

インドネシア

2015 年度 外部事後評価報告書

円借款「タンジュンプリオク火力発電所拡張事業」

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・バリ系統における電力供給力の増大及び電力供給の安定性改善を図ることを目的に、タンジュンプリオク火力発電所に新規のガス複合火力発電設備を整備した。石油からガスへの燃料転換と逼迫する電力需給への対応を目的とする本事業は、インドネシアの電力政策、開発ニーズ及び日本の援助政策と合致しており、妥当性は高い。事業費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。審査時に設定した運用・効果指標は、目標値の9割前後達成している。特筆すべきは、本事業がジャカルタ首都圏に立地し、東部の工業地区と北部のタンジュンプリオク港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の維持に重要な役割を担っていることである。発電所はおおむね計画どおりの効果発現がみられ、有効性・インパクトは高い。自然環境への負の影響及び住民移転・用地取得は発生していない。本事業を含む円借款4事業¹のインパクトとして、円借款でのガス複合火力発電所事業の実績が日本の質の高いインフラ技術のインドネシアへの展開を促したこと、石油からガスへの燃料転換を促進したことが挙げられる。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



タンジュンプリオクガス火力発電所(ブロック3)

¹ 「タンジュンプリオク火力発電所拡張事業」、「ムアラカラン火力発電所ガス化事業」、「ムアラタワルガス火力発電所拡張事業」、「南スマトラ-西ジャワガスパイプライン建設事業」の4事業。

1.1 事業の背景

インドネシアでは1997年に発生した通貨危機以降の経済回復に伴い電力需要が急増し、特にインドネシア全体の年間販売電力量の約8割を占めるジャワ・バリ系統の電力需給緩和は急務となっていた。一方、国有電力会社のPT. PLN (Persero)²（以下、「PLN」という。）の自己資金負担による電源開発や民間資金による電源開発は限定的で、公的資金による電源開発が必要であった。本事業は、ジャワ・バリ系統での電力需給の逼迫に対応して、ジャカルタ特別州近郊に発電設備を新設することにより、安定した電力供給を確保するものである。

1.2 事業概要（事業目的含む）

ジャカルタ特別州近郊に位置するタンジュンプリオク火力発電所において、ガスコンバインドサイクル発電設備（総出力720MW級：ガスタービン250MW級×2基、蒸気タービン220MW級×1基）を新設することにより、ジャワ・バリ系統において電力供給力の増大を図り、もって電力供給の安定性の改善に寄与する。

円借款承諾額/実行額	58,679百万円 / 56,647百万円
交換公文締結/借款契約調印	2004年3月 / 2004年3月
借款契約条件	金利 1.3% 返済 30年 (うち据置 10年) 調達条件 一般アンタイド
借入人/実施機関	インドネシア共和国 / 国有電力会社 (PT. PLN)
貸付完了	2014年3月
本体契約	三菱商事株式会社 (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) / PT Hasfarm Dian Konsultan (インドネシア) / 東京電力ホールディングス株式会社 (日本) / 東電設計株式会社 (日本) (JV)
関連調査(フィージビリティ・スタディ: F/S) 等	F/S (2002年)
関連事業	円借款 (カッコ内は借款契約調印年月) ・ 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) ・ ムアラカラン火力発電所ガス化事業 (2003年7月) ・ ムアラタワルガス火力発電所拡張事業 (2003年7月) 技術協力 ・ 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)

² PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero)

	<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：2015 年 10 月～2016 年 12 月

現地調査：2016 年 2 月 18 日～3 月 25 日、2016 年 6 月 16 日～6 月 29 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 PLN の「電力供給計画（以下、「RUPTL」という。）2003 年～2010 年」によれば、ジャワ・バリ系統の電力需要の伸び（2010 年までに年平均約 8.3%の増加を想定。2010 年時点の想定最大需要電力量は 27,073MW）に対して 2010 年までに約 8,500MW の発電設備建設の必要性が指摘されていたが、このうち 4,000MW について資金手当ての目処がついていなかった。また同計画において発電設備の燃料構成比上、ガスの割合を増加させ、石油の割合を低下させる計画が立てられていた。ガス複合火力発電設備を新設し、ジャワ・バリ系統の電力供給力の増大に貢献するという事業目的は、上記方針に合致する。

