

ベトナム

2018年度 外部事後評価報告書

円借款「オモン火力発電所建設事業（E/S）」

「オモン火力発電所メコンデルタ送変電網建設事業(I)～(IV)」

「オモン火力発電所2号機建設事業(I)、(II)」

外部評価者：OPMAC株式会社 三島 光恵

0. 要旨

本事業は、ベトナム南部メコンデルタ地方の最大都市であるカンター市のメコン河沿いに定格出力330MW×2基の重油・ガス両焚きの火力発電所を建設するとともに、周辺地域への送変電設備をあわせて整備することにより、メコンデルタ地方を主とするベトナム南部の電力供給体制の増強を図り、電力供給事情を改善するとともに地域住民の生活環境の改善に寄与するものである。本事業は、審査時及び事後評価時においてもベトナムの開発政策に沿っており、開発ニーズが高く、日本のODA政策とも合致し、妥当性は高い。ただし、事業実施の大幅な遅延やガス供給が実現していないため、現時点での本発電所のベトナム電力系統上の位置づけは緊急用電源となっている。事業実施期間の大幅な遅延とそれに起因する機材価格の高騰等による事業費増により、本事業の効率性は低い。本事業の発電1号機及び2号機はガスが供給されていないため、審査時計画の運用効果指標との比較では稼働率は極めて限定的であるが、緊急時運用の目的は達成し、送変電設備の運用は良好でベトナム南部の電力供給の安定化に寄与した。したがって、有効性・インパクトは中程度である。電力系統上のニーズに応じて本事業の発電所及び送変電設備の運用を継続するうえで、運営維持管理の組織面、技術面、財務面において問題なく、持続性は高い。

以上より、本事業は一部課題があると評価される。

1. 事業の概要



事業位置図



オモン発電所

1.1 事業の背景

2000年、ベトナムのメコンデルタ地方は南部人口の60.5%が集中しているにもかかわらず、発電・送変電設備不足により、同地域の電力消費量は南部全体の25%、電化率は、全国平均70.8%に対して52.8%にとどまっていた（JICA提供資料）。農作物が豊富にとれる当地では、農業用電力や毎年の洪水被害による農耕地の浸水の排水処理のための電力の需要が高まっていた。その後、ベトナム南部地域には工業団地や輸出加工区が数多く集中し、2010年になると同地域における工業生産高は、ベトナム全土の50%を超え、活発な経済活動に伴い電力需要が高くなった。しかしながら、ベトナム南部のメコンデルタ地域における発電設備は1970年代に運用を開始したカントー火力発電所（183MW）及びベトナム石油公社（Petro Vietnam、以下「PVN」という）が自己資金で建設したカマウ火力発電所のみであった。南部においては、2012年～2015年の電力供給予備率（＝電源設備容量とピーク需要の差を設備容量で除したもの）がマイナスと予測され、深刻な電力不足が懸念されていた。したがって、メコンデルタ地域における将来の電力需要の増加に対応する発電設備の建設が急務であった。また、送電ロスや送電設備の信頼の観点から、中部で発電した電力を南部に送電することは望ましくなく、各地域で需給バランスを取ることが望ましいとされていた¹。

¹ 第7次国家電力マスタープランより。

1.2 事業の概要

本事業は、ベトナム南部メコンデルタ地方の最大都市であるカントー市より 18km メコン河を遡上した地点に定格出力 330MW×2 基の重油・ガス両焚きの火力発電所（主な共通整備は 660MW 使用）を建設するとともに、周辺地域への送変電設備をあわせて整備することにより、メコンデルタ地方を主とするベトナム南部の電力供給体制の増強を図り、電力供給事情の改善とともに地域住民の生活環境の改善に寄与するものである。

なお、オモン発電所は I～IV から成る火力発電コンプレックスとすることが計画されており、本事業の 1 号及び 2 号発電機はオモン I の発電所である。

円借款承諾額/ 実行額	オモン火力発電所建設事業 (E/S)	636 百万円/268 百万円	
	オモン火力発電所メコンデルタ送 変電網建設事業(I)～(IV)	(I) 5,900 百万円/5,148 百万円 (II) 15,594 百万円/15,594 百万円 (III) 21,689 百万円/21,676 百万円 (IV) 9,364 百万円/8,273 百万円	
	オモン火力発電所 2 号機建設事 業(I)、(II)	(I) 27,547 百万円/27,350 百万円 (II) 6,221 百万円/5,617 百万円	
交換公文締結/ 借款契約調印	オモン火力発電所建設事業 (E/S)	1998 年 3 月 27 日/1998 年 3 月 30 日	
	オモン火力発電所メコンデルタ送 変電網建設事業(I)～(IV)	(I) 2001 年 3 月 30 日/2001 年 3 月 30 日 (II) 2002 年 3 月 28 日/2002 年 3 月 29 日 (III) 2003 年 3 月 31 日/2003 年 3 月 31 日 (IV) 2007 年 3 月 30 日/2007 年 3 月 30 日	
	オモン火力発電所 2 号機建設事 業(I)、(II)	(I) 2004 年 3 月 31 日/2004 年 3 月 31 日 (II) 2013 年 3 月 22 日/2013 年 3 月 22 日	
借款契約条件	オモン火力発電所建設事業 (E/S)	金利	0.75%
	オモン火力発電所メコンデルタ送 変電網建設事業(I)～(IV)		(I) コンサルタント:0.75% 本体:1.80% (II) 本体:1.80% (III) 本体:1.80% (IV) コンサルタント及び本体:1.3%
	オモン火力発電所 2 号機建設事 業(I)、(II)		(I) コンサルタント及び本体:1.3% (II) コンサルタント:0.01% 本体:1.4%
	オモン火力発電所建設事業 (E/S)	返済 (うち 据置)	40 年(10 年)
	オモン火力発電所メコンデルタ送 変電網建設事業(I)～(IV)		(I) コンサルタント:40 年(10 年) 本体:30 年(10 年) (II) 本体:30 年(10 年) (III) 本体:30 年(10 年) (IV) コンサルタント及び本体:30 年 (10 年)

	オモン火力発電所 2 号機建設事業(I)、(II)		(I) コンサルタント及び本体:30 年 (10 年) (II) コンサルタント及び本体:30 年 (10 年)
	全案件	調達条件	一般アンタイド
借入人/ 実施機関	全案件	ベトナム社会主義共和国政府/ベトナム電力公社 (Vietnam Electricity:EVN)	
事業完成	オモン火力発電所建設事業 (E/S)	1999 年 12 月 (報告書日付)	
	オモン火力発電所メコンデルタ送電網建設事業(I)~(IV)	1 号機:2009 年 7 月 送電:2016 年 7 月	
	オモン火力発電所 2 号機建設事業(I)、(II)	2015 年 10 月	
本体契約	オモン火力発電所建設事業 (E/S)	—	
	オモン火力発電所メコンデルタ送電網建設事業(I)~(IV)	TBEA HENGYANG Transformer Co. LTD (中華人民共和国)、三菱重工(日本)/三菱商事(日本)、TAY NAM BO Petroleum and Oil Company (ベトナム)	
	オモン火力発電所 2 号機建設事業(I)、(II)	双日株式会社(日本)/DAELIM Industrial Co. Ltd.(大韓民国)	
コンサルタント契約	全案件	東電設計株式会社	
関連調査 (フィージビリティ・スタディ: F/S) 等	—	フィージビリティ・スタディ(F/S)、PIDC 2 (Power Investigation and Design Company No. 2) (1997 年 1 月)	
関連事業	—	ADB、KfW により、“O Mon IV Combined Cycle Project”の検討がなされたが融資実施には至っていない。	

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

三島 光恵 (OPMAC 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：2018 年 11 月～2019 年 12 月

現地調査：2019 年 5 月 8 日～5 月 22 日、2019 年 7 月 14 日～7 月 20 日

2.3 評価の制約

オモン火力発電所建設のエンジニアリング・サービスについては、内容についての技術的な評価判断が困難であるため、本事後評価では参考の位置づけとし、評価の主対象としては、発電所及び送電設備の建設事業である「オ

モン火力発電所メコンデルタ送変電網建設事業(I)～(IV)、オモン火力発電所2号機建設事業(I)、(II)」とする。

本事後評価は、今次調査で確認できた書類及び現時点でコンタクト可能であった当時の担当コンサルタント、実施機関からのヒアリング結果に基づいて分析できた範囲にとどまっている。

