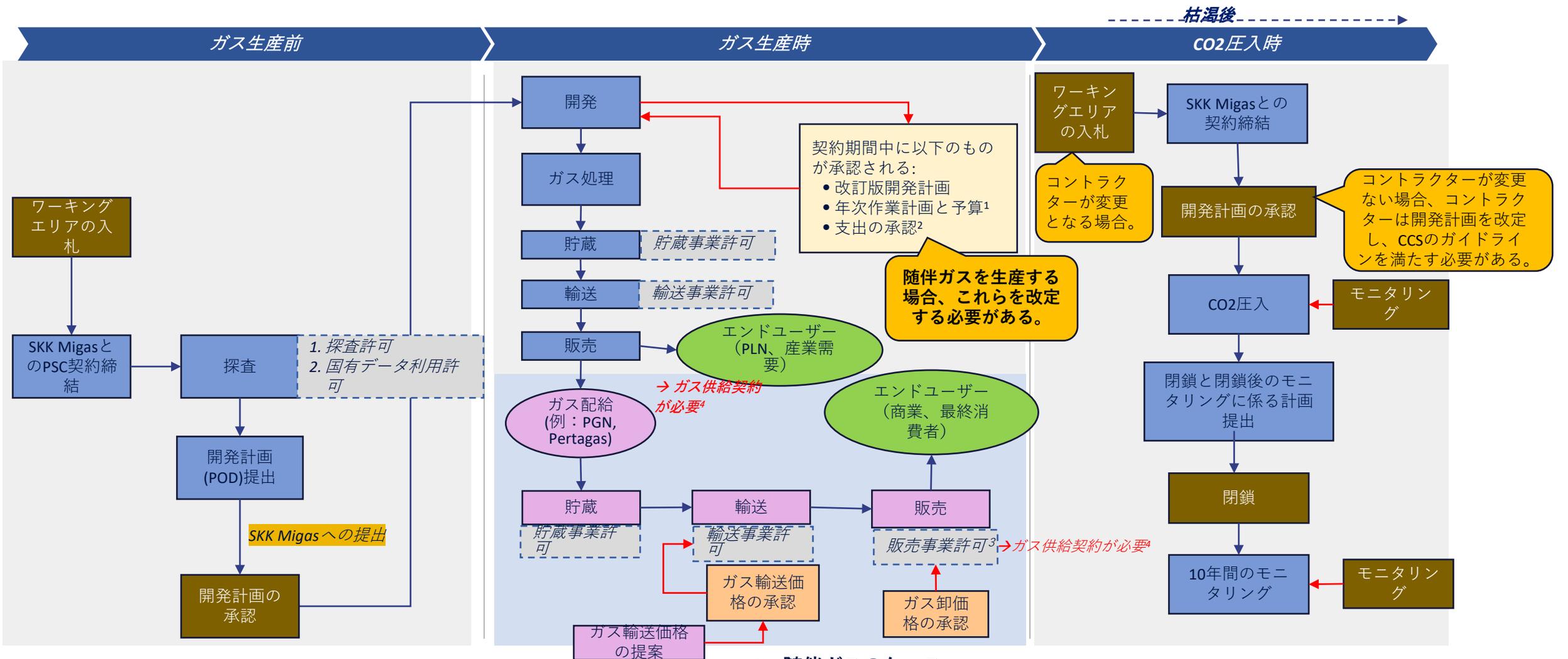
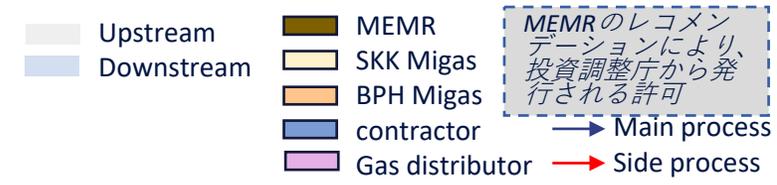


1.b&c) ブラウンフィールド：PSC期間終了、または失効

Footnote: 1) Work Program & Budget; 2) Authorization for Expenditure; 3) if the natural gas trading is carried out by an upstream contractor based on its rights under the PSC then the activity doesn't require a separate trading business license. 4) the GSA between contractor and Gas distributor *) in the current regulation, this is for transporting LNG through pipeline; GSA = Gas Sales Agreement; BKPM = Investment Ministry

6.3 未利用ガス田の開発に係る法制度・許認可調査分析

6.3.2 (4) 2a. 油田における随伴ガス生産のケース



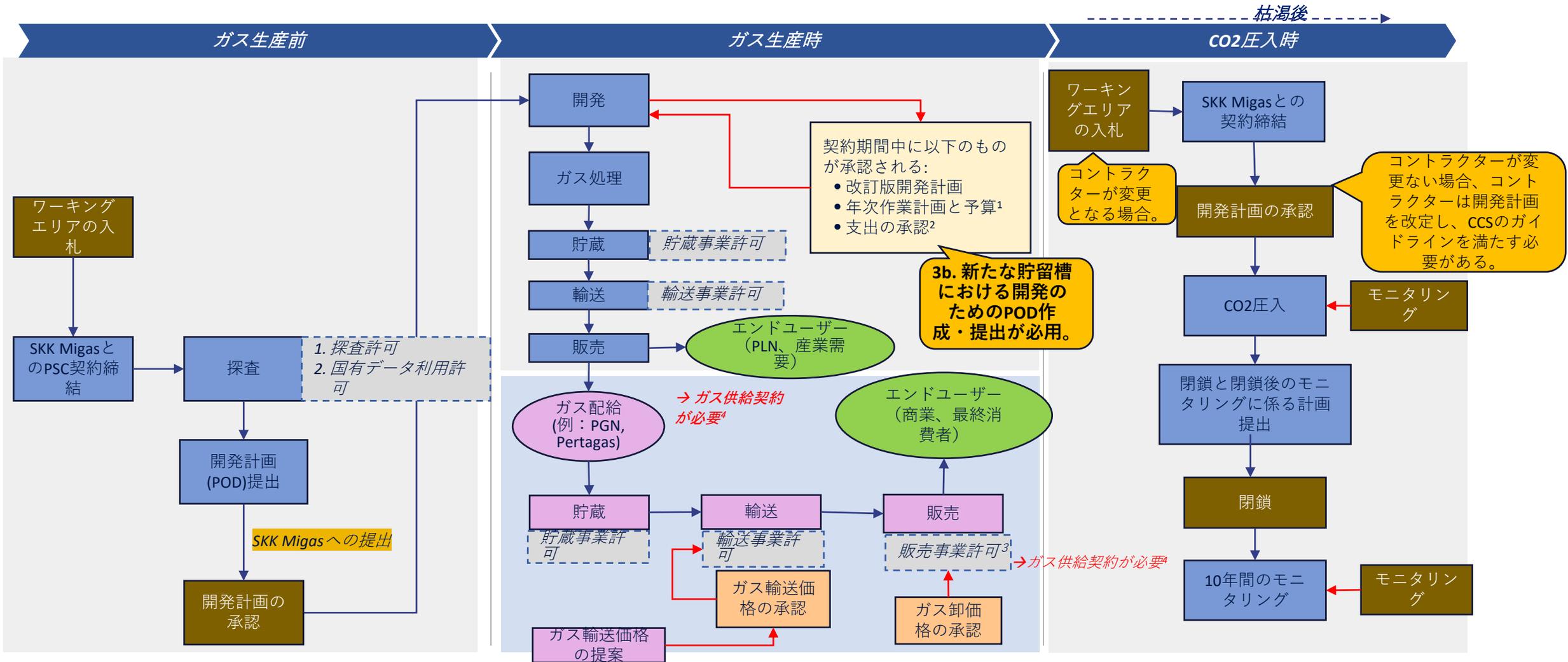
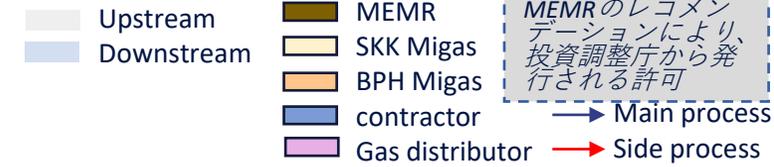
2a. 随伴ガスのケース

Footnote: 1) Work Program & Budget; 2) Authorization for Expenditure; 3) if the natural gas trading is carried out by an upstream contractor based on its rights under the PSC then the activity doesn't require a separate trading business license. 4) the GSA between contractor and Gas distributor *) in the current regulation, this is for transporting LNG through pipeline; GSA = Gas Sales Agreement; BKPM = Investment Ministry

6.3 未利用ガス田の開発に係る法制度・許認可調査分析

6.3.2.(5) 3a.グリーンフィールド (PSC前) ケース

3b.グリーンフィールド (既存PSC) ケース

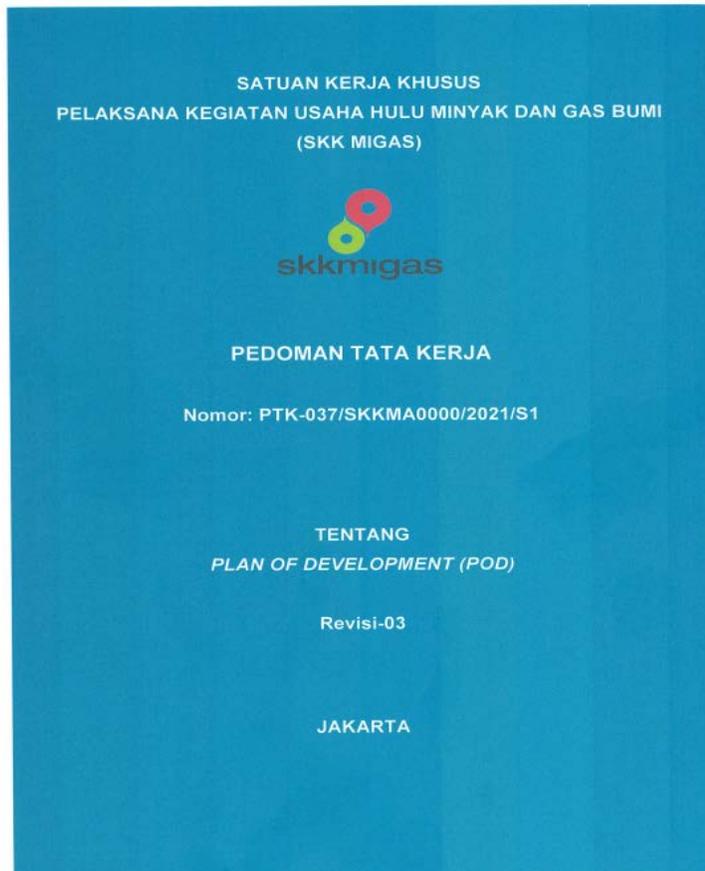


3a.グリーンフィールド(PSC前)および 3b.グリーンフィールド(既存PSC)