事後評価時の RUPTL 2015-2024 によれば、ジャワ・バリ系統における電力需要は、年平均 7.8%増加する見込みであり（最大需要電力量は 2015 年の 27,061MWから 2024 年の 53,707MWに増加する想定）、逼迫する電力需給の緩和は喫緊の課題となっている。また、ジョコウィ政権が重点に掲げている「35GW新規電源開発加速計画 2015 年～2024 年」

³ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

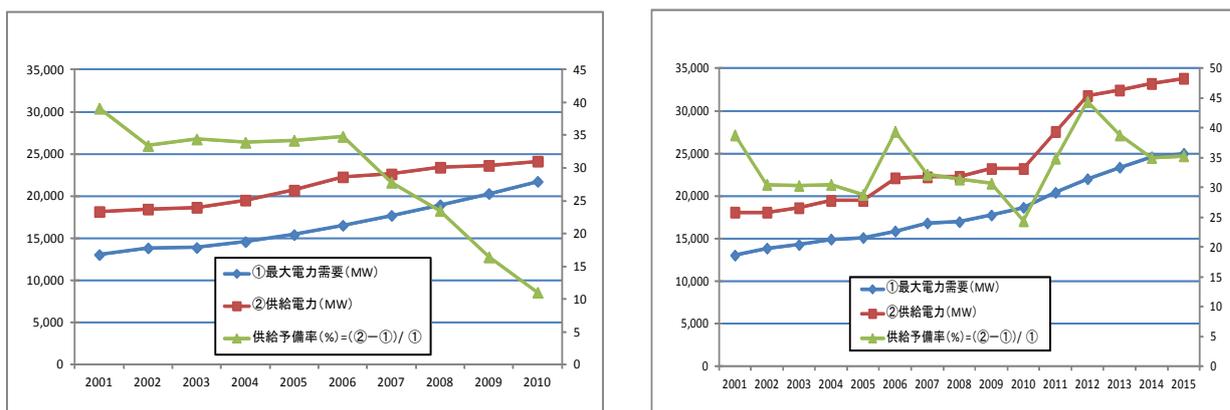
⁴ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

において、PLNへのガス及び液化天然ガス（以下、「LNG⁵」という。）燃料の追加的な配分が認められている。事業目的は、事後評価時においてもインドネシアの電力政策と合致している。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業の審査時、ジャワ・バリ系統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。1997年の通貨危機によるPLNの財務状況悪化や電源開発の停滞により、発電所新設計画は、将来の需要の伸びに対応するには十分でなく、将来の発電所新設計画を勘案したとしても、供給予備率が2002年の33%から2010年には11%に低下することが見込まれていた⁶。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。

事後評価時においてもジャカルタ首都圏を擁するジャワ・バリ系統の電源開発の促進は急務の課題となっている。RUPTL 2015-2024によると、同系統における電力需要は、2015年の165.4TWhから2024年の324.4TWhと見込まれており、逼迫する電力需給の緩和は喫緊の課題である。



出所：実施機関への質問票回答

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
(左図が本事業の計画時における想定値、右図が実績値)

3.1.3 日本の援助政策との整合性

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、JICAの国別業務実施方針（2003年10月策定）では、重点課題の一つとして、「民間投資主導の成長のための環境整備」

⁵ Liquefied Natural Gas.

