

インドネシア

ムアラカラン火力発電所ガス化事業

外部評価者：三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング株式会社

島村 真澄

0. 要旨

本事業は、ジャワ・バリ系統の電力需給バランスの改善及び電力供給の安定性改善と質の確保を図ることを目的に、ムアラカラン火力発電所において重油焚き発電設備をガス複合火力発電に転換し、出力を増大した。国有電力企業のPT. PLN (Persero)¹（以下、「PLN」という。）の自己資金及び民間による電源開発投資が回復するまでの下支えとして新規電源を設置し、増大する電力需要を量と質の両面で満たすという本事業の目的は、インドネシアのエネルギー／電力政策、開発ニーズ及び日本の援助政策と合致しており、事業実施の妥当性は高い。審査時に設定した運用・効果指標は、発電開始後、目標値の9割超達成している。特筆すべきは、本事業が、電力需要が最も多いジャカルタ首都圏に立地し、インドネシアの政治・経済の中心地である「戦略的地区」に電力を供給していること、及び、ジャワ・バリ系統の電力ロスの低減と電力の質（電圧）の維持に重要な役割を担っていることである。発電所は順調な発電を行っており、おおむね計画どおりの効果の発現がみられ、有効性・インパクトは高い。自然環境への負の影響は指摘されていない。発電燃料が重油からガスに変換したことにより、SO_x、NO_x、CO₂、粉塵いずれも6割超の排出量削減が実現し、環境負荷削減にも貢献している。事業費については計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回ったため、効率性は中程度である。発電所の運営・維持管理体制、技術、財務状況ともに問題はなく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

1. 事業の概要



事業位置図



ムアラカランガス火力発電所（ブロック2）

¹ PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero)

1.1 事業の背景

インドネシアにおいて、1997年に発生した通貨危機以降、ジャワ・バリ系統で発電所への新規投資は行なわれていなかったが、経済回復により電力需要が年率9%の割合で増大しており、供給予備力は減少してきていた。また、新規電源事業は計画されていたものの資金調達の目処がたっていなかった。こうしたことから、インドネシア最大の電力需要地域である大ジャカルタ首都圏において需給バランスが悪化し、また、既設発電所の老朽化による発電可能容量の低下により、2004年以降電力需給の逼迫が大きな問題となる可能性が指摘されていた。本事業は、インドネシア経済の中心であるジャカルタ首都圏に位置する発電所の整備を通じ、安定した電力供給を確保するものである。

1.2 事業概要

ジャカルタ特別区に位置する既設のムアラカラン火力発電所において、重油焼き発電設備をガス複合火力発電に転換して出力を300MWから720MW級²に増大することにより、ジャワ・バリ系統の電力需給バランスの改善及び電力供給の安定性改善と質の確保を図り、もってPLNの自己資金及び民間による電源開発投資が回復するまでのセクター改革に寄与する。

円借款承諾額/実行額	55,750 百万円 / 54,150 百万円
交換公文締結/借款契約調印	2003 年 3 月 / 2003 年 7 月
借款契約条件	金利 1.8% 返済 30 年 (うち据置 10 年) 調達条件 一般アントайд
借入人/実施機関	インドネシア共和国 / 国有電力企業 (PT.PLN)
貸付完了	2013 年 1 月
本体契約	三菱商事 (日本)
コンサルタント契約	Fichtner GMBH & Company KG. (ドイツ) / PT. Jaya CM Manggala Pratama (インドネシア) / PT. Kwarsa Hexagon (インドネシア) / PT. Connusa Energindo (インドネシア) / 東京電力 (日本) / 東電設計 (日本) (JV)
関連調査 (フィージビリティ・スタディ : F/S) 等	F/S (2000 年)
関連事業	円借款 (カッコ内は借款契約調印年月)

² 実際には 694.4MW (入札結果により計画仕様と異なったため定格出力が変更した)。

	<ul style="list-style-type: none"> ・ 南スマトラ-西ジャワガスパイプライン建設事業（2003年3月） ・ ムアラタワルガス火力発電所拡張事業（2003年7月） ・ タンジュンプリオク火力発電所拡張事業（2004年3月） ・ スマラン火力発電所リハビリ・ガス化事業（2004年3月） ・ カモジャン地熱発電所拡張事業（E/S）（2006年3月） <p>技術協力</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 国際協力機構（JICA）開発調査「最適電源開発のための電力セクター調査」（2002年） <p>JICA専門家（電力セクター：エネルギー・鉱物資源省に派遣）</p> <p>無償資金協力（カッコ内は交換公文署名年月）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ グレシック火力発電所 3・4号機改修計画（2004年7月） <p>世界銀行</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 技術支援（PLNが進める企業・財務リストラの支援） ・ Java-Bali Power Sector Restructuring and Strengthening Project <p>アジア開発銀行</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ Power Transmission Line Improvement Sector Project ・ Renewable Energy Development Sector Project
--	--

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

島村 真澄 （三菱UFJリサーチ&コンサルティング株式会社）

2.2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2014年9月～2015年7月

現地調査：2014年11月22日～12月18日、2015年2月24日～3月8日

3. 評価結果（レーティング：A³）

3.1 妥当性（レーティング：③⁴）

3.1.1 開発政策との整合性

本事業審査当時のインドネシア政府の国家電力総合計画（以下、「RUKN」という。）2003年によれば、インドネシアの安定的な電力供給に必要な供給予備率は最低25%とされていたが、ジャワ・バリ系統では電力需要の増大により、供給予備率が減少傾向にあり（2001年の38.8%から2002年の30.5%に減少）、25%を下回る恐れがあったため、早急に新規電源を確保する必要があった。RUKNは、増大する電力需要を量と質の両面で満たす必要性を指摘している。また、インドネシア政府は競争的な電力市場の構築・電力セクターの効率改善を図るため、1998年に電力セクター再編政策⁵を発表し、実施機関であるPLNの財務リストラや民間参入等の改革に着手した。PLNの自己資金及び民間による電源開発投資が回復するまでの下支えとして新規電源を設置し、供給予備率の増加に貢献するという本事業の目的は上記方針に合致する。

事後評価時においても本事業の目的は、インドネシアのエネルギー／電力政策と合致している。インドネシア政府は、2014年1月に国家エネルギー政策（KEN）を約10年ぶりに策定し、国の発電容量を2014年の51GWから2025年までに115GW、2050年までに430GWに増やす目標を掲げている。事後評価時におけるRUKN 2012-2031では、電力供給計画の方針として電力供給不足の回避や、石油燃料利用の最小化を目指したガス、揚水発電によるピーク電力負荷向けの発電所の整備等を掲げている。また、PLNの向こう10年間の電力供給事業計画（以下、「RUPTL」という。）2013-2022によれば、ジャワ・バリ系統における電力需要は年平均7.6%増加する見込みであり、逼迫する電力需給の緩和のため2022年までに31.5GW（年平均3.2GW）の発電容量の増加が必要とされている⁶。なお、RUPTLは、発電所の立地を選定する際、燃料源とその利用可能性、需要地までの距離と地域的なバランス、送電開発計画とその制約、環境社会面での制約を考慮すべきとしている。ジャワ・バリ地域の電力需給バランス及び供給予備率の推移は図1のとおり。2010年の供給予備率が24.4%と25%を下回ったが、電源開発投資により（表1参照）2011年には34.9%に回復した。

³ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

⁴ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

⁵ Power Sector Restructuring Policy

⁶ ジョコウィ政権下で2015年1月に策定されたRUPTL 2015-2024では、2024年までに38.5GW（年平均約3.8GW）の発電容量の増加が必要とされている。同政権は、2019年までに35GWの新規電源開発を行うことを重点に掲げている。

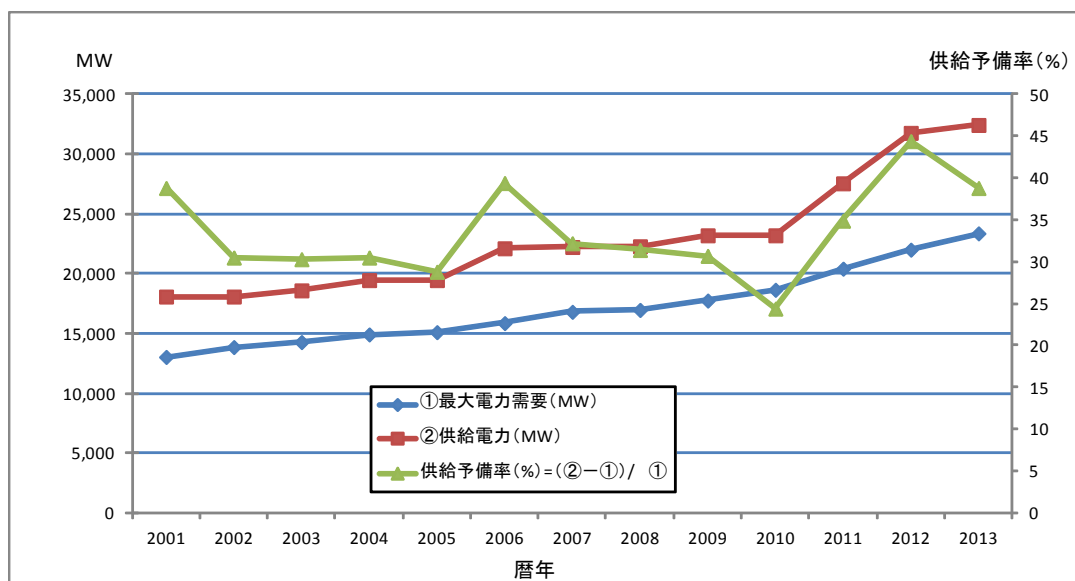


図 1：ジャワ・バリ地域の電力需給バランス及び供給予備率の推移

出所：実施機関への質問票回答

逼迫する電力需給を改善するため、インドネシア政府は2つのクラッシュプログラム（短期電力開発計画）を策定し（第一次クラッシュプログラム：2006年制定、第二次クラッシュプログラム：2010年制定）、大規模な電源開発を進めている。総出力約1万MWの石炭火力発電所の開発計画である第一次クラッシュプログラムは、ジャワ・バリを中心とした緊急電源開発が主な目的であるが、用地取得や資金繰りの問題等により進捗が大幅に遅延している。第二次クラッシュプログラムは、緊急電源開発・電源の多様化・地熱発電等を含む再生可能エネルギーの導入を目的とした約1万MWの新規電源開発計画である。第二次クラッシュプログラムにおいても資金手当の問題などでプロジェクトの進捗に遅れが生じている。ジョコウィ新政権が重点に掲げている35GWの新規発電所建設のうち20GW超について独立電力事業者（以下、「IPP」という。）による電源開発が想定されている。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業の審査時、ジャワ・バリシステムの電力需給逼迫に対応し、安定的な電力供給体制を構築することは喫緊の課題であった。インドネシア国最大の電力需要地であるジャカルタ首都圏を擁するジャワ・バリシステムにおいて、PLNの自己資金及び民間資金による電源開発投資が回復するまで暫くの時間が必要であり、当面の電力需給逼迫に対応することはインドネシアの経済・社会の安定上重要であった。

多くの日本企業が進出するジャカルタ首都圏に電力を供給しているジャワ・バリシステムの電源開発の促進は事後評価時点においても急務の課題となっている。RUPTL 2013-2022によると、同システムにおける電力需要は、2013年の144TWhから2022年の275

TWhとなり、年平均 7.6%増加することが見込まれている⁷。既述のとおりインドネシア政府はクラッシュプログラムを推進しているが、進捗に遅延が出ている。電源開発においてIPPの活用促進が引き続き期待されており、第二次クラッシュプログラムは半分超がIPP事業となっている（第一次クラッシュプログラムはPLN事業が 100%）。ジャワ・バリ系統の電源開発投資状況は表 1 のとおり。

表 1：ジャワ・バリ系統の電源開発投資状況

(単位：MW)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
PLN による発電所投資														
石炭火力							1,320			300	300	3,220	1,950	980
コンバインドサイクル							740			500		444	740	
水力														
ガスタービン					899	41								
ディーゼル											65	51	140	
地熱														
その他														
IPP による発電所投資														
石炭火力	2,450						600						1,475	
コンバインドサイクル												150		120
水力														
ガスタービン														
ディーゼル														
地熱	200		60					110	60	110				
その他														
PLN 及び IPP による発電所投資の合計														
合計	2,650		60		899	41	2,660	110	60	910	365	3,865	4,305	1,100

出所：実施機関への質問票回答

3.1.3 日本の援助政策との整合性

国際協力銀行（現国際協力機構（JICA））の海外経済協力業務実施方針（2002年4月）では、対インドネシア支援の重点分野として「経済インフラ整備」を掲げていた。また、国際協力銀行（現 JICA）の国別業務実施方針（2002年11月策定）で、持続的な経済成長のため、セクター改革を支援すると共に、経済ボトルネック解消等の緊急性の高いニーズへ対応することを方針としていた。審査当時、ジャワ・バリ系統の電力需給は逼迫する恐れがあり、早急に需給バランスの改善を図る必要があった。PLNの自己資金及び民間による電源開発投資が回復するまでの下支えとして新規電源を設置し、供給予備率の増加に貢献するという本事業の目的は上記方針に合致する。

以上より、本事業の実施はインドネシア国の開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策

⁷ RUPTL 2015-2024 では、2015年の 165 TWh から 2024年の 324 TWh となり、年平均 7.8%の増加が見込まれている。

と十分に合致しており、妥当性は高い。

3.2 効率性（レーティング：②）

3.2.1 アウトプット

本事業は、既設のムアラカラン火力発電所において、ブロック 2 として、ガスタービン 2 基、蒸気タービン 3 基、排熱回収ボイラー 2 基の 2 : 3 : 2 構成のコンバインドサイクル発電所を増設するものである。アウトプットの計画と実績の比較は表 2 のとおりである。