Footnote: 1) Work Program & Budget; 2) Authorization for Expenditure; 3) if the natural gas trading is carried out by an upstream contractor based on its rights under the PSC then the activity doesn't require a separate trading business license. 4) the GSA between contractor and Gas distributor *) in the current regulation, this is for transporting LNG through pipeline; GSA = Gas Sales Agreement; BKPM = Investment Ministry

6.3 未利用ガス田の開発に係る法制度・許認可調査分析 添付8：開発計画（POD）のガイドライン概要

- SKK Migasは、石油・ガス部門の内部業務に関する具体的なガイダンスを提供するため、業務手順に関するガイドライン（PTK）を発行している。
- ESDMが主要な規制当局として機能する一方で、SKK Migasは、その役割に特化した詳細な業務手順や方針に対処するため、これらのガイドラインを発行している。これにより、石油・ガス資源を管理するためのより包括的な枠組みが確保され、ESDMが定める広範な規制を補完している。



開発計画（POD）ガイドライン（改訂3版、2021年10月）

章	タイトル
1	<i>Executive Summary</i>
2	<i>Geological Findings and Reviews</i>
3	<i>Reservoir Descriptions</i>
4	<i>Reserve & Production Forecast</i>
5	<i>Drilling & Completion</i>
6	<i>Production Facilities</i>
7	<i>Field Development Scenario</i>
8	<i>Health Safety and Environment (HSE) & Corporate Social Responsibility (CSR)</i>
9	<i>Abandonment & Site Restoration Plan</i>
10	<i>Project Schedule & Organization</i>
11	<i>Local Content</i>
12	<i>Economics & Commercial</i>
13	<i>Conclusion</i>
14	Attachment: Technical supporting data, MOM, cost estimation, spreadsheet economic, commercial documents

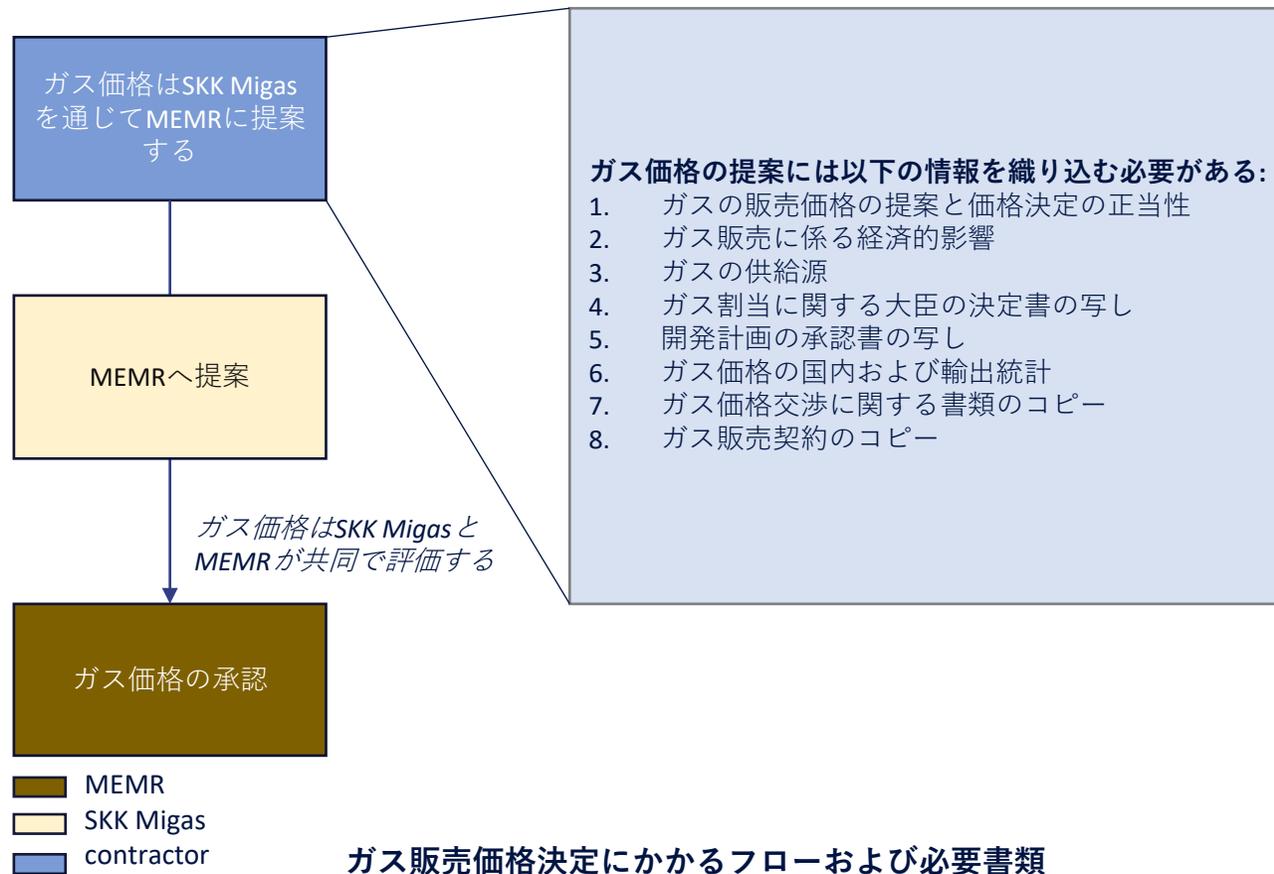
- 開発コスト
- 操業コスト
- サンクコスト／生産前コスト（開発計画書版にのみ適用）
- プロジェクトの経済性（政府と請負業者の利益の計算と確実性）
- ガス想定価格
- ガス供給計画（潜在的ガス購入者の説明）、など

6.3 未利用ガス田の開発に係る法制度・許認可調査分析

6.3.3 ガス販売価格に係る法制度調査分析

- 天然ガス販売価格は、コントラクターが提案しSKK MigasおよびMEMRが承認する。
- 価格提案に必要な情報は下段の通り。

関連法規：Perpres 40/2016; Permen MEMR 6/2016



ガス契約者は天然ガス価格を柔軟に提案できるが、最終決定はMEMR大臣に委ねられる。

B-to-B ベースで合意された価格があったとしても、その価格は、Permen MEMR 6/2016に概説された手続きに基づき、MEMR大臣が設定したレートに従って後に調整されなければならない。

オフテイクに販売されるガス価格は、SKK Migasによる審査のため、開発計画に記載される。このガスの販売価格は、政府とコントラクター間の利益配分にも影響するため、SKK Migasによって承認され、MEMRがこのガスの販売を許可した場合、PSCの内容が改訂される可能性がある。

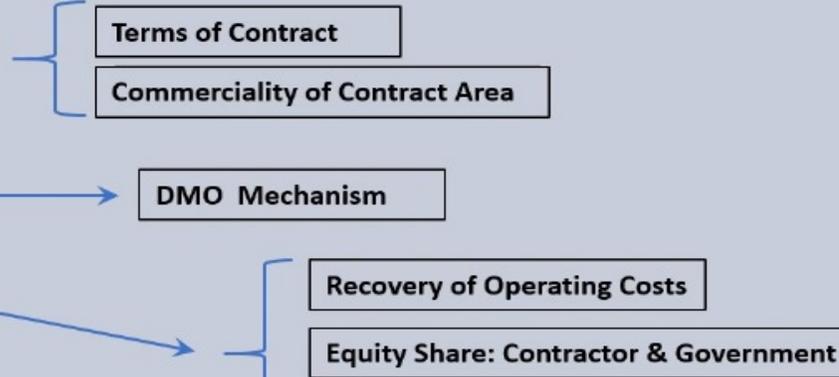
6.3 未利用ガス田の開発に係る法制度・許認可調査分析

6.3.4 PSC契約に係る法制度調査分析

- コントラクターとSKK Migas間のPSC契約の基本構成を下に示す。PSC契約を含むCooperation Contractの構成条件はPP35/2004に規定される。
- 生産量の増加に応じてPSC契約も変更される。

INDEX		DAFTAR ISI			
SECTION	TITLE	PAGE	BAB	JUDUL	HALAMAN
I	SCOPE AND DEFINITIONS	6	I	RUANG LINGKUP DAN DEFINISI	6
II	TERM AND COMMERCIALITY OF CONTRACT AREA	17	II	JANGKA WAKTU KONTRAK DAN KOMERSIALITAS WILAYAH KERJA	17
III	RELINQUISHMENT OF AREAS	25	III	PENGEMBALIAN WILAYAH KERJA	25
IV	WORK PROGRAM AND BUDGET	28	IV	RENCANA KERJA DAN ANGGARAN	28
V	RIGHTS AND OBLIGATIONS OF THE PARTIES	33	V	HAK DAN KEWAJIBAN PARA PIHAK	33
VI	RECOVERY OF OPERATING COSTS AND HANDLING OF PRODUCTION	53	VI	PENGEMBALIAN BIAYA OPERASI DAN PENANGANAN PRODUKSI	53
VII	VALUATION OF CRUDE OIL AND NATURAL GAS	60	VII	PENILAIAN MINYAK BUMI DAN GAS BUMI	60
VIII	BONUS AND ASSISTANCE	66	VIII	BONUS DAN BANTUAN	66
IX	PAYMENTS	68	IX	PEMBAYARAN	68
X	TITLE TO EQUIPMENT	69	X	HAK MILIK ATAS PERALATAN	69
XI	CONSULTATION AND ARBITRATION	70	XI	KONSULTASI DAN ARBITRASE	70
XII	EMPLOYMENT AND TRAINING OF INDONESIAN PERSONNEL	72	XII	KETENAGAKERJAAN DAN PELATIHAN KARYAWAN INDONESIA	72
XIII	TERMINATION	73	XIII	PENGAKHIRAN KONTRAK	73
XIV	BOOKS AND ACCOUNTS AND AUDITS	75	XIV	PEMBUKUAN DAN AKUNTANSI SERTA PEMERIKSAAN	75
XV	OTHER PROVISIONS	77	XV	KETENTUAN-KETENTUAN LAIN	77
XVI	PARTICIPATION	83	XVI	PARTISIPASI	83
XVII	EFFECTIVENESS	87	XVII	KEBERLAKUAN	87

