

インドネシア

ムアラタワルガス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、ムアラタワル火力発電所において新規のガス複合火力発電設備を増設した。国有電力企業のPT. PLN (Persero)<sup>1</sup>（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、全ての指標について目標値を達成している。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、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。審査時に想定されていなかった用地取得・住民移転が発生したが、インドネシアの規則に基づいて適正に行われ、特段の問題は指摘されていない。本事業は事業費、事業期間ともに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



ムアラタワルガス火力発電所（ブロック 5）

<sup>1</sup> 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見込がたっていない。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

ジャカルタ近郊に位置する既設のムアラタワル火力発電所において、新たに出力225MW級<sup>2</sup>のガス複合火力発電設備を増設することにより、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                         | 18,182 百万円 / 16,526 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%<br>返済 30 年<br>(うち据置 10 年)<br>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 / 国有電力企業 (PT.PLN)                                                                                                                                           |
| 貸付完了                               | 2013 年 1 月                                                                                                                                                            |
| 本体契約                               | PT. Alstom Power Energy System Indonesia (インドネシア) / 丸紅 (日本) / Alstom Switzerland Ltd. (スイス) (JV)                                                                      |
| 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<br>(フィージビリティ・スタ<br>ディ: F/S) 等 | F/S (2001 年)                                                                                                                                                          |

<sup>2</sup> 実際には 234MW (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)。

|      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 関連事業 | <p>円借款（カッコ内は借款契約調印年月）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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）</li> <li>・ ムアラカラン火力発電所ガス化事業（2003年7月）</li> <li>・ タンジュンプリオク火力発電所拡張事業（2004年3月）</li> <li>・ スマラン火力発電所リハビリ・ガス化事業（2004年3月）</li> <li>・ カモジャン地熱発電所拡張事業（E/S）（2006年3月）</li> </ul> <p>技術協力</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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）</li> </ul> <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"> <li>・ グレシック火力発電所 3・4号機改修計画（2004年7月）</li> </ul> <p>世界銀行</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 技術支援（PLNが進める企業・財務リストラの支援）</li> <li>・ Java-Bali Power Sector Restructuring and Strengthening Project</li> </ul> <p>アジア開発銀行</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Power Transmission Line Improvement Sector Project</li> <li>・ Renewable Energy Development Sector Project</li> </ul> |
|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

## 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：A<sup>3</sup>）

#### 3.1 妥当性（レーティング：③<sup>4</sup>）

##### 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<sup>5</sup>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<sup>6</sup>。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。

