

令和３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委託費
(マレーシア国既存火力発電所拡張計画における
水素利用ガスタービン・コンバインドサイクル発電
導入可能性調査事業)

調査報告書

令和４年３月

パシフィックコンサルタンツ株式会社
東電設計株式会社

目 次

1. 事業概要	4
1.1 事業概要	4
1.2 事業背景	4
1.3 事業目的	4
1.4 事業対象国	5
2. マレーシアにおける電力供給の現状.....	6
2.1 電力供給の現状と政府としての電源開発計画	6
2.2 TNB の電源開発方針	10
3. 法制度及び上位関連計画	11
3.1 国家計画・エネルギー関連政策.....	11
3.2 関連法	13
4. 相手国関係者のニーズの把握	20
5. 燃料サプライチェーン調査・輸送技術検討	24
5.1 天然ガス.....	24
5.2 水素	28
6. 既存設備の運用条件把握	36
7. 概略設計・検討	37
7.1 発電設備	37
7.2 燃料設備	43
7.3 用役設備	49
7.4 送電設備	52
7.5 建設	57
7.6 土木・海洋設備	69
8. 概算事業費の算出	77
8.1 建設費用	77
8.2 運転・維持費用	77
9. 事業スキーム・ファイナンス・採算性検討	78
9.1 事業スキーム.....	78
9.2 ファイナンス	78
9.3 事業採算性	80
10. 環境社会配慮	87
10.1 法規・制度の概要	87
10.2 環境社会配慮(EIA、情報公開、住民移転、用地取得等)に関連する法令や基準等	87
10.3 本案件の環境社会面への影響	96
10.4 自然環境の概要	98

10.5 交通状況(道路)	100
10.6 気象	101
10.7 水象(河川)	103
10.8 植物相、動物相	104
10.9 生態学的に重要な生息地.....	106
10.10 対象地に関する行政区	106
10.11 環境上配慮すべき施設	107
10.12 環境基準と対象地周辺の環境汚染状況	109
10.13 有害物質および廃棄物管理.....	122
10.14 労働環境・安全.....	122
10.15 用地取得と住民移転.....	123
11. 事業スケジュールの検討	124
12. エネルギー起源 CO ₂ の排出抑制量の試算	125
12.1 温室効果ガス(GHG)削減効果.....	125
12.2 温室効果ガス削減量の推計	128
13. 事業化に向けた課題整理	129

略語表

略語	正式名称	和文名称
AEC	ASEAN Economic Community	ASEAN経済共同体
AIS	Air Insulated Switchgear	気中絶縁開閉装置
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations	東南アジア諸国連合
DOE	Department of Environment	環境局
DSCR	Debt Service Coverage Ratio	元利金返済カバー率
DWNP	Department of Wildlife and National Parks Peninsular Malaysia	マレーシア半島野生動物国立公園局
EC	Energy Commission	マレーシアエネルギー委員会
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Equity Internal Rate of Return	自己資本内部収益率
F/S	Feasibility Study	実行可能性調査
FDI	Foreign Direct Investment	外国直接投資
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit	浮体式LNG貯蔵再ガス化設備
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
GTCC	Gas Turbine Combined Cycle	ガスタービン・コンバインドサイクル設備
GTG	Gas Turbine Generator	ガスタービン発電機
HRSG	Heat Recovery Steam Generator	排熱回収ボイラ
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEE	Initial Environmental Examination	概略環境影響評価
IPB	Isolated-phase Bus	相分離母線
IPP	Independent Power Produces	独立発電事業者
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JETRO	Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
LLCR	Loan Life Coverage Ratio	ローンライフカバレッジレシオ
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
M/P	Master Plan	マスタープラン
MOU	Memorandum of Understanding	了解覚書
NGO	Non-Governmental Organizations	非政府組織
NPV	Net Present Value	正味現在価値
NRE	Ministry of Natural Resources and Environment	天然資源環境省
O&M	Operation and Maintenance	運営・メンテナンス
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
PIRR	Project Internal Rate of Return	プロジェクト内部収益率
PPP	Public Private Partnership	官民連携
PSA	Pressure Swing Adsorption	圧力変動吸着
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
SAT	Station Auxiliary Transformer	起動変圧器
STG	Steam Turbine Generator	蒸気タービン発電機
TNB	Tenaga Nasional Berhad	テナガ・ナショナル
UAT	Unit Auxiliary Transformer	所内変圧器
USC	Ultra-Supercritical Pressure (thermal power boiler/turbine)	超々臨界圧火力発電技術
WB	World Bank	世界銀行

1. 事業概要

1.1 事業概要

マレーシア国の既存火力発電所拡張に際し、水素利用可能なガスタービン・コンバインドサイクル発電設備導入の技術面・事業面の検討を行うとともに、利用可能な水素サプライチェーンについて調査を実施し、水素混焼/専焼(脱炭素化)に向けた道程を検討したものである。

1.2 事業背景

マレーシア政府は国家としての社会経済開発方針を示した第 11 次マレーシア計画にて、「持続可能で強靱なグリーン成長の追求」と「経済成長をサポートするインフラの拡張」を掲げている。年平均で 5-6%の経済成長率を目指す一方で 2020 年には 2005 年比で 40%の温室効果ガス排出削減を行うとしており、再エネを含むグリーン技術の導入拡大とカーボンプライシングの導入検討を掲げている。

現在のマレー半島における電源開発計画では 2030 年までに約 6GW、2030-40 年の間では約 10GW の電源開発が必要だとしている。一方で、脱炭素化への取り組みが求められ、石炭火力は 2021 年から 39 年にかけて 4GW 以上削減する事が計画されている。

クアラルンプール郊外のマラッカ海峡に面したカパーには、1985 年から運転しているマレーシアを代表する火力発電所 (Sultan Salahuddin Abdul Aziz Power Station:カパー発電所)があり、石炭・重油・天然ガスを燃料としたボイラ・蒸気タービン主体の火力発電設備を備える。現在、オーナーの Kapar Energy(マレー半島の送電事業を統括する TNB と現地財閥 Malakoff の合併)は、増加する電力需要に対応する為、より高効率で環境に配慮したプラントを採用した拡張を検討している。

1.3 事業目的

上記状況を踏まえ、カパー発電所の拡張にあたり、将来的な脱炭素化に対応可能なトランジション型技術である「水素利用可能なガスタービン・コンバインドサイクル発電(GTCC)」を導入し、大幅な CO2 排出抑制実現(低炭素化)と脱炭素化実現を目指す。

技術面・事業面の検討を行うとともに、利用可能な水素サプライチェーンについて調査を実施し、水素混焼(天然ガス・水素混合)/専焼(水素 100%)に向けた道程を検討する。

1.4 事業対象国

事業対象国：マレーシア国

対象地域：セランゴール州カパー

対象地点：Sultan Salahuddin Abdul Aziz Power Station(カパー発電所)



図 1-1 調査対象地域

2. マレーシアにおける電力供給の現状

2.1 電力供給の現状と政府としての電源開発計画

「マ」国の 2019 年の発電設備容量は、合計 36,183MW のうち、天然ガス火力が 14,403MW(39.8%)、石炭火力が 13,284MW(36.7%)、水力が 6,190MW(17.1%)と続き、これらで 92.6%を占める。

これら設備容量のうち、天然ガス火力の約 85%(12,237MW、うち TNB 2,230MW)、石炭火力の約 92%(12,180MW、うち TNB(直営)ゼロ)、水力の約 43%(2,642MW、うち TNB2,557MW)がマレー半島部にある。なお、マレー半島部の設備容量のうち、石炭火力の全て、天然ガス火力の約 74%が IPP による。

同年の「マ」国の発電量をみると、合計 175,986GWh のうち、石炭火力が 74,955GWh(42.8%)、天然ガス火力が 71,173GWh(40.2%)、水力発電が 25,906GWh(14.8%)である。2000 年代に入り石炭火力発電量が急増し、2010 年代からは水力発電量が増加している。一方で、天然ガス火力発電量は 2014 年をピークに横ばいの状況である。¹

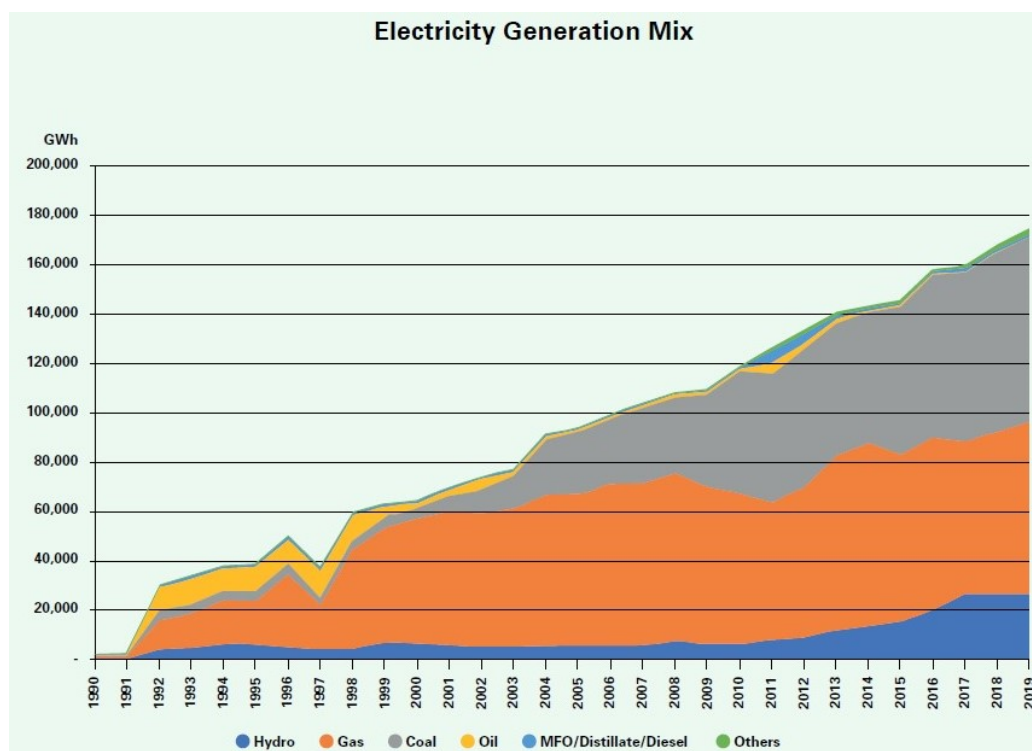


図 2-1-1 「マ」国の発電量

「マ」国政府は²、2020 年 10 月 20 日に JPPPET³によって承認された「マレー半島発電開発計画」に合意している。計画の目的は、電力需要と必要な発電容量の予測だけでなく、送電プロジェクトの進捗状況を監視すること及び 2025 年までに再生可能エネルギー設備容量を 31%まで達成する政策の支援にあたる。

マレー半島の電力需要を見ると、2015 年から 2020 年までの需要の伸びは 16,822MW から 18,808MW の年率 2.3% である。COVID-19 の影響により、2020 年の電力需要は大幅に減少したが、移動制限が課される 1 週間前の 2020 年

¹ Malaysia Energy Statistics Handbook 2020 (Suruhanjaya Tenaga (Energy Commission), 2021)

² 以降の内容は“Report on Peninsular Malaysia Generation Development Plan 2020 (2021-2039)” (Energy Commission, 2021) に基づく。[https://www.st.gov.my/en/contents/files/download/169/Report_on_Peninsular_Malaysia_Generation_Development_Plan_2020_\(2021-2039\)-FINAL.pdf](https://www.st.gov.my/en/contents/files/download/169/Report_on_Peninsular_Malaysia_Generation_Development_Plan_2020_(2021-2039)-FINAL.pdf) 2021 年 10 月 22 日アクセス

³ Jawatankuasa Perancangan dan Pelaksanaan Pembekalan Elektrik dan Tarif(JPPPET)は、マレー半島の電力需要を満たすための電力供給要件を計画、調整、特定することを目的として、1997 年 11 月 14 日に設立された組織で、関連省庁や公益事業者で構成されている。

3月10日には過去最高のピーク需要が記録されている。

2021年～2030年と2030年～2039年の電力需要は、それぞれ年率0.9%及び1.7%の成長が見込まれている(図2-1-2)。

Figure 1: Peak Demand Actual 2015-2020 and Projection 2021-2039

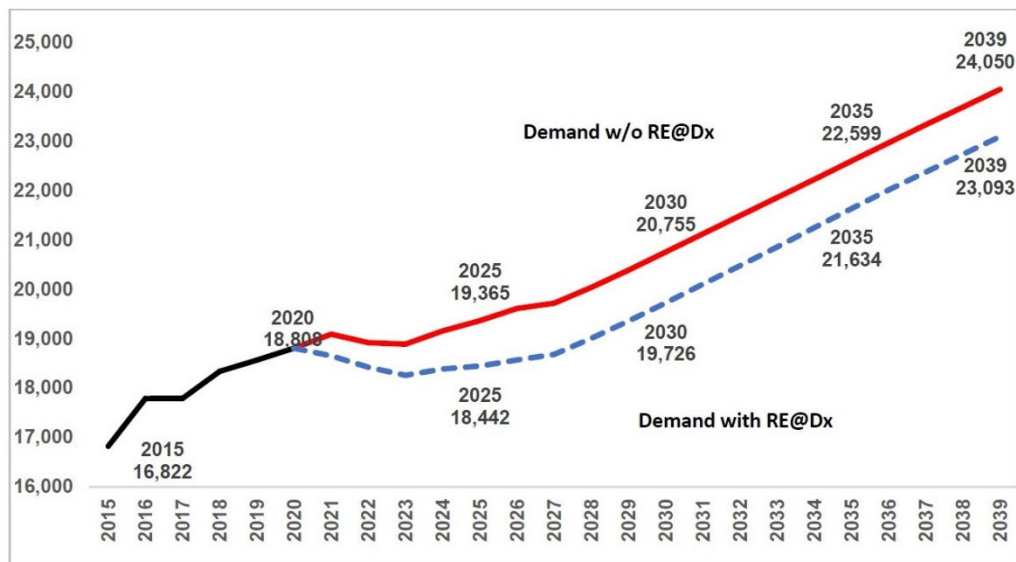


図 2-1-2 電力需要の推移

2025年までに31%の再生可能エネルギー設備容量の目標を達成するために⁴、2021年以降、現在の電源開発計画記載の案件に加え、マレー半島で合計1,178MWの新たな再生可能エネルギーの開発が必要となる。これらの内訳は、1,098MWが太陽光発電、80MWが非太陽光発電である(図2-1-3)。「マ」国の再生可能エネルギー設備容量は、2035年までに40%まで増加させる計画であり、マレー半島ではさらに2,414MWの再生可能エネルギーの開発が必要となる(図2-1-4)。

⁴ 2020年の10月20日に開催されたJPPPET会合で2025年に再生可能エネルギー設備容量を31%とすることに合意された。その後、2035年40%の目標も設定されている。

**Figure 3: New RE Requirement to Meet 31% RE Capacity Mix by 2025
(Peninsular Malaysia)**

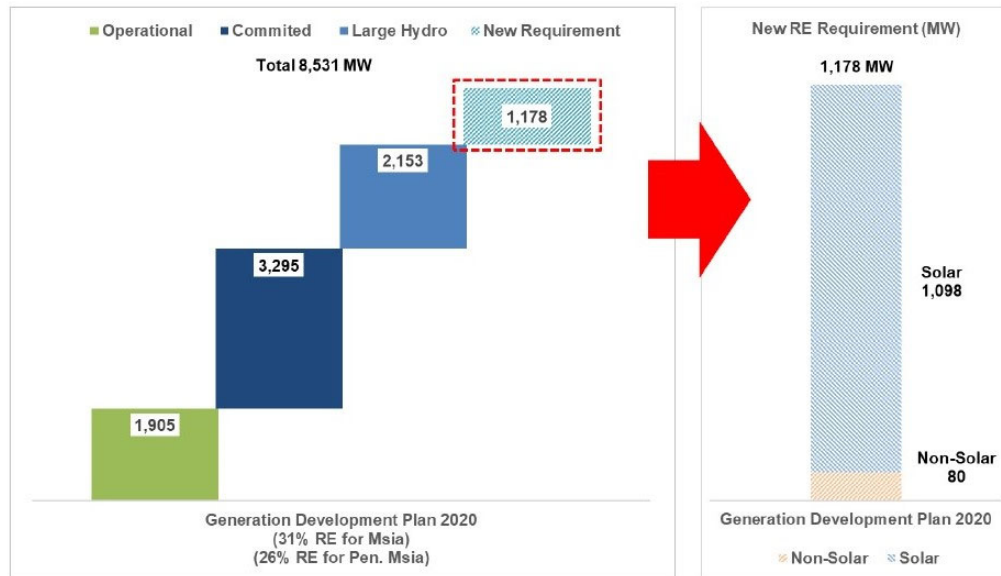


図 2-1-3 マレー半島での再エネミックス目標

**Figure 4: New RE Requirement (2026-2035) to Meet 40% RE Capacity Mix
by 2035 (Peninsular Malaysia)**

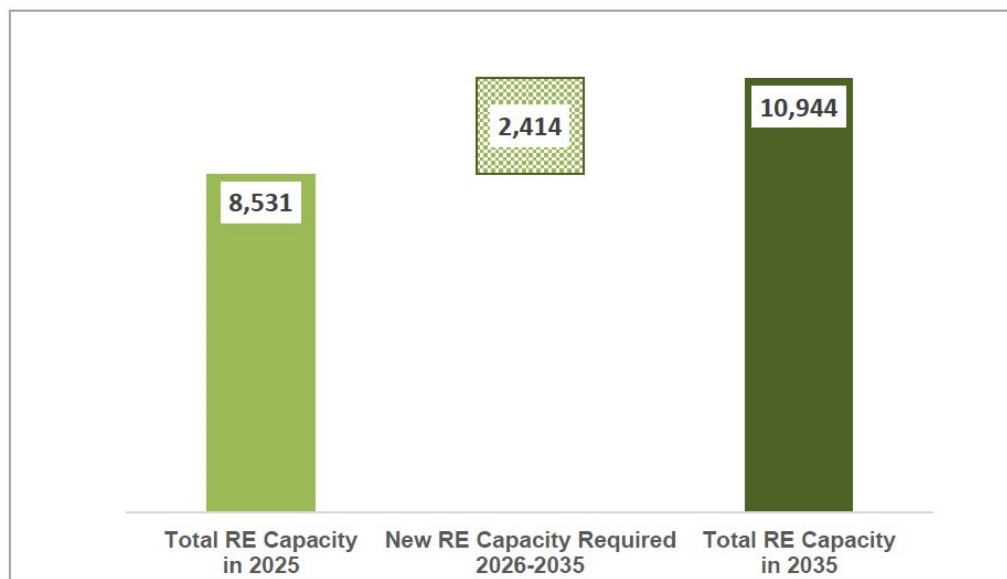
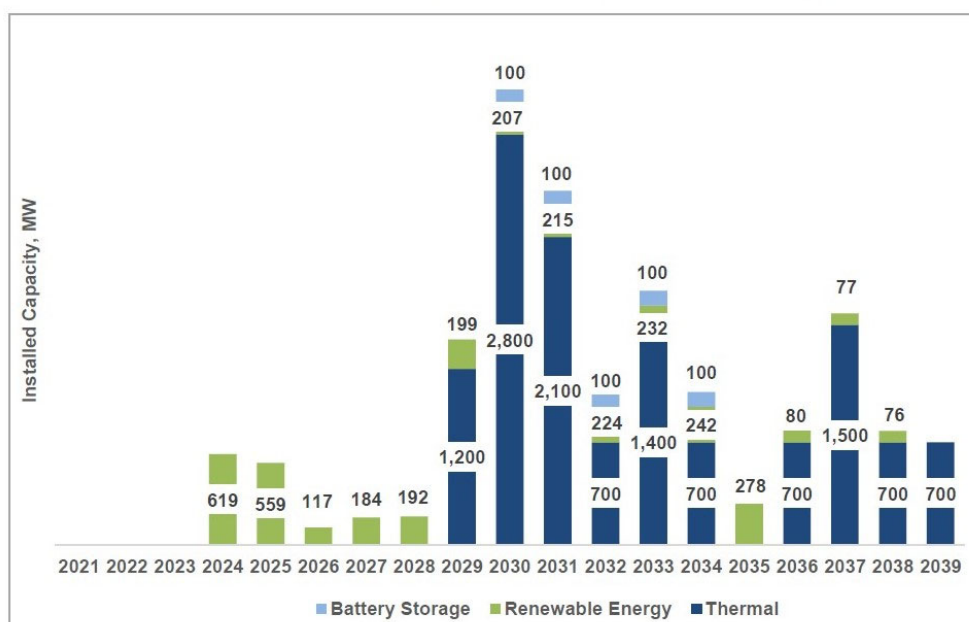


図 2-1-4 マレー半島での再エネ容量目標

電力需要の伸びに対応し、電力システムの信頼性を維持し、廃止するプラントを置換するために、6,077MW の新たな発電設備(火力と再生可能エネルギー)が必要であると予測されており、さらに 2039 年までに 9,924MW が必要となる可能性がある(図 2-1-5 及び表 2-1-1)。ここで、表 2-1-1 にある 2029 年廃止の“KEV U1-U6”が既設カパー発電所の第 1-3 系列にあたる。

Figure 5: New Capacity Projection (MW) (2021-2039)



(Note: Battery storage is used to stabilize the system and will not be considered in the capacity mix)

図 2-1-5 電源開発計画(電源種ごと)

表 2-1-1 マレー半島の電源開発計画(2021 年～2039 年)⁵

年	発電設備 (再生可能エネルギー31%)	リタイア設備
2021	Edra Energy (CCGT) (3x747 MW) 再エネ (860 MW)	YTL Power (CCGT) (585 MW)
2022	再エネ (652 MW)	TNB Pasir Gudang (CCGT) (275 MW) GB3 (CCGT) (640 MW)
2023	再エネ (663 MW)	Panglima (CCGT) (720 MW)
2024	TADMAX (CCGT) (2x600 MW) 再エネ (855 MW)	SKS Prai CCGT (341 MW) TTPC (CCGT) (650 MW) TNB Gelugor (CCGT) (310 MW)
2025	再エネ (818 MW)	TNB Putrajaya GT4 & GT5 (OCGT) (249 MW)
2026	THB (CCGT) (2x600 MW) 再エネ (117 MW)	KLPP (CCGT) (675 MW)
2027	Nenggiri (水力) (300 MW) 再エネ (184 MW)	Segari Energy Ventures (CCGT) (1,303 MW)
2028	再エネ (192 MW)	TNB Tuanku Jaafar PD1 (CCGT) (703 MW)
2029	CCGT (1x700 MW) CCGT (1x500 MW) 再エネ (199 MW)	KEV Gas U1 & U2 (ガス火力) (578 MW) KEV Coal U3-U6 (石炭) (1,474 MW)
2030	CCGT (4x700 MW) 再エネ (207 MW) BESS (1x100MW)	TNB Tuanku Jaafar PD2 (CCGT) (708 MW) TNB Janamanjung (石炭) (2,070 MW)

⁵ "Report on Peninsular Malaysia Generation Development Plan 2020 (2021-2039)" (Energy Commission, 2021) [https://www.st.gov.my/en/contents/files/download/169/Report_on_Peninsular_Malaysia_Generation_Development_Plan_2020_\(2021-2039\)-FINAL.pdf](https://www.st.gov.my/en/contents/files/download/169/Report_on_Peninsular_Malaysia_Generation_Development_Plan_2020_(2021-2039)-FINAL.pdf) 2021 年 10 月 22 日アクセス

年	発電設備 (再生可能エネルギー31%)	リタイア設備
2031	CCGT (1x700 MW) 石炭 (2x700 MW) BESS (1x100 MW) 再エネ (215 MW)	Tanjung Bin Power (石炭) (2,100 MW)
2032	CCGT (1x700 MW) BESS (1x100 MW) 再エネ(224 MW)	
2033	CCGT (2x700 MW) BESS (1x100 MW) 再エネ (232 MW)	Jimah Energy Venture (石炭) (1,400 MW)
2034	石炭 (1x700 MW) BESS (1x100 MW) 再エネ (242 MW)	
2035	再エネ (278 MW)	
2036	CCGT (1x700 MW) 再エネ (80 MW)	
2037	CCGT (1x700 MW) 石炭(1x700 MW) OCGT (1x100 MW) 再エネ (77 MW)	TNB Prai (CCGT) (1,071 MW) TNB CBPS (CCGT) (375 MW)
2038	CCGT (1x700 MW) 再エネ (76 MW)	Pengerang Power (コジェネ) (600 MW)
2039	CCGT (1x700 MW)	

※CCGT = Combined cycle gas turbine; OCGT = Open cycle gas turbine;
BESS = Battery Energy Storage System

これら電源開発により、マレー半島では、再生可能エネルギーの設備容量割合が 17%から 31%に増加し、火力発電の割合は 82%から 69%に減少する。その結果、マレー半島の電力セクターの GDP あたりの炭素排出原単位は、2021 年の 0.084kgCO₂/RM から 2030 年までに 2005 年レベルと比較して 45%減少(0.053kg CO₂/RM)し、2039 年には 65%減少(0.033kg CO₂/RM)すると予測されている。

2.2 TNB の電源開発方針

TNB Sets Net Zero Emission Aspiration by 2050 によると、TNB として 2050 年までにカーボンニュートラルを達成する事が目標となっている。その実現に向けて、2035 年までに排出係数を 35%削減し、石炭発電容量を 50%削減する。また、下記方針が掲げられている。

- ・売上高全体に占める石炭火力の割合を 25%以下に抑える。
- ・2035 年までに火力発電所の効率化を達成し、再生可能エネルギー発電事業拡大に注力。
- ・2025 年までに再生エネルギーの発電容量を 8.3GW に引き上げる。
- ・経済性が明確になり次第、電力貯蔵方法の開発、グリーン水素や CCU などの環境技術への投資を加速。

さらに、2021 年初頭に石炭火力の新規開発をジマ・イースト・パワー(2019 年に稼働。中国電力 15%及び三井物産 15%出資)を最後とし、今後は行わないことを表明した。既に稼働している石炭発電所については、PPA 満了と共に廃止の予定である。他方、PPA が切れていない発電所の廃止のような拙速な対応はしないとの事である。

3. 法制度及び上位関連計画

3.1 国家計画・エネルギー関連政策

「マ」国の国家開発政策については、基本方針である「Shared Prosperity Vision 2030」(2019 年 10 月)⁶の下で、国家開発計画(5 年計画)と各部門の計画が立案される。2020 年までの第 11 次マレーシア計画では「持続可能で強靱なグリーン成長の追求」「経済成長をサポートするインフラの拡張」を戦略目標としていた。「第 12 次マレーシア計画(2021 年～2025 年)」(2021 年 7 月 16 日)では、第 11 次マレーシア計画の成果を踏まえつつ、SDGs と整合性を図り、また新型コロナウイルスの影響も考慮し、下記に示す 3 つのテーマを設定している。

テーマ 1 : Resetting the Economy(経済の再設定)

テーマ 2 : Strengthening Security, Wellbeing and Inclusivity(セキュリティ、福祉、包括性の強化)

テーマ 3 : Advancing Sustainability(持続可能性の向上)

テーマ 3 では 3 つの優先分野の一つとして「低炭素、グリーンでレジリエントな開発の実施」を挙げており、カーボンプライシングやカーボンプライシング導入の可能性について触れている。技術面では、浮体式太陽光発電や廃棄物発電、バイオガス、コジェネレーション、太陽熱発電等の促進や水素燃料電池自動車等の促進が示されているが、発電所での水素やアンモニア混焼等に関する記述は見られない。

「マ」国のエネルギー開発政策は、首相府の直轄組織である経済計画局(Economic Planning Unit, Prime Minister's Department)のエネルギー部門が管轄しており、ガス・石油に関連する戦略や政策の策定などの役割を担っている。⁷ エネルギー・天然資源省(Ministry of Energy and Natural Resources)が電力供給、方針及び戦略を策定する責任省庁である。エネルギー委員会(Energy Commission)は、電力供給法(Electricity Supply Act)、ガス供給法(Gas Supply Act)等に基づいて、電力供給産業やガス供給産業などのエネルギー部門に対する規制を行う。持続可能エネルギー開発庁(Sustainable Energy Development Authority : SEDA)は、再生可能エネルギーの開発を行い、固定価格買取制度の実施を管理する。

「マ」国のエネルギー政策は、1979 年の「国家エネルギー政策(National Energy Policy)」に規定されており、以降、エネルギー部門の課題を補完する政策が施行され、現在のエネルギー政策は石油、天然ガス、石炭、水力、再生可能エネルギーの 5 つのエネルギー資源の利用のもとで検討されている。

第 12 次マレーシア計画では、既存のエネルギー関連政策の整合性を図り、長期の包括的な、唯一のエネルギー政策を策定するとしている。発電設備容量に占める今後の再生可能エネルギーの比率については、2021 年 6 月に開催された日 ASEAN エネルギー大臣特別会合において、2025 年までに 31%、2035 年までに 40%とするとしている。

その後、SEDA は 2035 年までの再生可能エネルギー政策である「Malaysia Renewable Energy Roadmap – Pathway Towards Low Carbon Energy System」(MyPER) を 2021 年末に発表し⁸、再生可能エネルギーの目

⁶ 政治的安定を強化し、国の繁栄を高め、文化的多様性を育むことを掲げている(The Government of Malaysia Official Gateway: MyGovernment)。 <https://www.malaysia.gov.my/portal/content/30901> (2011 年 11 月 12 日アクセス)

⁷ Official Portal of Economic Planning Unit, Prime Minister's Department <https://www.epu.gov.my/en/departments-profile/profile/functions> (2011 年 11 月 12 日アクセス)

⁸ MALAYSIA RENEWABLE ENERGY ROADMAP (MYRER) <https://www.seda.gov.my/report/myrer/> (2022 年 3 月 11 日アクセス)

標について、発電設備容量に占める比率を 2025 年に 31% (12.9GW)、2035 年に 40% (18.0GW) と定めている。ロードマップでは、大規模・小規模水力、バイオマスエネルギー、太陽光発電及び技術開発の 4 つの戦略を柱としており、それぞれの目標とアクションは表 3-1-1 のとおりである。そのうち、技術開発では、再生可能エネルギー由来の余剰電力のエネルギー貯蔵技術としての水素の利用可能性に言及している。

表 3-1-1 MyPER における再生可能エネルギーの目標とアクション

年	再生可能エネルギーと目標値	アクション
2025	大規模水力 5,862 MW 小規模水力 1,153 MW	・大規模、小規模水力の開発費用の差異を考慮したオークション制度を通じた小規模水力の促進 ・小規模水力のポテンシャルが高い場所に関する調査 ・既存の大規模水力の寿命延長 ・水力発電開発の承認を促進する制度運用の調整 ・小規模水力の入札プロセスの改善
	バイオガス 333 MW バイオマス 862 MW	・バイオエネルギー利用のクラスター化の検討 ・オークション制度の評価 ・グリッド拡張等による旧バイオエネルギー発電所のリハビリ等 ・ネットメーティング制度適用の検討 ・廃棄物発電の検討 ・石炭火力発電所でのバイオ CNG 及びバイオマス混焼の検討 ・バイオマス発電技術の研究開発
	太陽光 4,706 MW	・ネットメーティング制度の見直し ・コーポレート PPA や再エネ証明書等の制度の検討 ・土地利用の少ない水上太陽光等の促進
	技術開発	・新たな再生可能エネルギー技術、資源、ソリューションの調査 ・電力システムの安定化のために必要なエネルギー貯蔵技術の評価
2035	大規模水力 8,062 MW 小規模水力 1,219 MW	・小規模水力のポテンシャルが高い場所の特定の継続 ・水力発電開発の承認を促進する制度運用の調整 ・関係機関と調整した大規模水力の開発の評価
	バイオガス 406 MW バイオマス 998 MW	・新たなオークションシステムの検討 ・グリッド拡張等によるバイオエネルギーのクラスター化の検討 ・廃棄物発電電力購入フレームワークの見直し ・バイオ CNG とバイオマス混焼のための支援フレームワークの策定
	太陽光 7,280 MW	・再生可能エネルギー発電量のオークション制度の定期的な見直し ・PPA フレームワークの検討 ・ユーティリティ以外による屋上太陽光発電買取のためのフレームワークの検討 ・政府機関での屋上太陽光の促進
	技術開発	・地熱、洋上風力等の新たな再生可能エネルギー発電実施のための実現可能性調査の実施 ・費用対効果を踏まえたエネルギー貯蔵技術（蓄電池や水素等）の優先付けと展開

「マ」国の気候変動政策は、約束草案(Nationally Determined Contribution : NDC)(2021 年 7 月 30 日提出版)において GDP あたりの炭素排出原単位を 2005 年のレベルと比較して 2030 年に 45%削減、先進国の支援のもと

で 55%削減するとしている。また、2021 年 10 月 31 日から 11 月 13 日にかけて開催された国連気候変動枠組条約第 26 回会合(COP26)において、「マ」国環境・水大臣は、2022 年末に完了予定である低炭素長期開発戦略を踏まえて 2050 年までの早期にネットゼロを目指すとしている。⁹

3.2 関連法

ここでは、マレーシアにおける火力発電設備の開発、また水素・アンモニア関連設備の開発と運用に係る法制度と技術基準を示す。

「マ」国のガス火力発電に関連する主な法律は下表のとおり。

表 3-2-1 エネルギー供給に関連する「マ」国の法規

法律	目的
Electricity Supply Act 1990(電力供給法)	人の安全に関連する事項に関する電気設備、電気の効率的な使用とそれに関連する目的のため、電力供給産業、合理的な価格での電力供給、電気設備・プラント等の許認可を規定。
Renewable Energy Act 2011(再生可能エネルギー法)	再生可能エネルギー発電の促進及び関連する事項のための特別関税システムの設立と実施を規定。
Environmental Quality Act 1974 (環境品質法)	環境汚染の防止・削減・制御及び環境の強化や関連する事項を規定。
Gas Supply Act 1993 (ガス供給法)	再ガス化ターミナル、再ガス化、海運、輸送、分配、小売りやガスパイプラインを通じ、安全な供給・利用に関する許認可を規定。
Occupational Safety and Health Act 1994 (労働安全衛生法)	労働者の安全、健康及び福祉の確保、及び労働に関連する安全・健康へのリスクからの保護等を規定。
Factories and Machinery Act 1967(工場および機械法)	工場に就業する労働者の安全、衛生及び福祉に関わる事項、また工場の機械の登録及び検査に関わる事項、その他これらに関連する事項を定め、もって公共の福祉の増進に資することを目的とする。

また、「マ」国での水素の大規模利用に関連するとみられる主な法規を以下に示す。

まず、水素を含む石油化学・ガス化学などのプラント一般に対する法規として、下記がある。

・石油法(安全対策) Petroleum Act (Safety Measures) 1984 (Act 302)

・Factories and Machinery Act 1967 (Act 139)

・石油開発法(Petroleum Development Act 1974)(Act 144)

→石油化学産業の上流活動は石油公社であるペトロナスのみが行う。下流活動においては首相の許可が必要となる。この許可証である PDA 承認は国際貿易産業省(MITI: Ministry of International Trade)によって発行される。¹⁰

尚、この法律において石油とは石油へと変換可能な炭化水素や天然ガスを含む。

・工業調整法(Industrial Coordination Act 1975)(Act 156)

→国際貿易産業省(MITI: Ministry of International Trade)によって製造許可証が発行される。

また、水素キャリアの一つとしてアンモニアが挙げられるが、「マ」国におけるアンモニアの危険物としての取り扱いに関する法規は下記の通りである。

・Classification, Labeling and Safety Data Sheet of Hazardous Chemicals Regulation 2013 (安全労働

⁹ “STATEMENT BY MR. TUAN IBRAHIM TUAN MAN HONOURABLE MINISTER OF ENVIRONMENT AND WATER MALAYSIA FOR COP-26/CMP-16/CMA-3 RESUMED HIGH-LEVEL SEGMENT” (2021 年 11 月 9-10 日)

https://unfccc.int/sites/default/files/resource/MALAYSIA_cop26cmp16cma3_HLS_EN.pdf

¹⁰ Ministry of International Trade and Industry (2017)[CHEMICAL AND PETROCHEMICAL]

表 3-2-2¹¹ アンモニアの危険物分類

No.	Chemical Name	CAS No.	Classification		Labelling		
			Classification Code	H-code	H-code	Signal Word	Hazard Pictogram
14	Ammonia	7664-41-7	Flam. Gas 2 Press. Gas ^(c) Acute Tox. 3 (inh) Skin Corr. 1B Eye Dam. 1 Aquatic Acute 1	H221 H280/281 ^(d) H331 H314 H318 H400	H221 H280/281 ^(d) H331 H314 H400	Danger	

・Use and Standards of Exposure of Chemicals Hazardous to Health Regulation 2000 (USECHH Regulation)(安全労働局 DOSH)

→アンモニアの許容暴露限界値 25ppm、17mg/m³

・Poison and Drug Act 1952(保健省 MOH)

→アンモニアは第二種毒物に指定されており、輸入及び販売を行う際にライセンスが必要となる。

・OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH (CONTROL OF INDUSTRIAL MAJOR ACCIDENTHAZARDS) REGULATIONS 1996

→この規則では危険物を用いた産業活動に対する規則が記述されている。

アンモニアは毒物に該当し、危険物扱いである。また、脱水素反応を伴う施設に対してこの法規は適用される。

またアンモニアを 100 トン以上貯蔵する際には「重大危険施設」と定義され、下記の要項を満たさなければならない。¹²

(1) DOSH 事務局長に届出書を提出すること。

(2) 本規制 14 条(1)もしくは 16 条に基づいて作成された管理システムを確立し、維持すること。

(3) 産業活動に関する報告書を 3 年ごとに DOSH 事務局長に提出すること。

(4) 現場での緊急計画の作成、事業所周辺の地域に対する事業所外緊急計画の作成の必要性をその地域の地方自治体または港湾局に通知すること。

(5) 重大事故が発生した場合には速やかに労働安全局に通知すること。

また、Malaysian Communications and Multimedia Commission 等による“TECHNICAL CODE: HYDROGEN STORAGE AND SAFETY WITH FUEL CELL AS POWER GENERATOR FOR INFORMATION, COMMUNICATIONS AND TECHNOLOGY INFRASTRUCTURE (2020 年 6 月)”にて、屋外にて水素を貯留する際の技術基準が示されている。

¹¹ Department of Occupational Safety and Health (2014) [INDUSTRY CODE OF PRACTICE ON CHEMICAL CLASSIFICATION AND HAZARD COMMUNICATION]

¹² Department of Occupational Safety and Health (1996) [OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH (CONTROL OF INDUSTRIAL MAJOR ACCIDENT HAZARDS) REGULATIONS 1996]

表 3-2-3 屋外型水素貯蔵設備の安全基準

Table 5. Recommended safety measures for outdoor installation of hydrogen storage facilities

Recommendation	Description
Sources of hazards	a) Open flames and high-temperature devices shall not be used in a manner that creates a hazardous condition. b) Smoking shall be prohibited in the following locations: i) within 25 ft (7.6 m) of outdoor hydrogen storage or areas, dispensing areas, or open areas; and ii) in rooms or areas where gaseous hydrogen is stored, dispensed, or used in open systems. c) Energy-consuming equipment with the potential to serve as a source of ignition shall be listed or approved for use with gaseous hydrogen.
Weather protection structure or shaded environment for storage or use	a) For other than explosive materials and hazardous materials presenting a detonation hazard, weather protection structure shall be permitted to be used for sheltering hydrogen in outdoor storage or use areas without requiring these areas to be classified as indoor storage. b) Hydrogen storage that have not been designed for use under elevated temperature conditions shall not be exposed to direct sunlight outdoors where ambient temperatures exceed 125 °F (52 °C).

同テクニカルコードの Annex A によると、水素は、“Occupational Safety and Health (Control of Industrial Major Accident Hazards) Regulations 1996”において、Schedule 1 の可燃性ガスに分類されている。また、10 トンをしきい値として Schedule 2 のグループ 3 高反応性物質に分類されている。

また同テクニカルコードの Annex B には水素に関連する基準が挙げられており、関連すると見られる部分を抜粋する。

Annex B

(informative)

Relevant documents/standards for guidance

Table B.1 shows the relevant documents/standards for guidance.