表 2：アウトプットの計画と実績の比較

計画	実績
土木工事、調達機器等（本発電事業に関する EPC 契約）	
<ul style="list-style-type: none"> ・ ガスタービン発電装置（定格出力 250MW 級）×2 基の設置 ・ 蒸気タービン発電装置（定格出力 75MW 級）×3 基の設置 ・ 排熱回収ボイラー×2 基の設置 ・ 上記装置に必要な付属設備 ・ 関連送電線の容量増強のための張替え ・ 開閉所・変電所の改修 ・ 取水口の改修 ・ 関連土木・建設工事 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 追加スコープ：連続排出監視システムの設置
コンサルティング・サービス	
<ul style="list-style-type: none"> ・ 詳細設計、入札補助、施工監理、性能評価、運用・保守の補助、環境管理補助、技術移転、人材育成等 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 計画どおり ・ 連続排出監視システムの設置に伴う追加業務が発生

出所：実施機関への質問票回答

土木工事、調達機器等に関して、連続排出監視システムの設置が事業スコープに追加された。当該システムは、排出されるガスの成分、濃度、排出量を測定・監視するもの。実施機関によると、これはインドネシア環境省による新たな規制⁸の導入に伴う措置とのこと。連続排出監視システムの設置に伴いコンサルティング・サービスも追加業務が発生した。アウトプットの追加は、環境省の規制に基づき、環境負荷の低減を図ることを目的としたものであり、インプットに見合った、適切なものあったと判断する。その他に関しては計画どおりで、アウトプットに変更はない。

コンサルティング・サービスの投入量は、表 3 のとおり、全体の投入量が大幅に増加した。

⁸ Regulation of the Ministry of Environment No. 21 /2008, Clause 9, Article No.1

表3：計画時のコンサルティング・サービス投入量と実績の比較

(単位：M/M)

	計画	実績	差異
国際コンサルタント	415	508.89	93.89 増
ローカルコンサルタント	604	717.00	113.00 増
合計	1,019	1,225.89	206.89 増

出所：実施機関への質問票回答

実施機関によると、コンサルタント投入量(M/M)の大幅な増加は、設計(Engineering)調達(Procurement)建設(Construction)契約(以下、「EPC契約」という。)の締結遅延(着工前の遅延)及び開閉所・変電所の改修、送電線の張替え、解体作業の遅延⁹(工期の遅延)による事業遅延に伴うものである(事業遅延期間中も含めて、コンサルタントが張り付いていたためMM量の増加につながった。)。必ずしも効率的であったとはいえないが、事業実施の質の確保の観点からは、やむを得なかったと判断する。



ガスタービンが入っている施設



ガスタービン



排熱回収ボイラー



発電機

⁹ 実施機関によると、変電所の閉鎖に際して予期せぬ技術的な問題が発生したことや近隣の送電線でトラブルがあったことなどが原因とのこと。早期に対応が行われ、トラブルは解決されたとのことだった。

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業費

本事業の総事業費は、当初計画では 65,588 百万円（うち円借款部分は 55,750 百万円）であったのに対し、実際の総事業費は 64,816 百万円（うち円借款部分は 54,150 百万円）と、計画内に収まった（計画比 98.8%¹⁰）。

3.2.2.2 事業期間

審査時に計画された事業期間は、2003 年 3 月（借款契約調印）～2009 年 9 月（保証期間の終了時）の 79 ヶ月であったが、実際には、2003 年 7 月（借款契約調印）～2012 年 4 月（保証期間の終了時）の 106 ヶ月と計画を上回った（計画比 134.2%）。事業遅延により貸付実行期限の延長が行われた。2012 年 2 月に延長され、最終的な貸付実行期限は 2013 年 1 月となった。

表 4 は、事業期間の計画と実績の比較を整理したものである。

表 4：事業期間の計画と実績の比較

項目	計画（審査時）	実績（事後評価時）
コンサルタント選定	2003 年 4 月～2004 年 3 月（12 ヶ月）	2003 年 7 月～2004 年 4 月（10 ヶ月）
コンサルティング・サービス	2004 年 4 月～2008 年 9 月（53 ヶ月）	2004 年 5 月～2011 年 4 月（84 ヶ月）
設計及び製造	2004 年 4 月～2006 年 1 月（22 ヶ月）	2004 年 5 月～2007 年 12 月（33 ヶ月）
発電設備の建設	2006 年 2 月～2008 年 9 月（32 ヶ月）	2007 年 12 月～2011 年 4 月（41 ヶ月）
発電開始時期	2008 年 10 月	2011 年 4 月
保証期間	2008 年 10 月～2009 年 9 月（12 ヶ月）	2011 年 4 月～2012 年 4 月（12 ヶ月）

出所：JICA 提供資料及び実施機関への質問票回答

事業実施遅延の主な原因は、①ガスの供給が遅延したこと¹¹（これにより EPC 契約の締結が遅延した）、②開閉所・変電所の改修、送電線の張替え、解体作業が遅延したことによる。これに伴い、コンサルティング・サービス期間が大幅に延長となった。

3.2.3 内部収益率（参考数値）

表 5 に財務的内部収益率（FIRR）の再計算結果をまとめた。

¹⁰ 本比率は、スコープ変更後の事業費実績とスコープ変更前の計画の比較である。

¹¹ <ガス供給の遅延の背景・理由> 本事業（ブロック 2）のガス燃料の確保について、実施機関は、当初、円借款事業で整備される南スマトラ-西ジャワガスパイプラインにより、スマトラ島のガス田にて採掘された天然ガスを本事業に供給する計画であった。しかし、タンジュンプリオク港（Tanjung Priok Port Authority）がパイプラインの敷設ルートを許可しなかった。そこで実施機関は、当初のガス調達計画を変更し、既設のムアラカラン火力発電所（ブロック 1）に供給されていたガス燃料をブロック 2 発電所にも利用しようとした。しかしガスの圧力が不十分だったため、圧力増強のためのコンプレッサーを設置する必要があり、その設置に時間を要した。

表 5：FIRR 再計算の前提と結果

	審査時	事後評価時
FIRR 値	31.7% (税引き前) 24.4% (税引き後)	26.5% (税引き前) 22.5% (税引き後)
便益	建設費 (コンサルティング・サービス費を含め、本事業に要した費用)、維持管理費	
費用	売電収入	
プロジェクト・ライフ	本事業完成後 25 年	

FIRR 値は審査時よりも低くなっている。主な理由として、事業期間が審査時の想定を上回ったためと考えられる。

以上より、本事業は事業費については計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回ったため、効率性は中程度である。

3.3 有効性¹² (レーティング：③)

3.3.1 定量的効果 (運用・効果指標)

本事業 (ブロック 2 発電所) の審査時に設定した各運用・効果指標について、2013 年の実績値を表 6 に取りまとめた (保証期間の終了は 2012 年 4 月)。