<sup>3</sup> A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

<sup>4</sup> ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

<sup>5</sup> Power Sector Restructuring Policy

<sup>6</sup> 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。

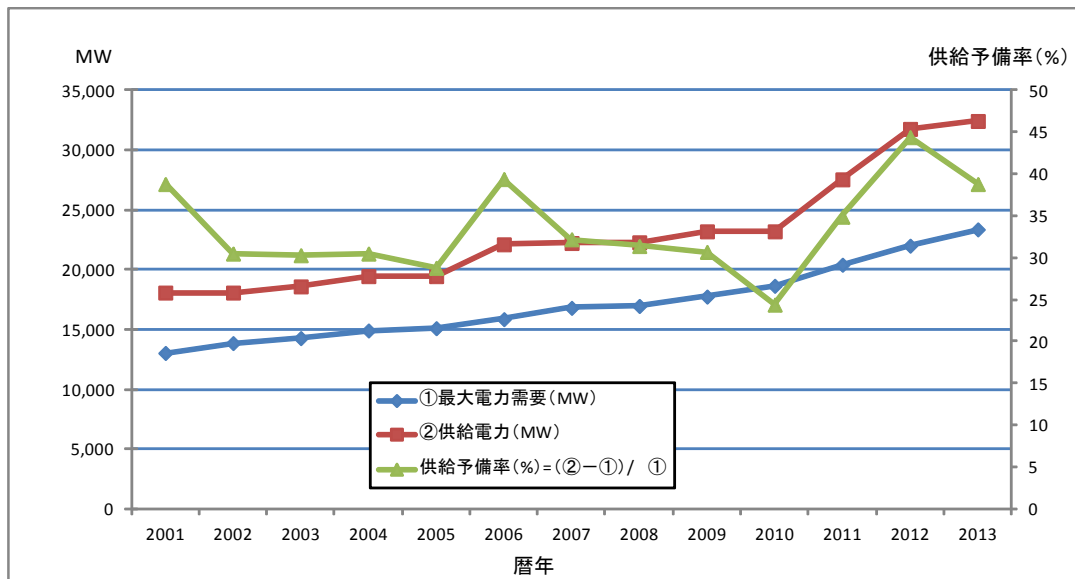


図 1：ジャワ・バリ地域の電力需給バランス及び供給予備率の推移

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が遅れが生じている。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。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・バリ系統において、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・バリ系統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、同系統における電力需要は、2013 年の 144 TWh 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<sup>7</sup>。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  |
|-------------------------------|-------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
| <b>PLN による発電所投資</b>           |       |      |      |      |      |      |       |      |      |      |      |       |       |       |
| 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                           |       |      |      |      |      |      |       |      |      |      |      |       |       |       |
| <b>IPP による発電所投資</b>           |       |      |      |      |      |      |       |      |      |      |      |       |       |       |
| 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                           |       |      |      |      |      |      |       |      |      |      |      |       |       |       |
| <b>PLN 及び IPP による発電所投資の合計</b> |       |      |      |      |      |      |       |      |      |      |      |       |       |       |
| 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。

<sup>7</sup> 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。

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、既設のムアラタワル火力発電所<sup>8</sup>において、ブロック 5 として、ガスタービン 1 基、蒸気タービン 1 基、排熱回収ボイラー 1 基の 1：1：1 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<sup>9</sup>。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"> <li>・ ガスタービン発電装置（定格出力 150MW 級）×1 基の設置</li> <li>・ 蒸気タービン発電装置（定格出力 75MW 級）×1 基の設置</li> <li>・ 排熱回収ボイラー×1 基の設置</li> <li>・ 上記装置に必要な付属設備（ガス供給設備、500kV 開閉所等）の拡張</li> <li>・ 関連土木・建設工事</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ 追加スコープ：連続排出監視システムの設置</li> </ul> |
| コンサルティング・サービス                                                                                                                                                                                                               |                                                                                                                                                               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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</li> </ul>                                                                                                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ 連続排出監視システムの設置に伴う追加業務が発生</li> </ul>                                                                  |

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<sup>10</sup>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

<sup>8</sup> 既設の発電所はブロック 1～4。

<sup>9</sup> <事業スコープ決定の背景情報> もともとインドネシア側は、既設のブロック 2 発電所を、ガスタービン 3 基、蒸気タービン 1 基、排熱回収ボイラー 3 基の 3：1：3 構成のコンバインドサイクル発電所に改造する計画にて日本に要請した。しかし、案件形成プロセスにおいて、ブロック 2 の 3 基のガスタービンのうち、1 基はバリ島に移設され、1 基は故障中であったことが判明したため、当該状況に鑑みて実施機関はブロック 2 の改造計画を断念した。代わりに既設のブロック 3 と 4 の発電所の隣に新たにブロック 5 として、ガスタービン 1 基、蒸気タービン 1 基、排熱回収ボイラー 1 基のコンバインドサイクル発電所を増設する計画に変更した。案件審査は見直し後のスコープで実施され、借款契約が締結された。

<sup>10</sup> Regulation of the Ministry of Environment No. 21 /2008, Clause 9, Article No.1

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。

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   | 218.5 | 341.71 | 123.21 増 |
| ローカルコンサルタント | 302.5 | 335.87 | 33.37 増  |
| 合計          | 521.0 | 677.58 | 156.58 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。)の遅延及び審査時に想定されていなかった用地取得の発生による事業サイトの引き渡しの遅延(いずれも着工前の遅延)に伴うものとのこと(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