関連法規: PP 35/2004, amended by 34/2005 and 55/2009



PSC期間中にガス生産量が増加した場合、PSCの改定が必要になることがある。

このような場合に考慮すべき主なポイントは以下の通りである：

- グロス・スプリットからコストリカバリースキームへの変更（逆も同様）
- プロフィットシェアリング比率の変更
- 契約期間の延長
- 税外収入（PNBP）の調整

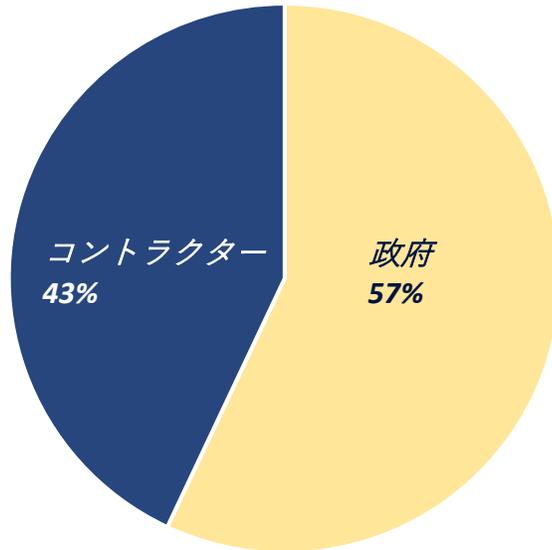
しかしながら、生産構成（石油+ガス）のすべての変更がPSC契約の全面的な改定を必要とするわけではないことに留意する必要がある。

6.3 未利用ガス田の開発に係る法制度・許認可調査分析

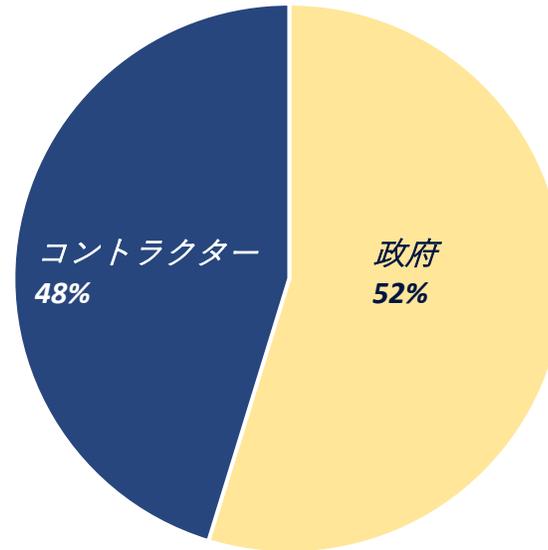
6.3.5 ケーススタディ：随伴ガスのプロフィットシェアスキームの検討

関連法規: Permen MEMR 8/2017, amended by 52/2017, 20/2019, and 12/2020

Oil – プロフィットシェアスキーム



Gas – プロフィットシェアスキーム



油田における随伴ガスのケースでは、プロフィットシェアスキームはそれぞれのコモディティの利益率に応じて計算される

石油と天然ガスの両方を同時に販売する場合（例：石油と関連ガスの販売）、利益分配の計算はそれぞれのコモディティの利益率に基づいて調整される。
例えば、石油からの収益であれば、57%が国に、43%がコントラクターに支払われる。一方、ガスの場合は、国が52%、コントラクターが48%の割合を使用することを意味する。

- MEMR大臣は、SKK Migasの責任者からの提案に基づき、利益分配を決定する。SKK Migasは、その後の開発に係る利益配分を決定する。
- 開発の承認期間中、利益分配は、最初の利益分配（ベーススプリット）をベースに、変動要素と累進要素で調整されて決定される。
- 変動要素には以下が含まれる：
 - 変動要素には、鉱区の状況、鉱区の位置、貯留層の深さ、インフラの利用可能性、貯留層のタイプ、CO₂とH₂Sの含有量、原油の比重、鉱区開発中の国内成分レベル、生産段階が含まれる。
 - 累進要素には以下が含まれる：原油価格、天然ガス価格、石油・ガスの生産累計。

6.3 未利用ガス田の開発に係る法制度・許認可調査分析

6.3.6 PSC契約の解除に係る法制度調査分析

関連法規: PP 35/2004, amended by 34/2005 and 55/2009

- コントラクターがPSCおよび適用される法令に基づく義務を履行できない場合、SKK MigasはMEMR大臣に対し、契約の解除を提案することができる。
- この規定において請負業者が義務を履行できないとは、請負業者が故意または過失、義務の履行における誠実さの欠如、あるいは不可抗力以外の事象により、そのPSCおよび適用される法令に基づく義務を履行できないことを意味する。
- 契約が解除された場合、
 1. SKK Migasの承認に基づき、MEMR大臣の承認を得た後、その権利義務の一部または全部（参加持分）を他の者に譲渡、移転、移転することができる。
 2. 第(1)項に記載されたコントラクターの権利および義務の一部または全部を、非関連会社または同じワーキングエリア内のパートナー以外の会社に譲渡、割り当て、および移転する場合、MEMR大臣はコントラクターに対し、国営企業（すなわち、SOE/ROE/協同組合/インドネシア国民が全株式を所有する中小企業および国営民間企業）に提供するよう要請することができる。
 3. (1)項に記載の通り、コントラクターの権利義務の一部または全部を他の当事者に譲渡、譲渡、移転する際のデータ開示は、SKK Migasを通じてMEMR大臣の許可を得なければならない。
 4. コントラクターは最初の3年間は、その権利義務の大部分を関連会社でない他の当事者に譲渡することはできない。

コントラクターがPSCおよび関連規則に従った義務を履行できない場合、SKK MigasはMEMR大臣に契約の解除を提案する権限を有する。義務の不履行とは、コントラクターが故意または過失、誠意の欠如、不可抗力以外の事由により、PSCおよび適用される法令に概説された義務を履行できないことを指す。

6.3 未利用ガス田の開発に係る法制度・許認可調査分析

6.3.7 LNGの貯蔵設備に係る安全規制

現行の規制では、LNG貯蔵設備の仕様に関する特定の指定はないが、検査証明書等で安全基準を遵守していることを証明することが要件となっている：

法令Permen MEMR 5/2021によると、事業者が「石油・ガス貯蔵業許可基準」を満たすためには、その貯蔵施設は以下を備えていなければならない：

1. 安全検査報告書：

石油ガス技術環境局の職員、または規則で規定された職員が署名した、設置および設備の安全検査報告書

2. 機器の検査証明

- 石油・ガス貯蔵施設は、石油・ガス技術環境総局の承認、または規制により、操業に適していると証明されなければならない。また、法令に従い、環境認可を取得していなければならない。

LNG貯蔵施設（ISO LNG コンテナ等）については、現在仕様に関する特定の指定はなく、安全基準と環境適合性を満たしていることが条件とされている。

例: プルタガスはASME規格に沿ったISO LNGコンテナとLNG VGLを使用している



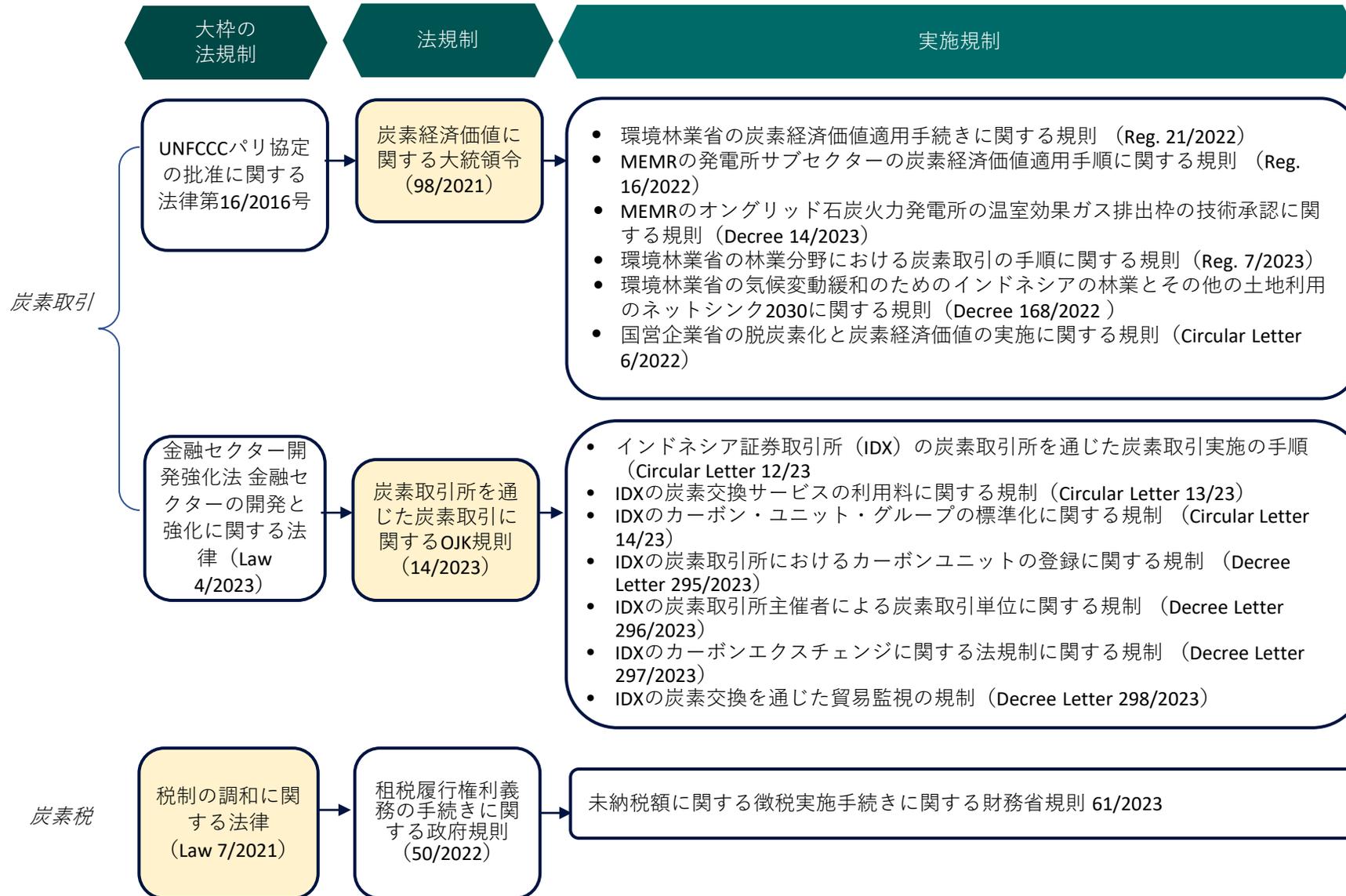
VERTICAL GAS LIQUID CYLINDER SPEC



Main Material of Inner Vessel	ASTM A-240M
Main Material of Outer Vessel	ASTM A-240M
Gas Flow Rate	±9.2 Nm3/h
External Diameter	±508 mm
Total Height	±1480 mm
Design Temperature	-196°C

