

平成 21 年度技術協力プロジェクト・
無償資金協力事業事後評価報告書
(インドネシア・ネパール・ラオス)

平成 22 年 8 月
(2010 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
OPMAC 株式会社

評価
JR
10-43

序文

政府開発援助においては、1975年以來個別プロジェクトの事後評価を実施しており、その対象を拡大させてきました。また、2003年に改訂された「ODA大綱」においても「評価の充実」と題して「ODAの成果を測定・分析し、客観的に判断すべく、専門的知識を有する第三者による評価を充実させる」と明記されています。

こうした背景の中、より客観的な立場から事業の成果を分析し、今後の類似事業等に活用できる教訓・提言の抽出を目的として、主に2006年度に終了した無償資金協力事業の事後評価を外部評価者に委託しました。本報告書にはその評価結果が記載されています。

本評価から導き出された教訓・提言は、国際協力機構内外の関係者と共有し、事業の改善に向けて活用していく所存です。

終わりに、本評価にご協力とご支援を頂いた多数の関係者の皆様に対し、心より感謝申し上げます。

2010年8月
独立行政法人 国際協力機構
理事 黒田 篤郎

本評価結果の位置づけ

本報告書は、より客観性のある立場で評価を実施するために、外部評価者に委託した結果を取り纏めたものです。本報告書に示されているさまざまな見解・提言等は必ずしも国際協力機構の統一的な公式見解ではありません。

また、本報告書を国際協力機構のウェブサイトに掲載するにあたり、体裁面の微修正等を行うことがあります。

なお、外部評価者と JICA 事業担当部の見解が異なる部分に関しては、JICA コメントとして評価結果の最後に記載することがあります。

本報告書に記載されている内容は、国際協力機構の許可なく、転載できません。

目 次

「インドネシア グレシック火力発電所 3・4 号機改修計画」

1. 案件の概要	1-1
1.1 事業の背景	1-1
1.2 事業の概要	1-2
2. 調査の概要	1-2
2.1 外部評価者	1-2
2.2 調査期間	1-2
2.3 評価の制約	1-3
3. 評価結果（レーティング：A）	1-3
3.1 妥当性（レーティング：a）	1-3
3.1.1 開発政策との整合性.....	1-3
3.1.2 開発ニーズとの整合性.....	1-3
3.1.3 日本の援助政策との整合性.....	1-5
3.2 効率性（レーティング：a）	1-5
3.2.1 アウトプット.....	1-5
3.2.2 インプット	1-6
3.2.2.1 事業期間	1-6
3.2.2.2 事業費	1-6
3.3 有効性（レーティング：a）	1-7
3.3.1 定量的効果	1-7
3.3.1.1 運用効果指標	1-7
3.3.2 定性的効果	1-8
3.4 インパクト	1-8
3.4.1 間接的効果の発現状況.....	1-8
3.4.2 その他正負の間接的効果.....	1-9
3.5 持続性（レーティング：a）	1-10
3.5.1 運営・維持管理の体制.....	1-10
3.5.2 運営・維持管理の技術.....	1-11
3.5.3 運営・維持管理の財務.....	1-11
3.5.4 運営・維持管理の状況.....	1-12
4. 結論及び提言・教訓	1-13
4.1 結論	1-13
4.2 提言	1-13
4.2.1 実施機関への提言.....	1-13
4.2.2 JICA への提言	1-13
4.3 教訓	1-13

「ネパール 第三次カトマンズ地区配電網拡張整備計画」

1. 案件の概要	2-1
1.1 事業の背景	2-1
1.2 事業の概要	2-2
2. 調査の概要	2-3
2.1 外部評価者	2-3
2.2 調査期間	2-3
2.3 評価の制約	2-3
3. 評価結果（レーティング：A）	2-3
3.1 妥当性（レーティング：a）	2-3
3.1.1 開発政策との整合性.....	2-3
3.1.2 開発ニーズとの整合性.....	2-4
3.1.3 日本の援助政策との整合性.....	2-5
3.2 効率性（レーティング：a）	2-6
3.2.1 アウトプット.....	2-6
3.2.2 インプット	2-6
3.2.2.1 事業期間	2-6
3.2.2.2 事業費	2-7
3.3 有効性（レーティング：a）	2-7
3.3.1 定量的効果	2-7
3.3.1.1 運用効果指標	2-7
3.3.2 定性的効果	2-9
3.4 インパクト	2-9
3.4.1 間接的効果の発現状況.....	2-9
3.4.2 その他正負の間接的効果.....	2-9
3.5 持続性（レーティング：b）	2-10
3.5.1 運営・維持管理の体制.....	2-10
3.5.2 運営・維持管理の技術.....	2-11
3.5.3 運営・維持管理の財務.....	2-11
3.5.4 運営・維持管理の状況.....	2-12
4. 結論及び提言・教訓	2-13
4.1 結論	2-13
4.2 提言	2-13
4.2.1 実施機関への提言.....	2-13
4.2.2 JICA への提言	2-13
4.3 教訓	2-13

「ラオス ナムグム第一発電所補修計画」

1. 案件の概要	3-1
1.1 事業の背景	3-1
1.2 事業の概要	3-1
2. 調査の概要	3-2
2.1 外部評価者	3-2
2.2 調査期間	3-2
2.3 評価の制約	3-2
3. 評価結果（レーティング：A）	3-3
3.1 妥当性（レーティング：a）	3-3
3.1.1 開発政策との整合性.....	3-3
3.1.2 開発ニーズとの整合性.....	3-4
3.1.3 日本の援助政策との整合性.....	3-6
3.2 効率性（レーティング：a）	3-6
3.2.1 アウトプット.....	3-6
3.2.2 インプット	3-7
3.2.2.1 事業期間	3-7
3.2.2.2 事業費	3-8
3.3 有効性（レーティング：a）	3-8
3.3.1 定量的効果	3-8
3.3.1.1 運用効果指標	3-8
3.3.2 定性的効果	3-10
3.4 インパクト	3-10
3.4.1 間接的効果の発現状況.....	3-10
3.4.2 その他正負の間接的効果.....	3-11
3.5 持続性（レーティング：a）	3-12
3.5.1 運営・維持管理の体制.....	3-12
3.5.2 運営・維持管理の技術.....	3-13
3.5.3 運営・維持管理の財務.....	3-14
3.5.4 運営・維持管理の状況.....	3-15
4. 結論及び提言・教訓	3-15
4.1 結論	3-15
4.2 提言	3-15
4.2.1 実施機関への提言.....	3-15
4.2.2 JICA への提言	3-15
4.3 教訓	3-16