排熱回収ボイラー



励磁機と発電機



スイッチヤード

### 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 21,414 百万円（うち円借款部分は 18,182 百万円）であったのに対し、実際の総事業費は 28,681 百万円（うち円借款部分は 16,526 百万円）と、計画を上回った（計画比 133.9%<sup>11</sup>）。

事業費増加の主な原因は、世界的な鋼材価格の上昇に伴うガスタービン価格の高騰<sup>12</sup>及びコンサルタント投入量（M/M）の大幅な増加に伴う投入コストの増加によるものである。事業費のコストオーバーランは、EPC契約の締結時点で既に想定されていた。インドネシアの電力需給が逼迫する中で、実施機関は（再入札の実施等による）更なる事業の遅延は容認できないとの判断の下、事業費の超過分は実施機関が負担するとの決断を下し、JICAよりEPC契約の締結同意が行われた。

#### 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5月（保証期間の終了時）の75ヵ月であったが、実際には、2003年7月（借款契約調印）～2012年10月（保証期間の終了時）の112ヵ月と計画を上回った（計画比 149.3%）。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。

<sup>11</sup> 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。

<sup>12</sup> EPCの入札手続きが遅延したことに加えて、用地取得の発生により事業サイトの引き渡しが遅延し、この間、ガスタービン市況が一層高騰した。2005年から2009年の間、ガスタービンのFOB価格（製造国の港での船積価格）は平均で約53%上昇し、それが事業費高騰の主たる原因の一つとなった。（データ出所は、Gas Turbine World。）

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ヵ月） | 2003年7月～2004年4月（10ヵ月）   |
| コンサルティング・サービス | 2004年4月～2008年5月（50ヵ月） | 2004年5月～2011年10月（90ヵ月）  |
| 設計及び製造        | 2004年4月～2006年1月（22ヵ月） | 2004年5月～2009年6月（63ヵ月）   |
| 発電設備の建設       | 2006年2月～2008年5月（28ヵ月） | 2009年6月～2011年10月（29ヵ月）  |
| 発電開始時期        | 2008年6月               | 2011年10月                |
| 保証期間          | 2008年6月～2009年5月（12ヵ月） | 2011年10月～2012年10月（12ヵ月） |

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ガス会社との交渉、ガスの調達計画の見直し、ガス購入契約の締結までに時間を要したこと<sup>13</sup>、②EPCコントラクターの選定が遅延したこと、③用地取得の発生により事業サイトの引き渡しが遅延したこと（後述「インパクト」の「3. 4. 2. 2 住民移転・用地取得」を参照）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。

表 5：FIRR 再計算の前提と結果

|            | 審査時                                    | 事後評価時                                        |
|------------|----------------------------------------|----------------------------------------------|
| FIRR 値     | 28.5%（税引き前）<br>21.2%（税引き後）             | 24.8%（税引き前）<br>21.0%（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 | 建設費（コンサルティング・サービス費、用地取得費を含め、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ことに加え、本事業に要した費用が計画を上回ったためと考えられる。

<sup>13</sup> <ガス供給の遅延の背景・理由> 本事業（ブロック 5）のガス燃料の確保について、実施機関は、当初、民間のエネルギー関連企業が南スマトラに権利を保有するガス田から南スマトラと西ジャワを結ぶパイプラインにより、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、長期間に及んだ交渉が決裂した。2008年8月に当該ガスパイプラインが完工した一方、最終的に実施機関は当初のガス調達計画を見直し、インドネシア国有ガス企業とガス購入契約を調印した。（結果的に、実施機関が国有ガス企業と合意したガス価格は、民間のエネルギー関連企業との契約交渉時の価格を上回った。）

以上より、本事業は事業費、事業期間ともに計画を上回ったため、効率性は中程度である。

### 3.3 有効性<sup>14</sup>（レーティング：③）

#### 3.3.1 定量的効果（運用・効果指標）

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10月）。また、本事業で整備した発電所（ブロック5）の比較対象として、既設のムアラタワル火力発電所（ブロック1）のデータを同表に併記した。