⁶ 審査当時、PLNは、本事業や「ムアラカラン火力発電所ガス化事業」、「ムアラタワルガス火力発電所拡張事業」（以上、円借款事業）及び他の資金源による複数の発電所整備事業あわせて合計5,035MWの新規発電所整備計画があったが、これらの新規計画を勘案したとしても、2010年には11%に低下することが見込まれていた。しかし、実際の2010年の値は、最大電力需要が想定より低かったため予備率も11%ではなく24.4%になったとみられる。

を掲げていた。さらに外務省国別データブック（2002年）によると、アジア経済危機以降、経済の回復と民生の安定を図ることが課題となっていた。産業基盤及び人々の生活の安定となる電力供給を支援するという事業目的は、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の開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策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、既設のタンジュンプリオク火力発電所ブロック3において、ガスタービン2基、蒸気タービン1基、排熱回収ボイラー2基の2：1：2構成のコンバインドサイクル発電所を新設するものである。アウトプットの計画と実績の比較は表1のとおり。

表1：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	
<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 220MW 級）×1 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 ・ 150kV 送電線 2 回線分の引き込み鉄塔 2 基の新設 ・ ブランパン変電所引き込み用送電線 2 回線のルート変更 ・ ブランパン変電所内母線の延伸 ・ ブランパン変電所内遮断機・断路器等の増設 ・ 運転開始後 2 年分の運転・補修に必要なスペアパーツ 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 計画どおり <以下追加スコープ> ・ 護岸工事 ・ 既存の防油堤のリハビリ ・ 追加的ガス管工事
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

出所：実施機関への質問票回答

土木工事に関して、(1) 護岸工事、(2) 既存の防油堤のリハビリ、(3) 追加的ガス管工事が事業スコープに追加された。(1)は、ジャワ海の大波から発電所の浸水を防御し発電所の円滑な稼働を確保するために実施された。これは近年の強風による大波からの浸水被害を受けての措置である。(2)は、既存の防油堤の油漏れ防止目的で行われたものである。本発電所の燃料は、ガスと高速ディーゼル油（以下、「HSD⁷」という。）の両用であり、ガス燃料が不足した際はHSD利用による発電が可能な構造となっている。(3)

⁷ High Speed Diesel

は、ガス供給地点から発電所へのガス配管工事のうち当初スコープに含まれていなかった追加的な工事である。(ガスの円滑な輸送のため実際の状況を踏まえて追加となったもの。) これらの事業スコープの追加に伴い、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、本発電所の円滑かつ確実な稼働のために必要であり、インプットに見合った、適切なものであったと判断する。

コンサルティング・サービスの投入量は、当初計画が 984MM であったのに対して、実際は 1,080MM と約 10%増加した。これは追加アウトプットに伴う詳細設計の期間延長及びガス供給遅延に伴う増加である。後者については必ずしも効率的であったとは言えないが、事業遅延期間中も含めてコンサルタントを雇用しておく必要があったため投入量の増加につながった。



ガスタービンが入っている施設



排熱回収ボイラー

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 69,252 百万円（うち円借款部分は 58,679 百万円）であったのに対し、実際の総事業費は 68,999 百万円（うち円借款部分は 56,647 百万円）と、計画内に収まった。(計画比 100%⁸)。

3.2.2.2 事業期間

審査時に計画された事業期間は、2004 年 3 月（借款契約調印）～2010 年 9 月（保証期間の終了時）の 78 カ月であったが、実際には、2004 年 3 月（借款契約調印）～2013 年 1 月（保証期間の終了時）の 106 カ月と計画を上回った（計画比 136%）。事業遅延により貸付実行期限の延長が行われた。

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⁹、②追加アウトプットの

⁸ 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。

⁹ ガス供給の遅延の背景と実施機関の対応：実施機関は、当初、ジャワ沖合の既存ガス田に加えて、南スマトラと西ジャワを結ぶガスパイプラインを通じて、本事業にガスを供給する計画であった。しかし、整備中だった当該パイプラインに係るリスク負担を巡り、実施機関と民間エネルギー企業の間で合意に至らず交渉が決裂した。そこで実施機関は当初のガス調達計画を見直し、インドネシア国有

実施に伴い詳細設計の期間が延長したことによる。

3.2.3 内部収益率（参考数値）

審査時に本事業の売電収入を便益とし、本事業の建設費、維持管理費、燃料費を費用とし、プロジェクト・ライフを25年として財務的内部収益率（FIRR）を算出したところ、22.6%という結果を得た。本評価において同様の条件にて再計算したところ、21.1%と算出された。審査時の値を下回った理由は、ガス燃料費の値上がりによるものである。