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



3・4号機 蒸気タービン

1.1 事業の背景

インドネシアの電力需要は、首都ジャカルタを中心とするジャワ島に集中している。ジャワバリ間の電力系統の電力需要は、1997年の経済危機により、1998年の電力販売量に停滞がみられたが、その後は年平均 9.4%の伸びで需要は増加してきていた。他方、経済危機の影響でインドネシア国営電力会社（PT PLN (Persero)。以下、PLN）および独立発電事業者（Independent Power Producer）による新規発電所建設計画の実施は困難となっており、2003年から2005年にかけて電力供給不足が懸念されていた。2003年時点で供給可能能力が12,500～14,000MWであったのに対し、2002年の実績最大負荷は13,830MWと、PLNによる電力供給に私企業の売電による電力供給を加えても、電力不足が予測される状況であった。

東部ジャワ州グレシック市に位置するグレシック火力発電所は、ジャワバリ電力系統に連系されて東部ジャワ州のみならずジャワ島とバリ島の電力安定供給に大きく貢献していた。同発電所は、ガスタービン発電設備4基（計80.4MW）、汽力発電設備4基（計600MW）およびガスタービン・コンバインドサイクル3基（計1,578.78MW）からなっていた。

我が国は、このグレシック火力発電所の汽力発電設備に対し、1970年代から一連の円借款および無償資金協力を行ってきた。1980年と1981年に1・2号機、1988年に3・4号機の建設を円借款事業で支援した。3・4号機については、国家政策「エネルギー源多様化における石油依存度低下」に則り、さらに円借款にてガス化改造事業を行い、重油焚きであったものを重油／ガス併焚きとしていた。こうした一連の支援は、安定した電力供給により発電所としての信頼を積み重ね、また、高度成長のインドネシア経済を支えてきた。

1・2号機は経年劣化したことから1999年の無償資金協力により改修され、その結果、設備稼働率が大幅に向上していた。しかしながら、3・4号機は建設以来約15年が経過して経年劣化が進行しており、出力回復および熱効率の改善、安定した運転のできる耐力の回復

が希求視されており、協力対象事業の実施に到った。

1.2 事業の概要

東ジャワ州スラバヤ市北西に位置するグレシック火力発電所において、出力が低下している3・4号機に対し、タービン動翼の取替え、ボイラー給水ポンプ修理等、設備を改修することにより、出力の回復、熱効率の改善および発電設備耐力の回復を図る。

E/N 限度額／供与額		1,985 百万円／1,975 百万円		
交換公文締結		2004 年 7 月		
実施機関		インドネシア国営電力会社 (PT PLN (Persero))		
事業完了		2006 年 3 月		
案件従事者	本体	住友商事株式会社		
	コンサルタント	東電設計株式会社		
基本設計調査		2003 年 12 月		
詳細設計調査		2004 年 9 月		
関連事業	案件名		借款契約日／ 交換公文締結日	借款契約／ E/N 供与限度額 (百万円)
	有償	グレシック火力発電所事業(E/S)	1975 年 10 月 14 日	276
	有償	グレシック火力発電所 1 号機建設 (E/S)	1977 年 6 月 28 日	975
	有償	グレシック火力発電所 1 号機建設事業	1977 年 6 月 28 日	12,559
	有償	グレシック火力発電所事業 3 号機 (E/S)	1981 年 3 月 31 日	368
	有償	グレシック火力発電所 3 号機(本体)・ 4 号機(E/S)	1982 年 4 月 30 日	28,210
	有償	グレシック火力発電所 4 号機	1984 年 3 月 8 日	8,815
	有償	グレシック火力発電所 4 号機	1984 年 3 月 8 日	11,999
	有償	グレシック火力発電所 3・4 号機ガス化 改造事業	1989 年 12 月 22 日	4,445
	無償	グレシック火力発電所 1・2 号機改善計画 (1/2 期)	1999 年 3 月 25 日	1,182
	無償	グレシック火力発電所 1・2 号機改善計 画(2/2)	1999 年 7 月 29 日	1,134

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

藤原 純子 (OPMAC 株式会社)

2.2 調査期間

今回の事後評価に当っては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2009年10月～2010年8月

現地調査：2010年3月11日～3月20日

2.3 評価の制約

特になし。

3. 評価結果（レーティング：A）

3.1 妥当性（レーティング：a）

3.1.1 開発政策との整合性

(1) 国家開発計画との整合性

基本設計調査実施当時の「国家開発計画（2000～2004年）」（PROPENAS）にて、インフラ整備については既存インフラのリハビリや改善、基礎的サービスへのアクセス確保に重点が置かれており、本事業はそうした方針に合致したものであった。

その後のユドヨノ政権により、2005年1月に発表された「国家中期開発計画（2005～2009年）」（RPJMN）においても、他インフラ基盤整備と同様に電力エネルギーセクターへの取り組みが引き続き重要視されていた。エネルギー危機を回避するために、向こう5年間で発電容量を22,261MW新規増強する必要があることなどが指摘されていた。

(2) 国家電源開発計画との整合性

本事業実施当時の国家電力総合計画（RUKN）2003年では、①電力セクターの再編成と競争市場の確立、②料金制度改革、③発電エネルギーの利用政策、④民間参入促進、⑤法制改革、が最重要課題として掲げられていた。発電エネルギーの利用政策においてインドネシア国全体で新たに22,261MWの発電容量が必要と掲げられ、そのうち、ジャワバリ地域においては、13,365MWを確保することが述べられていた。本事業は、この目標に沿うもので計画に整合するものであった。

なお、現在の開発計画であるRUKN 2008 - 2027（2008年11月作成）によると、2008年現在のインドネシア国全体の電力ピーク需要の25,407MWのうち、ジャワバリ系統は19,389MWである。RUKNにおいて必要と指摘される電源設備容量は同国全体で33,631MW、うちジャワバリ系統が25,205MWとなっており、2003年に見込まれていた発電容量の2倍近くとなっている。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業の対象であるグレシック火力発電所の合計出力（計2,259.18MW）は、2003年当時のジャワバリ系統供給容量の約12%の設備容量を要する基幹発電所であり、改修の対象となる3・4号機の定格合計出力（計400MW）は同供給容量の約2.1%に相当した。

2009年現在、グレシック火力発電所全体の設備容量は同系統の既存容量の約10.2%（3・4号機は約1.8%）と依然として大きな割合を占めており、同系統で主要な位置づけとなっている（図1）。