表6：運用・効果指標

|               | 本発電所（ブロック5） |                    |            | ブロック1       |
|---------------|-------------|--------------------|------------|-------------|
|               | 基準値 注1)     | 目標値                | 実績値        | 実績値（参考値）    |
|               | 2002年       | 2009年              | 2013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          | —           | 225 MW 注2)         | 225 MW 注3) | 681MW       |
| 設備利用率         | —           | 70%以上              | 85.1%      | 80.9%       |
| 稼働率           | —           | 83%以上              | 94.3%      | 96.8%       |
| 所内率           | —           | 3%以下               | 1.67%      | 1.96%       |
| 発電端熱効率        | —           | 45%以上              | 45%        | 43.1%       |
| 定期保守点検による停止時間 | —           | 1,512 時間以下/年       | 255 時間/年   | 258 時間/年    |
| 人員ミスによる停止時間   | —           | — 注4)              | 0          | 0           |
| 機械故障による停止時間   | —           | — 注4)              | 65.6 時間/年  | 19.0 時間/年   |
| 定期保守点検による停止回数 | —           | 1 回/年              | 1 回/年      | 0 回/年       |
| 発電電力量         | —           | 1,338 GWh/年<br>注2) | 1,622GWh/年 | 4,464 GWh/年 |

出所：JICA 提供資料及び実施機関への質問票回答

注1) 本事業で整備したブロック5発電所は新設の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234MW。

注4) 審査時に目標値は設定されていなかった。

<sup>14</sup> 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。

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 5）の 2013 年における実績値は、審査時に設定された全ての目標値を達成している。既設の発電所（ブロック 1）との比較においても、出力（発電所の規模）は異なるものの、ブロック 5 の設備利用率、所内率、発電端熱効率はブロック 1 よりも良い数値を示している。

機械故障による停止時間については審査時に目標値は設定されていなかったが、実施機関によると、65.6 時間／年という数値及び故障の内容は、通常起こり得る想定内のものであり、特段問題視するものではないとのことだった。実施機関による修復後は、問題なく稼働している。

定期保守点検による停止時間が目標値の約 1/6 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 5 発電所は、稼働 36,000 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。）

### 3.3.2 定性的効果（その他の効果）

本発電所（ブロック 5）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。ジャワ・バリ系統全体に占める割合は 0.72% と小さく、同系統の電力需給バランスの改善及び供給予備率の増加という量的観点からの貢献は極小である<sup>15</sup>。また、参考値として、本発電所による電力がジャワ・バリ系統を通じて全てジャカルタ首都圏に供給されたと仮定した場合のシェアを計算すると 3.52% であり、こちらについても量的貢献は限定的である。

表 7：本発電所（ブロック 5）のシェア

| 電力接続先の設備容量                    | 本発電所（ブロック 5）の設備容量 | シェア   |
|-------------------------------|-------------------|-------|
| ジャワ・バリ系統（2013 年）：<br>32,450MW | 234MW             | 0.72% |
| ジャカルタ首都圏（2013 年）：<br>6,647MW  |                   | 3.52% |

出所：JICA 提供資料及び実施機関への質問票回答

<sup>15</sup> ただし、本事業の遅延は、限定的ながらもジャワ・バリ系統の供給予備率に負の影響を与えたと推察される。本事業は、審査時の計画では 2008 年 6 月の発電開始を想定していたが、事業の遅延により、実際の発電開始は 2011 年 10 月と約 3 年強遅れた。この間のジャワ・バリ系統の供給予備率は、31.4%（2008 年）→30.7%（2009 年）→24.4%（2010 年）→34.9%（2011 年）→44.4%（2012 年）と推移しており、2010 年には RUKN においてインドネシアの安定的な電力供給に必要な供給予備率とされている 25% を割り込んだ。本発電所のジャワ・バリ系統のシェアは限定的ではあるものの、仮に事業が遅延しなかった場合、2009 年以降の供給予備率はわずかながらも上記の数字を上回っていたものと推察される。

しかし、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は、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<sup>16</sup>。

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（JKB<sup>17</sup>）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<sup>18</sup>、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。