表 6：運用・効果指標

	基準値 注 1)	目標値	実績値
	2002 年	2009 年	2013 年
	審査年	保証期間終了時	保証期間終了翌年
最大出力	—	720MW 注 2)	688 MW 注 3)
設備利用率	—	70%以上	65.0%
稼働率	—	88%以上	93.2%
所内率	—	3%以下	1.84%
発電端熱効率	—	48%以上	44.8%
定期保守点検による停止時間	—	1,080 時間以下/年	550 時間/年
人員ミスによる停止時間	—	— 注 4)	0
機械故障による停止時間	—	— 注 4)	32.1 時間/年

¹² 有効性の判断にインパクトも加味して、レーティングを行う。

定期保守点検による停止回数	—	1回／年	2回／年
発電電力量	—	4,282 GWh／年 注 2)	4,046GWh／年

出所：JICA 提供資料及び実施機関への質問票回答

注 1) 既設のブロック 2 発電所は、重油焚き発電設備だったため審査時の基準値は存在しない。

注 2) 入札結果により計画仕様と異なる場合があるため最大出力及び発電電力量の変更はあり得る。

注 3) 入札の結果、定格出力は 694.4MW。

注 4) 審査時に目標値は設定されていなかった。

運転開始後、事後評価時に至るまで順調な発電を行っており、運転状況は良好である。本発電所（ブロック 2）の 2013 年における実績値について、最大出力、設備利用率及び発電端熱効率が審査時に設定した目標値に至っていないが、いずれも目標値の 9 割超を達成している。実施機関によると、これは発電所の技術的問題によるものではなく、給電指令により発電が制御されているためとのこと（これにより結果的に発電電力量も目標値に達していない）。すなわち、ジャワ・バリ系統全体の発電コスト削減の観点から、発電コストが低い発電機に優先的に給電指令が出されており、燃料費（液化天然ガス（以下、「LNG¹³」という。）の高騰¹⁴により相対的に発電費が割高である本発電所の稼働が抑制されたとのこと。

定期保守点検による停止時間が目標値の半分となっているのは、2013 年は主要点検が行われなかったためである。（ブロック 2 発電所は、稼働 40,000 時間毎に主要点検が行われることになっている。詳細は後述の「持続性」を参照。）

機械故障により 32.1 時間停止したのは外部要因によるもの。2013 年 1 月に洪水が発生し、変電所機器の一部が浸水したことから不具合が生じた。修復後は問題なく稼働している（本発電所は、海拔よりも約 1m 低い場所に立地しており、洪水防御のための壁等が設置されているが、2013 年 1 月に発生した洪水は予期せぬ大規模なもので、浸水被害を免れることができなかった。本洪水を機にムアラカラン発電所では壁の高さを高くし、洪水防止のためのポンプを設置しており、以降、洪水被害に見舞われていない）。

定期保守点検による停止回数が 2 回となっているのは、定期保守点検が稼働 8,000 時間毎に行われるため、2013 年の稼働時間が 8,760 時間だったためである。

¹³ Liquefied Natural Gas。

¹⁴ 本発電所の主要燃料は LNG。各 RUPTL に記載されている仮定価格は以下のとおり。天然ガスが US\$6~7/MMBTU で推移しているのに対して LNG は US\$10~16/MMBTU と高騰している。（参考：本発電所と同時期に円借款で整備されたムアラタワルガス火力発電所（ブロック 5）は天然ガスが主要燃料。）

RUPTL 2010-2019 天然ガス：USD6/MMBTU、LNG：USD10/MMBTU

RUPTL 2012-2021 天然ガス：USD6/MMBTU、LNG：USD13/MMBTU

RUPTL 2013-2022 天然ガス：USD7/MMBTU、LNG：USD16/MMBTU

RUPTL 2015-2024 天然ガス：USD7/MMBTU、LNG：USD16/MMBTU

3.3.2 定性的効果（その他の効果）

本発電所（ブロック 2）の設備容量が、ジャワ・バリ系統及びジャカルタ首都圏に占めるシェアを表 7 にまとめた。発電された電力はジャカルタ首都圏に供給されており、本発電所はインドネシアの政治・経済の中心地である「戦略的地区」に電力を供給するという極めて重要な役割を担っている。本発電所がジャカルタ首都圏の設備容量に占める割合は 10% 超であり、首都圏の電力需給バランスの確保において非常に重要な役割を担っていることが数字からもわかる。また本発電所が、電力需要が最も多いジャカルタ首都圏に立地していることにより、ジャワ・バリ系統の電力ロスの低減及び電力の品質（電圧）の維持において極めて重要な役割を担っているといえる¹⁵。

表 7：本発電所（ブロック 2）のシェア

電力接続先の設備容量	本発電所（ブロック 2）の設備容量	シェア
ジャワ・バリ系統（2013 年）： 32,450MW	694.4MW	2.14%
ジャカルタ首都圏（2013 年）： 6,647MW		10.45%

出所：JICA 提供資料及び実施機関への質問票回答

ジャワ・バリ系統における実施機関の 5 つの営業・配電地域毎の発電容量と電力負荷を図 2 に示した。ジャカルタ首都圏が位置する西ジャワ地域（JKB¹⁶）は、発電容量を電力負荷（需要）が上回っていることから、本地域への電力供給は他の地域からの電力融通で賄っていることがわかる。実施機関より、こうした地域を跨ぐ電力融通は、ジャワ・バリ系統の電圧の低下及び電力ロスを引き起こす要因となり¹⁷、安定的・効率的な電力供給の阻害要因となることから、極力同一地域内で電力を供給し、電力系統全体の安定性と適正な電力の品質を確保することが重要との指摘があった。この観点から、本発電所がジャカルタ首都圏に立地していることは、極めて意義深いといえる。

¹⁵ 本事業と同時期に円借款で整備された発電所のうち、本事業、「ムアラタワルガス火力発電所拡張事業」及び「タンジュンプリオク火力発電所拡張事業」はいずれもジャカルタ首都圏に位置しており、首都圏／西ジャワ地域における電力の安定供給において極めて重要な役割を果たしているといえる。これらの発電所の意義・重要性は、実施機関のみならず、現地有識者及び世界銀行、アジア開発銀行の各電力担当者からも一致した見解が示された。

¹⁶ Jakarta and Bandung Load Dispatch Area

¹⁷ このロジックとして、実施機関より「発電場所と実際の消費地が遠い（送電距離が長い）→電気抵抗が大きくなる→電力損失が増える→電圧が低下する」との説明があった。

