

インドネシア

2015 年度 外部事後評価報告書

円借款「南スマトラ西ジャワガスパイプライン建設事業」

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、スマトラ島の未利用のガスの有効活用を促進し、西ジャワへのガス供給不足の問題に対応することを目的に、スマトラ島からジャワ島西部へのガスパイプラインを建設した。本事業は、審査時及び事後評価時におけるインドネシアのエネルギー政策、開発ニーズに合致しており、審査時の日本の援助政策とも合致していた。したがって、妥当性は高い。事業費は計画を上回り、事業期間は計画を大幅に上回ったため、効率性は低い。審査時に設定した運用・効果指標であるガス搬送量の実績値は、目標値を大幅に上回っている。また、本事業は未利用のガスの有効活用及び西ジャワ地域のガス供給の増加に貢献している。さらに本事業実施後の雇用の創出や地域住民及び地元企業への裨益が確認された。本事業の実施により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は報告されていない。住民移転・用地取得プロセスは適正に実施されており問題はない。本事業を含む円借款 4 事業<sup>1</sup>のインパクトとして、石油からガスへの燃料転換が促進されたこと、また、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が挙げられる。本事業の運営・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、本事業の評価は高いといえる。

## 1. 事業の概要



事業位置図



パガルデワステーション

<sup>1</sup> 「南スマトラ西ジャワガスパイプライン建設事業」、「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」の 4 事業。

## 1.1 事業の背景

インドネシア政府はそのエネルギー政策において、石油の代替エネルギー資源の開発を進めている。中でも天然ガスは十分な埋蔵量があり、エネルギー効率、安全性、環境問題の点から優れた燃料であることから、代替エネルギーとして最も有望と考えられている。そのような状況の中、インドネシア最大のガス消費地である西ジャワでは西ジャワパイプラインを建設し、供給余力のあるスマトラ島から一大需要地であるジャワ島西部にガスを輸送し、未利用のガスの有効活用、資源の効率的利用の促進、首都ジャカルタを擁する西ジャワへのガス供給不足問題への対応を図る必要があった。

## 1.2 事業概要（事業目的含む）

スマトラ島のガス田にて採掘された天然ガスをジャワ島に輸送するパイプラインを建設し、西ジャワのガス供給網を整備することにより、未利用のガスの有効活用の促進を図り、もって西ジャワへのガス供給不足問題への対応及び競争的なガス市場の育成に寄与する。

円借款承諾額/実行額	49,088 百万円 / 48,538 百万円
交換公文締結/借款契約調印	2003 年 1 月 / 2003 年 3 月
借款契約条件	金利 0.95% (コンサルタントは 0.75%) 返済 40 年 (うち据置 10 年) 調達条件 日本タイド (特別円借款) (コンサルタントは二国間タイド)
借入人/実施機関	インドネシア共和国 / 国有ガス企業 (PGN)
貸付完了	2013 年 7 月
本体契約	新日本製鐵 (日本)、JFE エンジニアリング株式会社 (日本)
コンサルタント契約	PT. Connusa Energindo (インドネシア) / 大阪ガス (日本) / オリエンタルコンサルタンツ (日本) / 日本オイルエンジニアリング株式会社 (日本) (JV)
関連調査 (フィージビリティ・スタディ: F/S) 等	F/S (インドネシア大学、1996 年) インプリメンテーション・プラン: I/P (PGN、1999 年)
関連事業	[円借款] (カッコ内は借款契約調印年月) ・ 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) ・ タンジュンプリオク火力発電所拡張事業 (2004 年 3 月) [世界銀行] ・ 石油・ガス市場における市場原理の確保を含めたエネルギーセクター改革を支援 (国内ガス市場開発事業) ・ ジャワ島の配ガス網の整備支援 [アジア開発銀行、欧州投資銀行] ・ スマトラのデュリーグリシック間/グリシックーシンガポール間ガスパイプライン事業

## 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

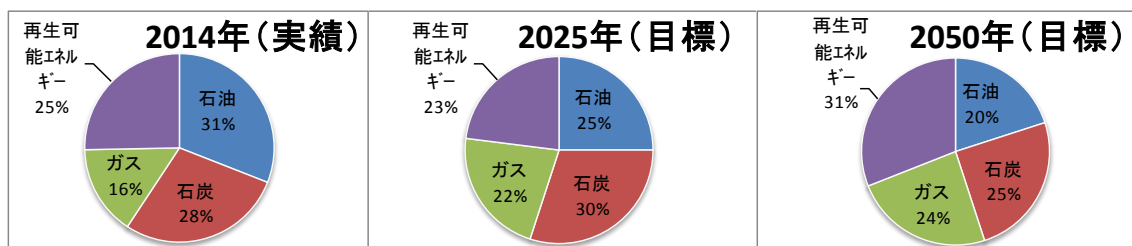
## 3. 評価結果 (レーティング：B<sup>2</sup>)

### 3.1 妥当性 (レーティング：③<sup>3</sup>)

#### 3.1.1 開発政策との整合性

本事業審査当時の「国家経済開発5カ年計画(2000年～2004年)」によれば、比較的安価で環境に優しいエネルギーの活用、健全で公正な競争を維持し、独占市場体制の是正、国家予算の健全化対策として産業用の軽油・重油や民生用燃料などを対象としたエネルギーへの補助金の段階的な削減が掲げられていた。この政策の下、競争的なガス市場を育成する目的で「新石油ガス法」が2001年11月に施行され、同法の枠組みの下、エネルギー鉱物資源省は「ガスパイプラインネットワーク構築計画」を策定した。本事業は、同計画の2期事業として位置づけられ、インドネシア政府も高い優先度を置いていた。

事後評価時の国家エネルギー政策において、インドネシア政府は国の一次エネルギーミックスの目標を掲げており、その中でガス燃料比率を2025年に22%、2050年に24%まで増加させることとしている(図1参照)。また、「国家中期開発計画」(2015年～2019年)において、インドネシア政府はガスパイプラインの建設を含む、ガス利用を促進するためのインフラ整備の必要性を掲げている。本事業の重要性は、事後評価時においても変わりはない。



出所：実施機関提供資料及び国家エネルギー政策より作成

図1：インドネシアの一次エネルギーミックスの目標

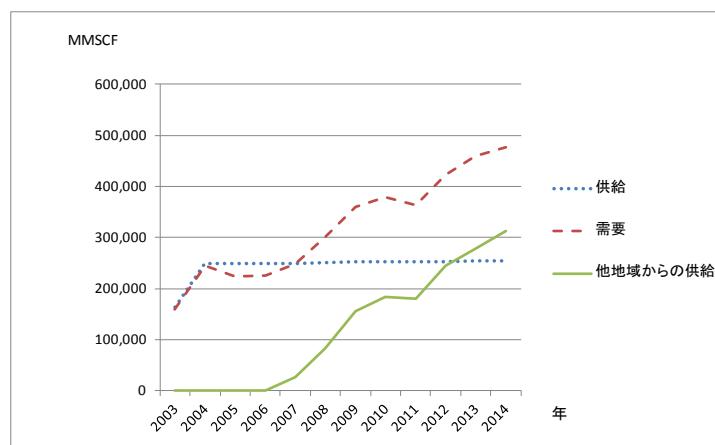
<sup>2</sup> A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