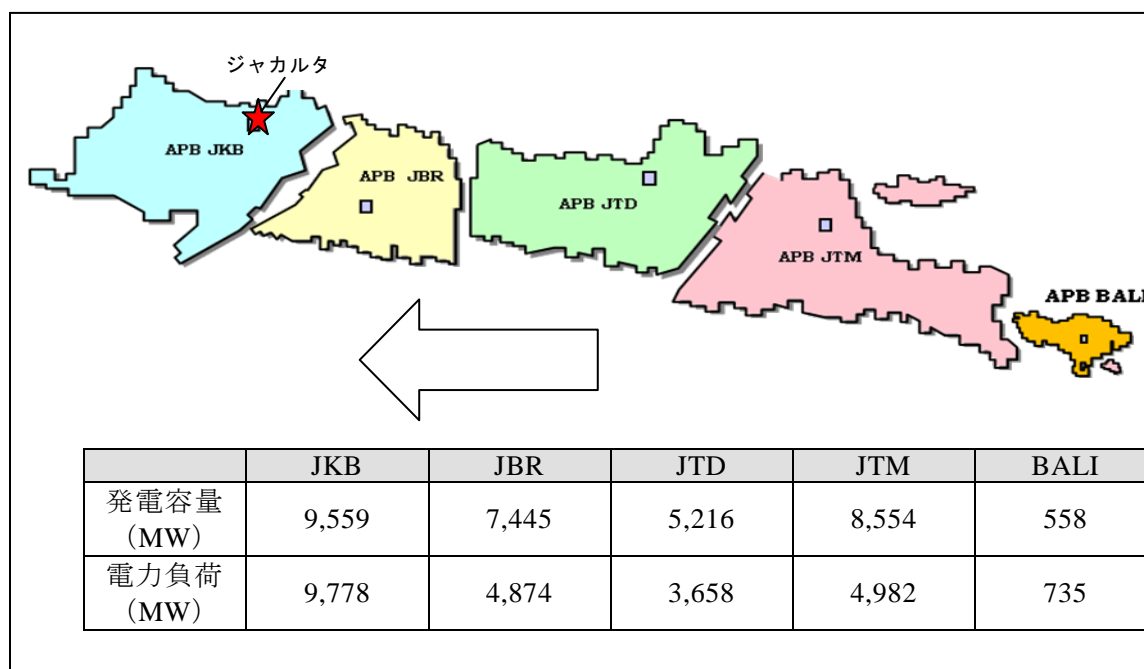


図2：ジャワ・バリ系統における地域毎の発電容量と電力負荷の比較（2014年）

出所：実施機関提供資料より作成

<sup>16</sup> 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「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。

<sup>17</sup> Jakarta and Bandung Load Dispatch Area

<sup>18</sup> 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。

### 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SAIDI<sup>19</sup>（顧客1軒あたりの年停電時間（分））とSAIFI<sup>20</sup>（顧客1軒あたりの年停電回数）を表8に示した<sup>21</sup>。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<br>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<br>（分/軒） | 4.583 | 0.614 | 0.179 | 0.309         | 0.076 | 0.02  |
| SAIFI 発電部門<br>（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<br>（%）       | 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

本発電所（ブロック5）は2011年10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<sup>22</sup>、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。