6.4 カーボンプライシング法規制動向調査

6.4.1 炭素取引、炭素税関連法規の概要(1/2)



- インドネシアは、2060年までに排出量をネットゼロにするという目標を達成するため、カーボンプライシングと取引に関する規制の枠組みを導入した。この枠組みには、2021年大統領規則第98号、2022年環境林業省規則第21号、2023年法律第4号、2023年金融庁(OJK)規則第14号が含まれる。これらの規則は、カーボンクレジットの発行、強制的な炭素取引、炭素交換、国際的な自発的炭素取引、モニタリングと報告、インセンティブを対象としている。
- インドネシアにおける税制の調和に関する法律 (Law 7/2021) によって導入された炭素税は、CO₂e排出量1トン当たり30,000IDRまたは2.02USD相当とされている。キャップ・アンド・タックスの枠組みで運用されるこのシステムは、インドネシアで指定された排出量を超える炭素排出量に手数料を課すものである。

6.4 カーボンプライシング法規制動向調査

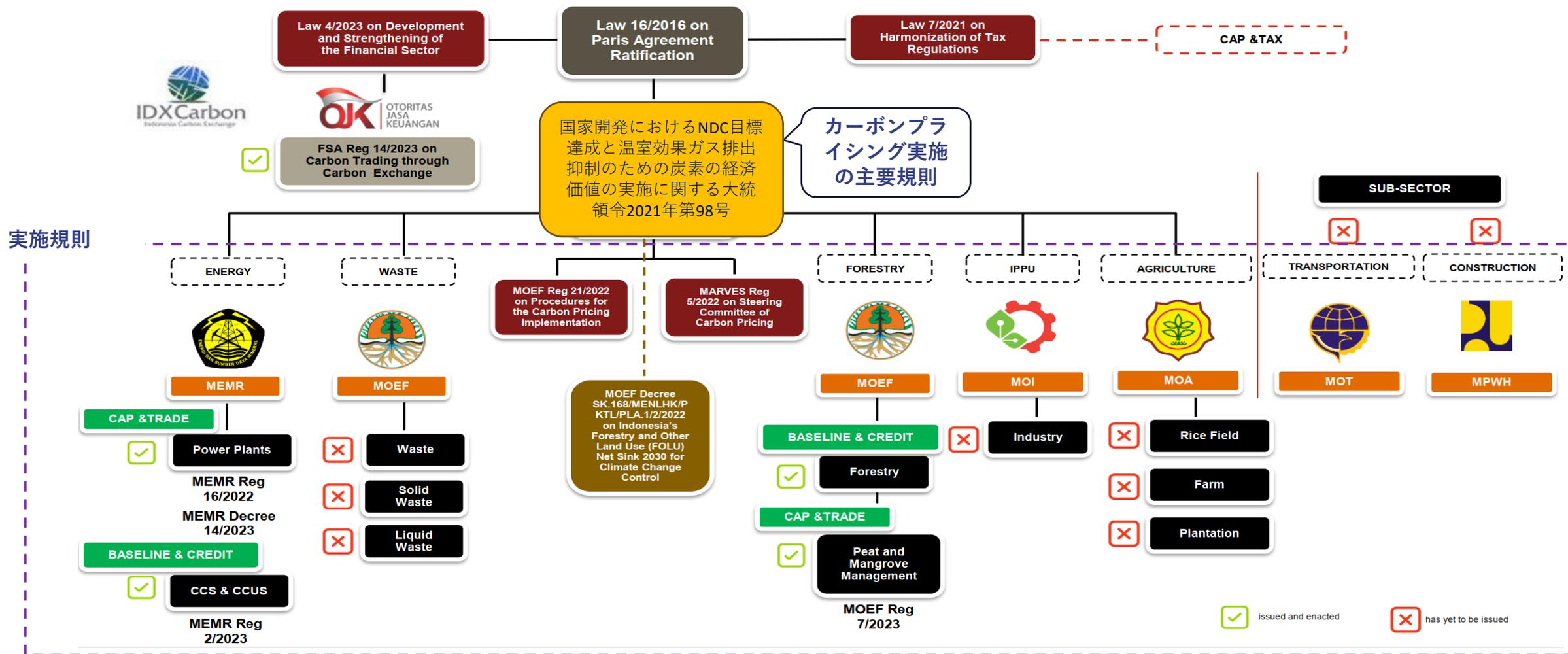
6.4.1 炭素取引、炭素税関連法規の概要(2/2)

- インドネシア政府 (GoI) は、インドネシアにおけるカーボンプライシングに関連するいくつかの規則を発行している。大統領令 98/2021がカーボンプライシングの実施に関する主要な規制となり、実施規則は環境林業省、海洋・投資調整府などが定める。そして最新の規制はインドネシア金融庁の炭素取引の流通市場としての炭素取引所に関するものである。
- セクター別では、カーボンプライシング関連規則を発行しているのはMEMRと環境林業省の2セクターのみである。電力セクター、特に石炭火力発電所では、99の石炭火力発電所が炭素取引のトライアルを実施している。99の石炭火力発電所のうち55はPLN所有のものである。トライアルに参加した総発電容量は33,6GWで、未だ取引価格は財務省によって決定されていないが、USD\$2-\$18/tCO₂e¹の間となる見通しとなっている。
- 2023年9月26日にインドネシアは同国初の排出権取引市場 (IDXCarbon) での取引を正式に開始した。IDX Carbonはインドネシア金融庁の監督下にあるインドネシア証券取引所が、炭素取引を実施するために構築したプラットフォームである。
- IDXCarbon は、オークション、通常取引、相対取引、マーケットプレイスという4つの取引メカニズムを提供している。炭素取引プラットフォームで取引されるカーボンユニットには、事業者向け排出枠技術承認 (PTBAE-PU) とGHG排出削減証書 (SPE-GRK) の2種類がある。PTBAE-PU (排出枠) の割当ては、関係省庁によって自由割当かオークションで行われ、国内で取引される。一方、SPE-GRK (クレジット/オフセット) は、プロジェクト/ビジネスが検証され、国家登録システム (SRN-PPI) に登録された後、国際取引をすることができる。
- 取引プラットフォームとして正式に発表された時点で、IDXCarbonは2つの再エネプロジェクトと1つのガスプロジェクトから最初のカーボンユニット(SPE-GRK)を取引した²。23年11月6日時点での終値はIDR 69.600であった³。

出典: 1 99 PLTU Batu Bara Sudah Lakukan Perdagangan Karbon (cnbcindonesia.com); 2 Sertifikat Pengurangan Emisi Berharga di Bursa Karbon, Siapa yang Punya? (katadata.co.id); 3 Data Trading | IDX Carbon

6.4 カーボンプライシング法規制動向調査

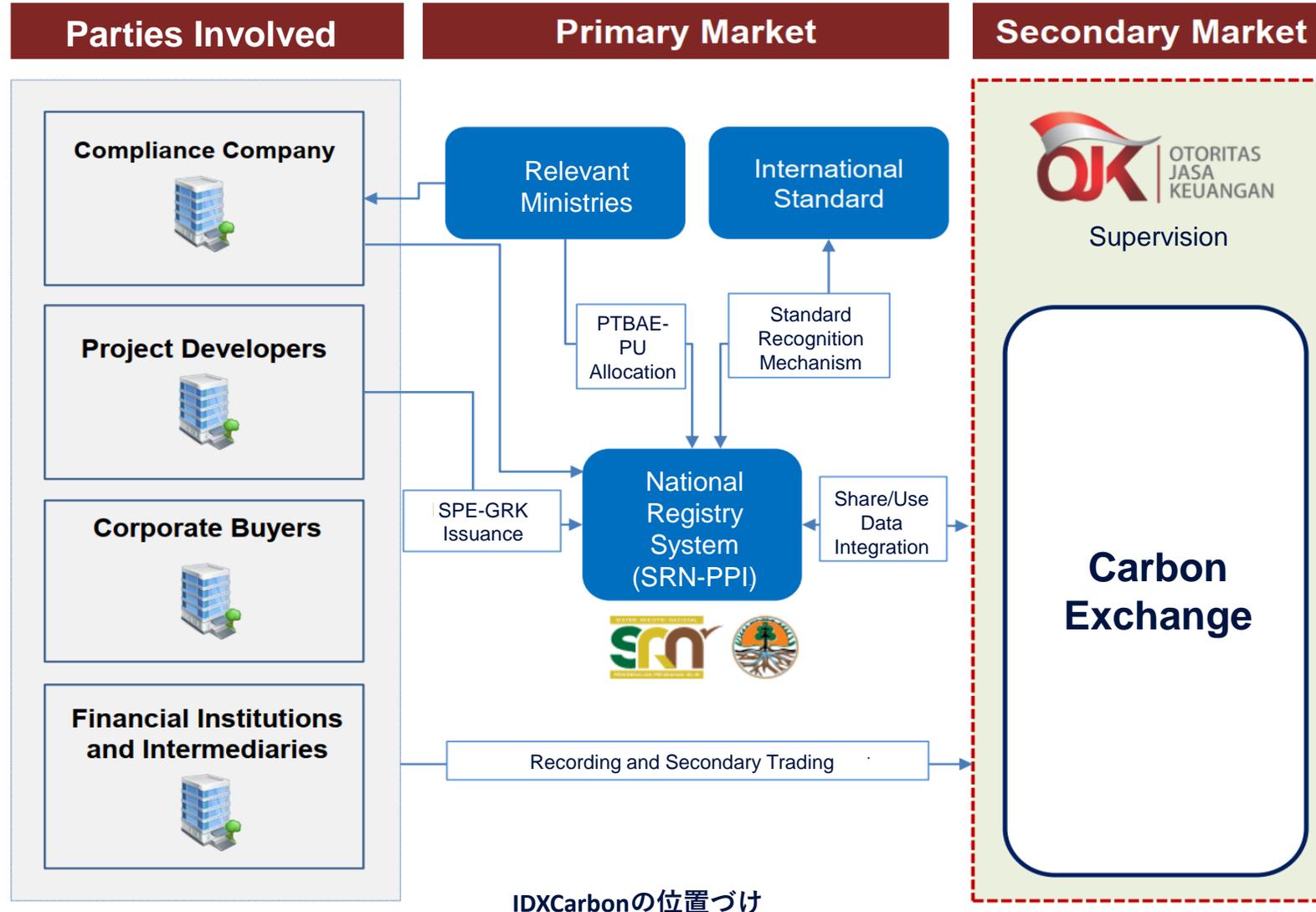
添付9：カーボンプライシング法制度枠組み：セクター別では、エネ鉱省および環境林業省がカーボンプライシング関連規則を発行している