3. 評価結果（レーティング：C²）

3.1 妥当性（レーティング：③³）

3.1.1 開発政策との整合性

審査時から事後評価時に至るまで、本事業の設備はベトナムの電源開発の政策に沿ったものであった。

本事業審査当時、2001年6月に策定された第5次国家電力マスタープラン（2001年～2010年）によると、ベースロードを受け持つ火力とミドル/ピークロードを受け持つ水力とのバランスを取りつつ、2010年までに総設備容量を現時点の2.4倍の18,110MWとすべく、新規発電所の建設（本事業含む）を計画していた。また、その後、2003年3月に改訂された第5次国家電力マスタープラン（2001年～2010年）によると、2010年までに総設備容量を2003年時点の約2.6倍の22,089MWまで増加させる計画であった。JICA技術協力を受けて策定した第6次国家電力マスタープラン（2006年作成）では、水力発電所の開発は2010～2015年をめどに完了させ、以降の電力需要増に対しては、石炭焚きを中心とする火力発電所の開発で対応していくことを想定していた。この結果、2020年前後には火力発電が全体の電源構成に占める割合が約7割に達し、火主水従の電源構成となることが想定されていた。

第7次国家電力マスタープラン（2011年～2020年）によると、2020年までに発電設備容量を約50,000MW増加して約75,000MWとすることが計画されていた。発電機2号機の審査時（2013年）に発電建設事業の進捗状況を反映した計画では、南部の電力需要は9,518MW（2011年）から26,822MW（2020年）へ増加することが予測され、総設備容量を30,652MWへ増量する発電事業が計画されていた。その後、2016年3月18日に改訂された第7次国家電力マスタープラン（首相決定428/QD-TTg号）では、2020年の設備容量は60,000MW、総発電量は265TWh/年と修正されたが、2030年までの発電設備容量と総発電量は2020年比で約2.2倍の129,500MW、572TWh/年と計画としていた。なお、2030年の電源構成の計画は、風力や太陽光発電等の再生可能エネルギー発電を推進しており

² 第7次国家電力マスタープランより。

³ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

全体の 21%、水力発電は 16.9%、火力発電は 57.3%（うち、ガス発電は 14.7%）となっている。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業審査時以降、ベトナム南部のメコンデルタ地域では経済発展とともに電力需要が急増しており、電力供給向上についての高いニーズに変化はなかった。

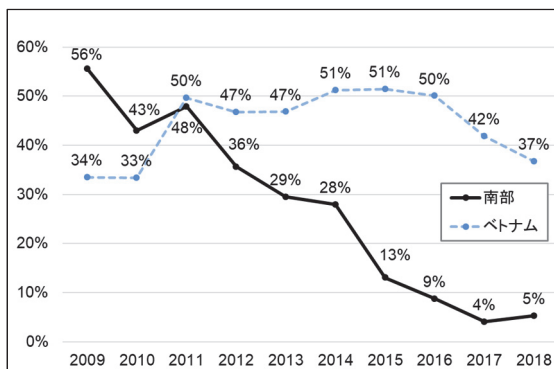
ベトナム南部地域には工業団地や輸出加工区が数多く集中し、活発な経済活動に伴い電力ニーズが高くなることが予想されていた。2001年から2010年までにメコンデルタ地域の最大電力需要の伸びは平均 12.4%で推移していく見込みであった。しかし、同地域における発電設備は 1970年代に運用を開始したカントー火力発電所（183MW）のみであり、当時建設中のカマウ火力発電所が 2007年に運転開始することを前提としても、2008年には約 450MWの電力不足が生じると予測されていた。南部においては 2012年～2015年の電力供給予備率がマイナスと予測され、深刻な電力不足が懸念され、メコンデルタ地域における将来の電力需要の増加に対応する発電設備の建設が急務となっていた。

急増する電力需要への対応には電力供給能力の増強を図る一方、エネルギー源の多様化や電源構成の最適化への取り組みも重要である。本事業では、ガス・重油の両焚きとすることで、状況によってエネルギー源を変更でき、またガスについては当時開発予定だったメコンデルタ地域の南西沖に埋蔵されているガスの供給を計画していた。本事業実施により、ガス田開発に最低限必要とされるガス供給量が確保されることから、本事業は民間によるガス田開発及びガスパイプライン建設の実施を促進するといったエネルギー開発促進効果も期待された。

事後評価時に 1号機、2号機発電開始以降の電力需要を検証したところ、南部のピーク需要は 2009年 8,051MWに達していたがその後も毎年伸び、2018年には 18,474MWと10年間で2倍以上となっていた。図 1にてベトナム全国及び南部の電力供給予備率（%）をみると、ベトナム全国では 37%であるが南部のみをみると 2011年以降継続して減少しており、2018年は 5%となっていた。事後評価時においても南部の電源開発ニーズは高い。

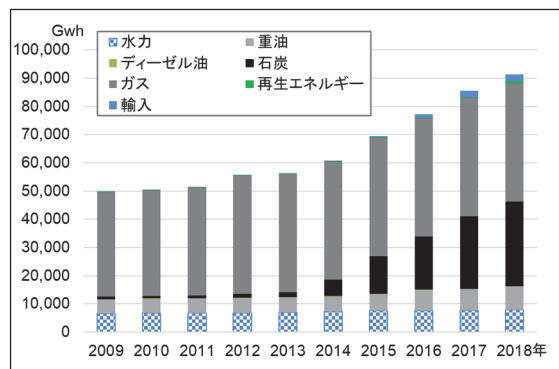
本事業の位置づけとして、当初計画には事業開始 2年後には 1号機、2号機ともに稼働率 89%がめざされ、ベースロードに寄与することが想定されていた。しかし、本事業の稼働開始が計画よりも大幅な遅延が生じていた間、本事業以外のほかの火力発電、石炭火力の電源開発が進み、EVN 所有以外の独立系発電事業者（Independent Power Producer：IPP）などによ

る発電所が建設されていた。IPP の発電設備容量の割合は 2009 年 32% だったのが 2018 年には 42% となり、オモン発電所が発電を開始した 2009 年以降の過去 10 年で 10 ポイント伸びた。EVN によると、現時点の電力系統上の各発電所稼働の基本的順位は、電源の特性、発電コスト等を勘案し、①水力（ベースロード電源）、②石炭火力（ベースロード電源）、③ガス火力（ベース/ミドル電源）、④油焚き火力（ピーク電源）としている。南部の電源別電力供給量を図 2 でみると、2014 年以降、水力発電の次に優先して稼働している石炭火力発電所の発電量が急増した。本事業はガス供給がないため、現在はガスその他の燃料と比較して高コストな油焚きのみである。以上の状況から現時点では、オモン発電所は緊急時のスタンバイで運用の位置づけとなっている。



出所：GENCO 2 への質問票回答（2019 年 7 月時点）

図 1 電力供給予備率



出所：GENCO 2 への質問票回答（2019 年 7 月時点）

図 2 ベトナム南部の電源別発電量

3.1.3 日本の援助政策との整合性

本事業は以下の点において日本の援助政策と整合性があった。

最初の審査時点の 2001 年 6 月の対ベトナム国別援助計画においては、五つの援助重点分野の一つに電力・運輸等インフラ整備があげられており、将来的な需要の増加に対応するための電力分野での協力が述べられていた。2004 年 4 月の対ベトナム国別援助計画の改訂では、重点分野を「成長促進」「生活・社会面での改善」「制度整備」の 3 分野とし、「成長促進」の経済インフラ整備において電力分野支援について述べられていた。2009 年 7 月策定の対ベトナム国別援助計画においては四つの重点分野のうちの一つである「経済成長促進・国際競争力強化」において、資源エネルギーの安定供給が掲げられていた（外務省 ODA 国別データブック 2002～2009 年度、2013 年度）。

1 号機及び送変電事業(I)の審査時点から 2 号機事業(II)の審査時点に至るまで、当時の国際協力銀行及び JICA の国別業務実施方針では、ベトナム

ムの持続的成長促進のため、電力等の経済インフラ整備支援を重点分野の一つとしていた。電力分野の支援については、民活案件の導入に向けた環境整備に留意し、1)電力需給が逼迫しIPPでの対応が困難な場合、2)円借款による支援がエネルギー開発(ガス田等)を促進し、または、民間資本による隣接発電所建設を促進する場合、3)初期投資が大きく民間投資が困難な水力発電、4)既存施設の改善等による支援効果の高い事業(発電・節電等)について支援が検討されていた。以上の1)の点については2000年当時、IPPによる電力事業が進捗していなかった。2)については、オモン発電所はI~IVで構成される火力発電コンプレックスが計画されており、まずは公的資金で発電所を建設し、民間資本による隣接発電所の建設促進を見込めた。以上の点から整合性が高かった。