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¹⁰（レーティング：③）

3.3.1 定量的効果（運用・効果指標）

本事業の審査時に設定した各運用・効果指標について、目標値と2013年～2015年の実績値を表2に取りまとめた。

表2：運用・効果指標（ブロック3発電所）

	基準値 注1)	目標値	実績値					
	2003年	2011年	2013年	2014年	2015年			
	審査年	事業完成 1年後	事業完成年 注2)	事業完成 1年後	事業完成 2年後			
最大出力	—	720MW 注3)	757MW	721MW	718MW			
設備利用率	—	70%以上	57.65%	65.57%	64.48%			
稼働率	—	80%以上	88.95%	93.92%	95.95%			
発電端熱効率	—	48%以上	47.94%	49.67%	48.86%			
送電端発電量	—	4,305GWh/ 年以上	2,986GWh	3,743 GWh	3,850 GWh			
定期保守点検による停止時間の割合 注4)	—	—	目標	実績	目標	実績	目標	実績
			2.84%	4.72%	6.85%	5.83%	3.56%	3.81%
機械故障による停止時間の割合 注4)	—	—	0.88%	12.36%	1.54%	0.87%	0.86%	0.84%
人員ミスによる停止時間 注4)	—	—	0時間	0時間	0時間	0時間	0時間	0時間

出所：JICA 提供資料及び実施機関への質問票回答

注1) 本事業は発電所の新設のため、審査時の基準値は存在しない。

注2) 目標値と比較すべきは2014年の数値であり、2013年（事業完成年＝保証期間終了時）の数値は参考値として掲載した。

注3) 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。

ガス企業（PGN）及びLNGターミナル（FSRU）からガスを調達することとなった。これら一連のプロセスに時間を要し、ガスの供給が遅延し、発電所の運転開始が遅延した。

¹⁰ 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。

注 4) 定期保守点検による停止時間の割合及び機械故障による停止時間の割合は合計稼働時間に対する割合。審査時に設定した指標ではないが、参考指標として実施機関が設定した目標値¹¹と実績値を記載した。

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。本発電所の実績値について、設備利用率及び送電端発電量が審査時に設定した目標値に至っていないが、2014、2015年ともいずれも目標値の9割超（設備利用率）もしくは9割弱（送電端発電量）となっている。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。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、LNGの高騰¹²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ためであり、本事業の有効性を何ら損なうものではない。

参考指標として記載した定期保守点検及び機械故障による停止時間の割合については、実施機関によると、2013年の実績値が目標値を上回っているのは、発電所の稼働開始時期において多めに保守点検を行ったもの／電気系統やタービンシステムにおける初期トラブルが発生したもので特段問題視するものではないとのことだった。2014、2015年はほぼ目標値を達成している。また、本発電所の稼働後、人員ミスによる停止は発生していない。

3.3.2 定性的効果

本発電所の送電容量¹³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3にまとめた。

表3：本発電所（ブロック3）のシェア

送電容量（2015年）	本発電所の送電端出力（2015年）	シェア
ジャワ・バリ系統：31,694MW	720MW	2.27%
ジャカルタ首都圏：5,996MW		12.01%

出所：JICA 提供資料及び実施機関への質問票回答

発電された電力はジャカルタ首都圏に供給されており、本発電所は東部（ブカシ地区）の工業地区及び北部のタンジュンプリオク港への電力供給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送電容量に占める割合は12%超であり、首

¹¹ 目標値は実施機関とインドネシア・パワー（PLNの発電子会社。本事業完成後の運営・維持管理を担当）の間で毎年締結される資産管理契約にて設定されている。インドネシア・パワーは、実施機関に対してその実績値（モニタリング結果）を毎年報告している。

¹² 本発電所の主要燃料はLNG。各「RUPTL」に記載されている予想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。