カーボンプライシング法制度枠組み

6.4 カーボンプライシング法規制動向調査

添付10：IDXCarbonの位置づけ：インドネシア金融庁の監督下にあるインドネシア証券取引所が、炭素取引を実施するために構築した二次的プラットフォーム

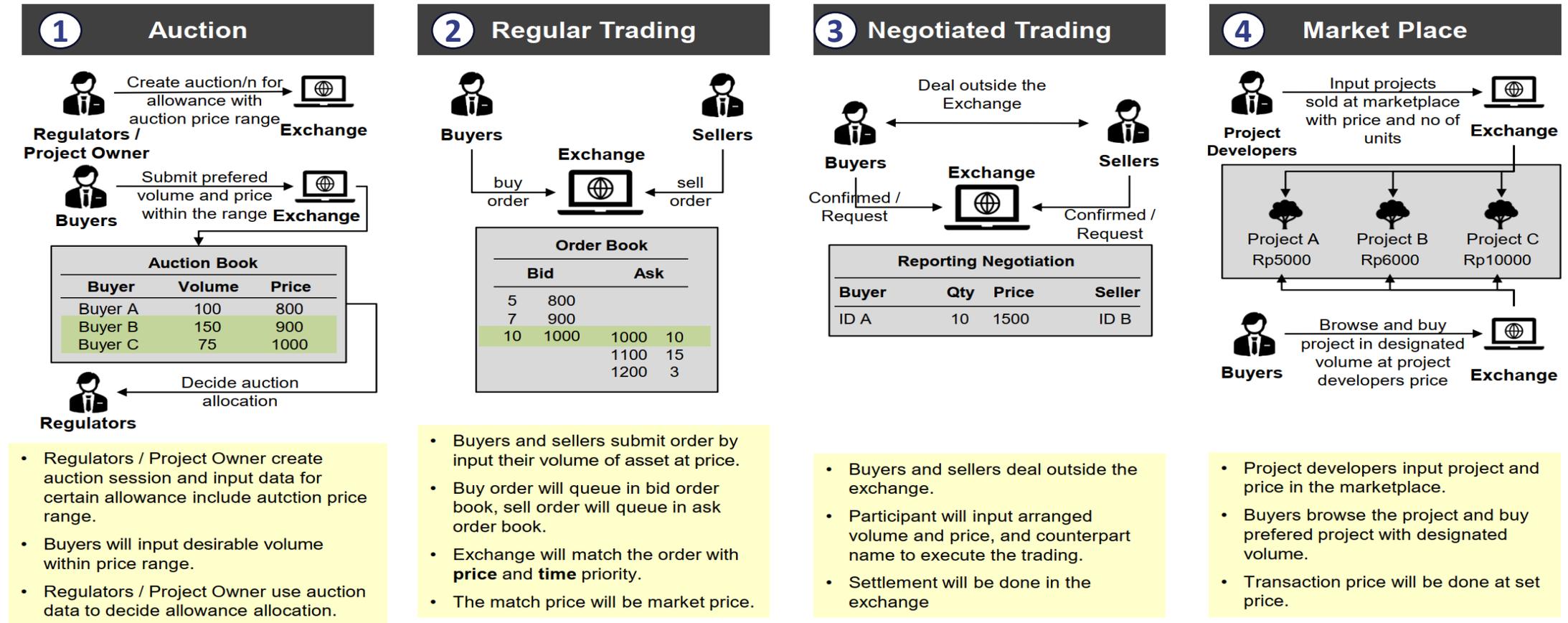


- IDXCarbonはインドネシアにおける炭素取引の流通市場を促進するため、2023年9月26日に発足したインドネシア炭素取引所である。この取引所は、再生可能エネルギーへの移行を促進し、化石燃料の早期廃棄を推進し、炭素取引を通じて積極的な環境慣行を奨励することを目的としている。
- IDXCarbonはインドネシア金融庁の監督下にあり、炭素取引所の利用者と内部取引可能なカーボンユニット（CU）に関する規則を定めている。
- 外国のカーボンユニットはインドネシア金融庁からカーボンユニットの登録証明書を取得する必要がある。カーボン取引所の利用者はカーボンユニットがIDXCarbonの定める要件を満たしていることを確認する必要がある。
- IDXCarbonで取引されるカーボンユニットは、有効期限が切れた場合や関連省庁からの要請があった場合、プロジェクト所有者からの要請があった場合には抹消することができる。

6.4 カーボンプライシング法規制動向調査

添付11：IDXCcarbon炭素取引メカニズム：オークション、通常取引、相対取引、マーケットプレイスという4つの取引システムを提供

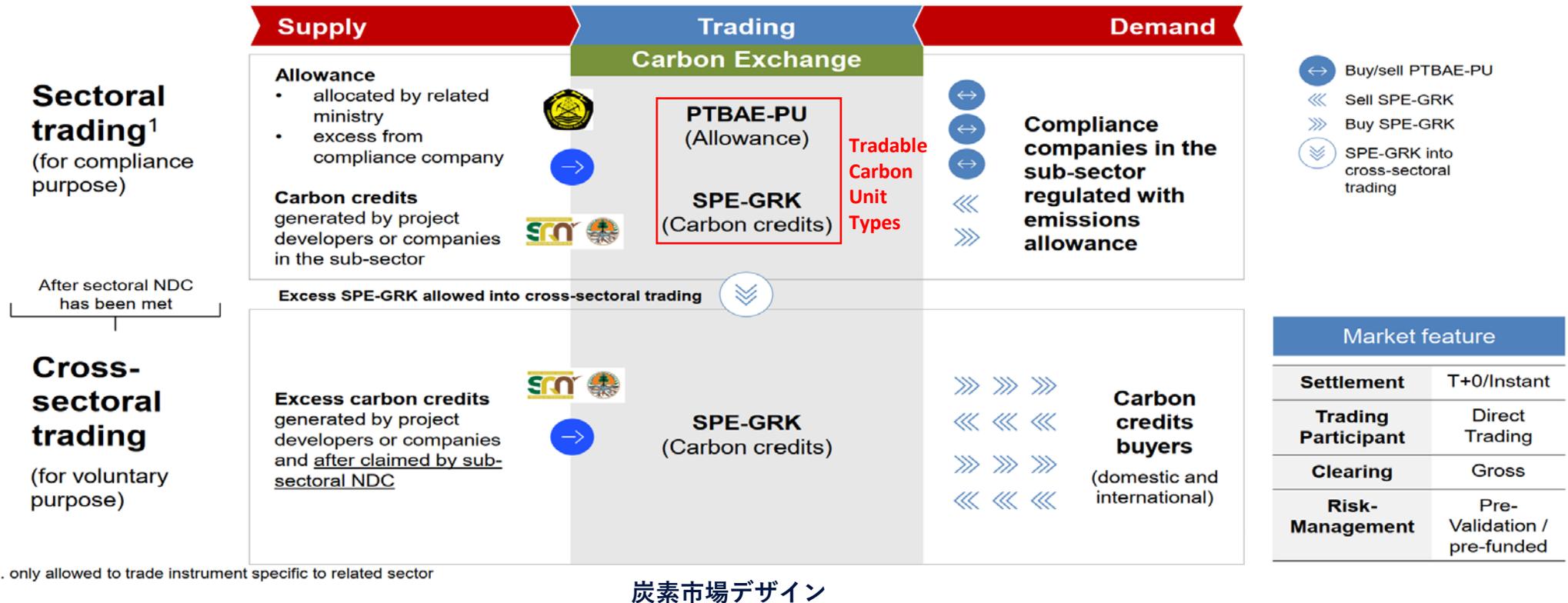
- IDXCcarbonは、4つのメカニズム：オークション市場、通常市場、交渉市場、マーケットプレイス、を通じてカーボンの取引を促進している。要件を満たせば、インドネシア国外で検証された炭素プロジェクトであっても取引可能である。



IDXCcarbonにおける炭素取引メカニズム類型

6.4 カーボンプライシング法規制動向調査 添付12：IDXCarbonでの炭素取引市場の概要

- 金融庁規則は、1) 排出上限技術承認（PTBAE-PU）および 2) 温室効果ガス排出量削減証書（SPE-GRK）を取引可能なカーボンユニット形式としている。
- 1)PTBAE-PUは事業者が排出できる温室効果ガスの排出枠または最大量を設定する。上限未滿に削減できた事業者は、残りの排出枠を、温室効果ガス排出上限を超える他の事業者に売却することができる。
- 2)SPE-GRKは環境林業省が排出削減プログラムの測定・報告・検証プロセスを完了した後に事業者に対し発行される証書で、様々なセクター間で取引可能である。



6.4 カーボンプライシング法規制動向調査

添付13：排出量取引市場とカーボンオフセット市場

- 排出量取引市場およびカーボンオフセット市場の概要を下表に示す。PTBAE-PU（排出枠）の割当では、関係省庁によって自由割当かオークションで行われ、国内で取引される。一方、SPE-GRK（クレジット／オフセット）は、プロジェクト／ビジネスが検証され、国家登録システム（SRN-PPI）に登録された後、国際取引をすることができる。