<sup>19</sup> System Average Interruption Duration Index

<sup>20</sup> System Average Interruption Frequency Index

<sup>21</sup> 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。

<sup>22</sup> 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。

### 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、大規模な火力発電所の増設事業であり、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 1994 年 12 月 14 日にエネルギー・鉱物資源省より承認されている。その後、事業地周辺の土地利用状況の変化及び発電所用地内における事業計画変更に伴い、環境アセスメント報告書が修正され、2003 年 5 月 13 日に西ジャワ地域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（既設発電所）：発電所敷地内と周辺地域（計 4 箇所）で観測が行われた。
  - 大気は全て基準値以下。
  - 騒音は 1 箇所ですべて基準値をやや上回った。
- 工事期間中（1 回目）：事業サイトと周辺地域（計 4 箇所）で観測が行われた。
  - 大気は NO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、CO、CO<sub>2</sub>、Pb、H<sub>2</sub>S、粉塵（PM10）、TSP 全て基準値以下。
  - 騒音は基準値以下。
  - 固形廃棄物の量は限定的で適切に処理されている。
  - 事業サイトの周辺住民 50 名にインタビュー調査を行った結果、40%の住民が事業完成後に環境改善が見込まれることについて賛意を示した。
- 工事期間中（2 回目）：事業サイトと周辺地域（計 4 箇所）で観測が行われた。
  - 大気は全て基準値以下。
  - 騒音は基準値以下。
  - 固形廃棄物の量は限定的で適切に処理されている。
- 発電開始後の本発電所（ブロック 5）敷地内における最新の環境モニタリング結果（大気と騒音）は表 9 のとおり。観測は 2014 年 9 月 28 日に行われた。実施機関は 3 ヶ月毎に環境モニタリングを実施している。

表 9：発電開始後の最新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 <sub>2</sub>  | μ g/Nm <sup>3</sup> | 30.61  | 260     |
| NO <sub>2</sub>  | μ g/Nm <sup>3</sup> | 15.27  | 92.5    |
| CO               | μ g/Nm <sup>3</sup> | 1,305  | 9,000   |
| 粉塵               | μ g/Nm <sup>3</sup> | 113.26 | 230     |
| Pb               | μ g/Nm <sup>3</sup> | 0.02   | 2       |
| HC               | μ g/Nm <sup>3</sup> | 7.6    | 160     |
| O <sub>3</sub>   | μ g/Nm <sup>3</sup> | < 8    | —       |
| 浮遊粒子 (PM10)      | μ g/Nm <sup>3</sup> | 48.17  | 150     |
| 浮遊粒子 (PM2.5)     | μ g/Nm <sup>3</sup> | < 5    | 65      |
| 騒音 (計測時間は以下のとおり) |                     |        |         |
| 7 : 00           | dB                  | 59.5   | 70      |
| 10 : 00          | dB                  | 61.3   | 70      |
| 15 : 00          | dB                  | 61.9   | 70      |
| 20 : 00          | dB                  | 59.9   | 70      |
| 23 : 00          | dB                  | 59.7   | 70      |
| 1 : 00           | dB                  | 59.2   | 70      |
| 4 : 00           | dB                  | 58.8   | 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)<sup>23</sup>

本事業は新規発電所 (ブロック 5) の整備であり、利用する燃料は当初より天然ガスであったため、自然環境への正のインパクト (大気汚染物質の排出濃度削減) に関するデータは存在しない。

他方、ムアラタワル発電所における既設の発電所 (ブロック 1~4) は、ガス焼き、油焼きの何れにも対応可能なデュアル式のタービンで、2008 年以降、従来の重油焼き発電設備をガス火力発電に転換しており、環境負荷軽減に寄与している。

#### 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。しかし、事業開始後に行われた測定の結果、新たに発電所の用地を拡張しなければ配置に問題が出る事が判明したため、実施機関は用地取得を決定した<sup>24</sup>。更に、実施機関は、用地拡張後のブロック 5 の敷地外に隣接する土地の住民から土地の追加購入の要望が示されたことを踏まえて、これらの土地の追加購入を決定した。用地取得の実績は表 10 のとおり。

<sup>23</sup> 準拠規則は、Kep Gub DKI Jakarta Governor Decree No. 551/2001。

<sup>24</sup> 本事業は、そもそも F/S が作成されていないことが用地取得発生の遠因に挙げられる。審査時点では、本発電所 (ブロック 5) の配置図等は既設の発電所 (ブロック 1、2) の完工図面が使用され、用地内に納まる配置であったが、測定の結果、新たな用地取得の必要性が明らかとなった。

表 10：用地取得の実績

|                                              |       |
|----------------------------------------------|-------|
| 取得した用地の面積（ブロック 5 敷地の拡張部分と当該敷地外に隣接する土地の面積の合計） | 5.7ha |
| 撤去した構造物の数                                    | 33    |
| 土地の所有権の数                                     | 228   |