<sup>3</sup> ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

### 3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業の審査時、スマトラ島の未利用のガスの有効活用、エネルギーの石油からガスへの代替化を通じた資源の効率的利用の促進、西ジャワへのガスの供給不足問題への対応、競争的なエネルギーセクターの育成の必要性が掲げられており、インドネシア政府は本事業に高い優先度を置いていた。

事後評価時において、西ジャワにおける天然ガス及び液化天然ガス（以下、「LNG<sup>4</sup>」という。）の需要は大きく伸びており、不足分はスマトラ島からの供給に大きく依存している。図2を見ると、西ジャワ地域からの供給が2004年以降横ばいであるのに対して需要が大きく伸びており、不足分を南部／中部スマトラの天然ガスを含む他地域からの供給で賄っていることがわかる（2014年の需要477,768MMSCF<sup>5</sup>のうち約65.6%の313,518MMSCFが南部／中部スマトラから供給されている）。本事業で整備したガスパイプラインを通じて西ジャワへ天然ガスが供給されており、本事業は事後評価時点において極めて重要な役割を担っている。



出所：実施機関からの質問票回答

図2：西ジャワにおける天然ガス及びLNGの需給動向

### 3.1.3 日本の援助政策との整合性

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。また、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。さらに、JICAの国別業務実施方針（2001年9月）では、経済のボトルネック解消に資する開発課題へ対応していく方針を打ち出していた。本事業により、インドネシアのエネルギーセクター改革を推進すると共に、民間投資のボトルネック解消に資するための重要な基幹インフラ整備を行うことは、上記方針に合致する。

<sup>4</sup> Liquefied Natural Gas.

<sup>5</sup> Million Standard Cubic Feet. 百万立方フィート。

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：①）

#### 3.2.1 アウトプット

本事業は、スマトラ島のガス田にて採掘された天然ガスをジャワ島に輸送するパイプラインを建設するものである。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
本体工事（EPC <sup>6</sup> 契約）	
(1) パガルデワ～ラブハンマリンガイ間陸上ガスパイプライン敷設工事（距離：270km／口径：32インチ）	(1) 計画どおり <sup>7</sup> 。
(2) ラブハンマリンガイ～チレゴン間海底ガスパイプライン敷設工事（距離：105km／口径：32インチ）	(2) 計画どおり。
(3) 西ジャワのチレゴン～チマンギス間陸上ガスパイプライン敷設工事	(3) パイプラインの区間が「ボジョネガラ（チレゴン）～チカンデ及びチカンデ～ビトゥンの区間」に縮小された <sup>8</sup> 。
(4) 西ジャワ（チレゴン付近）のガス供給網整備工事	(4) 計画どおり。
(5) コンプレッサーステーションの設置	(5) 計画どおり。
コンサルティング・サービス	
(6) 施工監理 - 詳細設計、入札図書の見直し、入札補助、施工監理、環境モニタリング	(6) 計画どおり。
(7) 維持管理 - 操業時の運営、維持・管理が安全にかつ安定して行われるために必要な技術サポート、指導	(7) 実施せず。

出所：実施機関からの質問票回答

表1の(1)の一部と(3)は借款対象外となり、(7)の維持管理コンサルティング・

<sup>6</sup> EPC契約（Engineering, Procurement, and Construction Contract）とは、設計、資機材の調達、建設までを一括して請負う契約のこと。

<sup>7</sup> 鋼材価格高騰のため一部スコープ（以下）が円借款対象外となり、実施機関の自己資金による「フェーズ2」事業（後述BOX1参照）にて整備された。

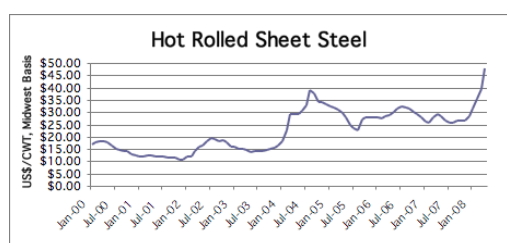
- プルタミナ（※）のパガルデワステーション～実施機関のパガルデワステーション間陸上パイプライン（距離：約4km／口径：28インチ）（※）プルタミナは、インドネシア政府が所有する国有の最大手石油・ガス会社。
- パイプラインステーション（4箇所）

- SCADA（Supervisory Control and Data Acquisition Facilities。中央制御装置）の設置

<sup>8</sup> 鋼材価格高騰のため本スコープは円借款対象外となり、縮小されたスコープは、実施機関の自己資金による他事業にて整備された。

サービスが事業スコープより削除された。これは事業期間における鋼材価格の高騰等による事業費の増加に対処するために実施機関がとった措置である（熱延鋼板及び重溶解スクラップ価格の推移は以下図3及び図4を参照。）。実施機関の不可抗力によるコストオーバーランを回避するための対応であり、本事業の効果発現に必要な借款対象外スコープは「フェーズ2」事業など実施機関の自己資金で実施されている（BOX 1参照）。なお、維持管理コンサルティング・サービスに関して、実施機関は既にガスパイプラインの維持管理の実績を有しており<sup>9</sup>、当該業務のキャンセルによる支障はなかった。

表1の(2)は、ガス燃料価格が大幅に変動したことにより事業性・採算性等について追加的な業務（プレ調査）が発生した。(4)は、地元住民との調整の結果、パイプラインの敷設ルートの変更が発生し、それに伴い土壌調査や測量等の追加業務が発生した。これらの追加業務は、本事業の円滑な実施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。



出所：実施機関提供資料

図3：熱延鋼板価格の推移

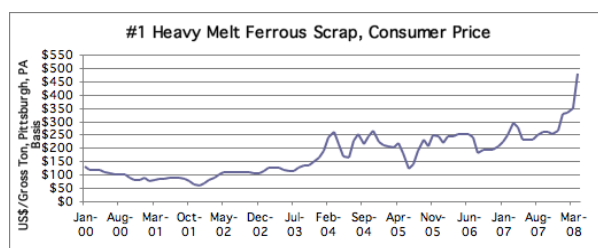


図4：重溶解スクラップ価格の推移

コンサルティング・サービスの投入量は、表2のとおり。当初計画が1,686MMであったのに対して、実際は5,584.08MMと、全体の投入量が大幅に増加した。これは上記の追加業務及び事業期間延長に伴うものである。後者については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事業遅延期間中も含めてコンサルティング・サービスを継続させておく必要があったため投入量の増加につながった。