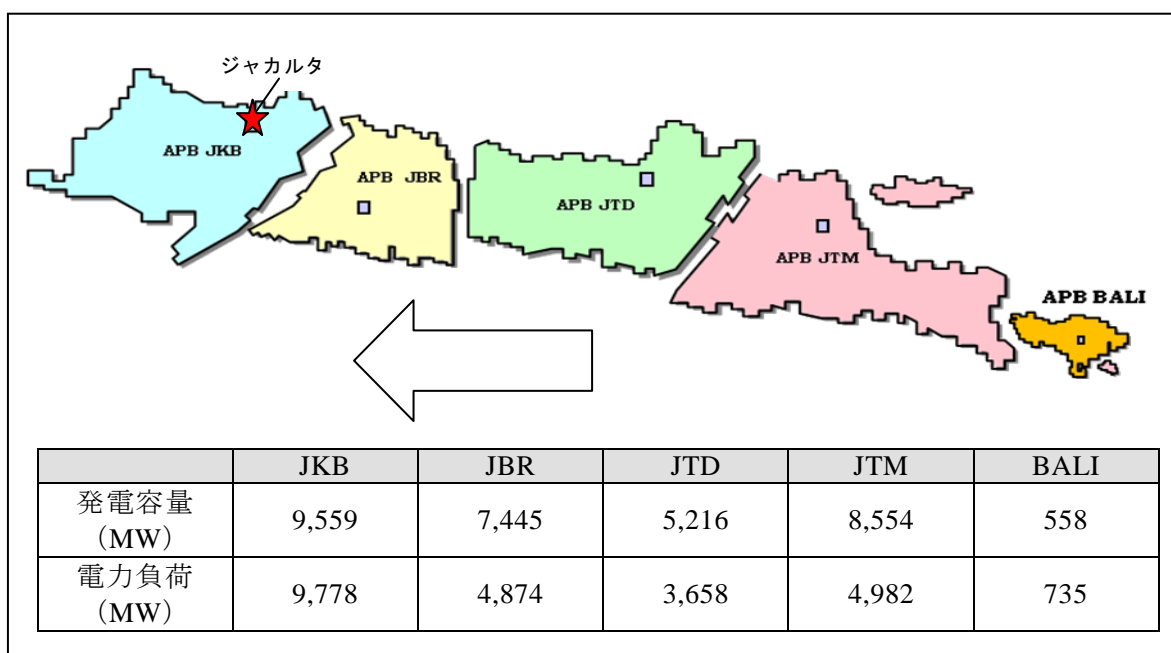


図 2：ジャワ・バリ系統における地域毎の発電容量と電力負荷の比較（2014 年）

出所：実施機関提供資料より作成

3.4 インパクト

3.4.1 インパクトの発現状況

ジャワ・バリ系統について、電化率及び電力品質に関するデータとして発電部門の SAIDI¹⁸（顧客 1 軒あたりの年停電時間（分））と SAIFI¹⁹（顧客 1 軒あたりの年停電回数）を表 8 に示した²⁰。また、同系統の供給予備率と送配電ロス率を併記した。

表 8：ジャワ・バリ系統における電化率、SAIDI、SAIFI、供給予備率、送配電ロス率の推移

	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年 発電開始	2012 年	2013 年
電化率 (%)	68.0	69.8	71.4	72.3	78.2	83.2
SAIDI 発電部門 (分/軒)	4.583	0.614	0.179	0.309	0.076	0.02
SAIFI 発電部門 (回/軒)	1.030	0.247	0.151	0.182	0.04	0.019
供給予備率 (%)	31.4	30.7	24.4	34.9	44.4	38.8
送配電ロス率 (%)	13.6	11.2	13.0	9.1	9.3	9.5

出所：実施機関提供資料より作成

¹⁸ System Average Interruption Duration Index

¹⁹ System Average Interruption Frequency Index

²⁰ SAIDI、SAIFI は、顧客 1 軒あたりの事象を計測したもので、（供給予備率が確保されている限り）必ずしも本発電所との直接のリンクがあるわけではないが、本発電所のインパクトに間接的に関係することから、インパクトで取り上げることとした。

本発電所（ブロック 2）は 2011 年 4 月に発電が開始されたことから、ジャワ・バリ系統について、発電開始前（2010 年以前）と後（2012 年以降）の比較を行った。電化率については、年々堅調に増加している。発電部門の SAIDI、SAIFI については、いずれも 2011 年に一時的な増加がみられるものの²¹、全体的に減少傾向にあり、2010 年と 2012 年の数値を比較すると両者とも確実に減少している。なお、実施機関によると、送配電ロスが 2013 年に増加しているのは、同年は例年より降雨量が全般的に少なく、ジャカルタ首都圏が位置する西ジャワ地域に立地する水力発電所の稼働率が落ちたため、他の地域からの電力融通が増え、結果的に電力ロスが増大したとのこと。また、2013 年の供給予備率が低下しているのは、同年の新規電源開発投資（1,100MW）が前年分（4,305MW）ほどなかった一方で電力需要が増加したためとの説明があった。（表 1 参照。）

上記データの推移と本事業の実施について、明確な相関関係があるとはいえない。微少なながら貢献はあったと考えられるが、これらのデータの推移によって本発電所のインパクトを定量的に計ることは困難である。

3.4.2 その他、正負のインパクト

3.4.2.1 自然環境へのインパクト

本事業は、大規模な発電所の改修事業であり、国際協力銀行（現 JICA）ガイドライン上、A 種に該当する。審査時において実施機関の環境手続き状況、汚染対策、自然環境・社会環境への配慮等の確認が行われ、特段問題ないとの判断がなされた。

環境アセスメント報告書（ANDAL）、環境管理計画（RKL）、環境モニタリング計画（RPL）は 2001 年 10 月 19 日にジャカルタ特別州の環境管理委員会より承認されている。

本事業実施前、実施中及び発電開始後に実施機関による環境モニタリングが行われており、事後評価時点において特段の環境への悪影響は報告されていない。また、周辺住民へのヒアリングにおいても本事業による環境への負の影響は指摘されていない。実施機関による環境モニタリング結果の概要は以下のとおり。

- 工事前：
 - 騒音は全て基準値以下。
- 工事期間中：
 - 大気は NO₂、SO₂、CO、CO₂、Pb、H₂S、粉塵（PM10）、TSP、O₃ 全てについて基準値以下。
 - 振動は全て基準値以下。
 - 騒音は全て基準値以下。

²¹ 理由は不明。実施機関によると、データ収集やとりまとめがマニュアル・ベースで行われていたことから、集計ミスがあった可能性は否定できないとのことだった。

- 保証期間中：大気及び騒音は全て基準値以下。
- 発電開始後の入手可能な環境モニタリング結果（2013年に観測された大気及び騒音データ）は表9のとおり。

表9：発電開始後の環境モニタリング結果

項目	単位	計測結果	基準 注1)
大気（24時間サンプリング）			
SO ₂	μg/Nm ³	13.69	260
NO ₂	μg/Nm ³	20.21	92.5
CO	μg/Nm ³	114.38	9,000
粉塵	μg/Nm ³	142.56	230
Pb	μg/Nm ³	0.04	2
騒音（ムアラカラン発電所事務所の建物前で測定）			
平均値（4回計測）	dB	56.96	70