3.1.4 事業デザインとアプローチ

本事業の発電所へのガス供給が事後評価時点に至るまで実現しておらず、重油とガスの両焚きが実現していない事態について、事業デザイン及びアプローチにおける適切性について検討した。

本事業のガス発電は、ガス田開発とパイプライン建設が前提となっており、事前評価時にほかのガス発電事業の教訓から、ガス供給事業が別事業として行われる場合、ガス供給のタイミングが発電所完工と合わないリスクは審査時に認識されていた。その点については、計画時はガスが供給されない場合は重油焚きの発電を行うことが代替案となっていた。審査時ではPVNからのガス供給が見込まれており、PVN以外からのガス供給の代替案は検討されていなかった。

ガス田及びパイプライン開発は計画スケジュールよりも大幅に遅延したが、オモン発電2号機(II)の審査時前2011年においては、基本設計(Front End Engineering Design: FEED)が作成されるなどガス供給に向けての進捗がみられ、2013年3月にL/A調印された2号機(II)の事業範囲にガス燃料施設が追加されるに至った。しかし、主要開発メンバーである外資系企業とPVNとの間でガス販売価格について折り合いがつかず、長期にわたる協議の結果、2013年9月に同外資系企業がコンソーシアムから撤退するという事態が起こった。このことにより、開発事業者のコンソーシアム内等の調整のためにさらに遅延が生じ、その結果、事後評価時点に至るまでガス供給は実現していない。事後評価時点においては、開発事業者のコンソーシアムとPVNは、ベトナム政府保証に関する合意とガス供給に係る契約締結を進め、2019年内には最終投資決定(Final Investment Decision、以下「FID」という)がなされ、FID後に建設業者選定と工事着手に入る予定である。2023年9月以降に最初のガス供給開始が可能となる予定となって

いる。ガス供給については、オモン発電所の運営維持管理を担当している第二発電会社（Power Generation Corporation 2、以下「GENCO 2」という）は PVN と最初のガス使用の時点から 12 年供給の契約で交渉中であり、2020 年までにオモン I の発電所について、ガス供給開始に向けた機能のアップグレード（ガスバーナーの設置）の投資計画の承認手続き中である。

以上の状況下、計画されていたガス田開発・パイプライン建設事業自体は大幅な遅延のなかにあっても事業中止には至っておらず、事業途中でガス供給の代替案を検討・実施することは厳しい状況であったことは否めない。事後評価時点においても引き続き、ガス田開発及びガスパイプライン建設については進捗しつつある。したがって、ガス供給の大幅な遅延については事業アプローチの適切性の評価を減じる決定的な理由ともなりえないと最終的に判断した。

以上より、本事業の実施はベトナムの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致していた。

3.2 効率性（レーティング：①）

3.2.1 アウトプット

本事業のエンジニアリング・サービス（Engineering Service：E/S）では 1998 年 3 月に L/A 締結された。E/S については当初の目的どおり、ベトナム側が実施した F/S では不十分だった点を中心に調査が行われ、1999 年 12 月に詳細設計報告書が完成した。本事業の設備のアウトプットは、660MW（330MW×2Unit）の重油/ガス両焚きの発電設備建設及び周辺地域の送電線・変電所設備建設であった。発電所については、審査時の計画では 600MW（300MW×2Unit）から 10%設備容量が増加したが、その点はコストに大きく影響しない範囲でニーズに合わせてデザインを精緻化したうえでの変更とみなされ、おおむね計画どおりであった。2 号機については、円借款供与額不足が生じ、本発電所建設の工事進捗促進のために資金需要に適切に対応する必要があるという判断から、フェーズ 2 にて追加借款を行った。また、追加借款検討時にオモン発電所へのガス供給計画が明確になってきたことから、ガス受け入れ燃焼装置を追加して借款額が見直された。送変電のアウトプットについては、計画からは全く異なる事業範囲に変更された。表 1 及び表 2 は本事業のアウトプット計画及び実績である。

表 1 オモン火力発電所メコンデルタ送変電網建設事業(I)～(IV)
アウトプットの計画実績比較

項目	計画(審査時)	実績
発電所の建設 (1号機)	定格出力 300MW×1 Unit+600MW 用共通設備 →フェーズ IV 時点で 330MW×1 Unit+660MW 用共通設備に変更 <主要設備機器> ・ボイラー、タービン、発電機 ・上記付属機器(電気集塵機(ESP)、灰処理装 置、脱硫装置、電気計装設備、その他) ・220kV、110kV 開閉所	おおむね計画どおり (審査時に定格出力 300MW が、調達段階で 330MW となったが「おおむ ね計画どおり」の範囲とす る。)
送電線	・220kV:延べ 138km →EVN 自己資金で実施したため、フェーズ III 時 点で 138km から 38km に、フェーズ IV 時点で 0.3km (Vinh Long S/S to O Mon P/S and Cai Lay S/S)となった。 ・110kV:延べ 384km →フェーズ IV 時点で 4 区間のルート変更、1 区 間が追加された。	以下の新設変電所及び送 電線への電力設備・資機材 の調達に大幅に変更: ・500kV My Tho 変電所 ・500kV Duyen Hai 変電所 ・220kV Duc Hoa 変電所 ・220kV Duyen Hai – Tra Vinh 送電線 ・予備の変圧器(500kV – 300MVA 9 セット及び 220kV-250MVA 7 セッ ト)
変電設備	・220kV:新設 4 カ所・改修 1 カ所、計 5 カ所 →フェーズ IV 時点で 3 カ所は EVN 自己資金で 実施したため、計 2 カ所となった。 ・110kV:新設 15 カ所 →フェーズ IV 時点で 2 カ所を EVN 自己資金で 実施したため、計 13 カ所 ・通信設備	
コンサルティング・サービス	・入札及び契約補助 ・施工監理 ・環境対策 ・報告書類作成 ・技術移転及び訓練 ・建設期間中における環境モニタリング及び不具合 発生時における対策の助言 ・運用開始後において、実施機関が環境モニタリ ングを継続するのに必要な技術移転	計画どおり

出所：JICA 提供資料、EVN への質問票回答



写真 1 オモン発電所
燃料タンク



写真 2 220kV Duyen Hai
– Tra Vinh 送電線



写真 3 500kV
Duyen Hai 変電所

表 2 オモン火力発電所 2 号機建設事業(I)、(II)
アウトプットの計画実績比較

項目	計画(審査時)	実績
発電所の建設 (2号機)	<p>定格出力 300MW×1 Unit の建設 →フェーズ II 時点で 330MW×1 Unit に変更</p> <p><主要設備機器></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ボイラー、タービン、発電機 ・上記付属機器(電気集塵装置及び周辺機器、灰処理装置、排煙脱硫装置、重油サービスタンク、変圧器、計測制御システム、電気設備、建屋建設、その他) <p>→フェーズ II 時点で上記に加えガス受け入れ燃焼装置を追加。また、その他補助機器(スペアパーツ、消耗品、工具等)について、スペアパーツの一部はベトナム側自己資金で負担することとなった。</p>	<p>定格出力が 300MW から 330MW になった点についてはおおむね計画どおり。その他は、ガス燃焼装置の追加がなされた。</p>
コンサルティング・サービス	<p>①入札及び契約の補助、本体工事施工管理</p> <ul style="list-style-type: none"> ・入札及び契約補助 ・施工管理 ・環境対策(建設期間中における環境モニタリングの補助及び不具合発生時における対策の助言等) ・発電所運営・維持管理等に係る技術移転及び訓練 <p>②オモン火力発電所有限責任会社化にかかわる知的支援</p> <ul style="list-style-type: none"> ・オモン有限責任会社の組織設計 ・EVN からオモン有限責任会社への権限移譲に関する提言 ・オモン有限責任会社の財務制度及び運営・維持管理に関する提言 <p>→フェーズ II 時点で、オモン火力発電所有限責任会社化にかかわる知的支援については、実施機関側で実施したため TOR から外された。</p>	<p>おおむね計画どおり (2号機建設事業時に実施予定であった発電所運営・維持管理に係る技術移転及び訓練、オモン火力発電所有限責任会社化にかかわる知的支援については実施せず。)</p>