排出量取引市場およびカーボンオフセット市場の特徴

	Allowance Market / Perdagangan Emisi <i>(Persetujuan Teknis Batas Atas Emisi Pelaku Usaha, PTBAE-PU)</i>	Offset Market / Offset Emisi GRK <i>(Sertifikat Pengurangan Emisi GRK, SPE GRK)</i>	
Allocation / Effective	Free allocation or via auction mechanism, and registered in SRN	After project verification and registered in SRN	
Trading Period	1 Period = Different for each subsector, banking for 2 years	1 Period = Max 3 Years	
Surrender / Cancellation	Ending of compliance period (subject to related ministries)	Retirement from Buyer	
Trading Actors	Buyer dan Seller: Compliance Companies	Seller : Project developers, 2nd hand buyers. Buyer : Not limited, including compliance companies	
Series	1 serial for - each sub-sector for - each period	a) Standardized product, i.e: Nature-based product: Indonesia NBS, Indonesia NBS Global Verification Tech-based product: Indonesia TBS, Indonesia TBS Global Verification	b) Credits per project
Market	Auction, Continuous Auction Board, Negotiated Board	a) Continuous Auction Board for Std. Product	b) Auction, Project Marketplace, Negotiated Board
Settlement	T+0 / Instantaneously		
Trading Participant	Direct Trading		
Clearing	Gross		
Risk-Management	Pre-Validation / pre-funded		

§ 7. 枯渴後CO₂貯留にかかる予備的調査

7.1 CO2貯留に係る現行の法規制調査

7.1.1 CO2貯留に係る現行の法規制概要：2024年1月に発出された現行の大統領令とガイドラインは、オイル&ガスセクター上流だけでなく、産業部門（CO2排出者）等を含むCCS/CCUSの全ての活動を対象としている（1/2）

2023年のMEMR規則と新たな大統領令との比較

MEMR Reg. 2/2023 概要

大統領令（14/2024）概要

	MEMR Reg. 2/2023 概要	大統領令（14/2024）概要
スコープ	<p>石油・ガス上流および特定の圧入対象地帯における、回収、輸送、貯蔵、利用を通じCCS/CCUS活動を対象とする。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • オイル&ガスセクター上流の開発中の油・ガス田だけでなく、炭素貯留許可区域におけるCCS活動も対象としている。 • 炭素貯留許可区域とは、a) 開放区域、b) 鉱業許可区域、及び/又は作業区域を指す。
CCS/CCUS実施	<ul style="list-style-type: none"> • 石油・ガス上流事業活動に関する規定に従い、CCS/CCUS実施計画に従って実施される。 • この規定は1)計画段階（コントラクターは、SKK MigasまたはBP Migasアチェ¹に提出する実施計画（改訂POD）を提案する）、2)MEMRの承認を得た後の実行段階から構成されている。 	<ul style="list-style-type: none"> • CCS活動は、協力契約請負業者によって、石油・ガスの作業区域で実施することができる。CCSの実施は、協力契約請負業者の下で石油・ガス開発操業の一部と見做される。コントラクターは、CCSを実施するために、作業エリア内の枯渇貯留層や塩水性帯水層を利用することができる。 • 炭素貯留許可地域では、CCSはMEMR省からの探鉱許可と炭素貯留操業許可によって管理される。 • CO2の発生源は、オイル&ガス上流の事業活動から排出される場合と、上流の事業活動以外の産業から排出される場合がある。 • CO2の回収は、石油・ガス上流施設での処理活動、石油・ガス産業における精製、発電活動、産業活動、その他国内外を問わない排出活動を対象とする。 • 炭素輸送事業は、環境林業省との調整後、CO2輸送許認可に基づいて運営される。輸送にはパイプライン、トラック、船舶、その他の方法があり、各輸送方法にて許認可の取得先が異なる。 • 炭素貯蔵容量は国内CO2排出元に優先的に割り当てられる：CCSを実施するコントラクターおよび貯留事業許可者は、総CO2貯留容量の70%を国内のCO2貯留に割り当てなければならない。即ち、30%については海外のCO2排出元への割り当てが可能。
(温室効果ガス排出量の)測定、報告及び検証	<ul style="list-style-type: none"> • CCS/CCUS活動が安全であり、炭素排出が永久に貯蔵されることを確実にするためのモニタリング、およびサイト閉鎖後の10年間のモニタリング • 潜在的な排出削減貢献と炭素経済価値の活用に関連する（温室効果ガス排出量の）測定、報告及び検証。 	<ul style="list-style-type: none"> • コントラクターまたはオペレーターは、CCS活動を実施する責任当事者として、（温室効果ガス排出量の）測定、報告及び検証（MRV）を実施する義務がある。 • 責任当事者は、MRVの結果を環境林業省のMRVチームに書面で提出し、その写しをMEMR大臣に送付することが義務付けられている。責任当事者が実施したMRVの結果は、国の気候変動管理登録システムに報告される。

7.1 CO2貯留に係る現行の法規制調査

7.1.1 CO2貯留に係る現行の法規制概要：2024年1月に発出された現行の大統領令とガイドラインは、オイル&ガスセクター上流だけでなく、産業部門（CO2排出者）等を含むCCS/CCUSの全ての活動を対象としている（2/2）

2023年のMEMR規則と新たな大統領令との比較

MEMR Reg. 2/2023 概要

大統領令（14/2024）概要

財務	MEMR Reg. 2/2023 概要	大統領令（14/2024）概要	
運営	<ul style="list-style-type: none"> 石油事業の枠組みでCCS/CCUSを実施する費用は、すべて操業費用として扱うことができる。 オイル&ガスワーキングエリアエリア内での協力協定（KKS）に基づき、他の産業からもCO2の圧入が可能。 	<ul style="list-style-type: none"> 貯蔵料： CCS活動は①協力契約を通じて、貯蔵料の形で対価を得るか、または②石油・ガス上流事業の規制に基づく、他の形態対価を得るか、③貯留許認可を通じた貯蔵料（非課税の国家収入／政府に支払われるロイヤルティ）の形態で対価を得ることができる。 インセンティブ： CCSの実施を支援するため、コントラクターは、石油・ガス上流事業における税制上の優遇措置に関する規則に従い、税制上の優遇措置を受けることができるほか、関連法令の規定に基づき、税制上の優遇措置以外のその他の優遇措置を受けることができる。さらに、CCSの実施を支援するために、探鉱許可、CO2輸送許可、および／または貯留操業許可の保有者も、適用される法律の規定に従って、税制優遇措置および税制外優遇措置を受けることができる。 資産： 協力契約に基づき、CCS実施のためにコントラクターが取得した物品・設備は国有財産となり、規則に従って管理される。一方、貯蔵運転許可証保有者が調達した物品は、許可証保有者の所有物となる。 	
	コントラクターが調達したCCSまたはCCUS活動の実施に直接使用する物品および設備は、州の財産となる。	国境を越えたCO2取引	<ul style="list-style-type: none"> 国境を越えたCCS輸送には、国間協力協定を結ぶ必要がある。 インドネシアの税関領域に輸送されるCO2は、輸入者が規定に従って最初の輸入時に登録しなければならない。
	コントラクターは、危険な状況に対処するための緊急対応システムを提供することが求められる。緊急対応システムは、最低でもリスクアセスメント、緊急対応手順、設備等から構成されなければならない。	カーボンプライシング	<ul style="list-style-type: none"> CCS活動のためのカーボンプライシングの実施は、関連法規を遵守すること。 責任当事者に、国の気候変動管理登録システムにカーボンプライシングの実施を記録・報告を義務付ける。
	石油・ガス総局はCCSおよび／またはCCUS活動の実施を開発・監督する。	安全・環境	<ul style="list-style-type: none"> モニタリング活動は、承認されたCCS実施計画から、サイト閉鎖後10年まで及ぶ。 コントラクターと貯蔵事業許可証保有者は、閉鎖とサイト修復プロセスの一環として、CCS活動の閉鎖完了後10年間、モニタリング活動のための資金を確保しなければならない。
監視、測定、緊急対応に関する規定に違反した場合、コントラクターに行政処分が与えられる。	行政処分	探鉱CO2貯留事業、CO2輸送のライセンス保有者による違反は、行政処分につながる可能性がある。	

7.2 貯留後のモニタリング施設にかかる制度化への動き

7.2.1 CCS/CCUSに係る法規制動向：2024年1月にCCS/CCUSに係る新大統領令とSKK MigasのCCS/CCUSガイドラインが発出され、CCSのモニタリングに係るガイドラインが策定された

CCS/CCUSに係る新大統領令



PRESIDEN
REPUBLIK INDONESIA

SALINAN

PERATURAN PRESIDEN REPUBLIK INDONESIA

NOMOR 14 TAHUN 2024

TENTANG

PENYELENGGARAAN KEGIATAN

PENANGKAPAN DAN PENYIMPANAN KARBON

DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA

PRESIDEN REPUBLIK INDONESIA,

- Menimbang : a. bahwa dalam rangka memenuhi target Kontribusi yang Ditetapkan Secara Nasional dan menuju *Net Zero Emission* Tahun 2060 atau lebih cepat, teknologi penangkapan dan penyimpanan karbon memiliki peranan penting dalam mereduksi emisi karbon pada kegiatan penghasil emisi;
- b. bahwa Indonesia memiliki potensi besar sebagai wilayah penyimpanan karbon dan berpotensi menjadi lokasi penangkapan di tingkat nasional dan regional sehingga meningkatkan daya tarik investasi dan menciptakan nilai ekonomi dari proses bisnis penangkapan, pengangkutan, dan penyimpanan karbon;
- c. bahwa untuk memberikan landasan dan kepastian hukum kepada semua pihak yang terlibat dalam kegiatan penurunan emisi, perlu pengaturan tentang penyelenggaraan kegiatan penangkapan dan penyimpanan karbon;
- d. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, huruf b, dan huruf c, perlu menetapkan Peraturan Presiden tentang Penyelenggaraan Kegiatan Penangkapan dan Penyimpanan Karbon;

Mengingat : Pasal 4 ayat (1) Undang-Undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945;

MEMUTUSKAN: . . .