表2：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

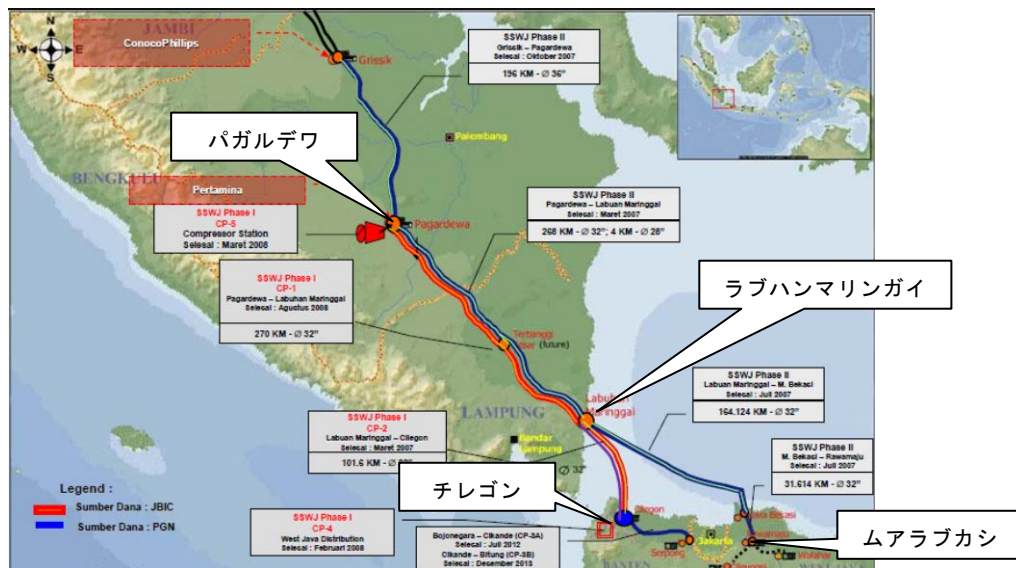
	計画	実績	差異
国際コンサルタント	272.5	710.10	437.60 増
ローカルコンサルタント	1,413.5	4,873.98	3,460.48 増
合計	1,686.0	5,584.08	3,898.08 増

出所：実施機関からの質問票回答

<sup>9</sup> 1998年より Grissik-Duri 間（スマトラ島内）、2003年より Sakernan-Batam-Singapore 間（スマトラ島～シンガポール）の維持管理業務の実績を有している。

### BOX 1：実施機関による「フェーズ 2」事業

実施機関は、本事業とほぼ並行して、自己資金で「フェーズ 2」事業を実施している（図 5 の赤線が円借款事業、青線が実施機関による「フェーズ 2」事業。）。実施機関によると、当初は一つの事業として、1995 年よりガスパイプラインの整備計画が検討されていたが、その後の状況の変化（1997 年のアジア通貨危機の影響や、円借款による整備の可能性が出てきたこと）により、二つのフェーズに分割し、フェーズ 1 を円借款で、「フェーズ 2」を自己資金で実施することとなった。



出所：実施機関提供資料

図 5：本事業及び「フェーズ 2」事業の位置図

「フェーズ 2」事業は、南スマトラのパガルデワ～ラブハンマリンガイまで本事業と並行して整備されており、最終的にはジャカルタ近郊のムアラブカシにガスが供給されている。「フェーズ 2」の事業スケジュールは、本事業より若干遅れて開始されたが、表 3 のとおりコントラクターの選定及び本体工事は本事業より先に完了した（「フェーズ 2」事業は、本事業の 1 カ月後にコントラクター選定を開始したが、5 カ月早く選定が終了し、「フェーズ 2」の本体工事は本事業の約 2 年前に完了した。）。前記のとおり、実施機関は本事業実施中に直面した鋼材価格の高騰等によりスコープの一部を、「フェーズ 2」事業や他の自己資金事業で整備している。

表 3：本事業及び「フェーズ 2」事業のコントラクター選定と本体工事スケジュールの比較

本事業	
・コントラクター選定：	2004 年 5 月～2006 年 7 月（27 カ月）
・本体工事（EPC 契約）：	2006 年 2 月～2009 年 7 月（42 カ月）

「フェーズ2」事業

- ・コントラクター選定： 2004年6月～2006年2月（21カ月）
- ・本体工事（PCC<sup>10</sup>契約）： 2005年11月～2007年7月（21カ月）

出所：実施機関からの質問票回答

注）上記スケジュールは、複数パッケージの「最も早く開始されたもの」～「最も遅く終了したもの」の期間を示した。

実施機関は、本事業と「フェーズ2」事業を一体のものとし、複数のガス会社からのガス購入契約の締結や、運営・維持管理（予算や人員配置を含む）を両事業一体的なものとし対応している。

両事業のガスパイプラインから輸送されるガスはラブハンマリンガイで統合され、最終供給地のチレゴン及びムアラブカシそれぞれの需要に応じて、ラブハンマリンガイからのガス供給量が調整されている。したがって、チレゴンに供給されているガスは、本事業だけでなく「フェーズ2」事業で整備されたパイプラインからも輸送されている。一方、ムアラブカシに供給されているガスは「フェーズ2」事業だけでなく、本事業で整備されたパイプラインからも供給されている。



ラブハンマリンガイステーション



ボジョネガラストーション（チレゴン）

### 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 59,079 百万円（うち円借款部分は 49,088 百万円）であったのに対し、実際の総事業費は 59,957 百万円（うち円借款部分は 48,538 百万円）と、計画を上回った（計画比 101%）。事業費増加の主な原因は、鋼材価格の高騰及びコンサルティング・サービス投入量（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。

<sup>10</sup> PCC 契約（Pipeline Construction Contract）ではコントラクターは建設工事や設備の設置等を行い、設計や資機材の調達を実施機関自身が行う。コントラクターの選定と資機材の調達を並行して実施できるため、事業期間の短縮が可能となる。業務内容が包括的である EPC 契約に対して、PCC 契約はコントラクターの業務の範囲が部分的であるため、EPC 契約の場合と比べて参入可能なコントラクターが多く、入札の競争性の観点からも利点がある。他方、施主側からみて EPC 契約は、設計、資機材調達、建設等分割して発注する手間が省け、包括的に案件監理が可能という利点がある。



なお、総事業費には、借款対象のスコープから外し、実施機関が自己資金で対応したスコープ分のコストも計上している。本事業はパイプライン整備事業であるため、借款対象外としたスコープも一体不可分な本事業の一部であり、当初スコープ全てが完成しなければ所期の目的が達成されないと判断したため、このような対応をとった。

### 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）～2008年1月（コンサルティング・サービス（施工監理）の終了時）の59カ月であったが、実際には、2003年3月（借款契約調印）～2012年3月（コンサルティング・サービス（施工監理）の終了時）の109カ月と計画を大幅に上回った（計画比185%）（表4参照）。