出所：実施機関提供資料より作成

注1) 基準はインドネシアの国家基準（ジャカルタ首都圏における基準値）²²

本事業は、重油焚きの既存火力発電施設からガス複合火力発電所への転換のため、大気汚染物質（硫黄酸化物、窒素酸化物、浮遊粒子物質）の排出濃度は減少し、結果としてインドネシアの排出基準を大幅に下回ることが審査時に想定されていた（自然環境への正のインパクト）。実施機関から入手した本事業完了前後の排出データ実績は表10のとおりである。

表10：事業完了前後の排出データ実績値比較

項目	実績値（トン/GWh）		削減率（%）
	事業完了前 （2009年）	事業完了後 （2013年）	
SO _x	1.239	0.273	78.0
NO _x	1.730	0.580	66.5
CO ₂	3,080.09	1,230.60	60.0
粉塵	0.104	0.040	61.5

出所：実施機関への質問票回答

SO_x、NO_x、CO₂、粉塵いずれも事業完了後の排出量の削減率が6割を超えている。本事業の実施により発電燃料が重油からガスに変換したことで、環境負荷軽減に貢献していることが定量的に把握できる。

3.4.2.2 住民移転・用地取得

審査時、既に用地は確保済みであり、用地取得・住民移転は発生しないとされていた。

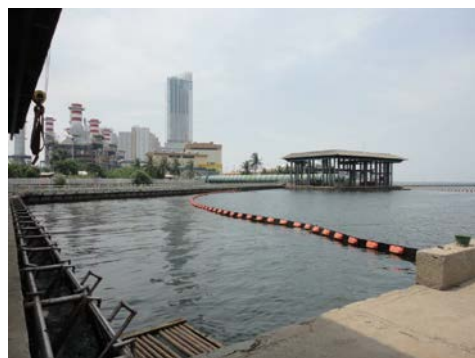
²² 準拠規則は、Kep Gub DKI Jakarta Governor Decree No. 551/2001。

実際、住民移転・用地取得は発生しなかった。

以上より、本事業の実施によりおおむね計画どおりの効果の発現がみられ、有効性・インパクトは高い。



トランスフォーマー



取水口

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

事業完成後の発電所（ブロック 2）の運営・維持管理はジャワ・バリ発電会社のPJB²³（以下、「PJB」という。）が行っている。PJBは実施機関であるPLNの発電子会社で²⁴、既設のムアラカラン火力発電所（ブロック 1）の運営・維持管理も実施している。PLNとPJBの間で業績に基づく契約（Performance Based Contract）が締結されており、同契約に基づいて運営・維持管理予算がPLNからPJBに配賦されている。

2014年のPJBの全職員数は4,417名で、このうち3,821名が運営・維持管理を担当する技術者である。事後評価時点においてPJBは、本発電所を含む26の発電所の運営・維持管理を担当している。

PJBは、業務の効率化・業績向上を図る目的で、人事管理・人材活用、維持管理システム・スペアパーツの管理・調達、燃料管理、安全管理など組織全体の運営にあたって「統合された管理システム」を2012年より導入している。PJBでは、同システムの下、“Big O（オー）”と呼ばれる維持管理の「最適化プログラム」を採用し、業務の効率化を図っている。ムアラカラン火力発電所の従業員へのヒアリングによると、本発電所においてもPJBのこうしたシステムやプログラムの考え方が浸透しており、PJBと発電所の指示系統は明確であるとのことだった。ムアラカラン火力発電所の組織体制図は図3のとおりである。

²³ PT. Pembangunan Jawa-Bali

²⁴ PLNは発電、送電、変電、配電について47のビジネスユニットで事業を展開しているが、ジャワ・バリ系統の発電資産及び運営・維持管理は、発電部門から、1995年に2つの発電子会社（PJB及びインドネシアパワー社）に分離し、効率化を進めている。（PLNは、2009年12月に組織改編を行い、これまで建設、営業と業務を縦割りにしていた2分野を地域割りにする業務体制とすることで、各地域において、計画－調達－建設－発電－送電－配電－売電の一貫性を確保し、効率的な運営の実現を図っている。）

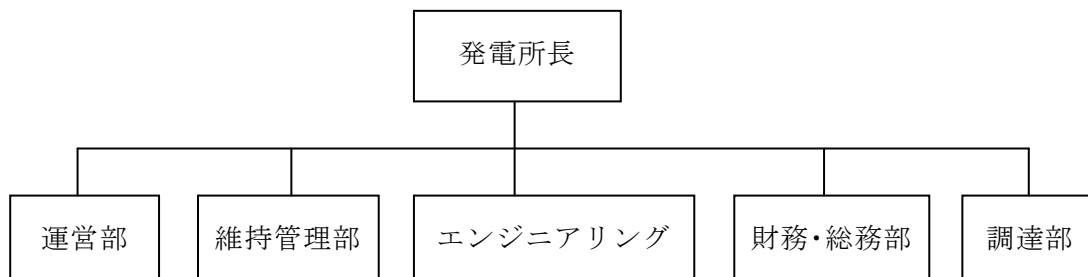


図 3：ムアラカラン火力発電所の組織体制図

出所：実施機関提供資料より作成

発電所長の下、発電所全体で 295 名の従業員を擁しており、うち 66 名が技術者である。発電所従業員へのヒアリングによると運営・維持管理業務に必要な技術者数は確保されているとのことであった。本発電所及び本発電所を管理する PJB の体制も問題は認められない。

3.5.2 運営・維持管理の技術

本事業完成後の発電所（ブロック 2）の運営・維持管理業務は、既設発電所の運営・維持管理業務に携わり、十分な経験を積んだ技術者が配置されている。また、本事業の実施中、コントラクター及びコンサルタントにより既設発電所の従業員 60 名に対して、ブロック 2 発電所の運営・維持管理に必要なトレーニング／実機訓練・研修が行われている（国内研修、日本及びドイツでの研修・視察を含む）。更に、コントラクターによりマニュアルが整備され、PJB ではこれを基に従業員により分かり易い説明等を追記した業務指示書を作成しており、同マニュアル／業務指示書は、本発電所の日々の運営・維持管理業務及び定期点検に活用されている。加えて、運営・維持管理の担当技術者に OJT による指導も実施されている。このことから、運営・維持管理を担当する職員の技術レベルは、通常のメンテナンス業務を行うのに十分とみられる。

また、PJB では、ISO 90001（品質管理システム）、ISO 14001（環境管理システム）、ISO55000（アセット管理システム／リスク管理システム）、OHSAS 18001（労働安全管理システム）を取得しており、これらに適合した管理システムに基づいて本発電所の運営・維持管理業務が行われている。

したがって、運営・維持管理の技術について問題は見受けられない。

3.5.3 運営・維持管理の財務

運営・維持管理費は、本発電所にて必要額を見積もった後、ジョグジャカルタにある上管轄の UPJB²⁵ を経由して PLN にあげられ、PLN との業績に基づく契約に基づいて、

²⁵ Unit Pembangkitan Jawa-Bali

PLNより発電所に配賦されている。本事業完成後の発電所（ブロック 2）の維持管理費の計画と実績は表 11 のとおり。本発電所の維持管理費は、適正に手当てされており、現場においても良好な運転と維持管理が行われている。