Table B.1 Relevant documents/standards for guidance

Category	Type	Documents/Standards
Hydrogen	MSDS	<i>Hydrogen Gas Material Safety Data Sheet</i>
	ISO	a) ISO/TR 15916:2015, <i>Basic considerations for the safety of hydrogen systems</i> b) ISO 14687-1:1999, <i>Hydrogen fuel - Product specification - Part 1: All applications except proton exchange membrane (PEM) fuel cell for road vehicles</i>
		d) ISO 26142:2010, <i>Hydrogen detection apparatus - Stationary applications</i> e) ISO 7539-11:2013, <i>Corrosion of metals and alloys - Stress corrosion testing - Part 11: Guidelines for testing the resistance of metals and alloys to hydrogen embrittlement and hydrogen-assisted cracking</i> f) ISO 15330:1999, <i>Fasteners - Preloading test for the detection of hydrogen embrittlement - Parallel bearing surface method</i>
	IEC	IEC 60079-29:2016, <i>Explosive atmospheres - Part 29-1: Gas detectors - Performance requirements of detectors for flammable gases</i>
	ASTM	a) ASTM E681-09, <i>Standard Test Method for Concentration Limits of Flammability of Chemicals (Vapors and Gases)</i> b) ASTM F1624-12(2018), <i>Standard Test Method for Measurement of Hydrogen Embrittlement Threshold in Steel by the Incremental Step Loading Technique</i>
	NFPA	a) NFPA 2, <i>Hydrogen Technologies Code</i> b) NFPA 55, <i>Compressed Gas and Cryogenic Fluids Code</i>
	EN	BS EN 1839, <i>Determination of the explosion limits and the limiting oxygen concentration (LOC) for flammable gases and vapours</i>
Equipment	ISO	a) Gaseous hydrogen i) ISO 19880, <i>Gaseous hydrogen (all parts)</i>
		iv) ISO 14912:2003, <i>Gas analysis - Conversion of gas mixture composition data</i>

MCMC MTSFB TC G023:2020

Table B.1 Relevant standards for guidance *(continued)*

Category	Type	Standards
Equipment	ISO	b) Machinery i) ISO 13849-1:2015, <i>Safety of machinery - Safety-related parts of control systems - Part 1: General principles for design</i> ii) ISO 2626:1973, <i>Copper - Hydrogen embrittlement test</i> iii) ISO 11114-4, <i>Transportable gas cylinders - Compatibility of cylinder and valve materials with gas contents - Part 4: Test methods for selecting steels resistant to hydrogen embrittlement</i>
	ASTM	a) Machinery i) ASTM G142-98, <i>Standard Test Method for Determination of Susceptibility of Metals to Embrittlement in Hydrogen Containing Environments at High Pressure, High Temperature, or Both</i>
	ASME	a) Pressure vessels i) ASME Boiler and Pressure Vessel (BPV) Code b) Piping i) ASME B31.3 and B31.12 Hydrogen Piping and Pipelines
	SAE	a) Machinery i) USCAR5, <i>Avoidance of Hydrogen Embrittlement of Steel</i>
	IEC	a) IEC 61010-2-081, <i>Safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use - Part 2-081: Particular requirements for automatic and semi-automatic laboratory equipment for analysis and other purposes</i> b) IEC 60812, <i>Failure modes and effects analysis (FMEA and FMECA)</i> c) IEC 61025, <i>Fault tree analysis (FTA)</i> d) IEC 61511-1, <i>Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector - Part 1: Framework, definitions, system, hardware and software requirements</i>
	CGA	a) S-1, <i>Pressure Relief Device Standards</i> (all parts) b) G-5.5, <i>Hydrogen Vent Systems</i>
	UL	UL 2075, <i>Standard for Gas and Vapor Detectors and Sensors</i>
	NIST	NIST Handbook 44, <i>Specifications, Tolerances, and Other Technical Requirements for Weighing and Measuring Devices</i>

ここで、水素やアンモニアを扱う設備は、高温・高圧・防火・防爆性への配慮から、石油化学やガス化学プラントと同様の技術基準を用いて設置されるものと見られる為、国際的に適用される事の多い技術基準を示す。

表 3-2-5 設備に関する技術基準

Category	ASME	API	Other
PLANT PIPING SYSTEMS DESIGN CRITERIA	・B-31.3 "Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping" ・B-36.10 "Welded and Seamless Wrought Steel Pipe" ・B-16.5 "Pipe Flanges and Flanged Fittings" ・B31 Series "For Pressure Piping" ・B16.1 "Cast Iron Pipe Flange and Flanged Fittings, Class 25,1st.Ed.,1989"	・Standard 602 "Compact steel gate valves flanged, threaded, welding and extended body ends 7th Ed., 1998" ・650 "Welded Steel Tanks for Oil Storage" ・RP-521 "Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems"	・ISO - 6708 "Pipe Work components- Definition and Selection of DN(Nominal size) "
CONSTRUCTION STANDARD FOR PLANT PIPING SYSTEM	・B.1.20.1: 1983 "Pipe Threads, General Purpose" ・B.31.1 :2004 "Power Piping" ・B.31.3 :2004 "Process Piping"	-	-
MATERIAL STANDARD FOR STEEL PIPE FLANGES AND ORIFICE FLANGES	・B 1.20.1 "Pipe Threads, General Purpose" ・ANSI - B 16.1 "Cast Iron Pipe Flanges and Flanged Fitting, Class 25,125, 250, and 800" ・B 16.5 "Pipe Flanges and Flanged Fittings" ・ANSI - B 16.11 "Forged Steel Fittings, Socket-Welding and Threaded" ・B 16.20 "Ring Joint Gaskets and Grooves for Steel Pipe Flanges" ・B 16.21 "Non-Metallic Flat Gaskets for Pipe Flanges" ・B 16.36 "Orifice Flanges"	・API Standard 601 "Metallic Gaskets for Raised-Face Pipe Flanges and Flanged Connections (Double-Jacketed Corrugated and Spiral Wound)" ・API Spec. 6A "Specification for Valves and Wellhead Equipment"	-
INTERNALS FOR TOWERS AND DRUMS	・B31.3 Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping ・Section VIII Pressure Vessels, Alternative Rules, Division 2 ・Section IX Welding and Brazing Qualifications	-	-
PROCESS DESIGN OF FUEL SYSTEMS	-	・API-RP-550 "Manual on Installation of Refinery Instruments and Control Systems", 4th. Ed., July 1985	-

PROCESS DESIGN OF LIQUID & GAS TRANSFER AND STORAGE	• ASME B31.3 Ed. 1987 - "Process Piping" • ASME B31.4 Ed. 1994 - "Pipeline Transportation Systems for Liquid hydrocarbons and other liquids" • ASME Codes, - "Boiler and Pressure Vessels Codes Section VIII Divisions 1 and 2"	• API 650 10th Ed., 1998 - "Welded Steel Tanks for Oil Storage" • API 2000 5th Ed., 1998 - "Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks: Nonrefrigerated and Refrigerated" • API 2510 6th Ed., 2001 - "Requirements for Safe Entry and Cleaning of Petroleum Storage Tanks" • API Recommended Practice 2003 6th Ed. 1998 - "Protection against Ignitions Arising out of Static, Lightning and Stray Currents" • API Publication 2510A 2nd Ed., 1996 - "Fire-Protection Considerations for the Design and Operation of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Storage Facilities"	• ISO 4266-1 : "Petroleum and liquid Petroleum products- Measurement of Level and temperature in Storage Tanks by Automatic Methods part 1: Measurement of Level in"
PROCESS DESIGN OF PRESSURE RELIEVING SYSTEM	-	• API RP 520 - o Part : I, 7th Edition "Sizing and selection" - o Part : II, 4th Edition "Installation" • API RP 521 4th Ed., 1997 - "Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems"	-
MECHANICAL DESIGN OF EQUIPMENTS	-	• API Standard 610 - "Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries" • API Standard 660 - "Shell-and-Tube Heat Exchangers for General Refinery Services" • API Standard 617 - "Axial and Centrifugal Compressors and Expander compressors"	• TEMA - Standards of the Tubular Exchanger Manufacturers Association
PROCESS DESIGN OF FURNACES	-	• API Standard 560 "Fired Heaters for General Refinery Services" • API Standard 630 "Tube and Header Dimensions for Fired Heaters for Refinery Services"	-

4. 相手国関係者のニーズの把握

マレーシアの火力発電や水素利用に関係する省庁に対し、エネルギー政策の見通しや水素利用型の発電への印象についてヒアリングを行った。

各機関には下記の質問を行った。

1. 発電セクターの持続可能性を向上させる上での困難は何か。
2. 上記が解決される見通し。
3. エネルギー源の戦略的な分散の観点から、今後は石炭火力の削減と天然ガス火力の増加傾向となる事が予想される事について、どう考えているか。
4. 太陽光や風力発電が増加すると系統安定性に影響があるが、それへの対処をどう考えているか。
5. 発電セクターで水素を利用する事についての関心。
6. 発電セクターについて、日本からの協力として期待する事。
7. マレーシアにおいて、グリーン水素またはブルー水素の開発を所管する省庁はどこか。
8. マレーシアにおいて、火力発電の燃料として水素を利用する事に関する法規があるか。

1) SEDA(再エネ庁)からは下記の回答があった。

1.

- ①化石燃料への補助金がある為、電気料金が安価に抑えられている。
- ②国民にとってエネルギー・トリレンマの関心事項は、安価に安定して燃料が入手できるかどうかである。
- ③上記により、マレーシアでは再エネ開発が相対的に不利な場合があり、再エネ導入についての国民の関心は必ずしも高くない。

2.

- ①資本と投資のポートフォリオがグリーンテクノロジーにシフトしている世界的なトレンドに沿い、マレーシアの真の電力コストを反映するために化石燃料補助金を削減すること。
- ②RE へのインセンティブ付与(補助金、グリーン証明書等)
- ③化石燃料による発電の抑制(カーボンプライシング)

3.

CO2 排出量の多い発電への依存度が高い状態から、排出量の少ない電源種に移行することが適切である。その際は、電力の安定供給を維持しながら、よりクリーンな発電のための適切なメカニズムが開発されるべきである。

エネルギー委員会が作成した現在の電力開発計画によると、今後、石炭を燃料とする電力への依存度は低下し、天然ガスが電力需要を満たすための主要な設備構成となることが予想される。最近 TNB が将来の石炭プロジェクトに参加しないことを発表したことから、2040 年以降、天然ガスと再生可能エネルギーが主要な新規発電設備となることが予想される。

4.

マレーシアでは、変動型再生可能エネルギー(VRE)の連系が、送電網の安定性リスクを高める要因の 1 つとなっており、VRE の連系量を制限することが、現在の対処方針となっている(エネルギーミックスの 24%に維持)。

この問題を解決するための理想的なアプローチは、既存のグリッドリソースを合理化し、ネットワークのパフォーマンスを向上させるために、配電レベルまでのグリッドのスマート管理システムを導入する事である。

さらに、バッテリーエネルギー貯蔵(BESS)のような技術の導入により、PV 容量のさらなる拡大が可能になるとみている。現在の電源開発計画では、2030 年から 2035 年にかけて 500MW の BESS を導入する計画である(年間 100MW)。

5.

水素は代替燃料として、また燃料電池の燃料として、マレーシアの様々なロードマップ案で検討されている。マレーシアでは、

燃料電池の一般的な使用と通信システムの電源バックアップのための技術標準も開発されており、電力資源としての水素技術は注目されており、マレーシアにおける水素の現実的な利用可能性を示している。また、水素は、既存の化石燃料との混合利用を通じ、脱炭素化に向けて重要な役割を果たすことができる。

6.

サラワク州は日本に水素を輸出することで合意している。サラワク州には大規模水力という豊富な再エネ資源があり、半島マレーシアやサバ州が学ぶべき道筋を示すことができると思われる。実際にプロジェクトを実施する事で、政策立案者は現地の環境で懸念や問題に対処し経験を積む事が出来るだろう。半島マレーシアとサバ州の水素エネルギー市場を、産業界にとってのモデルとすることが理想である。

一方で、発電に水素を導入することは、事業への財政的な影響を与え、現行のエネルギー料金(既存の電力購入契約書にて指定されている)へのインパクトにつながる。既存設備にて水素混焼を検討したい発電所は、どのように追加コスト要求を反映させることができるかを知りたい。

7.

ブルー/グリーン水素の製造は EPU の管轄となる。水素のエネルギー分野への活用は、2 つに分かれる。

- ① 電力: エネルギー天然資源省(KETSA)、スルハンジャヤ・テナガ(ST)、持続可能エネルギー開発庁(SED)
- ② その他のエネルギー関連分野・自動車: EPU, MGTC, MPM, MOT

8.

火力発電所における水素の利用について、SED は特に法律の制定や管理はしていない。

2) NanoMalaysia Berhad(MOSTI(科学技術省)傘下)の Hydrogen Economy and Technology Roadmap working group からは下記の回答があった。

1.

2050 年にかけて、経済性を維持したままエミッションを削減し、カーボンニュートラルを実現する事。

2.

水素ロードマップを施行すると共に、技術開発、実証、商用化を推進していく。

3.

N/A

4.

N/A

5.

関心は高く、技術と事業の開発の推進、基準作り、法制度の準備や市場・経済性調査を進めていく。

6.

民間では個別の事業への投資をして欲しい。また、政府間で水素の製造・輸出について協力していきたい。また、技術移転、キャパビル、安全性と環境保全に関する基準づくりの支援も期待している。

7.

SED, MOSTI, KETSA, KASA(環境省)が関係している。

8.

全体的には EC で、安全性は DOSH が所管する。技術基準については Standard Malaysia も関係している。

3) EPU(経済企画庁、首相府下部組織)からは下記の回答があった。

1.

N/A

2.

N/A

3.

2022 年前半にマレーシアの新しい国家エネルギー政策が承認される予定。石炭依存度を長期的に下げることが期待されているが、エネルギーのトリレンマ問題(安全性、価格、環境の持続可能性)に適宜対処する必要がある。そのため、ガスや再生可能エネルギーなど、他のエネルギー源による発電が増加することになる。また、水素燃料など、他の燃料の利用も期待されており(ただし、どの燃料をどれだけ、とはまだ規定できない)、これは関連機関によって随時更新される予定である。

4.

N/A

5.

まもなく発表されるマレーシアの国家エネルギー政策で、水素は発電部門に利用できるエネルギー源の一つとして位置づけられる。

6.

AETI(Asia Energy Transition Initiative)に関する日本の発表は歓迎されている。おそらく AMEM(ASEAN エネルギー相会合)を通じてさらなる協力関係を模索することができるだろう。

7.

N/A

8.

現在、NanoMalaysia Berhad(MOSTI 傘下)が、他の機関の支援を受けながら、マレーシアの水素経済・技術ロードマップを完成させる作業を行っている。

4) エネルギー資源省とエネルギー委員会(EC)からは下記の回答があった。

1.

N/A

2.

N/A

3・5

二酸化炭素排出量を削減するために、政府は石炭火力発電所の新設をしないことを示している。そのため、既存の石炭火力発電所を PPA が切れるまで維持しながら、太陽光などの自然エネルギーやガス火力による発電量を増やしていく予定。

一方で、エネルギー安全保障、経済性、環境の持続可能性のバランスを取りながら、エネルギーのトリレンマに対処することが重要である。

水素はコストが高いため、現在の発電計画にはまだ含まれていないが、政府は水素の実現可能性を探るために、フィージビリティ・スタディを実施することを奨励している。また、二酸化炭素排出量の削減を支持すると同時に、発電部門における水素のバリューチェーン全体について確認する必要がある。

政府は、新しい技術の実行可能性を確保するために、電気代への影響、燃料供給の安全性、電力システムの健全性を検討しなければならない。

最終的には、エネルギーのトリレンマのバランスが取れるようにしたい。

4.

N/A

6.

経済産業省が発表したアジアエネルギー移行イニシアティブ(AETI)スキームについて、機会を探りたい。また、日本のロードマップと FS の結果を知り、その技術的・商業的実現可能性をさらに分析し、発電分野における新技術の進むべき道を探りたい。

7.

N/A

8.

N/A

他方、エネルギー資源省と EC からは以下のような問い合わせがあった。

1. CO2 はどの程度削減できるのか？
2. 発電所の効率や出力は低下しないか？
3. 水素技術で得られるメリットは、二酸化炭素の削減以外に何かあるのか？
4. 水素・アンモニア供給の持続可能性は？供給元は？
5. コストはどの程度か？売電価格への影響は？

本調査報告書では、上記に対して以下のような回答を示している。

1. マレーシアのベースライン(系統定数)と比較して、capacity factor 50%、2 ユニット運転で、30%水素混焼時で年間 180 万トンの CO2 削減、水素専焼で年間 320 万トンの削減が予想される。12 章参照。
2. 9.3 を参照。現行機種種のガスタービンで H2 を使用する場合、安全性を保つために運転条件の調整が必要であり、また 水素設備は補機動力の増加に繋がる為、ガス焚き運転に比べてプラント効率が低下する。
3. 燃料の多様化によるエネルギー供給リスクの低減が期待される。また、二酸化炭素削減の観点から、水素を利用することにより、炭素クレジットによる収入と国際社会による炭素税・関税の免除が期待できる。
4. マレーシアまたはオーストラリアからのグリーン/ブルー水素の利用を検討しており、現時点では特定の水素サプライヤーとの関係はない。5.2 を参照。
5. 今回の試算では、炭素税やガス価格の上昇により、ガス専焼の場合は水素利用よりコストが高くなるかのうせいがある。8 章、9 章を参照。

このヒアリングを通じ、調査団としてはマレーシアが積極的に脱炭素化を目指している事、石炭からガスへの転換で燃料種が集中してしまう事を課題と認識している事が理解できた。調査団は、H2-ready GTCC を導入していく意義はそこにあると考えている為、その部分での共通理解・認識の実現に近づいた事をとてポジティブに捉えている。

一方で、マレーシア側では水素の導入に伴う技術・調達・コストの課題も認識されており、関連技術の開発と成熟、水素調達先の拡大、水素と関連設備のコスト低減、適切な規制とインセンティブの導入などを推進していく必要がある。

5. 燃料サプライチェーン調査・輸送技術検討

本計画にて GTCC の燃料として利用される天然ガスと水素のサプライチェーン事情、また水素の輸送技術について調査・検討を行った。

5.1 天然ガス

5.1.1 「マ国」の天然ガス資源

マレーシアは複数の大規模製油所や、世界でも有数の生産量を誇る LNG プラントなどを持つ産油・産ガス国である。1980 年代から 90 年代にかけ、ペトロナスが PGU(The Peninsular Gas Utilization project)マレー半島ガス利用計画として知られているマレー半島のパイプラインを整備した。2015 年時点で国内の消費量の 8 割がマレー半島にて消費されている。

この PGU プロジェクトではマレー半島の東海岸にある PETRONAS Gas Berhad(PGB)のガス処理プラントで処理され、2500km 以上の高圧パイプラインで構成された PGU ガス輸送ネットワークを介してマレー半島のエンドユーザーに送り届けられる。この PGU システムは、その後、東海岸に石油化学の拠点を生み出し、特に半島の南・西海岸に沿ってガス火力発電所の建設を促した。

他方、マレーシアのガス資源自体は豊富だが、大規模ガス田はサラワク・サバ沖に存在し、マレー半島とボルネオを結ぶパイプラインは存在しない。マレー半島側では国産ガスだけでは需要を賄いきれず、マラッカとジョホールに設置した FSRU を介して LNG を輸入している。

表 5-1-1 「マ国」内の主要 LNG プラント¹³

国名	プラント名	タンク数	受入能力 (万トン/年)	再ガス化方式	受入開始年	参加者
マレーシア	Sungai Udang (RGT1), Melaka	N.A	380	Seawater-Propane	2013	ペトロナス100%
	Pengerang (RGT2), Johor	2	350	N.A	2017	PLNG2(ペトロナス65%、Dialog LNG 25%、Johor州 10%)

マレーシアの天然ガス資源の地域別内訳を以下の図に示す。マレーシアのガス資源の中で最大のシェアを占めるのはサラワク州(52.89TSCF)である。

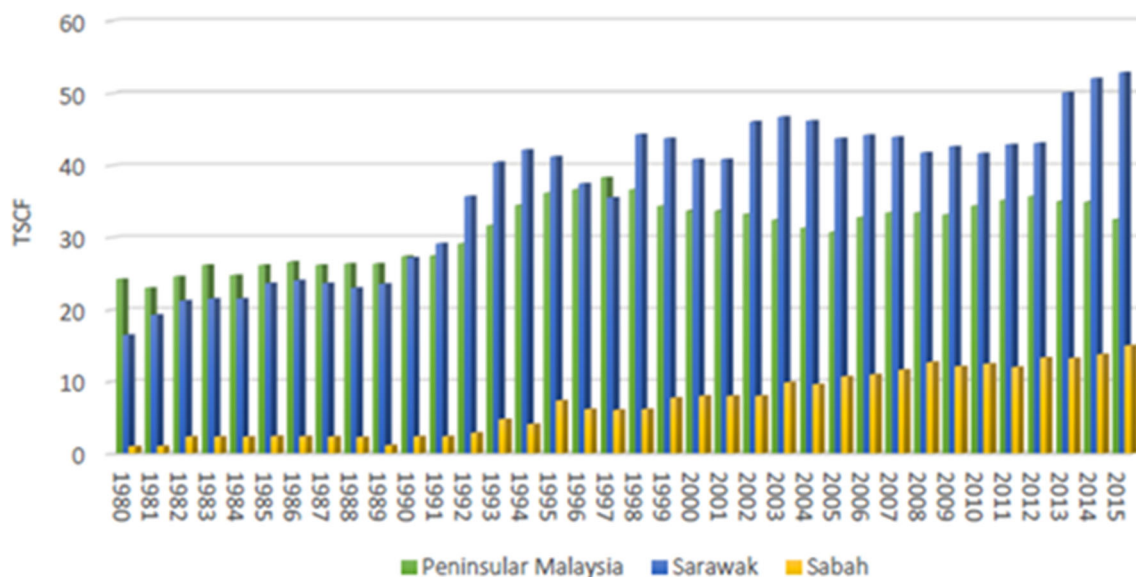


図 5-1-1 「マ国」の天然ガス資源の地域別内訳¹⁴

¹³ マレーシア、ペトロナスに関する考察 - JOGMEC

¹⁴ Malaysia Energy Information Hub(MEIH), Energy Commission - Natural Gas Resources by Region

2015 年 1 月 1 日現在、マレーシアの天然ガス資源量は 100.413 TSCF と推定されている(下図参照)。現在の生産量であれば、マレーシアの天然ガス資源は 40 年以上もつと考えられる。したがって、天然ガスはマレーシアの経済を支える重要な役割を果たし続け、2050 年までの国のエネルギー供給の安全性を確保する上で重要な役割を果たすことが期待される。

表 5-1-2 「マ国」の 2015 年時点の天然ガス資源量¹⁵

REGION	RESERVES			PRODUCTION
	TRILLION STANDARD CUBIC FEET (TSCF)			MILLION STANDARD CUBIC FEET PER DAY (MMscf/d)
	ASSOCIATED	NON-ASSOCIATED	TOTAL	
Peninsular Malaysia	8.471	24.022	32.493	1,949.69
Sabah	3.149	11.884	15.032	376.02
Sarawak	2.853	50.034	52.888	4,147.00
TOTAL	14.473	85.940	100.413	6,472.71

5.1.2 天然ガスの輸出入状況

「マ」国の天然ガス生産は輸出産品としての LNG 生産とともに急増した過去があり、近年も安定して輸出を行っている。輸出量の約 95%は LNG で、残りはシンガポールへのパイプラインである。この輸出量は、天然ガス生産量の約 60%に相当する。また、輸入に関しては前述の通り、マレー半島側の需要を満たす為に LNG を輸入している。

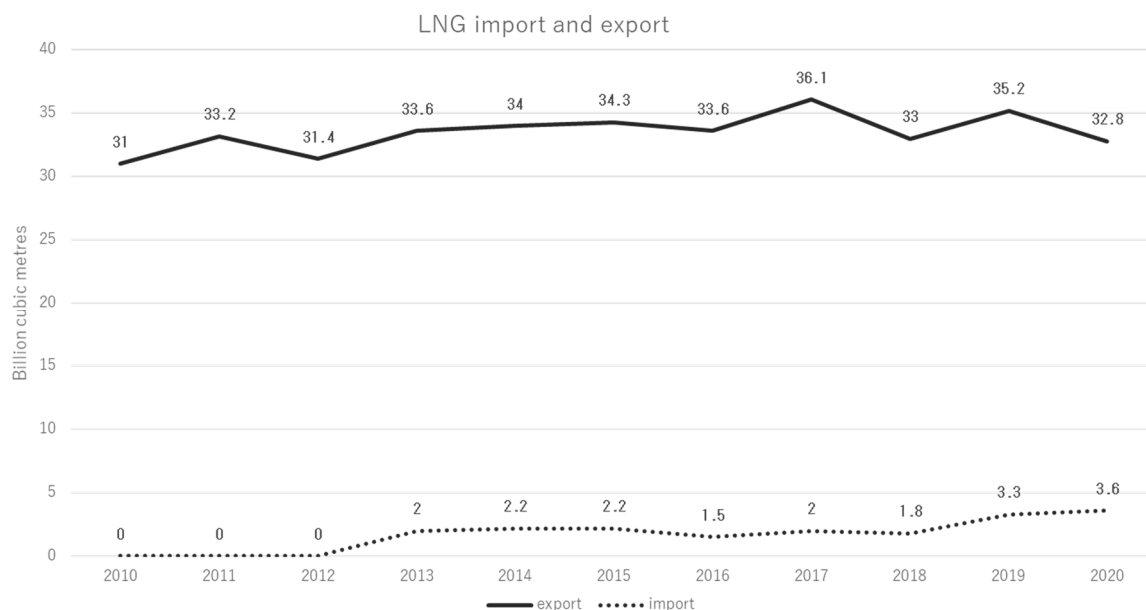


図 5-1-2 「マ国」の天然ガスの輸出入状況¹⁶

5.1.3 一次エネルギー消費量の推移

また、一次エネルギー消費量の内訳に着目すると 2010 年時点で天然ガス 32.7 万トン、石油 29.2 万トン、石炭 13.8

¹⁵ Natural Energy Balance 2015, Energy Commission Reserves and Production of Natural Gas of 1st January 2015

¹⁶ BP Status Review 2021 all data より調査団作成

万トンであったが、2020 年時点で天然ガス 32.9 万トン、石油 31.1 万トン、石炭 25.4 万トンとなっている。天然ガスと石油の消費量は横ばいである一方で石炭の消費量はほぼ倍増しており、国内の需要の伸びを補っている。

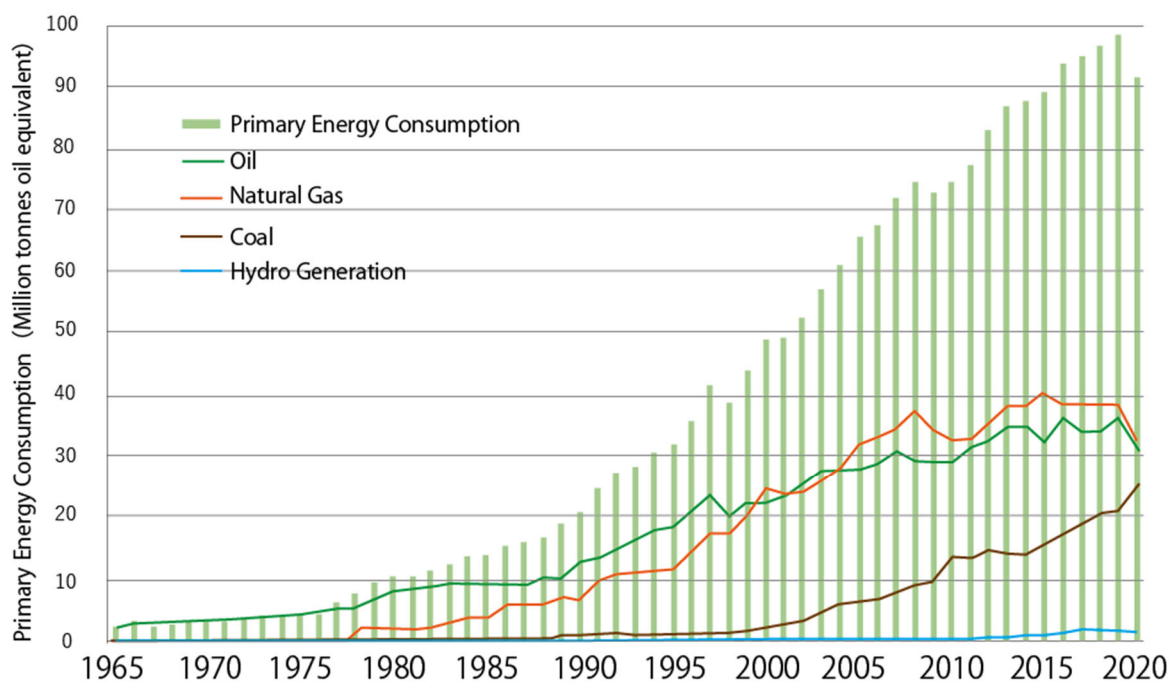


図 5-1-3 「マ国」の一次エネルギー消費量の推移¹⁷

5.1.4 「マ国」国内の用途別ガス消費比率

マレーシア国内における天然ガスの用途別の消費比率としては下図の通りである(2016 年で約 41BCM/d=約 1.1BCF/d)。発電・産業用途で 6 割を占めており、今後も産業用と発電用で天然ガスの需要の増加が見込まれている。

¹⁷ BP Status Review 2021 all data より調査団作成

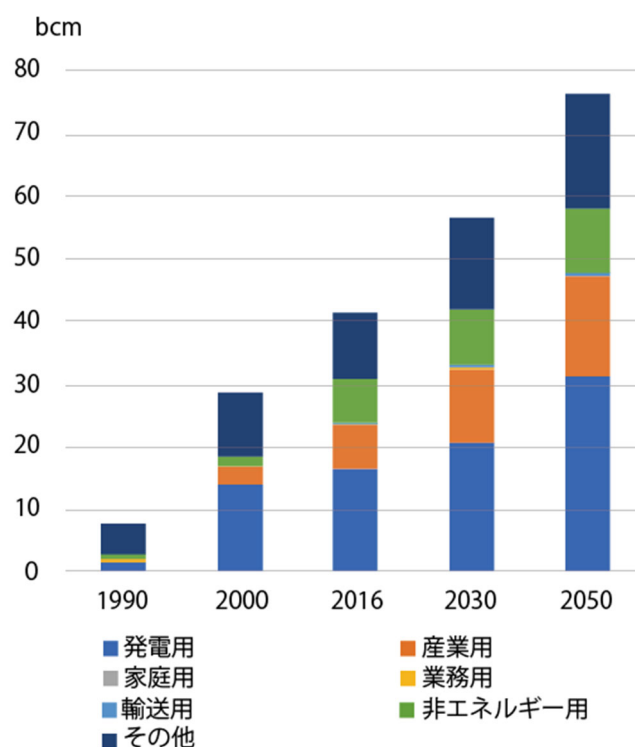


図 5-1-4 「マ」国内の用途別ガス消費量¹⁸

5.1.5 「マ国」における今後の天然ガス取引量の見込み

図 9 は、PGU ネットワークについての、2020 年の JPPPET によって承認された予想ガス取引量を示している。2031 年以降、石炭消費量が減少すると予測されるため、ガス取引量は増加すると予測される。年間平均ガス取引量は 2032 年から 1,000 mil.SCFD(1BSC/d)を超えると予測される。図 9 は、2020 年の JPPPET によって承認された予測されるガス取引量の年平均を示している。¹⁹

本拡張計画で消費する見込みのガス量は、1 系列で 100 mil.SCFD, 2 系列で 200 mil.SCFD 程度と見られており、全体の取引量には収まる規模である一方、その 1 割以上に相当する値であるため、EC を通じてガスインフラの規模や PGU でのガス需給に悪影響が出ないように、必要なアクションが関係各所で採られるべきである。

¹⁸ (一財)日本エネルギー経済研究所(2019) LNG 市場の柔軟性向上に向けた課題及び対応策に関する調査等報告書より調査団作成

¹⁹ JPPPET(2020) Annual Average Gas Offtake 2021-2039

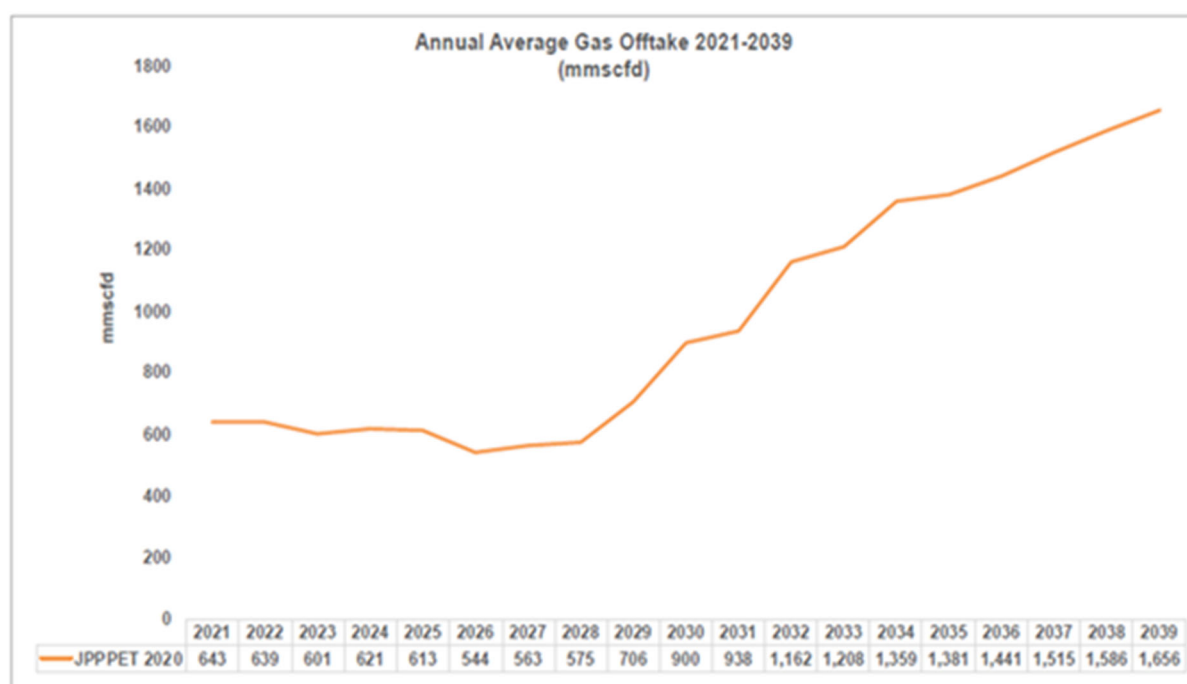


図 5-1-5 2021 年から 2039 年にかけての天然ガス取引量の見込み

5.2 水素

ここでは水素の調達の際に、どのようなキャリアにて輸送するかを、技術面および既存の水素製造プロジェクトにおける事例に基づき検討する。また、市場全体における水素の供給量と供給価格について整理し、本プロジェクトにおける水素必要量および調達価格の参考とする。

5.2.1 水素キャリアの種類の比較

(a) 特性による比較

現在、特に検討されている水素キャリアである、液化水素、有機ハイドライド、およびアンモニアの特性を、表 5-2-1 に示す。液化水素は水素密度が高く、水素放出エンタルピーが低いという点で、輸送と水素利用時の効率が高い。一方、液化しその状態を維持するのに -253°C 以下の極めて低温状態とする必要があり、製造に膨大な動力を要する、大型輸送船、貯蔵設備の開発が必要といった、製造・輸送・貯蔵上の課題がある。

有機ハイドライドは、常温常圧で液体であり、輸送にあたってはケミカルタンカー等の既存のインフラを活用できる。一方、水素密度が低い上に、水素放出エンタルピーが大きく、脱水素に 300°C 以上の高温処理が必要であり²⁰、脱水素後に残ったトルエンを貯蔵、返送する必要がある。

アンモニアは水素密度が高く、脱水素後は N_2 として放出されるため、キャリアの貯蔵・返送は不要である。また、輸送にあたってはLPGタンカー等の既存のインフラを活用できる。一方、水素放出エンタルピーが大きく、脱水素に 500°C 程度の高温処理が必要となる²¹。また、脱水素のプロセスは、技術開発途上である。

技術面だけを取り上げて経済性評価を行うには、様々なパラメータが入手困難な状況であり、厳密に順位をつけるような比較が難しい。

²⁰ ENEOS Technical Review・第 58 巻 第 3 号(2016 年 10 月)

²¹ 国際環境経済研究所解説 : <https://ieei.or.jp/2017/05/expl170523/>

表 5-2-1 水素キャリアの特性の比較

	液化水素	有機ハイドライド (メチルシクロヘキサン)(MCH)	アンモニア
分子量	2	98.2	17
水素含有量(重量%)	100	6.2	17.8
水素密度(kg-H ₂ /m ³)	70.8	47.3	121
沸点(℃)・液体となる条件	-253 常圧	101 常温常圧	-33.4 常圧等
水素放出エンタルピー変化 ※(kJ/mol-H ₂)	0.9	67.5	30.6
キャリアの貯蔵・返送の要否	不要	要(MCH の脱水素後、副産物であるトル エンの貯蔵や返送が必要)	不要
体積(対常圧水素)	1/800	1/500	1/1350
既設インフラ活用可否	不可	可(ケミカルタンカー)	可(LPG タンカー)
水素化における特徴・課題	再ガス化の熱源必要(冷熱利用 可)	脱水素の高温熱源が必要	脱水素に高温熱源を必要とし、設備 の技術開発が必要
その他技術的課題	液化器・大型運搬船の開発が 必要 極低温状態であるため、製造に あたり大動力が必要	エネルギーロスの削減 水素密度の向上	直接利用の技術開発が必要

(b) 水素製造プロジェクトの事例

現在公表されている、水素製造プロジェクトの事例を、表 5-2-2 に示す。プロジェクトサイトに近い東南アジア、豪州における大型案件を公開情報から整理した。

こうした一定規模以上のプロジェクトにおいて採用しているキャリアはアンモニアが多いことが分かる。これは、液化水素の大規模製造・輸送は近年川崎重工などが取り組み始めた方法で、技術の開示やタンカーの確保に課題があること、MCH は近年千代田化工建設が開発を進めているもので、技術的にほぼ独占状態の為、様々な事業者にとって取り上げにくい方法になっているためであると推察される。

下表で計画されている年間の水素輸出量を合計すると、年間約 800 万トンとなり、本件で想定される水素消費量の 10 倍以上である。この為、複数プロジェクトとの取引により、必要な水素は確保可能であると予想される。

表 5-2-2 水素製造プロジェクトの事例

No.	Project Title	Project Site		Developer	Specification of H2 production					Schedule	
		Region	Country /Area		Carrier	Annual Output/H2	Annual Output/NH3	Power Source	Electrolysis capacity	Construction End	Operation Start
1	Western Green Energy Hub	Oceania	Southeast Western Australia	A consortium including InterContinental Energy and CWP Global	Green Hydrogen Green Ammonia	Up to 3.5 million tpy	20 million tpy	50GW of wind and solar	28GW	*a final investment decision is expected after 2028.	Not stated
2	Asian Renewable Energy Hub	Oceania	Pilbara, Western Australia	InterContinental Energy, CWP Energy Asia, Vestas, Macquarie	Green Hydrogen Green Ammonia	1.75 million tpy	9.9 million tpy	16GW of onshore wind and 10GW of solar	14GW	2027-28	Not stated
3	Pacific Solar Hydrogen	Oceania	Callide, Queensland, Australia	Austrom Hydrogen, a start-up	Green Hydrogen (Compressed-H2, NH3 or MCH)	More than 200,000 tpy	-	Solar	3.6GW	Not stated	Not stated
4	H2-Hub Gladstone	Oceania	Gladstone, Queensland, Australia	Hydrogen Utility(H2U)	Green Ammonia	(up to 900 tpd)	*up to 5,000 tpd(green ammonia)	Renewable energy	3GW	Not stated	2025
5	Geraldton	Oceania	Geraldton, Western Australia	BP/BP Lightsource	Green Ammonia	(180,000 tpy)	1 million tpy	Onshore wind and solar	1.5GW	Not stated	Not stated
6	H2U Eyre	Oceania	South Australia (SA), Australia	Hydrogen Utility(H2U)	Green Ammonia	(Approx.6.6 thousand tpy)(200,000 tpy in the future)	40 thousand tpy (800,000 tpy in the future)	Renewable energy	75MW (initial phase)	2022	2022
7	Origin Green Hydrogen	Oceania	Tasmania (TAS), Australia	Origin Energy	Green Ammonia	(Approx.70 thousand tpy)	More than 420 thousand tpy	Renewable energy	500MW	Not stated	the middle of 2020
8	Fortescue Green Hydrogen	Oceania	Tasmania, Australia	Fortescue Metals Group	Green Hydrogen	More than 1.5 million tpy	-	Renewable energy	5 GW	Not stated	2030

No.	Project Title	Project Site		Developer	Specification of H2 production					Schedule	
		Region	Country /Area	Led by:	Carrier	Annual Output/H2	Annual Output/NH3	Power Source	Electrolysis capacity	Construction End	Operation Start
9	SEDC Energy Sdn Bhd	South-east Asia	Bintulu, Sarawak, Malaysia	Sumitomo-ENEOS-SEDC	MCH	1000 tpy (future: 150,000 tpy)		Renewable energy(hydro power)	1000tpy future: 700MW	Not stated	2023
10	Sarawak Energy - Petronas	South-east Asia	Sarawak, Malaysia	Sarawak Energy Bhd (SEB) Petrolia Nasional Bhd (Petronas)	Green Hydrogen	100,000 tpy		Hydro Power			2028
11	H2Perth	Oceania	Perth /Australia	Woodside Energy Ltd.	Blue /Green Liq. Hydrogen Ammonia	init: 300 tpd final: 1500 tpd/500,000tpy	init: 600,000 tpy fin: 3,000,000 tpy	Natural gas Renewable energy	initial capacity of 250 MW/ potential of more than 3 GW initial SMR: 40TJ/d	construction is estimated to start in 2024	Not stated

本プロジェクトでは、水素供給元候補を幅広く持つという観点から、水素キャリアの候補をアンモニアとして、施設規模や運用条件の検討を行うものとする。水素供給価格の参考例として表 5-2-2 で取り上げた Asian Renewable Energy Hub では 2030 年には 5.19USD/kg、2040 年には 4.19USD/kg、2050 年には 3.80USD/kg と予想されており、H2U Gladstone では 5.49USD/kg、2040 年には 4.47USD/kg、2050 年には 4.07USD/kg と予想されている²²。

5.2.2 市場における水素供給の現状と将来像

(a) 水素供給量の動向

全世界的な水素供給量(製造量)と需要に関する予測を図 5-2-2 に示す。

2019 年の水素製造は 75 mil.t/年程度であり、IEA の提示する持続可能シナリオにおいては、2070 年までに約 7 倍の 520 mil.t/年に達する予測が示されている。また、年数が経つにつれ、再生可能エネルギー由来電力による水素を含むローカーボン水素の供給比率が増大していく。需要においては現状製油所と産業での利用に特化している状況が、2070 年においては多様化し、発電や交通の分野でも利用が広がる。

2030 年代には再生可能エネルギー由来水素の製造が拡大し始めることや、他方で水素の発電利用が 2040 年代から拡大することを考慮すると、グリーン水素を発電に利用することを想定する本プロジェクトはこれらの市場動向に先行した事業となりうる事が推察される。

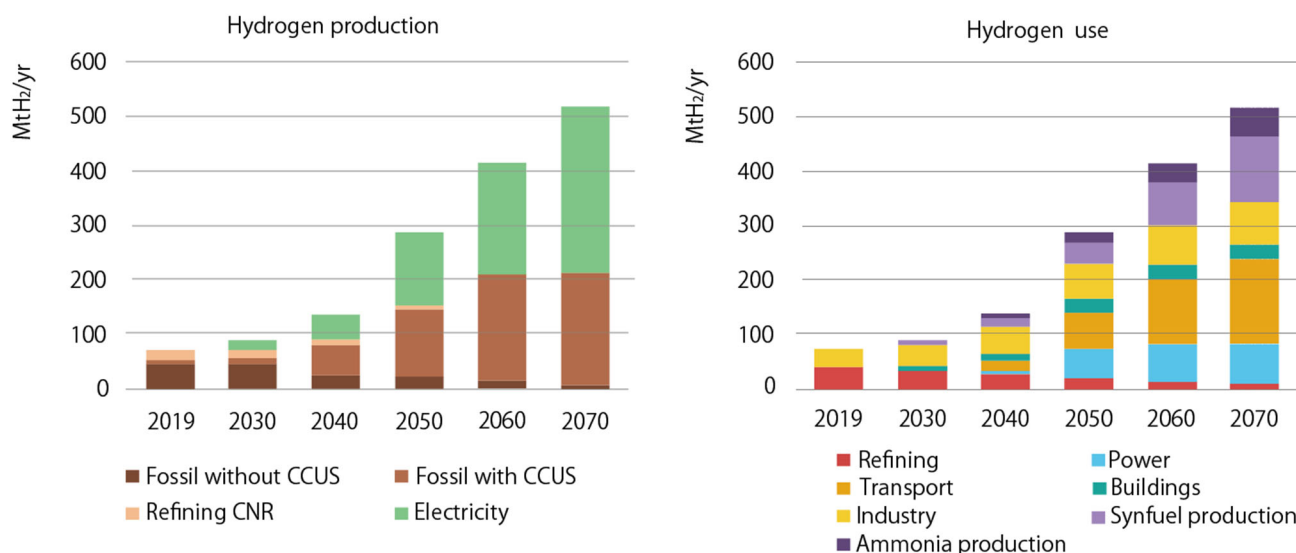


図 5-2-2 持続可能シナリオ(2019-70)における世界的な製造源別水素製造量とセクター別需要の予測²³

各国・地域における水素供給量の実績および将来計画を表 5-2-3 に記載する。

水素供給量は記載したいずれの地域においても大幅に増加させる見込みとなっている。本プロジェクトにて必要となる水素供給量(2030 年代半ば以降の専焼時、8000 時間の定格運転で約 5,500 mil.Nm³)は、2030 年時点では世界の水素供給量見込みに対して非常に大きい、その先の供給量の急増によって賄われる見込みである。

²² KBR (2020) Study of Hydrogen Imports and Downstream Applications for Singapore

²³ IEA Energy Technology Perspectives 2020 より調査団作成

表 5-2-3 各国・地域における水素供給量の実績および将来計画^{24,25,26,27,28}

国・地域	水素供給量(年間)	
	実績値	将来計画
世界	約 6,740 mil.Nm ³ (2019)	約 8,987 mil.Nm ³ (2030) 約 46,732 mil.Nm ³ (2070)
日本	約 0.2 mil.Nm ³ (2018)	約 30 mil.Nm ³ (2030)、 約 900 mil.Nm ³ (2050)
ASEAN	-	約 4,500 mil.Nm ³ (2040)
アメリカ	約 900 mil.Nm ³ (2020)	約 1,800-5,400 mil.m ³ (2050)
EU	-	約 90 mil.Nm ³ (2024) 約 900 mil.Nm ³ (2030)