出所：JICA 提供資料、EVN への質問票回答

送変電設備については、当初計画のアウトプットがすべて変更となった。変更となった要因は、本事業の資機材輸送・建設工事入札の段階で当初計画と比較し、約 3 年 8 カ月の遅延している間に鋼材価格の高騰があり、落札者と価格が折り合わず、契約に至らなかったためである。当初計画していた事業範囲については、本事業での実施が遅延していたため、当時の状況から再入札を待たずして先に実施する必要があり、すべて実施機関で実施することとなった。

新規融資対象となった送変電ネットワークの事業範囲の実施については、当時の他案件の進捗に合わせ、融資時にニーズが高かった事業範囲を対象に融資され、メコンデルタ地方を主とするベトナム南部の電力体制の増強を図るという事業目的に照らしても妥当であったと思われる。また、

当初事業範囲についてもすべてベトナム側自己資金で実施した後、問題なく運用されており、事業目的は達成されている。

コンサルティング・サービスについては、1号機及び2号機ともに審査時から重要な変更はなく、一部を除いてはほぼ計画どおりに実施された。サービス内容の変更については以下のとおり妥当であったと判断した。

- 2号機案件で実施予定であった本邦研修については、1号機案件で既に技術移転が行われていたため実施されなかった。
- 当初計画されていた発電所の有限責任会社化の知的支援については、当初の設立スケジュールより1年早まり、設立時点で本事業のコンサルタントは選定中であったことから、支援の必要がなくなった。なお、2012年6月よりEVNが株式を100%保有するGENCO 2が設立され、カントー火力発電有限責任会社（Can Tho Thermal Power Company Limited：Can Tho OMC）は、GENCO 2の子会社としてカントー火力発電会社（Can Tho Thermal Power Company：CTTP）となり、オモン発電所の運営維持管理を担っている。

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業費

本事業評価においては、発電所及び送変電建設費用に焦点を当てて計画・実績の比較分析をすることとする

以下の表3、表4に本事業の事業費計画及び実績を示す。オモン火力発電所メコンデルタ送変電網建設事業(I)～(IV)の総事業費は、当初計画では63,965百万円（うち円借款部分は61,788百万円）であったのに対し、実際の総事業費は61,735百万円（うち円借款部分は50,692百万円）と計画内に収まった（対計画比96%）。オモン火力発電所2号機建設事業(I)、(II)の総事業費は、当初計画33,640百万円（うち円借款部分は27,547百万円）に対し、実際の総事業費は43,795百万円（うち円借款部分は33,050百万円）となった（対計画比127%）。全事業の総事業費の比較では計画97,605百万円に対し、実績105,470百万円と計画比108%となり、事業費に関するサブレーティングは②と評価した。

オモン火力発電所メコンデルタ送変電網建設事業(I)～(IV)については、計画時より発電所費用が大幅に増額し、送変電設備は大幅に減額となった。発電所の建設事業費が計画時より増額した要因は、資機材価格の上昇、そして審査時に含まれていなかった試運転時の燃料調達費をプロジェクト費用のなかに含めたためである。送変電部分について計画時より減額となった要因は、コントラクター選定の不調により、当初計画実施遅延が生じたため、事業範囲の見直しがあったことが挙げられる。

当初の計画範囲は緊急に実施しなければならなかったため、EVNの自己資金で先に実施し、当初計画よりも少ない金額の別の事業範囲を対象とすることとなった。その他、既述のとおり重油価格が高騰したため、EVN側でオモン発電1号機の試運転の重油の調達資金の手当てに困難が生じ、本事業の送変電建設に予定していた資金の一部（2,720百万円、送変電計画事業費の約17%）が燃料費用に充てられていた。

オモン火力発電所2号機建設事業(I)(II)は、(II)は追加借款であったことから、(I)との計画事業費と実績の比較分析を行った。その結果、計画事業費に対する増額は、ガス燃料装置の追加のほか、発電所の入札が大幅に遅延した間に資機材の価格の高騰があったことがその主要因である。

表3 オモン火力発電所メコンデルタ送変電網建設事業(I)～(IV)事業費
(計画/実績)

単位：百万円

項目	計画(2000年)		実績(2009年)	
	全体	うち借款対象	全体	うち借款対象
発電所	35,556	35,556	44,292	44,292
送変電	15,511	15,511	10,414	4,594
プライスエスカレーション	1,151	1,145	—	—
物理的予備費	2,715	2,612	—	—
コンサルティング・サービス	1,664	1,664	1,320	1,320
用地取得	963	—	2,987	—
管理費	200	—	95	—
税金	905	—	2,181	—
建中金利	5,300	5,300	434	434
サービスチャージ	—	—	52	52
合計	63,965	61,788	61,735	50,692

出所：JICA、GENCO 2、SPMB 提供資料

注：審査時の為替交換レート：US\$1 = VND14,100（VND = ベトナムドン）、US\$ = JPY108、VND1 = JPY0.00766（コスト積算基準：2000年10月）、

実績時レート 1) 発電所：VND1 = JPY0.00600（ディスパース期間の2001年～2018年のIFS年平均レートの加重平均）、2) 送変電：VND1 = JPY0.00499（ディスパース期間の2007年～2017年のIFS年平均レートの加重平均）

用地取得費には、送変電部分の管理費及び税金が含まれている。

表 4 オモン火力発電所 2 号機建設事業(I)、(II)事業費（計画/実績）

単位：百万円

項目	計画(2004年)		実績(2019年)	
	全体	うち借款対象	全体	うち借款対象
発電所	23,325	23,325	31,194	31,194
プライスエスカレーション	1,217	1,217	—	—
物理的予備費	1,486	1,227	—	—
試運転用重油	—	—	6,033	
コンサルティング・サービス	998	998	653	653
管理費	1,288	0	184	0
税金	3,892	0	4,528	0
建中金利	1,434	780	1,159	1,159
コミットメント・チャージ	—	—	17	17
サービスチャージ	—	—	27	27
合計	33,640	27,547	43,795	33,050

出所：JICA、GENCO 2 提供資料

注：審査時の為替交換レート：US\$1 = VND15,500（VND = ベトナムドン）、US\$1 = JPY119、VND1 = JPY0.00768（コスト積算基準：2003年10月）、実績時レート VND1 = JPY0.005343（ディスバース期間の2008年～2018年のIFS年平均レートの加重平均）。(I)はサービスチャージ対象、(II)はコミットメント・チャージ対象。

3.2.2.2 事業期間

オモン火力発電所メコンデルタ送変電網建設事業(I)～(IV)は、計画された事業実施期間が、2001年3月（L/A調印）から2006年4月（商業運転開始）までの61カ月であったのに対し、実績事業期間は、2001年3月から2016年7月までの185カ月であり、計画を大幅に上回った（計画比303%）。オモン火力発電所2号機建設事業(I)、(II)は、計画事業期間が2004年3月（L/A調印）から2009年7月（商業運転開始）までの65カ月であったのに対し、実績事業期間は、2004年3月から2015年10月までの140カ月も要し、計画を大幅に上回った（計画比215%）。全体の工期は、2001年3月（オモン火力発電所メコンデルタ送変電網建設事業(I)のL/A調印）～2009年7月（2号機フェーズ1審査時の商業運転開始）（8年4カ月：100カ月）に対し、2001年3月～2015年10月（2号機の商業運転開始時）（14年8カ月：176カ月、計画比176%）となった。したがって、事業期間のレーティングは①と評価した。

実施機関、JICA や事業関係者から提供された資料やヒアリングによると、事業遅延要因は以下のとおりである。

(1) 発電1号機

1号機について、大幅に遅延した主な理由は、表5に示すとおり、資機材輸送・建設工事入札の遅延によるものである。入札評価の遅延によ

り、入札にかける期間は計画 14 カ月に対し、実績では 45 カ月となっており、計画に比して 31 カ月も長くなり、入札完了時期は 40 カ月も遅延した。入札評価が遅延した理由は、入札結果について応札者から苦情が入ったこと、さらに、非常に異例であるものの、資材価格高騰理由に価格部分のみ再入札した結果である。