表 11：本発電所（ブロック 2）の維持管理費

（単位：百万ルピア）

2012 年		2013 年		2014 年	
計画	実績	計画	実績	計画	実績(10月まで)
166,612	77,511 注 1)	223,797	233,719	143,840	113,135 注 2)

出所：実施機関への質問票回答

注 1) 2012 年の維持管理費実績が計画を下回っているのは、保証期間中（2012 年 4 月まで）の資機材等はコントラクターより供給されたため。

注 2) 2014 年の実績は 10 月までのデータであるため計画を下回っている。

なお、PLN全体の財務状況を見ると、PLNの電力売上は毎年順調に増加しているが、政府補助金がなければ赤字という状況で、PLNの財務は巨額の政府補助金によって支えられている。PLNは「公共サービス義務」²⁶に従って、供給コストよりも安い価格でも電力を売らざるを得ず、これにより発生する損失が政府からの補助金によって補填されている。発電のための燃料・潤滑油費の高負担や低い電気料金等が高コスト体制の主要因として指摘されている。PLNの損益計算書及び貸借対照表は以下のとおり。

表 12：PLN 損益計算書 注 1)

（単位：10 億ルピア）

	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
電力売上	102,974	112,845	126,722	153,486
政府補助金	58,108	93,178	103,331	101,208
その他収益	1,293	1,995	2,604	2,711
営業収益計	162,375	208,018	232,656	257,405
燃料・潤滑油費	84,190	131,158	136,535	147,634
保守費	9,901	13,593	17,567	19,839
人件費	12,954	13,197	14,401	15,555
その他費用 注 2)	42,062	27,692	34,612	37,883
営業費用計	149,108	185,640	203,115	220,911
営業利益	13,267	22,378	29,541	36,493
営業外損益 注 3)	-1,861	-16,863	-28,509	-75,715
税金	-1,313	-89	2,174	9,654
当期純利益	10,093	5,426	3,206	-29,567

出所：PLN 年次報告書

²⁶ PLN への政府補助金は、2001 年の国営企業法 66 条に Public Service Obligation で規定されている。（国有企業に対する財務上の補填）

注 1) 四捨五入の関係で一部数字が一致しない。

注 2) 電力購入費、固定資産の減価償却費他

注 3) 金利収入・費用、為替差損益他

表 13 : PLN 貸借対照表 注 1)

(単位 : 10 億ルピア)

	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
資産	406,100	476,453	549,376	595,877
固定資産	361,327	409,530	472,066	511,040
流動資産	44,773	66,923	77,310	84,837
負債及び資本	406,100	476,453	549,376	595,877
資本	142,114	154,683	159,270	133,232
固定負債	208,590	258,219	315,503	374,331
流動負債	55,397	63,550	74,603	88,315

出所 : PLN 年次報告書

注 1) 四捨五入の関係で一部数字が一致しない。

PLNは財務・経営体質の改善を図るため、政府補助金の削減、電気料金の値上げ、自己資金調達率の向上、民間資金の積極的導入を目指している。電気料金設定についてはインドネシア政府の決定事項であることから、PLNのコントロール外の事項であるが、改革の方向性として、政府は料金変動制を導入する顧客層を拡大している²⁷。また、PLNは社債発行を行っており、信用格付機関による格付けは良好である²⁸。しかし、政府補助金に関して、政府が国全体の電化率向上を目標に掲げる中で、採算がとれない電力消費の少ない家庭への売電が今後も増える見込みであり、これを補填するための政府補助金が増加する可能性がある。このため、PLNは効率性の向上を掲げており、ディーゼルや石油から高効率石炭、ガス、地熱等への転換や、効率性の高い発電所の建設、送配電ロス削減等を通じてコスト削減を図ることで補助金の削減を図ろうとしている。インドネシア全土の電化率、家庭向け売電顧客数及び送配電ロス率の予測は表 14 のとおり。

なお、既述のとおり本発電所(ブロック 2)の運営・維持管理費は適正に手当てされており、現場においても良好な運転と維持管理が行われていることから、PLN 財務状況の本事業に対する直接の影響はないものとする。したがって、運営・維持管理の財務について問題は見受けられない。

²⁷ エネルギー・鉱物資源省は、電気料金の全 17 分類中 12 分類においては電力補助金の対象外とし料金を変動制とすることを明らかにしている。変動制を導入する顧客層拡大を定めた大統領令(2014 年第 31 号)に基づく措置で、2015 年 1 月から工業向け大口顧客も追加されている。電力消費の少ない家庭や商業施設、200kVA 未満の工業向けはこれまでどおり固定料金制が維持される。(出所 : 2014 年 12 月 6 日付じゃかるた新聞)

²⁸ 格付けは 2013 年 12 月末時点でムーディーズ : Baa3 stable、スタンダード&プアーズ : BB、フィッチ : BBB-となっている。(出所 : PLN 年次報告書)

表 14：インドネシア全土の電化率、家庭向け売電顧客数及び送配電ロス率の予測

	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年
電化率 (%)	87.7	91.3	93.6	95.7	97.4	98.4	98.9	99.1	99.3	99.4
家庭向け売電顧客数 (百万人) 注 1)	56.0	59.1	61.3	63.5	65.4	66.8	67.9	68.7	69.5	70.3
送配電ロス率 (%)	6.72	6.68	6.61	6.57	6.51	6.48	6.46	6.44	6.42	6.40

出所：PLN

注 1) PLN によると、大部分が電力消費の少ない家庭とのこと。

3.5.4 運営・維持管理の状況

本発電所（ブロック 2）の設備は良好に維持管理され、順調に運営されている。維持管理活動（メンテナンス、保守点検）は適切に行われており特段の問題はない。具体的には、日常的メンテナンス、定期的メンテナンス（各週、各月、2 カ月毎、四半期毎のメンテナンス）、設備の状況に応じたメンテナンス、問題発生時メンテナンス、予防的メンテナンス、予知メンテナンスが行われている。既述のとおり維持管理の最適化プログラムが導入されており、予防的メンテナンス（例：定期的な清掃、フィルターの交換、各種設備の点検等）や予知メンテナンス（例：過去の記録から発電所のオーバーヒートや異常振動等の防止）の割合を増やすことで事故率の削減や業務全体の効率化が図られている。保守点検は稼働 8,000 時間毎に行われ、稼働 40,000 時間毎に主要点検が行われている。

スペアパーツについて、PJBはサプライ・チェーン管理システムを 2002 年に導入し、在庫管理の自動化を図っており、本発電所においても同システムの下、必要なスペアパーツがこれまで適時に調達されている。具体的には、重大性に応じて各スペアパーツに A、B、C のランク付けが行われ²⁹、在庫状況及び実際に調達されるまでに想定される時間を踏まえて、補充が必要なスペアパーツが自動的にリマインドされる仕組みとなっている。