(b) 水素供給価格の動向

2019 年と 2050 年における技術別水素製造コストの現状と予測を図 5-2-3 に示す。

現在は、天然ガスから製造される水素のコストが USD 0.7-1.6 /kg であり、CCS を伴うことで USD1.2-2.0/kg が追加コストとなっている。一方で、再生可能エネルギー由来水素は USD3.2-7.7/kg と幅が大きく、全体的に再生可能エネルギー由来電力のコストに依存して高水準にとどまっている。持続可能シナリオでは、再生可能エネルギーや電気分解装置のコスト改善により、将来的に再生可能エネルギー由来水素は天然ガス+CCUS と同等レベルの競争力を持つ可能性が示されている。

²⁴ 世界「Energy Technology Perspectives 2020」

https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf

²⁵ 日本「今後の水素政策の課題と対応の方向性中間整理(案)」経済産業省

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/suiso_nenryo/pdf/025_01_00.pdf

²⁶ ASEAN「Demand and Supply Potential of Hydrogen Energy in East Asia」ERIA Research Project Report 2018, No. 01

<https://www.env.go.jp/earth/g20karuizawa/assets/pdf/Demand%20and%20Supply%20Potential%20of%20Hydrogen%20Energy%20in%20East%20Asia.pdf>

²⁷ アメリカ「Department of Energy Hydrogen Program Plan」

<https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/hydrogen-program-plan-2020.pdf>

²⁸ EU「Hydrogen Act Toward the Creation of the European Hydrogen Economy」Hydrogen Europe

https://www.hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/04/2021.04_HE_Hydrogen-Act_Final.pdf

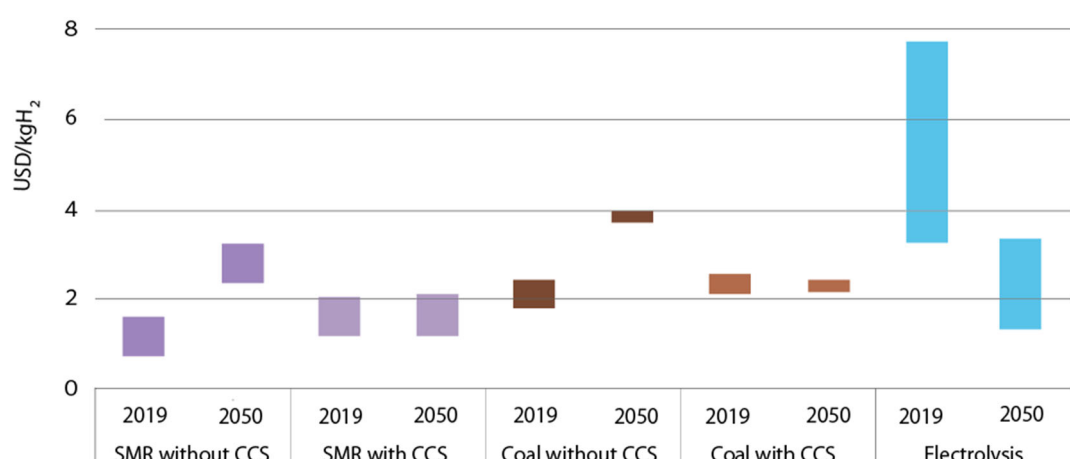


図 5-2-3 持続可能シナリオ(2019,50)における世界的な技術別水素コストの予測²⁹

日本、アメリカ、およびヨーロッパにおける燃料補給所での水素販売価格の現状と目標値を、表 5-2-4 に示す。

現状の水素販売価格は 0.45-0.54 USD/Nm³ 程度であるが、将来的には 3 分の 1 程度にまで低下することが想定されている。

表 5-2-4 水素販売価格の現状と目標値^{30, 31}

流通サイト	水素販売価格※燃料補給所における	
	現状	目標値
日本	0.88 USD/Nm ³ (9.8 USD/kg)	2030 年 : 0.27 USD/Nm ³ (3 USD/kg) 将来 : 0.18 USD/Nm ³ (2 USD/kg)
USA	0.45-0.54 USD/Nm ³ (5-6 USD/kg)	-
欧州	0.54-0.63 USD/Nm ³ (6-7 USD/kg)	-

また、水素のキャリアごとの輸送価格について、国際輸送価格の算出値およびその内訳を図 5-2-4 に示す。アンモニアや MCH 由来の水素単価は、液化水素由来の水素単価と比較して Nm³ あたり 5 円程度安価であり、水素販売価格も連動してより低価格となることも考えられる。

²⁹ IEA Energy Technology Perspectives 2020 より調査団作成

³⁰ 電力中央研究所 海外水素調達時の水素キャリア候補の比較(2018 年度調査)

³¹ (一財)エネルギー総合工学研究所 メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書～国内配送～(2018 年 10 月)

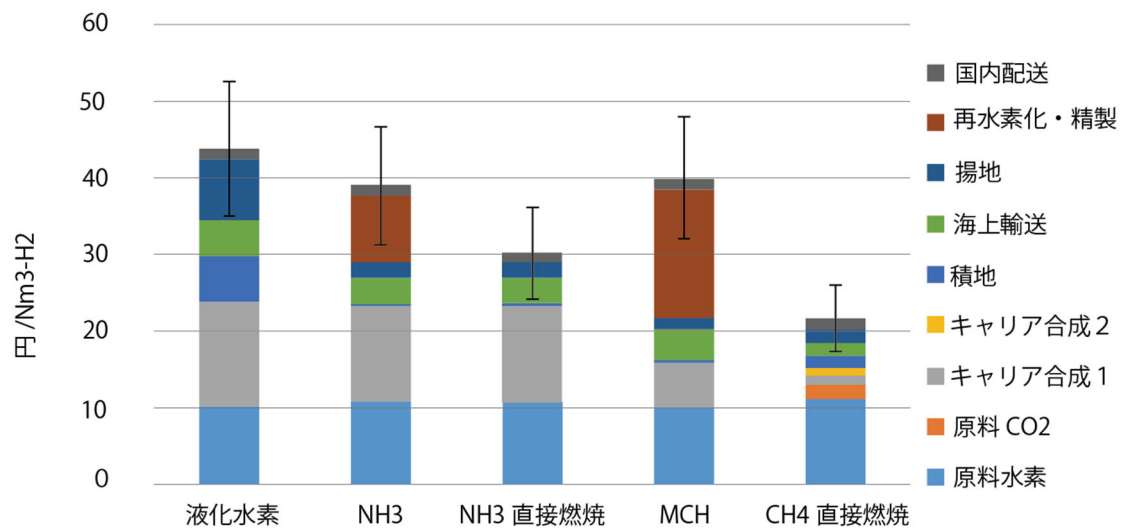


図 5-2-4 キャリアごとの水素コストの比較³²

本調査においては、上述の豪州案件における水素の予想価格(2030 年に kg あたり 5 ドル台半ば、2050 年に 4 ドル以下)と、IEA や METI が示す予想価格(kg あたり 1-3 ドル)のそれぞれを参考に、幅を持った予想価格を設定して経済性検討を行う。この価格は輸入価格とみなす。また、水素価格とアンモニア価格はアンモニア中の質量水素密度によって変換するものとする(ammonia price = 17.8% of hydrogen price)。グリーン水素かブルー水素かによる価格の差異については、参考になる案件情報が不足している為、これらを同一価格とみなす。

³² メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書、一般財団法人エネルギー総合工学研究所より調査団作成
http://www.iae.or.jp/wp/wp-content/uploads/2018/02/metanation_20180221.pdf

6. 既存設備の運用条件把握

TNB に対し、拡張計画の参考とする為、既設カパー発電所の運用状況と設計条件について確認した(非公開)。

7. 概略設計・検討

本調査にて導入を検討する発電設備・燃料設備とそれらの関連設備につき、本章にて検討結果と概略の諸元を示す。

7.1 発電設備

新設するガスタービン・コンバインドサイクル設備の発電設備部分の主要機器について、下記に説明する。

7.1.1 ガスタービン

7.1.1.1 概要

本調査で検討に用いた M701JAC ガスタービンは大型の発電事業向け機種である。本ガスタービンは、高効率圧縮機、燃焼器、高効率タービンの 3 つの主要機器で構成されており、2 軸受支持/一軸構造/コールドエンド駆動/軸流排気など、長年にわたり実証されてきたガスタービンの基本設計概念と設計思想が踏襲されている。

吸気室より吸い込まれた大気は、吸気フィルタ/吸気サイレンサ/吸気ダクト/吸気マニホールドを経て圧縮機へ導かれ、昇圧されたのち燃焼器へと送り込まれる。

圧縮空気は燃焼器内で燃料と混合され、燃焼される。燃料の燃焼により形成された高温高压の燃焼ガスは、タービン部での膨張による圧力/温度降下に伴い、熱エネルギーを機械の回転エネルギーへと転換し、その一部は圧縮機の動力として消費され、残りが発電機出力となる。

その後、ガスタービンからの排出ガスは HRSG に導かれ、ボタミングサイクルでのエネルギー変換に使用される。



図 7-1-1 MHI J シリーズガスタービン

7.1.1.2 圧縮機

吸気装置(吸気フィルタ/吸気サイレンサ/吸気ダクト/吸気マニホールド)を通過した空気が圧縮機に送られる。

M701JAC ガスタービンの圧縮機は高効率の軸流圧縮機であり、圧縮機にて圧縮された空気のうち大部分は燃焼器に送られて燃焼に使用され、一部は抽気されてガスタービンの冷却とシールに使用される。

圧縮機は入口案内翼、可変静翼、静翼、動翼、車室、ローターなどの主要部品で構成される。

(1) 入口案内翼(IGV)と可変静翼(VV)

IGV および VV は、ガスタービンの低回転数域での圧縮機サージ特性改善および部分負荷性能改善のために設置している。

IGV は圧縮機入口に設置され、空気通過断面積を調整することにより、圧縮機の通過空気流量を制御する。VV は IGV の後方段に設置され、特に低回転数域での圧縮機サージ特性を改善する。

(2) 動翼(回転翼)と静翼(固定翼)

軸流圧縮機は多段の動翼/静翼および車室から構成されている。圧縮機内部の流路は 3 次元流れ場の数値解析を用いて設計している。すべての静翼/動翼はローターを引き出すことなく点検・取外し・交換が可能である。

(3) ローター

M501/M701 系列のすべてのガスタービンにおいて、一軸ローターは圧縮機側とタービン側の 2 箇所の軸受で支持されている。圧縮機出口空気の一部は抽気され、冷却空気として空気冷却器を通過しタービンローター内部に供給され、ローターおよび動翼の冷却/シールに使用されている。

7.1.1.3 燃焼器

(1-A) 予混合燃焼器 (マルチノズル)

予混合燃焼器では、燃料は燃焼領域の上流に配置される燃料ノズルから供給され、圧縮空気と予め燃焼前に混合される。この領域では燃料と空気を十分に混合させるために乱流混合されるように設計されている。

本燃焼器は主に燃料ノズル、燃焼器ライナー、冷却系統、連結管、点火システムなどで構成されている。また本燃焼器は、ガス燃焼下での NOx を低減するための蒸気や水を投入することなく、低 NOx 排出を達成することができる。

本燃焼器にて水素混焼率 30%vol までの運転に対応可能である。

(1-B) マルチクラスタ燃焼器

水素が 30%vol 以上の濃度になると、前項のマルチノズル式予混合燃焼器に採用される旋回流による燃料と空気の混合方式では、渦芯部の低流速域で逆火の発生リスクが高くなる。そこで、旋回流を利用せず、より小さなスケールで空気と燃料を混合することにより逆火の発生リスクを抑制する為、マルチクラスタ設計と呼ばれる燃焼器を開発中である。現在は各種シミュレーション・実験を実施中で、ガスタービンの実機試験を 2025 年に予定している。

この燃焼器では、前項で述べた予混合燃焼器のノズル(8 本)の設計に比べ、より多くの孔径の小さいノズルを有し、火炎を分散することで、高い逆火耐性と低い NOx 燃焼を両立させる。

水素混焼率を 30%vol 以上とする段階にて、このマルチクラスタ燃焼器への交換が必要となる。

7.1.1.4 タービン

M701JAC のタービン部は 4 段の構成であり、各段の空力性能を最適化し高い出力が得られるように設計している。さらに、翼形状については 3 次元流れ場の数値解析を実施して最適設計をしている。このような高度なタービン設計により、実用上最高の空力効率を実現している。

タービンは車室/ブレードリング/ローター/ベアリング/シールシステムの主要機器で構成されている。

7.1.1.5 起動装置

発電機をモーターとして利用する、静止型周波数変換装置を起動装置として用いる。

起動システムは起動指令後に論理シーケンスに従い動作し、着火シーケンスは所定の着火速度到達後に開始される。ガ

スタービンは燃料エネルギーと起動装置からの動力の両方で着火後に昇速していき、ガスタービンの自立回転数に到達すると起動システムからの動力供給は止まり、ガスタービンは自身で定格回転数に到達する。

7.1.1.6 潤滑油システム

潤滑装置はガスタービン、発電機設備に必要な潤滑油を適切な清浄度、温度、圧力にて供給する。

潤滑装置の主要な構成部品は、潤滑油タンクとの一体構成である。潤滑油装置には、AC 駆動の主潤滑油ポンプが予備機有の構成にて設置されている。さらに、主油ポンプ(主および予備機共)の出口圧力が設定値を下回ると、DC 駆動の非常用潤滑油ポンプが作動し、タンクから潤滑油を直接シャフト軸受や補機に油を供給する。潤滑油冷却器はプレート式熱交換器であり、潤滑油供給ユニットの近くに配置されている。

7.1.1.7 制御油システム

ガスタービンの入口案内翼(IGV)及び可変静翼制御(VV)をより正確かつ高速に行うために、油圧式アクチュエータを IGV および VV に採用している。制御油装置にて、高圧の制御油を所定の圧力と清浄度でアクチュエータに供給する。GT 制御油供給装置は工場組立し、現場での組み立てを最小限に抑える。

7.1.1.8 GT 燃料ガスシステム

燃料ガス設備の構成機器の大部分は、GT エンクロージャに隣接する GT 燃料ガスユニット内に配置されている。流量計、燃料ガス加熱器、非常用バント弁、燃料ガスラストチャンスフィルタなど、燃料ガスユニット内に設置されない機器は個別に設置される。燃料ガス加熱器は給水加熱式を適用し、燃料ガスの供給温度を上昇により、プラント全体の熱効率の向上に貢献する。

水素を燃料として使用する際には燃料供給条件/水素混焼条件に応じて、まずはガスタービン燃焼器を選定し、それに応じた燃料系統構成の決定する必要がある。また、水素供給系統に加えて燃料混合設備を含む混合率監視設備の設置、水素リークや水素脆化などの水素物性を考慮した設備計画が必要になる。

水素物性を考慮した主要な設備としては、燃料ガス配管の材料/口径選定、窒素パージライン追設、制御弁へのリークオフライン追設、燃料ガス加熱器仕様変更などが挙げられる。

また、水素利用時の燃料供給条件について、ガス専焼時と水素 30%混焼時は同水準でよいが、水素専焼時の必要温度・圧力は MHI にて検討中である。本調査においては、ガス専焼時と同水準とみなしている。

7.1.2 蒸気タービン

7.1.2.1 概要

提案する蒸気タービンは 2 車室/複流排気/タンデム型/再熱/復水型であり、高い熱効率と信頼性を実現するように設計されている。

高圧止め弁と高圧加減弁を通過した蒸気は高圧タービンに導入され、タービン部を通過して動力を生み出し、高圧タービン排気口から出た後に中圧蒸気と混合され、再熱器へと流れる。再熱器からの蒸気は中圧止め弁と中圧加減弁を通過して中圧タービンに導入され、タービン部を通過して動力を生み出す。中圧タービンからの排気蒸気は低圧蒸気止め弁と低圧蒸気加減弁を通過した低圧蒸気と混合され低圧タービンに導入され、タービン部を通過して動力を生み出した後に復水器へ流れ込む。

7.1.2.2 高圧/中圧タービン

高圧タービンと中圧タービンは 1 つの車室に統合され、コンパクトな蒸気タービンを形成する。高圧/中圧一体型タービンは、起動時や負荷変化時の過度な熱応力と熱ひずみを取り除くように設計されている。

(a) 高圧/中圧翼

高圧/中圧段は高効率の反動翼で構成される。

(b) 高圧/中圧ローター

高圧/中圧ローターは優れたクリープ破断強度を備えており、一体構造もしくは溶接構造で構成される。滑らかな表面形状は曲げ応力だけでなく過渡的な応力集中を減らす効果がある。ローターの過速度試験は定格回転数の 115%にて実施される。

(c) 車室/ダミーリング

高圧/中圧タービンの車室は合金鋼の鋳造品であり、水平中心面でベースとカバーの 2 つの部品に分割される。

車室とその支持方法は温度変化に対し自由であるが、対症的な変形が得られるように設計されており、ゆがみを最小限に抑える。ダミーリングや内部車室などの内部部品は水平ジョイントで車室に支持され、軸方向に対して正しい位置に維持されると同時に温度変化による変形は拘束されない。

7.1.2.3 低圧タービン

低圧タービンは対称形の複流排気構造になっており、外部車室と内部車室は熱応力と車室のゆがみを防ぐためにタービン入口と復水器間の温度差を分散させる。またディフューザー型の排気ガイドと大型排気経路の構成により、排気ロスを最小限にする。

(a) 低圧翼

前方段には高性能の反動翼を使用している。最終段は浸食の防止と性能向上のために慎重に設計されており、翼経路内の水分またはドレン流れについて検証された結果が翼設計に組み込まれている。

(b) 低圧ローター

低圧ローターは優れた延性を持つ高引張強度の合金鍛造品から機械加工されている。ローターの過速度試験は定格回転数の 115%にて実施される。

(c) 低圧車室

低圧車室は鋼板または鋳造品で構成されており、タービン入口と排気部の温度差による車室のゆがみを防ぐ。複流排気の低圧車室はカバーとベース部分を持ち水平面で分割されている。

7.1.2.4 グランド蒸気とドレンシステム

本システムはローター端からタービン車室内に空気が混入したり、蒸気が漏れたりすることを防止する。

(1) グランド蒸気調節器

グランド蒸気調節器はタービンの起動/運転/停止の間、タービングランドへのシール蒸気圧力を一定の圧力で制御する。調節器はタービンが起動すると、グランド蒸気が補助蒸気供給系統から制御弁を介して供給されるように動作する。負荷が増加すると高圧/中圧タービングランド部からの漏れ蒸気が増加し、必要な外部補助蒸気が減少していく。高圧/中圧タービングランドからの漏れ蒸気が低圧タービングランドのシール蒸気条件を満足すると外部補助蒸気を供給するバルブが閉じ、スπιルオーバー弁が開き始め余剰蒸気を低圧部グランドへ供給する。これらはタービン制御装置にて自動的に制御される。

(2) グランド蒸気復水器

蒸気と漏洩空気の混合物はグランド蒸気復水器に導入されドレン化する。

7.1.2.5 制御油と潤滑油システム

本プラントの構成は 1 軸型であるため、ガスタービンと共用になる。

7.1.2.6 同期クラッチ

本案件では以下理由によりガスタービン/発電機/蒸気タービン/同期クラッチで構成される 1 軸構成を提案する。

(a) 起動時損失の低減

起動時、同期クラッチにより蒸気タービンを切り離れた状態でガスタービンと発電機を昇速することが可能である。これにより起動装置の動力を最小限に抑えることができ、かつ蒸気タービンの低圧部に冷却用の蒸気を導入する必要がなくなる。

(b) 簡易な起動操作

蒸気タービン低圧部に冷却用蒸気の導入が必要ないため複雑な起動操作は不要である。起動時、ガスタービンと発電機は図 7-1-2 のとおり蒸気タービンと結合しない状態で運転される。ガスタービン負荷と HRSG からの発生蒸気の条件が確立した後、蒸気はタービンへ導入され蒸気タービンが起動される。最終的には蒸気タービンがガスタービンと発電機に結合される。

水素を燃料として利用している場合も、起動は天然ガスで行うものとする。

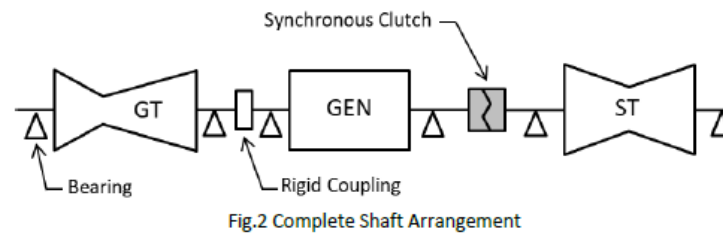
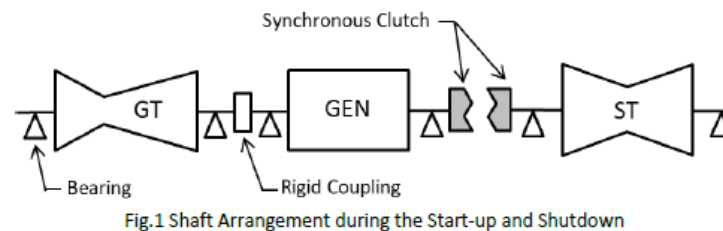


図 7-1-2 シンクロクラッチ

7.1.2.7 表面復水器

復水器チューブはチタンにより構成される。復水器には流入する蒸気と水の適切な分配、蒸気から空気および非凝縮性ガスを除去するための十分なスペースがあり、凝縮液は HEI 規格に記載の要求を超えないように脱気される。復水器ホットウェルは 5 分間の貯蔵容量があり水位制御設備が設置される。復水器は床に固く支持され、ステンレス鋼の伸縮接手でタービン排気と接続される。

7.1.3 発電機

7.1.3.1 固定子

固定子フレームは鋼板の溶接構造で気密された円環状のケーシングで構成され、軸方向および円周方向の鋼板で内部補強されている。内部のリングを主板に溶接してフレームに付加的な剛性を与え、固定子コアの支持としても機能する。固定子フレームはフレーム側面にボルト締めされた脚によって基礎から支持される。発電機回転子の軸受を含むエンドブラケットは固定子フレームの端部にボルト締めされる。

7.1.3.2 回転子

回転子は単一の鋳造鋼から機械加工される。機械加工の前には鋳造品が物理的及び冶金的特性を満たすことを確認

する為、広範囲の試験を行う。

ローターボディ内には放射状に機械加工された縦方向スロットに界磁コイルが入る。界磁コイルは遠心力に耐えるためスロット内の非磁性型のウェッジにより保持される。発電機通風用に設けられた回転子ファンは軸流型であり、回転子ボディの両端付近に取り付けられる。回転子は吸気部と排気部を有しており、水素冷却ガスが回転子コイルの通気孔を通過して冷却される。

7.1.3.3 発電機冷却システム

発電機内を循環する水素ガスを冷却するために水素冷却器が用いられる。冷却された水素は水冷却される固定子巻線を除いて発電機の固定子、界磁巻線、その他の部品を冷却する。

7.1.3.4 密封油システム

発電機軸のシールは真空処理タイプである。本システムは密封油に含まれる空気や水素などの不純物を真空処理し清浄な密封油がシールリングに供給される。

7.1.3.5 固定子冷却システム

固定子巻線を冷却するために水冷却システムを用いる。温度制御された充分な量の冷却水(純水)を供給する機能を備えている。

7.1.4 HRSG (排熱回収ボイラ)

7.1.4.1 概要

ガスタービンから排出された高温の排気ガスは給水を加熱し、蒸気を生成するために HRSG に導入される。

HRSG は各バンクで接続されたチューブ/蒸気ドラム/蒸気ヘダーなどの機器の配列により構成されている。HRSG 内のチューブバンクは節炭器/蒸発器/過熱器で構成されており、熱交換を最適化する特定の順序で配列されている。チューブの外壁には金属の突起であるフィンが付いており、チューブ外側の排気ガスからチューブ内側の給水または蒸気に熱を伝えるための伝熱面積を増やしている。

蒸気の生成過程は給水システムから HRSG に給水が入ることで開始され、給水はまず低圧節炭器に入る。加熱された低圧給水は低圧ドラムへ入り、給水ポンプを介して中圧/高圧節炭器へそれぞれ供給される。各節炭器は給水を沸点より僅かに低い温度まで加熱し、過熱された給水は各蒸気ドラムへ入る。蒸発器内のチューブを通る給水の一部は蒸気に変換され、水/蒸気の混合物が蒸気ドラムに戻る。蒸気ドラムは大口径の円筒容器で蒸発器バンクの上に設置される。過熱器では蒸気は沸点を超えて過熱され蒸気タービンに導入される。

本提案の HRSG は 3 重圧の蒸気サイクルにて構成されており、それぞれ高圧サイクル/中圧サイクル(過熱器含む)/低圧サイクルである。

HRSG にて発生した蒸気が蒸気タービンでの仕事を終わると復水器で凝縮され給水サイクルに戻される。凝縮された給水は復水ポンプにて加圧され低圧節炭器の入口に供給される。低圧節炭器再循環ポンプは低圧節炭器入口で必要な給水温度にし、露点以下の排ガス温度での運転を避けるように運用される。

7.1.4.2 蒸気ドラム

HRSG には 3 つの蒸気ドラム(高圧ドラム/中圧ドラム/低圧ドラム)が設置される。蒸気ドラムの機能は次のとおりである。

- ・水と蒸気を分離し飽和蒸気配管から過熱器の入口に蒸気を供給すること。
- ・節炭器からの流入給水と蒸発器からの飽和水を混合すること。
- ・給水と化学薬品を混合し降水管を介して蒸発器の入口部分に戻すこと。

- ・ボイラの水質を管理するためにブローダウンにより水の一部を除去すること。
- ・一時的なボイラ負荷の変化に対応するために適切な貯蔵容量を持つこと。

7.1.4.3 伝熱部、接続配管

HRSG の伝熱部品は高圧/中圧/低圧の過熱器/蒸発器/節炭器であり、各伝熱部の機能は次のとおりである。

- ・節炭器はボイラ給水が蒸気ドラムに入る前に排気ガスに含まれる熱エネルギーから熱を回収する。
- ・蒸発器では飽和蒸気が生成される。
- ・過熱器は蒸気ドラムからの飽和蒸気を指定された温度まで過熱する。再熱器は高圧タービンからの排気蒸気と中圧蒸気の混合蒸気を指定された温度まで過熱する。

7.1.4.4 SCR システム

SCR システムは水素 30%(vol)混焼と水素 100%専焼時に HRSG 出口 NO_x をコントロールするために適用される。プラントの商業運転時(ガス焚き)には触媒設置のためのスペースが HRSG 内に考慮される。

(a) 触媒

SCR システムの主要部品である触媒はチタンベースの材料で作られており、ベースと活性剤が均一に混合された触媒となっており使用期間中、均一な最適組成を維持する。

(b) 触媒反応器

排ガスを漏れなく触媒に効率に流すために触媒反応器は熱膨張を許容するように設計されている。反応触媒は触媒の還元反応に適した排ガス温度のモジュール間に配置される。

(c) アンモニア注入システム

アンモニア注入グリッド排ガス中に NH₃ が適切に分布するように設計されており、細かな注入口を持つパイプで構成されている。アンモニア注入グリッドは適切な排ガス温度で触媒までの距離が充分である位置に配置される。

7.1.5 運用条件

今回新設する GTCC プラントのガス専焼時の運用条件は下記の通りである。

- ・最低負荷: GTCC として 50%負荷
 - ・負荷変化率: 55MW/min
 - ・起動時間: Hot 起動で 55 分(GT 着火～排ガス温調(定格)到達)
- 水素混焼・専焼時には条件が変化する可能性があるが、今後のさらなる検討が必要である。
また、本調査にてブラックスタートは考慮していない。

7.1.6 MHI の H₂-ready GTCC の計画

三菱重工の同様の技術を用いたプロジェクトは、オランダ、英国、米国で進行中である。

オランダのプロジェクトでは、2027 年までに既存のガスタービン発電ブロックを 100%水素焚き発電所に転換することを目指している。英国では、天然ガス焚きから 30vol%の水素混焼に移行し、将来的には完全水素焚きにするための技術・事業化調査を行っている。米国では、2025 年までに 30vol%の水素混焼発電を実現し、2045 年までに完全な水素焚き発電を実現することを目指している。

7.2 燃料設備

新設するガスタービン・コンバインドサイクル設備で利用する天然ガス・水素を供給する設備について、下記にて系統・機器

構成・運用方針について説明する。

(i) ガス供給設備

ガス供給設備は外部から供給される天然ガスを前処理し、ガスタービンに供給する。

ガス供給設備はガスタービンの起動、停止、および連続運転に必要な全ての機器を含む。流量計、減圧弁、遮断弁、フィルター等も EPC コントラクターの供給範囲に含まれる。

天然ガス配管のガス供給者との取り合い点は、発電所境界の外側に位置する。取り合い点での圧力は 25～40bar(g) の範囲で、昇圧用コンプレッサを設置する。

ダスト微粒子の分布データなど、その他のガスタービンの設計に必要な条件は EPC 時に調査・反映する。

プラント効率向上のため、HRSG からの温水で燃料ガスを加熱する設備を備えてもよい。

昇圧用コンプレッサの想定仕様を以下に示す。

表 7-2-1 天然ガス昇圧コンプレッサ想定仕様

	Specification	Remarks
Type	Turbo Compressor	
Inlet Temperature	20 °C	Ground temperature assumption
Inlet Pressure	2.5~4 MPaG	Gas pipeline pressure
Outlet Pressure	5 MPaG	GTCC inlet pressure
Flowrate	55 t/h Approx. 63,800 m ³ N/h	

(出典：調査団作成)

既設発電所には天然ガスパイプラインが引かれており、Gas metering station が近傍にある。よって、パイプラインを分流し、新設発電所の近くに Gas metering station を追加して、拡張サイト内までガス配管を敷設する事とする。また、既設の metering station 内に新設用の測定機器を追加し、直接ガス配管を新設発電所まで敷設するオプションもある。



図 7-2-1 既設ガスパイプラインからの分流案³³

(ii)水素供給設備

水素サプライチェーン調査の項目で述べた通り、本検討における水素キャリアはアンモニアとする。下記に技術的な前提条件を示す。

必要水素量：

発電端出力 650MWx2 の最新型 GTCC につき、年間 8000h の定格運転を仮定すると、2 系列 30vol%混焼で約 5 万 7 千トン、2 系列専焼で約 50 万トンの水素が必要となる。アンモニア換算(水素の質量密度による)では 2 系列 30vol%混焼時に年間約 32 万トン、2 系列専焼時に年間約 280 万トンである。この水素とアンモニアの数値には、アンモニアの脱水素工程などでのロスを 5%と仮定して含んでいる。

水素導入スケジュール：

マレーシア 12 次計画など、現在の政策・法制度では水素利用の義務化やカーボンプライシング導入の具体的スケジュールは示されていない他、現時点では大量の水素を供給する事業は世界で立ち上がっていない。一方で、2030 年代中盤には世界各地で大規模水素 PJ が運開見込みである。

この為、本件での水素導入スケジュールとして、2029 年の運開はガス専焼、35 年に 30vol%混焼、40 年に水素専焼を仮定する。

脱水素設備：

年間 8000 時間の定格運転を前提とすると、2 系列 30vol%混焼で年間約 5 万 7 千トン、専焼で約 50 万トンの水素が必要となる。

30%混焼時と専焼時では処理量が大きく異なる為、それぞれ別個に処理設備を設置する。運転が難しくなると予想される為、専焼時には 30%混焼用設備は使用しない。

³³ 経済産業省、平成 27 年度 エネルギー需給緩和型インフラ・システム普及等促進事業、マレーシア国：ガス複合火力発電所プロジェクト案件形成調査報告書、2015

水素設備エリアの位置は上記として検討した。COD 時点では H2ready の GTCC と関連 BOP・送電設備のみを設ける。水素混焼を開始する時期に、必要な水素設備を建設し、水素とガスを混合する部分にて改造工事を行う。30%混焼時には 30%混焼用のタンクと脱水素設備を建設し(栈橋の基礎と構造物は専焼分も建設)、専焼時に必要な分は専焼開始時に建設する。

H2-ready GTCC の構成:

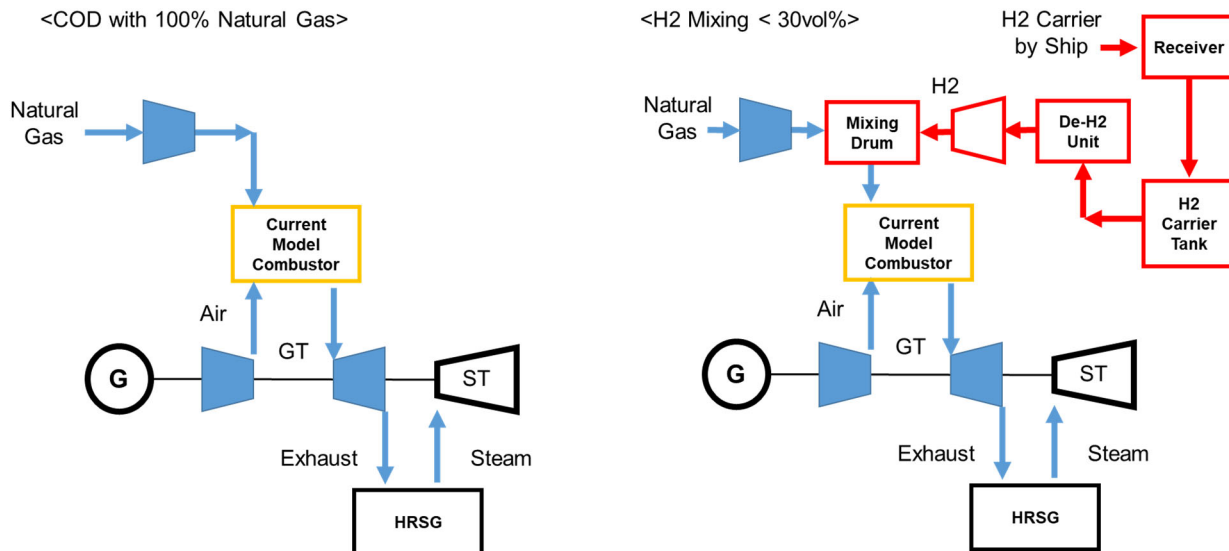


図 7-2-3 H2-ready GTCC の構成(ガス専焼・水素 30%混焼)

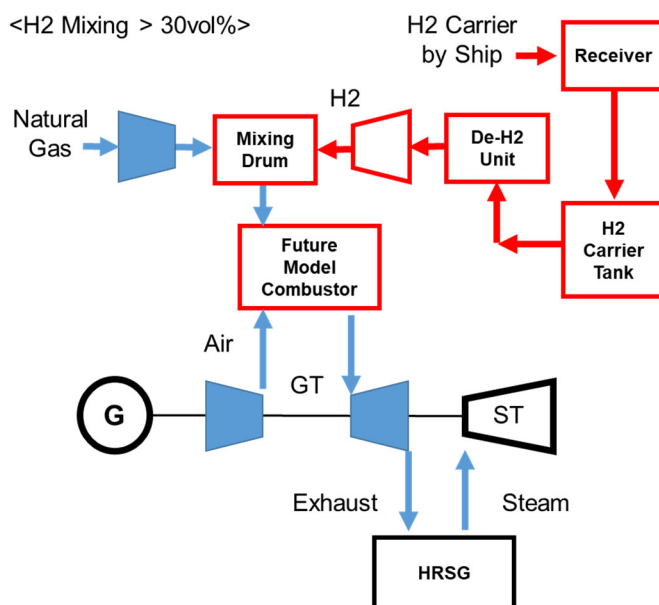


図 7-2-4 H2-ready GTCC の構成(水素専焼)

燃料供給設備系統につき、天然ガス専焼時と水素利用時との差異を上記に示す。

天然ガス系統には必要に応じてコンプレッサを設置し、ガスタービンに必要な圧力まで昇圧した上で、現行ガスタービンモデルのコンバスタにガスを供給する。

水素利用を開始する際には、上図の赤色の設備を導入する必要がある。水素はキャリアの状態でタンカー輸送し、海上受入設備からキャリアタンクに受け入れる。

このキャリアをアンモニアとした場合は、必要水素量に応じて液体アンモニアをガスタービン必要圧までポンプで昇圧し、海水による予熱の後、アンモニア分解炉からの自己熱を回収して蒸発・過熱を行う。蒸発したアンモニアは HRSG からの蒸気による主加熱器を通して触媒上での反応が生じる分解炉に入り、窒素と水素の分解ガスに分離される。この分解ガス中には微量のアンモニアが残留する為、水を用いてアンモニアを吸収し、残った分解ガスはガスタービンに供給される。

水素混焼率が 30vol%を超える段階にて、ガスタービンのコンバスタを新型に交換する必要がある。

加えて、後述の通り、アンモニア分解の為の熱源として HRSG で発生した蒸気を加熱器に送る為、GTCC からアンモニア設備への蒸気配管の追加、蒸気バランスが変化するために HRSG と STG の改造が必要になる可能性がある。この改造に関しては、現時点で技術開発の途上であり、不確実性が高い為、その改造に関する諸元と費用について示す事は棚上げとする。

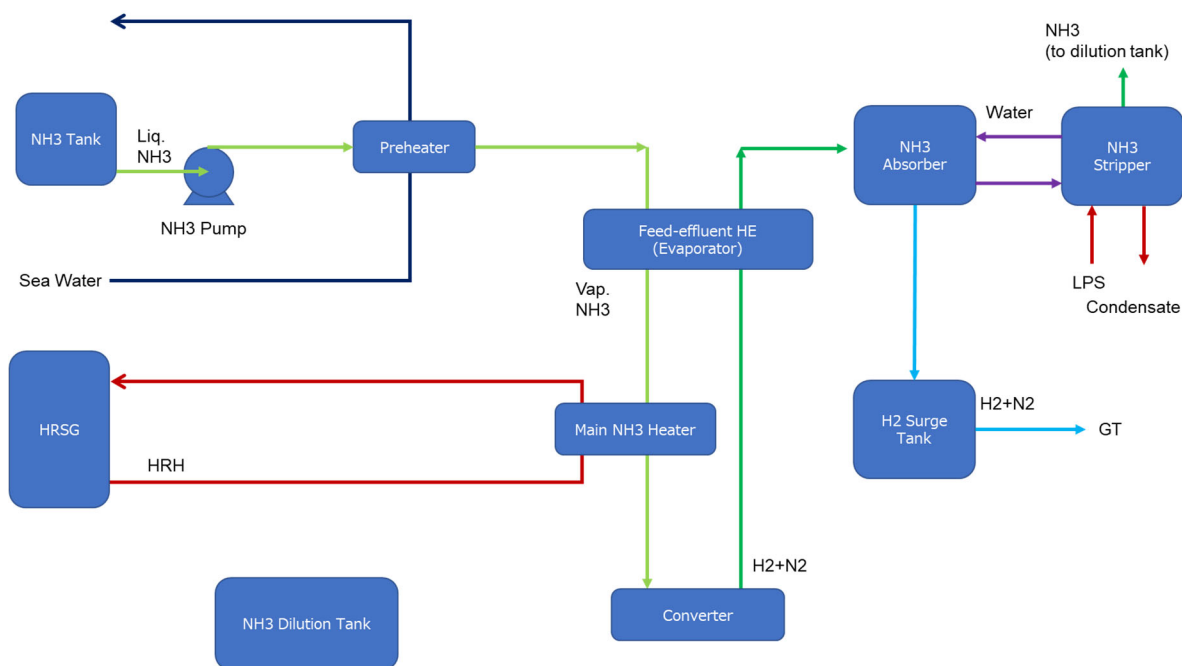


図 7-2-5 脱水素設備の構成

ここで、脱水素の為にはアンモニアを約 550℃まで加熱し、触媒管を通す必要がある。この為の加熱には火熱炉（ファーンズ、fired heater）を用いるか、HRSG からの高温蒸気による方法があり、それらの長短を下に示す。

表 7-2-2 アンモニア脱水素の為の加熱方法比較

熱源	助燃なしHRSG(採用)	助燃付きHRSG	ファーンレス(Fired Heater)
概略図			
長所	・ファーンレスでのロスがなく効率が高い ・アンモニア加熱部分に開発要素がない	・助燃により蒸発量が増加し、STGへの改造と出力低下が少なくて済む ・アンモニア加熱部分に開発要素がない	・GTCCの改造が少ない ・GTCCから独立して運用可能
短所	・混焼⇒専焼時に蒸気消費量が増加するため、GTCCの改造が必要 (steam header, HRSG(専焼時), STG(専焼時)など) ・GTCCを起動しないと脱水素が始まらない	・混焼⇒専焼時に蒸気消費量が増加するため、GTCCの改造が必要。循環量が増加するので水系も改造が必要 (steam header, HRSG, BFPなど) ・GTCC(HRSG・水蒸気系)を起動しないと脱水素が始まらない ・ガス時より燃料消費が増加	・ファーンレスの熱効率分、助燃つきなしHRSGケースより効率が低い ・天然ガス起動/水素専焼可能な特殊バーナーが必要 ・ガス時より燃料消費増加
対応策			・APCI/John Zinkの水素専焼バーナーの採用 ・Uhdeのファーンレス・リアクタシステムの採用 ・ファーンレス排熱の回収
共通課題	・水素専焼時は年間280万トン規模のアンモニア処理が必要(大型アンモニアプラント級の容量が必要) ・脱水素用の触媒開発が必要		

経済性にとって重要な燃費(プラント熱効率)という観点からは、排ガスロスなどの生じない助燃なし HRSG からの蒸気によって加熱を行う方法が最も有利と見られる。また、水素/天然ガスを燃料とする火熱炉は開発途上にある。

一方で、運転開始時には天然ガス専焼で、後に水素利用を開始する本件では、HRSG からの熱を利用すると既設 GTCC 部分に大幅な改造が必要になる為、休転期間の延長やオペレーターにとっての技術・心理的障壁があり、また EC からの事業認可にも影響が生じる可能性がある。

それぞれの方法にとっての共通課題は大型化であり、2 系列専焼時の数百万トンというアンモニアの処理量は、(類似した構成と想像される)アンモニア合成プラントにとっても世界最大級の規模である。

本検討では、火力発電事業の成否のカギとなる効率を最も重視し、助燃なし HRSG からの蒸気供給によってアンモニアの加熱を行う方式を採用する。

(iii)バックアップ燃料

本拡張計画においては、天然ガス専焼ケース・水素混焼ケースについては軽油をバックアップ燃料として確保し、水素専焼ケースでは天然ガスをバックアップとして用いる事とする。

7.3 用役設備

本発電所で必要となる用役設備につき、下記に概要を示す。

7.3.1 主冷却水

蒸気タービン復水器と補機冷却水の冷却の為、海水を取水して主冷却水とする。

(a) 主冷却水の取放水配置

温排水対策を考慮した主冷却水の取放水位置を検討する。

取放水は、発電所建設予定地前面の海岸が遠浅のため、取放水路を沖まで伸ばす必要がある。また、海岸線沿いにマングローブが生い茂っているので、建設時にそれらを移植する必要がある。放水は遠浅海岸で海岸線にマングローブが生育しているため、これらの生態系に影響を与えない様、表層放流でなく水深-5m 付近からの深層放流方式(放流流速を3m/s 程度とする)を採用する事とする。これにより、温排水の拡散範囲を出来るだけ縮小し、海岸線並びに既設火力発電所取水口へ影響を与えない様に配慮するものとする。