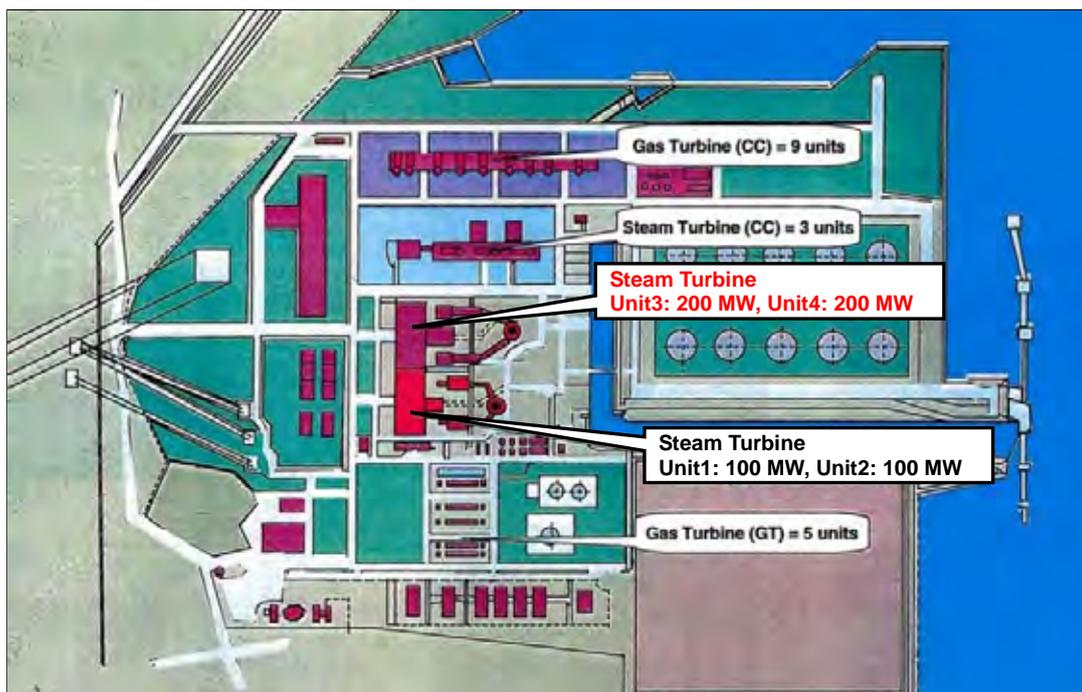


図 1：グレスック火力発電所全体配置図

2002 年時点のジャカルタを中心とした大需要地を抱える西部ジャワ州のピークロードは 8,251MW、予備率を考慮すると 10,310MW の供給容量が必要となっていた。これは、当時の設備容量 9,848MW を上回るもので、供給に余裕がある東部ジャワ州からの電力供給が望まれており、本事業はかかる電力需要予測に対応するものであった。グレスック火力発電所から西ジャワ州へ送電する場合、ジャワ島の東西を結ぶ 500kV の北周りの送電線 2 回線では系統安定度の見地から制約があり、南回りの 500kV の送電線が建設中であった。したがって、本事業は、南回りの送電線の完成前の建設が予定されていた。このジャワ島南回りルート 500kV 送電線は 2006 年 7 月に完成し、同 8 月から送電を開始していることから、実際に本事業は送電線建設前に完成した。



写真 1：グレスック発電所 全景
高い煙突が 3・4 号機

その後、ジャワバリ系統の 2007 年までの既存容量は 19,980MW で、2007 年の最大電力は、2002 年当時の約 2 倍の 16,896MW に達していた。また、上記 RUKN 2008-2027 によると、インドネシア国全体の電力需要は年平均約 9.5%（ジャワバリ系統約 9.8%、外島約 8.2%）で伸びる見込みであり、逼迫する電力需給の緩和が急務となっており、依然としてジャワ島東部から電力需要が集中するジャワ島西部への電力の融通が求められている。

一方、石油燃料価格の大幅な上昇を受け、大統領令にて導入された「クラッシュプログラム」と呼ばれる非石油燃料発電所開発加速プログラム（第一プログラム：2006～2009 年、

後に 2013 年に延長、第二プログラム：2009～2014 年）の下、石炭や再生エネルギー（地熱・水力等）を利用した発電能力拡大の早期実現が進められている。こうした使用燃料の大幅な転換は、新規電源開発の進捗に左右されるところが大きく、これを下支えする既存容量の確保や、適切なエネルギーミックス、非常時対応等の観点から、グレシック火力発電所が占める位置づけは依然として必要不可欠なものである。

以上を鑑みると、事業実施当時から現在に至るまで新規発電所計画が遅延していた中、本事業のような既存の設備の改修による迅速な発電能力の確保は優先度、緊急性が高かったといえる。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

2004 年 11 月に策定された対インドネシア国別援助計画における 3 つの重点分野として、(イ)「民間主導の持続的な成長」実現のための支援、(ロ)「民主的で公正な社会造り」のための支援、(ハ)「平和と安定」のための支援、が掲げられた。そのうち、(イ)においては、投資環境改善のための経済インフラ整備が含まれており、エネルギー分野における発電容量増強への支援の重要性が認識されており、協力対象事業への支援は我が国の対インドネシア援助政策と整合するものであった。

日本政府は、1975 年以降、グレシック火力発電所に対し、一連の円借款で支援をしており、3・4 号機も円借款事業で建設し、ガス化の改造をしたもので、発電所との関係は長期に亘る。また、グレシック火力発電所が電力供給するジャワバリ系統関連には、1971 年以降、全部で 15 の円借款事業があり、日本の支援が中枢をなしている。本事業の実施に際しては、3・4 号機のタービン等の腐食・侵食が非常に進行しており、将来の事故につながる可能性が高く、需給が逼迫しているジャワバリ系統に多大な影響を及ぼしかねないことなどから、協力対象事業の必要性・緊急性が確認された。

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：a）

3.2.1 アウトプット

本事業のアウトプットは計画どおりであった。詳細は表 1 のとおりである。なお、インドネシア側についてはアウトプットの作業の一部を担当し、実施した。

表 1：本事業のアウトプット

日本側	
計画	実績
定格出力計 400MW の 3・4 号機について、以下を対象とする。 <ul style="list-style-type: none"> ● <u>蒸気タービン設備</u> 全動翼の取替え、一部の静翼取替えと残りすべての静翼の修理、グランドパッキンリングおよびノズルパッキンリングの取替え ● <u>主要蒸気弁</u> 弁の内部部品の取替え、主要蒸気弁駆動油圧シリンダーの部品交換またはパワーシリンダー本体取替え 	計画どおり

日本側	
計画	実績
<ul style="list-style-type: none"> ボイラー給水ポンプ 内部部品の修理と部品取替え 	
インドネシア側	
以下の分担作業を担当 <ul style="list-style-type: none"> 該当機器・設備の分解・手入れ・組立て 試運転に係る燃料供与や作業 調達部品の国内輸送 	

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業期間

基本設計調査では、全体：21ヶ月（E/N 締結～試運転・性能試験終了）、詳細設計：3ヶ月（入札仕様書作成含む）、入札：2ヶ月（公示から入札評価）、調達・施工：16ヶ月（契約～試運転・性能試験終了）が想定されていた。

実際は、表 2 に示すとおり、全体：20ヶ月（2004年7月～2006年2月）となっており、計画を下回った。詳細設計と入札は5ヶ月（2004年8月～12月）、調達・据付：15ヶ月（2004年12月～2006年2月）であった。