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）
用地取得	2003年3月～2004年3月（13カ月）	2004年7月～2007年1月（31カ月）
コンサルタント選定（施工監理）	2003年3月～2004年1月（11カ月）	2003年4月～2004年1月（10カ月）
詳細設計	2004年1月～2004年7月（7カ月）	N.A.
コンサルティング・サービス（施工監理）	N.A.	2004年1月～2012年3月（99カ月）
コントラクター選定	2004年2月～2005年7月（18カ月）	2004年5月～2006年7月（27カ月）
本体工事（EPC契約）	2005年3月～2006年12月（22カ月）	2006年2月～2009年7月（42カ月）
コンサルタント選定（維持管理）	2005年2月～2006年1月（12カ月）	キャンセル
コンサルティング・サービス（維持管理）	2006年1月～2008年1月（25カ月）	キャンセル

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コントラクター選定が遅延したこと及び②本体工事期間が延長したことによる。実施機関によると、これに伴い、施工監理コンサルティング・サービス期間が大幅に延長となったとのことであった。また、同サービスが工事完了後も33カ月継続されている理由は、瑕疵担保期間中の技術的問題、経理処理等の対応のためコンサルタントが業務を継続する必要があったためとのことだった（なお、用地取得の遅延理由は、西ジャワ（チレゴン付近）のガス供給網整備工事区間で敷設ルートについて地元住民との調整に時間を要したこと、また、土地の所有権を巡って住民間の調整に時間を要したことによる。ただし、主要因である上記①、②の遅延が、用地取得の遅延を包含する結果となった。）。

なお、事業費と同様の理由で、事業期間についても借款対象外としたスコープ分に要した期間を加味している。ただし、実態的には自己資金で整備したスコープは借款対象工事より先に完了しているため、結果的に、借款対象スコープの実施に要した期間の実績と審査時の計画との比較を行った。

本事業は特別円借款<sup>11</sup>案件として実施されており、実施機関に対して特別円借款の満足度調査を実施した。その結果、特別円借款であることに起因する事業費及び事業期間への影響が一定程度あったと判断される。本事業は、ほぼ同時期に実施機関が自己資金で実施した「フェーズ2」事業との比較が可能であり、本事業が特別円借款であったことによる制約が浮き彫りになる形となった。実施機関は、①コントラクターの選定において、調達条件が日本タイドであったため、有資格コントラクターの選択肢が狭まり、選定期間や価格競争性の観点から影響が出たこと、②本体工事期間において、コントラクターが本邦調達比率の要件を満たすために、具体的な充足条件の確認や製造者等の関係者との連絡・調整に時間を要したことを指摘した。実際、「フェーズ2」事業のコントラクター選定では、本事業と比べより多くの応札者が参加し、競争性が確保されたことから、本事業に比べて選定期間が短くなったとの指摘があった<sup>12</sup>。また、「フェーズ2」事業は本体工事において、本邦調達比率の要件はなく、PCC契約であったため円借款事業より時間がかからなかったとの説明があった（表3参照）。

事業の実施にあたって、本事業によるパイプライン建設とガス田開発のスケジュールが整合性の取れたものになるよう担保する必要性が事業の計画段階で指摘されていた。これについては、ガス田を開発したプルタミナ（事後評価時点は子会社のプルタガスが担当）より開発の進捗に関する一部情報が得られず、事実関係を十分把握することができなかった。なお、実施機関とプルタミナ間のガス売買契約締結に至るプロセスは以下のとおりである。コントラクター選定の開始前にガス売買契約が締結・発効している。

- 2001年9月13日：ガス供給にかかる Heads of Agreement (HoA) を締結
- 2002年11月20日：HoA の期間延長
- 2002年12月11日：重要事項に関する基本的合意が得られる
- 2003年6月26日：ガス売買契約の締結（契約期間は2025年12月31日まで）
- 2003年12月：ガス売買契約の発効

### 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。FIRR値は審査時よりも大幅に高くなっている。主な理由は、ガス輸送・販売収入が増加したためと考えられる。

<sup>11</sup> 1997年に発生したアジア通貨危機の影響を直接・間接的に受けたアジア諸国を中心とする発展途上国の経済構造改革支援のために1998年12月に創設された。調達条件は原則、主契約は日本タイド。その他、特別円借款制度下での原産地ルール等が規定されている。

<sup>12</sup> 実施機関によると、応札者が限定的である場合、応札内容が入札書類上の要件と一部不一致が生じていた際、許容範囲といえる逸脱かの判断をより慎重に行う必要があったため、選定期間を要したとのこと。

表 5：FIRR 再計算の前提と結果

	審査時	事後評価時
FIRR 値	9.6%	18.2%
便益	ガス輸送・販売収入	
費用	建設費、ガス購入費、維持管理費	
プロジェクト・ライフ	本事業完成後 20 年	

以上より、本事業は事業費が計画を上回り、事業期間が計画を大幅に上回ったため、効率性は低い。

### 3.3 有効性<sup>13</sup>（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 2014 年及び 2015 年の実績値を表 6 に取りまとめた。

表 6：運用・効果指標

単位：MMSCFD<sup>14</sup>

	基準値	目標値	実績値 注 1)	
	2002 年	2011 年	2014 年 注 2)	2015 年 注 2)
	審査年	(ガス輸送開始 6 年目)		
ガス搬送量	—	200	299.25 注 3)	259.77

出所：JICA 提供資料及び実施機関からの質問票回答

注 1) 実績値には、本事業のパイプライン（パガルデワ～ラブハンマリンガイ間陸上ガスパイプライン）を通り、ラブハンマリンガイより「フェーズ 2」事業のパイプラインを通してムアラブカシに輸送されたガスも含まれる。

注 2) ガス輸送開始は、最も早いラブハンマリンガイ～チレゴン間海底ガスパイプラインが 2007 年 4 月、最も遅いパガルデワ～ラブハンマリンガイ間陸上ガスパイプラインが 2008 年 9 月。

注 3) 四捨五入の関係で、表 7 と数字が必ずしも一致しない。

ガスの輸送開始後、事後評価時に至るまで搬送状況は（本事業及び「フェーズ 2」事業とも）順調である。2014 年、2015 年の実績値は審査時に設定した目標値（200 MMSCFD）を大幅に上回っている。

表 7 に本事業に関するガス需給データ（予測及び実績）を示した。将来の需給予測を見ると、ガスの需給は着実に増加傾向にあり、本事業が将来にわたって高い有効性を維持していくことが期待される。

<sup>13</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。

<sup>14</sup> Million Standard Cubic Feet per day。百万立方フィート/日。

表7：本事業に関するガス需給データ（予測及び実績）

単位：MMSCFD

年	供給		需要	
	実績 (プルトamina)	実績 (その他のガス 供給源)	販売実績 (チレゴン)	販売実績 (ムアラブカシ) 注3)
2006	-	-	-	-
2007	60.59	0.00	34.26	26.33
2008	140.90	0.00	64.75	76.15
2009	182.62	30.67	49.74	163.55
2010	167.60	84.02	90.96	160.66
2011	133.34	112.87	81.90	164.31
2012	115.90	162.71	87.95	190.67
2013	110.86	173.93	109.73	175.06
2014	130.32	168.94	146.91	152.36
2015	147.56	112.21	166.80	92.98
	供給予測値 注1)		販売予測値 注2)	
2016	256.79		235.04	
2017	261.93		249.46	
2018	269.80		256.95	
2019	277.89		264.66	
2020	286.23		272.60	
2021	294.81		280.77	
2022	303.66		289.20	
2023	312.76		297.87	
2024	322.15		306.81	
2025	331.81		316.01	