(b) 主冷却水の取放水方式

発電所計画用地と海までは約 100m 程度離れている。この海岸は直線海岸で、この海岸に取放水設備等の構造物を構築すると海岸線が変化する事が懸念される。この直線海岸を変化させないためには、水深-8m 付近から深層取水を行い、発電所構内まで取水管を地中部に埋設し、海岸線を現状のまま維持するものとする。放流管も取水管と同様に埋設し、水深-5m 付近から深層放流を行う事とする。この方式により海岸線には構造物を設けない事で自然海岸を現状のまま維持出来る考えである。

また、この海岸の特徴は河川から流れ出る土砂による堆積が多いため、既設発電所の冷却水の取排水での水深確保の為、浚渫を行う事があるとの事である。

7.3.2 補機冷却水

タービン潤滑油・タービン制御油・ガスタービン圧縮機・発電機・空気圧縮機などの冷却の為、補機冷却水系統を設置する。これは Closed Cooling Water とし、純水を閉回路内にて循環させる。補機冷却水の冷却は主冷却水との間に設けた熱交換器によって行う。

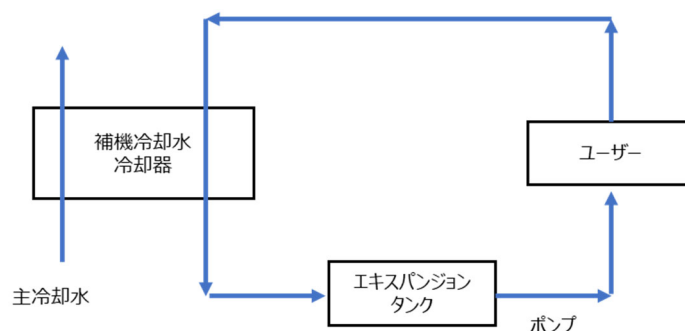


図 7-3-1 補機冷却水系統

7.3.3 アンモニア

水素キャリアとしてのアンモニアとは別に、HRSG の煙道側で排ガスを脱硝する SCR(Selective Catalytic Reaction:選択触媒脱硝)システムに供給するアンモニアの系統が必要である。純粋な液体アンモニアを用いる方法と、水溶液のアンモニアを用いる方法があり、前者は受入量が少ないが圧力容器が必要となり、後者は常圧の容器で済む反面、貯蔵・受け入れ量が増加する特徴がある。どちらの方法を取るかは、基本設計もしくは EPC 時に決定される。

システムとしては下記のイメージとなる。

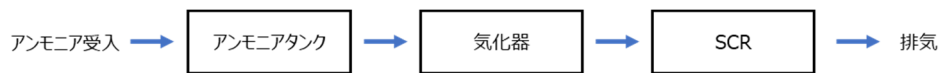


図 7-3-2 SCR アンモニア系統

7.3.4 補給水・上水系統

発電所予定地近くの道路沿いに上水配管が敷設されているので、水道局に必要量を通知し、供給可否性を確認する必要がある。

発電所で使用する HRSG への補給水、補機冷却水の補給水、洗浄水などの所内用水、消火用水、飲料水、生活用水などを要求される水質で得るために水処理設備を設置する。上水が利用可能な場合は、所内用水・消火用水・飲料水・生活用水はそれぞれのタンク・ポンプを経由してユーザーに供給する。

補給水の処理設備は、前処理装置、ろ過水タンク、純水装置から成る。上水を原水とした場合、必要に応じて凝集沈殿または加圧浮上ろ過を行い、これを純水装置にて処理する。純水装置では RO 膜処理+電気透析もしくはポリッシング、もしくはイオン交換樹脂法により必要なグレードの純水を製造し、HRSG と補機冷却水への補給水とする。補機冷却水への補給水は、上水をそのまま使える可能性もある。

水処理設備の構成を下図に示す。

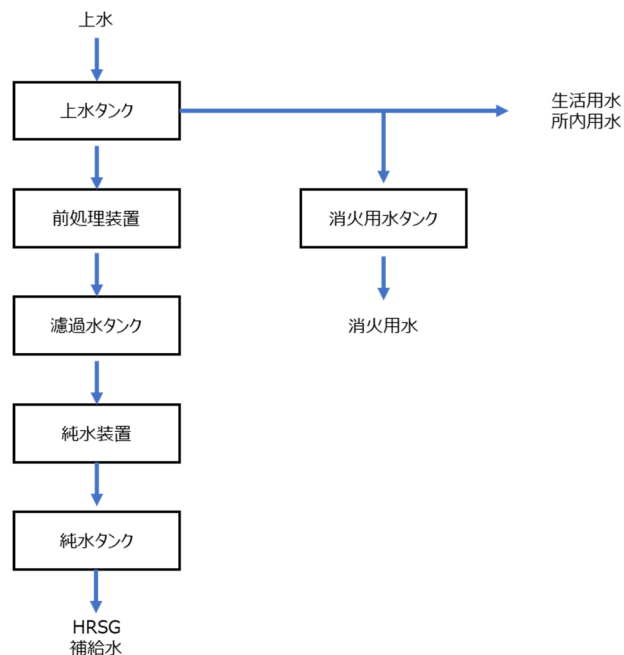


図 7-3-3 水処理系統

7.3.5 排水

発電所の各種工程から排出される排水は、排水処理装置で排水基準値を満たすように処理されて発電所境界外へ排水される。排水処理設備は、排水貯槽、凝集沈殿層、ろ過器、中和槽、污泥処理設備等から成る。

排水処理設備のシステム構成などは、具体的には発電所の排水の性状、量などにより詳細を決定する。排水処理設備の構成を下図に示す。

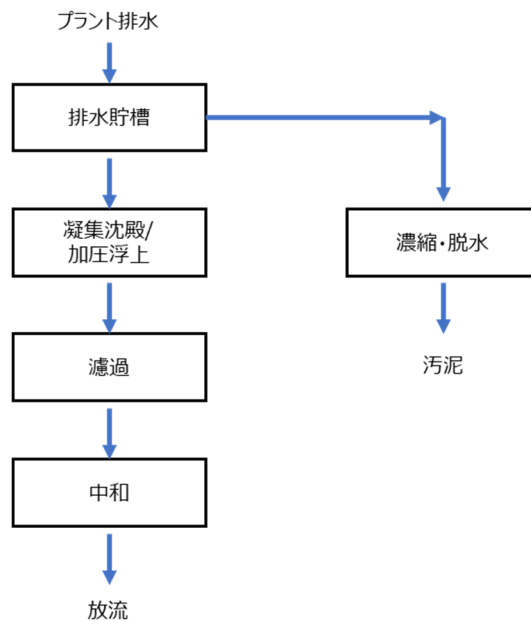


図 7-3-4 プラント排水系統

7.3.6 圧縮空気設備

圧縮空気は、制御用空気と所内用空気に分けられる。制御用空気は空気作動調整弁の駆動源などとして供給される。所内用空気は各種シールエア、清掃用などに使用される。圧縮機は共用のオイルフリーコンプレッサとする。

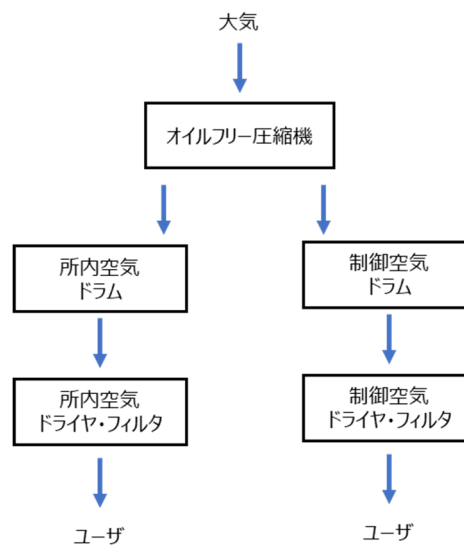


図 7-3-5 圧縮空気設備系統

7.3.7 窒素

天然ガス専焼時において、窒素は定期修繕などの長期停止前後の燃料系統のパーズと、長期停止時の HRSG・蒸気系統保管の為に必要である。これらの用途の為、1200Nm3 以上の貯蔵が必要になり、複数のカードルもしくは液体窒素ドラムによる貯蔵を行う。

また、水素利用時には、上記に加えて GT トリッパ毎に高圧・低圧のパーズを行う必要がある。さらに、運転中は常時高圧のシールパーズが必要になる。貯蔵方法としては同様に複数のカードルもしくは液体窒素ドラムによる。

7.3.8 消火設備

ガスタービン、蒸気タービン、HRSG、発電機及び変圧器、燃料設備等、危険物を扱う設備には、消火栓、固定消火装置及び火災検知器を設置する。防消火設備はマレーシアの基準並びに全米防火協会(National Fire Protection

Association: NFPA)などの国際規格を参照すべきである。

防消火並びに監視装置は中央操作室に防災盤、火災報知器を設置、集中監視できるようにする。

CO₂ はカードルもしくは液体ドラムに貯蔵、ドライケミカルはタンク、消火用水は上水または脱塩水を貯蔵して利用する。

下記に概念系統図を示す。

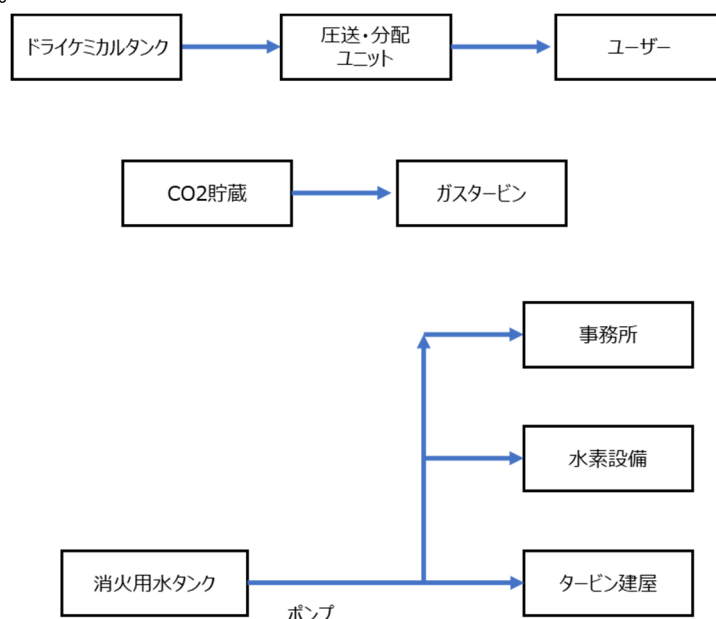


図 7-3-6 消火設備系統

7.3.9 補助ボイラ

GTCC がどちらの系列も動いていない状態から起動する場合、蒸気タービンのシール蒸気を補助ボイラから供給する必要がある。補助ボイラへの給水は補給水系統から行う。

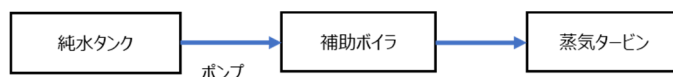


図 7-3-7 補助ボイラ系統

7.4 送電設備

7.4.1 発電側設備

(a) 電気システム

電気システムの概要

本件で採用されるコンバインドサイクルプラントは 1 軸型である。1 台のガスタービン(GT)、1 台の蒸気タービン(ST)、ならびに 1 台の発電機が同一軸上接続されたユニットが 2 系列設置される。発電した電気は、昇圧変圧器(GST)により、500kV に昇圧され、開閉所(AIS)に送電される。

プラントの起動時は、6.3kV の所内電源系統に接続されている補機などへは、所内変圧器(UAT)および起動変圧器(SAT)を介して、開閉所から供給される。プラントが停止しているときの補機電源は、SAT を経由して開閉所から供給される。UAT は、発電機および GST との間から分岐される。UAT は、遮断器を介して、6.3kV の所内電源系統に接続される。

3 相、2 巻型変圧器が UAT と SAT に使用される。計器など関連機器は、柔軟性と適切な冗長性を有するように設計される。

停電時に停止することができない機器(例えば、軸受用オイルポンプ、密封油設備、充電器および非常灯)は、非常用ディーゼルエンジン発電機に接続された開閉器から電力が供給される。

(b) 変圧器

i) GST

GST は、単一のタンク内の三相、2 巻線、50 ヘルツ、屋外型とする。GST は、送電線の電圧(500kV)に発電機電圧(23.0kV)から昇圧する。変流器(CT)を保護し、測定用変圧器に設置される。

変圧器の定格容量は、IEEEC57.91-95 に基づく。

ii) UAT(Unit Auxiliary Transformer)

UAT は、発電機電圧(23.0kV)から中電圧ユニットバス A と B(6.3kV)に降圧する。

UAT は、単一のタンク内の三相 2 巻線、50 ヘルツ、屋外型とする。

iii) SAT(Station Auxiliary Transformer)

SAT は、中電圧共通バス C 及び D(6.3 kV)に 500KV から受電する。

起動変圧器は、単一のタンク内の三相 2 巻、50 ヘルツ、屋外型である。

(c) 所内動力の電気供給

所内負荷への電気は UAT と SAT から供給される。一般的な機器やプラント(BOP)機器は UAT から電力が供給される。

発電プラントの起動または停止時に必要な機器への電力は、SAT から供給される。

また、電力の緊急事態のための電源の一つとして 3 相のディーゼルエンジン発電機が設置され、発電所の安全停止時の電気を発電所に供給する。アンモニア・水素設備が追加された場合は、所内負荷として同様に電力を供給する。

i) 非常用ディーゼル発電機設備

発電所は、少なくとも 1 台の非常用ディーゼル発電機を有するものとする。これは、非常用ディーゼル発電機からの非常用電源を供給するものとする。非常用交流電源は、非常用ディーゼル発電機からユニット 1 とユニット 2 の 400V 非常用バス並びにコモン非常用バスに供給される。

ii) サイトの接地

IEEE-80 に基づく。

(d) 発電機及び変圧器保護

発電機、GST、UAT、SAT の保護リレーは冗長性を持たせ 2 重化する。

(e) 通信システム

通信システムは、発電所の管理と監視の為に構築される。

i) 電話施設

オーナーの要求仕様に沿った電話施設を設ける。

ii) CCTV システム

CCTV(閉回路テレビ)機器は、装置の運転の遠隔監視、並びに発電所構内のセキュリティを強化ために設置する。装置は、カラーカメラを使用して、次の機能を有する：夜間監視、ズーム機能、チルト機能、自動およびマニュアルフォーカス調整機能。モニター画面は、中央制御室とセキュリティオフィスに設置される。

iii) 時計装置

GPS(全地球測位システム)を搭載した時計装置を設置する。

DCS 及び主要な制御装置は、時計装置に同期される。SCADA システムとの同期も考慮される。

iv) パブリックアドレスシステム

特定の選択された領域に通常ページングに使用するマイク局とパブリックアドレスシステムが提供される。

v) 無線システム

オーナーの要求仕様に沿った無線施設を設ける。

7.4.2 送変電設備

発電所と既存のグリッド間を接続する送変電設備は①昇圧変電所、②送電線、③グリッド接続部分の3部からなる。①昇圧変電所は発電所内に設置され、発電電圧をグリッド電圧まで昇圧する。②送電線は発電した電力を昇圧変電所からグリッドまで送る。

本事業では500kVで系統に連系するようTNBより推奨された。

発電機の容量は1,726MVA (863MVA × 2) とし、N-1 事象を満足するため、2 回線送電設備での連系を検討した。

(a) 事業分界点

昇圧変電所、②送電線、③グリッド接続部分の3部のうち、①を発電事業者が担当し、②、③は送電事業者であるTNB送電部門が担当する。昇圧変電所ガントリーを分界点とし、②、③部分の設計、検討は本調査のスコープ外とする。

(b) 絶縁設計

500kV 連系における絶縁設計条件を表 7-4-1 に示す。

表 7-4-1 500kV 送電線絶縁設計条件³⁴

Nominal System voltage	500 kV
System highest voltage (IEC 60071)	550 kV
Switching impulse withstand voltage p-e (IEC 60071)	1175 kV
Switching impulse withstand voltage p-p (IEC 60071)	1763 kV
Lightning impulse withstand voltage p-e (IEC 60071)	1550 kV
System frequency	50 Hz

³⁴ IEC より調査団作成

(c) 昇圧変電所

変電所機器は屋外式空気絶縁形開閉機器(Air Insulated Switchgear 以下 AIS)とし、母線構成は TNB の要望より 1.5 遮断機方式とする。図 7-4-2 に昇圧変電所単線結線を示す。

発電機が 2 ユニットあるため、昇圧変圧器として油入変圧器を 2 台設置し、1 ルート 2 回線のため遮断器はガス絶縁形遮断器(Gas Circuit Breaker 以下 GCB)を 6 台設置する。

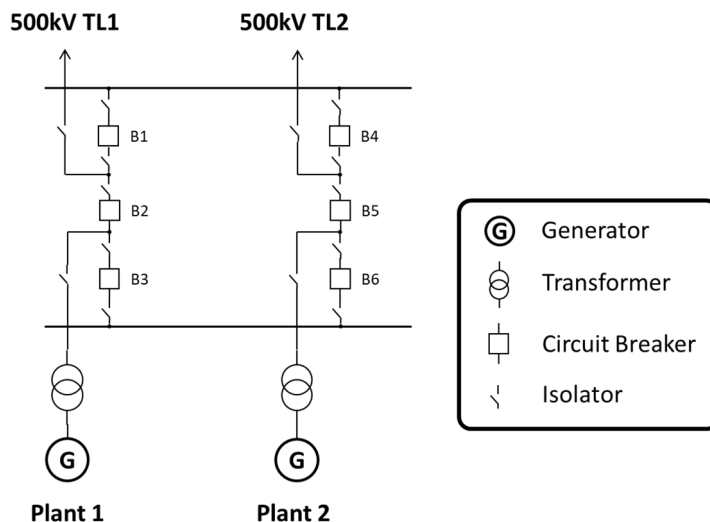


図 7-4-2 昇圧変電所 単線結線図(500kV 架空送電線接続)

昇圧変電所の主要機器の仕様を表 7-4-2 に示す。

表 7-4-2 昇圧変電所 主要機器仕様

Transformer	Rated Primary Voltage	23 kV
	Rated Secondary Voltage	500 kV
	Rated Power	863 MVA
Circuit Breaker (GCB)	Rated Voltage	500 kV
	Rated Current	4000 A
	Rated Breaking Capacity	50 kA

昇圧変電所に必要な敷地は、約 52,500m² (150m x 350m)と想定。長手方向側端部に送電線接続用のガントリーを配置する。

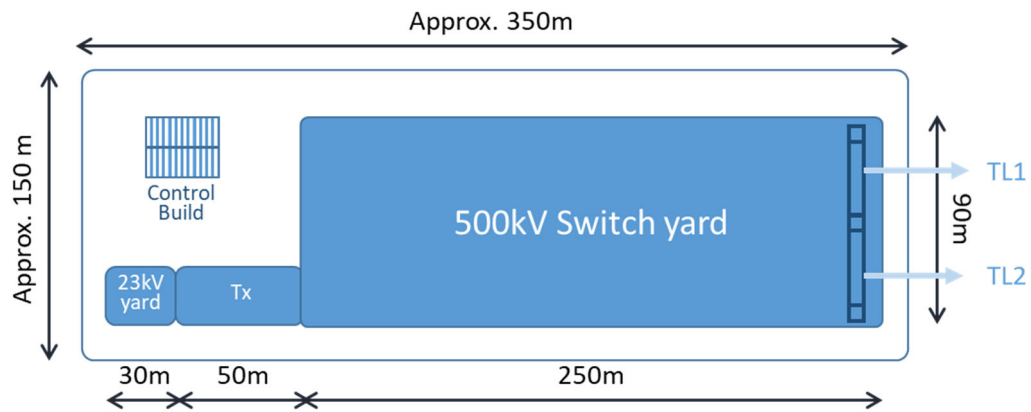


図 7-4-3 500kV 昇圧変電所 敷地範囲図

変圧器は 863MVA となり、重量が 600t 程度(油込み)になると想定される。近接する既設 Kapar 発電所建設時 (2016 年)の地質調査結果から、深さ約 35m まで軟弱層が続いており、変圧器の基礎は杭基礎が想定される。

(d) 500kV 昇圧変電所の建設費用

類似案件から推算した 500kV 昇圧変電所の事業費概算を表 7-4-3 に示す。

表 7-4-3 500kV 昇圧変電所 建設事業費概算

項 目	Total (USD)
主要機器	39,100,000
保護装置	1,480,000
通信装置	350,000
土木工事	1,770,000
合計	42,700,000

7.5 建設

7.5.1 全体配置計画

(a) 概要

本計画の立地は、既設カパー発電所の北約 3.5km 付近、TNB の所有する敷地内に、既設変電所に隣接する形で計画する。全体配置の基本的な考え方は以下のとおり。

- 敷地北側の 500KV 送電線に接続する前提で敷地北側にパワーブロックを配置する(7.4 送電設備参照)
- パワーブロックを中心に燃料のプロセスフローを考慮して南端からアンモニアタンク、水素分離設備を配置する。
- アンモニアタンクに近い南西部から、アンモニア受入用の栈橋を建設する。当該地域の海域は遠浅であるため、輸送船が接岸するプラットフォームまでは 2.7km 程度の距離を要する(詳細は 7.5.2 に後述)。
- 発電設備は海水冷却方式とし、敷地北西部に取放水路を配置する。海岸線に与える影響を極力抑えて現状を維持するために深層取水方式(-8.0mMSL)を採用する(詳細は 7.6.2 に後述)。取放水口まではいずれも約 3 km。温排水循環を避けるために、取水口と放水口の間は 1.5km の距離を取る。なお、これは類似例を参考にした数値であり、本調査ではシミュレーションは実施していない。より詳細な検討のためには、周辺海域の流況のデータ等も併せた調査が必要である。
- 敷地の南北長手方向の中程に建設時の仮設栈橋(詳細は 7.6.2 に後述)を設置する。全体建設工程では、アンモニア受入設備ならびに水素分離設備は発電所建設工事に遅れて開始することを考慮し、発電設備の運用に干渉しない位置とした。

(b) 敷地レベルの設定

本プロジェクトでは発電所建設予定地周辺の最高天文潮位(HAT : +2.79mMSL)を基に、地球温暖化による海面水位上昇と洪水のリスクを考慮しつつ、発電所の計画地盤高さを+5.0 mMSL とした。ここでは、海面水位上昇と洪水のリスクに対する計画地盤高さの妥当性について示す。

まず、海面水位上昇について、IPCC³⁵によると 2013 年～2100 年の期間でのマレー半島における海面水位上昇は、最悪のケースで 0.67～0.71 m (10.5～10.9 mm/年)³⁶であった。

仮に発電所の運転開始を 2026 年、運転期間を 40 年とし、2066 年に運転期間を満了するとしたら、2022 年現在の海面水位の上昇量、および 2066 年での HAT の高さは多く見積もって以下ようになる。

2022 年～2066 年の海面水位上昇量 : $10.9 \text{ mm/年} \times 44 \text{ 年} = 479.6 \text{ mm} \div 0.48 \text{ m}$

2066 年での HAT : $+2.79 \text{ mMSL} + 0.48 \text{ m} = +3.27 \text{ mMSL}$

発電所の計画地盤高さ+5.0 mMSL は、運転期間満了時の HAT から 1.7 m ほどの十分な余裕があるため、特別な対策は必要ないと考えられる。

次に洪水について、本プロジェクトにおける建設予定地周辺では、標高 10 m以下の土地が水没する洪水が発生するリスクがあるとの研究報告がある³⁷。一方、「マ」国の灌漑・排水局による Selangor 州の洪水頻発地域を示したマップ³⁸に

³⁵ 国連気候変動に関する政府間パネル(Intergovernmental Panel on Climate Change , IPCC)は人為起源による気候変化、影響、適応及び緩和方策に関し、科学的、技術的、社会経済学的な見地から包括的な評価を行うことを目的とした政府間組織である。

³⁶ IPCC 第 5 次評価報告書(2013)における、2100 年での温室効果ガス排出量の最大排出量に相当するシナリオ(RCP 8.5 シナリオ)に基づく。

³⁷ CLIMATE CETRAL, LAND PROJECTED TO BE BELOW ANNUAL FLOOD LEVEL IN 2030

<https://coastal.climatecentral.org/map/> 2022 年 2 月 17 日アクセス

³⁸ Department of Irrigation and Drainage

<<https://www.water.gov.my/index.php/pages/view/419?mid=244>>, 2017

よると、建設予定地は洪水頻発地域から外れていることがわかる。ここで発生頻度が少ない洪水のために発電所の地盤高さを全て 10 m 以上と設計することは、工期や経済面から非現実的と考えられる。

また、火力発電所はたとえ洪水の被害にあったとしても、非常用設備が浸水せず無事であれば、復旧は可能である。よって洪水対策として、非常用設備を建物の 2 階以上に設置するなど、浸水しない高さまで設置レベルを上げることが挙げられる。実際の発電所設計段階にてこれを考慮し、設計を行うことで洪水対策とする。



図 7-5-1-2 Selangor 州の洪水頻発地域

(c) 仮設栈橋

発電所建設に用いる重量機器の荷役と取放水管路設置のために仮設栈橋を構築する。

各荷役作業は台船を用いて行うとし、前面水深が-6.0mMSL の杭基礎構造の RC 栈橋を計画する。発電所の海域は遠浅であるため、各荷役船舶の航路を確保する必要があるため浚渫が必要となる。仮設栈橋用に独自ルートで航路確保のための浚渫を行う方法もあるが、本検討では取水管路設置のための浚渫エリアを仮設栈橋の荷役船舶航路と併用する形で下図の様な位置に計画した。

尚、仮設栈橋は埋立工事と並行して築造する必要があるため、仮設栈橋築造用の仮設ヤード並びに杭等の荷役は別途既設の岸壁等が利用可能として計画している。

(d) アンモニア貯槽・受入・払出設備

アンモニア受入設備は 30% H_2 混焼及び 100% H_2 専焼の 2 段階施工を予想し、下記の想定で貯槽・受入・払出系統の検討を行った。

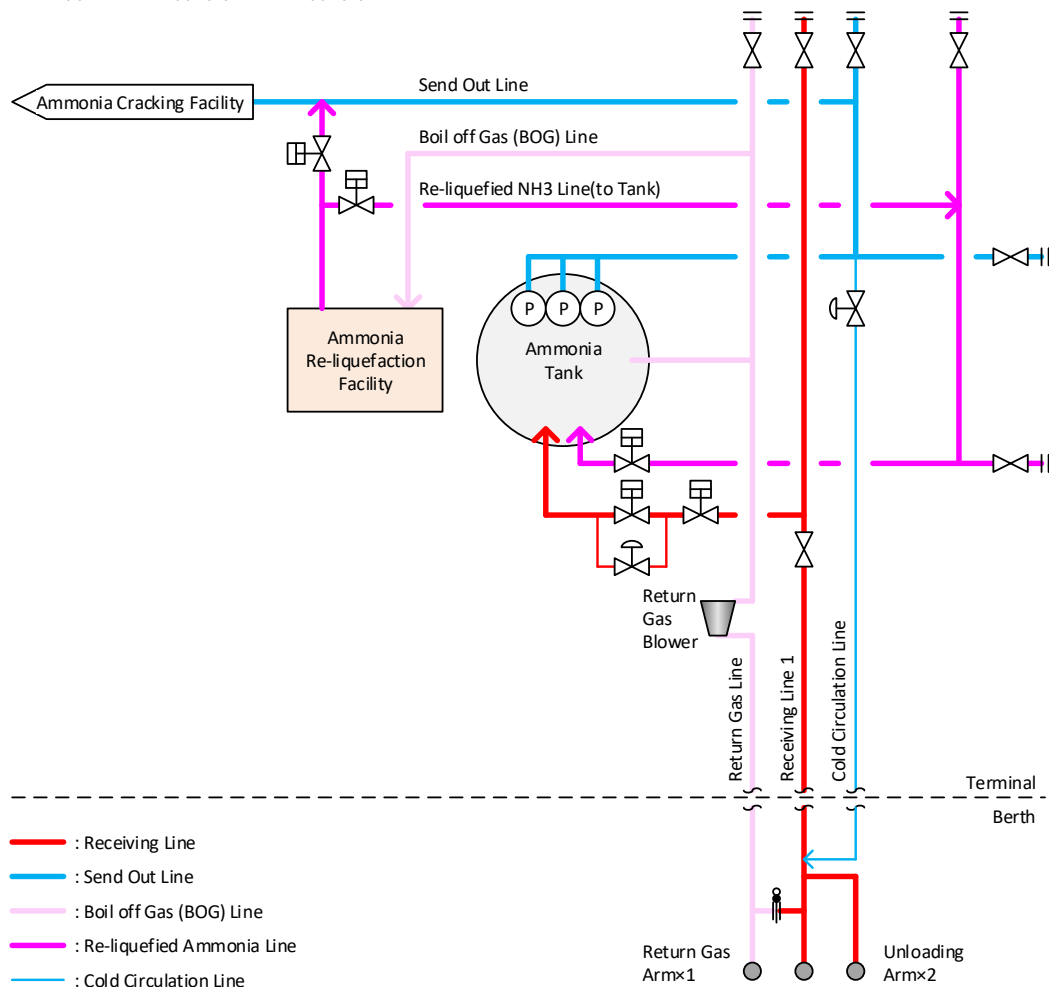
30% H_2 混焼では、熱量的に天然ガスが 89%、 H_2 が残り 11%となる。したがって、100% H_2 専焼時において、アンモニア(H_2 キャリアとして)の流量は 9 倍となる。

アンモニアは低温(-33.4℃)で貯蔵されるが、外からの入熱のため蒸発して BOG(Boil off Gas)を発生する。通常運転時に発生した BOG は再液化され、払出ライン経由でアンモニアクラッキング設備に送られる。発電所側が停止している場合、再液化 BOG は貯槽に戻す。受入時にカーゴタンクのアンモニア体積を気体のアンモニアで置換するため、リターンガス配管で BOG をキャリアに送る。

バースの距離が長い場合、圧力損失を考慮するとリターンガスブロー(RGB)が必要である。

30% H_2 混焼時に 2 万トン(3 万 m^3)1 基の貯槽で、15 日分(2 系列-8000 時間ベースロード想定)の燃料を確保できる。2 週間ごとの SGC(Small Gas Carrier、約 20,000 m^3)クラスのアンモニア船による搬入で、1 日分の余裕がある。万が一アンモニアを搬入できない場合は、天然ガスの供給に切り替えることが可能である。

アンモニアの受入は低温で実施されるため、受入配管の低温を確保する必要がある。受入配管を冷却するために必要なアンモニア流量を、保冷循環配管で受入配管に流す。



(出典：調査団作成)

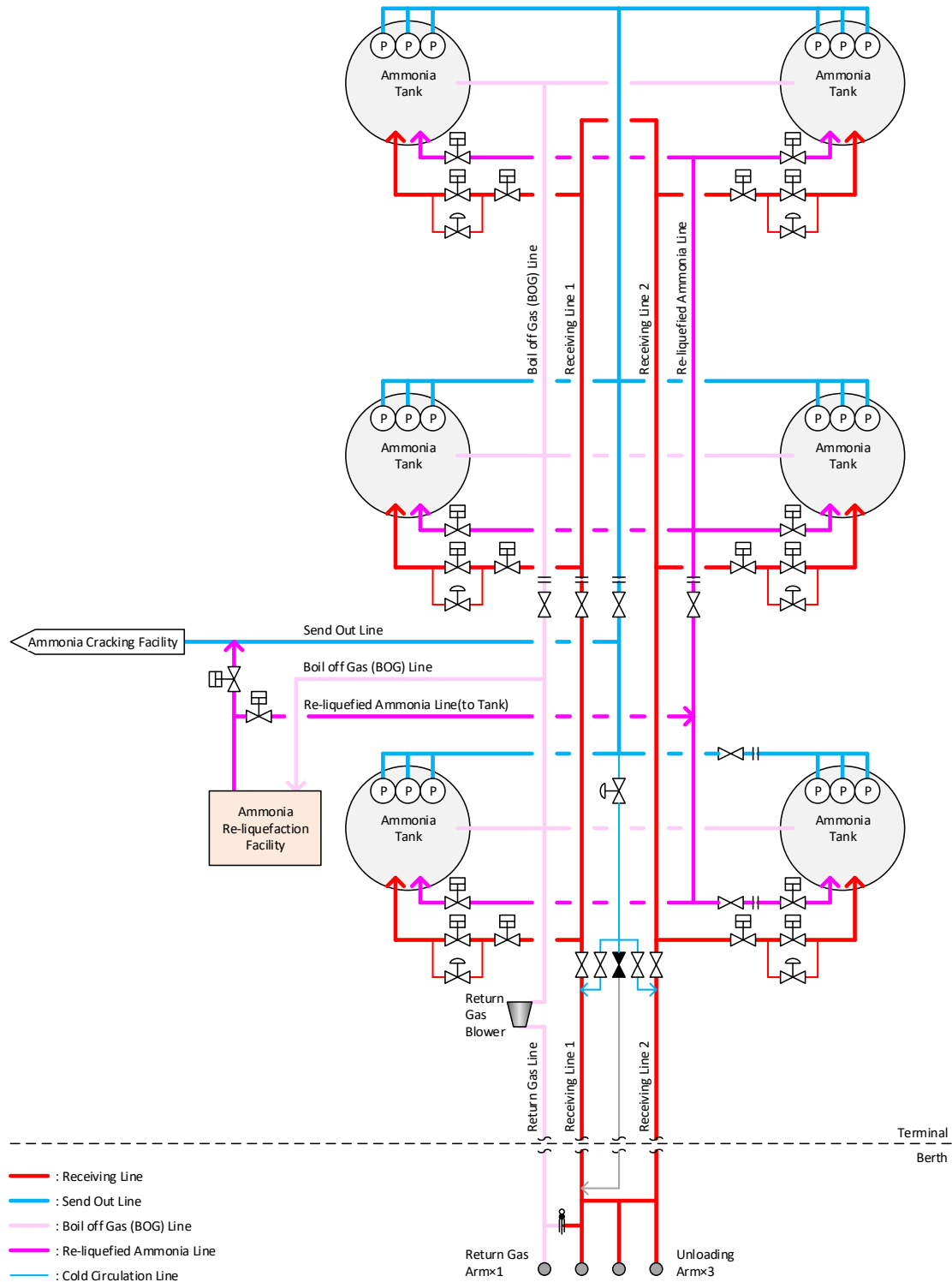
図 7-5-1-3 30% H_2 混焼時の想定系統

100%H₂ 専焼時には、2 万トン(3 万 m³)6 基の貯槽で、10 日分(2 系列-8000 時間ベースロード想定)の燃料を確保できる。

1 週間ごとの VLGC(Very Large Gas Carrier、約 86,700m³)クラスのアムモニア船による搬入で、4 日の余裕がある。

VLGC での受入配管は、受入流量・時間を考慮し、2 条とする。

2 条の受入配管を利用すれば保冷循環も可能になるため、30%H₂ 混焼時に使用していた保冷循環配管は不要となる。



(出典：調査団作成)

図 7-5-1-4 100%専焼時の想定系統

7.5.2 アンモニア受入設備(港湾部)

(a) 栈橋・プラットフォーム

今回の FS では、SGC 及び VLGC クラス 2 つのアンモニア船による搬入を想定し、栈橋ならびにワーキングプラットフォームを検討した。

アンモニア船が安全に入港するためには、各アンモニア船の満載時の喫水を考慮した水深が必要である。SGC クラスの満載時の喫水は約 9m、VLGC クラスでは約 11.6m であるため、余裕をもって水深 13～14m まで浚渫が必要と考える。

栈橋は、道路上で事故が発生した場合配管ラックに影響が及ばないように、道路橋と配管橋に分割する。

また、ワーキングプラットフォームには安全を考慮して下記の安全装置の設置を想定する。

1. 消火用モニター
2. 水シャワー(アンモニア関係被害が起こる場合、目など洗える装置を推奨する)
3. アンモニア希釈タンク

(b) マリンローディングアーム

アンモニアの供給はアンモニア船で行うため、マリンローディングアームを設置する。

マリンローディングアームは役割によって、以下の 2 種類がある。

アンローディングアーム：アンモニア船に接続し、液体燃料(アンモニア)を陸上の貯槽に送る。トラブルに備えて 1 基予備を用意する。

リターンガスアーム：送った燃料分の体積を置換するために、陸上の貯槽からアンモニア船のカーゴタンクに BOG を送る。

リターンガスアームは 1 基のみとし、トラブルに際してはアンローディングアームを利用してリターンガスを送付する。

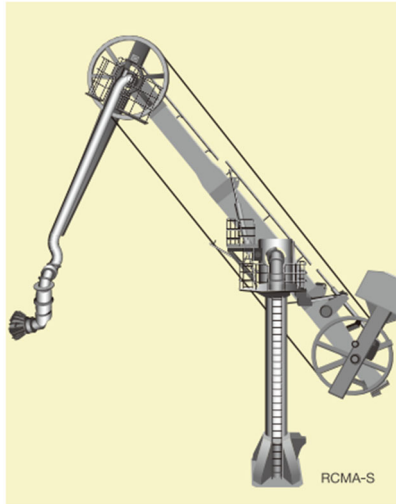
必要なマリンローディングアーム数は、受入流量と時間を考慮して決定する。

表 7-5-2-1 マリンローディングアーム想定仕様

	30% H2 Co-firing	100% H2
Unloading Arm	1 + 1 Share・Spare	2 + 1 Share・Spare
Return Gas Arm	1	1
Safety Apparatus	ERS(Emergency Release System) H-QCDC(Hydraulic Quick Coupler)	

(出典：調査団作成)

また、安全な受入のために、油圧チャック式カプラーを推奨する。マリンローディングアームの駆動は油圧システムとする。



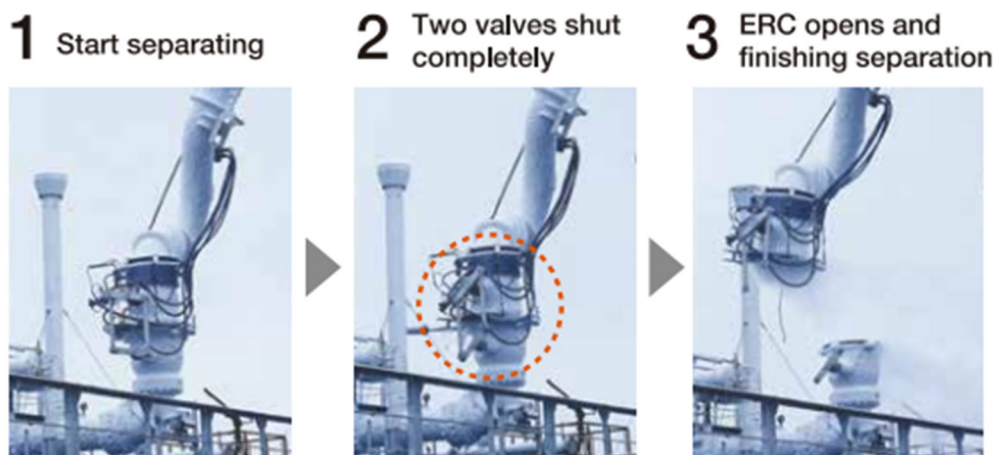
出典: TB Global Technologies

図 7-5-2-1 RCMA-type Marine Loading Arm



出典: TB Global Technologies

図 7-5-2-2 Hydraulic Quick Coupler



出典: TB Global Technologies

図 7-5-2-3 Emergency Release System (ERS)

(c) 配管

安全に受入を行うために必要な配管を以下に示す。

プロセス配管：

1. 受入配管(30%H₂ 1 条、100%H₂ 2 条)
2. リターンガス配管
3. 保冷循環配管(30%H₂ 利用、100%H₂ 不要)
4. 逃し弁排出管

ユーティリティ配管：

1. 窒素配管
2. 制御用空気配管
3. 所内用水配管
4. 排水配管
5. 飲料水配管
6. 海水消火配管

受入配管、保冷循環配管の設計圧力はカーゴポンプ及びブースターポンプの締切圧力以上とする。

今回検討している SGC 及び VLGC クラスのアンモニア船のカーゴポンプの締切圧力は 150m 揚程(約 1MPaG)、ブースターポンプの締切圧力は 150m 揚程(約 1MPaG)であり、設計圧力は 300m-LNH₃(約 2 MPaG)と考える。

受入配管、保冷循環配管の設計温度は、保冷材及び外装板が巻かれることを想定し、高温側設計温度は季節の最高平均温度とする。低温側設計温度は、圧力解放時の温度低下を想定し、大気圧における飽和温度 - 33.4℃に余裕を持った温度 - 35℃とする。

運用圧力から配管の設計圧力、設計温度を決め、管厚さ、フィッティングのレイティングを想定する。基本的には、LPG 配管に近くなると考えられる。

下表に受入配管、保冷循環配管の想定仕様を示す。

表 7-5-2-2 受入配管・保冷循環配管想定仕様

	Specification
Design Pressure	2MPaG(300m-LNH ₃)
Design Temperature	-35℃～40℃(Assumption)
Pipe Material	JIS STPL380、SLA325A、SUS304TP or equivalent

(出典：調査団作成)

7.5.2 アンモニア受け入れ設備(陸域)

(a) 貯槽

アンモニア貯槽には PC タンクおよび二重殻タンクなどの種類がある。

今回の FS では、アンモニア漏洩リスクを低減する為、貯槽の倒壊リスクがない PC タンクを採用する。

液体アンモニアは常圧に低温(−33.4℃)で貯蔵するため、アンモニア貯槽には保冷材などの BOG 発生を抑制するための装置を設置する。想定される貯槽仕様を示す。

表 7-5-3-1 アンモニア貯槽想定仕様

	Specification	Remarks
Type	Pre-Stressed Concrete (PC) Tank	
Capacity	20,000 t	
	30,000 m ³	
Operating Pressure	0 MPaG (1atm)	
Operating Temperature	-33.4 °C	Saturation Temperature at 1 atm

*貯槽の容量は、実績があるアンモニア PC タンク 2 万トン(3 万 m³)を選択した。

(出典：調査団作成)

30% H_2 混焼時のアンモニア搬入は 2 週間ごとを想定し、14 日分(2 系列-8000 時間ベースロード想定)の燃料を確保できるように貯槽基数を検討した。

100% H_2 専焼時のアンモニア搬入は 1 週間ごとを想定し、7 日分(2 系列-8000 時間ベースロード想定)の燃料を確保できるように貯槽基数を検討した。

表 7-5-3-2 アンモニア貯槽容量想定(2 系列-8000 時間ベースロード想定)

	30% H_2 Co-firing	100% H_2
Power Plant Output	1,300 MW	1,300 MW
Ammonia Consumption	42.6 t/h	364.2 t/h
Number of Tanks	1	6
Facility Inventory	20,000 t	120,000 t
	30,000 m ³	180,000 m ³
Storage Reserve	15.9 days	11.2 days
Ammonia Supply Schedule	Every 14 days	Every 7 days
Margin	1.9 days	4.2 days

*タンク運用範囲は 80%容量を想定する。流量にはアンモニアの脱水素工程などでのロスを 5%と仮定して含んでいる。

(出典：調査団作成)



source: 石井鐵工

図 7-5-3-1 Ammonia PC Tank

(b) ポンプ

今回の FS では、アンモニア貯槽として PC タンクを採用したため、アンモニアポンプにはインタンク式燃料ポンプ(タンク内に設置する型式)を選定する。アンモニアポンプの想定仕様を下表に示す。