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

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

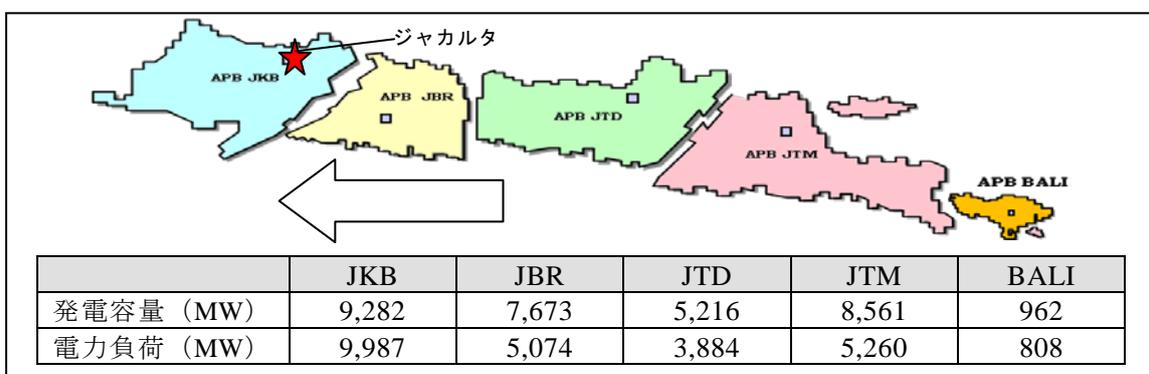
RUPTL 2013-2022 天然ガス：USD7/MMBTU、LNG：USD16/MMBTU

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

¹³ Gross capacity（発電端出力）または Installed capacity（設備容量）から、発電所内部で使用する電力を差し引いた容量。送電端出力。

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¹⁴。

次に、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（JKB¹⁵）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。こうした地域を跨ぐ電力融通は、基幹系統の電圧低下及び送電ロスを引き起こすため¹⁶、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である。この観点から、本発電所のジャカルタ首都圏の立地は、極めて肝要であるといえる。



出所：実施機関提供資料より評価者作成

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（2015年）

3.4 インパクト

3.4.1 インパクトの発現状況

ジャカルタ首都圏における販売電力量、送配電ロス率、ピークロードの推移（実績及び予測）を表4に示した。本事業の発電開始が2012年10月であることから、発電開始前（2011年以前）と発電開始後（2013年以降）を比較したところ、販売電力量及びピークロードは堅調に増加、送配電ロス率は低下しており、本事業による追加的な電力が電力販売量及びピークロード時の電力供給に一定程度寄与していると推察される。また、本発電所の発電量（送電端発電量、表2参照）がジャカルタ首都圏内における総発電量に占める割合は、2013年：10.4%、2014年：12.3%、2015年：12.8%と推移していることから、本事業がジャカルタ首都圏の発電量増加に貢献していることがわかる。

¹⁴ 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、「ムアラカラン火力発電所ガス化事業」及び「ムアラタワルガス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。

¹⁵ Jakarta and Bandung Load Dispatch Area

¹⁶ 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。

表 4：ジャカルタ首都圏における販売電力量、送配電ロス率、ピークロードの推移

	実績						予測		
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
販売電力量 合計 (GWh)	23,788	25,012	26,959	27,733	28,378	27,992	29,029	33,108	35,374
送配電ロス率 (%)	8.04	7.55	6.74	6.76	6.64	6.24	6.15	6.05	5.96
ピークロード (MW)	3,383	3,970	4,070	4,208	4,345	4,356	4,643	5,287	5,641

出所：実施機関提供資料より評価者作成

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、大規模な発電所の新設事業であり、「円借款における環境社会配慮のための JBIC ガイドライン」(1999 年 10 月制定) 上、A 種に該当する。審査時において、本事業計画地周辺には特に生態学的に重要な貴重種の生息地は存在せず、本事業が大気、水質等に及ぼす影響の予測結果に鑑みても、本事業が周辺の自然環境に与える影響は小さいとの判断がなされた。環境アセスメント報告書 (AMDAL)、環境管理計画 (RKL)、環境モニタリング計画 (RPL) は 2002 年 10 月 15 日にジャカルタ特別州の環境影響分析地域評価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 (大気、騒音、振動等) 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。