表 2：本事業の工期

項目	計画(基本設計時)	実績
E/N 締結～性能試験終了	21ヶ月	20ヶ月
詳細設計	3ヶ月	5ヶ月
入札	2ヶ月	
調達・施工	16ヶ月	15ヶ月

3.2.2.2 事業費

日本側事業費は E/N 限度額 19.85 億円に対し、実績では 19.75 億円（計画比 99%）となっており、計画内に収まった。機材調達および据付工事の部分でサブコントラクター6社のうち3社を現地から採用するなど、工事費用の軽減が効率的に図られた（表 3）。

表 3：本事業の事業費

項目	計画	実績
無償資金協力総額	19.85 億円 (E/N/限度額)	19.75 億円
機材調達費	16.37 億円	19.11 億円
現地据付工事費	2.86 億円	
機材設計監理費	0.65 億円	0.64 億円

(注) 為替レート：1ルピー=0.0151円、1ドル=119.72円（2003年8月時点）

以上より、本事業は事業費および事業期間ともに計画内に納まり、効率性は高い。

3.3 有効性（レーティング：a）

3.3.1 定量的効果

3.3.1.1 運用効果指標

本事業のガス焚きが当初予定よりも少なく、重油焚きが主となっている¹が、運用状況は概して良好で一定の発電量を確保している。期待設備寿命については、計画どおり本事業完成後 20 年と見込まれている。

成果達成を示す評価指標として事前評価表に示されていた、最大出力と発電端熱効率の他、設備利用率、計画および計画外停止時間の実績を表 4 に示すとおり確認した。発電端熱効率は、計画目標値を上回っている。最大出力は、瑕疵検査時点、油焚きで 3 号機 197MW（2007 年 2 月）、4 号機 195MW（2006 年 10 月）の出力が確認されていたが、評価時点ではガス焚で 3・4 号機ともに 195MW（20.4%の回復）、重油焚で 3 号機 187～190MW、4 号機 180～190MW であった。重油焚中心となっていることから最大出力は目標値を下回るものの、本事業実施前の重油焚きの最大出力（3 号機 162MW、4 号機 172MW）よりも上回っており、本事業の効果は認められる。

表 4：3 号機、4 号機の運転状況

指標名（単位）			（基準値）	（目標値）	実績			
			2003	2006	2006	2007	2008	2009
最大出力 （MW）	ガス焚（3・4 号機）		—	200	195			
	重油焚	3 号機	162	195	187	187	187	190
		4 号機	172		185	180	180	190
発電端熱効率（%）	3 号機		31.55 (35.48)	34.70	38.20	38.00	37.53	38.10
	4 号機		31.48 (35.23)	34.60	36.70	36.64	36.77	36.97
計画停止時間（時間）	3 号機		399.34	-	370.52	720.34	765.10	411.89
	4 号機		704.03	-	462.47	749.94	412.41	1,041.82
計画外停止時間（時間）	3 号機		187.84	-	273.33	0	0	49.18
	4 号機		269.382	-	0	154.29	0	0

（出所）グレスシック火力発電所提供資料

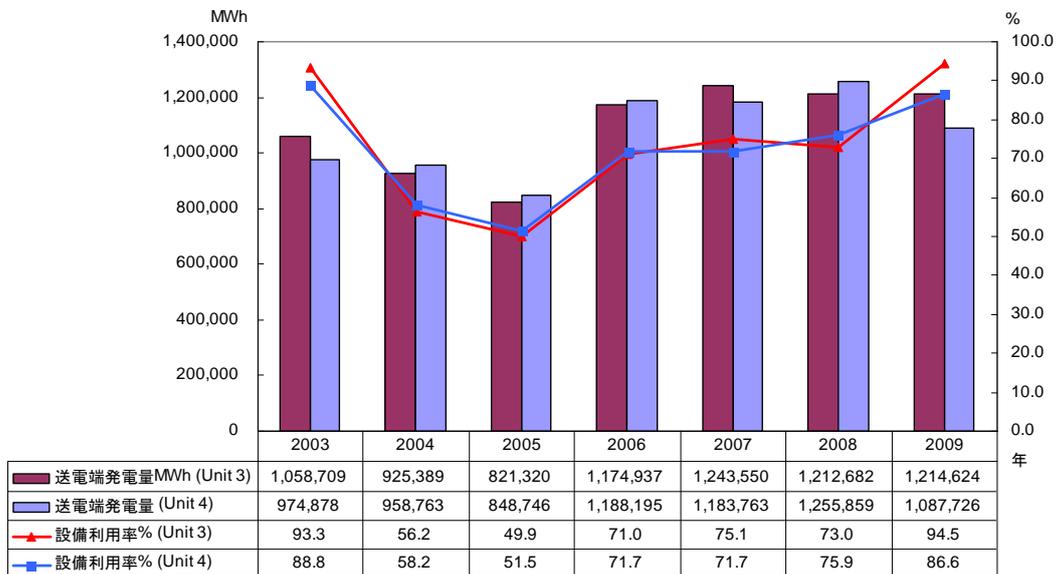
（注）発電端熱効率の基準値の（）内数値は 1994 年のガス焚き改造時の値。

図 2 に示すように、設備利用率は 3・4 号機ともに約 70%～90%確保できている。2006 年以降の送電端発電電力量は、3・4 号機ともに 2003 年の事業実施前の数値を上回っており、順調に稼働している。2006 年以降、年によっては送電端発電電力量が下がっているが、これは、3・4 号機が重油中心の燃料使用となっており²、近年の原油価格高騰に伴い発電コストが相対的に高いものとなっていること、また、運転開始後既に 20 年以上経過して他発電所設備に比して老朽化が進行していること等により、給電指令所（P3B）がジャワバリ系統全体における電力供給状況を総合的に判断して、3・4 号機について発電抑制を要請して

¹ インドネシア国内におけるガス供給が不足しており、グレスシック火力発電所においては、発電効率がより高いコンバインドサイクル発電所でのガス使用に優先的に供給が行われている。

² 重油・ガスの 2009 年の燃料費実績は、3 号機がそれぞれ 96%・4%、4 号機が同 93%・7%となっており、発電端発電量は油焚・ガス焚が 3・4 号機ともそれぞれ 80%弱、20%強となっている。

いるためである。なお、3・4号機はピーク時についてフルロード運転、ベース時に最小運転可能出力で対応している。



(出所) グレシック火力発電所提供資料
 (注) 2009年数値は第3四半期まで。

図 2：グレシック火力発電所 3、4号機設備稼働率と送電端発電量

計画停止は定期点検によるものである。2009年に計画停止時間が増加しているのは、4年毎に実施する本格点検の時期であったためである（各定期点検の実績および予定は、「3.5.4 運営・維持管理の状況」参照）。計画外停止は、毎日の点検時に発見される機器の不備を解決することを主目的としたものであった。計画外停止の要因は、機器の不備に拠るもので、ボイラー火炉が高圧になり過ぎたこと、パイプ損傷、ボイラー配管のリークが挙げられており、それらの問題に対しては対処がとられている。本事業運用開始以降、一定の設備利用率が確保されていることから、こうした計画外停止時間は比較的抑えられているといえる。