出所：実施機関からの質問票回答に基づき作成

注1) 2016年～2025年の供給実績は、供給予測値（プルトaminaのガス供給契約は2017年末で終了する予定。実施機関は、事後評価時点において、プルトamina以外を含め新たな契約に向け交渉中。）。

注2) 販売予測は、チレゴン及びムアラブカシのピトゥンへの合計販売量の予測値。

注3) 本事業のパイプライン（パガルデワ～ラブハンマリンガイ間陸上ガスパイプライン）を通り、ラブハンマリンガイより「フェーズ2」事業のパイプラインを通してムアラブカシに輸送されたガスの販売実績。

### 3.3.2 定性的効果

エネルギー鉱物資源省によると、南及び中央スマトラ、西ジャワ及びリアウ諸島における既存のガス田の天然ガス埋蔵量は、国内需要及びシンガポールへの輸出をまかなうため、今後減少するとされている。既存のガス田の将来的な生産量の減少<sup>15</sup>及び前記の図2（西ジャワにおける天然ガス及びLNGの需給動向<sup>16</sup>）を踏まえると、スマトラ島の未利用のガスの有効活用に本事業で整備されたガスパイプラインが貢献していると考えられる。

<sup>15</sup> エネルギー鉱物資源省によると、同地域における天然ガス生産量は、2016年の238MMSCFDから2022年には159MMSCFDに減少するとされている。

<sup>16</sup> ガス需要は2003年から2014年の間に約3倍に増えている。

### 3.4 インパクト

#### 3.4.1 インパクトの発現状況

西ジャワ地域におけるガスの供給データ（本事業及び「フェーズ2」事業で整備されたガスパイプラインより供給される天然ガスの搬送量内訳を含む）を表8に示した。本事業で整備したガスパイプライン全体の運用が開始した2008年以降、西ジャワに供給された天然ガス及びLNGの合計量が大幅に増加しており、このうち8～9割程度が本事業及び「フェーズ2」事業で整備したパイプラインより輸送されている（このうち本事業で整備したパイプラインで搬送された天然ガスはほぼ半分となっている）。このことから、本事業が西ジャワ地域のガス供給の増加に大きく貢献していることがわかる。加えて、表8及び前記の図2（西ジャワにおける天然ガス及びLNGの需給動向）から本事業が西ジャワのガス供給不足問題にも対応していることもわかる。

表8：西ジャワに供給されるガスの内訳

単位：MMSCFD

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
西ジャワに供給される天然ガス及びLNGの合計量	269	533	596	596	652	626	673	601	580	700	750	790
このうち、本事業及び「フェーズ2」事業のパイプラインより供給される天然ガス	227	427	503	493	557	570	650	591	580	700	750	790
このうち、本事業のパイプラインにより供給される天然ガス	141	213	252	246	279	285	299	260	235	250	257	265

出所：実施機関からの質問票回答に基づき作成

注) 2016年～2019年の西ジャワに供給される天然ガス及びLNGの合計量は予測値（ガスパイプライン以外からの供給量は不明のため計上していないが、LNGターミナル（FSRU）のLNG（150～280MMSCFD）が見込まれている）。

ボジョネガラ（チレゴン）地域へのガス供給量（実施機関の顧客へのガス供給量）の推移は表9のとおり。実施機関は2007年より同地域へのガス供給を開始しており、2020年には供給開始時の約3倍のガス供給が見込まれている。

表 9：ボジョネガラ（チレゴン）地域へのガス供給量

単位：MMSCFD

顧客 注 1)	実績		予測
	2007 年	2015 年	2020 年
発電所 工場 商業施設	34.42	80.39	102

出所：実施機関への質問票回答に基づき作成

注 1) 顧客別の内訳は不明

南スマトラのランブン地域（図 7 参照）へのガス供給量（実施機関の顧客へのガス供給量）の推移は表 10 のとおり。実施機関は 2015 年より同地域へのガス供給を開始しており 2020 年には供給当初の 50 倍、2016 年実績の約 4.5 倍のガス供給が見込まれている。

表 10：ランブン地域へのガス供給量

単位：MMSCFD

顧客 注 1)	実績		予測
	2015 年	2016 年	2020 年
発電所 工場 商業施設 小規模消費者（家庭等）	1	11	50

出所：実施機関からの質問票回答に基づき作成

注 1) 顧客別の内訳は不明

以上より、本事業がこれら地域へのガス供給の増大（新規顧客の獲得と供給の拡大）に寄与していることがわかる。

### 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、大規模なガスパイプラインの整備事業であり、「環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン」（2002 年 4 月制定）上、カテゴリー A に該当する。

本事業にかかる環境アセスメント報告書（AMDAL）は、エネルギー・鉱物資源省石油ガス総局内に設置された環境影響分析委員会による検討を経て、1999 年 8 月に環境省より承認されている。本事業の実施において、AMDAL に基づいて環境チェックリストが作成され、環境モニタリングが行われた。審査時に留意事項として指摘があった野生生物資源の保護・保全への配慮については、フェンスや標識の設置、事業従事者への環境教育の実施等の対策が講じられ、対応状況のモニタリングが行われている。

実施機関は本事業の実施中及び完成後、環境省の規定に基づいて6カ月毎に環境モニタリング結果を同省へ報告している。また実施機関は、ガスパイプラインが通過する全ての州政府及び市に対して環境モニタリング結果の報告を行っている。さらに、事業実施期間中において、環境モニタリング結果の第三者機関による検証が行われている。モニタリング・検証結果は、表11のとおり。いずれも環境省の規定に基づいて適切な対応がとられており、自然環境への影響は認められない。また、実施機関及び周辺住民へのヒアリング結果からも本事業実施による環境への負の影響は指摘されていない。

表11：環境チェックリストとモニタリング・検証結果／対応状況

環境チェックリスト	モニタリング・検証結果
土地の整備による植栽への影響	原状回復（マングローブの植林等）
パイプの敷設による騒音	問題なし
パイプの敷設による土壌の浸食	法面保護及び原状回復
パイプの敷設による排水への影響	排水及び灌漑設備の維持もしくは原状回復
パイプの敷設による道路・交通への影響	原状回復
パイプの敷設による景観への影響	問題なし
海底／海岸横断の影響	原状回復
海水の水質への影響	問題なし
海洋生物への影響	問題なし