表 7-5-3-3 アンモニアポンプ想定仕様

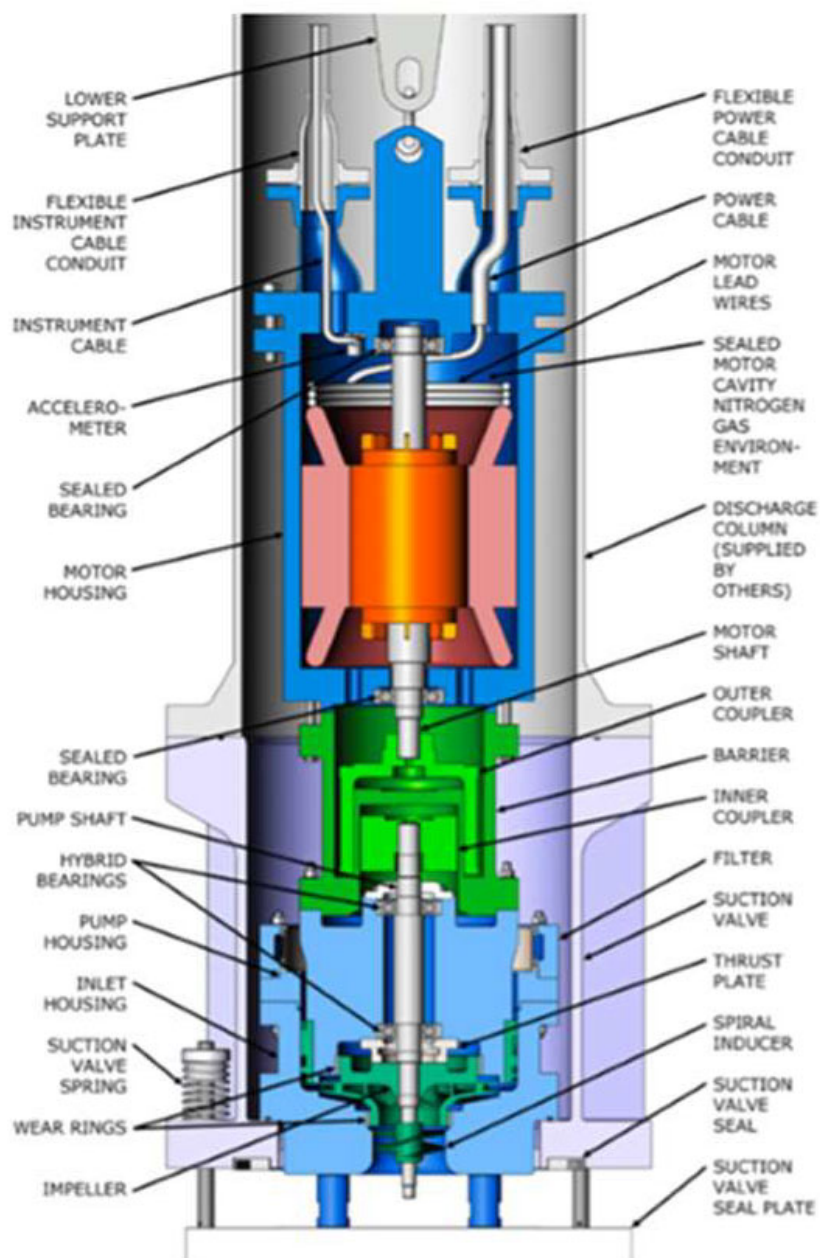
	Specification	Remarks
Type	In-Tank Pump	For PC Tank
Inlet Temperature	-33.4 °C	Storage Temperature
Inlet Pressure	0 MPaG (1 atm)	Storage Pressure
Outlet Pressure	1 MPaG	Tentative, depends on cracking pressure
Flowrate	25 t/h	

(出典：調査団作成)



出典：エバラポンプ

図 7-5-3-2 In-tank Pump



出典:エバラポンプ

図 7-5-3-3 In-tank Pump (cross-sectional)

(c) ブースターポンプ

貯槽から払出したアンモニアの圧力は 1 MPaG であり、GT コンバスタの吸込圧力を満たすために、昇圧しなければならない。そのため、ブースターポンプの設置が必要となる。

ブースターポンプの吐出圧力について、アンモニアクラッキング用の熱交換器や、配管の圧力損失を考慮し、下記に想定仕様を示す。

表 7-5-3-4 アンモニアブースターポンプ想定仕様

	Specification	Remarks
Inlet Temperature	-32 °C	
Inlet Pressure	1 MPaG	

Outlet Pressure	6 MPaG	Tentative, GTCC inlet pressure + heat exchanger and pipe pressure loss
Flowrate	25 t/h	

(出典：調査団作成)

(d) コンプレッサ

アンモニアコンプレッサ：

アンモニア貯槽に発生した BOG を処理するため、BOG 再液化設備を設置する。

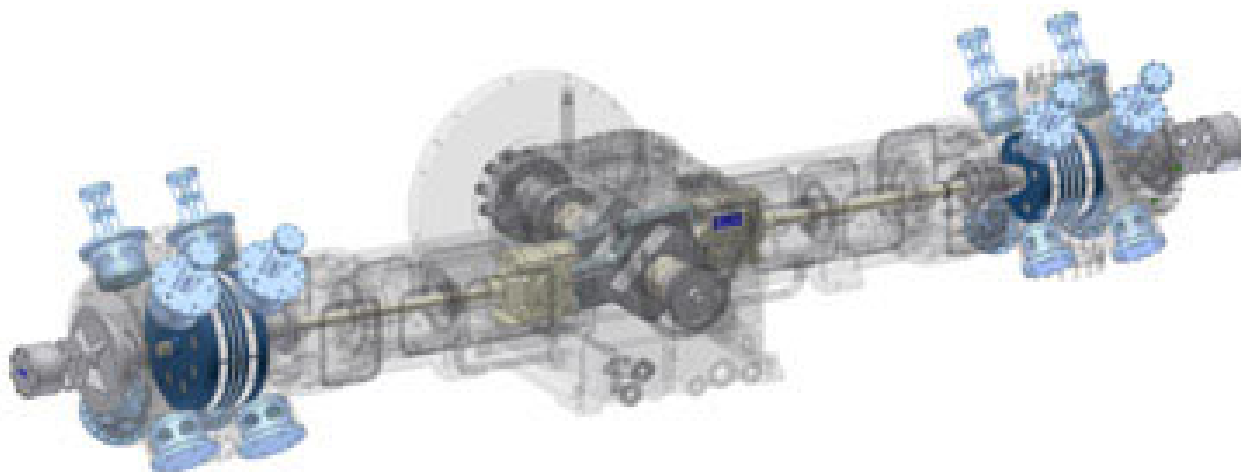
再液化方法は、BOG を昇圧して飽和温度を上げ、飽和温度以下まで海水で冷やして液化する方式とする。

アンモニアコンプレッサの想定仕様を以下に示す。

表 7-5-3-5 アンモニアコンプレッサ想定仕様

	Specification	Remarks
Type	Reciprocating Compressor	
Inlet Temperature	-30 °C	BOG temperature assumption
Inlet Pressure	0 MPaG (1 atm)	Storage pressure
Outlet Pressure	1 MPaG	Tentative
Flowrate	3 t/h Approx. 3,900 m ³ N/h	

(出典：調査団作成)



出典：IHI

図 7-5-3-4 Reciprocating Compressor

7.6 土木・海洋設備

7.6.1 埋立・地盤改良

(非公開)

7.6.2 取放水

(a) 概要

取放水管はφ3400mm の管路一条として、取水塔と放水口の設置レベルは-11.0m MSL(-8.0mCD)、-8.0mMSL(-5.0mCD)地点に設ける計画で、各管路の設置天端レベルは現地盤より-1.5m下がりとして計画している。海底地盤の土質は「地盤調査報告書」での土層構成と同様に海底面下 24mには軟弱粘性土層が存在すると仮定し、取放水管の不同沈下防止対策として鋼管杭による基礎を約 10m ピッチ程度に設け、取放水管を支持する構造として計画している。

また、現地盤水深-5.0mMSL 以浅の管路部分は、作業船舶の施工を確保するために下図の様な形状でグラブ浚渫船による仮浚渫を行い、各種作業船を用いて施工する。

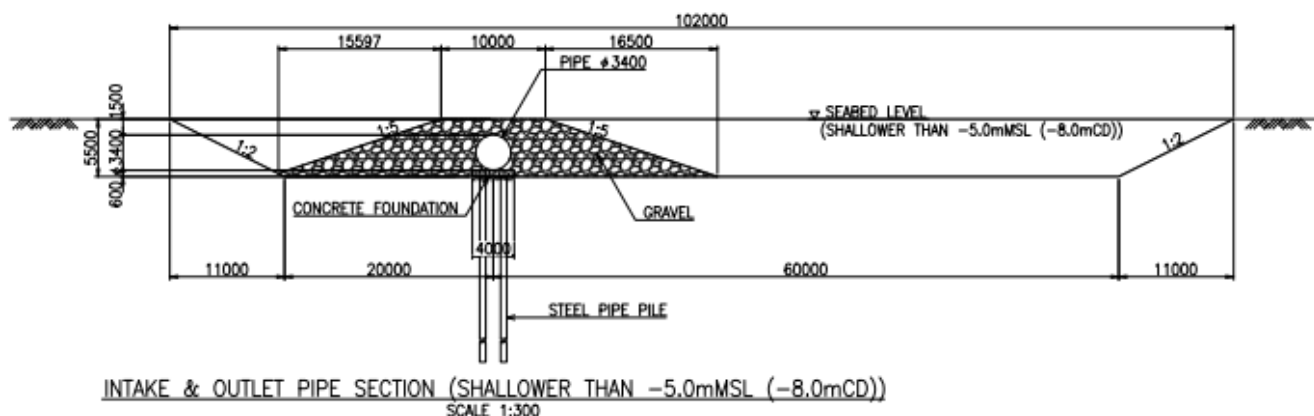


図 7-6-2-1 主放水管路断面図(浅部)

現地盤水深-5.0mMSL 以深の Intake 管路部分は、下図の様な形状でグラブ浚渫船による浚渫を行い、管路設置後、Gravel にて埋め戻す。

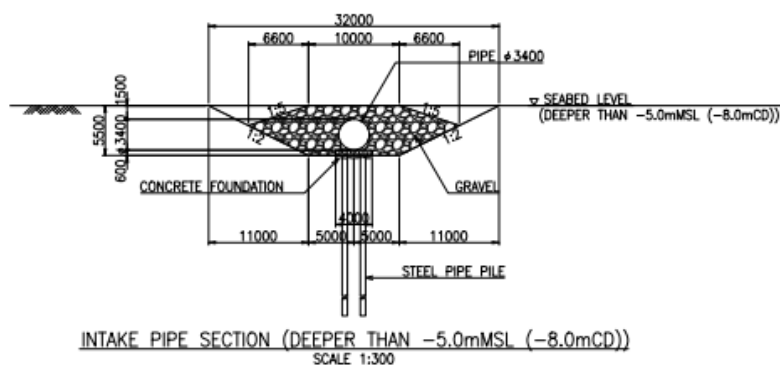


図 7-6-2-2 主放水管路断面図(深部)

取水塔の施工平面及び断面図を下記に示す。

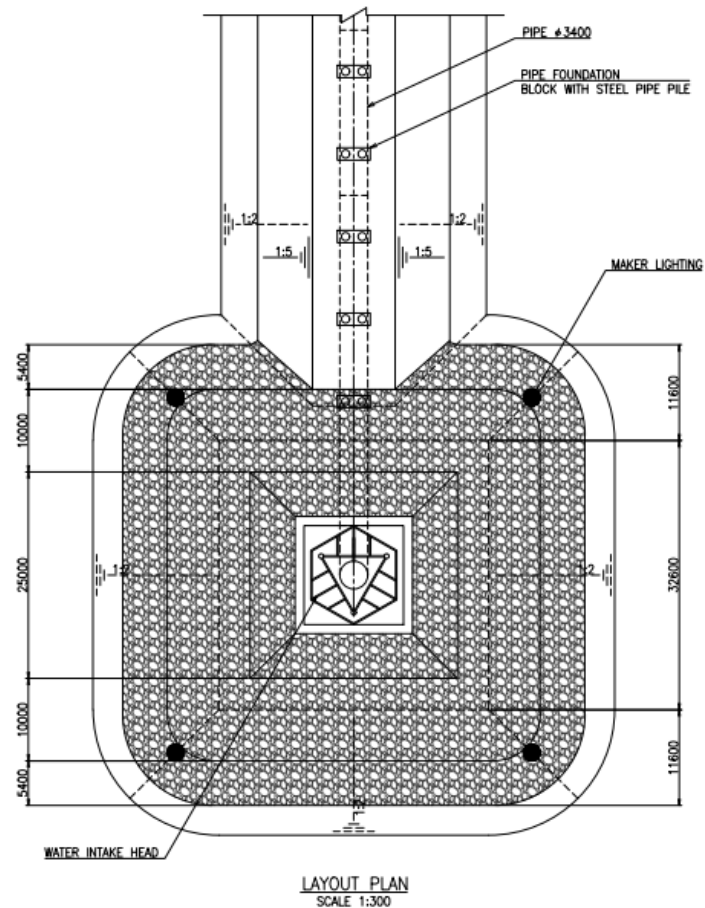


図 7-6-2-3 取水塔平面図

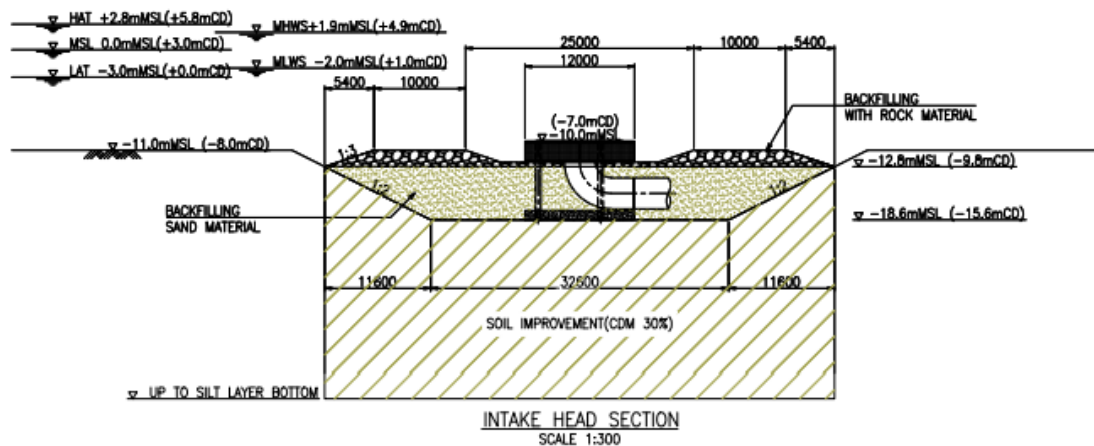


図 7-6-2-4 取水塔断面図

取水塔の設置部の海底地盤にも軟弱粘性土層が存在すると仮定されるため、取水塔本体の沈下対策としてセメント混

合処理土工法(CDM 工法)による地盤改良を施工する。

取水塔設置後、取水管との接続を行った後、砂による埋め戻しを行う。取水塔周辺は被覆石のマウンドによって土砂の流入を防護し、航行船舶への防護対策としてはマーカーブイを設置する。

(b) 概略施工フロー & 条件

取放水管路と取水塔工事の施工フローを下記に示す。

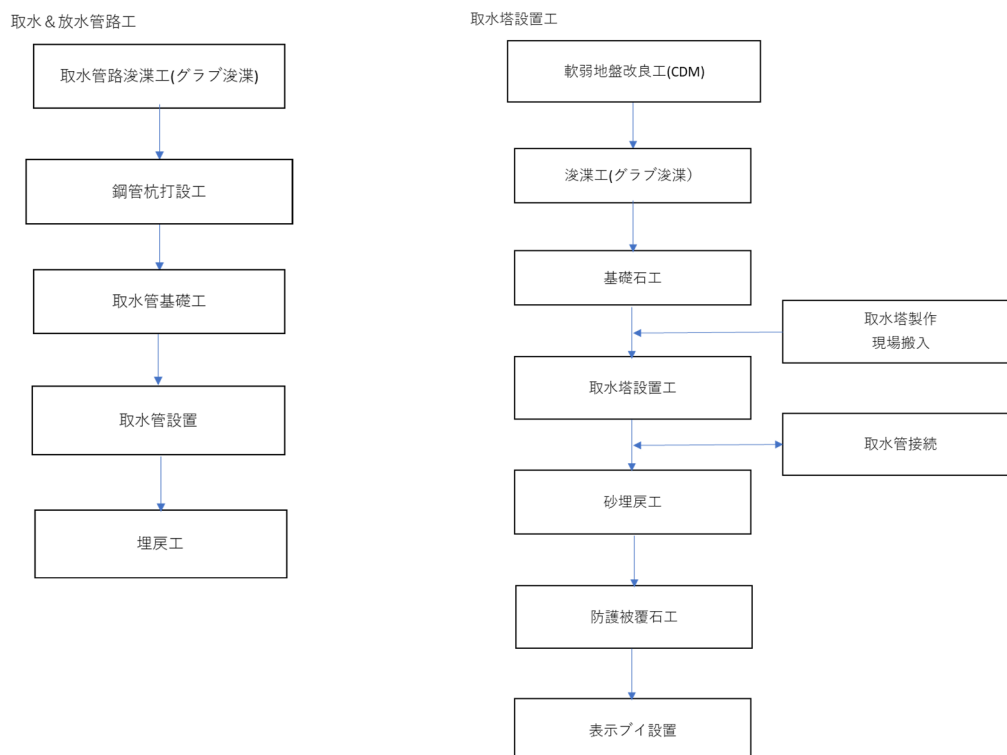


図 7-6-2-5 取放水管路と取水塔工事の施工フロー

(施工概要 & 条件)

- ・浚渫工は埋め立工と同様に、グラブ浚渫船と底開式土運船により行い、TNB より指定された海上投棄場が使用できるとして計画している。
- ・各管路の沈下対策工として行う、鋼管杭基礎工と CDM 地盤改良工は、杭打設船団及び CDM 改良船団を用いての海上施工で計画している。尚、各作業船団の工事は航行可能水深まで浚渫した後施工する。
- ・取放水管路工事に用いる資機材の荷役作業は、本プロジェクトで製作する仮設栈橋を利用して施工するとして計画している。

7.6.3 アンモニア受入栈橋

アンモニアの受入栈橋について、SGC 及び VLGC クラス 2 つのアンモニア船による搬入を想定し、栈橋ならびにワーキングプラットフォームを想定した。

アンモニア船が安全に入港するためには、各アンモニア船の満載時の喫水を考慮した水深が必要である。SGC クラスの満載時の喫水は約 9m、VLGC クラスでは約 11.6m であるため、余裕をもって水深 13～14mまで浚渫が必要となる。

また、この栈橋は、道路上で事故が発生した場合配管ラックに影響が及ばないように、道路橋と配管橋に分割する。工期短縮の為、海と陸からの同時施工を行う事が望ましい。橋台基礎が打設された後、順次上部工等を構築していく。また、同時にドルフィンの施工も行いう事が効率的である。

この受入栈橋工事については、30%の水素混焼開始前に、水素専焼時の分も含めて基礎と栈橋構造物を設置し、専焼時には相当する機器・配管を上部に設置する。

7.6.4 仮設栈橋

(a) 概要

発電所設備の 600t 程度の重量機器の荷役は、RO-RO 船による荷役を仮定し、幅 15.0m で勾配 3.5%~5.0% 程度のスロープ形状の杭基礎栈橋を設ける計画である。また、取放水工やその他資材の荷役施設として、同じ場所に天端高さ +5.0mMSL、幅 15m、の杭式栈橋を計画する。

仮設栈橋までの航路は取水管路の浚渫エリアを利用し、仮設栈橋の前面は -6.0mMSL (-3.0mCD) まで浚渫を行う。栈橋からの発電所エリアまでのアクセスも重量機器の荷重を考慮し、幅 15m の杭基礎構造とする。

下に仮設栈橋の平面図と断面図を示す。

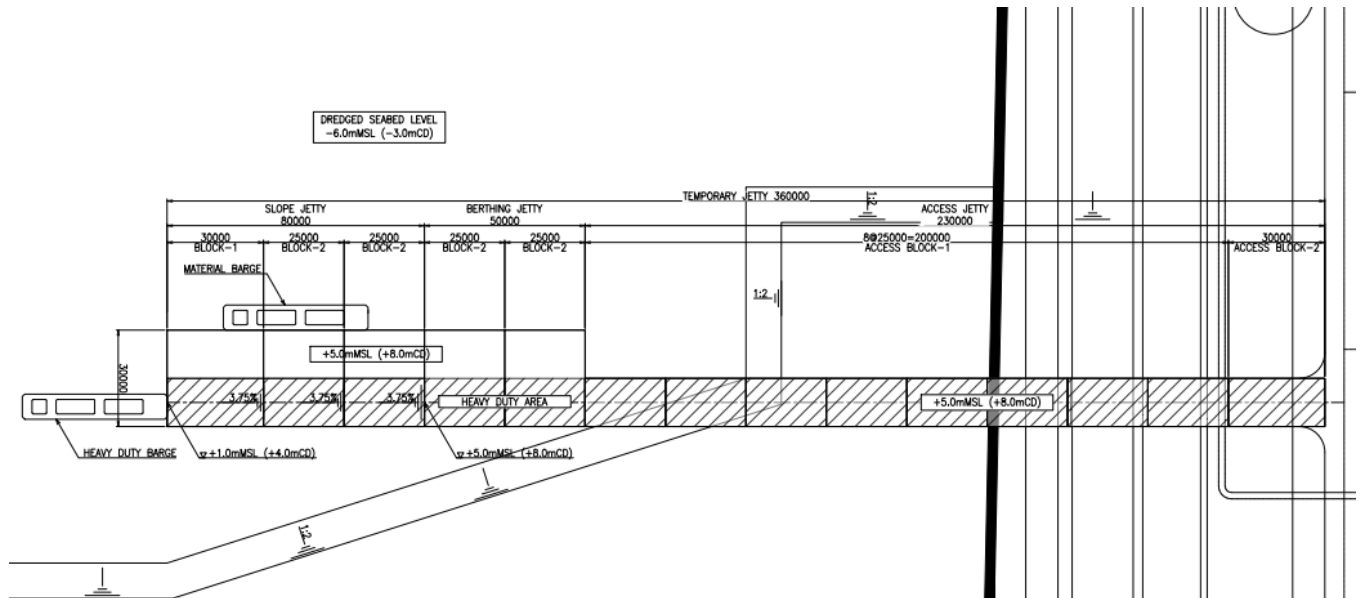


図 7-6-4-1 仮設栈橋平面図

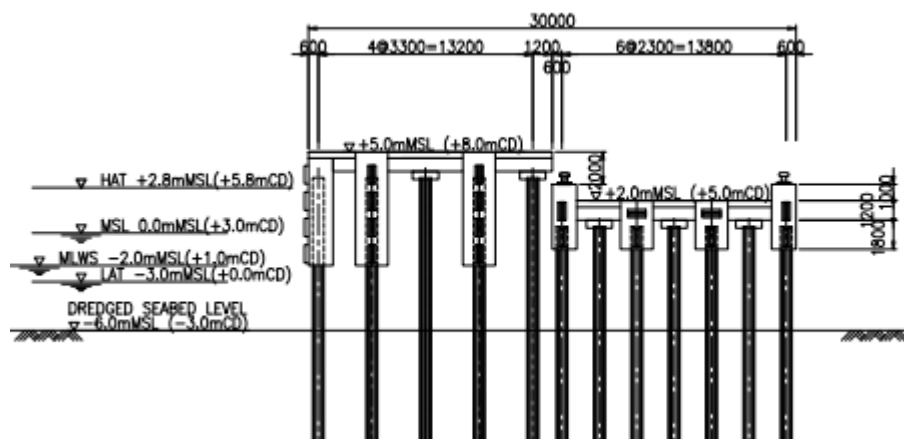


図 7-6-4-2 仮設栈橋断面図

(b) 概略施工フロー

下記に仮設栈橋の施工フローを示す。

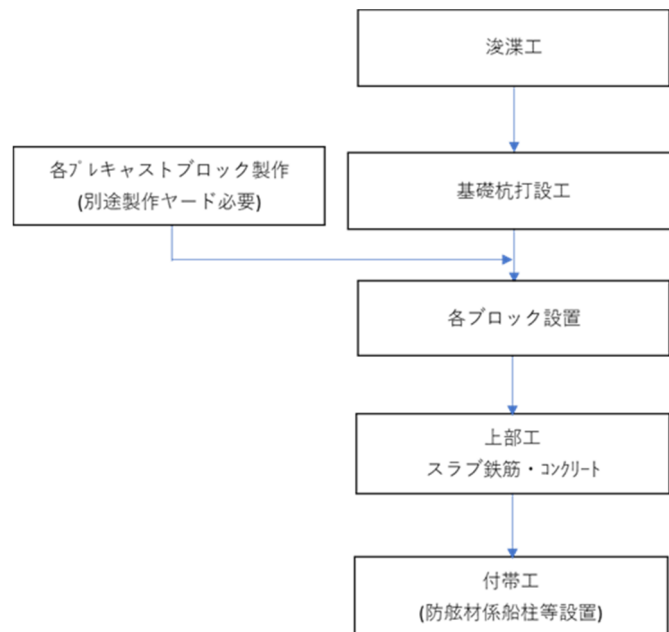


図 7-6-4-3 仮設栈橋の施工フロー

(施工概要 & 条件)

仮設栈橋の施工は、埋め立て工事と並行して行う計画であるので、仮設栈橋構築のための杭等の資機材は別途既設岸壁を用いて行うと仮定して計画している。

浚渫は取水管路の浚渫工と同時にグラブ浚渫船により行う計画である。

浚渫完了後、海上部は杭打ち船を用いて施工する。陸上部との取り合い部は、埋め立て砂を利用して仮設マウンドを設け、陸上機械を用いて施工する。尚、陸上機械施工用の仮設マウンドは、現地盤の滑りを考慮して検討し計画する必要がある。

杭打設完了後、梁やスラブの一部はプレキャストブロックを用いて施工し、各ブロック設置後、現場打ちコンクリートの施工をする。

7.6.4 タンク基礎

(a) 概要

アンモニアの貯蔵タンクはφ46mの円筒形で、容量は、30,000m³/基でタンク本体重量を 3000ton/基と計画されている。埋立地は盛り土による圧密沈下促進工法による地盤改良工は行われているが、重量構造物による沈下は考慮していないため、貯蔵施設は杭基礎構造として計画する。

タンク基礎杭はφ600mmPHC 杭を 2.0mピッチに配置し、-40mMSL~-50mMSL の砂質土層 (N>50)まで打設するとし、全長約 50m L の杭で計画している。

下記にアンモニアタンク基礎の平面図と断面図を明記する。

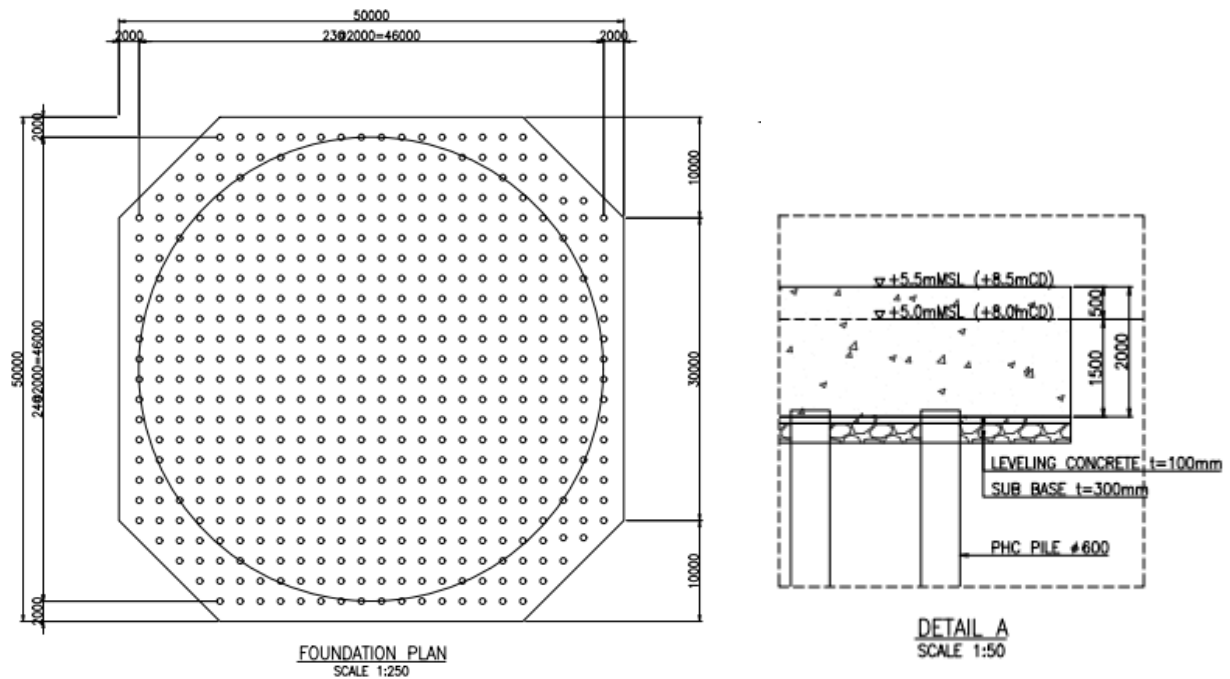


図 7-6-5-1 アンモニアタンク基礎図

(b) 概略施工フロー & 条件

下記にアンモニアタンク基礎の施工フローを示す。

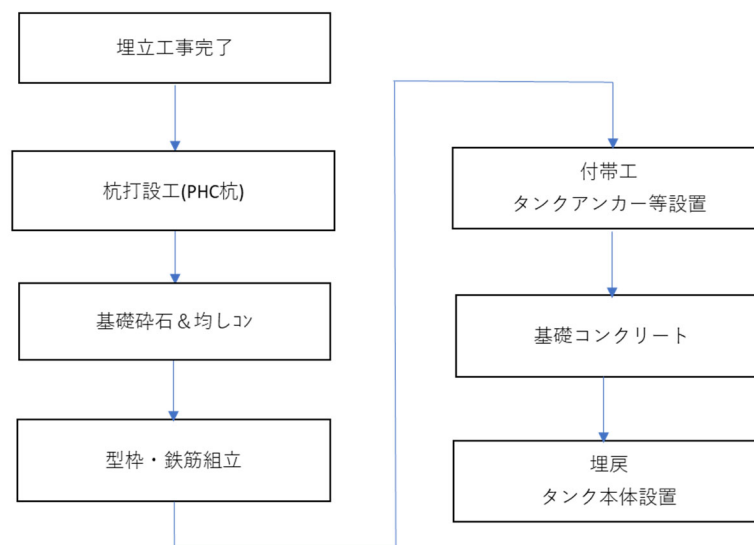


図 7-6-5-2 アンモニアタンク基礎の施工フロー

(施工概要 & 条件)

造成工事完了後、陸上杭打機を用いて杭打設を行う。PHC 杭は 8m/本～10m/本の杭を、打設にあわせて 4～5 か所継ぎながら施工する。尚、杭打設時の地盤高さはタンク基礎の根切地盤高さでの施工が望ましい。

杭打設完了後、基礎碎石、均しコン、杭等処理を行った後、基礎の鉄筋 & 型枠を組み立てる。

タンク本体用のアンカー等の付帯工を施工した後、基礎コンクリートを打設し、適切な養生を行い、所定の強度が確認出来た後、タンク本体を設置する。

このタンク基礎工事については、30%の水素混焼開始時には 30%混焼運転に必要な分、その後の水素専焼時には残りの必要分を行うものとする。

8. 概算事業費の算出

8.1 建設費用

発電所の EPC 費用につき、類似案件の工事費用を参考に、項目を分割して概算を行った。可能な項目については、地域性と単価、施工面積より費用を割り出した。

8.2 運転・維持費用

発電所の運転・維持費用については、下記の 3 点を考慮した。

- ・協力者より受領した GTCC(パワーブロック)の LTSA(長期メンテナンス契約)費用
- ・用役・薬品を含む発電所の運転・維持費用(水素・アンモニア設備を除く)
- ・水素・アンモニア設備の運転・維持費用

9. 事業スキーム・ファイナンス・採算性検討

9.1 事業スキーム

プラント建設については、マレーシア内外の EPC コントラクターが一式的建設を請け負うと見られる。GTCC の主機類を供給する GTCC サプライヤーはこの EPC コントラクターに対して機器を供給する他、LTSA に基づいて SPC に対して GTCC のメンテナンスを請け負う。

事業資金の一部は借り入れによると考えられ、マレーシア内外の民間銀行や公的資金に加え、本邦の JBIC からの融資や NEXI による貿易保険の利用可能性も高い。

9.2 ファイナンス

本邦企業の本事業への参画形態としては、本調査の検討対象であるガスタービンを、本邦メーカーが事業主（または EPC）に納入する形を想定している。

このことから、事業主を TNB Power Generation と想定し、事業主が事業の実施やガスタービン輸入に活用できるファイナンスメニューを整理した。本邦メーカーの参画可能性を高める観点から、国際協力銀行（JBIC）の支援を活用できることが望ましいと考え、ここでは JBIC のファイナンスメニューを整理した。以下で整理するもの以外にも JBIC では投資金融や出資等の支援を提供しているが、本事業での活用が想定できるものに絞って整理した。

9.2.1 輸出金融

下表にて輸出金融の概要を整理する。融資対象が外国の輸入者の場合をバイヤーズ・クレジット（B/C）、金融機関等の場合をバイヤーズ・ローン（B/L）という。本事業においては、GTCC の買主である事業主（または EPC コントラクター）への B/C や、TNB や Kapar Energy と取引のある現地金融機関への B/L が想定される（下図）。JBIC へのヒアリングによると、本事業においては以下の点に留意が必要である。

- 事業主が EPC コントラクターに EPC を発注する場合でも、事業主が EPC 調達のために輸出金融を活用することは可能
- ただし、この場合の EPC コントラクターは日本企業であることが望ましい。コントラクターが日本企業でない場合、EPC 総額に占める日本企業の設備等の割合を勘案して、輸出金融の適用可否を判断することになる。
- 輸出入契約が締結された後に、JBIC と事業者のローン契約を締結することになる。入札支援として、JBIC から関心表明レターの提供などのサポートは可能

表 9.2-1 輸出金融の概要

融資等の対象	特徴
・ 外国の輸入者（買主） ・ 外国の金融機関 ・ 日本企業や日系現地法人等の機械・設備や技術等の輸出・販売が対象	・ 発電設備等を始めとするプラントの輸出に適用可能 ・ OECD 公的輸出信用アレンジメント（最長返済・償還期間、最低貸出金利、15%の頭金など、公的支持における参加国間の取り決め）に基づき金額・金利が決定される。 ・ 通常、他の金融機関との協調融資で、JBIC の融資割合は 6 割程度

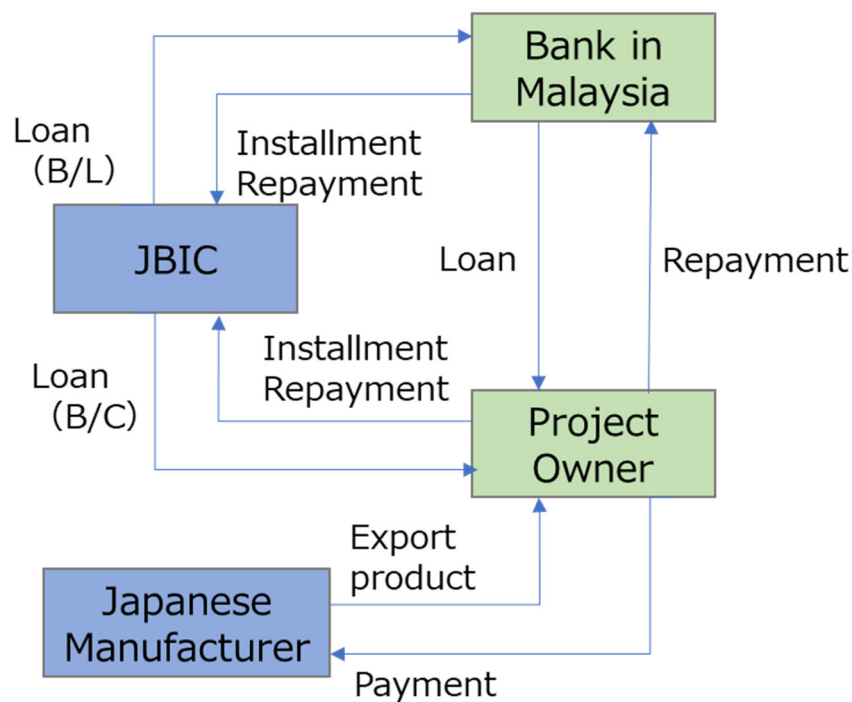


図 9.2-1 想定される輸出金融のスキーム

9.2.2 事業開発等金融

下表にて事業開発等金融の概要を整理する。本事業においては、融資を受けた現地金融機関が TNB や Kapar Energy に対して事業資金を融資するスキームが想定される(下図)。JBIC へのヒアリングによると、本事業においては以下の点に留意が必要である。

- 事業開発等金融はアンタイドであり、通常は国際入札によるプロジェクト発注の資金となる（このため随意契約を前提に進めている事業には不向き）。
- アンタイドである分、金利等の条件面で競争力のあるファイナンスを提供可能。OECD 基準の制約を受ける輸出金融に比べて柔軟性が高い。

表 9.2-2 事業開発等金融の概要

融資等の対象	特徴
・ 開発途上国・地域向け ・ 当該国・地域の地域国際金融機関や現地金融機関に対して JBIC が直接融資（融資を受けた金融機関等が地場企業等に転貸。） ・ JBIC から一般企業への直接融資は本メニューの対象外 ・ マレーシアで実行中の事業開発等金融はなし（2022 年 3 月 4 日時点）	・ 開発途上国等による事業や当該国の輸入に必要な資金等を供与するもの。 ・ 日本企業からの投資や資機材の購入を条件としていない（アンタイド）。このため、事業主が本資金を活用する場合でも、本邦企業による事業への関与が約束されるわけではない。 ・ 通常、他の金融機関との協調融資で、JBIC の融資割合は 6 割程度

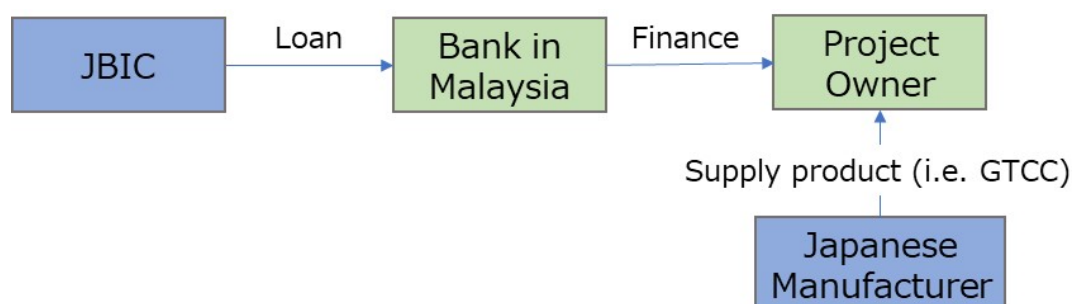


図 9.2-2 想定される事業開発等金融のスキーム

9.2.3 脱炭素推進ウインド

JBIC は脱炭素社会に向けた質の高いインフラの海外展開を支援することを目的とし、脱炭素推進ウインド（融資枠）を設定している。ファイナンス手法は上記（１）（２）やその他通常のファイナンスと同様であるが、当ウインドを活用することで金利等の条件が通常の融資に比べて低くなる場合がある。契約調印期限が 2022 年 6 月 30 日に設定されているため、本事業で当ウインドを活用することは難しいが、以下に概要を整理した。なお、期限後の後続ウインド等については、JBIC へのヒアリング時点では未定とのことであった。

- 対象案件は地球環境保全に資する案件。水素の製造・輸送・供給・利用等に関する事業や、高効率ガス火力発電も対象となり得る。
- 外為特会を活用することで適用される金利が通常の融資より低くなる場合がある。（ただし輸出金融については OECD 公的輸出信用アレンジメントに準拠）
- 融資割合は協調融資総額の 60%以下（地球環境保全に資する案件の場合）

9.3 事業採算性

9.3.1 シナリオ設定

水素利用型ガスタービンコンバインドサイクル（GTCC）発電を導入するプロジェクトの財務分析を、いくつかのシナリオにて条件を変化させて行った。

分析のアウトプットは、平準化電力コスト（LCOE）とそのパラメータに対する感度である。

メインシナリオ（シナリオ 1）は、第一フェーズでガス専焼の水素対応型 GTCC を導入し、第二フェーズで 水素 30%混焼に転換し、第三フェーズで 水素専焼に転換するものである。また、炭素コストも考慮されている。一方、シナリオ 4 は、水素利用と炭素コストを考慮しないものであり、現状に最も近いシナリオであると思われる。シナリオ 5 は、水素 30%混焼の第二フェーズを水素混焼開始時から PPA 終了時まで継続するシナリオである（水素専焼を想定しないシナリオ）。

表 9.3-1 シナリオ設定

Parameters	Scenario				
	1	2	3	4	5
H2 use (and related facilities)	Yes	Yes	No	No	Yes, 30% mix only
Carbon cost	Yes	No	Yes	No	Yes

9.3.2 条件設定

プロジェクトのスケジュールは 11 章で述べたとおりであるが、下表に財務分析で考慮した主要な時系列条件を示す。水素利用開始時、既に運転している発電設備も停止して改造を行う必要があるが、経済性検討にて capacity factor を 50%などと低く設定していることから、特にダウタイムを設けなくとも、その改造期間を吸収できると考えた。ただし、改造範囲はあくまで現時点の想定である。

表 9.3-2 時系列条件

Timings	Start	Period (years)	Note
GTCC construction	2025 (2 nd half)	4.0	
Commercial operation	2029 (2 nd half)	21.0	
Natural gas (NG) 100% operation	2029 (2 nd half)	6.0	シナリオ 1、2、5 の場合。シナリオ 3、4 では、全稼働期間において 100%天然ガス利用とする。
Construction for H2 30% mix	2033 (1 st half)	2.5	シナリオ 1、2、5 の場合
H2 30% mix operation	2035 (2 nd half)	5.0	シナリオ 1、2 の場合。シナリオ 5 の場合は 15 年間
Construction for H2 100%	2038 (1 st half)	2.5	シナリオ 1、2 の場合
H2 100% operation	2040 (2 nd half)	10.0	シナリオ 1、2 の場合

設備利用率は 50%を基本パラメータとし、感度解析で変化させた。GTCC に関連するその他の条件は、協力者の情報に基づいて設定した。水素利用時の性能につき、逆火や NOx を抑制する事が技術課題となっている為、現時点では出力・熱効率がガス専焼ケースを下回っている。この性能改善を目指して現在開発が進行中であり、目標はガス専焼時と同等の性能である。

表 9.3-3 発電条件

Factors	Value
Capacity factor	50.0%
Gross generation of GTCC (100% NG)	663.6 MW/unit
Gross generation of GTCC (30% H2 mix)	633.8 MW/unit
Gross generation of GTCC (100% H2)	632.0 MW/unit
Gross heat rate (100% NG)	5,706 kJ/kWh
Gross heat rate (30% H2 mix)	5,761 kJ/kWh
Gross heat rate (100% H2)	5,842 kJ/kWh
Auxiliary power ratio (100% NG)	3.87%
Auxiliary power ratio (30% H2 mix)	4.53%
Auxiliary power ratio (100% H2)	5.23%
Net generation of GTCC (100% NG)	637.9 MW/unit
Net generation of GTCC (30% H2 mix)	605.1 MW/unit
Net generation of GTCC (100% H2)	599.0 MW/unit
Net heat rate (100% NG)	5,936 kJ/kWh
Net heat rate (30% H2 mix)	6,034 kJ/kWh
Net heat rate (100% H2)	6,165 kJ/kWh