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。実際、住民移転・用地取得は発生しなかった。

3.4.2.3 地元住民へのインパクト

実施機関及び周辺住民へのヒアリングを通じて本事業実施後の雇用の創出、タンジュンプリオク発電所による CSR (企業の社会的責任) 活動を通じた地域住民への裨益が確認された。例えば本発電所では CSR 活動の一環として、“Health Village Program” と称する住民提案型プログラム (ゴミの分別/処理、小学校や幼稚園での衛生教育、健康管理/促進等の取り組み) の活動資金を提供している。複数の村で競い合い、手本となるような取り組みを行った村に対して資金を提供する仕組みで、地元住民のコミュニティ活動のインセンティブ付けや住民間の結束強化・活性化に貢献している。また事業周辺地域の小学校やモスクの改修、巡回医師による無料の医療サービスの提供も行っている。



近隣住民へのインタビュー風景

3.4.2.4 円借款4事業のパッケージとしてのインパクト

本事業に加え、インドネシアで同時期に円借款で整備された3事業、「ムアラカラン火力発電所ガス化事業」、「ムアラタワルガス火力発電所拡張事業」、「南スマトラ-西ジャワガスパイプライン建設事業」について、パッケージとしてのインパクトを分析した結果、円借款で整備したガス複合火力発電所が、日本の質の高いインフラ技術をインドネシアに導入する先駆けになったこと、円借款で整備したガスパイプラインが、国内産ガスの活用によるエネルギー転換（石油からガス）を促進したことが明らかとなった。

PLNは、本事業ブロック3発電所に隣接するブロック4の敷地に、自己資金+民間資金¹⁷で800MW級のガス複合火力発電設備を建設する予定で、日本と現地の企業連合がフルターンキー契約¹⁸でPLNより建設工事を受注している。円借款で整備されたムアラカラン発電所及び本事業に続き、ブロック4においても世界最高水準の日本のガスタービン・コンバインド・サイクル技術が導入される予定である。円借款事業による実績が、日本の質の高いインフラ技術のインドネシアへの展開を促したといえる¹⁹。

西ジャワ地域に供給される天然ガス及びLNGの合計（601MMSCFD²⁰。2015年時点）のうち約43%の260MMSCFDが円借款で整備したガスパイプラインによりスマトラ島から供給されており、ガスパイプライン事業はスマトラ島の未利用のガスの有効活用と西ジャワ地域のガス供給の増加に貢献している。また、円借款事業により整備した3つの発電所ユニット（合計約1,700MW）を含む、ムアラタワル、ムアラカラン、タンジュンプリオクの3つの発電所における利用燃料の状況をみると、ガス燃料による発電量は13,763GWh（2009年）から20,893GWh（2015年）と約1.5倍増加しているのに対して、高速ディーゼル油による発電量は5,886GWh（2009年）から169GWh（2015年）にまで減少しており、石油からガスへの燃料転換が促進されている。

なお、円借款で支援を行った南スマトラ-西ジャワガスパイプラインで輸送した天然ガスを燃料としているのは、現状、ムアラタワル発電所のみである。一方、プルタミナ

¹⁷ PLNの自己資金は30%の予定。

¹⁸ 設計から資機材の調達、建設、試運転までの全業務を同一コントラクターが一括して請負う契約。

¹⁹ 外務省ウェブサイト参照。<http://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/oda/files/000083884.pdf>

²⁰ Million Standard Cubic Feet per day。百万立方フィート/日。

子会社のプルタガスがムアラタワル発電所とムアラカラン発電所を結ぶ、オープンアクセスのガスパイプラインを建設中で（2016年8月完成予定）、これが完成するとムアラタワル、ムアラカラン、タンジュンプリオクの3つの発電所がパイプラインで結ばれる²¹。これにより南スマトラ-西ジャワガスパイプラインで輸送されるスマトラ島の天然ガスは3つの発電所で利用可能となり²²、今後も、新規の発電所などでのガス利用のさらなる促進が期待される。