SK No 191733 A

SKK MigasのCCS/CCUSガイドライン

SATUAN KERJA KHUSUS
PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI
(SKK MIGAS)



PEDOMAN TATA KERJA

Nomor: PTK-070/SKKIA0000/2024/S9

TENTANG

PENYELENGGARAAN PENANGKAPAN DAN PENYIMPANAN KARBON, SERTA
PENANGKAPAN, PEMANFAATAN, DAN PENYIMPANAN KARBON
PADA WILAYAH KERJA KONTRAKTOR KONTRAK KERJA SAMA

JAKARTA

7.2 貯留後のモニタリング施設にかかる制度化への動き

7.2.2 CO2貯留に向けたCCS/CCUS ガイドラインの概要： 現行の法規制の下ではSKK Migasのガイドラインに記載された大枠の技術要件を満たした、詳細のモニタリング計画を策定する必要がある

モニタリング活動は、認可されたCCS/CCUS実施計画に従い、CCSまたはCCUSの操業終了後、最長10年間継続する。コントラクターはSKK Migasに年2回の報告書を提出する義務がある。具体的なガイダンスは、SKK Migasが発行するガイドラインに記載される予定である。

参照法規制: Permen MEMR 2/2023 Article 27 to 31; Perpres 14/2024 Article 57 to 61; PTK-070/SKKIA0000/2024/S9)



モニタリングに係るその他の必要条件:

1. CCSまたはCCUS活動を実施する際、請負業者は、作業員の安全、設置・設備の安全、環境の安全、および／または公共安全を確保するためのモニタリングを実施しなければならない。
2. この期間のモニタリング費用は、法令に従い、コントラクターの事業費に含めなければならない。また、コントラクターとSKK Migas/BPMA(アチェ石油・ガス管理機関)に代わって共同口座を開設し、閉鎖後のモニタリング活動に適切な資金が利用できるようにする。これはSKK Migasによって承認されたWP&B (作業計画 & 予算) を通じて行われる。
3. モニタリング計画は、以下を実施するものとする：
 - 1) CCSまたはCCUSの場所の特性を考慮する。
 - 2) 直接法 (サンプリング等) 及び間接法 (物理探査等) を用いて、CO2漏洩、地下水の汚染、緩衝層、不透水層、構造トラップの完全性、ZTI (圧入目標層) の完全性、CO2圧入によるその他の潜在的リスクを特定すること。
4. コントラクターは、モニタリング計画を作成するにあたり、一定の技術基準を満たさなければならない。これには、圧入前の貯蔵場所におけるベースラインの収集、圧入施設、CO2貯留場所、および周辺環境のモニタリング、モニタリング結果と初期データとの比較、可能性のある漏れや計画に従っていない二酸化炭素移動の検出、および是正措置の有効性の評価などが含まれる。

7.3 他国事例調査

7.3.1 米国におけるCO2貯留にかかるモニタリングガイドライン：

米国環境保護庁はUICプログラムを通してそれぞれのCCS/CCUSのフェーズに沿ったガイドラインを策定している

米国におけるCO2圧入時のテストおよびモニタリング活動の最低技術基準



CO2圧入時のテストおよびモニタリング活動の最低技術基準*

①	CO2流の物理的・化学的特性	必要な情報が得られる頻度で圧入されたCO2流の物理的・化学的特性の分析とモニタリング。
②	圧入圧力、圧入レート、流量	運転パラメータ（注入圧力、注入速度、注入量、アニュラスにかかる圧力、アニュラス液量）のモニタリング。 （アニュラス：坑井内に降下されているパイプと坑壁、またはケーシングとチュービングとが作っている環状の間隙）
③	坑井の材料の腐食モニタリング	四半期ごとの坑井材料の腐食モニタリング。
④	地下水源のモニタリングと遮蔽層上の地層の地球化学的变化	サイト固有ごとに決められた頻度で、地下水源のモニタリングと遮蔽層上の地層の地球化学的变化をモニタリングする。
⑤	坑井の健全性試験	最低年に1回の二酸化炭素圧入に係る機械設備試験。
⑥	圧力解析（フォールオフ試験）	圧入区間または坑井の状態を解析するための圧力降下試験。
⑦	CO2プルームの存在の検知	CO2プルーム（二酸化炭素が注入され、膨張する地下フィールド）の範囲と圧力上昇の有無（プレッシャーフロントなど）を解析するための試験とモニタリング。
⑧	地表の大気および土壌中ガスのモニタリング	地表大気および／または土壌ガスのモニタリング（その他米国環境保護庁長官が必要だと判断した場合に限る）。
⑨	その他米国環境保護庁長官が必要だと判断した情報	サイトごとにその他米国環境保護庁長官が必要だと判断した追加モニタリング要件。

* Requirement of testing and monitoring activities during injection may vary based on the condition of each site.

出典: Geologic Sequestration of Carbon Dioxide Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Implementation Manual for UIC Program Directors

7.3 他国事例調査

7.3.1 米国におけるCO₂貯留にかかるモニタリングガイドライン：

米国環境保護庁はUICプログラムを通してそれぞれのCCS/CCUSのフェーズに沿ったガイドラインを策定している

米国におけるCO₂圧入後のテストおよびモニタリング活動の最低技術基準



CO₂圧入後のテストおよびモニタリング活動の最低技術基準*

- | | | |
|---|---------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ① | CO ₂ プルーム（CO ₂ が注入され、膨張する地下フィールド）の範囲と圧力上昇の有無（プレッシャーフロントなど）の直接監視 | 圧入段階では、オペレーターは、圧入ゾーン内の地層圧を直接監視（例えば、流体サンプルの採取やモニタリング井戸での圧力測定）し、圧入液漏れの情報を提供するプレッシャーフロントと二酸化炭素プルームを追跡することが求められる。 |
| ② | CO ₂ プルーム（CO ₂ が注入され、膨張する地下フィールド）の範囲と圧力上昇の有無（プレッシャーフロントなど）の間接監視 | 間接的モニタリング技術には、地下の状態を間接的にモニタリングするために使用される物理探査や坑井掘削法があり、多くの場合、表面および／または坑井の測定値を用いて、比較的広い範囲にわたって行われる。直接モニタリング活動と組み合わせることで、これらの技術は、CO ₂ プルームに関する重要な情報を提供することができ、圧入液漏れの情報を提供する圧力分布を取得することもある。 |
| ③ | 地下水質調査 | UICプログラムでは、潜在的なCO ₂ の漏出および／または圧入ゾーンからの原生流体の置換を特定するため、圧入されたCO ₂ 上部の地下水質および地球化学的変化を定期的にモニタリングすることを義務付けている。封じ込めたCO ₂ 上部の直接的モニタリングの結果は、間接的モニタリング活動や坑井検層とともに、プルームが封じ込められ、漏出がないことを実証するために使用される場合がある。 |

事業者は、追加のモニタリングが不要であることが証明されるまで、閉鎖後50年間、または承認された代替期間の間、サイトのモニタリングを継続しなければならない。

* Requirement of testing and monitoring activities during injection may vary based on the condition of each site.

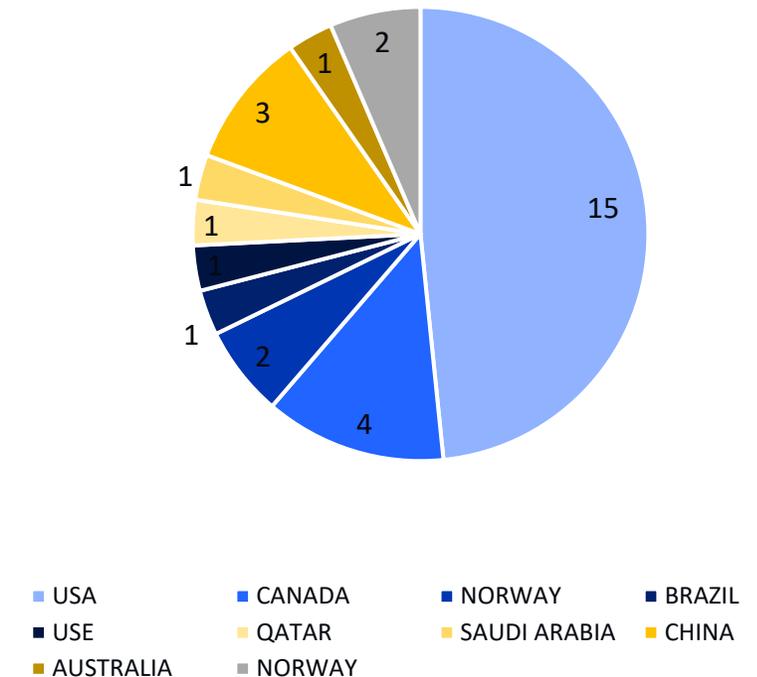
7.3 他国事例調査

添付14：海外事例の選定クライテリア: 2020年までに米国で最もCCS/CCUSのプロジェクトが商業化に至っている

商業化に至ったCCS/CCUSプロジェクト

USA 	NORWAY 
TERRELL	SLEIPNER
ENID FERTILISER	SNOHVIT
SHUTE CREEK	BRAZIL 
CENTURY PLANT	PETROBRAS SANTOS
AIR PRODUCTS SMR	UAE 
COFFEYVILLE	ABU DHABI CCS1
ILLINOIS INDUSTRIAL	QATAR 
GREAT PLAINS	QATAR LNG CCS
ARKALON	SAUDI ARABIA 
BONANZA BIOENERGY	UTHMANIYAH
CORE ENERGY	CHINA 
PCS NITROGEN	CNPC JILIN
PETRA NOVA	KARAMAY DUNHUA
LOST CABIN	SINOPEC ZHONGYUAN
CANADA 	AUSTRALIA 
BOUNDARY DAM	GORGON
QUEST	
ACTL NUTRIEN	
ACTL STURGEON	

CCS/CCUS Projects under Operation in 2020



§ 8. ネクスト・ステップの提案

8.1 総括

活動1 未利用ガス田の分布調査および基礎データ収集：

国内天然ガス埋蔵量、需給推移を把握し、分布する主要な20の小規模未利用ガス田（随伴ガス含む）をマッピングの上、開発状況やガス性質などの情報収集を実施した。

活動2 ガス需要調査：

活動1およびパイロットサイト選考クライテリアに基づき、1)Maluku州Seram、2)西Papua州Salawati、3)Jambi州東部周辺のガス潜在需要の分布調査を実施した。

活動3 パイロットサイト候補の選考および技術検討：

Seram Non-Bula鉱区Lofinフィールドおよび他地域2サイトを供給元とし、活動2の結果に基づきガス供給先を選定し、3つのパイロット候補事業を組成した。その上で、小型LNG液化装置の主要プロセスにおける標準部分およびカスタマイズ部分の分離、各候補事業におけるプラント配置含む技術面の検討を行った。

活動4 事業財務性分析：

想定事業スキーム設定の上、3パイロット候補事業の財務性評価を実施した。Seram Lofin事業については3つの段階開発（液化装置1台、2台、4台）を想定し、LNG払出価格、プラントゲートガス価格、発電コスト（COE）を算出し、民間産業需要への供給は比較的良好な結果となった。一方PLNサイトへの供給は、地域BPP水準によっては価格面においてガス転への課題が認められるケースがある。