出所：実施機関からの質問票回答に基づき作成

### 3.4.2.2 住民移転・用地取得

住民移転・用地取得に係る当初計画と実績の比較を表12にまとめた。取得面積は当初見込みより若干減少し、移転世帯は増加している。これは事業が開始し詳細設計及び地元住民との調整が行われ、具体的な事業サイトが確定（一部、敷設ルートが変更）したことに伴うものである。

表12：住民移転・用地取得の計画と実績の比較

計画		実績	
用地	住民移転	用地	住民移転
678ha	約20世帯	645.9ha	47世帯

出所：実施機関からの質問票回答

用地の取得は、インドネシアの規則<sup>17</sup>に基づいて、適正に行われている。実施機関を責任機関とする“Panitia Sembilan”（コミッティ9）と呼ばれる土地取得委員会（地方政府や警察関係者等がメンバー）が設置され、同委員会が仲介役となり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た。実施機関によると、西ジャワ（チ

<sup>17</sup> 準拠規則は、大統領令 Degree No.55-1993。

レゴン付近) のガス供給網整備工事区間について、地元住民との調整の結果、一部、敷設ルートの変更が発生した。また、土地の所有権を巡って住民間の調整が必要となり、裁判所による仲裁が必要となったケースがあったが、最終的には各事業パッケージの着工前に用地取得の手続き(補償費の支払いを含む)が完了している。移転の必要があった住民は、いずれも補償費の支払いを受けた上で、住民自らが手配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の整備の必要はなかった。住民へのヒアリングでは、用地取得・補償費支払い手続きに関して特段問題は指摘されなかった。

### 3.4.2.3 地元住民及び地元企業へのインパクト

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、実施機関による 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。ガスパイプラインの建設後、地元住民が警備員、清掃員、運転手、雑用係等として新規に雇用されている。また、実施機関は CSR 事業の一環として、地元住民向けに保育園・幼稚園・小学校の設置、モスクの新設や改修、コミュニティ向け井戸や橋の設置、道路の改修事業等を行っており、コミュニティの強化・活性化に貢献している。

また、複数の地元企業(製造業)へのヒアリングを通じて、本事業実施後、利用燃料を従来の高速ディーゼル油(以下、「HSD<sup>18</sup>」という。)から天然ガスに切り替えたこと、これにより燃料コストの大幅節減(30~38%のコスト削減)が実現したこと、さらに、ランプンの食品・飲料企業からの提供資料にて、燃料の変更に伴い二酸化窒素(NO<sub>2</sub>)、二酸化硫黄(SO<sub>2</sub>)、粒子の排出量が減少し、環境への負荷軽減にもつながっていることを確認した。



実施機関が建設したモスク (パガルデワ)



マングローブの植林 (ラブハンマリンガイ)

<sup>18</sup> High Speed Diesel.



### 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三つのガス複合火力発電事業、「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」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、円借款による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。

表13は、ムアラタワル、ムアラカラン、タンジュンプリオクの三つの発電所の発電電力量を示したものである。経年で見ると、これらの発電所において、円借款事業の整備と共にガスの利用量（合計量）が増加しており、石油からガスへの燃料転換が促進されていることがわかる。なお、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、事後評価時点においてムアラタワル発電所のみである。一方、プルタミナ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三つの発電所がパイプラインで結ばれる<sup>19</sup>。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三つの発電所で利用可能となり<sup>20</sup>、今後、新規建設のガス発電所などによりガス利用の更なる促進が期待される。

表13：ムアラタワル、ムアラカラン、タンジュンプリオク各発電所の発電電力量

単位：GWh

発電所名	燃料	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
ムアラタワル	ガス <sup>21</sup>	3,199	8,973	6,894	6,026	7,266	7,662	8,606	5,737
	うち円借款事業により整備した発電所ユニットの発電量（天然ガス）	-	-	-	573	1,483	1,596	1,696	1,490
	HSD	2,419	423	1,049	2,548	654	189	70	103
ムアラカラン	ガス	2,223	2,156	4,470	4,745	5,710	7,766	7,704	7,929
	うち円借款事業により整備した発電所ユニットの発電量（LNG）	-	603	3,086	4,084	3,554	3,954	3,869	3,902

<sup>19</sup> 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。

<sup>20</sup> 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。三つのガス複合火力発電事業の実施機関である国有電力企業（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。

<sup>21</sup> 天然ガスとLNGの双方が含まれる。

	HSD	3,473	3,577	1,438	2,610	1,482	32	46	37
タンジュンプリオク	ガス	3,501	2,634	2,732	1,770	4,678	6,693	7,331	7,227
	うち円借款事業により整備した発電所ユニットの発電量 (LNG)	-	-	-	-	1,588	3,002	3,747	3,865
	HSD	3,517	3,360	3,399	3,584	1,367	436	183	29
合計	ガス	8,923	13,763	14,096	12,541	17,654	22,121	23,641	20,893
	HSD	9,409	7,360	5,886	8,742	3,503	657	299	169

出所：国有電力企業提供データに基づき作成

国有電力企業<sup>22</sup>のPT. PLN (Persero)<sup>23</sup>（以下、「PLN」という。）は、タンジュンプリオク火力発電所の敷地内に、自己資金＋民間資金で800MW級のガス複合火力発電設備（ブロック4）を建設する予定である。日本と現地の企業連合がフルターンキー契約でPLNより受注しており、2018年の運転開始を目指している。円借款で整備されたムアラカラン発電所（ブロック2）及びタンジュンプリオク発電所（ブロック3）に続き、タンジュンプリオク発電所のブロック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<sup>24</sup>。

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

本事業完成後のガスパイプライン、ガス配送網、関連設備等の運営・維持管理は、実施機関である国有ガス企業のPGN<sup>25</sup>（以下、「PGN」という。）の運営・維持管理部門であるビジネスユニット・インフラストラクチャー・オペレーション部（以下、「BUIO<sup>26</sup>」という。）が本部レベルで統括している。BUIOの組織図は図6のとおりで、五つの部、約140名の職員から構成されている。このうち、ガス輸送管理部が本事業及び「フェーズ2」事業のガスパイプラインと関連設備の運営・維持管理を、ガス配送管理部が本事業のチレゴン付近のガス供給網の運営・維持管理を担当している。

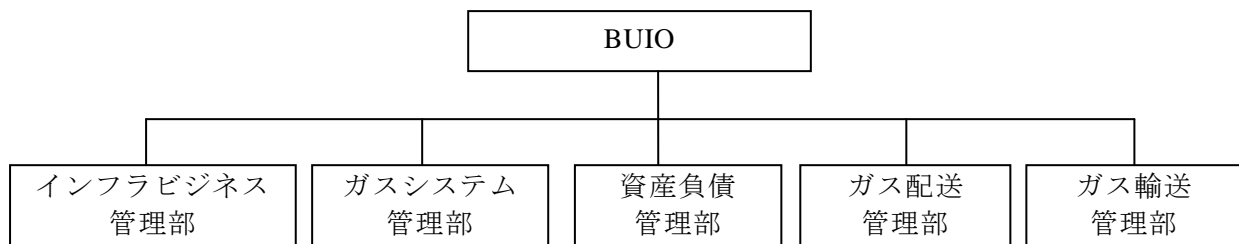
<sup>22</sup> 国有電力企業は上記の三つのガス複合火力発電事業の実施機関である。

