

令和5年度補正グローバルサウス未来志向型共創等事業委託費
(グローバルサウス諸国に対する質の高いインフラ等
海外展開に向けた戦略策定等調査)

インドネシア共和国
ジャワ・マドゥラ・バリ系統における
再生可能エネルギー導入促進と
既存発電設備の共存による
電力系統安定化マスタープラン策定等
調査事業

2026年2月
東電設計株式会社
住友商事株式会社

目 次

第1章	事業背景・目的	7
1.1	本事業の背景	7
1.2	目的	8
第2章	実施スケジュール・体制	9
2.1	実施マイルストーン	9
2.2	体制	9
第3章	実施内容	11
3.1	電力セクターの現状の評価や将来予測	11
3.1.1	現状の電源構成と需要の特徴	11
3.1.2	中期計画（RUPTL2025–2034）の方向性	11
3.1.3	長期ビジョン（RUKN 2025–2060）と残された課題	12
3.2	現地の課題の特定や目標設定	12
3.2.1	系統解析の概要	12
3.2.2	系統解析の結果	15
3.2.3	発電所調査の概要	18
3.2.4	発電所調査の結果	20
3.2.5	本邦技術の活用	21
3.3	解決策の案とその評価	21
3.3.1	相手国の課題・ニーズに即した事業としての日本の強み・勝ち筋	21
3.3.2	競合国と比較した際の日本の強み・勝ち筋	26
3.3.3	強み・勝ち筋をふまえた事業機会案の整理・評価	29
3.4	具体的な戦略の策定	30
3.4.1	短絡電流対策	30
3.4.2	既存石炭火力発電所の改造を通じた系統安定化対策	31
3.4.3	Gas to Power プロジェクトを通じた系統安定化対策	32
3.5	相手国関係者等への提案	33
3.5.1	短絡電流対策の打ち込み	33
3.5.2	既存石炭火力発電所の改造に係る打ち込み	34
3.5.3	Gas to Power プロジェクトの打ち込み	35
3.5.4	ワークショップ・セミナーの実施	35
3.6	成果	36
第4章	今後の展望	37
4.1	MP 事業に対する示唆	37
4.1.2	波及効果の拡張に向けたアクション	38
4.2	後続 MP 策定事業や FS 事業への接続可能性	38
4.2.1	短絡電流対策	39

4.2.2	電力系統の調整力を確保するための対策（最低負荷低減・負荷変化率向上） ...	40
4.2.3	電力系統の調整力を確保するための対策（Gas to Power）	40
4.3	フォローアップ期間（5年）の概略プラン	40

図表目次

[図]

図 1-1	インドネシアの 2060 年までの電源構成.....	7
図 1-2	本事業の対象地域.....	8
図 2-1	実施体制.....	10
図 3-1	系統解析の分担と実施手順.....	14
図 3-2	2025 年および 2034 年の燃種別電源容量.....	14
図 3-3	JAMALI 系統 - 2020 年の平均発電積上曲線.....	16
図 3-4	Base Case におけるエリア別の故障電流分布	17
図 3-5	選定した発電所の立地.....	19
図 3-6	東京電力の地中送電線技術.....	24
図 3-7	東京湾ガス発電所 LNG/ガスネットワーク.....	24
図 3-8	東京エリア送電線網 (500kV/ 275kV)	25
図 3-9	HVDC (日立 ABB)	26
図 3-10	各国の電源構成の比較.....	27
図 3-11	韓国の電源構成.....	28
図 3-12	韓国からインドネシアへの直接投資額の推移.....	28
図 3-13	位相変圧器の機能と短絡電流の抑制.....	31
図 3-14	既存石炭火力の最低負低減方法.....	32
図 3-15	既存石炭火力の最低負低減方法.....	35
図 4-1	2034 年までのアクションプランの提案.....	39

[表]

表 2-1	実施マイルストーンおよびスケジュール.....	9
表 3-1	RUPTL 2025-2034 新規電源導入量.....	11
表 3-2	設定した解析シナリオ.....	15
表 3-3	選定した発電所の仕様.....	19
表 3-4	JAMALI 系統で実施すべき対策・プロジェクトと優先順位	21
表 3-5	短絡電流の増加に対する対策.....	23
表 3-6	系統安定化対策の比較表.....	29
表 3-7	PLN および MEMR との打合せ実績 (短絡電流対策)	33
表 3-8	PLN および MEMR との打合せ実績 (既存石炭火力発電所の改造)	34

略語一覧

略語	英語名・インドネシア語名	日本語名
AZEC	Asia Zero Emission Community	アジア・ゼロエミッション共同体
BESS	Battery Energy Storage System	蓄電池
BRICS	Brazil, Russia, India, China, South Africa	ブラジル、ロシア、インド、中国、南アフリカ
CO ₂	Carbon Dioxide	二酸化炭素
COD	Commercial Operation Date	商業運転開始日
DJK	Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan	電力総局
DRUPTL	Draft Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik	ドラフト電力供給事業計画
DSS	Daily Start and Stop	日間起動停止
EU	European Union	ヨーロッパ連合
FCB	Fast Cut Back	ファストカットバック
FS	Feasibility Study	実現可能性調査
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit	浮体式 LNG 貯蔵再ガス化設備
HVDC	High Voltage Direct Current	高電圧直流送電
IBT	Inter-Bus Transformer	高インピーダンス・インターバス・トランス
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
JAMALI	Java-Madura-Bali	ジャワ・マドゥラ・バリ
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources	エネルギー・鉱物資源省
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry	経済産業省
MOU	Memorandum of Understanding	基本合意書
MP	Mater Plan	マスタープラン
NRE	New and Renewable Energy	新エネ・再エネ
OKI	Divisi Operasi Pembangkit dan Independent Power Producer (Generation Operations and Independent Power Producer Division)	発電所運用部
PLN	PT Perusahaan Listrik Negara	国営電力会社
PLN IP	PT Perusahaan Listrik Negara Indonesia Power	PLN インドネシアパワー
PLN NP	PT Perusahaan Listrik Negara Nusantara Power	PLN ヌサンタラパワー
PLNE	PT Prima Layanan Nasional Enjiniring	PLN エンジニアリング
PLTGU	Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (Steam Gas Power Plant)	ガスコンバインドサイクル発電所
PLTU	Pembangkit Listrik Tenaga Uap (Steam Power Plant)	汽力発電所（主として石炭火力発電所）
PMT	Pemutus Tenaga (Circuit Breaker)	電力ブレーカー
RoCoF	Rate of Change of Frequency	周波数変化率
RSK	Divisi Perencanaan Strategis Pembangkitan (Generation Strategic Planning Division)	発電計画部
RSL	Divisi Perencanaan Sistem Ketenagalistrikan (Electricity System Planning Division)	系統計画部
RUKN	Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional	国家電力総合計画
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (General Plan for the Provision of Electricity)	電力供給事業計画
SC	Supercritical Power Generation	超臨界圧石炭火力発電所
SCCL	Short Circuit Current Limiter	短絡電流制限器
SRE	Stable Renewable Energy	安定型再生可能エネルギー

USC	Ultra-supercritical Power Generation	超々臨界圧石炭火力発電所
VRE	Variable Renewable Energy	変動型再生可能エネルギー
WSS	Weekly Start and Stop	週末起動停止

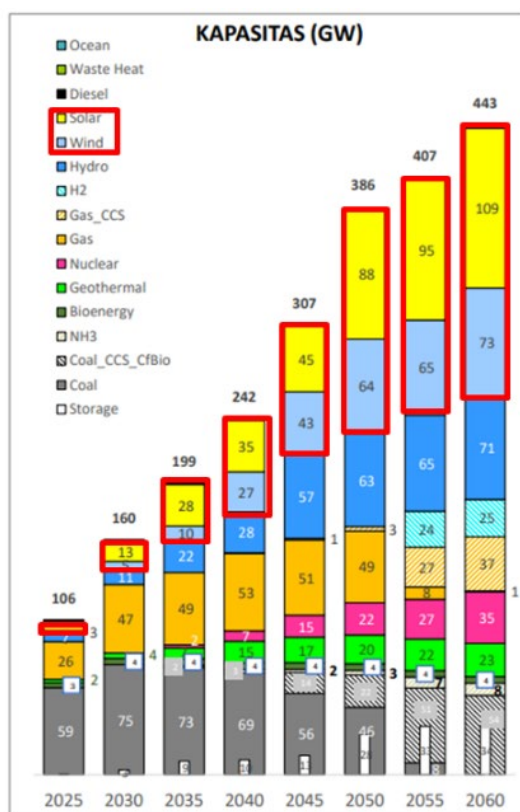
第1章 事業背景・目的

1.1 本事業の背景

インドネシアは2060年までのネット・ゼロ・エミッション目標を掲げており、同目標を達成するためには、化石燃料による発電を減らしながら、再生可能エネルギー（再エネ）を増やすことが重要である。

エネルギー鉱物資源省（MEMR：Ministry of Energy and Mineral Resources）が策定している最新の「国家電力総合計画（RUKN：Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional）2025-2060」における2060年までの電源構成は図1-1のとおり。2060年には同国の総電力容量（443 GW）のうち、太陽光および風力発電を合わせた変動型再エネ（VRE：Variable Renewable Energy）の容量は182 GW、水力および地熱発電を合わせた安定型再エネ（SRE：Stable Renewable Energy）の容量は94 GWとなる。つまり、2060年には総電力容量のうち半分以上は再生可能エネルギーでまかなうことになり、その大部分はVREが占めることとなる。

VREはSREと比べて短期間で開発でき、比較的成本も安いいため、導入しやすいという利点がある。しかし、水力や地熱発電などをはじめとするSREのように調整力がないため、VREの割合が増えると電力系統は不安定になるという課題がある。そのため、VREの新規開発と同時に、系統の安定度を確保する対策を実施することが重要である。



*赤枠で囲っている部分はVREの容量を示す

(出典：MEMRのプレゼン資料（2025年6月2日）)

図1-1 インドネシアの2060年までの電源構成

このような状況を受け、インドネシアが電力システムの安定を保ちつつ、再エネ導入を拡大できることを目指した 2034 年までのマスタープランを策定した。具体的には、既設石炭火力の最低負荷の引き下げや既設ガス火力における負荷変化率の向上といった、既存発電設備の活用も視野に入れた系統安定化技術を比較検討し、2034 年までに導入可能で同国に最も効果的な技術の検討を行った。なお、本事業は、インドネシア全体の電力需要の約 8 割を占めるジャワ・マドゥラ・バリ (JAMALI) 系統を対象とした。



(出典：IEA)

図 1-2 本事業の対象地域

1.2 目的

本事業の目的は下記のとおり。

(1) インドネシアにおける再エネ導入促進計画の策定

インドネシアは豊富で多岐にわたる再エネ資源を有していながら、再エネ電源の導入実績は計画をはるかに下回っている（時事通信 2024 年 10 月 14 日版より）。そのため、本事業では、インドネシアの JAMALI 系統における再エネ導入拡大の課題を洗い出すとともに、再エネ電源、特に VRE が系統に接続された際の系統安定化対策を検討する。また、系統安定化対策の中でも「既存発電設備の活用」に焦点を充てることで、PLN などが短中期的に実行できる再エネ導入促進計画を策定する。

(2) 日本の技術の推進

最後に本事業を通じて、日本企業の系統安定化関連技術がインドネシア内に普及することを目的とする。そのため、マスタープランを策定するにあたっては、インドネシア側と十分に協議の上、日本企業特有の技術の展開につながるような戦略を立てる。また、アジア・ゼロエミッション共同体 (AZEC : Asia Zero Emission Community) などといった脱炭素外交にも貢献することを目標とする。

第2章 実施スケジュール・体制

2.1 実施マイルストーン

本事業の実施マイルストーンおよびスケジュールを表 2-1 に示す。

事業開始後、日本での机上調査および現地出張を通じて、インドネシアの電力セクターに係る基礎情報、発電および送変電分野に係る情報、ならびに再エネを導入する上での課題などの情報収集・整理を実施した（実施内容（A））。

その後、入手したデータ・情報をもとに、VREが増加した場合のシナリオを複数考案し、JAMALIシステムの系統解析を実施した（実施内容（B））。

対象発電所の選定と実現可能性の検討（実施内容（C））においては、実施内容（A）と（B）の結果をもとにリハビリ・改良の対象とする発電所のリストを作成し、現場調査を実施した。既存石炭火力発電所における最低負荷の低減をはじめとした系統安定化メニューの実現可能性を調査するとともに、事業化の検討を行った。