ガス燃料について、PLN は複数のガス供給会社と契約を締結し、ガス燃料を確保している。本発電所（ブロック 2）を含むムアラカラン発電所全体のガス需給実績・見込みは表 15 のとおり。

したがって、運営・維持管理の状況について問題は認められない。

²⁹ スペアパーツが適時に確保されない場合、A：停電が起これる非常に重要度の高いもの、B：出力低下など一時的な影響が起これるもの、C：発電所の出力には影響しないもの。

表 15：ムアラカラン発電所のガス需給実績・見込み 注1) 注2)

(単位：BBTUD)

	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
発電所需要 (合計) 注3)	150	270	334	370	360	360	311	311
ムアラカラン発電所	150	270	334	190	154	154	105	105
タンジュンプリオク発電所				181	206	206	206	206
ガス供給 (合計)	156	304	416	371	361	364	311	311
PHE - ONWJ	129	125	130	115	100	70	70	70
PGN	27	30	30	37	50	100	100	100
Nusantara Regas (FSRU Jabar)		149	256	219	211	194	141	141

出所：実施機関への質問票回答

注1) 四捨五入の関係で一部数字が一致しない。

注2) 2011-2014年は実績、2015-2018年は見込み。

注3) 需要 (合計) には、タンジュンプリオク発電所の需要が含まれる。

以上より、本事業の維持管理は体制、技術、財務状況ともに問題なく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は、ジャワ・バリ系統の電力需給バランスの改善及び電力供給の安定性改善と質の確保を図ることを目的に、ムアラカラン火力発電所において重油焚き発電設備をガス複合火力発電に転換し、出力を増大した。PLNの自己資金及び民間による電源開発投資が回復するまでの下支えとして新規電源を設置し、増大する電力需要を量と質の両面で満たすという本事業の目的は、インドネシアのエネルギー／電力政策、開発ニーズ及び日本の援助政策と合致しており、事業実施の妥当性は高い。審査時に設定した運用・効果指標は、発電開始後、目標値の9割超達成している。特筆すべきは、本事業が、電力需要が最も多いジャカルタ首都圏に立地し、インドネシアの政治・経済の中心地である「戦略的地区」に電力を供給していること、及び、ジャワ・バリ系統の電力ロスの低減と電力の質 (電圧) の維持に重要な役割を担っていることである。発電所は順調な発電を行っており、おおむね計画どおりの効果の発現がみられ、有効性・インパクトは高い。自然環境への負の影響は指摘されていない。発電燃料が重油からガスに変換したことにより、SO_x、NO_x、CO₂、粉塵いずれも6割超の排出量削減が実現し、環境負荷削減にも貢献している。事業費については計画内に収まったものの、事業期間が計画を上

回ったため、効率性は中程度である。発電所の運営・維持管理体制、技術、財務状況ともに問題はなく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

なし

4.2.2 JICA への提言

なし

4.3 教訓

燃料供給に関する実施機関内部の部門横断的、包括的なリスク分析の必要性と、省庁横断的なコーディネーションの促進を念頭に置いた、実施機関から中央政府への適時の働きかけの重要性

本事業の実施遅延の主な原因として、ガス供給の遅延が挙げられる。実施機関は、本事業のガス燃料について、当初、本事業とほぼ同時期に円借款事業で整備される南スマトラ-西ジャワガスパイプラインにより、スマトラ島のガス田にて採掘された天然ガスを確保する計画であった。しかし、タンジュンプリオク港 (Tanjung Priok Port Authority) がパイプラインの敷設ルートを許可しなかった。そこで実施機関は、当初のガス調達計画を変更し、既設のムアラカラン火力発電所 (ブロック 1) に供給されていたガス燃料を本発電所 (ブロック 2) にも利用しようとした。しかし、ガスの圧力が不十分だったため、圧力増強のためのコンプレッサーを設置する必要がある、その設置に時間を要した。仮に、実施機関が、タンジュンプリオク港がパイプライン敷設ルートを許可しないことによる本事業やジャワ・バリ系統の電力需給に及ぼすリスク (本事業が遅延し、電力供給の開始が遅れることにより発生しうるリスク) について実施機関内外で早期に問題意識を高め、部門横断的、包括的な見地から十分に分析を行っていたならば、それを契機として、代替オプションを検討・採用し、事業の実施促進を図ることが可能だったと考える。すなわち実施機関は、①仮にタンジュンプリオク港がパイプラインの敷設ルートを許可しない場合に起こりうるリスクを十分に分析し、②分析結果を前広に中央政府 (エネルギー・鉱業資源省) に伝え、③仮にリスクが顕在化した場合、本事業の燃料確保に係る代替策を検討し、その際に必要となる省庁横断的コーディネーションを中央政府が行うよう適時働きかけることが可能だったと思われる。このことから、実施機関は燃料確保に関して部門横断的、包括的な観点からあらゆるリスク分析を十分に行い、その結果を踏まえて、必要に応じて中央政府に適時働きかけ、政府が省庁横断的な調整を含め、適切なアクションをとるよう仕向けていくことが重要である。上記の教訓は、PLN が手掛ける他の火力発電所事業において適用を考察すべきと考える。

<参考>

本事業実施機関は2009年12月に「リスク管理部門」を設立し、技術的・オペレーション的側面を含め、組織内横断的かつ包括的なリスク分析を行う体制を構築した。それまでリスク管理ユニットは存在していたものの、理事会の決定事項をレビューする機能に留まり、実施機関の全社的なコーポレートリスクに踏み込んだ包括的な分析は行っていなかった。

以上

主要計画/実績比較

項目	計画	実績
①アウトプット	<p>1) 土木工事、調達機器等</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ガスタービン発電装置(定格出力 250MW 級) ×2 基の設置 ・ 蒸気タービン発電装置(定格出力 75MW 級) ×3 基の設置 ・ 排熱回収ボイラー×2 基の設置 ・ 上記装置に必要な付属設備 ・ 関連送電線の容量増強のための張替え ・ 開閉所・変電所の改修 ・ 取水口の改修 ・ 関連土木・建設工事 <p>2) コンサルティング・サービス</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 詳細設計、入札補助、施工監理、性能評価、運用・保守の補助、環境管理補助、技術移転、人材育成等 	<p>1) 土木工事、調達機器等</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 連続排出監視システム (CEMS: Continuing Emission Monitoring System)の設置→追加スコープ <p>2) コンサルティング・サービス</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 計画どおり ・ CEMS 設置に伴う追加業務が発生
②期間	2003年3月～2009年9月 (79ヵ月)	2003年7月～2012年4月 (106ヵ月)
③事業費		
外貨	46,828百万円	58,974百万円
内貨	18,760百万円	5,842百万円
	(現地通貨) 1,443,078百万ルピア	(現地通貨) 478,626百万ルピア
合計	65,588百万円	64,816百万円
うち円借款分	55,750百万円	54,150百万円
換算レート	1ルピア=0.013円 (2002年11月時点)	1ルピア=0.012円 (2006年11月時点)

以上