表 5 事業期間計画・実績（発電所 1 号機）

	計画	実績	終了時点の遅延 (実施期間の差異)
貸付契約調印 (フェーズ 1)	2001 年 3 月	2001 年 3 月	—
コンサルタント 選定・契約	2001 年 1 月～ 2001 年 7 月(7 カ月)	2001 年 3 月～ 2002 年 11 月(21 カ月)	+17 カ月 (+14 カ月)
コンサルティング・ サービス	2001 年 8 月～ 2006 年 3 月(56 カ月)	2002 年 11 月～ 2009 年 7 月(81 カ月)	+41 カ月 (+25 カ月)
詳細調査・入札準備 (P/Q 実施含む)	2000 年 11 月～ 2001 年 7 月(9 カ月)	2001 年 9 月～ 2002 年 4 月(8 カ月)	+10 カ月 (-1 カ月)
資機材輸送・建設工 事入札	2001 年 8 月～ 2002 年 9 月(14 カ月)	2002 年 4 月～ 2005 年 12 月(45 カ月)	+40 カ月 (+31 カ月)
資機材輸送・建設工 事	2002 年 9 月～ 2005 年 9 月(37 カ月)	2006 年 2 月～ 2009 年 7 月(42 カ月)	+47 カ月 (+5 カ月)
事業完了	2005 年 10 月	2009 年 7 月	+46 カ月

出所：JICA 提供資料、EVN 提供資料、質問票回答。

注：本事業の事業完了の定義は、対象全設備の商業運転開始時。

(2) 送変電

当初計画の事業範囲に関しては、表 6 に示すとおり、入札図書準備及び入札評価の段階ですでに顕著な遅延があった。入札図書準備の完成が遅延した理由は、EVN 側で送変電スコープ決定に時間を要したためである。2001 年 10 月までに作成予定だった入札図書は実際には 2004 年 1 月までかかり、この段階で 29 カ月もの遅延が生じた。その後、入札を実施し、評価結果が出た後もさらに大幅な遅延が生じていた。入札期間中の鋼材価格の高騰により、応札価格が EVN 側の予定価格よりも大幅に上回り、落札社との契約交渉にさらに時間を要した。この点については、入札準備と入札実施・評価が迅速に行われていれば、入札期間中の鋼材価格の高騰の影響はある程度免れた可能性がある。

結果として落札者との契約に至らず、送変電の当初事業範囲はキャンセルされ、EVN 側の資金で先に実施することになった。事業範囲を再検討し、その際にニーズがあった送変電設備を再度パッケージ化して入札を実施し、全く当初と異なる事業範囲となった。したがって、実施期間の計画実績の比較はできない。

ただし、例えば当初事業範囲に含まれていた 220kV 変電所の建設の実施期間は入札準備（2000 年 11 月）から建設完了（2004 年 11 月）まで 49 カ月の予定であったのに対し、事業範囲変更後の 220kV Duc Hoa 変電所の同期間は 51 カ月（2010 年 11 月から 2015 年 1 月）が実績だった。220kV 変電所規模の建設期間は大差なく、建設工事部分のスケジュールについては比較的円滑に進んだとみられる。

表 6 事業期間計画・実績（メコンデルタ送変電網）

	計画	実績	終了時点の遅延 (実施期間の差異)
貸付契約調印(フェーズ1)	2001 年 3 月	2001 年 3 月	—
詳細調査・入札準備(P/Q 実施含む)	2000 年 10 月～ 2001 年 7 月 (10 カ月)	2000 年 10 月～ 2004 年 1 月 (40 カ月)	+31 カ月 (+30 カ月)
資機材輸送・建設工事入 札(当初計画事業範囲)	2001 年 8 月～ 2002 年 6 月 (11 カ月)	2004 年 3 月～ 2006 年 2 月 (24 カ月)	+45 カ月 (+13 カ月)
全調達パッケージ (2～5) キャンセル	—	2006 年 7 月 (パッケージ 2～4) 2006 年 11 月 (パッケージ 5)	—
調達のパッケージ分け変更	-	2006 年 8 月～ 2006 年 11 月	—
事業範囲変更後入札準備	-	2010 年 8 月～ 2011 年 12 月	—
事業範囲変更後入札	-	2010 年 12 月～ 2012 年 9 月	—
資機材輸送・建設工事	2002 年 6 月～ 2006 年 3 月(46 カ月)	2010 年 12 月～ 2016 年 7 月(68 カ月)	+113 カ月 (+22 カ月)
事業完了	2006 年 3 月	2016 年 7 月	+113 カ月

出所：JICA 提供資料、SPMB 提供資料、質問票回答。

注：本事業の事業完了の定義は、対象全設備の商業運転開始時。

(3) 発電 2 号機

2 号機事業完了の遅延については、表 7 に示すとおり、資機材輸送及び建設工事入札の大幅な遅延によるものであり、その背景には再入札を実施した経緯がある。入札評価の遅延により、入札段階で当初より約 3 年近く（33 カ月）長期化し、入札完了時期は当初計画との比較で 71 カ月も遅延した。再入札となった理由については、1 社のみが応札し、同社の応札書類に重大な不備があって失格となったことによる。さらに、再入札に係る評価結果の JICA による確認と同意にあたり、JICA から実施機関への内容の確認が何度もあり、検討・修正時間を要したこと、資機材高騰により予定価格よりも増額となったこと、ベトナム側予定価格の再計算・承認にも時間を要したことが影響した。

表 7 事業期間計画・実績（発電所 2号機）

	計画	実績	終了時点の遅延 (実施期間の差異)
貸付契約調印 (フェーズ1)	2004年3月	2004年3月	—
コンサルタント選定・ 契約	2004年8月～ 2005年5月(10カ月)	2006年7月～ 2008年1月(19カ月)	+33カ月 (+9カ月)
コンサルティング・ サービス	2005年6月～ 2009年6月(49カ月)	2008年1月～ 2015年11月(95カ月)	+66カ月 (+46カ月)
詳細調査・入札準備 (P/Q実施含む)	2005年6月～ 2005年11月(6カ月)	2008年2月～ 2009年1月(12カ月)	+39カ月 (+6カ月)
資機材輸送・建設工事 入札	2005年12月～ 2006年10月(11カ月)	2009年1月～ 2012年8月(44カ月)	+71カ月 (+33カ月)
資機材輸送・建設工事	2006年11月～ 2009年6月(32カ月)	2012年11月～ 2015年10月(36カ月)	+77カ月 (+4カ月)
事業完了	2009年6月	2015年10月	+77カ月

出所：JICA 提供資料、EVN 提供資料、質問票回答。

注：本事業の事業完了の定義は、対象全設備の商業運転開始時。

3.2.3 内部収益率（参考数値）

審査時、経済的内部収益率（EIRR）は算出されていなかったため、再計算は行わない。審査時の財務的内部収益率（FIRR）は、プロジェクトライフを30年とし、便益を売電収入及び石膏売却収入、費用を建設工事費、燃料費、運転保守費として1号機及び送変電については7.85%、2号機については13.76%と計算されていた。

事後評価時は、発電所の稼働開始から現時点まで稼働率が非常に低いため、審査時と同様に通常の市場取引の売電価格を便益として計算すると、売電収入は限定的となっており、石膏売却収入を追加しても、発電所の運営維持管理費の支出に対して毎年のキャッシュフローはマイナスとなる。

ただし、現時点においてオモン発電所はEVN傘下の単一の電力取引会社（Electric Power Trading Company）と緊急時のスタンバイとしてのアンシラリーサービス（ancillary service）⁴の売電契約を締結しており、同社から設備容量に基づいた運用維持管理費用も支払われている。したがって、同社との契約に基づいた売電収入をベースとし、今までの発電実績の平均を将来予測としてFIRRを計算すると数値はプラスとなる。

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、効率性は低い。

⁴ 電力供給における電力の品質維持のため、系統運用、電圧・周波数の調整等に資するサービス。オモン発電所の場合は、系統運用上の指令に応じ、発電して系統に電力供給可能なスタンバイ状況にしておくサービスを指す。

3.3 有効性・インパクト⁵（レーティング：②）

3.3.1 有効性

3.3.1.1 定量的効果（運用・効果指標）

【発電所】

本事業によって建設された1号機及び2号機の発電量と審査時の当初計画と比較は表8のとおりである。1号機については、発電開始当初の3年間の2009～2011年は20～40%台の稼働率であったが、その後は2016年に20%台に上昇した以外は約1%～8%という稼働率であった。2号機については2016年に約27%であった以外は約1%～5%の稼働率である。GENCO 2によると、1、2号機ともにほかの年との比較で発電開始当初は比較的発電量が多かった理由は、発電機の保証期間中であり、試運転や運転状況の確認の目的から発電時間が比較的長かったことによる。また、人的ミスによる停止時間は1号機はなし、2号機も最小限である。機械故障による停止時間については2号機についてはほとんどなく、1号機については2011年に長時間にわたる停止（約457時間）があったものの、その後はこれほど長時間にわたる停止はない。GENCO 2によると、この原因はボイラーのチューブに損傷が生じたことが要因であったが、この停止期間中に完全に修復されたとのことである。