最後に、既存発電設備の活用を中心とした2034年までの系統安定化マスタープラン（MP）を策定し、調査結果と提案内容をインドネシア側に報告するためのワークショップ・セミナーを2025年12月に開催した（実施内容（D））。同ワークショップ・セミナーおよび事業期間を通じて得られたインドネシア側からのコメントを反映し、最終報告書を取り纏めた（実施内容（E））。

表 2-1 実施マイルストーンおよびスケジュール

実施内容	2025												2026	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2
(A) 電力セクターに係る情報収集と分析														
(B) ジャワ・マドゥラ・バリシステムの系統解析														
(C) 対象発電所の選定と実現可能性の検討														
(D) 既存発電設備による系統安定化MPの策定														
(E) 報告書作成														
現地での活動内容														
PLN/MEMRとのキックオフ会議	●													
PLNEとの打合せ		●		●			●							
対象発電所の現場調査					●	●		●						
PLN/MEMRへの中間報告											●			
ワークショップ・セミナー												●		
PLN/MEMRへの最終報告													●	

■ 工程 ● 実施時期

（出典：調査団¹作成）

2.2 体制

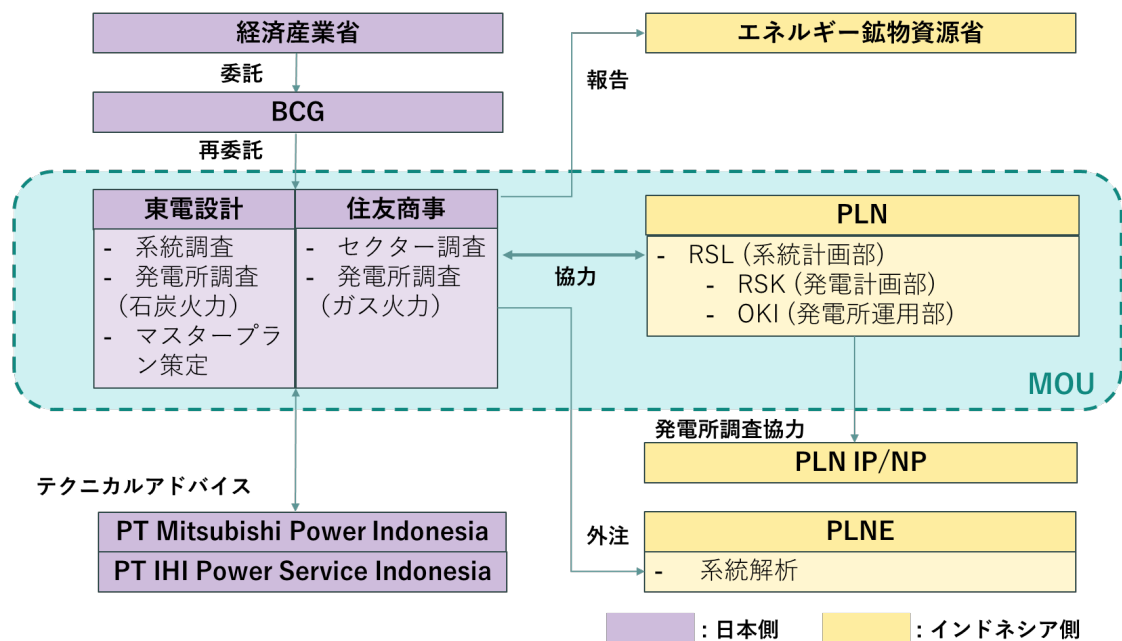
本事業の実施体制を図 2-1 に示す。本事業は経済産業省より発注を受けたボストンコンサルティンググループ（BCG）からの再委託で、東電設計株式会社（東電設計）と住友商事株式会社（住友商事）が共同で実施した。東電設計が幹事会社を務め、系統調査、発電所調査（石炭火力）、およびMPの策定を担当し、住友商事はセクター調査および発電所調査（ガス火力）を主に担当した。また、本事業で提案するMPがインドネシア側に受け入れられるためには、同国の実データ

¹ 「調査団」とは、東電設計と住友商事で構成される本事業チームのことを指す。

をもとに調査を進めることが重要であることから、本事業に関する MOU を PLN・東電設計・住友商事の 3 社で締結した。

本事業は、PLN のメインのカウンターパートを系統計画部（RSL：Divisi Perencanaan Sistem Ketenagalistrikan）とし、必要に応じて RSL から発電計画部（RSK：Divisi Perencanaan Strategis Pembangkitan）や発電所運用部（OKI：Divisi Operasi Pembangkit dan Independent Power Producer）に協力依頼をしてもらい、調査を進めた。また、多数の発電所を訪問し調査するにあたっては、PLN インドネシアパワー（PLN IP：PT Perusahaan Listrik Negara Indonesia Power）および PLN ヌサンタラパワー（PLN NP：PT Perusahaan Listrik Negara Nusantara Power）に協力を仰いだ。さらに、系統解析業務を、必要な系統データを保有する PLN の子会社の PLN エンジニアリング（PLNE：PT Prima Layanan Nasional Enjiniring）に東電設計から外注した。なお、調査の結果や進捗については、適宜 MEMR にも報告した。

最後に、本事業のうち特に発電所調査実施中には、インドネシアの火力発電所建設プロジェクトにおいて、多数の設備供給の経験のある三菱パワーインドネシアおよび IHI パワーサービスインドネシアの 2 社からテクニカル面での協力を仰いだ。



(出典：調査団作成)

図 2-1 実施体制

第3章 実施内容

3.1 電力セクターの現状の評価や将来予測

3.1.1 現状の電源構成と需要の特徴

インドネシアの発電設備容量は現在およそ 100GW 規模で、その大半を石炭火力とガス火力が占めている。石炭が約 6 割、ガスが約 2 割前後で、残りを水力・地熱・バイオマス等の再エネが担う構図である。電化率は 99%超まで向上しており、離島を含めた電力アクセスは一定程度改善している一方、急速な経済成長と産業化により、今後も電力需要は右肩上がりで見込まれている。

3.1.2 中期計画（RUPTL2025-2034）の方向性

PLN が策定した RUPTL 2025-2034 では、今後 10 年間で 69.5GW の新規電源を追加する計画が示されている。このうち 42.6GW が再エネ、10.3GW が蓄電（（BESS：Battery Energy Storage System）・揚水）、10.3GW がガス火力、6.3GW が石炭火力とされ、これまでで最もグリーンな RUPTL となっている（詳細構成比は表 3-1 に示す通り）。再エネの中心は太陽光・水力・風力・地熱であり、特に太陽光については 2034 年までに 17.1GW を積み上げる方針が示されている。一方で、追加電源の約 4 分の 1 は依然として化石燃料であり、RUPTL2025-2034 は、RUKN2025-2060 に則りながら、再エネと蓄電・ガス火力を組み合わせることでシステムの柔軟性を高めつつ、現実的な需給バランスを維持しようとする「移行期プラン」と考えられる。

表 3-1 RUPTL 2025-2034 新規電源導入量

電源名	新規導入電源量
再生可能エネルギー	
太陽光	17.1 GW
水力	11.7 GW
風力	7.2 GW
地熱	5.2 GW
バイオエネルギー	0.9 GW
原子力	0.5 GW
小計	42.6 GW
蓄電	
BESS	6.0 GW
揚水発電	4.3 GW
小計	10.3 GW
化石燃料	
ガス火力	10.3 GW
石炭火力	6.3 GW
小計	16.6 GW
合計	69.5 GW

（出典：RUPTL を元に調査団作成）

3.1.3 長期ビジョン（RUKN 2025-2060）と残された課題

RUKN 2025-2060 では、2060 年までに設備容量を 443GW まで拡大し、その 79%を新エネ・再エネ（NRE：New and Renewable Energy）で賄うという目標が掲げられている。内訳としては、太陽光が約 109GW（全体の約 25%）と最大の電源となり、水力・風力・地熱・バイオマス等がこれに続く構成である。同時に、残存する石炭・ガスについては CCS の導入やアンモニア・水素混焼などにより排出削減を図る前提となっている。

もともと、RUKN が描く 2040 年時点のシナリオでは、依然として石炭・ガスが電源構成の相当部分を占める見通しであり、「2060 年ネットゼロ達成には追加的な対策が必要」との評価もある。また、443GW への増設には約 1 兆米ドル規模の投資が必要と見積もられており、制度整備・送電網強化・国際金融の動員が進まなければ、計画が実現しないリスクも大きい。

総じて、インドネシア電力セクターは「石炭依存からの転換」と「需要増への対応」という二重の課題に直面している。RUPTL と RUKN は、再エネ・蓄電・柔軟なガス火力・CCS・原子力等を組み合わせた長期ビジョンを示しているものの、政策実行力や投資環境の整備が追いつかなければ、紙上のシナリオにとどまる懸念もある。今後 10 年程度が、再エネ拡大と石炭火力の扱いを含め、エネルギートランジションの成否を左右する正念場となる期間と考えられる。

3.2 現地の課題の特定や目標設定

3.2.1 系統解析の概要

(1) ジャワ・マドゥラ・バリ地域の電力系統

インドネシアの JAMALI 地域は、インドネシアの首都であるジャカルタを含み、インドネシアの島々の中で最大の電力需要地となっており、同地域の電力系統は一体運用されている。このため、本検討は JAMALI 地域の電力系統を対象とした。

インドネシアの JAMALI 地域の基幹系統の送電電圧は 500kV および 150kV で構成されているが、本系統解析は JAMALI 系統を横断している最も大きな送電系統である 500kV 送電網を対象に解析を実施した。

(2) 系統解析の進め方

系統解析は PLNE に依頼した。また、500kV 系統および 150kV を含むシミュレーションモデルを使用したものの、解析結果の評価は 500kV のみを評価した。

系統解析の進め方は図 3-1 に示すとおり、次のステップで実施した。

i) 解析シナリオの設定

解析シナリオの設定は東電設計が担当した。解析シナリオの設定は、再生可能エネルギーの内、太陽光発電所および風力発電所をドラフト RUPTL（DRUPTL：Draft Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik）で計画されている導入量をベースとし、再生可能エネルギーの導入と DRUPTL に示された電力設備拡張計画に基づき条件設定を行った。DRUPTL を使用した理

由は、本件の開始時期に 2025 年度版の RUPTL が正式発行されていなかったからである。本検討で使用した DRUPTL と RUPTL には大きな差異がなく、本検討結果・提案内容に影響を及ぼすものではないことは確認した。

ii) データ収集

シミュレーションモデル作成に必要なデータ収集は PLNE が担当した。収集した主なデータは、JAMALI 系統の 500kV および 150kV 電力設備情報や各変電所の需要に加え、DRUPTL および RUPTL の電力設備の拡張計画である。

iii) 電力供給計画

電力供給計画は PLNE が担当し、PLEXOS を使用した。PLEXOS は、オーストラリアの Energy Exemplar 社が提供する統合エネルギー最適化シミュレーションソフトウェアで、電力需要に応じた発電機の運用シミュレーションを行うこともできる。本解析では、PLEXOS に JAMALI 系統の発電所の各ユニットの発電コストや発電効率、定期点検スケジュールなどを設定し、1 年間の発電コストが最小になるような発電機運用シミュレーションを行った。シミュレーションは 2034 年を想定し、電力需要は PLNE が作成した。PLNE が作成した電力需要の最大は、9 月 9 日 12:00 であった。そこで、電力系統シミュレーションは、PLEXOS によって電力需要が 1 年間で最も大きい 2034 年 9 月 9 日の 12:00 において実施した。