<sup>23</sup> PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero)

<sup>24</sup> 外務省ウェブサイト参照。<http://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/oda/files/000083884.pdf>

<sup>25</sup> PT. Perusahaan Gas Negara (Persero)

<sup>26</sup> Business Unit Infrastructure Operations



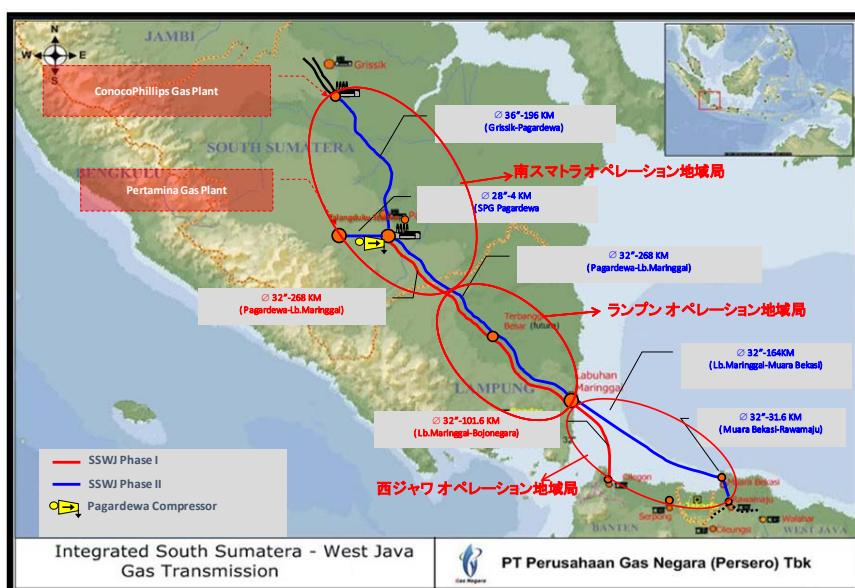
出所：実施機関提供資料より作成

図 6：ビジネスユニットインフラオペレーションの組織体制図

PGNでは 2015 年 7 月より組織改編が開始され、事後評価時点においても本部を中心に改編が進められている。改編前の本事業の運営・維持管理は、本部の戦略ビジネスユニット（以下、「SBU<sup>27</sup>」という。）が統括していた。SBUは商業部（Director of Commerce）の下に属していたが、改編後はBUIOが同責務を担い、BUIOはインフラストラクチャー&技術部（Director of Infrastructure and Technology）の下に設置された。PGNによると、この改編によりBUIOは技術者を中心に構成され、技術面を含め運営・維持管理業務が強化されたとのことである。

本組織改編は本部レベルで実施されており、現場で実際の運営・維持管理業務に従事する三つのオペレーション地域局（南スマトラ、ランプン、西ジャワ）の組織には影響はない（図 7 参照）。各オペレーション地域局は BUIO と密に連携しながら実際の運営・維持管理業務を行っている。組織改編後、BUIO と各地域局間のコミュニケーションや調整の円滑化が促進されているとのことであり、また、組織内の責任の所在と意思決定プロセスは明らかである。

<sup>27</sup> Strategic Business Unit



出所：実施機関提供資料

図 7：本事業の運営・維持管理を担う三つのオペレーション地域局

各地域局に配属されている従業員数及び運営・維持管理担当の技術者数の内訳（2016年3月時点）は表 14 のとおり。各地域局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。

表 14：各地域局に配属されている従業員数及び運営・維持管理担当の技術者数の内訳 注 1)

地域局	南スマトラ	ランプン	西ジャワ
従業員数（合計）	212	186	137
うち、運営・維持管理担当の技術者数 注 2)	61	43	35

出所：実施機関提供資料より作成

注 1) 従業員及び運営・維持管理担当の技術者は、本事業及び「フェーズ 2」事業の双方の業務を担当している（本事業分のみ的人数を切り分けることはできない）。

注 2) 運営・維持管理担当の技術者数は、従業員数の各合計からサポートリング・チーム（アドミニストレーター、警備、ドライバー等）の人数を差し引いて算出した。

以上より、運営・維持管理の体制について問題は認められない。

### 3.5.2 運営・維持管理の技術

現場で運営・維持管理業務を担当する技術者は、本事業で整備したガスパイプラインの供用開始以降、既に 8～9 年にわたって運営・維持管理業務を実施しており、十分な経験と技術を蓄積している。これら技術者に対して OJT 研修やコントラクターによる日本での研修が実施されており、中には実施機関の海外留学制度を活用して修士号を取得した者もいる。また、実施機関の人材育成方針に基づき、本事業の運営・維持管理業

務の担当者を含む PGN の全職員は、年間最低 6.5 日間のトレーニング／研修を受講することが義務付けられており、適切な人材マネジメント体制が構築されている。現場の運営・維持管理業務の担当者にインタビューを行ったところ、本事業のオペレーションに必要なトレーニング／研修は適切に実施されており、技術的な問題はないとのことだった。

PGN によると、本事業から維持管理コンサルティング・サービスが削除されたことによる負の影響は発生していないとのこと、現場の運営・維持管理業務の担当者に同様の質問を行ったところ、特段の問題はないとの回答が得られた。

各地域局で標準作業手順書及びオペレーションガイドラインが作成されており、運営・維持管理担当者はこれを日常的に活用している。同手順書及びガイドラインは毎年レビューが行われ、現場の状況やニーズ等に応じて改定されている。

各地域局へのヒアリングによると、メンテナンスの頻度別（毎日、毎週、毎月、3 カ月毎、6 カ月毎、毎年）に維持管理計画が整備されており、メンテナンスの項目数は全体で 1,000 を超えるとのこと。同計画も毎年見直し／更新されており、現場の運営・維持管理担当者に活用されている。

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、各地域局にて必要額を見積もった後、PGN 本部に予算申請し、PGN 本部が承認をする。各地域局及び PGN 本部へのインタビューによると、申請した額どおりの予算がほぼ配賦されており、運営・維持管理の財務面では問題はないとのことだった。本事業完成後の運営・維持管理費の支出実績は表 15 のとおり。

表 15：本事業の運営・維持管理費（支出実績額）注 1)

単位：百万円

2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年
272	465	958	1,277	1,557	1,655	2,063	2,673	1,408 注 2)

出所：実施機関提供資料より作成

注 1) 本事業及び「フェーズ 2」事業の運営・維持管理費は一体化しているが、実施機関にて本事業分を切り分けた数字を表にまとめた。予算申請額及び配賦実績額については本事業分を切り分けることが困難であるため、支出実績額のみを示した。