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。

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

事業完成後の本発電所の運営・維持管理は、実施機関である PLN の発電子会社のインドネシア・パワー（以下、「IP」という。）が行っている。IP は、既設のタンジュンプリオク火力発電所の運営・維持管理も行っている。タンジュンプリオク発電所は全体で306名の従業員を擁しており、うち160名が運営・維持管理を担当する技術者である。本事業で整備されたブロック3発電所の運営・維持管理を担当する技術者はその半数強の89名である（2016年2月時点）。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る。

また、PLN と IP の間で業績に基づく資産管理契約が毎年締結されており、同契約に基づいて運営・維持管理予算が PLN から IP に配賦されている。また、IP とタンジュンプリオク発電所の間で運営契約が毎年締結されている。PLN、IP、タンジュンプリオク発電所の所掌は表5のとおり。2016年より「資産管理者」の役割が PLN から IP に移管されている。組織内・組織間の責任の所在と意思決定プロセスは明確になっている。

したがって、運営・維持管理の体制について問題は認められない。

表5：PLN、IP、タンジュンプリオク発電所の所掌

組織／機関	2013～2015年	2016年以降
PLN	資産所有者、 <u>資産管理者</u>	資産所有者
IP	資産オペレーター	<u>資産管理者</u> 、資産オペレーター
タンジュンプリオク発電所	運営・維持管理の実施者	運営・維持管理の実施者

出所：実施機関提供資料より評価者作成

3.5.2 運営・維持管理の技術

本事業完成後の発電所の運営・維持管理業務は、既設発電所の運営・維持管理業務に

²¹ タンジュンプリオク発電所は、既にムアラカラン発電所とガスパイプラインでつながっている。

²² 実際に利用可能となるためには、ガスの圧力など諸々の調整が必要となる。PLNによると、ガスの供給量や価格等について、PLN とプルタガスの間で交渉が進められているとのこと。

携わり、十分な経験を積んだ技術者が配置されている。本事業の実施中には、コントラクター及びコンサルタントによりIPの従業員 34 名に対して、ブロック 3 発電所の運営・維持管理に必要なトレーニング／実機訓練・研修が行われていた²³。また、運営・維持管理の担当技術者はOJTによる指導を受けており、かつ、年に 2 回以上、PLNラーニングセンター²⁴で、担当分野や資格レベル毎の研修トレーニングを受講することが義務付けられており、適切な人材育成マネジメント体制が構築されている。

加えて、発電装置等の製造者によりマニュアルが整備され、本発電所ではこれに基づいて日々の運営・維持管理業務及び定期検査を実施している。更に、IP では、ISO 90001（品質管理システム）、ISO 14001（環境管理システム）、ISO55000（資産管理システム／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・維持管理業務を行っている。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、IP を経由して PLN に申請され、PLN との業績に基づく資産管理契約に基づいて、PLN より発電所に資金配賦されている。本事業完成後の発電所の運営・維持管理費の配賦実績と支出実績は表 6 のとおりである。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。

したがって、運営・維持管理の財務について問題は認められない。

表 6：本発電所（ブロック 3）の運営・維持管理費

（単位：百万ルピア）

2013 年		2014 年		2015 年	
配賦実績	支出実績	配賦実績	支出実績	配賦実績	支出実績
206,316	19,371 注 1)	275,735	256,732	121,619	120,161

出所：実施機関への質問票回答

注 1) 実施機関によると 2013 年の支出実績が配賦実績を大幅に下回っているのは業者への支払いが（請求書の発行遅延により）翌年に行われたためとのこと。

3.5.4 運営・維持管理の状況

本発電所の設備は良好に維持管理され、順調に運営されている。また、運営の円滑化に向けて、製造者とも継続的に協議を行っている。維持管理活動は適切に行われており特段の問題はない。本発電所では“52 Weekly Planning”と呼ばれる維持管理計画にて、予防的メンテナンスの活動計画（維持管理の対象資産、維持管理の頻度・期間・スケジュール、消耗品リスト、人員配置等）が規定されており、実態を踏まえて 3 カ月毎に更