1、2号機ともに当初の目標発電量との比較では50%にも満たない低稼働となっている。しかし、妥当性で分析したとおり、現時点でのオモン発電所のベトナム国内の電力系統上の位置づけは「緊急ニーズに対する電力供給への対応」となっている。緊急ニーズに対する対応とは、①毎年の乾期終了頃の時期（4～5月）の水力発電の発電量の減少への対応、そして早魃の年にはさらに水力発電量が減少するためそれを補うための発電、②他の発電所の不具合発生あるいは定期点検により発電停止している際の発電、の2点である。実際、2011年、2016年に早魃が発生した際の電力需要の対応としてオモン発電所が稼働して貢献した。

また、2019年6月にハ・ティン（Ha Tinh）省の森林火災により北部から南部への送電に支障を来した際にもオモン発電所の稼働により、電力供給は安定した。本事業対象の送変電部分を管轄するEVNの国家送電会社（National Power Transmission Corporation、以下「NPT」という）の送電会社No.4（Power Transmission Company No.4、以下「PTC4」という）によると、オモン発電所の貢献により、停電を免れており、南部の電力系統のなかでのオモン発電所はエネルギー安全保障の観点から重要であるという。

⁵ 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。

以上、メコンデルタ地方を主とするベトナム南部の電力供給体制の増強という本事業の目的については、緊急用ニーズ対応という点において本事業はその目的を果たしており、有効性は高い。しかし、当初予定していたガス供給が長期にわたって実現しておらず、設備利用率・稼働率が限定的となっている点をかんがみ、発電所の有効性は中程度と評価する。

表 8 オモン発電所 1号機及び 2号機の運用効果指標

【オモン 1号機】

運用効果指標	計画値 (2011年) (完成2年後)	実績									
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
送電端電力量 (GWh/年)	1902.8	596.6	1,010.8	553.5	40.8	40.3	88.2	51.7	383.5	5.3	37.5
最大出力(MW)	330	330.0	330.0	330.0	330.0	330.0	330.0	330.0	330.0	330.0	330.0
設備利用率(%)	68.49	21.4	36.3	19.9	1.5	1.4	3.2	1.9	13.8	0.2	1.3
稼働率(%)	89.04	34.4	44.5	29.0	3.6	5.5	8.5	4.3	21.2	0.7	1.8
所内率(%)	3.9	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
発電端熱効率(%)	41.9	41.9	42.1	42.1	42.1	42.1	42.1	42.1	42.1	42.1	42.1
人的ミスによる停止 (時間 h)	—	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
機械故障による停止 (時間 h)	—	6.8	1.8	457.8	0.0	0.0	0.0	24.6	74.4	0.0	0.0
定期点検による計画 停止(時間 h)	—	235.8	461.7	1,439.2	221.5	0.0	548.3	0.0	0.0	55.7	535.0

【オモン 2号機】

運用効果指標	計画値 (2017年) (完成2年後)	実績			
		2015	2016	2017	2018
送電端電力量 (GWh/年)	1,924.56	348.1	487.5	17.5	86.5
最大出力(MW)	330	330	330	330	330
設備利用率(%)	68.49	12.5	17.5	0.6	3.1
稼働率(%)	89.04	4.0	27.8	1.5	5.5
所内率(%) (重油)	5.03	3.4	3.4	3.4	3.4
発電端熱効率(%) (重油)	41.97	42.3	42.3	42.3	42.3
人的ミスによる停止 (時間 h)	0	0	0.47	0	0.85
機械故障による停止 (時間 h)	240	0	0	0	0
定期点検による計画 停止(時間 h)	720	0	220.43	1,431	24

出所：GENCO 2 への質問票回答。1号機の目標値は、フェーズ 4 の 2006 年事前評価表、2号機の目標値はフェーズ 2 の 2013 年の目標値。所内率及び発電端熱効率の目標値は重油を想定した数値。

【送変電】

本事業の送変電事業部分の稼働状況は、表 9 のとおり良好な状況であり、目標値として掲げた指標は達成されており、有効性は高い。

表 9 本事業の送変電施設の運用効果指標

運用効果指標		目標値 (2013年) 事業完成 2年後	実績				
			2014	2015	2016	2017	2018
送電損失率(%) (220kV Duyen Hai – Tra Vinh)		0.9	0.35	0.31	0.40	0.30	0.22
変電損失率 (%)	500kV My Tho	0.3	—	—	0.16	0.18	0.17
	500kV Duyen Hai		—	0.04	0.05	0.05	0.05
	220kV Duc Hoa		—	—	0.24	0.24	0.24
変電所稼働率 (時間)(%)	500kV My Tho	99	—	—	100.00	99.89	100.00
	500kV Duyen Hai		—	42.6 (7月以降)	99.72	99.96	99.96
	220kV Duc Hoa		—	—	99.90	99.91	99.82
変電所稼働率 (設備容量) (%)	500kV My Tho	n.a.	—	—	71.43	82.46	85.67
	500kV Duyen Hai		—	—	83.33	88.00	95.11
	220kV Duc Hoa		—	—	78.00	92.00	93.00
停電回数(送電線)(220kV Duyen Hai – Tra Vinh)(回/100km/年)		1~2	0	1	2	1	0

出所：NPT-PTC4 への質問票回答

本事業の発電所及び送変電の有効性の総合評価は、本事業の全費用の約 90% が発電事業であることをかんがみ、中程度と評価する。

3.3.1.2 定性的効果（その他の効果）

審査時に本事業によってめざしていた「地域住民の生活水準の改善」や「地域経済成長の促進」への貢献については次項 3.3.2 のインパクトで述べる。

3.3.2 インパクト

3.3.2.1 インパクトの発現状況

通常の新規発電所建設事業と同様、本事業建設時と運用時の対象地域の雇用創出効果はあったが、事後評価時点までは本事業による年間発電量は少ないため、電力供給増による地域住民の生活水準の向上や地域経済成長の促進への大きなインパクトがあったとはいえない。しかし、有効性の分析で述べたとおり、オモン発電所は電力系統の緊急用電源として位置づけられ、渇水で水力発電量が減少した際に電力供給するなど、南部の電力供給の安定化には貢献したといえる。

さらに、改訂第7次国家電力計画における計画では、特に中部、南部で風力・太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーによる発電設備容量増加が計画されているが、再生可能エネルギーによる発電量は変動が大きいため、負荷追従性が高い本事業は南部の電力の安定供給に貢献できるとみられる。

3.3.2.2 その他、正負のインパクト

(1) 自然環境へのインパクト

以下の点から自然環境への負のインパクトは特段なかったと判断した。

- プロジェクト実施を担当した NPT の South Power Management Board(以下、「SPMB」という)、設備の運営維持管理機関の GENCO 2 及び PTC4 によると、建設時、現時点までの供用時点において、発電所、変電所ともに自然環境への負の影響はなく、周辺住民からの苦情も受けていないとのこと。
- 発電所は稼働開始以降、大気 (SO₂、NO_x、SPM)、排水の水質、騒音等ベトナムの法令に定められた項目の環境モニタリングを行っており、大幅に基準値を超過したなどの問題は、事後評価時まで報告されていない。
- GENCO 2 は、石膏灰処理について処理専門の会社と契約し、処理を委託している。

(2) 用地取得、住民移転、その他社会配慮

発電所及び送変電の用地取得、住民移転の実施状況及び実施結果を以下の点について確認し、特段問題は認められなかった。工事労働者に対するエイズ対策の実施も計画どおりなされた。

【発電所】

- 用地取得に関し、カントー人民委員会の用地取得決定の書類によると、発電所用地とアクセス道路の用地取得に関し、住宅、土地等の補償対象となった住民は、合計 230 名。うち移転した人数は既存の書類では確認できなかったが、住宅に関する補償を行った人数は 61 名である。カントー人民委員会及び GENCO 2 から提出された書面によると、これら補償対象者全員に対し、ベトナム国内法に基づき、適切に金銭補償が実施されていた。
- GENCO 2 の報告によると、用地取得による補償対象となった住民からの苦情は、プロジェクト実施中及び実施後もなかった。

- 限定的な範囲であるが、本事後評価調査時に発電所周辺の移転住民 2 名にインタビュー調査をしたところ、補償は円滑に行われて問題はなかった、移転後は移転前と比較して生活が改善した、という意見であった。

【送変電所】

送変電所部分については実施遅延のために当初の事業範囲が全面的に変更となり、最終事業範囲ではルート変更によって住民移転は発生せず、線下補償のみとの報告があった。しかし、事後評価時の現地調査で確認したところ、実績として、変電所・送電線の建設のための用地取得において以下の人数の住民移転と住民補償が生じていた。