建設コストは、前章で述べた検討事項に基づき、調査団が積み上げたものである。

燃料費、メンテナンス費、カーボンプライシングなどの費用は、TNB の情報、協力者の情報、調査団の計算および調査に基づいた。

9.3.3 LCOE 計算

LCOE は IEA の "Project Costs of Generating Electricity 2020 Edition" を参照し、表 9.3-4 の計算式とパラメータで計算した。

表 9.3-4 LCOE の計算式とパラメータ

$LCOE = \frac{\sum (Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) * (1+r)^{-t}}{\sum MWh(1+r)^{-t}}$	
MWh	The amount of electricity produced annually in MWh;
$(1+r)^{-t}$	The real discount rate corresponding to the cost of capital
$Capital_t$	Total capital construction costs in year t
$O\&M_t$	Operation and maintenance costs in year t
$Fuel_t$	Fuel costs in year t
$Carbon_t$	Carbon costs in year t
D_t	Decommissioning costs in year t

各シナリオの LCOE は下図の通りとなった。現在の運転条件に近いと思われるシナリオ 4 では 0.346RM/kWh となっている。マレーシアにおける 1400MW クラスの GTCC 発電による Market Tariff は 0.35～0.37RM/kWh であるが、下図の LCOE は capacity factor で 50% を前提とした試算である。実際には capacity factor は 50% より大きくなる可能性が高いが、capacity factor が上がることで LCOE は大きく改善する（感度分析のセクションで詳述）。

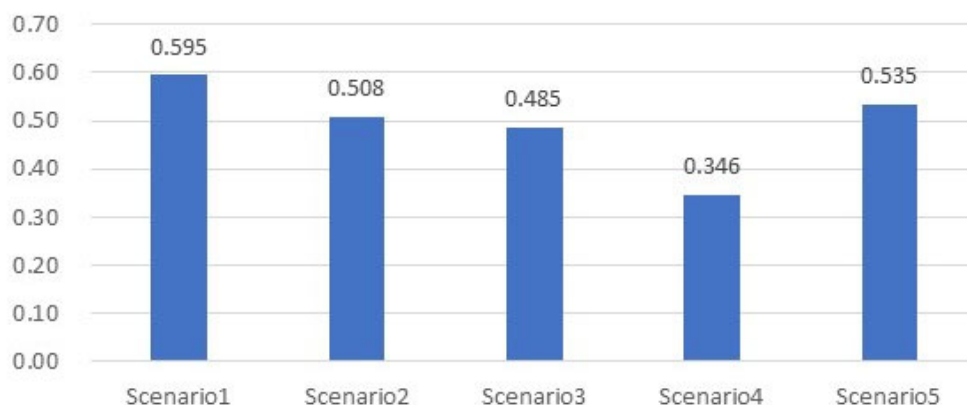


図 9.3-1 シナリオ毎の LCOE (RM/kWh)

LCOE 算出の基となる各シナリオのコスト内訳と総コストに対する比率を下図に示す（コスト内訳は「（2）条件設定」で示した各種コストの発生タイミングと割引率を考慮した現在価値）。

最大のコストである燃料費は、シナリオ 1・2（水素利用シナリオ）とシナリオ 3・4（水素利用なしシナリオ）で 1.46 倍の差がある。水素（アンモニア）価格の低下が、水素発電のコスト低下に大きく寄与するといえる。シナリオ 5（水素 30% 混焼）は、シナリオ 1 と比較して燃料費を抑えつつ、シナリオ 3 と比較して炭素コストを削減できるシナリオであり、LCOE

は両者の中間となっている。

CAPEX はシナリオ 1・2 とシナリオ 3・4 で 1.33 倍の差があり、水素受入・貯蔵設備等の CAPEX 削減も水素利用シナリオの LCOE を下げるうえでは重要であると言える。

シナリオ 3（水素利用なし、炭素コストあり）では炭素コストが全体の 29%を占めることから、炭素税等が導入される国では、水素を含む低炭素燃料の使用が LCOE を引き下げる可能性を秘めていることが示唆される。

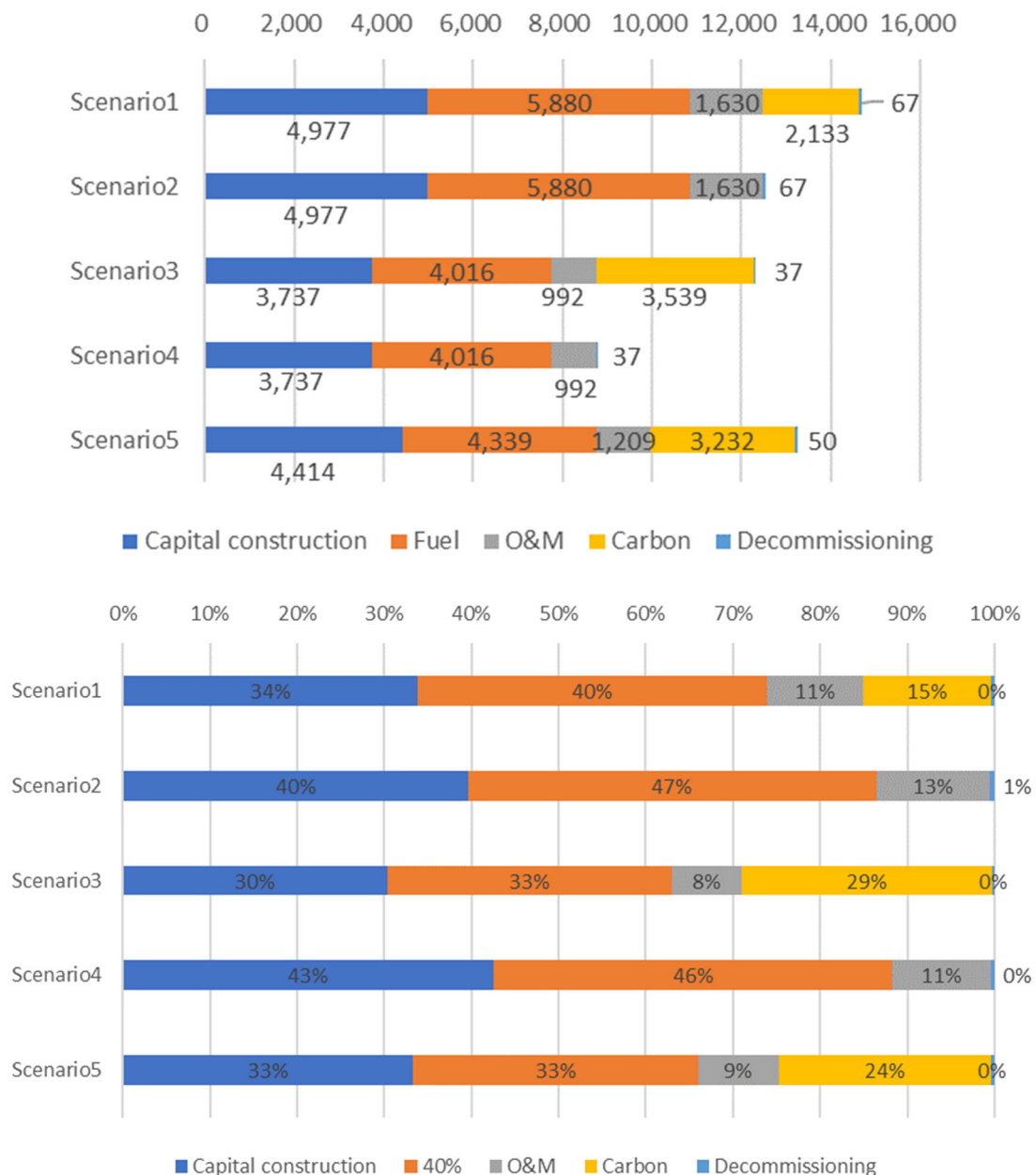


図 9.3-2 シナリオ毎のコスト内訳 (RM) と割合 (%)

9.3.4 感度解析

シナリオ 1（水素利用あり、炭素コストあり）について、いくつかのパラメータの LCOE に対する感度を分析した。分析したパラメータは、設備利用率 (50%~90%)、建設費 (CAPEX: ベース比 70%~130%)、アンモニア価格 (200~500\$/ton)である。パラメータを変化させた場合の LCOE の計算結果を表 9.3-1,11,12 に示す。

これらの分析から、設備利用率の向上とアンモニア価格の下落が LCOE 削減に比較的大きな影響を与えることがわかる。いずれのケースでもマレーシアにおける現在の Market Tariff に比べてギャップがある結果となっており、水素等の低炭素燃料による発電の普及には、燃料価格の低減とともにその価格を反映した適正なタリフの設定が求められると言える。

表 9.3-5 CAPEX とアンモニア価格の感度解析

RM/kWh	CAPEX				
NH3 cost	80%	90%	100%	110%	120%
500 (\$/ton)	0.622	0.635	0.647	0.659	0.671
450	0.605	0.617	0.629	0.642	0.654
400	0.588	0.600	0.612	0.624	0.636
350	0.570	0.583	0.595	0.607	0.619
300	0.553	0.565	0.577	0.590	0.602
250	0.536	0.548	0.560	0.572	0.584
200	0.518	0.530	0.543	0.555	0.567

表 9.3-6 設備利用率とアンモニア価格の感度解析

RM/kWh	Capacity factor				
NH3 cost	50%	60%	70%	80%	90%
500	0.647	0.612	0.583	0.558	0.537
450	0.629	0.596	0.568	0.545	0.525
400	0.612	0.580	0.554	0.532	0.513
350	0.595	0.565	0.539	0.518	0.500
300	0.577	0.549	0.525	0.505	0.488
250	0.560	0.533	0.511	0.492	0.476
200	0.543	0.517	0.496	0.479	0.464

表 9.3-7 設備利用率と CAPEX の感度解析

RM/kWh	Capacity factor				
CAPEX	50%	60%	70%	80%	90%
130%	0.668	0.631	0.600	0.574	0.552
120%	0.643	0.609	0.580	0.556	0.535
110%	0.619	0.587	0.560	0.537	0.518
100%	0.595	0.565	0.539	0.518	0.500
90%	0.570	0.542	0.519	0.500	0.483
80%	0.546	0.520	0.499	0.481	0.466
70%	0.522	0.498	0.479	0.463	0.449

シナリオ 4（水素利用なし、炭素コストなし）について、設備利用率ごとの LCOE を図 9.3-3 に示す。本調査の検討対象とした GTCC は、高効率・最新の設備であることから、導入された際は高い稼働率での運転が想定される。稼働率が 60%以上となる場合、LCOE は Market Tariff 0.35~0.37RM/kWh を下回り、稼働率 90%では 0.262RM/kWh となる。今回の積算および事業性分析には、軟弱地盤対策や海洋土木工事など、通常の発電所に比べて CAPEX が高くなる要素を含んでいることを考慮すると、本 GTCC は現在のビジネス環境下（水素利用なし、炭素コストなし）において、マレーシアの既存の発電システムに対してコスト競争力を有していることが示唆される。

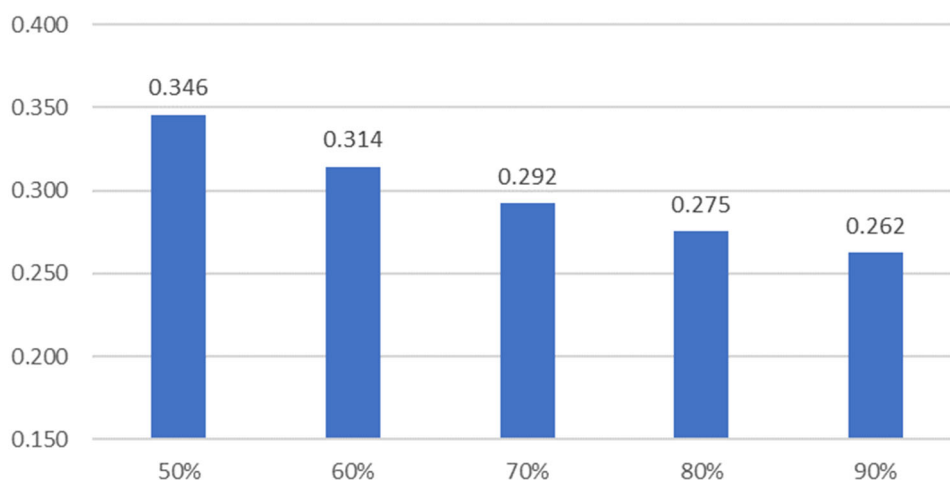


図 9.3-3 設備利用率ごとの LCOE (RM/kWh)

9.3.5 追加想定による検討

水素利用型 GTCC の競争力が高まる要素として、炭素コストの上昇、アンモニア価格の低下、設備利用率の向上、CAPEX の削減、カーボンプレジット利用等が考えられる。このなかから、上記で設定した各種パラメータに表 9.3-8 で示す仮定を加え、LCOE を計算した。上記前提条件と比べ、政策的・経済的な脱炭素圧力がより強まる市場環境を想定している。

表 9.3-8 LCOE の計算における追加前提

パラメータ	値	説明
アンモニア価格	280USD/トン	現想定価格 350USD/トンから 20%価格が低減と仮定
天然ガスからの排出 (NG)	0.40 tCO2/tNG	天然ガス生産に伴う温室効果ガス排出量（スコープ 3 排出量）を追加で考慮。NG 燃焼時の排出係数と Gas Strategies Group Ltd.の報告書のデータから推定した。
排出量取引制度 (ETS)クレジット	177.66 RM/tCO2: 2030 年までとそれ以降 236.88 RM/tCO2: 2040 年以降	東京都の ETS における現在のクレジット価格を参照。クレジットは以下の LCOE 計算においてコスト低減要因として算入している。
稼働率	水素 30%混焼時：70% 水素専焼時：90%	将来、再生可能エネルギー（ここでは水素）による電力が優先的に供給され、稼働率が高く保たれることを想定。

上記の追加前提のもと、脱炭素圧力がより強まる事業環境下での水素利用の効果を評価することを目的に、シナリオ 1、シナリオ 3、シナリオ 5 の LCOE を比較した（図 9.3-4）。この結果から、マレーシアの脱炭素政策やアンモニア価格

低減が現在の想定より進み、特定の条件を満たす場合には、水素混焼・専焼での発電（シナリオ 1）は、天然ガスでの発電（シナリオ 3）や水素 30%混焼での発電（シナリオ 5）と比較して、LCOE 面で競争力を有することが示唆される。なお、図 9.3-5 のとおり、ライフタイムコストはシナリオ 1、シナリオ 5、シナリオ 3 の順で大きくなるが、表 9.3-8 で示した稼働率の前提により、総発電量もシナリオ 1、シナリオ 5、シナリオ 2 の順で大きくなる。このため、LCOE を計算すると、図 9.3-4 のようにシナリオ 1（水素 30%混焼、専焼）が最も低い LCOE となる。

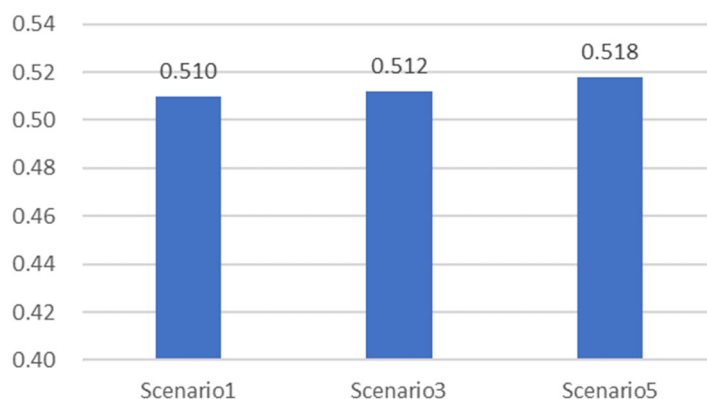


図 9.3-4 追加前提のもとでの LCOE (RM/kWh)

この計算では、ベースライン（天然ガス 100%での発電）とプロジェクト（天然ガスと水素による発電）の比較による排出削減によってクレジットが創出されると仮定し、クレジットの取引収入をライフタイムコストの低減要因として算入している（図 9.3-5）。クレジットの取引価格によるところは大きいですが、クレジットも LCOE に一定の影響を与え得るといえる。

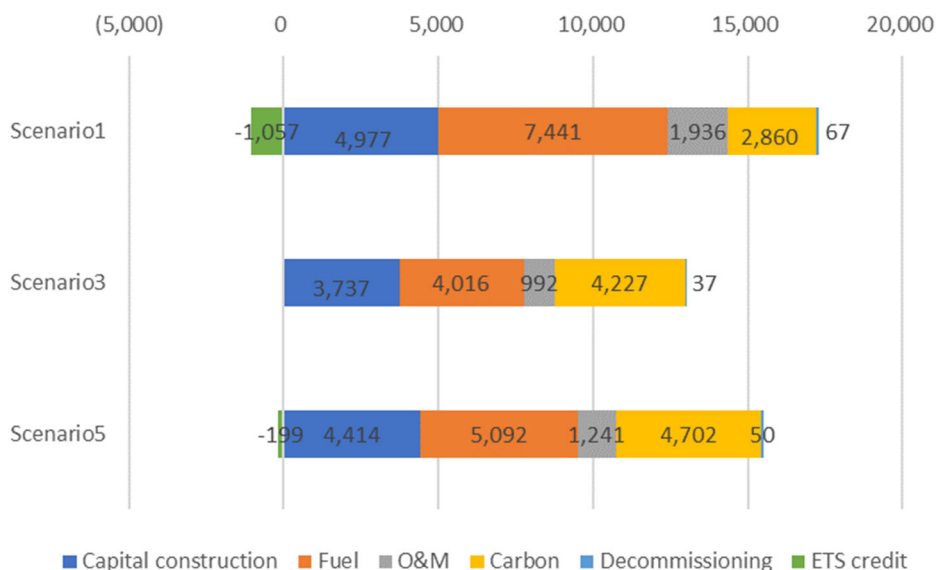


図 9.3-5 追加想定のもとでの LCOE の内訳 (RM/kWh)

10. 環境社会配慮

10.1 法規・制度の概要

マレーシアでは、環境対策に対する初の基本法として 1974 年環境法(Environmental Quality Act 1974)が制定された。この 1974 年環境法は制定後、環境状況の変化を受けて 1985 年、1996 年、1998 年、2012 年の 4 度改正されている。このうち、1985 年改正では、開発行為による自然破壊などが社会問題化したことを受けて、環境破壊の未然防止を目的に大規模な開発を対象とした EIA 制度が導入された。また 1996 年の改正では、急速な経済成長によって多発する環境違反に対応するため、環境規制違反に対する罰則の強化が行われた。2012 年の改定では、所定の行為の禁止命令や調査、逮捕などの権限が追加された。

10.2 環境社会配慮(EIA、情報公開、住民移転、用地取得等)に関連する法令や基準等

10.2.1 マレーシアの EIA 概要

マレーシアにおける EIA は、「環境基準法(Environmental Quality Act 1974)」に基づき、1987 年に EIA に関する環境命令(Environmental Quality (Prescribed Activities) (Environmental Impact Assessment) Order 1987)が策定され、1988 年に施行された(表 10-2-1)。その後、1995 年、2000 年、2007 年、2009 年に EIA に関する環境命令が改定され、最近では 2015 年の EIA に関する環境命令(Environmental Quality (Prescribed Activities) (Environmental Impact Assessment) Order 2015)の改定に基づき、2016 年 7 月に EIA ガイドライン(Environmental Impact Assessment (EIA) Guideline)が発表された。

表 10-2-1 1974 年環境法に基づいて制定された規制リスト³⁹

N o.	規則名	P.U. (A)	EFFECTIVE DATE OF ENFORCEMENT
1	Environmental Quality (Prescribed Premises) (Crude Palm Oil) Regulations 1977	342	1st July, 1977
2	Environmental Quality (Licensing) Regulations 1977	198	1st October, 1977
3	Environmental Quality (Clean Air) Regulations 1978	280	1st October, 1978
4	Environmental Quality (Compounding of Offences) Rules 1978	281	1st October, 1978
5	Environmental Quality (Prescribed Premises) (Raw Natural Rubber) Regulations 1978	338	1st December, 1978
6	Environmental Quality (Sewage and Industrial Effluents) Regulations 1979 (Revoked by PU(A) 432/2009)	12	1st January, 1981
7	Environmental Quality (Control of Lead Concentration in Motor Gasoline) Regulations 1985	296	1st August, 1986
8	Environmental Quality (Motor Vehicles Noise) Regulations 1987	24 4	1st July, 1987
9	Environmental Quality (Prescribed Activities) (Environmental Impact Assessment) Order 1987	36 2	1st April, 1988

³⁹ Department of Environment Ministry of Natural Resources and Environment. Environmental Requirements: A Guide For Investors, 2010

10	Environmental Quality (Scheduled Wastes) Regulations 1989 (Revoked by PU(A) 294/2005)	139	1st May, 1989
11	Environmental Quality (Prescribed Premises) (Scheduled Wastes Treatment And Disposal Facilities) Order 1989	140	1st May, 1989
12	Environmental Quality (Prescribed Premises) (Scheduled Wastes Treatment And Disposal Facilities) Regulations 1989	141	1st May, 1989
13	Environmental Quality (Prescribed Premises) (Crude Palm Oil) Order 1977	199	1st July, 1978
14	Environmental Quality (Prescribed Premises) (Raw Natural Rubber) Order 1978	250	1st April, 1979
15	Environmental Quality (Delegation of Powers on Marine Pollution Control) Order 1993	276	24th September, 1993
16	Environmental Quality (Prohibition on the use of Chlorofluoro-carbons and other Gases as Propellants and Blowing Agents) Order 1993	434	25th October, 1993
17	Environmental Quality (Delegation of Powers on Marine Pollution Control) Order 1994	537	18th December, 1994
18	Environmental Quality (Prohibition on the Use of Controlled Substance in Soap, Synthetic Detergent and other Cleaning Agents) Order 1995	115	15th April, 1995
19	Environmental Quality (Control of Emission from Diesel Engines) Regulations 1996	429	1st September, 1996
20	Environmental Quality (Control of Emission from Petrol Engines) Regulations 1996	543	1st November, 1996
21	Environmental Quality (Refrigerant Management) Regulations 1999	451	1st January, 2000
22	Environmental Quality (Halon Management) Regulations 1999	452	1st January, 2000
23	Environmental Quality (Delegation of Powers) Order 1999 (Revoked by PU(A) 365/2005)	501	15th November, 1999
24	Environmental Quality (Compounding of Offences) (Open Burning) Rules 2000	310	21st August, 2000
25	Environmental Quality (Delegation Of Powers) (Investigation of Open Burning) Order 2000	311	21st August, 2000
26	Environmental Quality (Delegation of Power) (Halon Management) Order 2000	490	29th December, 2000
27	Environmental Quality (Delegation of Powers) (Perbadanan Putrajaya) Order 2002	233	2nd June, 2002
28	Environmental Quality (Appeal Board) Regulations 2003	115	21st April, 2003
29	Environmental Quality (Declared Activities) (Open Burning)	46	1st January, 2004

	Order 2003	0	
30	Environmental Quality (Control of Emissions From Motorcycles) Regulations 2003	464	1st January, 2004
31	Environmental Quality (Dioxin and Furan) Regulations 2004	104	1st May, 2004
32	Environmental Quality (Prescribed Conveyance) (Scheduled Wastes) Order 2005	293	15th August, 2005
33	Environmental Quality (Scheduled Wastes) Regulations 2005	294	15th August, 2005
34	Environmental Quality (Delegation of Powers) Order 2005	365	2nd September, 2005
35	Environmental Quality (Control of Petrol And Diesel Properties) Regulations 2007	145	1st April, 2007
36	Environmental Quality (Sewage) Regulations 2009	432	10th December, 2009
37	Environmental Quality (Control of Pollution From Solid Waste Transfer Station and Landfill) Regulations 2009	433	10th December, 2009
38	Environmental Quality (Industrial Effluent) Regulations 2009	434	10th December, 2009
39	Environmental Quality (Clean Air) Regulations 2014	151	4th June 2014
40	Environmental Quality (Prescribed Activities) (Environmental Impact Assessment) Order 2015	195	28th August 2015

10.2.2 対象国の EIA 制度と承認までの過程

マレーシアにおける EIA の手続きフローは図 10-2-1 のとおりである。EIA の実施及び申請は、DOE に登録されている専門家に依頼する必要がある。

本事業は 2015 年の EIA に関する環境命令 (Environmental Quality (Prescribed Activities) (Environmental Impact Assessment) Order 2015) の附則 1 (表 10-2-2) によって EIA の対象事業として指定され、作成した EIA 報告書は DOE の州事務所 (DOE の出先機関) が審査と承認を行う (表 10-2-3)。また、事務局長の書面による指示がない限り、一般公開やパブリックコメントを必要としない。

表 10-2-2 2015 年の EIA に関する環境命令の附則 1⁴⁰

No.	対象事業	対象事業となる条件等
9	石油関連施設	✓ 石油・ガスの分離・処理・処理・貯蔵施設の建設 ✓ 商業地、工業地、住宅地から 3km 以内に、ガソリン、ガス、ディーゼルの合計貯蔵量が 6 万バレル以上の製品貯蔵所 (サービスステーションを除く) を建設すること。
11	発電・送電	✓ 化石燃料 (石炭以外) を使用し、送電線の有無にかかわらず 10MW 以上の容量を有する蒸気発生発電所の建設 ✓ 送電線の有無にかかわらず、複合発電所の建設 ✓ 環境影響を受けやすい地域 (※) における送電線の建設

※ : 「環境影響を受けやすい地域」とは Town and Country Planning Act 1976 [Act 172] に基づく開発計画、または、国家空間計画で指定された地域。

⁴⁰ Department of Environment. ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT GUIDELINE IN MALAYSIA, 2016

表 10-2-3 EIA 報告書の提出要件⁴¹

項目	詳細(附票 1 に記載のある事業の場合)
EIA 報告書の提出	DOE の州事務所(DOE の出先機関)へ提出する。 (注：事業が 2 つ以上の州にまたがる場合は、附則 1 の事業であっても、EIA 報告書を DOE の本部に提出し、本部が審査と承認を行う。)
提出すべき EIA 報告書の数	・州事務所へ最低 12 部のハードコピーと 1 つのソフトコピー ・DOE の本部へ最低 1 部のハードコピーと 1 つのソフトコピー

⁴¹ Department of Environment. ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT GUIDELINE IN MALAYSIA, 2016

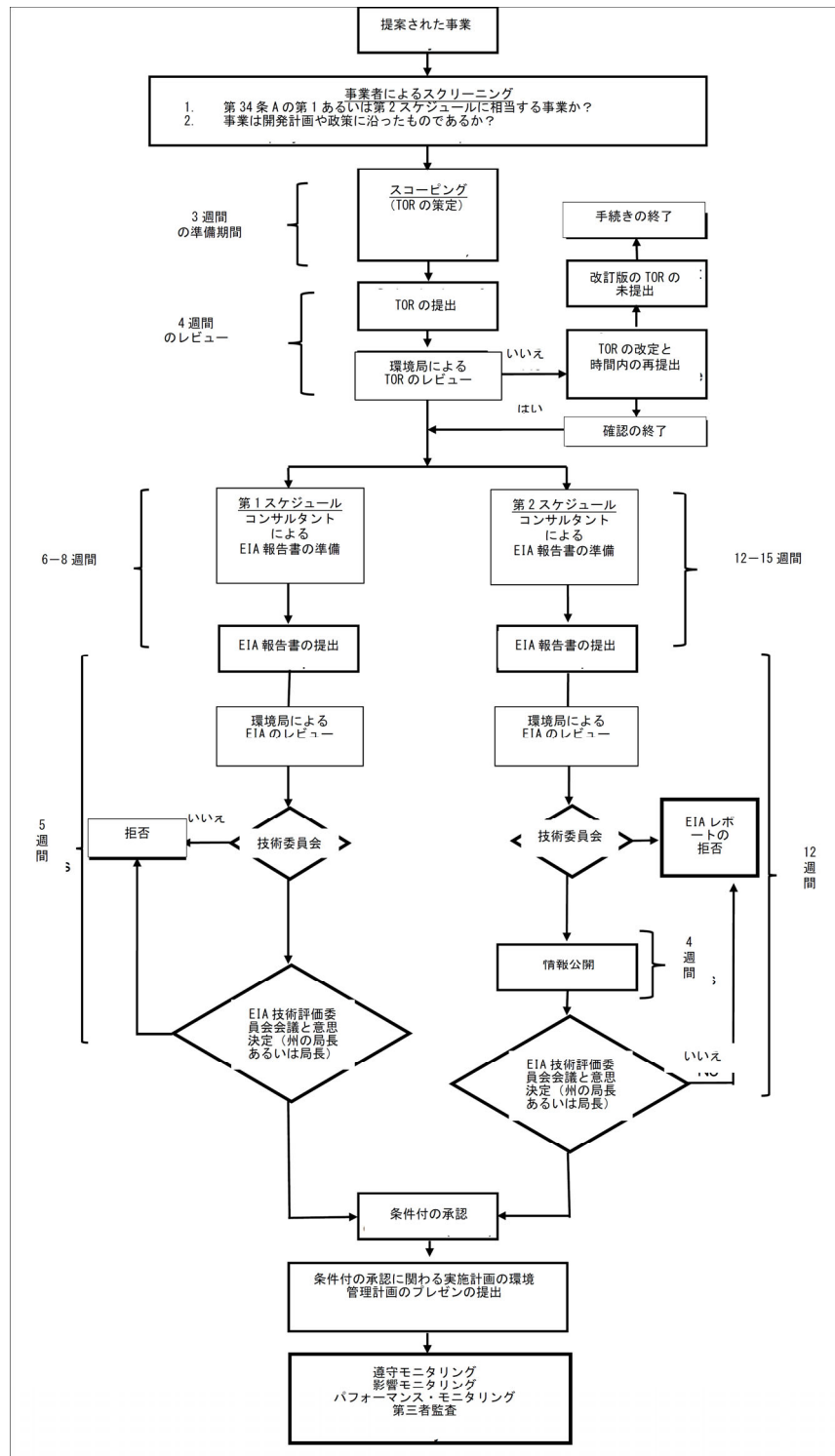


図 10-2-1 マレーシアにおけるEIAの手続きフローと承認期間⁴²

⁴² 公益財団法人 地球環境戦略研究機関. 日本企業の海外における事業展開に際しての環境影響評価ガイドブック～マレーシア編～, 2019

10.2.3 EIA に該当する制度の確認

EIA に係る制度や法令を表 10-2-4 に記載する。

表 10-2-4 EIA に係る制度や法令⁴³

活動	法律とその他の要求事項
事業地の整備と土地の整備	環境法(改定) Environmental Quality Act (Amendment)2012 年
	国家土地法(改定) National Land Code Act (Amendment)2016 年
	土地保全法 Land Conservation Act1960 年
	排水工事令 Drainage Works Ordinance 1954 年(1988 年改定)
	都市雨水管理マニュアル Urban stormwater management Manual 2012 年
	道路・排水・建築法 STREET, DRAINAGE AND BUILDING ACT 1974 年
	町と国の計画法(改定) TOWN AND COUNTRY PLANNING ACT (AMENDMENT) 2001 年
	土壌汚染防止と緩和策に関する文書作成のためのガイダンス文書 Guidance Document For The Preparation of The Document on Land Disturbing Pollution Prevention and Mitigation Measures (DOE) 2016 年
	罰金等に関する環境規則 Environmental Quality (Compound of Offences) Rules 1978 年
	工場および機械(安全、健康および福祉)規制 Factories and Machinery (Safety, Health and Welfare) Regulation 1970 年
水質規制とモニタリング	環境法(改定) Environmental Quality Act (Amendment) 2012 年 - 25 項 : 内水汚染防止 Sec. 25: Restriction of pollution on inland water
	罰金等に関する環境規則 Environmental Quality (Compound of Offences) Rules) 1978 年
排水と下水	パラメータの排水基準は、2012 年環境品質法(改正)および 2009 年環境品質(下水)規制に準拠するものとする The effluent criteria for the parameters shall adhere to the Environmental Quality Act (Amendment) 2012 and the Environmental Quality (Sewage) Regulations 2009 年

⁴³ 公益財団法人 地球環境戦略研究機関。日本企業の海外における事業展開に際しての環境影響評価ガイドブック～マレーシア編～, 2019

	地方自治体法 Local Government Act 1976 年 - 69 項：流域における迷惑行為 Sec. 69: Committing nuisance in streams
	DOE によるマレーシアの国家水質基準 The National Water Quality Standards for Malaysia (NWQS) by the DOE.
騒音と大気の規制とモニタリング	マレーシアの大気環境基準 Malaysian Ambient Air Quality Standards 2013 年
	環境法(ディーゼルエンジンからの排出物の管理)規制 Environmental Quality (Control of Emission from Diesel Engines) Regulations 1996 年
	環境法(ガソリンエンジンからの排出物の管理)規制 Environmental Quality (Control of Emission from Petrol Engines) Regulations 1996 年
	環境法(許可)規制 Environmental Quality (Licensing) Regulations 1977 年
	罰金等に関する環境規則(野焼き) Environmental Quality (Compound of Offences) Rules (Open Burning) Rules 2000 年
	罰金等に関する環境規則 Environmental Quality (Compound of Offences) Rules 1978 年
	環境法(改定) Environmental Quality Act (Amendment) 2012 年 - 22 項：大気汚染防止 Sec. 22: Restriction of pollution at the atmosphere - 野焼きの禁止 Prohibition of open burning - 23 項：騒音防止 Sec. 23: Restriction of noise pollution
	工場および機械(騒音)規制 Factories and Machinery (Noise Exposure) Regulations (DOSH) 1989 年
	大気浄化規制 Clean Air Regulations 2014 年
固形廃棄物管理・指定廃棄物管理	一般廃棄物(産業廃棄物、商業廃棄物、および家庭廃棄物)は地方自治体法の元で規制 General waste (industrial, commercial and domestic waste) is controlled under the Local Government Act 1976 年
	環境法(指定廃棄物)規制及びその適用規制 Environmental Quality (Scheduled Waste) Regulations & its applicable Regulations 2005 年

	罰金等に関する環境規則 Environmental Quality (Compound of Offences) Rules 1978 年
--	--

10.2.4 対象国が加盟している条約や近隣国との合意文書等について

マレーシアは様々な多国間環境協定を締結しており、表10-2-5に示す。

表 10-2-5 マレーシアが締結する多国間環境協定⁴⁴

No.	条約名
1	ASEAN Agreement on Transboundary Haze
2	Basel Convention on the Control of Transboundary Movement of Hazardous Wastes and their Disposal
3	Cartagena Protocol on Biosafety (CPB)
4	Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora (CITES)
5	Convention on Wetlands of International Importance (Ramsar Convention)
6	Kyoto Protocol to the UNFCCC
7	Montreal Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer
8	Rotterdam Convention
9	Stockholm Convention on Persistent Organic Pollutants
10	United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)
11	United Nations Convention on the Law of the Sea (UNCLOS)
12	Vienna Convention for the Protection of the Ozone Layer
13	World Heritage Convention (WHC)

10.2.5 関係機関(環境社会配慮管轄機関、その他関連機関、NGO 等)

NRE の下部組織である DOE は、環境法に基づき規制を実施する中核機で、DOE は全国各地に州事務所と地方事務所を設置し、工場排ガスや排水の監視、大気汚染、水質汚濁等のモニタリング、EIA 等の環境行政を担当している。マレーシアの EIA に関連する政府機関は表 10-2-6 のとおり。

表 10-2-6 マレーシアの EIA に直接的に関連する政府機関のリスト⁴⁵

関連省庁	ホームページのリンク
マレーシア公共事業局 Public Works Department Malaysia	https://www.jkr.gov.my/en
マレーシア鉱物と地理科学局 Department of Mineral and Geoscience Malaysia	https://www.jmg.gov.my/en/
灌漑と下水局 Department of Irrigation and Drainage	https://www.water.gov.my/
連邦都市・農村計画局	https://www.townplan.gov.my/index.php

⁴⁴ Malaysia Biodiversity Centre (MBC). Malaysia Biodiversity Information System (MyBIS),
<<https://www.mybis.gov.my/one/>>

⁴⁵ 環境省. アジア 9 カ国の環境影響評価制度(マレーシア編・平成 31 年 3 月), 2019

Federal Department of Town and Country Planning	
マレーシア半島野生生物と国立公園局 Department of Wildlife and National Parks Peninsular Malaysia	http://www.wildlife.gov.my/index.php/en/
マレー半島森林局 Forestry Department Peninsular Malaysia	https://www.forestry.gov.my/index.php/en/
連邦領土局土地と鉱業室 Federal Territories Director of Lands and Mines Office	http://www.ptgwp.gov.my/portal/web/guest/homepage?target=home-link
マレーシア保健省 Ministry of Health Malaysia	http://www.moh.gov.my/english.php
マレーシア海上局 Marine Department Malaysia	http://www.marine.gov.my/jlmv4/
マレーシア漁業局 Department of Fisheries Malaysia	https://www.dof.gov.my/
オランアスリ開発局 Department of Orang Asli Development	http://www.jakoa.gov.my/en/

10.3 本案件の環境社会面への影響

本事業による環境社会面への影響は、表 10-3-1 に示すとおりである。

水素利用可能な GTCC 導入事業の実施に伴い、大気質、騒音・振動、水質、廃棄物、悪臭、生態系、生活/生計などの環境面への影響が想定される。一方、発電所建設に伴う住民移転等は発生しない見込みであり、新エネルギー利用による発電量の増加、環境負荷の低減、新たなエネルギー市場の創出などの社会面の正の影響も想定される。

表 10-3-1 事業による主な環境社会への影響

影響項目	影響概要
大気質	【工事中】 工事の実施に伴う建設機械の稼働、工事車両の走行等による粉じん、排気ガスの影響が想定される。 【供用時】 発電所の供用による排気ガスの発生が想定される。
騒音・振動	【工事中】 工事の実施に伴う建設機械の稼働、工事車両の走行等による騒音・振動の影響が想定される。 【供用時】 発電所の供用による騒音・振動の発生が想定される。
水質	【工事中】 工事の実施に伴う土地造成、栈橋の設置等による濁水の発生が想定される。 【供用時】 発電所の供用に伴う排水の発生が想定される。
地盤沈下	【工事中/供用時】 事業による地下水利用は想定されないものの、事業地は軟弱地盤のため適切な地盤対策が必要である。
廃棄物	【工事中】 工事の実施に伴う建設廃棄物の発生が想定される。 【供用時】 発電所の供用に伴う廃棄物の発生が想定される。
悪臭	【供用時】 発電所の供用時にアンモニアを使用する場合、管理状況・運転状況によっては悪臭の発生の可能性が考えられる。
底質	【工事中】 栈橋付近の浚渫による影響が想定される。
生態系	【工事中】 工事の実施に伴う濁水発生、土地の改変、浚渫、騒音・振動等による影響が想定される。 サイト周辺の沿岸にはマングローブが生育しており、取放水設備、栈橋等の設置状況によっては伐採等の影響の可能性が考えられる。 【供用時】 発電所の供用に伴う温排水による影響が想定される。

用地取得/住民移転	【工事前】 事業予定地は事業者の所有地であることから、用地取得/住民移転は発生しない。しかしながら、アクセス道路の敷設・ガスパイプラインの延長時に用地取得の可能性が考えられる。
生活/生計	【工事中】 地元雇用、地元の企業の活用による地域経済の活性化と雇用促進が期待される。 【供用時】 地元雇用、地元の企業の活用による地域経済の活性化と雇用促進が期待される。
気候変動	【供用時】 水素エネルギーの利用による温室効果ガス削減効果が期待される。

10.4 自然環境の概要

10.4.1 対象地域とその周辺の状況

カパー(北緯 3 度 8 分、東経 101 度 23 分)は、セランゴール州に位置している。

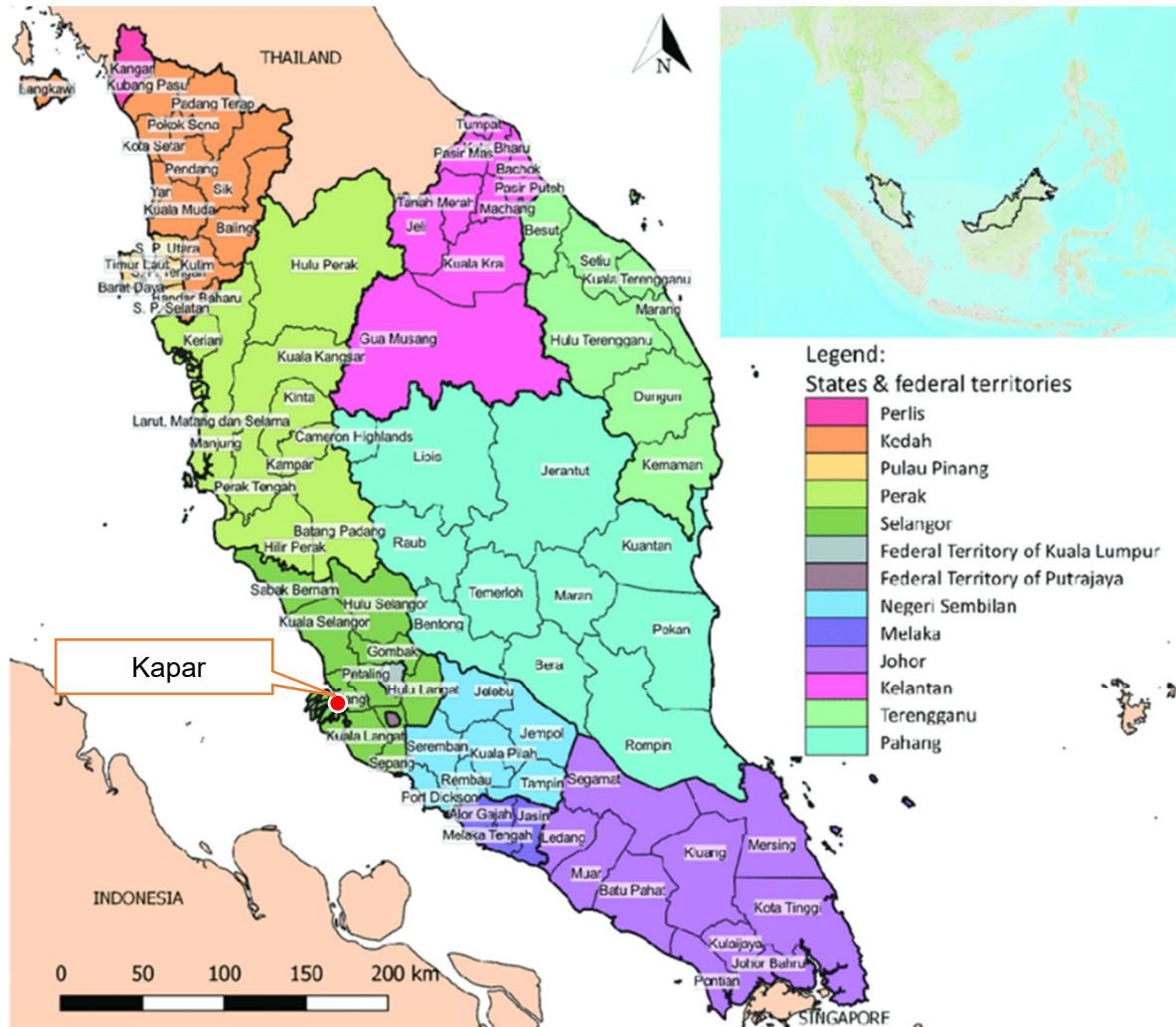


図 10-4-1 行政区分地図⁴⁶

表 10-4-1 行政区別の人口(2020 年)・面積⁴⁷

州		人口(million)	面積(km ²)
Selangor	州全体	6.52	7,951
	Kuala Lumpur	1.77	243

⁴⁶ Wei Kit Phang et al. Spatial and Temporal Analysis of Plasmodium knowlesi Infection in Peninsular Malaysia, 2011 to 2018, 2020