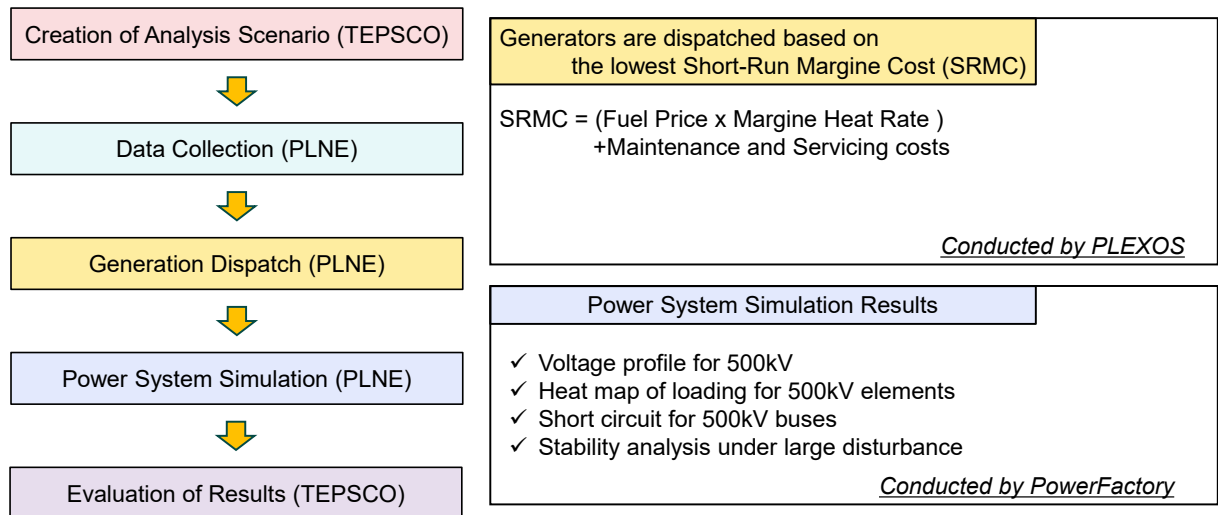
iv) シミュレーションの実施

シミュレーションの実施は PLNE が担当し、PowerFactory を使用した。PowerFactory は、ドイツの DIgSILENT 社が提供する電力系統シミュレーションソフトウェアで、40 年来の実績があり、世界的に広く使用されているツールである。電力系統シミュレーションは、前項で示した解析シナリオや収集した電力系統情報、電力供給計画をもとに次の解析を実施し、次の項目の確認を行った。

- ・ 500kV 電力系統の電圧
- ・ 500kV 送電線の電力潮流状況
- ・ 500kV 母線の 1 線地絡故障および 3 相短絡故障時の故障電流
- ・ 大型火力発電所停止時の過渡安定度

v) シミュレーション結果の評価

シミュレーション結果の評価は東電設計が担当した。シミュレーション結果に基づいて JAMALI 系統の問題点などを整理し、対策を考案した。なお、実際の問題点の整理や対策などの考察については、3.2.2 系統解析の結果の項に示す。



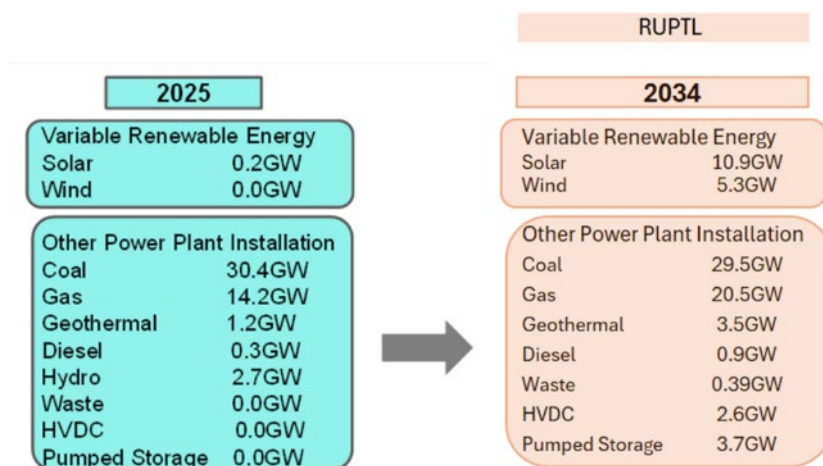
(出典：調査団作成)

図 3-1 系統解析の分担と実施手順

(3) 解析シナリオ

想定した解析シナリオは、DRUPTLでの発電所計画に基づいたものである。2034年の燃種別電源容量を図3-2に示す。なお、2034年の再生可能エネルギー導入量（太陽光と風力）の17.4GWはRUKNの導入量より想定した。この量は2025年に対し、約17GWの増加量となり、PLNは計画的に再生可能エネルギーを導入する計画としている。参考にRUPTLの燃種別電源容量も合わせて同図に示した。

この電源計画に基づいて、表3-2に示すシナリオを設定し、再生可能エネルギー大量導入時にDRUPTLに示された開発計画が遅れた場合の影響と問題点がないかの確認を行うこととした。



(出典：調査団作成)

図 3-2 2025年および2034年の燃種別電源容量

表 3-2 設定した解析シナリオ

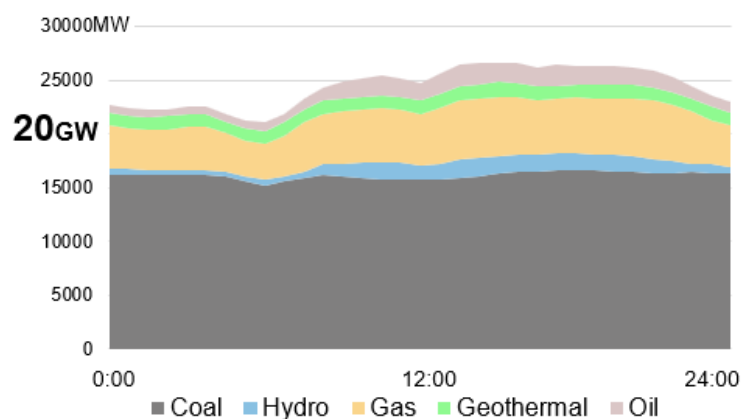
ケース名	設定内容
Base Case	・再エネ導入
Case A	・再エネ導入 ・スマトラ島-ジャワ島間の HVDC (High Voltage Direct Current) 設備建設遅れ
Case B	・再エネ導入 ・ガス火力発電所の建設遅れ
Case C	・再エネ導入 ・揚水発電所の建設遅れ
Case D	・再エネ導入 ・送電線の建設遅れ
Case E	・再エネ導入 ・ガス火力発電所の建設遅れ ・揚水発電所の建設遅れ

(出典：調査団作成)

3.2.2 系統解析の結果

まず、Base Case における 2034 年 9 月 9 日の発電積上曲線より、以下が確認された。参考として、2020 年の平均発電積み上げ曲線を図 3-3 に示す（2020 年 IEA 公表資料参考）。

- (1) VRE の大量導入により、日中は主にガス火力が負荷調整を行う役割を有している。また、ガス火力の負荷調整に加えて、石炭火力についても一部負荷調整（停止含む）を行う役割を有している。
- (2) HVDC の導入により、RE 電源が安定供給されており、交直変換器を有することから系統内の電圧のブレを安定させる役割も有している。
- (3) 揚水発電は本曲線からは直接読み取れないが、日中の余剰発電量を元に、汲み上げを行い、夜間に発電することで、VRE の発電量が減少する夜間の発電量を賄う役割を担っている。
- (4) VRE の大量導入により、日中の天候のブレによる突発的な発電量変動に備えた系統である必要がある。



(出典：IEA Publication 2022)

図 3-3 JAMALI 系統 - 2020 年の平均発電積上曲線

(5) 500kV 電力系統の電圧

500kV 電力系統の電圧は、インドネシアのグリッドコードに 475kV～525kV の電圧に維持するよう定められている。系統解析により 500kV 電力系統の電圧はグリッドコードを満たす結果となり、電圧面での問題が無いことが確認された。

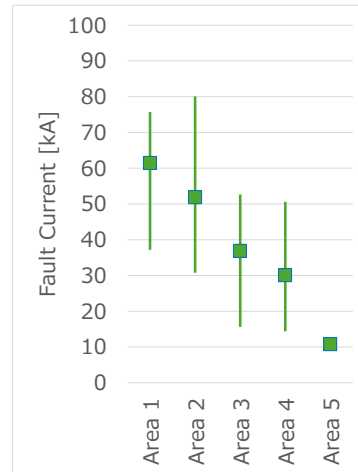
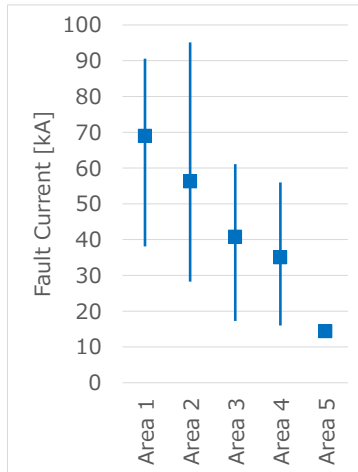
但し、今後、再エネの導入が進むことで、電圧低下問題や再エネの出力変動による電圧変動問題が顕在化する可能性があると思料される。したがって、再エネの導入検討に合わせて、電圧変動対策についても検討する必要がある。

(6) 500kV 送電線の潮流状況

500kV 送電線の潮流状況は、系統解析によりいずれの解析シナリオにおいても電力潮流が送電線の送電容量を超過しない結果となった。

(7) 500kV 母線の 1 線地絡故障および 3 相短絡故障時の故障電流

500kV 母線の 1 線地絡故障および 3 相短絡故障時の故障電流を計算した。1 線地絡故障は電力を送る 3 本の導体（一般に超高圧の電力は 3 本の導体を一組として輸送される）の内、1 つの導体が断線または落雷によるフラッシュオーバーなどによって大地と電気回路を形成して電力輸送ができなくなる状態である。3 相短絡故障は 3 本の導体が断線して混線する、または樹木などの導体物が導体に倒れこみ 3 本の導体が短絡し電力輸送ができなくなる状態である。故障電流の計算結果は、いずれの解析シナリオにおいても 500kV 系統で一般的に使用されている遮断器の遮断能力 50kA を超えることが判明した。Base Case におけるエリア別の短絡電流を図 3-4 のとおり整理した。グラフの四角点はエリア毎の平均値を示し、グラフの直線は最小値から最大値を結んでいる。故障電流は 3 相短絡故障よりも 1 線地絡故障の方が大きい結果となった。1 線地絡故障の方が大きい理由は発電所が多く立地していることが要因であり、発電所が多く立地している Area 1 および Area 2 が多くなっていることが分かった。



a. 1線地絡故障時の故障電流

b. 3相短絡故障時の故障電流

※50kA、63kA はインドネシア 500kV 系統で使用されている多くの遮断器の定格遮断能力

(出典：調査団作成)

図 3-4 Base Case におけるエリア別の故障電流分布

故障電流が大きい理由は、発電所の立地が多いだけでなく、JAMALI 地域の 500kV 電力系統はループになっており、故障電流を大きくする要因の一つとなっている。ループ系統とは、発電所間ならびに変電所相互間が異なるルートの電線路で環状に接続・運用されている系統である。このため、一般に供給信頼度が高く短絡電流が大きくなる特徴がある。現在の JAMALI 地域 500kV 電力系統の短絡電流は、遮断器の故障電流遮断能力を超過している箇所が多数存在しており問題となる。

故障電流が大きい系統で故障が発生した場合は、遮断器の遮断能力を超える故障電流が流れて遮断器が壊れてしまい故障点を系統が切り離すことができず、大規模停電を引き起こす可能性があるばかりでなく、遮断器の取り換えにも時間を要して電力供給能力が復旧するまでには相当な時間を要することになる。

(8) 大型発電機脱落時の過渡安定度

1GW 出力する発電機が系統から脱落した時の過渡安定度解析を実施した。系統が持つ瞬時予備力が大きいと周波数低下は小さくなり、瞬時予備力が小さいと周波数低下が大きくなる。今回のシミュレーションは、昼間に太陽光発電所の発電電力が大きくなり、太陽光発電所の出力変動による供給力不足を補うため、瞬時予備力が多くなっていると理解される。過渡安定度の計算の結果より、再エネ電力の供給量が増加し系統の慣性力が減少するものの過渡安定度に問題がないことが確認できた。

3.2.3 発電所調査の概要

(1) 調査対象プラント選定

JAMALI 系統には計 100 ユニット以上の石炭火力、ガス火力（シンプルおよびコンバインドサイクル）発電所が設置されている。その中から、本事業における系統安定化対策メニューを採用する候補となる調査対象の既存発電所を、以下の A)~D) の項目を勘案して 11 箇所選定した。そのプラントの一覧を表 3-3 と図 3-5 に示す。

A) PLN もしくは PLN IP、PLN NP が所有する発電所：

独立系発電事業者（IPP：Independent Power Producer）の発電所の多くは、テイク・オア・ペイ条項²付きの電力購入契約を PLN と結んでいる。低負荷運用により IPP 火力の稼働率が一定の水準よりも低下すると、PLN の電力調達費用の増加を招く。したがって、現状の制度下では設備改造のメリットを見出しにくい IPP 火力ではなく、PLN 傘下の発電所を優先的に選定した。