- 500kV My Tho 変電所：移転住民 14 世帯、補償対象住民 112 世帯（移転住民含む）
- 500kV Duyen Hai 変電所：移転住民 55 世帯、補償対象住民：84 世帯（移転住民含む）
- 220kV Duc Hoa 変電所：住民移転なし、補償対象住民：11 世帯
- 220kV Duyen Hai – Tra Vinh 送電線：住民移転なし、補償対象住民 57 世帯

- SPMB 及び PTC4 に確認したところ、用地取得の際に特に苦情などなく、補償手続きが進み、その後も何も苦情を受けていないということであった。
- 限定的な範囲であるが、事後評価時に 500kV My Tho 変電所、500kV Duyen Hai 変電所の周辺に居住している移転住民 4 軒にインタビューしたところ、移転の手続きは問題なく実施され、移転後の生計は変化ない/補償を受けてよくなったとの回答で負の影響があったという指摘はなかった。
- 事後評価時の現地調査で実施機関へインタビューし、入手した資料を検証したところ、ベトナムの国内法（土地法とその関連規則等）に基づく金銭補償が対象者全員に行われたことを確認した。



写真 4 オモン発電所による
移転住民インタビュー



写真 5 500kV My Tho 変電所による
移転住民インタビュー

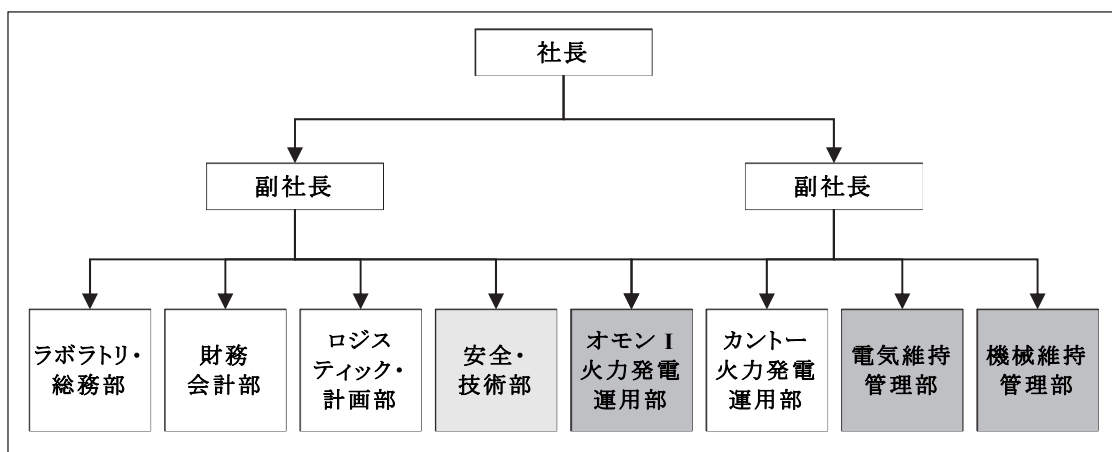
以上より、本事業の実施により一定の効果の発現がみられ、有効性・インパクトは中程度である。

3.4 持続性（レーティング：③）

3.4.1 運営・維持管理の体制

【発電所】

事後評価時点では、2012年設立の EVN の傘下の GENCO 2 の子会社カントー火力発電会社（Can Tho Thermal Power Company、以下「CTTP」という）がカントー発電所とともにオモン発電所の運営維持管理を行っている。同社のオモン I 火力発電運用部（O Mon I Operation Department）83 名、機械維持管理（Mechanical Maintenance Department）のうち 40 名、電気維持管理（Electrical Maintenance Department）63 名の人員がオモン発電所の運営維持管理を行っている。



出所：GENCO 2 への質問票回答（2019年7月時点）

図 3 カントー火力発電会社（CTTP）の組織図

【送変電】

NPC の PTC4 が維持管理を担当している。PTC4 は全職員 1,526 名、500kV 変電所には 20 名、220kV 変電所には 11 名の職員を標準的に配置している。本事業対象の 220kV Duyen Hai - Tra Vinh 送電線 (44.7km) の維持管理は、PTC4 の Tri Vinh 支所が Duyen Hai- Mocay 送電線 (68km) 区間の送電線とともに (総延長 112.7km) 担当しており 26 名が配置されている。

送変電設備の運営は Ho Chi Minh 市、West 1-3、East1-2 に地域別に管轄が分かれており、本事業対象の送変電設備のうち、Duc Hoa 変電所は Ho Chi Minh 市の管轄、500kV My Tho 及び Duyen Hai 変電と 220kV Duyen Hai - Tra Vinh 送電線は West 2 の部署が管轄している。人員体制としては適切であるとみなされる。

3.4.2 運営・維持管理の技術

【発電所】

合計 73 名の職員のうち、半数以上の 44 名がエンジニアレベル(大学卒)である。GENCO 2 やオモン発電所の運営担当者の自己評価でも十分な技術を備えているということであった。オペレーターは、運営維持管理に必要な技術はトレーニングプログラムあるいはオンザジョブトレーニングにて取得しているとみられる。オペレーターは定期的なトレーニングの他、毎週オペレーションの問題解決能力の改善のトレーニングなども行っている。現地調査でも運営維持管理は決められたマニュアルに沿って適切に行われていた。

【送変電】

500kV 変電所のオペレーターは全員エンジニア (大学卒) 以上のレベルが配置されている。各変電所及び送電線維持管理担当へのインタビューでは技術レベルは十分と自己評価している。決められたマニュアルに沿って、日常・定期点検を行っている。

以上、技術職員の教育レベル、定期的研修の実施状況は適切とみなされ、技術面で特に問題は見受けられない。

3.4.3 運営・維持管理の財務

【発電所】

GENCO 2 は、EVN の傘下の電力取引公社 (Electric Power Trading Company) との長期電力売電契約に基づいて売電している。GENCO 2 によると、

O&M コストは燃料費も含め、EVN 内のコスト計算方法で賄われているため、基本的に O&M に必要な金額が手当てされており、設備の運営に支障を来す財務面の問題はないとしている。非公開だが、GENCO 2 の主要財務指標を確認したところ、発電所運用に必要な経費は手当されているとみなされる。

【送変電】

本社及び各変電所、送電線担当支所からのヒアリングの結果、設備の運営維持管理のために必要な予算はまかなわれており、問題は見受けられなかった。

3.4.4 運営・維持管理の状況

現地調査にて、オモン発電所、My Tho と Duyn Hai の 500kV 変電所、220kV Duyen Hai – Tra Vinh 送電線を視察した結果、適切にオペレーションしている状況を確認できた。発電所では日々のオペレーション記録シートも適切に記録されていることも確認した。また、各施設とも日常・定期点検ともに計画どおり行われ、スペアパーツ調達にも問題がなかった。現場の担当職員へのインタビューにおいても今まで事故はないとのことで、発電所については 1 号機建設時の技術移転及び訓練の成果もあったと考えられる。したがって、各設備の運営維持管理は適切に行われていると判断した。



写真 6 オモン発電所
オペレーションセンター



写真 7 My Tho500kV
変電所オペレーター室



写真 8
PTC4 Tri Vinh 支所

発電所及び送変電設備の運営維持管理は、組織体制面及び技術面からみて適切であると評価される。財務面については、送変電設備の運用費用については問題なく、発電所設備の運用費用については EVN 社から手当てされており、O&M 予算の深刻な不足等の問題は当面はないとみられる。ガス供給が事後評価時点においても実現しておらず、当初予定より稼働率は低い状況となっているが、現時点の発電所の緊急用電源としての機

能は十分果たしてきているとともに、ガス供給に向けた機能のアップグレードも準備中であることから、今後も持続的に施設が活用される状況にある。

以上より、本事業の運営・維持管理は制度・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、ベトナム南部メコンデルタ地方の最大都市であるカントー市のメコン河沿いに定格出力 330MW×2 基の重油・ガス両焚きの火力発電所を建設するとともに、周辺地域への送変電設備をあわせて整備することにより、メコンデルタ地方を主とするベトナム南部の電力供給体制の増強を図り、電力供給事情を改善するとともに地域住民の生活環境の改善に寄与するものである。本事業は、審査時及び事後評価時においてもベトナムの開発政策に沿っており、開発ニーズが高く、日本の ODA 政策とも合致し、妥当性は高い。ただし、事業実施の大幅な遅延やガス供給が実現していないため、現時点での本発電所のベトナム電力系統上の位置づけは緊急用電源となっている。事業実施期間の大幅な遅延とそれに起因する機材価格の高騰等による事業費増により、本事業の効率性は低い。本事業の発電 1 号機及び 2 号機はガスが供給されていないため、審査時計画の運用効果指標との比較では稼働率は極めて限定的であるが、緊急時運用の目的は達成、また、送変電設備の運用は良好でベトナム南部の電力供給の安定化に寄与した。したがって、有効性・インパクトは中程度である。電力系統上のニーズに応じて本事業の発電所及び送変電設備の運用を継続するうえで、運営維持管理の組織面、技術面、財務面において問題なく、持続性は高い。