⁴⁷ Department of Statistics Malaysia

<https://www.dosm.gov.my/v1/index.php?r=column/cone&menu_id=ZmVrN2FoYnBvZE05T1AzK0RLcEtiZz09>

10.4.2 地質

対象地域周辺の土壌の状況は、沈泥と砂が主となっている。

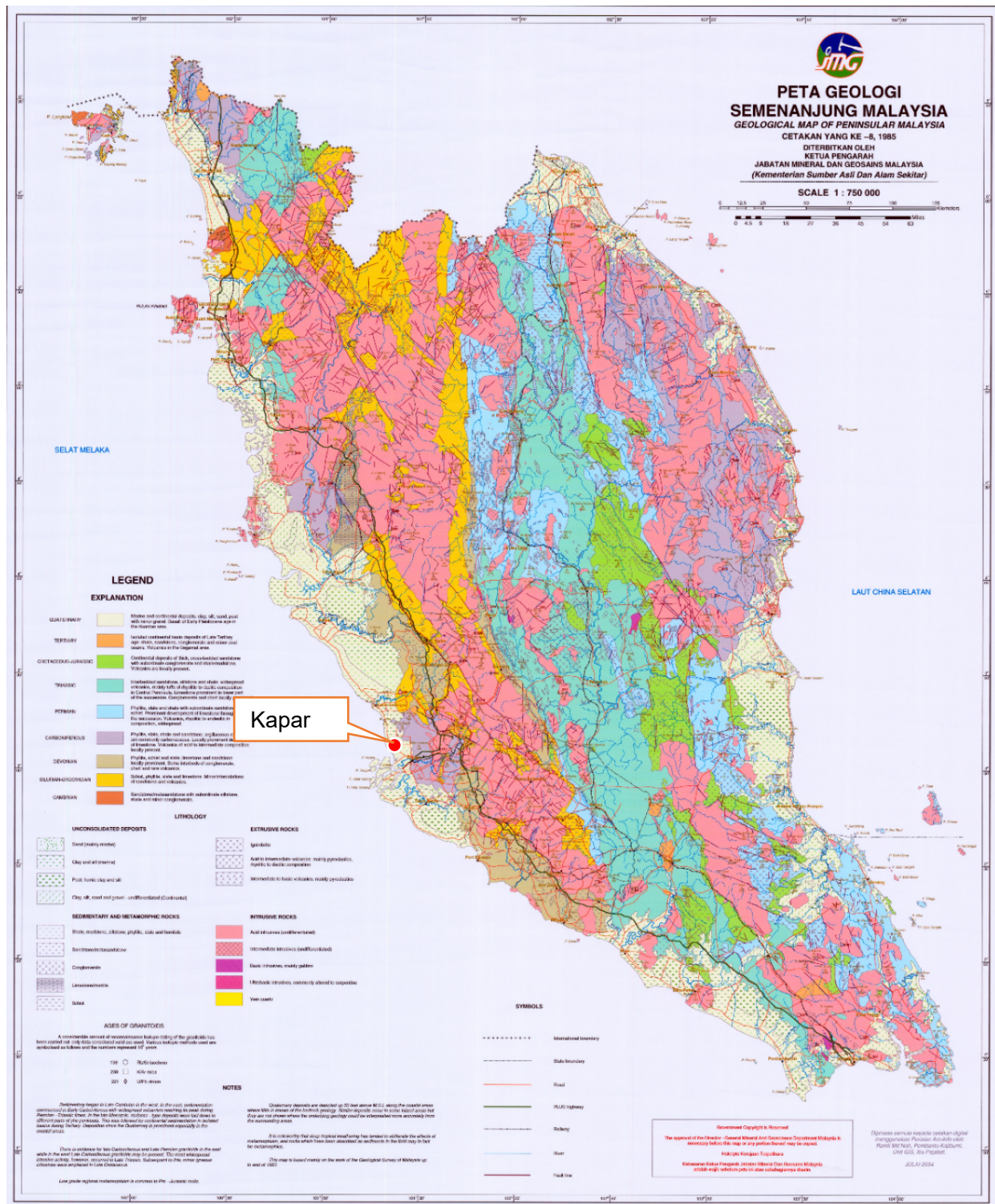


図 10-4-2 マレーシア半島の土壌状況⁴⁸

⁴⁸ Universiti Kebangsaan Malaysia, Jabatan Mineral dan Geosains Malaysia

<<http://www.ukm.my/geologi/homepage%20geologi-%20julai%202010/peta%20JMG%20-%20geologi%20semenanjung%20malaysia.jpg>>

10.5 交通状況(道路)

クラン港は、周辺地域と道路や鉄道網で結ばれており、クアラルンプール国際空港から約 70 キロのところに位置している。

クラン港の道路網は、連邦道路と市道で構成されており、連邦道路の整備は、連邦政府の委託を受けた公共事業局が行う。クラン港と周辺地域を結ぶ道路の接続性とアクセス性は効率的でなく、交通渋滞を引き起こしている。特にクラン港の既存の狭い車線幅は、港湾都市を発着する貨物や自動車の移動量に適していない⁴⁹。



図 10-5-1 幹線道路の状況⁵⁰

⁴⁹ Noraini Anor, Zakaria Ahmad, Jamalunlaili Abdullah, Raja Noor Hafizah, Road Network System in Port Klang, Malaysia and Impacts to Travel Patterns, 2011

⁵⁰ THE MALAYSIAN ADMINISTRATIVE MODERNISATION AND MANAGEMENT PLANNING UNIT,
<<https://www.malaysia.gov.my/portal/trafficinfo?service=38&agency=101>>

10.6 気象

<セランゴール州の気象情報>

マレーシアの気候は年間を通じて気温の変化は少なく多湿で降雨が多い地域である。通常、マレーシアの気候は、南西モンスーン(5月から9月にかけて吹く風速 8m/s 以下のインド洋からの風)と北東モンスーン(11月から3月にかけて吹く風速 5-10m/s 程度の南シナ海からの風)の影響を受ける⁵¹。マレーシア半島の南西部沿岸を除き 10 月から 11 月と 4 月から 5 月は雨季にあたり、6 月、7 月は乾季となる。

既存のデータでは、気象モデル(MM5(The Mesoscale Model))を使い、2014 年の気象データを整理している。

表 10-6-1 気象モデルの解析結果 [セランゴール州]⁵²

項目	単位	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	年間
平均風速	m/s	3.3	3.5	3.0	3.8	3.6	2.9	2.5	3.0	3.1	3.1	3.3	3.4	3.2
風向	最頻値	ENE	E	E	NNW	NNW	NW	NNW	NNW	NNW	NW	WNW	NW	NW
平均気温	°C	25.7	25.9	26.7	27.5	27.9	27.8	27.5	27.3	27.2	27.2	26.8	26.6	27.0
平均相対湿度	%	77.2	76.6	79.0	76.5	74.9	77.4	78.2	76.4	77.8	78.8	81.7	83.7	78.2
平均気圧	Mb	1010	1008	1009	1008	1008	1007	1008	1009	1009	1009	1009	1009	1008
平均雲量	-	5	4	3	5	4	3	3	4	4	4	5	6	4

表 10-6-2 気象情報(カパー)⁵³

	月											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
平均気温(°C)	25.9	26.4	26.7	26.9	27.2	27.3	27.2	27.1	26.8	26.5	26	25.9
平均降水量(mm)	152	100	155	185	193	141	156	180	196	227	298	253
平均湿度(%)	84	82	83	85	84	81	80	80	81	83	87	86

⁵¹ THE MALAYSIAN ADMINISTRATIVE MODERNISATION AND MANAGEMENT PLANNING UNIT,
<<https://www.malaysia.gov.my/portal/content/144>>

⁵² 経済産業省, 平成 27 年度 エネルギー需給緩和型インフラ・システム普及等促進事業, マレーシア国: ガス複合火力発電所
プロジェクト案件形成調査報告書, 2015

⁵³ CLIMATE-DATA.ORG, <<https://en.climate-data.org/asia/malaysia/selangor/kapar-184412/>>

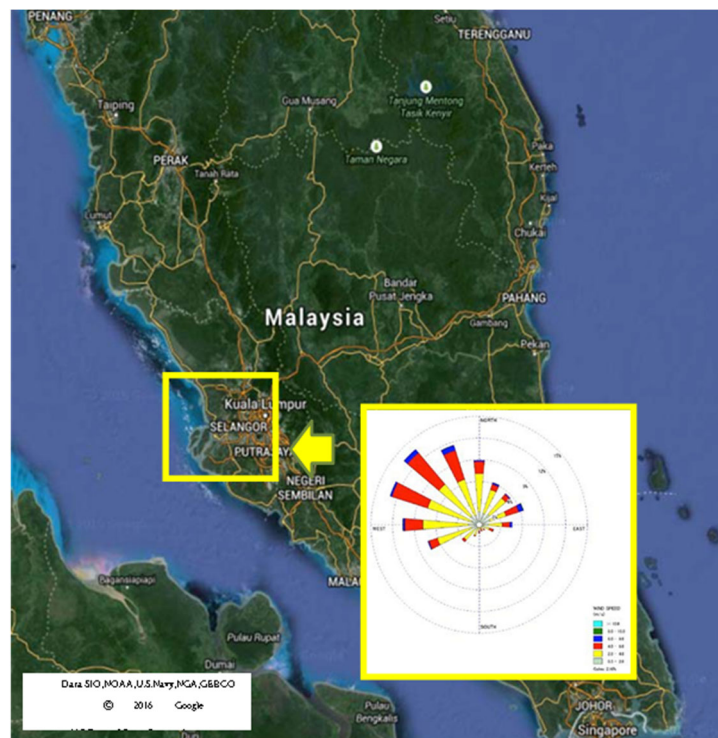


図 10-6-2 対象地域周辺の風向風速⁵⁴

⁵⁴ 経済産業省, 平成 27 年度 エネルギー需給緩和型インフラ・システム普及等促進事業, マレーシア国: ガス複合火力発電所プロジェクト案件形成調査報告書, 2015

10.7 水象(河川)

対象地周辺を流れる主な河川は表 10-7-1 のとおりであるが、水質の状況は不明である。

表 10-7-1 対象地周辺を流れる主な河川⁵⁵

No.	河川名	流域面積(km ²)	延長(km)
1	Sungai Kapar Besar	-	6.68
2	Sungai Kapar Kechil	(Stream)	

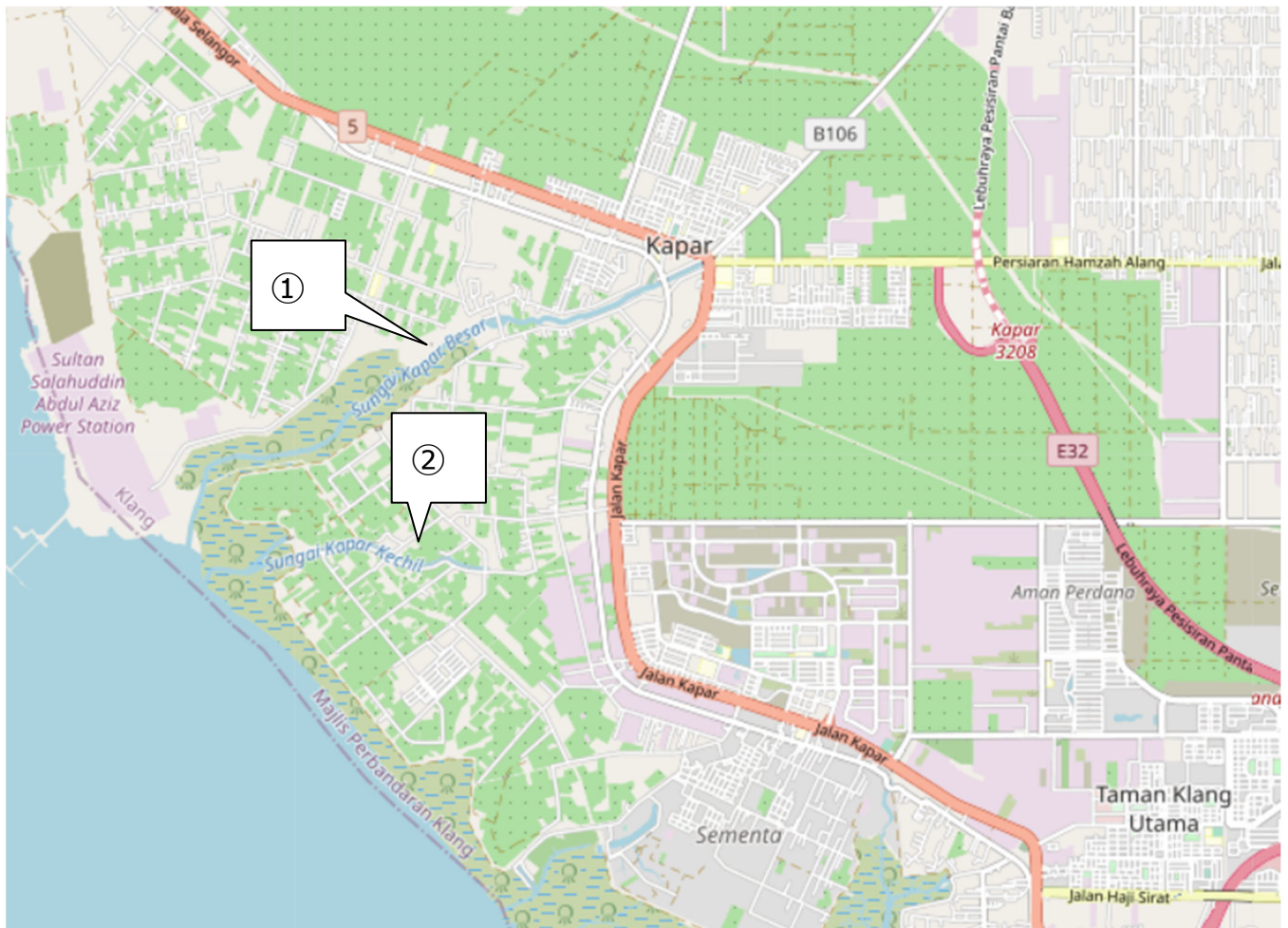


図 10-7-1 対象地を流れる主要河川⁵⁶

⁵⁵ geoview.info, <https://my.geoview.info/sungai_kapar_besar,163351959w>

⁵⁶ THE MALAYSIAN ADMINISTRATIVE MODERNISATION AND MANAGEMENT PLANNING UNIT, <<https://www.malaysia.gov.my/portal/trafficinfo?service=38&agency=101>>

10.8 植物相、動物相

マレーシアは国土の 60%をジャングルに覆われており、多種多様な動植物が生息している。マレーシア政府は基金を設立し、DWNP は NRE と連携し積極的な保護政策を展開している。マレーシアの動植物種数及び、絶滅危惧種の動植物を表 10-8-1、表 10-8-2 に記載する。

表 10-8-1 マレーシアの動植物種数(2015 年)⁵⁷

分類群		種数
植物相	Plant	15,000
動物相	Mammal	307
	Bird	785
	Reptile	567
	Amphibian	242
	Fish	2,068
	Invertebrate	150,000
計		169,211

表 10-8-2 絶滅危惧種の動植物(セランゴール州)⁵⁸

分類群	科学名	一般名(一部マレー語)	属	IUCN 分類
植物相	<i>Agathis borneensis</i>	Malayan Kauri	Araucariaceae	Endangered
	<i>Anisoptera costata</i>	Mersawa	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Anisoptera megistocarpa</i>	Mersawa Merah	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Anisoptera scaphula</i>	Mersawa Gajah	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Aquilaria malaccensis</i>	Agarwood	Thymelaeaceae	Critically Endangered
	<i>Dalbergia oliveri</i>	Tamalan	Fabaceae	Endangered
	<i>Dipterocarpus chartaceus</i>	Keruing Kertas	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Dipterocarpus fagineus</i>	Keruing Pipit	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Dipterocarpus grandiflorus</i>	Keruing Belimbing	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Dipterocarpus hasseltii</i>	Keruing Ropol	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Dipterocarpus kerrii</i>	Keruing Gondol	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Dipterocarpus perakensis</i>	Keruing Perak	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Dryobalanops beccarii</i>	Kapur Merah	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Dipterocarpus kunstleri</i>	Keruing Gombang Merah	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Gastrochilus calceolaris</i>	-	Orchids	Critically Endangered
	<i>Hopea auriculata</i>	Mersawan	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Hopea ferruginea</i>	Merawan Mata Kuching Merah	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Hopea griffithii</i>	Merawan Jantan	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Hopea nervosa</i>	Merawan Jangkang	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Hopea subalata</i>	Merawan Kanching	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Hopea helferi</i>	Lintah Bukit	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Hopea mengarawan</i>	Merawan Penak	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Lagerstroemia langkawiensis</i>	Bungor Langkawi	Mangrove Apple	Endangered
	<i>Neobalanocarpus heimii</i>	Cengal	Dipterocarpaceae	Endangered

⁵⁷ Malaysia Biodiversity Centre (MBC). Malaysia Biodiversity Information System (MyBIS),

<<https://www.mybis.gov.my/one/>>

⁵⁸ Malaysia Biodiversity Centre (MBC). Malaysia Biodiversity Information System (MyBIS),

<<https://www.mybis.gov.my/one/>>

	<i>Paphiopedilum barbatum</i>	Bearded Paphiopedilum	Orchids	Endangered
	<i>Paphiopedilum lowii</i>	Low's Paphiopedilum	Orchids	Endangered
	<i>Pterocarpus indicus</i>	Amboyna	Fabaceae	Endangered
	<i>Shorea bracteolata</i>	White Meranti	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Shorea dasyphylla</i>	Light Red Meranti	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Shorea faguetiana</i>	Damar Hitam Siput	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Shorea gibbosa</i>	Yellow Meranti	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Shorea gratissima</i>	White Meranti	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Shorea hopeifolia</i>	Yellow Meranti	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Shorea longisperma</i>	Yellow Meranti	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Shorea maxwelliana</i>	Balau Kumus Hitam	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Shorea platycarpa</i>	Meranti Paya	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Shorea platyclados</i>	Dark Red Meranti	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Shorea sumatrana</i>	Balau Sengkawang Ayer	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Shorea resinosa</i>	White Meranti	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Shorea teysmanniana</i>	Light Red Meranti	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Vatica flavida</i>	Resak Padi	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Vatica lobata</i>	Resak Paya	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Vatica maingayi</i>	Resak Lidi	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
	<i>Vatica perakensis</i>	Resak Putih	Dipterocarpaceae	Endangered
	<i>Vatica yeechongii</i>	-	Dipterocarpaceae	Critically Endangered
動物相	<i>Alcedo euryzona</i>	Blue-banded Kingfisher	Kingfishers	Critically Endangered
	<i>Berenicornis comatus</i>	White Crowned Hornbills	Hornbills	Endangered
	<i>Hylobates lar</i>	White-handed Gibbon	Gibbons	Endangered
	<i>Nycticebus coucang</i>	Slow Loris	Loridae	Endangered
	<i>Presbytis melalophos</i>	Banded Leaf Monkey	Old World Monkeys	Endangered
	<i>Pycnonotus zeylanicus</i>	Straw-headed Bulbul	Bulbul	Critically Endangered
	<i>Tapirus indicus</i>	Malayan Tapir	Tapirs	Endangered

10.9 生態学的に重要な生息地

カパーの候補地周辺には自然公園や保護区はないが、沿岸域にマングローブが広範囲に生育している。

カパーのマングローブ(4,555ha)は、セランゴール州(北緯 3°00'~3°09'、東経 101°18'~101°24')に位置し、Sg.Kapar Besar と Sg.Kapar Besar 周辺に植生する。2014 年時点では、マングローブ種(*Avicennia alba* Bl., *Bruguiera cylindrica* (L.) Bl., *B. gymnorhiza* Lamk., *Nypa fruticans* (Thunb.) Wurmb., *Rhizophora apiculata* Bl., *R. mucronata* Lamk., and *Sonneratia alba* Smith)、およびマングローブの仲間(*Acanthus ilicifolius* L., *Ipomoea pes-caprae* (L.) Sweet, *Hibiscus tiliaceus* L., *Acrostichum aureum* L.)が植生していることが分かっている⁵⁹。

10.10 対象地に関する行政区

対象地が属する行政区の人口状況は表 10-10-1 のとおり。

表 10-10-1 セランゴール州の人口動態(2020 年)⁶⁰

行政区	人口(million)			面積(km ²)
	男性	女性	計	
Selangor	3.38	3.15	6.52	7,951
Malaysia	16.8	15.9	32.7	329,800

⁵⁹ BEHARA SATYANARAYANA et al., FORAMINIFERAL DISTRIBUTION AND ASSOCIATION PATTERNS IN THE MANGROVE SEDIMENTS OF KAPAR AND MATANG, WEST PENINSULAR MALAYSIA. 2014

⁶⁰ Department of Statistics Malaysia

<https://www.dosm.gov.my/v1/index.php?r=column/cone&menu_id=eGUyTm9RcEVZSIImYW45dmpnZHh4dz09>, 2021

10.11 環境上配慮すべき施設

カパー周辺の学校、病院、宗教関連施設の位置は図 10-11-1 のとおりであり、対象地から最寄りの学校まで約 1 km、病院まで約 3 km、宗教関連施設まで約 4 kmである。

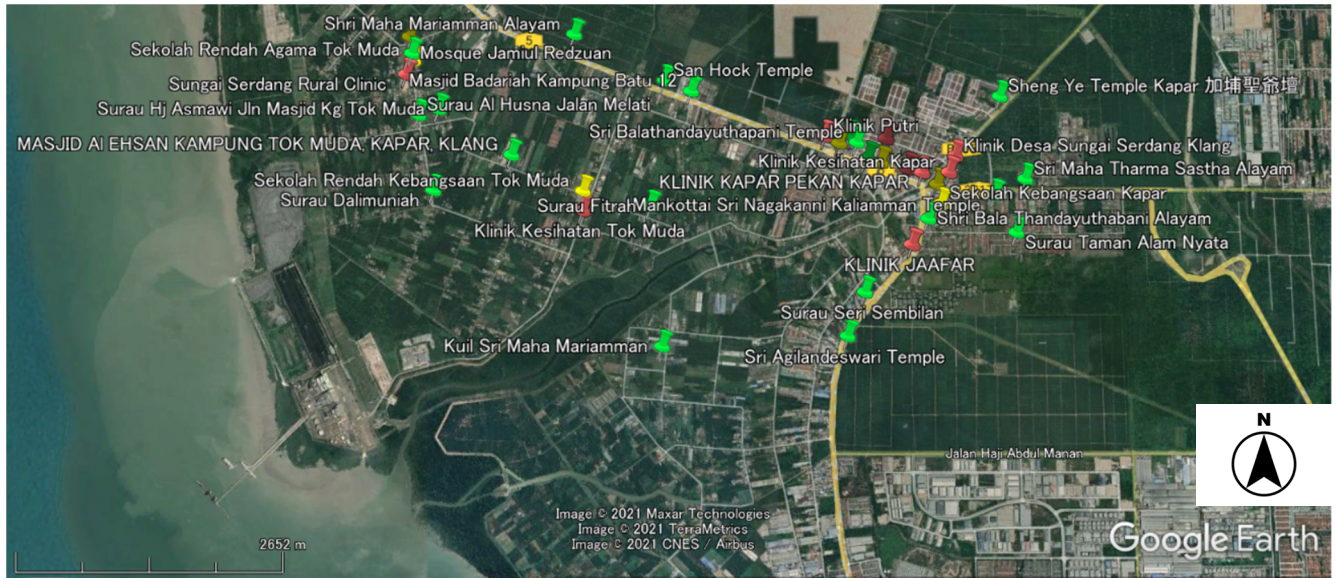


図 10-11-1 対象地周辺の学校・病院・宗教関連施設(カパー)⁶¹

表 10-11-1 対象地周辺の学校・病院・宗教関連施設⁶²

学校(黄色ピン)	病院(赤色ピン)	宗教関連施設(緑色ピン)
Sekolah Rendah Agama Tok Muda (小学校)	Klinik Kesihatan Tok Muda	Masjid Al-Ansar Kapar (イスラム教)
Sekolah Rendah Kebangsaan Tok Muda (小学校)	Kapar Health Clinic	Mosque Jamiul Redzuan (イスラム教)
Sekolah Rendah Kebangsaan Sg Serdang (小学校)	Klinik Kesihatan Kapar	Surau Al Husna Jalan Melati (イスラム教)
Sekolah Kebangsaan Abdul Samad(小学校)	Klinik Putri	Surau Hj Asmawi Jln Masjid Kg Tok Muda (イスラム教)
Sekolah Kebangsaan Kapar(小学校)	KLINIK KAPAR PEKAN KAPAR	Masjid Badariah Kampung Batu 12 (イスラム教)
Sekolah Rendah Agama Perepat(中学校)	Klinik Mediviron @ Kapar	Surau Fitrah (イスラム教)
SMK Tengku Idris Shah(高校)	KLINIK JAAFAR	Surau Seri Sembilan (イスラム教)
	Klinik Desa Sungai Serdang Klang	Surau Taman Alam Nyata (イスラム教)
	Sungai Serdang Rural Clinic	Shri Maha Mariamman Alayam (ヒンズー教)
		Shri Bala Thandayuthabani Alayam (ヒンズー教)
		Sri Agilandeswari Temple (ヒンズー教)

⁶¹ 調査団調べ/ Google Earth

⁶² 調査団調べ/ Google Earth

		Kuil Sri Maha Mariamman (ヒンズー教)
		Mankottai Sri Nagakanni Kaliyamman Temple (ヒンズー教)
		Sri Balathandayuthapani Temple (ヒンズー教)
		Sri Maha Tharma Sastha Alayam (ヒンズー教)
		Sheng Ye Temple Kapar 加埔聖爺壇 (仏教)
		Sri Srinivasa Temple (仏教)
		San Hock Temple (仏教)

※：宗教施設はマレーシアの国教であるイスラム教(約 61%)、中華系の宗教である仏教(約 20%)、インド系の宗教であるヒンズー教(約 6%)⁶³の関連施設を調査した。

⁶³ 外務省. マレーシア基礎データ, <<https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/malaysia/data.html>>, 2021

10.12 環境基準と対象地周辺の環境汚染状況

10.12.1 大気質

Malaysia Environmental Quality Report 2019によれば、DOEは、マレーシア国内において、浮遊粒子状物質(PM2.5、PM10)、オゾン(O3)、二酸化硫黄(SO2)、二酸化窒素(NO2)、一酸化炭素(CO)について継続的なモニタリングを実施している。

カパーの隣に位置するクラン市の大気環境は、大気汚染指標(Air Pollutant Index; API)による大気環境の状況(AIR QUALITY STATUS)について、365日中で良好(Good)が3日、中位(Moderate)が346日、不健康(Unhealthy)が32日であった。

大気汚染の原因として、隣接する国の森林火災や山火事による越境ヘイズや産業部門での化石燃料の燃焼、車両からの排気ガス等が挙げられる。

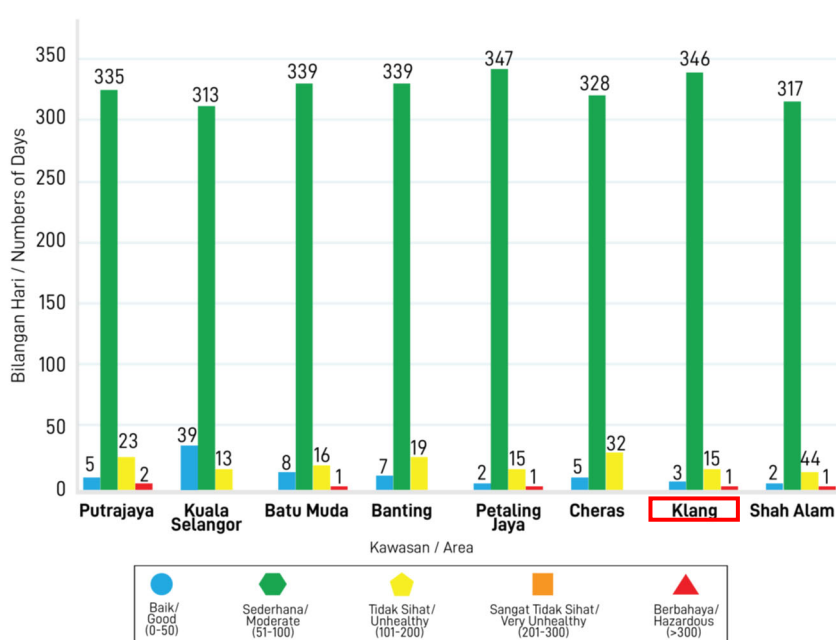


図 10-12-1 クランバレーの大気質状況⁶⁴

環境法に基づき規則・命令によって排出基準が設定されている。固定発生源に係る排出基準、大気環境に係るガイドライン値が次のとおり設定されている。

表 10-12-1 産業に係る大気汚染物質排出基準

項目	単位	基準 ⁶⁵	IFC Guideline ⁶⁶
硫酸ミストまたは三酸化硫黄	mg/Nm3	200	---

⁶⁴ Department of Environment Ministry of Natural Resources and Environment. Environmental Requirements: A Guide For Investors, 2010

⁶⁵ PERCETAKAN NASIONAL MALAYSIA BERHAD. Environmental Quality (Clean Air) Regulation, 1978

⁶⁶ International Finance Corporation. Environmental, Health, and Safety (EHS) Guidelines Thermal Power Plants, 2017

塩素	mg/Nm3	200	---
塩酸	mg/Nm3	200	---
硫化水素	ppm	5	---
水銀	mg/Nm3	10	---
カドミウム	mg/Nm3	15	---
鉛	mg/Nm3	25	---
アンチモン	mg/Nm3	25	---
ヒ素	mg/Nm3	25	---
亜鉛	mg/Nm3	100	---
銅	mg/Nm3	100	---
アンモニア(※)	mg/m3	76	---

※：アンモニアの基準は参考までに化学・石油化学産業の大気汚染物質排出基準を記載する。

表 10-12-2 ボイラーに係る大気汚染物質排出基準(O₂ 基準含有量は、固体燃料が 6%、その他が 3%)⁶⁷

燃料タイプ	汚染物質	容量	限界値	モニタリング
固体・液体燃料	SO ₂ で示された SO ₂ とSO ₃ の合計	> 10MWe	500mg/m ³	連続*
	NO ₂ と表示された NOとNO ₂ の合計	> 10MWe	500mg/m ³	連続*
	塩化水素	> 10 - <100MWe	200mg/m ³	定期
	塩化水素	> =100MWe	100mg/m ³	定期
	フッ化水素	> 10 - <100MWe	30mg/m ³	定期
	フッ化水素	> =100MWe	15mg/m ³	定期
	一酸化炭素	> 10MWe	200mg/m ³	連続*
	全粒子状物質	> 10MWe	50mg/m ³	連続*
	水銀	> 10MWe	0.03mg/m ³	定期
	ダイオキシン類 (PCDD/PCDF)	> 10MWe	0.1ngTEQ/m ³	定期
気体燃料	NO ₂ と表示された NOとNO ₂ の合計	> 10MWe	350mg/m ³	連続*
	一酸化炭素	> 10MWe	50mg/m ³	連続*
	全粒子状物質	> 10MWe	5mg/m ³	定期

*連続モニタリングの平均時間は30分

⁶⁷ Minister of Natural Resources and Environment. ENVIRONMENTAL QUALITY ACT 1974
ENVIRONMENTAL QUALITY (CLEAN AIR) REGULATIONS 2014

表 10-12-3 燃焼式タービンに係る大気汚染物質排出基準(O₂ 基準含有量は 15%)⁶⁸

燃料タイプ	汚染物質	ISO 条件での容量	限界値	モニタリング
気体燃料	NO ₂ と表示された NO と NO ₂ の合計	> 10MWe	150mg/m ³	連続*
	一酸化炭素	> 10MWe	100mg/m ³	連続*
液体燃料	NO ₂ と表示された NO と NO ₂ の合計	> 10MWe	200mg/m ³	連続*
	一酸化炭素	> 10MWe	100mg/m ³	連続*

*連続モニタリングの平均時間は30分

ただし、本調査において、TNBより排出ガス中のNO_x基準値は51mg/Nm³という指示を受けており、ガス専焼・水素30%混焼・水素専焼のいずれのケースでもその基準以下となるように考慮されている。

1989年から使用されている古いマレーシア大気環境基準に代わる新しい大気環境基準が制定された。新大気環境基準では、既存の5つの大気汚染物質を含む6つの大気汚染物質の基準を採用している。マレーシアの大気質基準を表10-12-4に示す。

表 10-12-4 大気環境基準⁶⁹

汚染物質	計測時間	大気質基準の目標		
		IT-1(2015)	IT-2(2018)	基準(2020)
		μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³
微小粒子状物質 (PM10)	1年	50	45	40
	24時間	150	120	100
微小粒子状物質 (PM2.5)	1年	35	25	15
	24時間	75	50	35
二酸化硫黄(SO ₂)	1年	350	300	250
	24時間	105	90	80
二酸化窒素(NO ₂)	1年	320	300	280
	24時間	75	75	70
オゾン(O ₃)	1年	200	200	180
	8時間	120	120	100
一酸化炭素(CO)*	1年	35	35	30
	8時間	10	10	10

*mg/m³

⁶⁸ Minister of Natural Resources and Environment. ENVIRONMENTAL QUALITY ACT 1974
ENVIRONMENTAL QUALITY (CLEAN AIR) REGULATIONS 2014

⁶⁹ Department of Environment. New Malaysia Ambient Air Quality Standard, 2013

10.12.2 水質

Malaysia Environmental Quality Report 2019 によれば、DOE はマレー半島周辺の海域の水質モニタリングを行っている。2019 年は、188 か所の沿岸域、85 か所の河口域、95 か所の島嶼において海域のモニタリングを行っている。その結果、海洋水質汚濁指標(Marine Water Quality Index ; MWQI)に基づき、沿岸域の 188 か所のうち 37 か所が極めて良好、69 か所が良好、79 か所が中位に分類された。図 10-12-2 のとおり、MWQI の傾向は、年々改善傾向にある。図 10-12-3 によればカパー周辺の沿岸域は中位程度の水質であることが分かる。85 か所の河口域については、3 か所が極めて良好、13 か所が良好、58 か所が中位、11 か所は不良に分類された。図 10-12-4 のとおり、河口域に関しては、2018 年までは改善傾向にあったが 2019 年時点では前年に比べ水質が悪化している。図 10-12-5 によればカパー周辺の河口域は不良程度の水質であることが分かる。95 か所の島嶼については、34 か所が極めて良好、33 か所が良好、27 か所が中位、1 か所が不良に分類された。図 10-12-6 のとおり、河口域同様、2018 年までは改善傾向にあったが 2019 年時点では前年に比べ水質が悪化している。図 10-12-7 によればカパー近辺の島々(Pulau Klang、Pulau Tengah)は中位程度の水質であることが分かる。

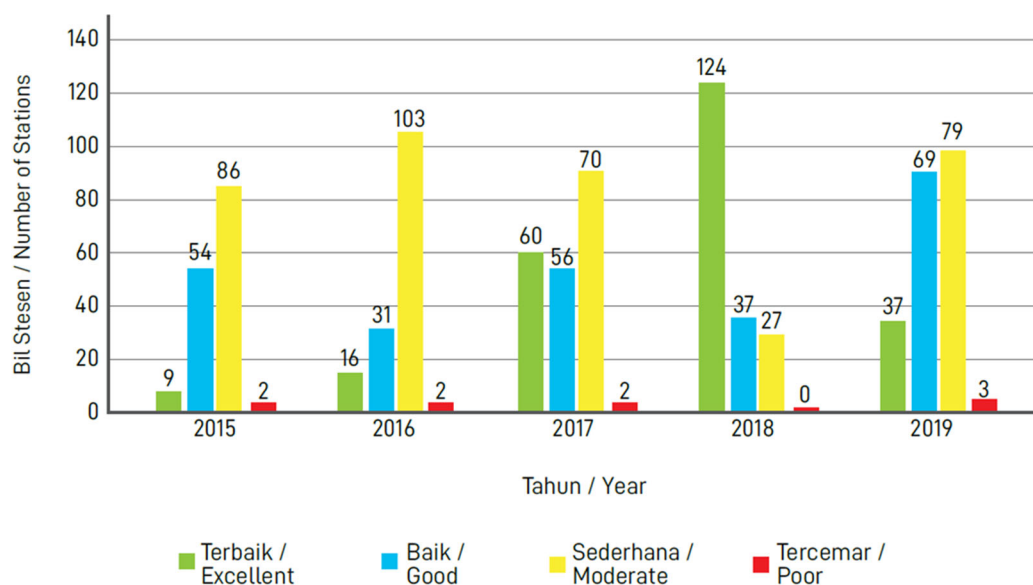


図 10-12-2 沿岸域の水質の状況/2015-2019⁷⁰

⁷⁰ Department of Environment, Malaysia. Malaysia Environmental Quality Report, 2019

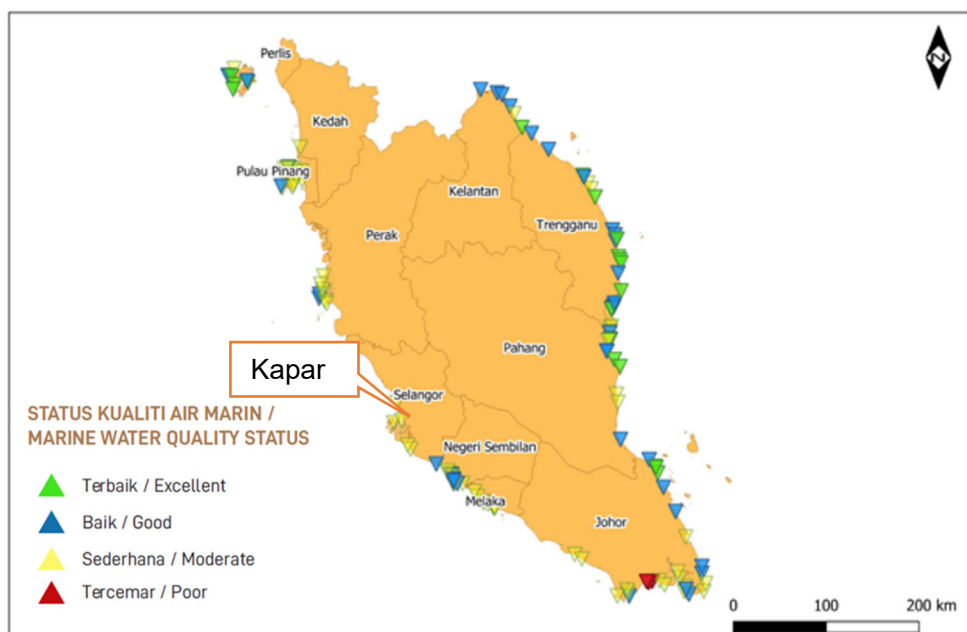


図 10-12-3 沿岸域の地点別水質の状況⁷¹

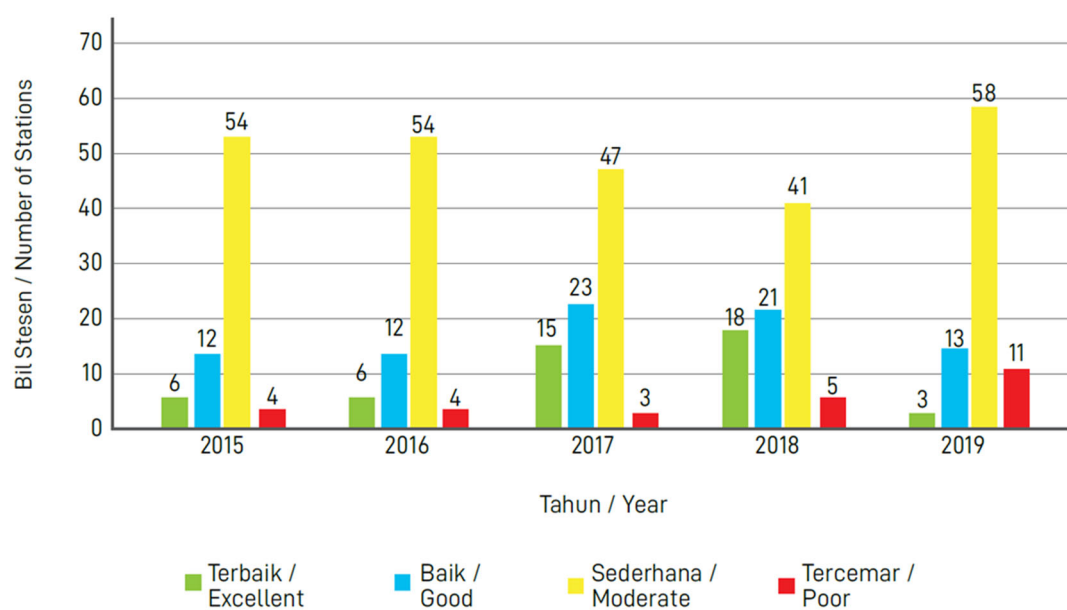


図 10-12-4 河口域の水質の状況/2015-2019⁷²

⁷¹ Department of Environment, Malaysia. Malaysia Environmental Quality Report, 2019

⁷² Department of Environment, Malaysia. Malaysia Environmental Quality Report, 2019

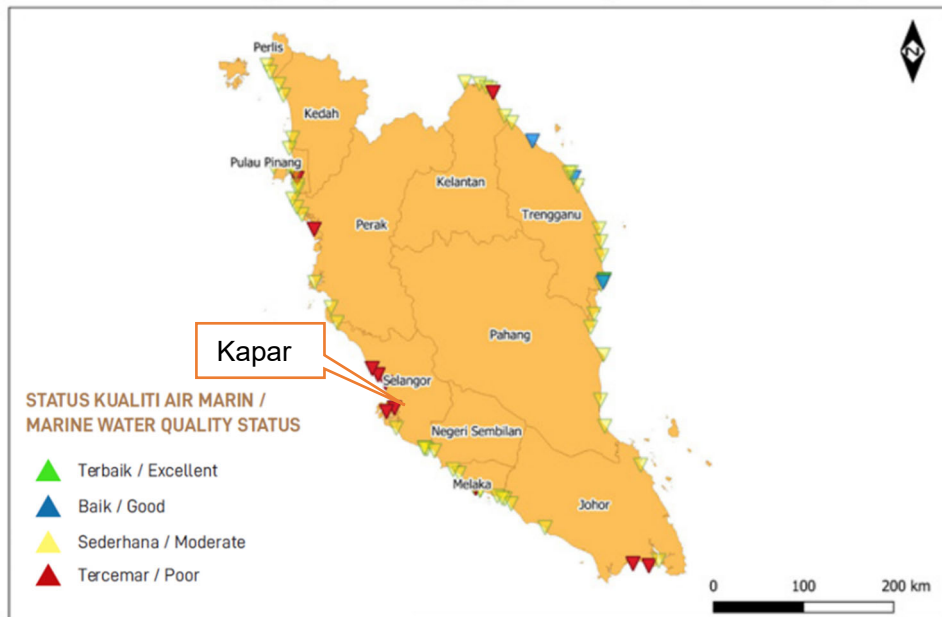


図 10-12-5 河口域の地点別水質の状況⁷³

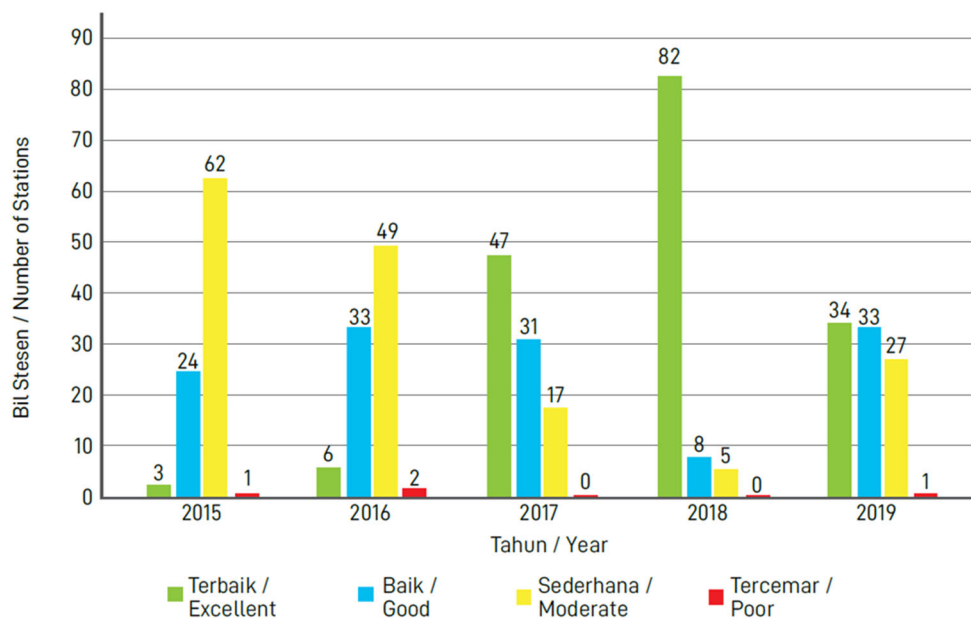


図 10-12-6 島嶼の水質の状況/2015-2019⁷⁴

⁷³ Department of Environment, Malaysia. Malaysia Environmental Quality Report, 2019