²³ うち、12 名が日本での研修・視察を、22 名が現場での実地研修行っており、現在もかなりの技術者が本発電所の運営・維持管理業務に従事している。

²⁴ PLN の企業研修所で、全土に 3 箇所（ジャカルタ、パレンバン、スラバヤ）設置されている。

新され、業務全体の効率化が図られている。本発電所の保守点検は、(1) 稼働 8,000 時間毎に燃焼設備の点検、(2) 稼働 16,000 時間毎にタービンの点検が実施されており、(3) 稼働 48,000 時間稼働毎に主要点検が行われる。実施機関によると、(1)、(2)の点検結果はいずれも良好で問題はない。(3) は 2017 年に初回の点検が行われる予定である。

スペアパーツについて、本発電所ではMAXIMOと呼ばれるシステム²⁵にて管理を行っている。発電所敷地内の倉庫には日常の消耗品及び規定のスペアパーツが保管されている。他のスペアパーツについては製造者との長期サービス契約に基づいて適時に調達されている。また、近隣の発電所よりスペアパーツを融通する連携体制が整っている。

したがって、運営・維持管理の状況について問題は見受けられない。

以上より、本事業の運営・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・バリ系統における電力供給力の増大及び電力供給の安定性改善を図ることを目的に、タンジュンプリオク火力発電所に新規のガス複合火力発電設備を整備した。石油からガスへの燃料転換と逼迫する電力需給への対応を目的とする本事業は、インドネシアの電力政策、開発ニーズ及び日本の援助政策と合致しており、妥当性は高い。事業費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。審査時に設定した運用・効果指標は、目標値の 9 割前後達成している。特筆すべきは、本事業がジャカルタ首都圏に立地し、東部の工業地区と北部のタンジュンプリオク港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の維持に重要な役割を担っていることである。発電所はおおむね計画どおりの効果発現がみられ、有効性・インパクトは高い。自然環境への負の影響及び住民移転・用地取得は発生していない。本事業を含む円借款 4 事業のインパクトとして、円借款でのガス複合火力発電所事業の実績が日本の質の高いインフラ技術のインドネシアへの展開を促したこと、石油からガスへの燃料転換を促進したことが挙げられる。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。

²⁵ IP では、業務の効率化・業績向上を図る目的で、資産管理・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包括的な運営にあたって統合された管理システム (MAXIMO) を 1998 年より導入しており、タンジュンプリオク発電所においても同システムが浸透している。

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

火力発電所の燃料確保に係るリスク分析・対応の重要性

本事業の実施遅延の主な原因として、ガス燃料の供給が遅延したことが挙げられる。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。

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 220MW 級）×1 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 ・ 150kV 送電線 2 回線分の引き込み鉄塔 2 基の新設 ・ プランパン変電所引き込み用送電線 2 回線のルート変更 ・ プランパン変電所内母線の延伸 ・ プランパン変電所内遮断機・断路器等の増設 ・ 運転開始後 2 年分の運転・補修に必要なスペアパーツ <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 <p><以下追加スコープ></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 護岸工事 ・ 既存の防油堤のリハビリ ・ 追加的ガス管工事 <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
②期間	2004年3月～2010年9月 (78カ月)	2004年3月～2013年1月 (106カ月)
③事業費		
外貨	49,854百万円	56,647百万円
内貨	19,398百万円	12,352百万円
	(現地通貨) 1,385,539百万ルピア	(現地通貨) 1,215,986百万ルピア
合計	69,252百万円	68,999百万円
うち円借款分	58,679百万円	56,647百万円
換算レート	1ルピア=0.014円 (2003年10月時点)	1ルピア=0.0102円 (2005年～2014年平均)

以上