3.3.2 定性的効果

特になし。

以上より、本事業の実施により概ね計画通りの効果発現が見られ、有効性は高い。

3.4 インパクト

3.4.1 間接的効果の発現状況

(1) 対象地域及び対象者への裨益

事前評価時点、協力対象事業は、対象地域がジャワバリ電力系統地域、対象者が同地域住民とされ、ジャワバリ系統のジャワ島、マドゥラ島、バリ島住民に対する安定した電力供給に寄与する、とされていた。

3・4号機による発電量は発電所全体の約20%を占める。現時点では、グレシク火力発電所設備のうち、500kV送電線に連系しているコンバインドサイクル機は西部ジャワ地域を含む広域運用がなされている一方、3・4号機による発電電力は、150kV送電線によってWARU変電所に連系され、東部ジャワ地域へ供給されている。

以上、年間発電量が概ね改善されていることで、ジャワバリ系統への一定の供給の貢献があったと考えられる。

(2) 燃料費削減

事前評価時点では、本事業の発電端熱効率の改善により、ガス焚きの場合の燃料削減効果として、3・4号機の合計で約7億円の燃料削減が推算されていた。本事業完了後、現在に至るまで、ガス焚きによる運転実績は発電量全体の13%～25%であった。グレシク火力発電所はKODECO、HESS、MKS、の三社よりガス供給を受けているが、すべて契約量を下回る供給となっており、これは国内使用ガス量の不足に拠るものである。従って、ガス使用を想定した燃料削減量・燃料費削減のインパクトについては述べられず、基本設計当時計算された予測値との比較は適切ではない。

(3) 自然環境へのインパクト

燃料費削減と同様、発電端熱効率の改善の燃料使用量減少によるCO₂削減の数値が挙げられていたが、現在までガス焚きによる運転は限定的であるため、インパクトとして述べられない。

発電所運用の環境モニタリングの実施については、基本設計時に本事業対象のグレシク火力発電所3・4号機は、すでに提出済みの環境影響評価、環境管理計画、環境モニタリング計画に対し、変更の必要がないことが確認されていた。環境管理およびモニタリングにかかる実施レポートは、3ヶ月ごとに関係機関に提出されていることが確認されていた。

評価時点において、発電所運転の環境への影響につき確認した範囲では、深刻な問題については報告されていなかった。まず、グレシク火力発電所で使用されている重油の質については、炭素・水素・窒素・硫黄分は2006～2009年の間にそれぞれ80.12～84.79%、0.21～11.9%、0.51～0.685%、1.22～2.07%と測定されており、政府の定めている基準範囲内であった。また、東ジャワ州政府の担当局による2006年、2008年の3・4号機の環境モニタリング数値の結果では、二酸化硫黄(SO₂)が国内の基準値を上回った数値があったものの、2009年の2回のモニタリングでは国内基準を大幅に下回っている。二酸化窒素(NO₂)、浮遊粒子の値は国内基準値を常に下回っていた。

なお、現在のところ、PLN側は脱硫装置や脱硝装置等の対策設備を設置する予定はない。

(4) 住民移転・用地取得

既存発電所の改修であり、発生しないとされていたが、計画どおり住民移転・用地取得はなかった。

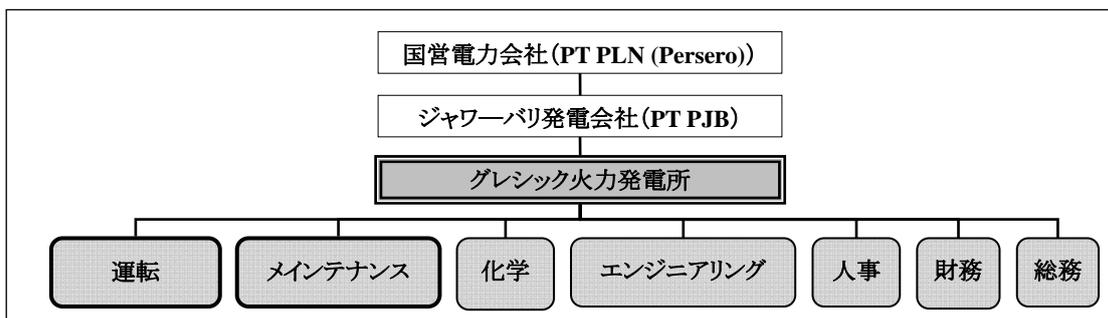
3.4.2 その他正負の間接的効果

特になし。

3.5 持続性（レーティング：a）

3.5.1 運営・維持管理の体制

PLN からジャワ島の発電部門を 2 分割して会社組織化された 1 つ、ジャワバリ発電会社（PT PJB。以下、PJB）がグレシック火力発電所を所有している。グレシック火力発電所の組織体制図は図 3 のとおりである。発電所所長（Manager）の下に運転、メンテナンス担当の部長（Deputy Manager）を配置し、その下にボイラー、タービン設備の担当ごとのチームがあり、各チームに監督職員（Supervisor）を配置している。環境モニタリングは化学部門の環境課が行っている。



（出所）グレシック火力発電所提供資料より作成

図 3：グレシック火力発電所組織図

基本設計調査時には、協力対象事業の 3・4 号機の運営は、PJB 発電部に所属する総員 36 人の運転員で構成される 4 チームによる 1 日 3 交代制により運転されていた。発電所の維持管理は、PJB 保守グループにより行われ、2003 年 2 月にそれまでの 15 人から 143 人へと増員された。増員により、事後保全のほか、予防保全や状態監視による将来の大掛かりな機器の修繕計画、定期点検に必要な修理項目の実施を目指していた。こうした新たな保守グループへの組織変更は、今後の 3・4 号機の期待設備寿命の長期化や設備の劣化防止、劣化設備の更新の見地から望ましいと判断されていた。

協力対象事業完成以降も運営維持管理担当の組織体制に大幅な変更はない。3・4 号機の担当は、図 3 のグレシック発電所の運転、保守（メンテナンス）部署のチームが担当している。現在の運転・保守担当職員の定員および配置は表 5 のとおりである。日常の運転に当たっては 1 チーム当たり 10 人、計 4 チームが編成されており、1 日 3 交代のシフトとなっている。運営・維持管理体制には問題はなく、概して適切とみなされる。

表 5：グレシック発電所の運営・保守担当の人数

項目	配置計画		実態		
	定員（人）	レベル	配置（人）	レベル	うちエンジニア（人）
運転	120	3	120	3	12
保守	130	3	130	3	10

（出所）グレシック発電所提供資料

（注）レベル 3 とは、国内で定められている運営保守に関する一定の知識をもつ資格者を指す。

3.5.2 運営・維持管理の技術

運営保守に従事するのはレベル3の資格を有する人材となっている。レベル3資格技術者は、熱力学、水質管理、燃焼理論、ボイラー運転、蒸気タービン運転、電力システム、交流機、コントロール・システム、各種効率、蒸気タービン発電所運転等を修めている。