⁷⁴ Department of Environment, Malaysia. Malaysia Environmental Quality Report, 2019

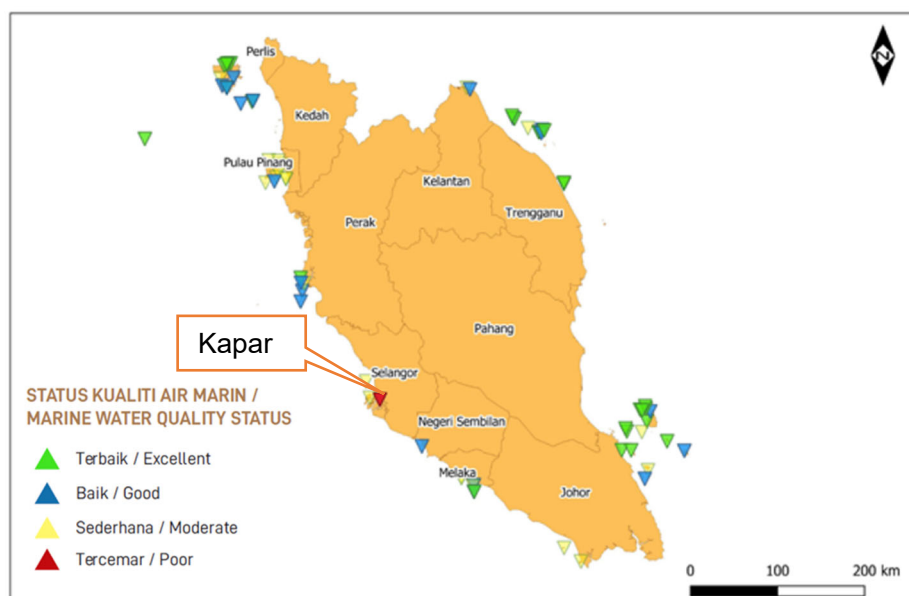


図 10-12-7 島別水質の状況⁷⁵

環境法に基づき規則・命令によって排水基準並びに河川、海域における環境基準が下記のとおり設定されている。

表 10-12-5 下水排水基準

項目	単位	ENVIRONMENTAL QUALITY ACT ⁷⁶		IFC Guideline ⁷⁷
		A	B	下水処理排水
温度	℃	40	40	---
pH値	---	6.0 - 9.0	5.5 - 9.0	6-9
BOD5 (20℃)	mg/l	20	50	30
COD	mg/l	120	200	125
浮遊物質量	mg/l	50	100	50
油分	mg/l	5.0	10	10
アンモニア性窒素 －閉鎖性水域	mg/l	5.0	5.0	---
アンモニア性窒素 －河川	mg/l	10	20	---
硝酸性窒素 －閉鎖性水域	mg/l	10	10	10(全窒素)

⁷⁵ Department of Environment, Malaysia. Malaysia Environmental Quality Report, 2019

⁷⁶ Department of Environment Ministry of Natural Resources and Environment. Environmental Requirements: A Guide For Investors, 2010

⁷⁷ International Finance Corporation, Environmental, Health, and Safety (EHS) Guidelines WASTEWATER AND AMBIENT WATER QUALITY, 2007

硝酸性窒素 －河川	mg/l	20	50	---
全リン －閉鎖性水域	mg/l	5.0	10	2

備考：基準Aは、Environmental Quality (Sewage) Regulations 2009 (PU(A) 432)の別表3に記載された集水域内の内陸水域への排出に適用され、基準Bは、その他の内陸水域やマレーシア国の水域に適用される。

表 10-12-6 工場排水基準

項目	単位	ENVIRONMENTAL QUALITY ACT ⁷⁸		IFC guideline ⁷⁹
		A	B	火力発電所
温度	℃	40	40	---
pH値	---	6.0 - 9.0	5.5 - 9.0	6-9
BOD5 (20℃)	mg/l	20	40	---
浮遊物質量	mg/l	50	100	50
水銀	mg/l	0.005	0.05	0.005
カドミウム	mg/l	0.01	0.02	0.1
六価クロム	mg/l	0.05	0.05	---
三価クロム	mg/l	0.2	1.0	0.2(全クロム)
ヒ素	mg/l	0.05	0.1	0.5
シアン化物	mg/l	0.05	0.1	---
鉛	mg/l	0.1	0.5	0.5
銅	mg/l	0.2	1.0	0.5
マンガン	mg/l	0.2	1.0	---
ニッケル	mg/l	0.2	1.0	---
スズ	mg/l	0.2	1.0	---
亜鉛	mg/l	2.0	2.0	1.0
ホウ素	mg/l	1.0	4.0	---
鉄	mg/l	1.0	5.0	1.0
銀	mg/l	0.1	1.0	---
アルミニウム	mg/l	10	15	---
セレン	mg/l	0.02	0.5	---
バリウム	mg/l	1.0	2.0	---
フッ化物	mg/l	2.0	5.0	---
ホルムアルデヒド	mg/l	1.0	2.0	---

⁷⁸ Department of Environment Ministry of Natural Resources and Environment. Environmental Requirements: A Guide For Investors, 2010

⁷⁹ International Finance Corporation. Environmental, Health, and Safety Guidelines, THERMAL POWER PLANTS, 2017

フェノール	mg/l	0.001	1.0	---
残留塩素	mg/l	1.0	2.0	0.2
硫化物	mg/l	0.5	0.5	---
油分	mg/l	1.0	10	10
アンモニア性窒素	mg/l	10	20	---
色	ADMI*	100	200	---

備考：基準Aは、Environmental Quality (Sewage) Regulations 2009 (PU(A) 432)の別表3に記載された集水域内の内陸水域への排出に適用され、基準Bは、その他の内陸水域やマレーシア国の水域に適用される。

*American Dye Manufactures Institute

表 10-12-7 水質環境基準(一部抜粋)⁸⁰

項目	単位	I	IIA	IIB	III	IV	V
アンモニア性窒素	mg/l	0.1	0.3	0.3	0.9	2.7	>2.7
生物化学的酸素要求量	mg/l	1	3	3	6	12	>12
化学的酸素要求量	mg/l	10	25	25	50	100	>100
溶存酸素	mg/l	7	5-7	5-7	3-5	<3	<1
pH	-	6.5-8.5	6-9	6-9	5-9	5-9	---
色	TCU	15	150	150	---	---	---
電気伝導率 (関連パラメーターは1つ だけ使用を推奨)	μS/cm	1,000	1,000	---	---	6,000	---
浮遊物	-	N	N	N	---	---	---
臭い	-	N	N	N	---	---	---
塩分	%	0.5	1	---	---	2	---
味	-	N	N	N	---	---	---
全溶存物質質量	mg/l	500	1,000	---	---	4,000	---
全浮遊物質質量	mg/l	25	50	50	150	300	300
温度	℃	---	Normal +2℃	---	Normal +2℃	---	---
濁度	NTU	5	50	50	---	---	---
糞便性大腸菌群数 (幾何学的平均)	count/100mL	10	100	400	5,000 (20,000) ^a	5,000 (20,000) ^a	---
大腸菌群数	count/100mL	100	5,000	5,000	50,000	50,000	>50,000
鉄	mg/l	通常レベル/検 出されず	1	1	1	1 (Leaf) 5(Others)	Levels above IV
マンガン	mg/l	通常レベル/検 出されず	0.1	0.1	0.1	0.2	Levels above IV

⁸⁰ Department of Environment, Malaysia. Malaysia Environmental Quality Report, 2019

硝酸塩	mg/l	通常レベル/検出されず	7	7	---	5	Levels above IV
リン	mg/l	通常レベル/検出されず	0.2	0.2	0.1	---	Levels above IV

備考:

N: 視覚的(浮遊物や破片等)あるいは感覚的(異臭や異味等)に確認されないこと。

a: 最大値を超えないこと。

CLASS	USES
Class I	自然環境の保全。 水供給I – 特別な処理の必要がない水質。 水産I – 特に敏感な水生生物。
Class IIA	水供給II – 従来型の処理が必要な水質。 漁業 II – 敏感な水生生物。
Class IIB	レクリエーション利用。
Class III	水供給III – 大規模な処理が必要な水質。 水産業 III – 共通・経済的数値、耐性のある種、畜産用飲料水。
Class IV	灌漑用
Class V	上記以外

表 10-12-8 海域における水質環境基準⁸¹

項目	単位	CLASS 1	CLASS 2	CLASS 3	CLASS E1
		敏感な水生生物	水産 (養殖を含む)	産業・商業活動、海上集落	海岸平野
水温	℃	通常の水温 +2℃	通常の水温 +2℃	通常の水温 +2℃	通常の水温 +2℃
pH	-	6.5-9.0			
溶存酸素	mg/l	>6.0	>5.0	>3.0	>5.0
全浮遊物質量	mg/l	25	50	100	30
油分	mg/l	0.01	0.14	5.00	1.00
水銀	μg/l	0.04	0.04	0.04	0.04
カドミウム	μg/l	0.50	2.00	3.00	1.00
クロム(VI)	μg/l	0.14	10.00	20.00	10.00
銅	μg/l	1.30	2.90	8.00	1.00
ヒ素	μg/l	1.00	3.00	3.00	3.00
鉛	μg/l	2.20	8.50	12.00	1.30
亜鉛	μg/l	7.00	50.00	100.00	16.00
シアン化物	μg/l	2.00	7.00	14.00	5.00
アンモニア	μg/l	35	50	320	5.0

⁸¹ Department of Environment, Malaysia. Malaysia Environmental Quality Report, 2019

硝酸塩	μg/l	10	60	700	200
リン酸塩	μg/l	5	75	670	100
アルミニウム	μg/l	27.0	27.0	55.0	27.0
フェノール	μg/l	1.0	10.0	100.0	10.0
トリブチルスズ(TBT)	μg/l	0.001	0.010	0.050	0.002
糞便性大腸菌群数	cfu/100mL	70	70	70	70
多環芳香族炭化水素 (PAH)	μg/l	100.0	200.0	1000.0	5.0

10.12.3 騒音・振動

Malaysia Environmental Quality Report 2015によれば、騒音に配慮が必要な施設(学校、病院等)がある場所で騒音の測定を実施したところ、セランゴール州では基準を超過していた。一方でセランゴール州の工業地域の騒音状況は基準を超過していないことが分かる。

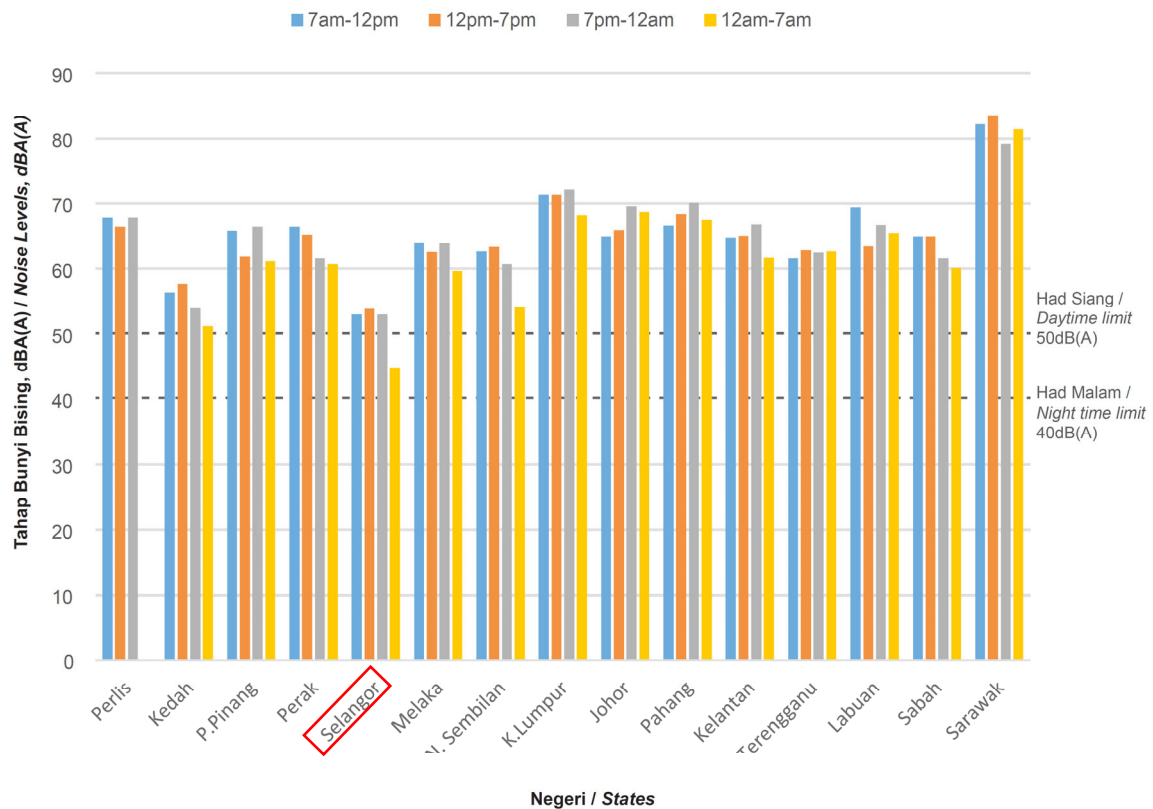


図 10-12-8 騒音に配慮が必要な地域の騒音状況⁸²

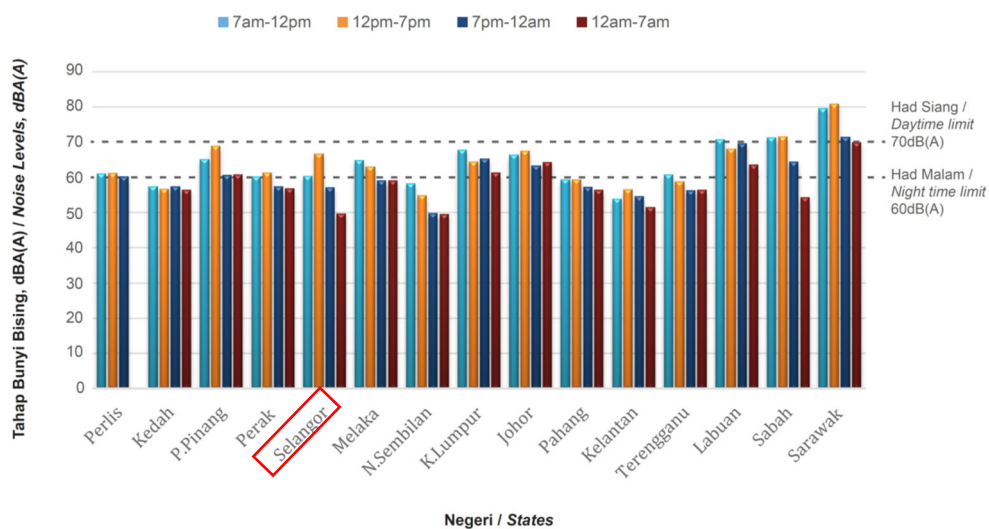


図 10-12-9 工業地域の騒音状況⁸³

⁸² Department of Environment, Malaysia. Malaysia Environmental Quality Report, 2019

⁸³ Department of Environment, Malaysia. Malaysia Environmental Quality Report, 2019

Vibration Limits and Control in the Environment によれば、周辺の土地利用の状況に応じて騒音レベルが、そして構造物の種類によって振動レベルが次のとおり設定されている。

表 10-12-9 騒音レベル(既開発された地域)⁸⁴

土地利用	附表1 DOE Noise guideline		IFC Guideline	
	昼間 7:00-22:00	夜間 22:00-7:00	昼間 7:00-22:00	夜間 22:00-7:00
騒音に配慮が必要な施設 (学校、病院)等がある場 所、静穏な住居地	60 dBA	55 dBA	55 dBA (住居地域、教育等 の配慮すべき区域)	45 dBA (住居地域、教育等 の配慮すべき区域)
都市部、開発区域 (住居-商業地区)	65 dBA	60 dBA		
商業地区	70 dBA	65 dBA	70 dBA (商業/工業地区)	70 dBA (商業/工業地区)
工業地区	75 dBA	75 dBA		

表 10-12-10 騒音レベル(LAeq)の制限 道路交通(新規道路および既存道路を再開発する場合)⁸⁵

土地利用	附表1 DOE Noise guideline		IFC Guideline	
	昼間 7:00-22:00	夜間 22:00-7:00	昼間 7:00-22:00	夜間 22:00-7:00
騒音に配慮が必要な地域、 静穏な住居地	60 dBA	55 dBA	55 dBA (住居地域、教育等の 配慮すべき区域)	45 dBA (住居地域、教育等の 配慮すべき区域)
郊外部・都市部の住宅地	65 dBA	60 dBA		
商業地区	70 dBA	65 dBA	70 dBA (商業/工業地区)	70 dBA (商業/工業地区)
工業地区	75 dBA	70 dBA		

表 10-12-11 振動レベル⁸⁶

項目(被害状況)	垂直振動のピーク速度[mm/s] (0 to Peak)
[附表1]定常状態からの建築物への構造的損傷の可能性に対する推奨限界値	
安全	3 以下(10 - 100 Hz)
注意レベル	3 to 5 (10 - 100 Hz)
小さな損傷	5 to 30 (10 - 100 Hz)
重大な損傷	30 以上 (10 - 100 Hz)

⁸⁴ International Finance Corporation. Environmental Noise Limits and control, Department of environment Environmental, Health, and Safety (EHS) Guidelines NOISE MANAGEMENT, 2007

⁸⁵ Department of environment. Environmental Noise Limits and control, 2019

⁸⁶ Department of environment. Guidelines For Vibration Limits and Control in the Environment, 2007

項目(建物の構造)	最上階の床での振動速度[mm/s]	
[附表2]構造物の種類に応じて分類された短期振動の推奨限界値		
工場建屋等	40 (all frequencies)	
商業建屋等	15 (all frequencies)	
上記に該当しない構造物(住宅等)、価値のある構造物	8 (all frequencies)	
項目(建物の構造)	地面振動のピーク速度[mm/s] (0 to Peak)	
[附表3](1 日 3 回を超えない事)衝撃的な振動(発破や爆破等)に対する推奨限界値		
工場建屋等	40 (< 40 Hz)	50 (> 40 Hz)
商業建屋等	20 (< 40 Hz)	50 (> 40 Hz)
上記に該当しない構造物(住宅等)、価値のある構造物	12 (< 40 Hz)	50 (> 40 Hz)

10.13 有害物質および廃棄物管理

環境法に基づいて、「Environmental Quality (Scheduled Wastes) Regulations 2005」が制定され、特別な管理を要する廃棄物(指定廃棄物)を定めている。指定廃棄物については、「Environmental Quality (Scheduled Wastes) Regulations 2005」の別表1に、5分類に基づく77種の廃棄物として定義、分類されている。

表 10-13-1 指定廃棄物のカテゴリ⁸⁷

SW1	金属及び金属含有廃棄物
SW2	金属及び有機物質を含有している可能性がある無機成分を中心とした廃棄物
SW3	金属を含有している可能性がある有機成分を中心とした廃棄物
SW4	無機成分または有機成分のいずれかを含有する廃棄物
SW5	その他の廃棄物

10.14 労働環境・安全

包括的な労働法として「Employment Act, 1955」が制定されており、労働関係法令には以下の法令が制定されている。また、表 10-14-1 の法令に加えて、ガイドラインの適用があるものもある。主なガイドラインは以下のとおり。

- ・ 1975 年労使協調行為ガイドライン(The Code of Conduct for Industrial Harmony 1975)
- ・ 1999 年職場におけるセクシャルハラスメントの防止・撲滅に関する実務ガイドライン(The Code of Practice for the Eradication and Prevention of Sexual Harassment in the Workplace 1999)

表 10-14-1 主要な労働関連の法令⁸⁸

No.	主な法令
1	The Employment Act 1955
2	Minimum Retirement Age Act 2012
3	Industrial Relations Act 1967
4	Trade Union Act 1959

⁸⁷ Environmental Quality (Scheduled Wastes) Regulations, 2005

⁸⁸ 国際協力銀行.

<https://www.jbic.go.jp/wp-content/uploads/page/2015/08/40703/inv_Malaysia19.pdf>, 2015

5	Employees Provident Fund Act 1991
6	Employees' Social Security Act 1969
7	Workmen's Compensation Act 1952
8	Factories and Machinery Act 1967
9	Occupational Safety and Health Act 1994
10	Immigration Act 1959/1963
11	Employment (Restriction) Act 1968

10.15 用地取得と住民移転

10.15.1 マレーシアにおける土地所有制度

マレーシアの土地は、「マレーシア連邦憲法(1957 年)」及び「国家土地法(1965 年)」に基づき、基本的に州政府の管轄下にある。土地を所有する際には、州当局の認可を得て登記を行う必要があり、州当局の認可を得ずに土地を占拠する場合は、不法占拠者と見なされる。また、商業物件、工業用地、農業用地については、現地法人を設立して登記しなければならない。

10.15.2 苦情処理メカニズム

用地取得に伴う苦情処理システムは、「土地収用法(1960 年)」に記載がある。州土地法の下に指名された州土地管理官が、用地取得に当たり、その補償額を決定するために、土地補償協議会を開催し、利害関係の調整を行う。なお、用地取得補償協議会に全ての利害関係者を招集できなかった場合は、その開催は無効となる。また、査定財産サービス局より指名された、民間査定人による補償費の見積もりを勘案した上で、補償費の裁定が行われる。

10.15.3 用地取得の進展状況と住民移転の必要性

(a) 少数民族・先住民族

周辺には少数民族・先住民族は居住していない。

(b) 土地収用、住民移転

拡張予定地は事業者所有の土地である。現在、地元住民にパームヤシやサトウキビの栽培のために無料で貸し出している。なお、事業者は工事開始 6 か月前に地元住民に周知することになっている。

11. 事業スケジュールの検討

マレーシアにおける発電所の開発については、概ね下記の流れで計画・許認可・建設が進められる。

事業用の発電所を建設・運転するには、事業計画が EC(Energy Commission)の認可を受け、EC が示す電源開発計画に記載される必要がある。また、事業主体と開発地点は EC によるオークションを経て決定される。

この EC 認可と入札にはコンベンショナルな設備でも通例数年を要し、新技術を用いた場合は長い期間を要するとされる。また、EC 認可には今回行っている調査以上の技術的内容が求められ、TNB やコンサルタント、EPC コントラクター候補などの情報を用いてより詳細な内容とする必要がある。

本件は大規模な事業用火力発電所の建設であり、地盤改良や深い杭の設置、海水取排水設備の敷設も必要になる為、EPC は水素関連設備を含まずに 5 年程度になるとみられる。

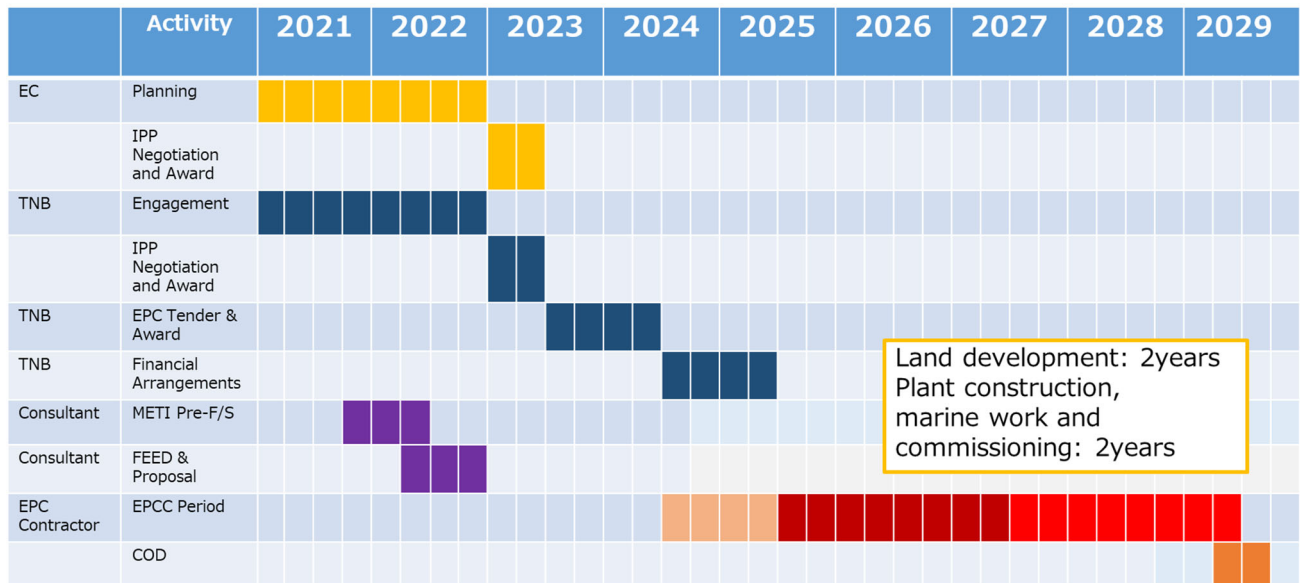


図 11-1 事業スケジュール案(初回 COD まで)

また、水素を利用する場合は、2035 年に 30%混焼、2040 年に水素専焼というシナリオを想定しているが、その場合の建設スケジュールは下記を想定している。

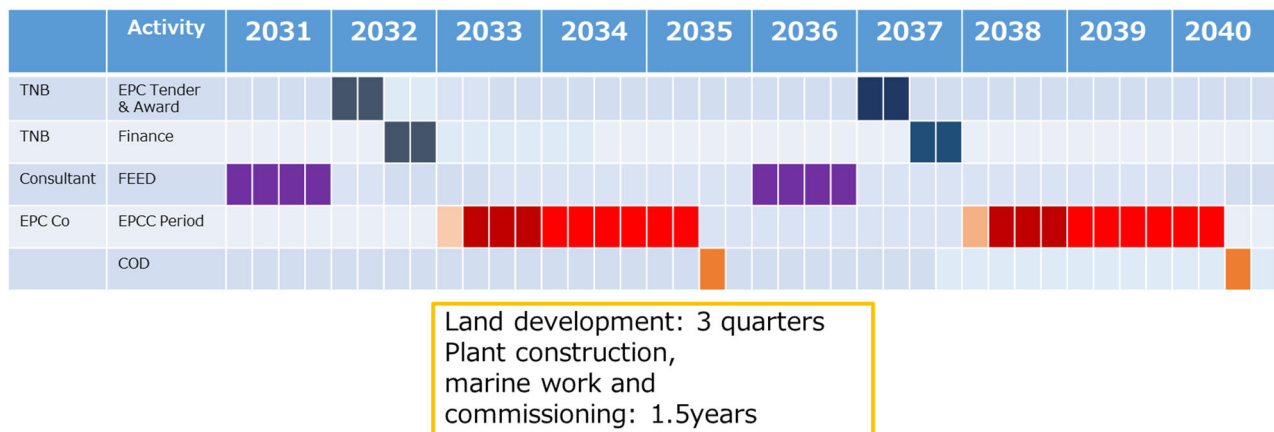


図 11-2 事業スケジュール案(水素導入時)

12. エネルギー起源 CO₂ の排出抑制量の試算

12.1 温室効果ガス(GHG)削減効果

<温室効果ガス(GHG)削減効果の定量的把握に必要なデータ収集>

本事業は、カパー発電所の拡張にあたり、将来的な脱炭素化に対応可能なトランジション型技術である「水素利用可能なガスタービン・コンバインドサイクル発電(GTCC)」を導入し、大幅な CO₂ 排出抑制実現(低炭素化)が可能であると考えられる。

(a) GHG 削減量の推計方法

GTCC の導入に伴う温室効果ガス排出削減量の主な推計方法として、「気候変動対策支援ツール(JICA Climate-FIT)Version 3.0(2019 年 7 月)」(以下、「JICA Climate-FIT」とする)の「10. エネルギー/熱供給・火力発電施設の燃料転換」がある。そのため、本事業では当該手法を参考として温室効果ガス削減効果の推計を行った。

JICA Climate-FIT の推計方法では、GHG 排出削減量は、CO₂ 排出係数が高い燃料を使用している状態が継続した場合の GHG 排出量(ベースライン排出量)と、CO₂ 排出係数がより小さい燃料を使用する状態を実現した場合の GHG 排出量(プロジェクト排出量)の差分により求める。

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

ER_y : y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO_{2e/y})

BE_y : y 年のベースシナリオにおける GHG 排出量 (t-CO_{2e/y})

PE_y : y 年のプロジェクトシナリオにおける GHG 排出量 (t-CO_{2e/y})

JICA Climate-FIT におけるベースライン排出量とプロジェクト排出量の推計手法の概要は以下のとおりである。

7.9.1.a.1 ベースライン排出量の算定

ベースライン排出量の基本的考え方

ベースライン排出量は、事業実施後の火力発電施設による発電量と同量の発電量を従来型の施設で供給する場合の GHG 排出量となる。

ベースライン排出量の算定式

ベースライン排出量は、事業実施後の発電量にグリッド排出係数を乗じて求める。

算定式は、以下のとおりである。

$$BE_y = EG_y \times EF_{elec}$$

BE_y : y 年のベースラインシナリオにおける GHG 排出量 (t-CO_{2e/y})

EG_y : y 年の火力発電施設による発電量 (MWh/年)

EF_{elec} : 電力の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/MWh)

7.9.1.a.2 プロジェクト排出量の算定

プロジェクト排出量の基本的考え方

プロジェクト排出量は、事業実施後の燃料転換が行われた施設における燃料使用量と、各燃料の排出係数を乗じて算定する。

プロジェクト排出量の算定式

プロジェクト排出量は、事業実施後の各燃料(天然ガス、水素)の年間消費量に燃料の CO₂ 排出係数を乗じて求める。算定式は、以下のとおりである。

$$PE_y = \sum_j (FC_{PJ,j,y} \times NCV_j \times EF_{fuel,j}) + \sum_j (FC_{PJ,i,y} \times NCV_i \times EF_{fuel,i})$$

$FC_{PJ,j,y}$: 事業実施後の燃料 j の消費量 (t/y)

NCV_j : 事業実施後の燃料 j の正味発熱量 (TJ/t)

$EF_{fuel,j}$: 事業実施後の燃料 j の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/TJ)

$FC_{PJ,i,y}$: 事業実施後の燃料 i の消費量 (t/y)

NCV_i : 事業実施後の燃料 i の正味発熱量 (TJ/t)

$EF_{fuel,i}$: 事業実施後の燃料 i の CO₂ 排出係数 (t-CO₂/TJ)

(b) 温室効果ガスの推計に使用したデータ

7.9.1.b.1 ベースライン排出量

本事業におけるベースライン排出量は、プロジェクトシナリオで想定している年間発電量の事業計画値と既存の火力発電所で発電した場合の CO₂ 排出係数を用いて推計した。

表 12-1-1 ベースライン排出量に使用したデータ⁸⁹

データの種類	データの内容				備考
	水素混焼割合	0% (2029 年 7 月以 降 2035 年 6 月まで)	30% (2035 年 7 月以 降 2040 年 6 月まで)	100% (2040 年 7 月以 降)	
EG _y	事業実施後の年間発電量 (MWh/y)	5,813,136	5,552,088	5,536,320	GTCC gross MWh (事業計画値)
EF _{elec}	電力の CO ₂ 排出係数 (tCO ₂ /MWh)	0.585			マレーシア半島における排出 係数 ⁹⁰

⁸⁹ 調査団作成

⁹⁰ Malaysian Green Technology Corporation. 2017 CDM ELECTRICITY BASELINE FOR MALAYSIA. <

7.9.1.b.2 プロジェクト排出量

本事業におけるプロジェクト排出量の推計には、プロジェクトシナリオで想定している事業計画値及び JICA Climate-FIT 等の規定値に基づく表 12-1-2 に示す値を使用した。

表 12-1-2 プロジェクト排出量に使用したデータ⁹¹

データの種類	データの内容				備考
	水素混焼割合	0%(ガス専焼) (2029年7月以降 2035年6月まで)	30% (2035年7月以降 2040年6月まで)	100% (2040年7月以降)	
FC _{PJ,j,y}	事業実施後の燃料 j の消費量(t/y)	0	33,057	286,908	アンモニア消費量から水素に換算 (アンモニアの水素密度：17.8%)
NCV _j	事業実施後の燃料 j の正味発熱量(TJ/t)	0.1199			水素発熱量 (119.9MJ/kg(LHV)) (事業計画値)
EF _{fuel,j}	事業実施後の燃料 j のCO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)	0			水素供給以前の排出量を考慮しない場合
FC _{PJ,i,y}	事業実施後の燃料 i の消費量(t/y)	823,090	700,888	6,314	天然ガス (事業計画値)
	(稼働開始時に必要な燃料 i の消費量(t/y))	-	-	6,314	
NCV _i	事業実施後の燃料 i の正味発熱量(TJ/t)	0.0403			天然ガス (40.3MJ/kg(LHV)) (事業計画値)
EF _{fuel,i}	事業実施後の燃料 i のCO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /TJ)	50.97			天然ガス (0.0139tC/GJ) ⁹²

<https://www.mgtc.gov.my/wp-content/uploads/2019/12/2017-CDM-Electricity-Baseline-Final-Report-Publication-Version.pdf>>, 2017

⁹¹ 調査団作成

⁹² 環境省. 算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧

<https://ghg-santeikohyo.env.go.jp/files/calc/itiran_2020_rev.pdf>, 2020

12.2 温室効果ガス削減量の推計

本事業における温室効果ガス削減量を JICA Climate-FIT の考えに基づき推計した。

表 12-2-1 温室効果ガス削減量の推計結果⁹³

データの内容			
水素混焼割合	0%(ガス専焼) (2029年7月以降 2035年6月まで)	30% (2035年7月以降 2040年6月まで)	100% (2040年7月以降)
BE _y : ベースライン年間排出量 (t-CO ₂ /年)	3,400,685	3,247,971	3,238,747
PE _y : プロジェクト年間排出量 (t-CO ₂ /年)	1,690,590	1,439,593	12,969
ガス専焼ケースを基準とした場合の CO ₂ 排出削減量(t-CO ₂ /年)	0	▲250,997	▲1,426,624
プロジェクト電力の CO ₂ 排出係数 (tCO ₂ /MWh(Gross power))	0.291	0.259	0.002
ER _y : 年間排出削減量 (t-CO ₂ /年)= BE _y - PE _y	1,710,094	1,808,379	3,225,779

※: JICA Climate-FIT の考えでは、リーケージはプロジェクト排出量の 10%に相当する。

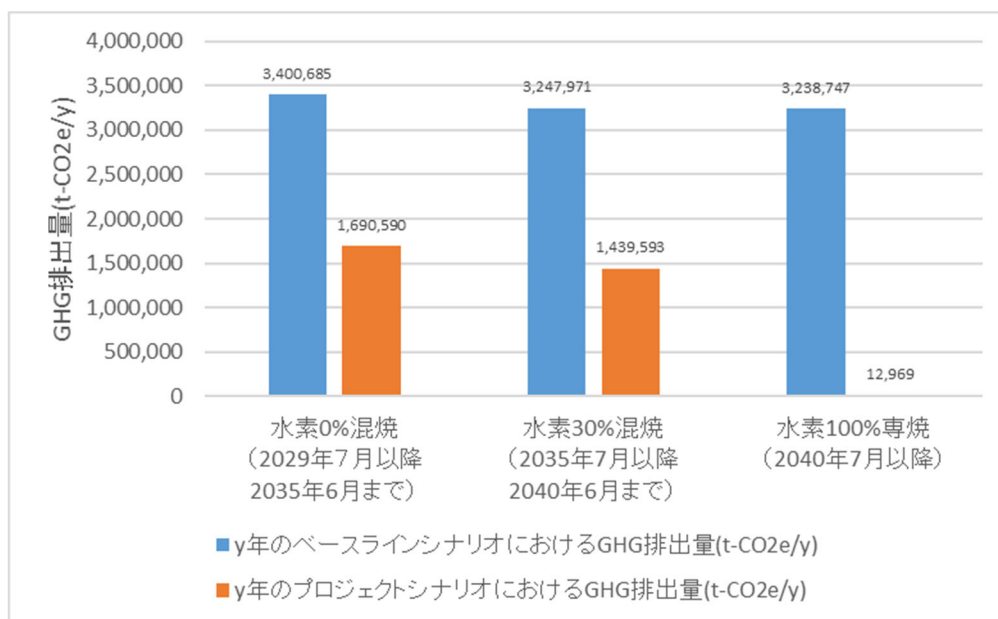


図 12-2-1 温室効果ガス削減量の推計結果⁹⁴

⁹³ 調査団作成

⁹⁴ 調査団作成

13. 事業化に向けた課題整理

持続可能性のもと、増加する電力需要に合わせてタイムリーな電源開発を行う事はマレーシアの課題である。その為、H2-ready の天然ガス専焼発電所として 2029 年に運開し、その後の継続的な課題である燃料種の分散と気候変動対応の為に、将来的に水素混焼・水素専焼へと転換していけるような発電所の技術提案を行った。

PPA の考え方は、EC などとあり方を協議していくべきものであるが、水素を利用できる柔軟性と、各種契約の複雑性との間には、トレードオフが存在すると考えている。

EPC 契約は初回運開時と水素混焼時、水素専焼時のそれぞれで独立したものと考えている。既設部分との繋ぎ込みなどは詳細をこれから検討していくべきものである。

ファイナンスも今後の課題であるが、例えば日本には脱炭素に繋がる技術に対する低利の融資制度が存在する。

・EC による案件の承認/入札への対応

11 章で述べた通り、マレー半島において事業用の発電所を建設・運転するには、事業計画が EC(Energy Commission)に承認され、EC が示す電源開発計画に記載される必要がある。この具体的な事業主体と開発地点は EC によるオークションもしくは類似の検討・審査を経て決定される。

この EC による承認・入札には、特に新技術を用いた場合は長い期間を要するとされる。本件のような新技術を取り入れた計画の場合、従来型 GTCC と新型との差異を EC に説明し、早期に理解を得る必要がある。また、その際には従来型の GTCC と、新技術を用いた水素・アンモニア設備とが、物理的にも建設時期としても分かれており、早期に開発が必要な GTCC 部分への技術的インパクトは大きくない事を強調していくべきである。

・脱水素のフロースキーム確定、性能再計算、コスト・建設再計算

本件ではアンモニアを水素キャリアとして想定しており、採用される GTCC ではアンモニアを直接燃焼させる事は出来ない為、アンモニアから水素を取り出す脱水素を行う必要がある。この脱水素プロセスは、アンモニアの加熱方法、脱水素反応とそこで用いる触媒、水素の精製、水素の加圧、未反応アンモニアの処理など、プロセスフロースキームに開発の余地が多数あり、本件で想定したものはあくまで暫定的なものである。

今後、このフロースキームと採用技術を確定させ、プラントとしての性能・コスト・建設スケジュールを見直していく必要がある。

・水素設備の ESIA

本件での水素利用時に必要となる水素関連設備は、従来型の GTCC や火力発電設備とは一線を画し、むしろ石油や天然ガス関連のプロセスプラントにあたる。この為、火力発電設備としての ESIA とは別に、石油・天然ガス設備としての ESIA を実施していく必要があると見られ、適切なスコーピングと影響評価、必要な緩和策の検討と実施を行っていく事になると予想される。

・水素供給候補とのコンタクト、供給量と価格感

本調査において、豪州やマレーシアで水素を製造・輸出していく計画を公表している複数の企業にコンタクトを試みたが、実際に回答を得られる機会は少なく、回答があった場合も NDA を結んでいない事を理由に非常に限定的な情報しか得られなかった。今後、この案件を具体化していくにあたり、発電事業者としての立場を明確にし、水素供給者と NDA を結んだ上で、水素の供給可能量・供給時期・価格や諸条件を協議していく必要がある。また、水素・アンモニアの供給安定性の確保は、マレーシア側にとっての最重要項目の一つである。

さらに、水素利用時の各種コストの低減や、インセンティブ・規制の導入については、上記の通り今後の継続的な課題となる為、METI などと協力し、コスト低減や望ましい技術と政策・法制度の導入に向けて活動していく必要がある。

・設備利用率とカーボンプライシング

本件での経済性検討を行うにあたり、想定設備利用率の低さが収益性にインパクトを与えた。マレー半島において、適切な設備形成と持続可能性の向上の為、設備利用率は適正な水準に設定される必要がある。

また、水素利用時にはカーボンプライシングや化石燃料利用へのペナルティなどの措置がなければ経済性は得られないが、そのような措置が今後マレーシアにおいて具体化してきた際には、設定された情報に改めて再計算を行う必要がある。さらに、そのような措置が意味を成すような価格水準とされるべきであり、規制当局とのコミュニケーションが活発に行われていくべきである。

・炭素クレジット

本検討において、水素を利用したシナリオでは、感度解析によって建設費・アンモニア価格・設備利用率が改善されるとした場合でも、天然ガス専焼シナリオの単価に対して高価になった。これを改善する為、水素の利用によって削減された分の CO2 排出クレジットを考慮するなど、より一層の支援策が必要になると見られる。

・水素導入の為のコスト反映方法、許認可切替

本件では 2 段階の水素導入を想定して事業の経済性を検討したが、20 年などの長期の売電契約を EC と結ぶにあたり、水素を導入する段階で売電価格を変更出来るのか、また発電所としての諸元が変更になる為、事業認可の内容が改められる必要がある為、それらを円滑に実現していく為の仕組みづくりを行っていく必要がある。

PPA をオプション契約とし、マレーシアや国際社会での法制度(炭素税の導入など)の変化や、水素価格・プラント価格が安価になり水素利用が現実的な状況になった際に、水素利用の EPC と運用を開始するような方法も考えられる。

・発電基準単価と売電価格の計算

今回の調査では、ガス専焼と水素利用の相対的な技術・経済性の比較に焦点を当ててきた。他方、実際の事業の収益性の判断や、監督機関との売電価格水準の交渉を行う為には、マレーシアの法制度や実情に基づいたパラメータ設定を行い、経済性の評価を行う必要がある。水素利用時の投資回収に必要なタリフの設定についても、将来課題となる。

以上