B) ボイラー、タービンの製造者：

JAMALI 系統には本邦メーカーの主機を導入している PLN 傘下が運営する発電所が複数ある。今後の改造といった事業形成に向けて、本邦メーカーが最低負荷低減や負荷変化率向上に取り組みやすい発電所を優先的に選定した。なお、本邦メーカーにとって、必ずしも自社製のユニットでないと改造に取り組めないわけではないことが確認できたため、海外製の主機が収められているユニットも対象に加えた。

C) 運転開始年：

改造の効果を考慮して、比較的新しいユニットを優先的に選定した。

D) 発電容量：

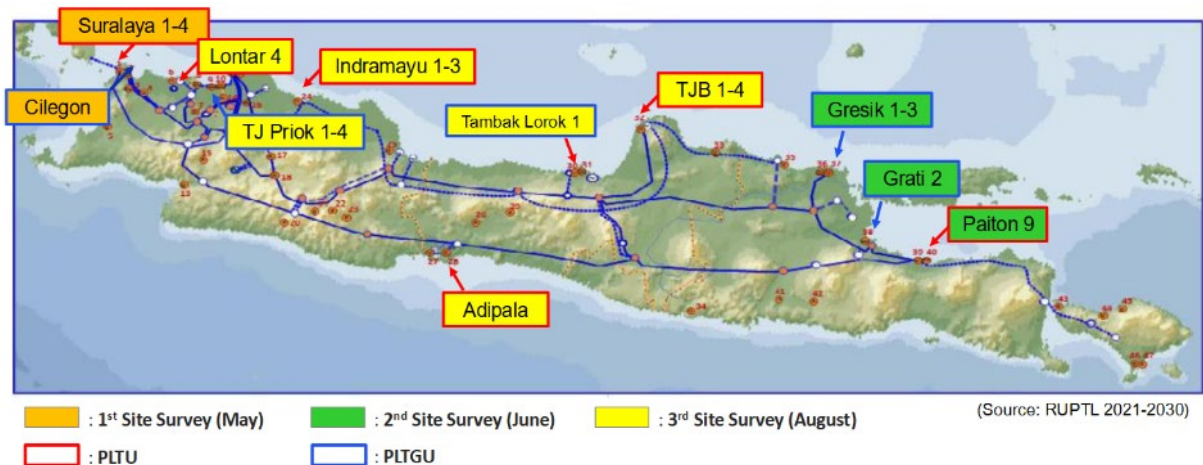
改造の効果を考慮して、最低でも 100MW 以上のユニットを選定した。

² テイク・オア・ペイ条項とは、電力の買主固有の理由で実際に電力を引き取らない場合においても、その分の代金を支払わなければならないとする条項。IPP 事業者にとっては、収益の予測可能性を高めることとなり事業への投資基盤となる。

表 3-3 選定した発電所の仕様

PLN Power Plants	Major Contents					
	Plant Fuel Basis	Manufacturer Boiler/STG	Plant Location Basis	Plant Age, CF Basis	Plant Capacity Basis(MW)	Connected Grid Basis
	Detail Criteria for each Contents will be decided after basic study					
Paiton 9	Coal / Sub.	B : Harbin STG : Harbin	East Jawa	2012	615	500kV
Tanjung Jati B 1-4	Coal / Sub.	TJB 1&2 B : BW / STG : Toshiba TJB 3&4 B : MHI / STG : Toshiba	Central Jawa	U1,2 2006 U3,4 2011/12	2,644	500kV
Lontar 4	Coal / USC	B : IHI STG : Toshiba	Banten	2024	315	150kV
Suralaya 1-4	Coal / Sub.	B : Babcock Wilcox STG : MHI	Banten	U1,2 1985/86 U3,4 1989	1,486	500kV
Adipala	Coal / SC	B : Babcock Wilcox Beijing STG : Shanghai Electric Group	Central Jawa	2016	615	500kV
Gresik Blok 1-3	Gas / PLTGU	GT : MHI 701 D	East Jawa	U1,2 1992 U3 1993	493	150kV / 500kV
Grati 2	Gas / PLTGU	GT : MHI ST : Doosan	East Jawa	2003 (GT) / 2020 (ST)	465	150kV
Tambak Lorok 1	Gas / PLTGU	GT : GE	Central Jawa	1993/97	405	150kV
Priok 1-4	Gas / PLTGU	ABB / MHI	West Jawa	U1,2 1994 U3 2012 U4 2019	547	150kV
Indramayu 1-3	Coal/Sub	Beijing Beizhong	West Jawa	2011	330	150kV
Cilegon	Gas / PLTGU	GT : MHI M701F	Banten	2006	660	150kV

(出典：調査団作成)



(Source: RUPTL 2021-2030)

(出典：調査団作成)

図 3-5 選定した発電所の立地

(2) 火力発電所の現地調査内容

PLN への質問票、現地調査や発電所との打合せを通じて、主に以下の項目の情報収集を進め、発電所の性能と健全性を評価し、今後の改造の可能性を検討した。

- ・ 過去（5年間）の保守実績、および今後5年間の保守計画
- ・ 過去（5年間）の年間起動・停止回数
- ・ 各種パターン別（平日、休日、雨天時など）の日別負荷曲線
- ・ 過去（5年間）の設備利用率、強制停止率
- ・ 最低負荷運転時に発生した技術的な問題
- ・ 発電所の仕様（最低負荷、負荷変化率含む）
- ・ 設備の配置（ミルなど）、空地スペース

- ・ 今後のアップグレード、改造計画の有無

3.2.4 発電所調査の結果

(1) 発電所調査結果

11 発電所の現地調査を通じて確認された、各発電所の直近の運用状況、負荷調整能力、今後の計画等について、に整理した。

インドネシアの火力発電所の運転状況の傾向は、以下の A)～F) に代表される。

- A) 石炭火力発電所（PLTU : Pembangkit Listrik Tenaga Uap）の最低負荷率は 50～60%程度で運用されている。これらの発電所については制御システムのチューニングを実施したり、粉砕ミルモータにインバータを追加し、ミルのテーブルに回転数調整機能を付けることで、既設石炭火力の最低負荷を低減することが可能である。
- B) 発電所や PLN との打合せでは、発電原価の低い石炭火力を低負荷運転するメリットが無いことが度々コメントされた。
- C) 多くの PLN 発電子会社の石炭火力では、「石炭火力発電所における燃料としてのバイオマスの利用に関するエネルギー鉱物資源大臣規則（No.12/2023）³」に基づき、積極的にバイオマス混焼を実施している。現状の混焼率は燃料のサプライチェーンの課題があり、発熱量ベースで 0.5～5%である。発電所調査では、バイオマス（主としておがくず）は貯炭場の石炭のパイルの隣に集積され、パワーショベルで混合するような運用が確認された。いくつかの発電所では混焼率を 10%へ引き上げる計画もあるが、バイオマスと石炭の成分の違いは大きく、安定燃焼のために、かつ将来の更なる混焼率の上昇に備えて、バイオマス専用のハンドリング設備の追設が推奨される。
- D) いくつかのガス火力発電所（PLTGU : Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap）の負荷変化率は 3%/分未満である。負荷変化率の向上は、基本的にはソフト面（発電所の制御システムのチューニング）の改造のみで実現可能である。
- E) インドネシアでは、天然ガス不足に直面している。これは、国内の主要ガス田で生産減退が起り高コストな LNG（Liquefied Natural Gas）の割合が増えていること、エネルギートランジションの流れで天然ガスの用途が増えていることが要因とされている。
- F) ガバナフリー機能（系統の周波数の変化に応じて発電出力の調整を行う機能）と Fast Cut Back 機能（系統事故時にユニットを所内単独運転に移行する機能）は、訪問したほとんどの火力発電所で実装されていた。

これら A)～F) のうち、今後 JAMALI 系統に訪れる再エネ導入拡大期において A) 石炭火力発電所の最低負荷率、B) 柔軟な負荷調整に対するインセンティブ制度、E) ガス供給の課題に関しては、系統の安定度、セキュリティ向上、ならびに太陽光発電所の出力抑制や石炭火力発電所の日間起動停止（DSS : Daily Start & Stop）、週末起動停止（WSS : Weekly Start & Stop）の回避/低減の観点で重要である。後章では、本 MP における推奨事項として、これらの課題に対する必要な

³ <https://peraturan.bpk.go.id/Details/291410/permen-esdm-no-12-tahun-2023>（2026/1/5 閲覧）

対応策と、今後 10 年間のアクションプランを述べる。

3.2.5 本邦技術の活用

石炭火力発電所で最低負荷を低減するためには事前に詳細の実現可能性調査（FS：Feasibility Study）を実施した上で、実機における確認試験が必要である。今回調査した石炭火力発電所の中では Lontar 発電所の 4 号機は超々臨界圧変圧貫流ボイラー、また、Adipala 発電所は超臨界圧変圧貫流ボイラーであり、日本におけるほぼ同型のボイラーで最低負荷 15%運用が行われている。

また、本邦企業の中には世界でも有数の発電用ガスタービンメーカーもあり、製品納入後も発電所向けに保守、点検、補修、部品供給、技術支援などの包括的なアフターサービスをグローバルに提供している。加えて、大型の既設ガス火力の負荷変化速度向上の実績もあり、ガス火力の新設や改造に関連する本邦の技術も非常に有望である。

3.3 解決策の案とその評価

本事業の系統解析の結果から下記 2 点の課題が抽出された。

- 西地区送電網における、定格 100%を超える短絡電流の発生
- 太陽光を主とした VRE 電源の昼間導入において、調整力の不足による石炭火力の停止・再起動

また、11 か所の発電所現地調査の結果は下記のとおり。

- 石炭火力の最低負荷について、低コストにて改良することが可能である。
- 石炭火力の最低負荷運転を実施する場合、発電会社としては経済性が悪くなり、積極的には実施したくない。したがって、何らかのインセンティブが必要。
- ガス火力発電所について、負荷上昇率に関しては低コストにて改良することが可能である。
- ガス火力発電所について、著しい燃料不足により稼働率が悪い・下げざるを得ないユニットが存在すること。

これらの注目すべき項目に対して、「相手国の課題・ニーズの視点」「競合国と比較した日本の強み・勝ち筋」「強み・勝ち筋をふまえた事業機会案の整理・評価」の視点から MP の方向性を検討した。

3.3.1 相手国の課題・ニーズに即した事業としての日本の強み・勝ち筋

RUPTL には、再エネ電源の導入が進んだ 10 年後の JAMALI 系統に実施すべき対策・プロジェクトが下記の優先順位で記載されている。

表 3-4 JAMALI 系統で実施すべき対策・プロジェクトと優先順位

No.	RUPTL 対策	本邦技術
1	ジャカルタおよびバンテン地域における部分停電リスクに対応するための、ムアラカラン - プリ	「500kV 地中送電線設備」

	オク超高压架空送電線建設プロジェクト、およびチャワン-ガンドゥール高压地中送電線建設プロジェクト	
2	ブカシムアラタワル-チャワントンブン超高压架空送電線における部分停電リスクに対応するための、ブカシムアラタワル再構成プロジェクト	
3	バンドン首都圏への電力供給を強化するための、チカロン高压超高压変電所プロジェクトとその送電線、新ランチャカスンバ-ウジュンベルン高压架空送電線および西ジャワ・ランディング・ポイント高压架空送電線の張替工事	
4	チラチャップ発電所およびアディパラ発電所群の送電信頼性向上に関連するチラチャップ-ケスギハン超高压架空送電線プロジェクト	
5	東ジャワ、特にスラバヤ首都圏への供給増強のための、ワル超高压変電所、南スラバヤ超高压変電所、バンギル超高压変電所、カリプロ超高压変電所、ンゴロ超高压変電所およびその送電線	
6	東部の発電所送電線の安定性向上のための、バンギル社単相超高压架空送電線（グラティ-クリアン）	
7	マドゥラ島における供給増加プロジェクト： 2024 年から他の発電所の建設開始までのマドゥラ島における発電機リースの必要性、150MW の太陽光発電所と 100MW の BESS（最高効率発電所）の建設、ガス火力発電所（移設または新規）の建設とガスインフラの整備、マドゥラ島北部高压架空送電線（バンカラン-バトゥマルマル-グルクグルク）の建設、高压架空送電線（バンカラン-サンパン-パメカサン）の送電線張替え	
8	バリ島における供給信頼性向上プロジェクト： ジャワ-バリ接続（JBC）の開発、200MW のペサンガラシ・バリ・ガス火力発電所やバリ・ガス火力発電所などのガス火力発電所の建設とガスインフラの整備	「ガスインフラ施設の開発」
9	チカンデ発電所、カラワン発電所、シナルマス発電所（Ext. IBT 3.4）デルタマス発電所（Ext. IBT 3.4）スカタニ発電所とその揚水発電所	「揚水発電所」
10	柔軟性、効率性、信頼性、多様化、およびエネルギー	「ガスインフラ施設の開