出所：実施機関提供資料より作成

用地の取得は、インドネシアの規則<sup>25</sup>に基づいて適正に行われている。影響を受ける住民とのコンサルテーションが累次にわたって行われ、用地取得・補償費支払い手続きで特段問題は指摘されていない。また、移転の必要があった住民<sup>26</sup>は、いずれも補償の支払いを受けた上で、住民自らが手配をして近隣の土地に移転することを希望したため、実施機関は移転代替地を整備する必要はなかった。住民へのヒアリングによると、実施機関による公聴会の開催後、土地の補償交渉を経て近隣の土地に移転するまで円滑にプロセスが進められたとのことだった。また、実施機関によるCSR活動の一環として、本事業の周辺にモスクや保育園等が建設されている。影響を受けた住民の中には、本事業の発電所で清掃等の業務に従事している者もあり、近隣住民の収入源となっている。

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。



変圧器



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

<sup>25</sup> 準拠規則は、大統領 Degree No. 36/2005 及び同 No. 65/2006（改定版）。

<sup>26</sup> 現地ヒアリングで再三にわたり実施機関に照会したが、世帯数は実施機関に記録が残っておらず不明。

事業完成後の発電所（ブロック 5）の運営・維持管理はジャワ・バリ発電会社のPJB<sup>27</sup>（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<sup>28</sup>、既設のムアラタワル火力発電所（ブロック 1～4）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。ムアラタワル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。ムアラタワル火力発電所の組織体制図は図3のとおりである。

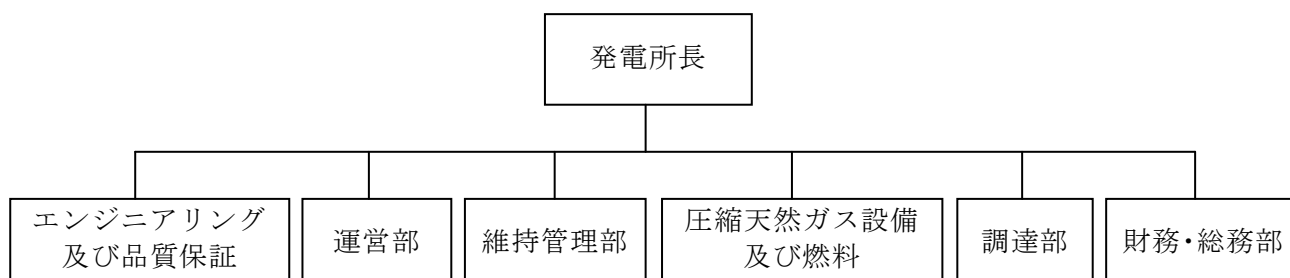


図3：ムアラタワル火力発電所の組織体制図

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261名の従業員を擁しており、うち72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。

<sup>27</sup> PT. Pembangunan Jawa-Bali

<sup>28</sup> 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分野を地域割りによ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。）

### 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 5）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 17 名に対して、ブロック 5 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UPJB<sup>29</sup>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、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 5）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 5）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)   |
| 30,925 | — 注 1) | 57,316 | 74,739 注 2) | 57,211 | 52,398 注 3) |

出所：実施機関への質問票回答

注 1) 2012 年の維持管理費の実績がないのは、PLN と PJB 間の契約が事務手続き上未締結であったため、当該年に発生した費用は PLN が立て替えたため（2013 年に、前年の PLN 立替分を含め、維持管理費が PJB に配賦されている）。

注 2) 2013 年の実績額が 2012 年と 2013 年の計画額の合計を下回っているのは、発電所が問題なく稼働したため、想定よりも低いコストで済んだため。

注 3) 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。

<sup>29</sup> Unit Pembangkitan Jawa-Bali

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」<sup>30</sup>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

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。

<sup>30</sup> 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)

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<sup>31</sup>。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<sup>32</sup>。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、送配電ロスの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5）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。

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5）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

<sup>31</sup> 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）

<sup>32</sup> 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）

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 9,000 時間毎に行われ、稼働 36,000 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<sup>33</sup>、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 5）を含むムアラタワル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。