また、PJB社内では、定期的に技術研修が行われている。外部研修機関よりボイラーやタービンの専門家を外部講師として招き、発電所スタッフを対象とする運営保守に関する技術研修の主なものは表6のとおり行われている。非破壊検査（NDT）等についてはスタッフを外部研修に送り出すなどもしている。

運営・維持管理を担当する職員の技術レベルについては、通常の点検を行うのに十分とみられる。



写真2：3号機蒸気タービン内部（蒸気弁）

表6：グレスシック火力発電所における技術研修の概要

研修内容	目的	対象	講師	頻度	期間
ボイラー点検	運転保守技術向上	10人	1人	四半期	2週間
タービン点検	運転保守技術向上	10人	2人	四半期	2週間
非破壊検査（NDT）	状態監視の技術向上	10人	3人	四半期	2週間
ポンプ・補助エンジン	保守技術向上	10人	1人	四半期	2週間

（出所）グレスシック火力発電所提供資料

3.5.3 運営・維持管理の財務

グレスシック火力発電所が予算計画を提出するも、最終的にはPJBを経由してPLNが予算承認を行うこととなっている。3・4号機の実績を発電所全体の補修予算実績と比較すると、表7のとおり、3・4号機の補修費の発電所全体補修費における割合は、最大で14.15%（2007年）となっており、3・4号機については2006年以降安定した予算確保がなされている。

表7：グレスシック火力発電所全体と3・4号機の運営維持費および補修費の比較

（単位：百万ルピア）

項目	2006	2007	2008	2009
(1) 発電所全体	200,626	139,241	143,981	201,295
(2) 3・4号機	13,097	19,697	18,863	20,443
(2)/(1) (%)	6.53%	14.15%	13.10%	10.16%

（出所）グレスシック火力発電所提供資料

基本設計調査時点でPJBが提示した2006～2010年までの3・4号機補修費予算は、平均で21,872百万ルピア（日本円で約3.3億円³）であり、1998年から2002年時点までの実績平均7,548百万ルピア（日本円で約1.14億円）と比較して、2.9倍に増額されており、将来に対する長寿命化への取組みが本格化していた。

3・4号機の補修予算を、基本設計調査時点の毎年の計画値と実績とで比較すると表8のとおりとなる。実績は2008年を除いて計画値に達していないが、定期点検以外にも、毎日の点検で機器の不備が発見された場合は迅速に修理を行うなどの措置が取られており、予算が限られていることに起因した問題は発生していない。したがって、必要な予算手当てはなされてきており、効率的に運用されているとみなされる。

表8：3・4号機の補修予算（計画・実績）

（単位：百万ルピア）

	2006	2007	2008	2009
予算計画	17,110	23,085	18,764	30,545
実績	13,097	19,697	18,863	20,443

（出所）グレンシック火力発電所提供資料

3.5.4 運営・維持管理の状況

評価時点の現地調査で設備の運転状況を視察し、問題なく運営維持管理されていることを確認した。

運営時管理に関しては、PJBは、2003年7月以降、維持最適化プログラム（MOP）をスタートし、予防保全や状態監視保全の割合を増やすことで事故率を削減することを目指している。グレンシック火力発電所の現場視察においても、予防保全の考え方が浸透しており、現場の状況に応じて随時対応がなされているとみられた。

日常点検に加え、定期点検には簡易（18日間・2年毎）・準本格（30日間・4年毎）・本格（45日間・4年毎）がある。3・4号機の保守点検実績は表9のとおりである。簡易・準本格・本格の各定期点検には432時間、720時間、1,080時間程度を要する。なお、表9の定期点検実績を表4の計画停止時間と検証すると、2006、2007年については本件事業の実施や完了後検査に伴う停止等があったため、必ずしも反映されていなかったが、2008年・2009年は、定期点検に実際要した時間が当初の計画停止予定時間に近似している。

表9：3・4号機の定期点検実績と予定

対象	2006	2007	2008	2009	2010（予定）
3号機	本格	簡易	準本格	簡易	本格
4号機	簡易	準本格	簡易	本格	簡易

（出所）グレンシック発電所提供資料

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。

³ 1ルピア0.0151円（2003年12月時点）

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本協力対象事業は、グレスック火力発電所3・4号機の経年劣化に伴う大規模改修を支援したものであり、ジャワバリ系統の安定的な電力供給に貢献している。事業としての妥当性は引き続き認められ、3・4号機の性能は維持・発揮されていることから有効性・持続性についても良好な結果を得ている。事業実施の効率性についても問題は認められなかった。

以上より、本協力対象事業の評価は「(A) 非常に高い」といえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

今後も重油焚きを中心に発電を継続する場合は、機器への影響や環境モニタリング結果に留意し、また、継続的に環境基準値を超えるような問題がある場合は、脱硫装置や脱硝装置等の環境対策設備の設置も将来的な検討事項として視野に入れることが望ましい。

4.2.2 JICA への提言

なし。

4.3 教訓

既往円借款事業による発電所建設およびガス化改造事業を踏まえ、本件無償資金協力事業は、我が国による支援がスキーム横断的に、タイミングよく、効果的に実施された例である。

インドネシア国内でガス供給不足が続いており、ガス・重油両焚が可能である3・4号機は使用燃料の選択が柔軟に行える位置づけにあり、東ジャワ地域の電力供給の安定に貢献している。今後の電力エネルギーセクターへの協力支援に当たっても、既往案件のフォローアップや、環境対策の実施など、今後の修繕や修理等の各種リハビリや、設備の延命に効果的な案件の形成が望ましい。

以上

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



ガス絶縁開閉装置（GIS）と K3 変電所建屋

1.1 事業の背景

本事業は、1991年にJICAが実施した「カトマンズ地区送配電網拡張整備計画開発調査」で作成されたマスタープラン（MP）にて実施が提言された事業の1つである。同MPに沿った計画は、主に日本の資金協力によりカトマンズ地区でも整備の遅れていた地方から優先的に進められていた。

ネパール国では、発電側の開発の遅れから、1990年代前半より慢性的な電力不足が続き、基本設計調査実施直前の2002年初めまで電力セクターにおける最大課題は発電能力不足であった。電力の多くを水力発電に依存している同国では、特に発電能力が低下する乾期は広域な輪番停電が行われていた。この電源不足の状況の中、2002年には、設備容量合計254MWの4発電所（Khimti Khola、Uppwer Bhote Koshi、Modi Khola、Kali Gandaki A）が完成して運転が開始され、また、Chilme、Middle Marsyanghi 発電所が建設中であった。基本設計調査時点では、これらの電源開発計画が順調に実施されれば、2013年ごろまでは発電側の問題は発生しないと考えられ、電源不足問題はほぼ解決されると考えられた。したがって、基本設計調査当時、今後の課題は電力輸送能力の増強となるとみられ、コンピューター機器の利用の増加の中、特に都市部における送配電能力の増強、安定性・信頼性の高い電力供給の実現が重要とされた。