	ギー安全保障の向上を図るためのガスインフラ施設の開発	発」、「ガス火力、負荷上昇・下降スピードの改善対策」
--	----------------------------	----------------------------

(出典：RUPTL 2025-2034)

一方、発電容量の増加による短絡電流の増加に対しては、下記の対策が記載されている。

表 3-5 短絡電流の増加に対する対策

No.	RUPTL 対策	本邦技術
1	ネットワーク構成エンジニアリング；	「ネットワーク構成エンジニアリング」
2	直列リアクトルまたは短絡電流制限器（SCCL：Short Circuit Current Limiter）の設置	
3	高インピーダンス生成トランスの使用	
4	高インピーダンス・インターバス・トランス（IBT：Inter-Bus Transformer）の使用または交換	
5	発電機の接続を最高電圧レベルに移す	
6	電力ブレーカー（PMT：Pemutus Tenaga）の交換、または PMT の最大容量規格のアップグレード	
7	挿入電圧レベルまたは超高電圧レベルの実装	
8	バック・トゥ・バック HVDC 技術の導入。	「バック・トゥ・バック HVDC 技術」

(出典：RUPTL 2025-2034)

日本の強みといえる有望な技術やサービスは以下の通りである。

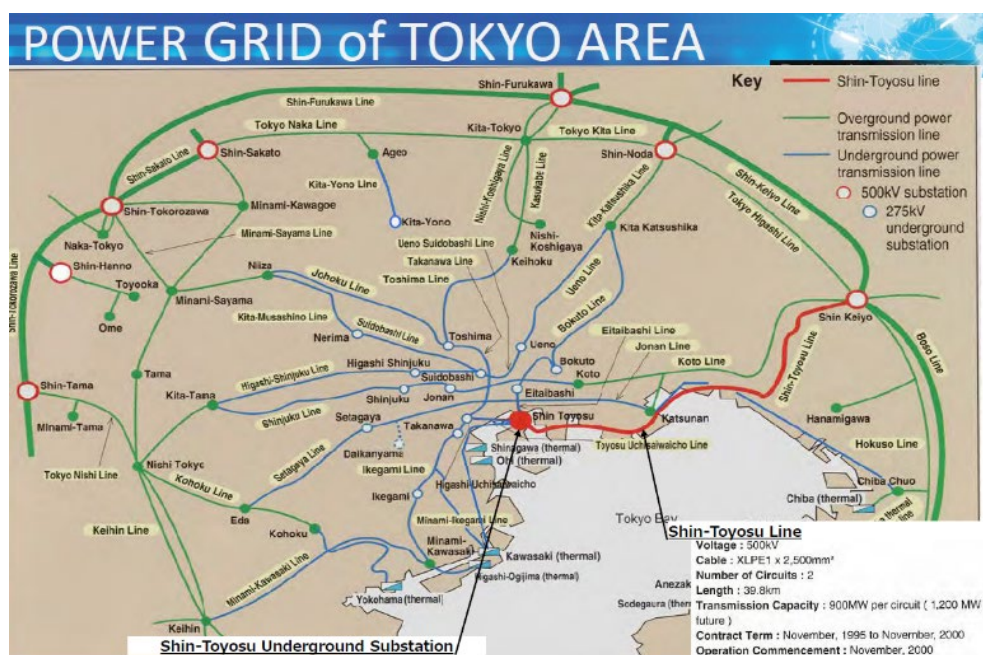
「500kV 地中送電線設備」技術：

チャワン-ガンドゥール高圧送電線プロジェクトに採用される予定である「500kV 地中送電線設備」技術が挙げられる。本技術の実績は東京電力管内で新京葉変電所から新豊洲変電所間の約 40km を結ぶ地中線に適用され 26 年間運用されている。新豊洲変電所の地中送電線は、住友電工およびフジクラが納入した。26 年間の運用実績がある絶縁体に架橋ポリエチレン（XPLE）を使用した 500kV 地中送電線技術は日本の強みとなる。

また、短絡電流の増加に対しては、以下のアイテムが考えられる。

「ネットワーク構成エンジニアリング」:

500kVをはじめ、275kVの電源系統において、信頼性を優先するためループ接続を多用し短絡電流が増えている現在のJAMALI系統を、カスケード接続（ループを解く）に変更するエンジニアリングは、東京エリアの送電系統でも適用されてきた技術であり、変電所内での母線分割をはじめ、遮断器の取り換え（遮断器の遮断容量の向上）などの対策を検討し、電力系統の再構築を行うノウハウを有している。



(出典：東電設計)

図 3-8 東京エリア送電線網 (500kV/275kV)

「Back to Back および HVDC 技術」:

本邦最先端技術の一つとして HVDC 技術が挙げられる。また、本技術の導入については、他事業者のグローバルサウス補助金の対象アイテムとして、「インドネシア共和国/民間資本活用による島間連系線の実現に向けた調査事業」が、現在進められている。本事業では、ジャカルタ首都部の高圧送電線網の潮流制御・短絡電流低減の観点から導入が推奨される。しかし、コストが数千億円と高価な設備のため、相手国の予算計画との合致が課題になる。



(出典：日立ホームページ)

図 3-9 HVDC (日立 ABB)

「石炭火力、最低負荷の改善対策」:

昼間の太陽光発電増加時における、電力量の調整力対策の1つとして、石炭火力の最低負荷の改善が挙げられる。本技術は本邦ボイラメーカーが提案する、石炭ミルの電動機のインバータ化改造により実現することが可能となる。また、改造対象が本邦製でなくとも、現地調査を実施することにより、改造の可否を確認することができる。

- ・石炭ミル電動機のインバータ化
- ・インバータ化による、拡大したミル運転範囲での振動調整
- ・石炭ミル運転範囲拡大による、燃料系統、空気系統、排ガス系統の調整

「ガス火力、負荷上昇・下降スピードの改善対策」:

昼間の太陽光発電増加時や風力発電の負荷変動における、電力量の調整力対策のもう一つの案として、ガス火力発電所のランプレート（負荷上昇、下降レート）の改善対策が有効である。この対策に関しては、ガスタービン本邦メーカーが改造ノウハウを有し、対象国の要望にこたえられる状況になっている。

- ・ガスタービン：ガスタービン翼とケーシング間の間隙拡大による、ランプレート向上
- ・コンバインドサイクル、蒸気タービンシステムの制御装置の改造による、ランプレート向上

3.3.2 競合国と比較した際の日本の強み・勝ち筋

本 MP で提案する内容が、それぞれ具体的に事業化された場合における競合国としては、再エネ導入率が高いヨーロッパ諸国、および インドネシアに対する設備投資費用が増加している中国、韓国が考えられる。

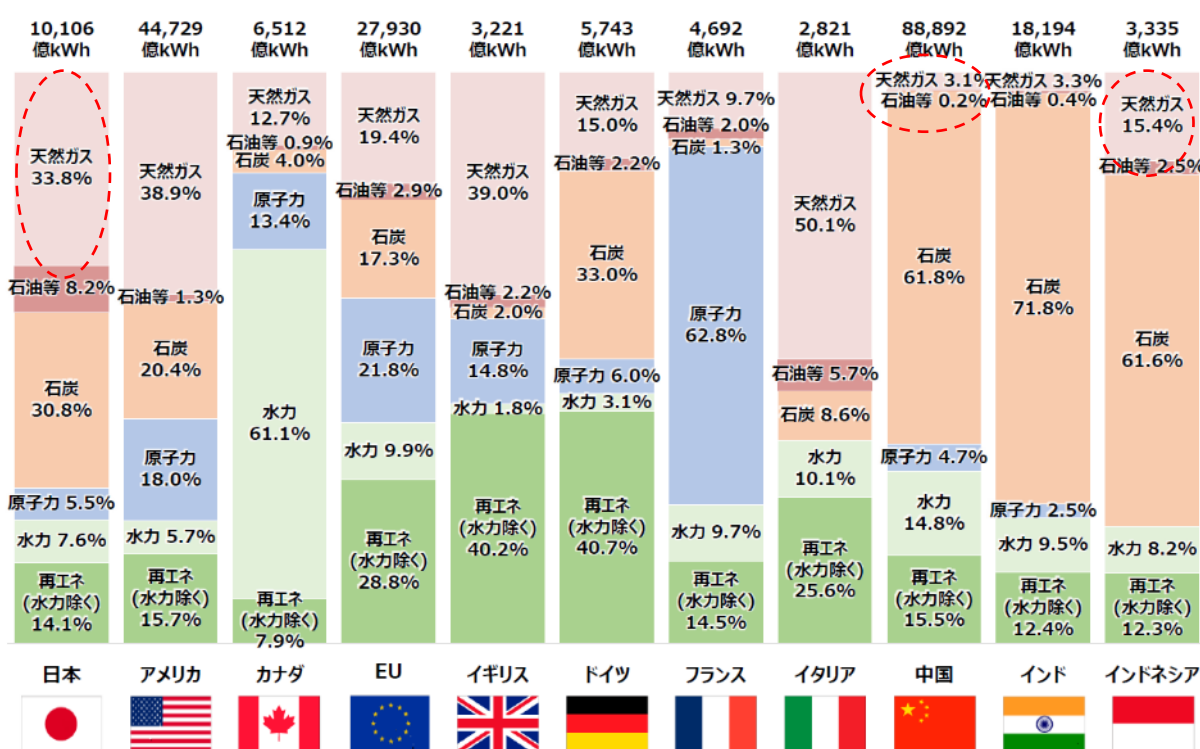
(1) 対ヨーロッパ諸国

ヨーロッパ諸国は、風力・太陽光発電・水力発電の導入が進んでいる再エネ先進エリアであり、老朽化した火力を廃止する方向を進めており、HVDC の積極的導入、EU (European Union) 間送電ネットワークの強化と再エネ到来時代の最先端を走っている。

一方、インドネシアと日本は再エネの導入を推進しながら、既存の火力発電を有効活用する方針を取っている。そのためガス火力・石炭火力を有効活用した次世代電力ネットワークの構築の点では、インドネシアの 10 年先の状況は、現在の日本のネットワークに類似した点が多いと言える。つまり、再エネ導入と既存エネルギー活用の調和をとった系統構成を提案できる点で日本の技術・経験を活用できると考えられる。

(2) 対中国

中国は継続的なアジア諸国へのインフラ投資や BRICS (Brazil, Russia, India, China, South Africa) 加盟国としてインドネシアとの結びつきをさらに強めている状況ではあり、再エネも日本と同等の導入比率である。しかし、インドネシアが今後導入を増やそうとしているガス火力に関しては、電源構成比率で日本：33.8%、インドネシア：15.4%に対し中国：3.1%しかなく、主要な系統調整力としては不十分である。



(出典：資源エネルギー庁)

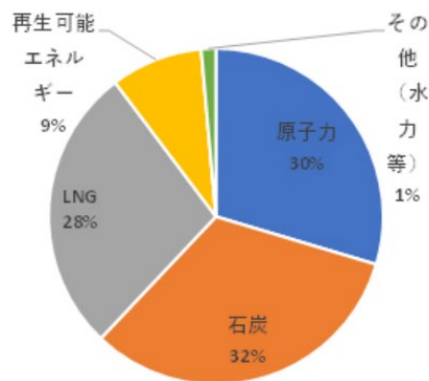
図 3-10 各国の電源構成の比較

また、国土の地理構成の点からは、ユーラシア大陸の東側のエリアで構成している中国に対して、インドネシアと日本は複数の列島および多数の小さな島で構成している点が似ている。その

ため、必要となる島間連携（北海道—本州—九州—四国）等の技術については、日本が秀でてい
る点と言える。ただし、各種電力インフラの製造・特に価格競争力に関しては、欧州メーカーの
技術伝承がされている製造拠点・工場を有する中国が有利であると言える。