活動5 ステークホルダーおよび法制度分析：

未利用ガス田・随伴ガスのマネタイズにかかる主要なステークホルダーおよび役割を整理し、商業化までのプロセス、必要な許認可をまとめた。さらにカーボンプライシング関連法制度の枠組みや直近の炭素取引市場開設・制度にかかる情報収集・整理を実施した。

活動6 枯渇後CO2貯留に係る予備調査：

CCS/CCUSにかかる大統領令(2024年1月発行)およびCCS/CCUS活動のモニタリングにかかる関連法制度および他国事例調査を実施した。

8.2 パイロットプロジェクト実施に向けたネクスト・ステップ

- 本調査では3つのパイロットサイト候補に関し技術および財務性検討を実施した。うち、Seram Lofinガス田を供給元としたパイロット事業の実施に向けたネクスト・ステップを示す。

非公開情報

8.3 技術面におけるネクスト・ステップ

1. 標準液化単位の更なる小規模化/モジュール化

今回は実績のある船用再液化ユニットの応用ベースで標準モジュールの生産能力を2,400bbtud単位としたが、経済性検討であまり良い結果とならなかったパイロットサイト候補サイトに見られるよう、生産量が小さなサイトに対して、経済性が同等のまま、更に小規模で信頼できる標準モジュールの存在が望ましい。また、小型化で可搬性・可用性が更に向上するため、今回検討の遡上にのぼらなかった生産を考えていないほど小規模な井戸もスコープできる可能性が出てくる。

2. 前処理の高度化

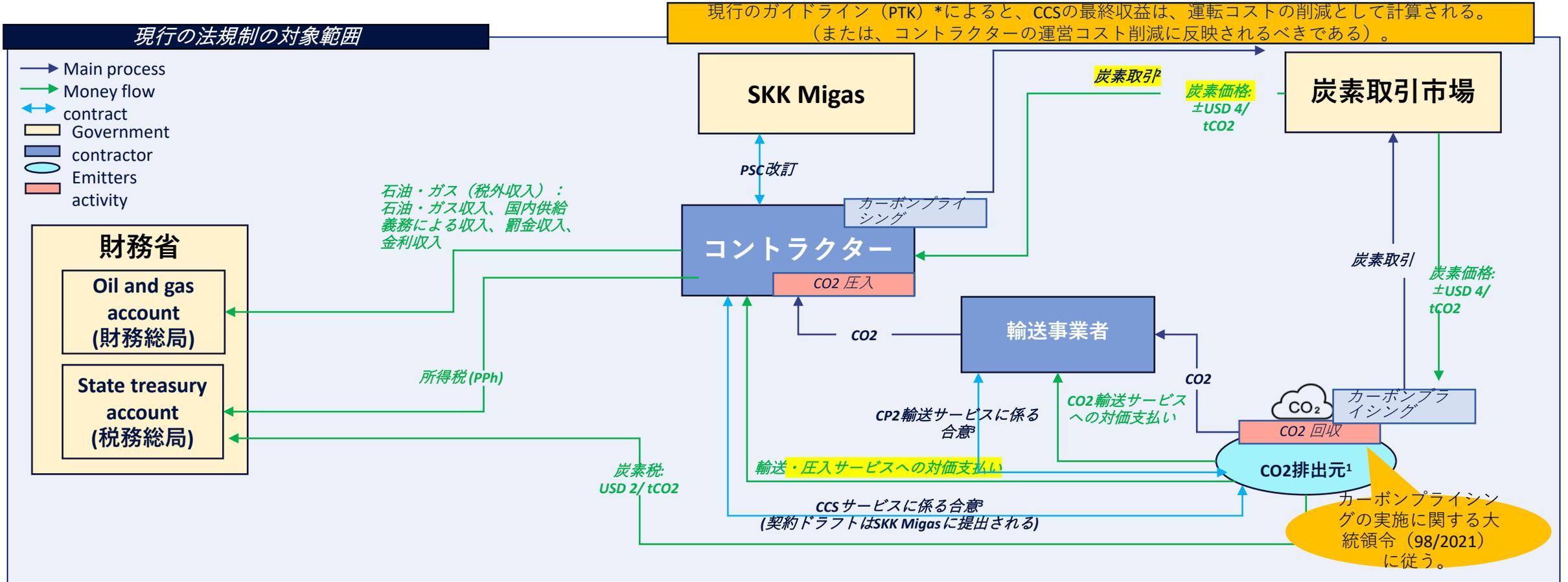
非公開情報

3. CCS/CCUSとの連動

本検討で一定の条件の下で小規模ガスを液化してマネタイズ可能であることが判明したが、一方で分離後のCO₂の取り扱いには他の油ガス田同様に課題として残存しており、マネタイズで枯渇空乏化したガス田にCO₂を貯留する段階的なシナリオやロードマップの整備が望まれる。

8.4 法制度調査に基づくCCSビジネスモデル構築にむけたネクスト・ステップ提案(1/2)

- インドネシアにおける現行の法規制の下では、技術的なCCSハブ事業の実行は可能であるものの、CO2排出者の経済性の観点では輸送・圧入サービスへの対価支払いは必ずしも経済的なオプションとは言い難い。

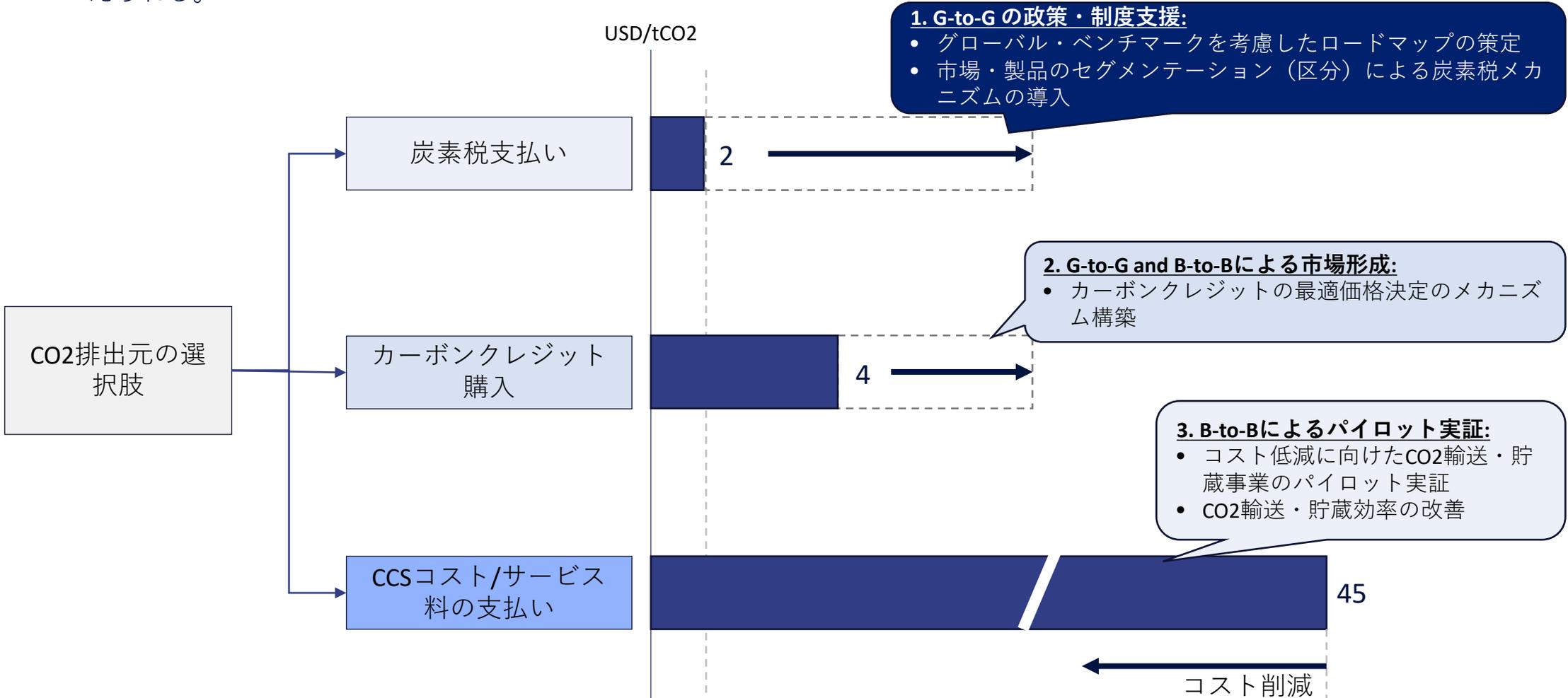


インドネシアにおける現行の法規制の下で想定されるCCSのビジネススキーム

出典: MEMR Regulations No. 2/2023; Perpres No. 14/2024; and (*) (in yellow) PTK-070/SKKA0000/2024/S9); (**) MOF Regulation No.115/2023

8.4 法制度調査に基づくCCSビジネスモデル構築にむけたネクスト・ステップ提案(2/2)

- CCSにおける最適なビジネスモデル構築には、CCSのコスト増を緩和するためのG-to-GとB-to-Bの両方の活動が必要と考えられる。



CO2排出元のCO2削減に係るオプション比較

二次利用未承諾リスト

令和5年度質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査事業（インドネシア共和国・移設可能な小型LNG液化装置を用いた小規模未利用ガス田のマネタイズと枯渇後のCO2ストレージへの転換に関する事業可能性調査事業）

令和5年度質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査事業

(株) コーエイリサーチ&コンサルティング, 合同会社MAXEED

頁	図表番号	タイトル
17		インドネシアの主要な未利用ガス田とその仕様 (1/2): Sumatra Area
18		インドネシアの主要な未利用ガス田とその仕様 (2/2): Jawa/Kalimantan/Sulawesi/Maluku/Papua
38		パイロットサイト候補と需要地
39		フィールド諸元
40		フィールド諸元
41		フィールド諸元
42		フィールド諸元
49		Seram Lofin mini-LNG 生産プロジェクト概要
55		想定事業スキームおよび事業財務性分析手法
58		前提条件
58		ベースケースおよび感度分析
63		3プロジェクト財務性分析結果概要
64		CO2排出抑制量推計
106		インドネシアにおける現行の法規制の下で想定されるCCSのビジネススキーム
107		CO2排出元のCO2削減に係るオプション比較