カトマンズ中心部への電力供給は、カトマンズ郊外に形成された66kVおよび132kVの外輪線の電力を外輪線周辺の変電所にて11kVに下げ、それら変電所からは11kV供給線によって送電が行われていた。カトマンズ市中心部への電力供給はネパール電力公社（以下、NEA）の敷地内にあるK2開閉所に大きく依存していたが、パタン変電所からK2開閉所への電力供給線の容量不足の問題を抱えていた。また、パタン変電所では変圧器容量不足の問題もあり、負荷ピークが発生する乾期（冬期）には負荷制限や他変電所へ負荷の振替措

置を講ずる制約もあった。パタン変電所で 1 台でも変圧器が故障した場合、あるいは、パタン変電所から K2 開閉所間の 11kV 送電線が故障した場合には広域に亘って長時間停電が発生する可能性があった。ゆえに、K2 開閉所への供給線の増強およびパタン変電所の負担を減らすための新規変電所の建設が必要不可欠となっていた。

1.2 事業の概要

カトマンズ市中心部において、配電用変電所（K3 変電所）を建設し、既設変電所（Teku 変電所、Siuchatar 変電所）から当該新設変電所までの高圧地中送電線を拡張することにより、同地域へ信頼度の高い電力供給を図る（本事業関連施設の具体的な位置は、図 1 の施工地域概念図を参照）。



(出所)「ネパール国 第 3 次カトマンズ地区配電網拡張整備計画基本設計調査」(平成 14 年 11 月)より

図 1：本事業の施工概念図

E/N 限度額／供与額	16 百万円／16 百万円（詳細設計） 138 百万円／113.6 百万円（本体）
交換公文締結 （／贈与契約締結）	2003 年 2 月（詳細設計） 2003 年 7 月（本体）
実施機関	ネパール電力公社（Nepal Electricity Authority: NEA）
事業完了	2005 年 2 月

案件従事者	本体	住友商事株式会社—株式会社きんでん共同企業体
	コンサルタント	日本工営株式会社
基本設計調査		2002年11月
詳細設計調査		2004年2月
関連事業		【開発調査】 カトマンズ地区送配電網拡張整備計画開発調査(1991年) 【無償資金協力】 カトマンズ地区配電網拡張整備計画(1992-1993年度) 第2次カトマンズ地区配電網拡張整備計画 (1994-1995年度)

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

三島 光恵 (OPMAC 株式会社)

藤谷 恵一 (東京電力株式会社)

2.2 調査期間

今回の事後評価に当っては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2009年10月～2010年8月

現地調査：2010年3月12日～3月21日

2.3 評価の制約

本事業の建設時の情報については、報告書等の資料を確認するとともに、主に本事業当時の本邦コンサルタントからのヒアリングを行った。事業実施当時のNEA側の担当者は全員NEAを退職しており、建設実施当時の状況についてNEA側からヒアリングを行うことができず、また、NEA側から実施時点の一部資料（初期環境アセスメントレポート：IEA）を入手することができなかった。しかしながら、現地施設の技術的観点からの確認、現在のNEAのプロジェクト建設部の意見、既存の日本側での書類の確認を十分に行うことができたことにより評価結果根拠としては十分であると判断した。

3. 評価結果（レーティング：A）

3.1 妥当性（レーティング：a）

3.1.1 開発政策との整合性

本事業実施当時、第9次5カ年計画（1997/98～2001/02）において、貧困削減を目標とし、電力開発を含む20の重点課題が掲げられた。電力開発においては、電力制度改革、農村電化等と並んで、電力供給の拡大が、重視されていた。特に、都市部における電力需要への対応として、送配電の強化が挙げられた。また、第10次5カ年計画（2002-2007）は、貧困削減戦略（PRSP）と統合されたものであり、貧困削減を目指して、各セクターにおける目標が示されていた。貧困削減達成のためには、経済成長を促し、インフラ開発を行うこと

が重要であると認識され、その中で、農村電化と水力開発による電力輸出を中心に、電力供給の拡大が掲げられていた。カトマンズにおける電力供給の拡大・安定を目的とする本事業は、本事業実施当時の国家開発計画の電力セクターにおける目標に合致するものであった。

2008年以降5ヵ年計画はなく、最新の国家開発計画は「暫定三ヵ年計画(Three Years Interim Plan)」(2008年-2010年)である。同計画の4つの優先分野の一つとして、国家経済の再活性化に向け、農業、観光、産業を支えるための水力発電、道路、灌漑、通信といったインフラ投資の増加が挙げられている。電力・エネルギー分野においては、水力発電開発の推進と農村地域の人々への電力アクセス向上が目的として掲げられている。送電能力(新規送電線と変電所の建設)の増強と配電システムの拡大については、農村部と都市部の両方において実施する、と述べられている。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業は、無償資金協力の第2次カトマンズ地区配電網拡張整備計画(1994-1995年度)にて実施が予定されていた地域であるが、当時、電源不足のために見送られていた経緯がある。その後、新規発電所の完成と建設中発電所の予想出力を勘案して電力不足が解消されつつある状況の中、カトマンズ中心部への安定した電力供給を実現するためには、供給線及び変電所変圧器の容量不足が障害となりつつあった。そうした状況を背景に、カトマンズ中心部に新規変電所を建設するニーズは事業実施当時あったとみられ、本事業供給線建設や変電所変圧器の容量不足の改善の必要性は当時確認されたとおりである。

しかしながら、本事業実施後も、電源開発の遅れや渇水による発電量不足、インドからの送電線事故等により、深刻な電力供給不足の状態は継続している。2009年3月時点ピークロード790MWに対し、可能供給能力は420MWと大幅に下回っている状況であった。2009年はカトマンズ地区において最大1日16時間の輪番停電を実施し、2010年に入っても1日12時間の輪番停電が実施されている。

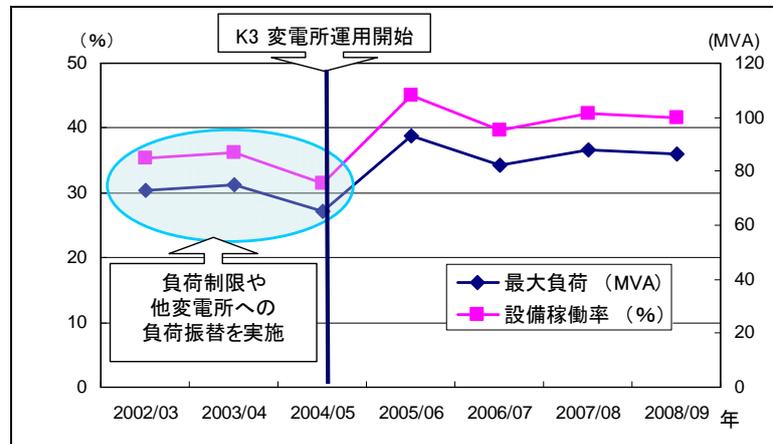
他方、NEAの最新システム計画に相当する「System Planning Report (システム計画報告書)」(2008年)¹では、水力を中心とした電源開発、インドとの電力融通等の基本方針とともに、今後の送電線設備増強について述べられている。同報告書では電力システムネットワークの計画について、いかなる状況においても電力供給の信頼性と質の維持を確保することが述べられている。「N-1」の基準²にてシステム計画を行うことについては、1998年時の計画において述べられており、現在においてもその方針は継続されている。