(3) 対韓国

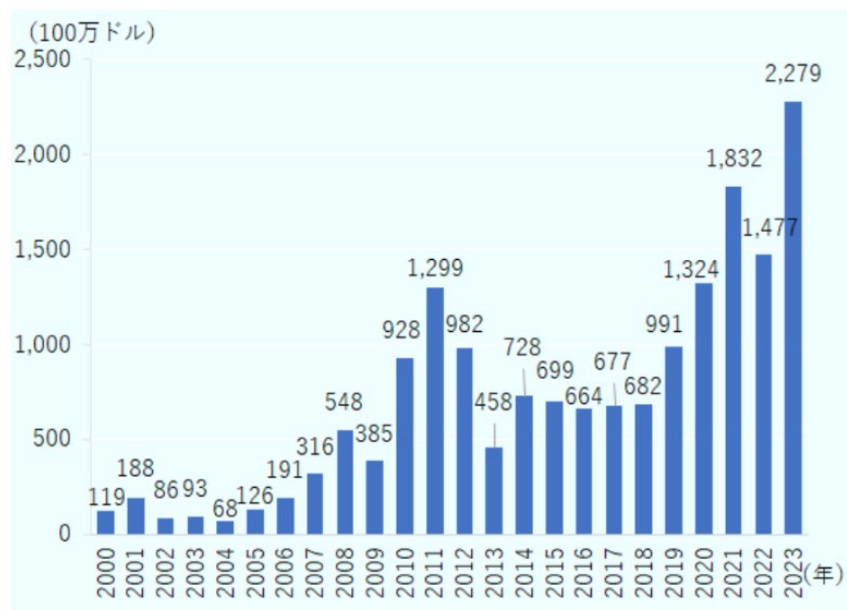
韓国も各種電力インフラ技術を急速に伸ばしている国であるため、競合国の1つと言える。し
かし、原子力発電の電源構成が日本：5.5%に対して韓国は30%と高い比率を維持している。この
ため、再エネ電源の導入比率が相対的に低く（約9%）、再エネ導入に対する系統安定化対策が進
んでいない状況である。



(出典：JOGMEC)

図 3-11 韓国の電源構成

一方、政府の対外輸出・投資促進プログラムのため、投資額が増えているため、今後のインフラ投資について、ますます強力な競合国となると思われる。



(出典：JETRO)

図 3-12 韓国からインドネシアへの直接投資額の推移

3.3.3 強み・勝ち筋をふまえた事業機会案の整理・評価

今回の系統解析および発電所調査から抽出された「高い系統短絡電流」「再エネ電源導入時の電力調整力」について、日本の強みである「インドネシアとの地理的条件の類似性、エネルギー政策の類似性、再エネ導入時の系統安定化施策に関する優位性」を活かし、相手国エネルギー鉱物資源省・PLN と概算コスト、影響範囲、プロジェクト実施期間、RUPTL に記載あり・なし、について評価を行い、表 3-6 に結果をまとめた。

表 3-6 系統安定化対策の比較表

※Equipment cost is based on 100 MW / 100 MVar class

	PLT GU	SYN CON	Low Min. Load	Pumped Storage /BESS	B to B / HVDC	Radial Conf.	Replace CB	Phase Shifter
Reduce Short-Circuit Current					Effective	Effective	Effective	Most Effective
Secure Flexibility	Most Effective	Effective	Most Effective	Effective				
Evaluation								
Equipment Cost [USD]	80 M	35 M	10 M	300 M	150 M	N/A	60 M	30 M
Effective Area	Wide	Local	Wide	Wide	Local	Wide	Local	Local
Implementation Period	3 Years	2 Years	0.5 Year	10 Years	2~3 Years	0.5 Year	2 Years /SS	3 Years
Used in Indonesia	Yes	No	No	Yes	No	No	Yes	No
Listed in RUPTL	○	○	○	○	○	○	○	×

: Selected Proposal to Indonesia

(出典：調査団作成)

(1) 短絡電流の低下策

短絡電流の低下策として、高圧直流送電装置を用いた Back to Back 接続、送電線系統のループ接続をラディアル接続に変更するエンジニアリング、開閉器の耐高電流化（63kA 以上）、位相調整器（Phase Shifter）による潮流制限の 4 つの案について、検討を行った。電力潮流制御範囲の広さおよび有力本邦企業が存在するため HVDC が推奨されること、予算および系統計画方針を元に、位相調整器（Phase Shifter）について、推奨することとなった。

(2) 再エネ電源導入時の系統調整力

主に昼間に電源供給し、夜間に停止する太陽光発電の導入に対して必要となる有効電力・無効電力の系統調整力について、ガス火力発電設備の追加導入、シンクロナスコンデンサーの追設、

既存石炭火力の最低負荷の低減改造、揚水発電所の追設について検討を実施したところ、PLN 側からの意見として、既存石炭火力の最低負荷向上改造および将来のガス不足時の LNG ネットワークの増強のための、ガス供給設備の増強に関して関心があるとの反応であった。

3.4 具体的な戦略の策定

3.4.1 短絡電流対策

故障電流の増加問題の対策として、RUPTL に次の対策が記載されている。

- ・ 系統構成の検討（環状系統からくし形系統への変更など）
- ・ 短絡電流制限器（SCCL）の設置
- ・ 高インピーダンス変圧器
- ・ 故障電流制限変圧器（Inter-bus transformer）
- ・ 発電所の連系電圧を高める
- ・ 遮断器の取り換え
- ・ 中間電圧の設定（例えば 275kV）または超高压の設定（例えば 1000kV）
- ・ Back to Back 周波数変換所技術

短絡電流対策は、PLN でも種々検討され実際に機器の設置や遮断器の取り換え工事などを実施している。また、系統構成の検討なども行われている。そこで、故障電流制限変圧器と Back to Back 周波数変換所の機能を持ち合わせた位相変圧器の適用について PLN へ提案を行った。位相変圧器の機能を図 3-13 に示す。位相変圧器の主機能は、電圧の位相を変えて電力潮流を制御することで、位相変圧器で位相を調整することで特定の送電線や変圧器に流れる電力潮流を抑制することができる、過負荷設備の解消を行うことができる。また、位相変圧器は電圧を変換する一般的な変圧器と似た構造を有するため、位相変圧器の 1 次側と 2 次側の間には相当のインピーダンスが含まれることになる。このため、位相変圧器を設置することで、系統の故障点と故障点に故障電流を供給する電源の間に位相変圧器のインピーダンスが挿入されることで短絡電流を減少させることができる。

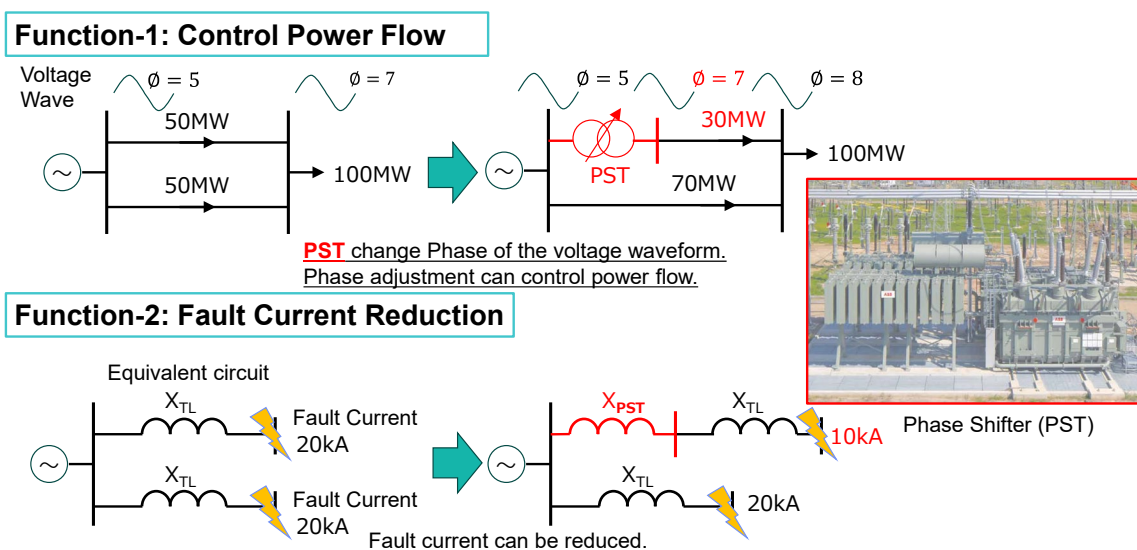
これまで PLN が検討している短絡電流対策に加え、位相変圧器を適用することで電力潮流を制御できるとともに、短絡電流の抑制にも効果があり、Back to Back 周波数変換技術よりも安価で効果的であると考えられる。

位相変圧器は、日本の一般送配電事業者の内、東北電力ネットワークの 275kV や 154kV 系統で使用されている。東北電力ネットワークで使用されている位相変圧器は日立製作所（現、日立エナジー）、東芝や三菱電機が使用されている。位相変圧器は本邦のメーカーで製作でき費用などの条件が整えばインドネシア国への輸出も可能ではないかと思料される。

インドネシア国において、位相変圧器の導入実績は無い状況で、位相変圧器の機能や短絡電流に対する有効性について完全に理解されていない状況である。しかし、日本が主導してインドネシア国において位相変圧器の有用性が認められれば、位相変圧器の導入可能性は高いと思料され、位相変圧器が導入されればインドネシア国での第 1 号案件を獲得できる可能性がある。日本主導で第 1 号の位相変圧器が設置できれば、本邦のプレゼンスが高まり後続案件へとつながる可能性

が高くなる。インドネシア国の電力系統は 500kV と 150kV 系統で構成され、150kV 系統も 500kV 系統と同様にループ系統となっているため、150kV 系統でも電力潮流制御や短絡電流抑制対策は必要不可欠であると思料される。このため、位相変圧器は 500kV 系統ばかりでなく、150kV 系統での適用が期待でき、位相変圧器の適用箇所の広がりも期待できる。

RUPTL では、ジャカルタ近郊のチャワン変電所からガンドゥール変電所間に地中送電線の計画があり、500kV 系統に新たなループ系統が構成されることになる。地中送電線は一般に架空送電線に比べてインピーダンスが低く電力が流れやすくなるため、潮流制御や短絡電流の増加が予想される。この地中送電線の計画とともに位相変圧適用できれば潮流制御や短絡電流対策ができるとともに、地中送電線と位相変圧器をパッケージ化することで、この設置工事ばかりでなく、地中送電線に使用される本邦製のケーブルやケーブル冷却技術、地中送電線敷設技術など、本邦の優位性が発揮できる可能性がある。



(出典：調査団作成)

図 3-13 位相変圧器の機能と短絡電流の抑制

地中送電線は単に送電線を地中に埋設するだけでなく、特に 500kV という超高圧であることから公衆の安全を考慮し堅牢な設備に収容する必要がある。本邦では共同溝や専用トンネルを構築することが多い。

3.4.2 既存石炭火力発電所の改造を通じた系統安定化対策

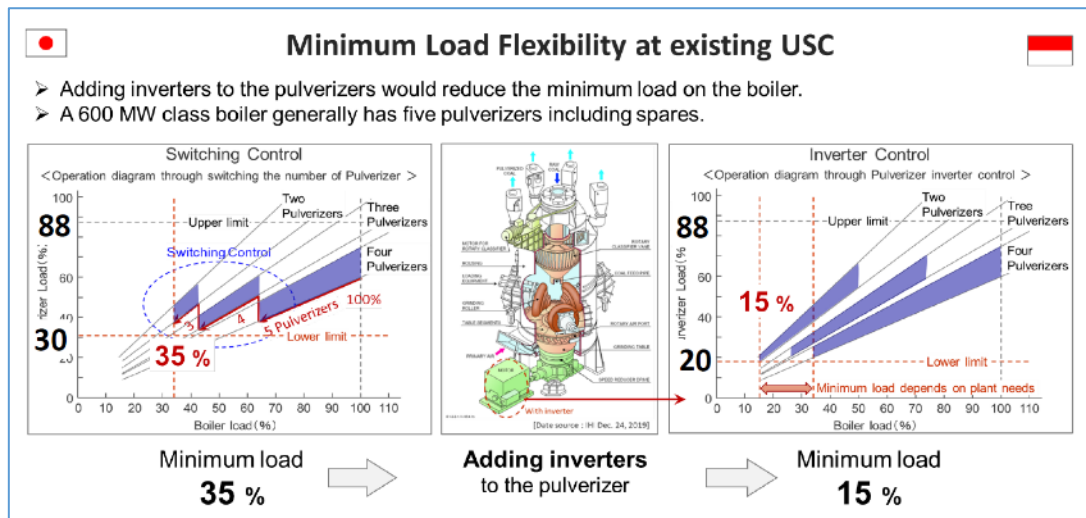
再エネ電源投入、停止による系統潮流増減に対応するため、既存石炭火力発電所に対する具体的な改造目的としては「最低負荷の 15%までの低減」を実現することである。本目的を達成するための主な改造方法は燃料系統の改造、具体的には石炭ミルのインバータ化改造案および燃料系統制御方法の変更である。