注 2) 2013、2014 年に改良メンテナンスと一部パーツの交換<sup>28</sup>及び海底パイプラインの設置状況の確認が行われ、加えて 2013 年にガスタービンコンプレッサー 1 台の予備的メンテナンス<sup>29</sup>が実施されたため、運営・維持管理費が増加した。2015 年は通常の運営・維持管理体制に戻ったことから前年に比べて支出実績額が減った。

PGN の損益計算書及び貸借対照表は以下表のとおりである。

<sup>28</sup> 2012 年にパイプライン内の細かい清掃（Intelligent Pigging、5 年毎に実施）が行われ、その際に特定された、将来的に発生しうる潜在的な問題に対処するため 2013 年と 2014 年に改良メンテナンスと一部パーツの交換が行われた。

<sup>29</sup> コンプレッサーは稼働 20,000 時間ごとに予備的メンテナンスが実施される。

表 16 : PGN 損益計算書 注 1)

単位：百万ドル

	2012 年	2013 年	2014 年
売上	1,472	1,418	1,465
その他収益	21	27	50
ガス輸送・配送費	270	293	301
管理費・他費用	205	219	232
営業利益	1,018	933	982
営業外損益 注 2)	130	132	-3
税金	233	228	231
当期利益	915	838	748
税引後包括利益	-0.1	-6	0.1
当期純利益	914	832	748

出所：PGN 財務報告書

注 1) 四捨五入の関係で一部数字が一致しない。

注 2) 金利収入・費用、為替差損益他

表 17 : PGN 貸借対照表 注 1)

単位：百万ドル

	2012 年	2013 年	2014 年
資産	3,908	4,318	6,215
固定資産	1,924	2,537	4,355
流動資産	1,983	1,781	1,861
負債及び資本	3,908	4,318	6,215
資本	2,354	2,671	2,963
固定負債	1,081	761	2,162
流動負債	473	886	1,091

出所：PGN 財務報告書

注 1) 四捨五入の関係で一部数字が一致しない。

PGN は国有企業であるが、政府補助金は投入されていない。2012 年～2014 年において売上はほぼ一定であるのに対して、ガス輸送・配送費、管理費・他費用が年々増加する傾向にある。ここ数年で固定資産が大幅に増大しており、2014 年は 2 年前の約 2.3 倍となっている。

なお、上記のとおり本事業の運営・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。PGN 全体の財務状況と本事業の財務について直接的な関係は認められない。

以上より、運営・維持管理の財務について問題は見受けられない。

#### 3.5.4 運営・維持管理の状況

本事業で整備された設備は良好に維持管理され、順調に運営されている。主な運営・

維持管理活動は以下のとおり。

- パイプラインの日常的なパトロール（陸上及び海底）
- コンプレッサステーション（パガルデワ）、メータリングステーション、ガスフィルター等の設備の点検
- 修繕的なメンテナンス（パイプラインのコーティング等）
- パイプライン内の清掃（2年毎に実施。より細かい清掃は5年毎に実施）

PGNによると、スペアパーツについてはPGNのインベントリ管理システムが整備されており、(1)日常の消耗品、(2)中期的・(3)長期的に交換が必要なもの別にリスト化され、常時、現状把握及び必要な対応が行われているとのこと。地域局の倉庫には主に日常の消耗品が保管されている。その他個別のスペアパーツについては、製造者と包括契約を締結しており、必要に応じて適時に調達される体制が確保されている。

なお、SBUが実施した「パイプラインの完全性管理とリスク評価」(Pipeline Integrity Management and Risk Assessment)において、運営・維持管理の際に留意すべきリスクが分析されている（地震や不規則な圧力等でパイプライン破損する確率等）。分析結果によると、運営・維持管理関連で発生する問題の約75%が、地元住民や第三者によるパイプライン敷設地区への立ち入り（諸々の“活動”）等に関連した事項であることが判明した。すなわち、本事業の運営・維持管理は、技術的な側面のみならず、地元住民とのコミュニケーションや調整が重要となっており、日常的なパトロールが鍵を握っている。各地域局によると、本件評価結果を踏まえて、各地域局で地元住民への対応策が検討されており、維持管理計画にも反映されているとのことであった。

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。

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。



ガスコンプレッサー（パガルデワ）



スペアのパイプ（チレゴン）

## 4. 結論及び提言・教訓

### 4.1 結論

本事業は、スマトラ島の未利用のガスの有効活用を促進し、西ジャワへのガス供給不足の問題に対応することを目的に、スマトラ島からジャワ島西部へのガスパイプラインを建設した。本事業は、審査時及び事後評価時におけるインドネシアのエネルギー政策、開発ニーズに合致しており、審査時の日本の援助政策とも合致していた。したがって、妥当性は高い。事業費は計画を上回り、事業期間は計画を大幅に上回ったため、効率性は低い。審査時に設定した運用・効果指標であるガス搬送量の実績値は、目標値を大幅に上回っている。また、本事業は未利用のガスの有効活用及び西ジャワ地域のガス供給の増加に貢献している。さらに本事業実施後の雇用の創出や地域住民及び地元企業への裨益が確認された。本事業の実施により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は報告されていない。住民移転・用地取得プロセスは適正に実施されており問題はない。本事業を含む円借款4事業のインパクトとして、石油からガスへの燃料転換が促進されたこと、また、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、が挙げられる。本事業の運営・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

なし

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) 本体工事</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ パガルデワ～ラブハンマリンガイ間陸上ガスパイプライン敷設工事（距離：270km／口径：32インチ）</li> <li>・ ラブハンマリンガイ～チレゴン間海底ガスパイプライン敷設工事（距離：105km／口径：32インチ）</li> <li>・ 西ジャワのチレゴン～チマンギス間陸上ガスパイプライン敷設工事</li> <li>・ 西ジャワ（チレゴン付近）のガス供給網整備工事</li> <li>・ コンプレッサーステーションの設置</li> </ul> <p>2) コンサルティング・サービス</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 施工監理コンサルティング・サービス</li> <li>・ 維持管理コンサルティング・サービス</li> </ul>	<p>1) 本体工事</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ パイプラインの区間が「ボジョネガラ（チレゴン）～チカンデ及びチカンデ～ビトゥンの区間」に縮小されて整備された</li> <li>・ 計画どおり</li> <li>・ 計画どおり</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>・ 実施せず</li> </ul>
②期間	2003年3月～2008年1月 (59カ月)	2003年3月～2012年3月 (109カ月)
③事業費		
外貨	42,005百万円	47,148百万円
内貨	17,074百万円	12,809百万円
	(現地通貨) 1,219,571百万ルピア	(現地通貨) 1,280,900百万ルピア
合計	59,079百万円	59,957百万円
うち円借款分	49,088百万円	48,538百万円
換算レート	1ルピア=0.014円 (2002年3月時点)	1ルピア=0.010円 (2003年～2012年平均)

以上