以上より、本事業は一部課題があると評価される。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言（EVN GENCO 2）

オモン火力発電所の当初計画ではガス供給が前提となっており、ガス供給が確保されないと稼働率を上げることは困難なことから、引き続き、事後評価時点のガス供給計画に基づき、可能な限り早期にガス供給がなされるように PVN との協議を継続すること。

4.2.2 JICA への提言

オモン火力発電所については、EVN とガス開発事業者間で協議中のガス売買契約の進捗状況につき適宜確認し、本事業のガスによる発電が達成されるよう、現在実施中のモニタリングを継続すること。

4.3 教訓

調達期間の大幅な遅延の回避・軽減

本事業期間については、1号機、送変電部分、2号機全てが調達期間の遅延（入札準備または評価期間）が事業全体の遅延につながっており、計画よりも大幅に上回った。この間の大幅な遅延については、ベトナム側での事業範囲検討に時間を要し、EVN 側の組織改編の影響も受けた。しかし、調達期間でこのような大幅な遅延が予見された場合、例えば送変電部分については JICA 側では適宜早めに調達支援コンサルタントを派遣するなど、迅速な案件監理がなされたとしたら、これほどまで長期にわたる延長は短縮化し、その結果資機材価格高騰による応札額増もある程度回避でき、その後長期化した入札評価・契約交渉も迅速に進められた可能性がある。

事業完成時期の大幅な遅延は多大な便益損失につながる。入札段階で大幅な遅延が生じると価格変更の影響を受ける可能性が高くなる。本事業の発電所は重油のみの発電となったが、計画どおりほかの火力発電所建設以前に発電を開始できていれば、ほかの火力発電所建設までの期間については設備をより長時間稼働していた可能性がある。事業事前評価時において、スケジュール管理の重要性を十分認識し、事業評価に影響する事項であることを念頭に、JICA と実施機関の双方が事業実施期間の大幅な延長は深刻なリスクとしてとらえて事業マネジメントを行うことが肝要である。そのようなリスクが予測される場合、実施中に特に留意してモニタリングを行い、対応策を可及的速やかに講じることは必須である。

発電のガス燃料の供給の確保

本事業のガス供給については、事業審査時において、ガス田開発からガスパイプライン建設が別事業で計画されていたが、事後評価時点においても結局実現していない。今次評価では、事業審査時においては、ガス田開発やガスパイプライン建設実施は見込まれ、実施中において事業着手が遅延していた間にも事業自体の中止となっていない。何度か事業実施の進捗の兆しがあり、ほかの供給先を検討することも厳しかったとみられたことから、事業デザイン及びアプローチで妥当性の評価を減じるには至らなかった。しかし、本事業の経験を一つの前例とし、発電のガス燃料調達先が確定していない場合、フィージビリティ・スタディの段階でガス供給元の確保について代替シ

ナリオ（他の国内ガス田からの供給や LNG 輸入等）をいくつか用意しておくなど、より慎重な検討を要することを JICA 担当者及びフィージビリティ・スタディ担当コンサルタントは留意しておくべきである。

以上

主要計画/実績比較

オモン火力発電所建設事業 (E/S)

項 目	計 画	実 績
① アウトプット	エンジニアリング・ サービス報告書	計画どおり
② 期間	—	1998年3月～2001年5月 (39カ月)
③ 事業費 合計(外貨)	636百万円	268百万円
換算レート	1VDN=0.01円 (1997年10月時点)	左記に同じ
④ 貸付完了	2001年7月	

オモン火力発電所メコンデルタ送変電網建設事業(I)～(IV)

項目	計 画 (フェーズ1審査時)	実 績
① アウトプット (1) 発電所の建設(1号機) (2) 送変電設備 (3) コンサルティング・サービス	<p>定格出力 300MW×1 Unit +600MW 共通設備 <主要設備機器></p> <ul style="list-style-type: none"> ボイラー、タービン、発電機 上記付属機器(電気集塵機(ESP)、灰処理装置、脱硫装置、電気計装設備、その他) 220kV、110kV 開閉所 <p>• 220kV:延べ 138km • 110kV:延べ 384km • 220kV 変電所:新設 4カ所・改修 1カ所、計 5カ所 • 110kV 変電所:新設 15カ所</p> <ul style="list-style-type: none"> 入札及び契約補助 施工監理 環境対策 報告書類作成 技術移転及び訓練 建設期間中環境モニタリング及び不具合発生時における対策の助言 運用開始後環境モニタリング技術移転 	<p>おおむね計画どおり (定格出力は 330MW×1 Unit+660MW 用共通設備)</p> <ul style="list-style-type: none"> 500kV My Tho 変電所 500kV Duyen Hai 変電所 220kV Duc Hoa 変電所 220kV Duyen Hai-Tra Vinh 送電線 予備の変圧器 (500kV-300MVA 9 セット 及び 220kV-250MVA 7 セット) <p>計画どおり</p>
② 期間	2001年3月～2006年4月 (61カ月)	2001年3月～2016年8月 (186カ月)
③ 事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	<p>50,675百万円</p> <p>13,290百万円 (1,734,986百万ドン)</p> <p>63,965百万円</p> <p>54,369百万円</p> <p>1ドン=0.00766円 (2000年10月時点)</p>	<p>47,840百万円</p> <p>13,895百万円 (2,608,522百万ドン)</p> <p>61,735百万円</p> <p>50,692百万円</p> <p><発電所> 1ドン=0.00600円 (2001年～2018年 IFS 年平均レートの加重平均)</p> <p><送変電> 1ドン=0.00499円 (2007年～2017年 IFS 年平均レートの加重平均)</p>
④ 貸付完了	2012年7月	

オモン火力発電所2号機建設事業(I)、(II)

項目	計画 (フェーズ1審査時)	実績
① アウトプット (1) 発電所の建設(2号機) (2) コンサルティング・サービス	<p>定格出力 300MW×1 Unit +600MW 共通設備 <主要設備機器></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ボイラー、タービン、発電機 ・上記付属機器(電気集塵装置及び周辺機器、灰処理装置、排煙脱硫装置、重油サービスタンク、変圧器、計測制御システム、電気設備、建屋建設、その他) <p>①入札及び契約の補助、本体工事施工管理</p> <ul style="list-style-type: none"> ・入札及び契約補助 ・施工管理 ・環境対策(建設期間中における環境モニタリングの補助及び不具合発生時における対策の助言等) ・発電所運営・維持管理等に係る技術移転及び訓練 <p>②オモン火力発電所有限責任会社化にかかわる知的支援</p> <ul style="list-style-type: none"> ・オモン有限責任会社の組織設計 ・EVN からオモン有限責任会社への権限移譲に関する提言 ・オモン有限責任会社の財務制度及び運営・維持管理に関する提言 	<p>下記以外は計画どおり</p> <ul style="list-style-type: none"> ・定格出力は 330MW×1 Unit ・ガス燃焼装置を追加 <p>おおむね計画どおり</p> <ul style="list-style-type: none"> ・発電所運営・維持管理等に係る技術移転及び訓練は実施せず。 ・オモン火力発電所有限責任会社化にかかわる知的支援についてはフェーズ2 審査時点で TOR から除外。
② 期間	2004年3月～2009年7月 (63カ月)	2004年3月～2015年10月 (76カ月)
③ 事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	<p>23,703百万円</p> <p>9,937百万円 (1,293,880百万ドン)</p> <p>33,640百万円</p> <p>27,547百万円</p> <p>1ドン=0.00768円 (2003年3月時点)</p>	<p>32,313百万円</p> <p>11,482百万円 (2,150,187百万ドン)</p> <p>43,795百万円</p> <p>33,050百万円</p> <p>1ドン=0.00534円 (2008年～2018年 IFS 年平均レートの加重平均)</p>
④ 貸付完了	2020年7月 貸付実行期限到来予定	