この「最低負荷の 15%までの低減」技術は日本国内のみで適用されている技術であり、本邦裨益につながるものである。

既存石炭微粉炭器は同期電動機で運転されており、ミルの回転数を変更することができない。

そこで、インバータ型電動機に交換することにより、低速から定格での石炭粉砕量の微調整が可能となり、より低い燃料供給が可能となる。

また、この燃料供給範囲の拡大に伴い、ボイラー送風系統、排ガス系統の各装置や制御範囲も調整することが必要になる。



(出典：調査団作成)

図 3-14 既存石炭火力の最低負低減方法

3.4.3 Gas to Power プロジェクトを通じた系統安定化対策

(1) 背景・課題

前述の通り、JAMALI 系統では、石炭火力発電の比率が依然として高いが、短中期的に VRE の大量導入を実現していくに当たっては、VRE による昼夜の発電総量の増減や急なブレに対応可能な系統である必要があり、柔軟な出力調整力・系統安定力の確保が前提条件となる。欺様な発電形態としては、ガス火力発電、揚水発電、BESS、HVDC が挙げられるが、導入電源量、調整力の観点では、ガス火力発電の活用が重要となる。IEA (International Energy Agency) の分析においても、インドネシアのネットゼロ・シナリオにおいて、柔軟なガス火力発電は移行期の重要なバックアップ電源として位置付けられている。

JAMALI 系統に関連する国内生ガス田は大小複数存在しているが、Wood Mackenzie 等の分析によると既に現状減退傾向で、2020 年代後半～2030 年代前半にかけて更に減退が進む予測であり、2030 年代前半には LNG による代替が進められていなければ構造的なガス不足に直面する見込み。欺様な状況から、PLN はガス火力発電所 (PLTGU) の燃料については天然ガスから LNG への代替を進めており、LNG 需要は今後一層増加する見込みであり、需要に合わせて FSRU の導入も必要である。JAMALI 系統においては、最新の RUPTL (2025–2034) では、300～1,000MW 規模の PLTGU 案件が複数計画されており、付随する FSRU も複数計画されている。

このように、VRE 導入加速とガス供給制約が同時進行するなかで、「調整力としてのガス火力発電」は必須であり、確実に立ち上げるためには、FSRU・発電所の事業を一体で設計する Gas to Power スキームの構築が不可欠である。

3.5 相手国関係者等への提案

3.5.1 短絡電流対策の打ち込み

(1) 打ち込み概要

系統解析を実施し、JAMALI 地域において短絡電流で問題が発生することを確認し、短絡電流対策として次の提案を表 3-7 のとおり、PLN および MEMR に実施した。

- ・ 電力系統をループ状態から放射状態への変更
- ・ 短絡電流が大きい箇所への Back to Back 設備の適用
- ・ 位相変圧器の適用

特に Back to Back 設備および位相変圧器については、短絡電流の抑制の他に送電線の潮流制御が可能であることを説明した。ジャカルタ周辺の 500kV 送電線の開発計画によると、チャワン変電所からガンドゥール変電所の送電線は地中送電線が適用される予定である。地中送電線は一般に架空送電線よりも電気抵抗が小さく電力潮流が流れやすい状況が発生する。このため、チャワン変電所からガンドゥール変電所を結ぶ地中送電線路で 1 回線停止や他の架空送電線で故障発生すると、この地中送電線路に電力潮流が流れやすくなり潮流制御が難しくなることを説明した。Back to Back 設備または位相変圧器を適用することで、こういった状況でも電力潮流が可能となり、特に位相変圧器は Back to Back 設備に比べて導入費用を抑えられることも合わせて説明をおこなった。

表 3-7 PLN および MEMR との打合せ実績（短絡電流対策）

日時	目的	対象
2025-4-13 ~ 18	キックオフ	PLN
2025-6-29 ~ 7-5	進捗報告	PLN、MEMR
2025-11-3 ~ 7	Workshop 原稿説明	PLN、MEMR

(出典：調査団作成)

(2) 打ち込み結果

現地でのプレゼンテーションおよび協議の結果、下記の打ち込み結果が得られた。

- 電力系統をループ系統から放射状系統への変更について：
500kV の送電網の増強や発電所の建設に伴い、短絡電流が増加し問題になることは認識している。電力系統をループ系統から放射系統への変更については、電力系統の信頼度が低下することに懸念を示していた。しかし、短絡電流の増加に対して何らかの対策を行っていく必要はあると認識していた。150kV 系統では RUPTL に示された対策の一つである電流制限装置のフィールドテストを行っているとの紹介があった。
- Back to Back 設備について：
Back to Back 設備については、RUPTL に示された対策の一つである。Back to Back 設備の有効

性について、意見は一致しているものの価格面などで懸念が示された。

- 位相変圧器について：

位相変圧器については、インドネシア系統で未導入であり Back to Back 設備に比べて安価であり関心が高かった。

3.5.2 既存石炭火力発電所の改造に係る打ち込み

(1) 打ち込み概要

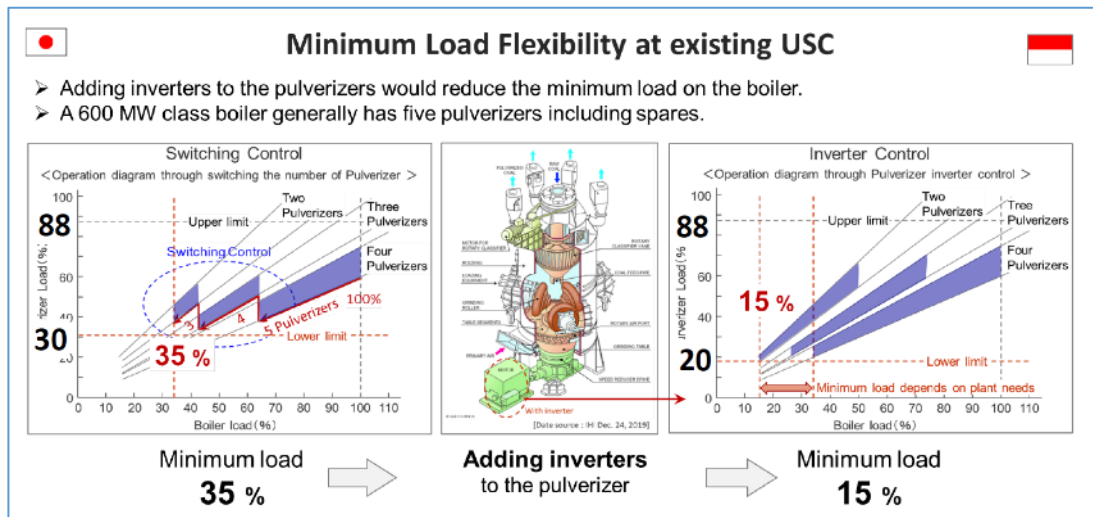
再エネ電源が増加する 10 年後の JAMALI 系統の主力電源調整力確保のため、石炭火力の最低負荷の 15%化を実現する既存石炭火力発電所の改造について、表 3-8 に示すとおり、PLN の関係部署（RSL、RSK および OKI）、また MEMR DJK（Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan）に対して改造の有用性および具体的な改造手法のプレゼンテーションを実施した。

表 3-8 PLN および MEMR との打合せ実績（既存石炭火力発電所の改造）

日時	目的	対象
2025-1-20 ～ 24	キックオフ打合せ	PLN、MEMR
2025-2-17 ～ 21	データ収集 打合せ	PLN
2025-5-13 ～ 22	第一回現地調査	PLN IP、NP
2025-6-10 ～ 19	第二回現地調査	PLN IP、NP
2025-8-18 ～ 29	第三回現地調査	PLN IP、NP、MEMR
2025-11-3 ～ 7	Workshop 原稿説明	PLN、MEMR

（出典：調査団作成）

改造実施による効果としては、系統シミュレーションで示されているように、太陽光発電の系統接続が増加したとしても、6 発電所の停止・再起動が不要となることによる、燃料費削減（運転再開時に必要な油代）による経済効果、故障回避による設備保全効果が見込まれる。発電所に対する改造内容としては、主な改造である燃料系統の改造、具体的には石炭ミルのインバータ化改造案および燃料系統制御方法の変更について、下記資料にて説明を実施した。



(出典：調査団作成)

図 3-15 既存石炭火力の最低負低減方法

(2) 打ち込み結果

プレゼンテーション実施、現地調査での情報交換の結果、下記の打ち込み結果が得られた。

- 最適負荷の有用性の認識：

VRE 導入時の将来の系統不安定状態に対して、ガス火力だけでは不足する可能性があり、10 年後も主要電源である石炭火力の負荷低減が効果的であることを認識頂いた。

- 最低負荷運転に対するインセンティブの必要性：

有用である最低負荷運転であるが、発電所側としては売電収入の低下や負荷低減・上昇による設備へのストレスを心配する声が聞かれた。そのため、電源系統側で最低負荷運転を要求する場合には、最低負荷運用の実施に対する何らかのインセンティブが必要であることが分かった。

3.5.3 Gas to Power プロジェクトの打ち込み

(1) 打ち込み概要

VRE 大量導入期の系統安定化には、ガス火力発電が最も確実な調整力となるが、燃料の観点も踏まえると、JAMALI 系統においては、一体型 Gas to Power が最適である旨を提案。

(2) 打ち込み結果

一体型 Gas to Power が最適あることに対して一定程度の理解を得られた。

3.5.4 ワークショップ・セミナーの実施

本事業の最終打ち込みとして、2025 年 12 月 18 日にジャカルタにてワークショップ・セミナー

を実施した。午前中に本事業の結果報告およびインドネシア側との意見交換を目的としたワークショップを行い、午後に日本の電力事情や技術を紹介するためのテクニカルセミナーを行った。

本ワークショップ・セミナーには、PLN の関連部署や子会社 (RSL、RSK、OKI、TEK、PLNE) および MEMR 含むインドネシア側ゲスト 52 名、JICA、JBIC および本邦企業含む日本側ゲスト 20 名、また、主催者側約 30 名の計 102 名が参加し、インドネシアのための系統安定化対策について活発な議論が行われた。

ワークショップでの質疑応答では、既存石炭火力の最低負荷低減策に関する質問やコメントが最も多く、下記のように発電所の改造方法や収益低減に関する課題について意見交換をした。

- ▶ インドネシアにおける石炭火力発電所の最低負荷は 50% が一般的であり、改造方法に関する質問が多数あった。これに対し、ミルの電動機のインバータ化およびボイラー・燃焼系の改造で最低負荷を低減することが可能であると回答した。
- ▶ PLN RSL の Executive Vice President を含め、最低負荷を下げた場合の収益低減を危惧する声があった。特に IPP 契約 (Take-or-Pay) の特性上、最低負荷指令を IPP に依頼することが困難であることを双方で確認し、調査団から PLN 所有の発電所にて、最低負荷低減対応を開始することを推奨した。また、最低負荷の低減を通じ、再エネ導入のための運用を行う発電所に対し、インセンティブを与える必要性を確認した。

また、短絡電流対策に関する意見交換の概要は下記の通り。

- ▶ 「Phase Shifter と Inter-bus transformer の違いは何か」という質問に対し、Inter-bus transformer は、短絡電流の発生を減少させることが出来るが、Phase Shifter は、その機能に加え、電力の流れを制御できること、また、費用的な差はないことを説明した。
- ▶ VRE の増加と短絡電流の増加の関係性に関する質問に対しては、VRE が増加することに伴い、送電線が多く設置され、現在 JAMALI 系統で主流となっているループ型系統を促進させ、短絡電流が大きくなってしまふことを説明した。

上記の議論を通じて、既存石炭火力の最低負荷の低減について、課題が明らかになり、対象発電所としてまずは PLN 所有の発電所を選定したことについて、異論が唱えられなかった。また、短絡電流対策については、現在インドネシアに導入実績のない Phase Shifter に関する関心が高まったといえる。このワークショップ・セミナーを通じて、本事業で提案したマスタープラン内容について、インドネシア側の理解がより深まったと考える。

3.6 成果

本事業では、ワークショップ・セミナーを通じて、マスタープラン内容に関するインドネシア側の理解度を深め、意見交換によってインドネシア側の具体的な要望を認識した上で、最終打込み実施を当初は想定していた。しかし、最終打込みに向けて PLN と協議したところ、PLN からはマスタープランの内容については既に課題として認識しており、3 案共に詳細な検討の依頼を受けた (将来的な打ち込みのロードマップの第一ステップに該当)。このように、本事業の提案内容についてはインドネシア側の賛同を得られ、大きな成果といえる。