表 15：ムアラタワル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        | 125    | 161    | 150    | 183    | 211    | 217    | 215    | 213    |
| ガス供給合計       | 147    | 182    | 180    | 264    | 213    | 217    | 217    | 219    |
| Pertamina    | 35     | 31     | 25     | 24     | 20     |        |        |        |
| PGN          | 113    | 109    | 125    | 161    | 41     | 41     | 41     | 41     |
| Medco        |        |        |        |        | 43     | 33     | 25     | 19     |
| Jambi Merang |        | 42     | 30     | 20     | 35     | 35     | 35     | 35     |
| PHE          |        |        |        |        |        | 25     | 25     | 25     |
| Swap Premier |        |        |        | 4      | 5      |        |        |        |
| FSRU Lampung |        |        |        | 55     | 68     | 83     | 91     | 99     |

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。

<sup>33</sup> 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。

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、ムアラタワル火力発電所において新規のガス複合火力発電設備を増設した。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、全ての指標について目標値を達成している。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、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。審査時に想定されていなかった用地取得・住民移転が発生したが、インドネシアの規則に基づいて適正に行われ、特段の問題は指摘されていない。本事業は事業費、事業期間ともに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、ガスの供給スケジュールが遅延したことが挙げられる。実施機関は、本事業のガス燃料の確保について、当初、民間のエネルギー関連企業が南スマトラに権利を保有するガス田から南スマトラと西ジャワを結ぶパイプラインにより本発電所にガスを供給する計画であった。しかし、当時整備中だった当該パ

イプラインに係るリスク負担を巡って実施機関と民間エネルギー関連企業との間で合意に至らず、長期間に及んだ交渉が決裂した。2008年8月に当該ガスパイプラインが完工した一方、最終的に実施機関は当初のガス調達計画を見直し、インドネシア国有ガス企業とガス購入契約を調印した。仮に、実施機関が、民間のエネルギー関連企業との契約交渉が長引くことによって本事業やジャワ・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、契約交渉が長期化する前に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仮に民間のエネルギー関連企業との契約交渉が長期化し、本事業が遅延した場合に起こりうるリスクを十分に分析し、②中央政府（エネルギー・鉱物資源省等）に早期に伝え、③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・オペレーショナル側面を含め、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。

#### 4.4 その他

本事業に関連し、本体契約者は不正行為への関与の事実が認められたことにより、JICAは措置<sup>34</sup>を発動している。

以上

---

<sup>34</sup> [http://www.jica.go.jp/information/info/2014/20150209\\_01.html](http://www.jica.go.jp/information/info/2014/20150209_01.html)

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"> <li>・ ガスタービン発電装置（定格出力 150MW 級）×1 基の設置</li> <li>・ 蒸気タービン発電装置（定格出力 75MW 級）×1 基の設置</li> <li>・ 排熱回収ボイラー×1 基の設置</li> <li>・ 上記装置に必要な付属設備（ガス供給設備、500kV 開閉所等）の拡張</li> <li>・ 関連土木・建設工事</li> </ul> <p>2) コンサルティング・サービス</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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</li> </ul> | <p>1) 土木工事、調達機器等</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ 連続排出監視システム (CEMS: Continuing Emission Monitoring System) の設置→追加スコープ</li> </ul> <p>2) コンサルティング・サービス</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ CEMS 設置に伴う追加業務が発生</li> </ul> |
| ②期間     | 2003年3月～2009年5月<br>(75ヵ月)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 2003年7月～2012年10月<br>(112ヵ月)                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| ③事業費    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| 外貨      | 15,617百万円                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 24,153百万円                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| 内貨      | 5,797百万円                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 4,528百万円                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|         | (現地通貨) 446,077百万ルピア                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | (現地通貨) 371,003百万ルピア                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| 合計      | 21,414百万円                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 28,681百万円                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| うち円借款分  | 18,182百万円                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 16,526百万円                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| 換算レート   | 1ルピア=0.013円<br>(2002年11月時点)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 1ルピア=0.012円<br>(2006年11月時点)                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |

以上