第4章 今後の展望

4.1 MP 事業に対する示唆

(1) 成功要因・失敗要因

本事業では、ジャカルタ側のプロジェクトメンバーを中心に、PLN 各部署や MEMR DJK と密に連携し、協議を重ねることによって、PLN/MEMR DJK の真意を引き出すことができた。

具体的には、単発のプレゼンテーションで結論だけを提示するのではなく、①初期段階では「たたき台」を示し、PLN 側からのコメント・違和感を丁寧にヒアリングする、②前提条件やシミュレーション設定を一緒に作り込む、③途中経過の結果も共有し、「なぜこの結果になるのか」を双方向で議論する、といった「共同検討」のプロセスを重視した。これにより、PLN/MEMR が抱える制約（燃料政策、財政余力、政治的事情など）を、より率直に共有してもらえようになり、“日本側の理想論”ではなく“インドネシア側の現実に根ざした提案”として受け止めてもらいやすくなった。

また、打ち込みの際には、技術論・投資論のみならず、①VRE 大量導入に伴う停電リスクや周波数異常など、「起こり得るリスク」を日本での事例を中心に示す、②そのうえで、日本での実績や他国事例を参照しながら、「対策を講じた場合のベネフィット」を定量・定性的に提示する、③「インドネシアにとってのメリット」と同時に、「日本企業がどのように貢献できるか」も透明性を持って説明する、ことを意識した。このようなアプローチは、今後の Gas to Power や系統安定化関連のフォローアップ案件においても、有効な訴求方法であると考えられる。

(2) 効果的な相手国への打ち込み・訴求方法

本事業の成功要因としては、第一に、インドネシア側の担当者との密な連携による適切なフィードバックの獲得が挙げられる。PLN の各組織や PLN 関連会社、MEMR 等との定期的な打合せや現場調査を通じて、系統運用の実態や政策上の制約条件について、単なる公開情報を超えた「現場の感覚」を共有してもらうことができた。この結果、JAMALI 系統における VRE 導入・ガス制約の現実を踏まえた、実務的なアクションプランを提示することが可能となった。第二に、日本で導入されている技術の提案も重要な成功要因である。周波数制御、揚水発電、石炭火力の最低負荷運用など、日本で既に実績のある技術・運用ノウハウを、JAMALI 系統向けに翻案して提示したことで、インドネシア側にとって「将来像を具体的にイメージしやすい提案」となり、議論の質が高まったと考えられる。

一方で、失敗要因・リスク要因も明確になった。第一に、インドネシアの政策の一部変更により、当初想定していた前提条件が変化し、シナリオのアップデートを余儀なくされる場面があったことが挙げられる。RUPTL 改訂による電源構成の見直し等は、本事業の外部にある要因であるものの、MP の整合性に直接影響を与えた。第二に、現地法令に基づく守秘義務によるデータ共有の制限も、分析の精度を高めるうえでの制約となった。詳細な運用データや契約条件等は機密情報として取り扱われることが多く、一部の前提については推計に頼らざるを得なかった。第三に、

インドネシア側の主要機関の人事異動も、継続的な議論のうえで無視できない要因である。カウンターパートが異動するたびに、プロジェクトの背景やこれまでの議論の蓄積を丁寧に説明し直す必要があり、検討スピードや一貫性に影響を及ぼし得ることが分かった。いずれの要因についても、根本からリスクを取り除くことは不可能だが、上述則り、インドネシア側と密な連携を図ることで、可能な限り当該リスクを未然に防ぐ、あるいは発生した際にも影響を最小限に留めることができた。

これらの成功・失敗要因を踏まえると、今後のフォローアップでは、①制度変更や人事異動を前提とした「柔軟なシナリオ更新プロセス」、②データ共有に関する枠組み・合意形成の仕組みづくりが重要になると考えられる。

4.1.2 波及効果の拡張に向けたアクション

本 MP を単年度のスタディに留めず、具体的な投資プロジェクトや制度設計に波及させていくためには、「次の一手」としての打ち込みが重要である。

まず、本事業を踏まえ、以下のようなより具体的な計画のインドネシア側への提案が必要である。

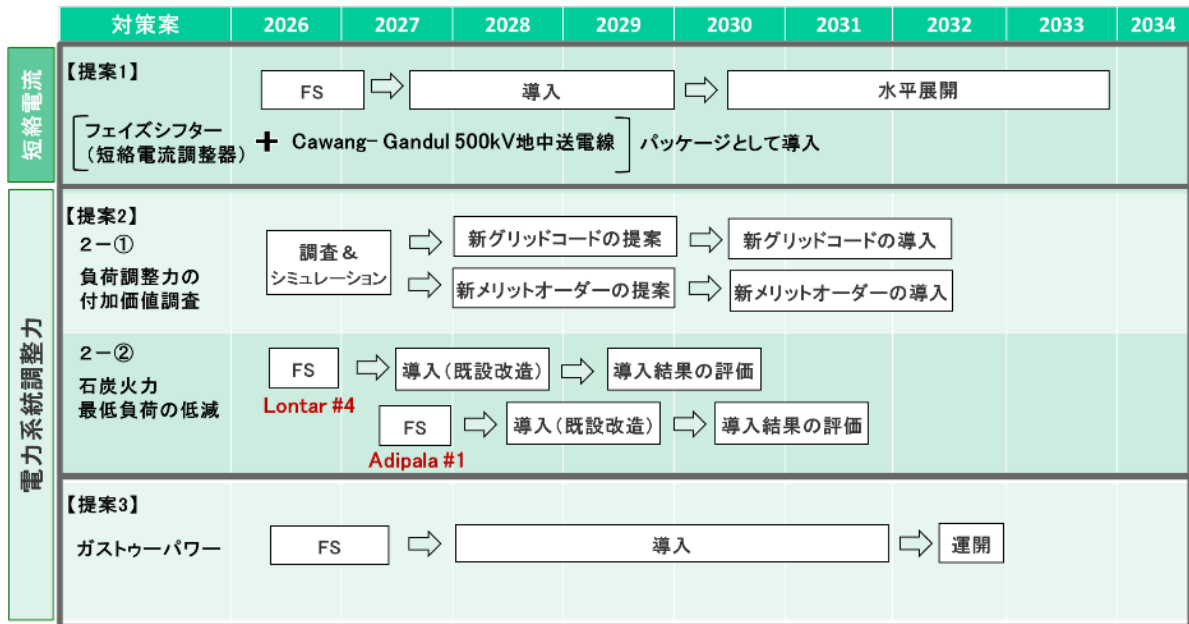
- JAMALI 系統内の優先候補サイトを特定したうえで、短絡電流対策、既存石炭火力の改造、Gas to Power モデル案件の Pre-FS を、PLN との共同プロジェクトとして提案。
- 本 MP の系統解析結果をベースに、短期（～2030 年）・中期（2030～2040 年）の VRE・調整力開発ロードマップ案を整理し PLN/MEMR に提示。

これらのアクションを通じて、本事業は単なる調査報告にとどまらず、インドネシアのエネルギー転換と日本企業のビジネス機会創出の双方に貢献し得ると考えられる。

4.2 後続 MP 策定事業や FS 事業への接続可能性

図 4-1 に 2034 年までのアクションプランの提案を示す。

本事業を通じて得られた継続 MP 策定事業や FS 事業への接続可能性のある項目は主に以下の 3 件である。



(出典：調査団作成)

図 4-1 2034 年までのアクションプランの提案

4.2.1 短絡電流対策

RUPTL に記載されている 2034 年までの計画では、供給力の強化が記載されており、発電所の建設が進められる予定となっている。発電所の建設によって発電機が電力系統に連系されると、電力系統内の短絡電流が増加し、短絡電流が遮断器の電流遮断能力を超えことが系統解析から判明した。遮断器の電流遮断能力を超過すると系統内で発生した系統故障に対処できなくなり、大規模停電につながる可能性がある。このため、計画的な短絡電流対策が必要になっており、本検討では短絡電流対策として Phase Shifter の導入を提案した。Phase Shifter は、変圧器と同様な構造を持ち、Phase Shifter を電力系統内に設置することで、Phase Shifter が持つインピーダンスによって短絡電流を制限することができる。さらに、Phase Shifter の本来の機能は電力潮流の制御であり、電力潮流の制御が難しいインドネシア国の電力系統のようなループ系統（ループ系統では、送電線路の電気抵抗が小さいところに電力潮流が集中しやすい傾向があり、人為的に潮流制御を行うには、発電機の出力調整や Phase Shifter の適用といったことが必要になる）でその機能を発揮できると考える。また、RUPTL 上の優先プロジェクトとしてチャワン-ガンドゥール変電所間高圧地中送電線が計画されており、この高圧地中送電線は一般に架空送電線と比べてインピーダンスが低く電力潮流が集中し、短絡電流も大きくなることが予想される。この高圧地中送電線プロジェクトに Phase Shifter を適用することで電力制御や短絡電流抑制が可能となるばかりでなく、プロジェクトの規模も大きくなり JICA など資金提供者の関心が高まるものと推測される。

インドネシア国において Phase Shifter は現時点では導入されておらず、Phase Shifter の導入が決まれば第 1 号案件になる。第 1 号案件として、どの場所に適用すれば効果か、チャワン-ガンドゥール変電所間の高圧地中送電線を含め、Phase Shifter 導入の FS を実施して、導入地点をしっかりと見極める必要があると考える。このため、図 4-1 にスケジュールで検討を進めて Phase

Shifter の導入を推進する。第 1 号案件が日本の主導で行われれば日本のプレゼンスを高めるだけでなく、後続案件も期待される場所である。

4.2.2 電力系統の調整力を確保するための対策（最低負荷低減・負荷変化率向上）

電力系統の調整力を確保するための対策には 2 つある。

その一つは石炭火力の最低負荷の低減である。本事業では発電所調査の結果、Lontar 発電所の第 4 号機および Adipala 発電所を選定し、既存設備の改造のための詳細 FS を実施することを提案する。FS を通じて詳細な改造内容を検討した上で、実機の確認試験をする必要があり、実施スケジュールは図 4-1 に示すとおり。

なお、実際に最低負荷運転が技術的に可能になったとしても、発電所側に最低負荷運転をするためのインセンティブがなければ、このような運転はしないと考えられる。そのため、改造のための FS を実施しつつ、並行してインセンティブの導入のための調査を提案する。同調査では、インドネシアにおけるグリッドコードやメリットオーダーをはじめとした発電所運用ルールの情報収集をしたうえで、同国に合ったルールの改定案を提言することを目的とする。

二つ目は、ガス火力の負荷変化率の向上である。これを実施するに当たっては、今後詳細のシミュレーションが必要で、具体的にどの程度負荷変化率を向上できるのかを検討する必要がある。その結果に基づき対象ユニットで確認試験をする必要があるのだが、ガス火力に関しては発電所調査においてガス不足の実態が顕著であったため、本事業では同課題への対策に着目することとする。

4.2.3 電力系統の調整力を確保するための対策（Gas to Power）

本事業を通じて、VRE の大量導入を実現していくに当たっては、納入電源量、調整力の観点でガス火力発電の活用が重要であることを把握した。一方で、JAMALI 系統に接続されるガス火力は、利用する天然ガスの供給不足により、本来運転できるユニットが運用制限されている現状が浮き彫りになり、斯様なガス不足に対する直接的な課題に対して、インドネシア側は LNG への転換ならびに LNG 受入に必須な FSRU の新規建設を計画しており、新規 FSRU 案件や新規ガス火力発電所案件は個別案件となっていることを把握した。前述の通り、FSRU ならびにガス火力発電所は一体開発とすることが最適であり、図 4-1 に示す通り。

4.3 フォローアップ期間（5 年）の概略プラン

「後続 MP 策定事業や FS 事業への接続可能性」では、3 件のアクションプランを提案した。これらを実施するに当たっては、今後のフォローアップ期間（5 年間）で、以下を踏まえてフォローをしていく必要がある。

- 対象事業者：PLN が主な対象事業者である。
- フォロー実施者：東電設計および住友商事の現地駐在者、または、必要に応じて日本サイドからもフォローしてゆく。
- 具体的なフォロー内容：12 月 18 日に開催したワークショップ・セミナーにおける MEMR

および PLN との意見交換を踏まえて、今後のフォロー内容を検討していく。