本事業については「N-1」基準のシステム計画に合致したものである。現在、K3変電所とK2開閉所はほぼ同地域の負荷を50%ずつ供給している。K3変電所がなければ、パタン変電所などのK2開閉所の電源変電所において、過負荷のための負荷制限が継続し、対象地域に安定的な電力供給ができなかったと考えられる。図2に示すとおり、パタン変電所の

¹ なお、同報告書は基本的に1998年にADB支援で作成された「Power system Master Plan for Nepal: Transmission System Master Plan (電力システムマスタープラン:送電網マスタープラン)」を踏襲しており、データを更新したものである。

² 電力システムを構成する発電機1台、変圧器1台、送・配電線1回線など設備1単位の事故が発生した場合に供給支障を生じないシステム設計。

設備稼働率や最大負荷の動向をみると K3 変電所運用開始以降、負荷制限や他変電所への負荷の振り替えを実施せずに、安定的な電力供給が可能となっている。もし、K3 変電所がなかった場合、需要増に対し、追加の負荷制限を行わなければならなかったことから電力供給の状況がさらに悪化していたと考えられる。



(出所) NEA 提供資料

図 2 : パタン変電所設備稼働率と最大負荷

以上のことから、事前評価時に本事業の背景として予測されていたような電力不足の解消にはいたらなかったが、本事業目的である広域停電の回避という点において、本事業は開発ニーズと合致したものと認められる。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

基本設計調査時におけるネパールに対する ODA の方針として、「貧困削減に資する経済成長」のアプローチを基本とし、地方の貧困問題の緩和を重視する第 10 次 5 年計画 (PRSP) に対応すべく、支援を行うこととしている。貧困削減のためには、平和の定着を図るとともに、ネパール経済の成長が不可欠であり、経済成長の基盤となるインフラ整備を一層促進することの必要性が認識されている。重点分野としては、(イ) 社会セクター改善、(ロ) 農業開発、(ハ) 経済基盤整備、(ニ) 人的資源開発、(ホ) 環境保全、が掲げられ、具体的には、無償資金協力と技術協力を中心にした協力を継続しながら、電力、道路、上下水道、情報・通信等の基礎インフラの整備を行うことが示されている。本事業は、基礎インフラ整備支援に該当するものであり、我が国の援助政策と合致していた。

本事業は、日本の援助で実施した「カトマンズ地区送配電網拡張整備計画開発調査」から始まった事業実施の一部に相当する。提言された事業は、優先度の高いものから第一次、第二次事業として実施された後、最後の第三次事業に相当するものである。電力需要の高い首都圏カトマンズ市中心部を対象としており、同地区の送変電システムの増強は実施の緊急性が認められるものであった。

以上より、本事業の実施はネパール国の開発政策、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：a）

3.2.1 アウトプット

日本側のアウトプットの概要は表 1 のとおりである。アウトプットの項目についての計画実績比較では、計画どおりであった。

ネパール側担当の工事は、計画では、K3 変電所建屋敷地確保と埋立て、K3 変電所壁工事、11kV 配電線・旧電線接続（材料調達と工事）、電話・水道接続・家具類調達、となっていた。実績では壁工事がキャンセルされた以外は計画どおりであった。壁工事を必要としなかった理由は、NEA によると「すでに安全な壁のある政府合同庁舎内



写真 1：Siuchatar 変電所機器全景

（Singha-Durbar）に建設されたため」としており、事業サイトを確認した結果、その理由は妥当であった。

表 1：本事業のアウトプット

日本側	
計画（基本設計調査時）	実績
<ul style="list-style-type: none"> • K3 変電所の建屋、RTU（Remote Terminal Unit）据付 • Teku 変電所改修 • 66kV 地中送電線敷設（K3 - Teku） • Siuchatar 変電所への 66kV 開閉機器据付 • 光通信端末装置据付および送電線保護用光ファイバーケーブルの敷設（K3-Siuchatar） 	計画どおり
ネパール側	
計画（基本設計調査時）	実績
<ul style="list-style-type: none"> • K3 変電所建屋敷地確保と埋立て • K3 変電所壁工事 • 11kV 配電線・旧電線接続（材料調達と工事） • 電話・水道接続・家具類調達 	変電所壁工事はキャンセル。上記以外は計画どおり。

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業期間

本事業については、詳細設計と本体部分の E/N 締結が別になっているため、各工期について、表 2 のとおり計画・実績比較を行った。詳細設計について、計画の約 2 倍の期間を要しているが、本邦コンサルタントによると、ネパール側が実施した埋め立て工事の終了に合わせて詳細設計を見直す必要があったことや詳細設計の承認に時間を要したとのことであった。また入札段階においても時間を要しているが、入札公示から結果までは 2 ヶ月間で終了しているものの、契約に至るまでにネパール政府側の承認等に時間を要していた。

本体工事の着工から竣工までは計画よりも短期に終了しており、本体工事全体としては計画の 15 ヶ月に対し、14 ヶ月と計画を下回っており（計画比 93%）、E/N 完了期限内に工事は終了している。全体として、ネパール政府側に起因する遅延期間を除くと、計画工期

内に終了したといえる。

表 2：本事業の工期

項目	計画（基本設計時）	実績
詳細設計	4.5 ヶ月	10 ヶ月
本体（施工・調達・据付）	15 ヶ月	14 ヶ月
入札	2.7 ヶ月	5 ヶ月
着工～竣工	12.7 ヶ月	9 ヶ月

3.2.2.2 事業費

総事業費は、詳細設計事業費については計画と実績は同じであり、本体部分については、計画時の 14.17 億円に対し、実績は 11.54 億円と計画を下回った。日本側の無償資金協力金額は、E/N 限度額である 13.8 億円に対し、実績では 11.36 億円と計画比で約 81%であった。事業費が下回った主な理由は、競争入札の結果として機材調達費が減少したことによる。

表 3：本事業の事業費

項目	計画	実績
詳細設計	16 百万円	16 百万円
本体	14.17 億円	11.54 億円
日本側（無償資金協力）	13.80 億円（E/N/額）	11.36 億円
建設費	0.50 億円	1.00 億円
機材調達費	12.57 億円	9.65 億円
機材設計監理費	0.90 億円	0.71 億円
ネパール側	20 百万円	17.7 百万円

（注）ネパール側事業費の為替レート：1 ルピー=1.58 円、1 ドル=121.92 円

以上により、本事業は事業費及び事業期間ともに計画内に納まり、効率性は高い。

3.3 有効性（レーティング：a）

3.3.1 定量的効果

3.3.1.1 運用効果指標

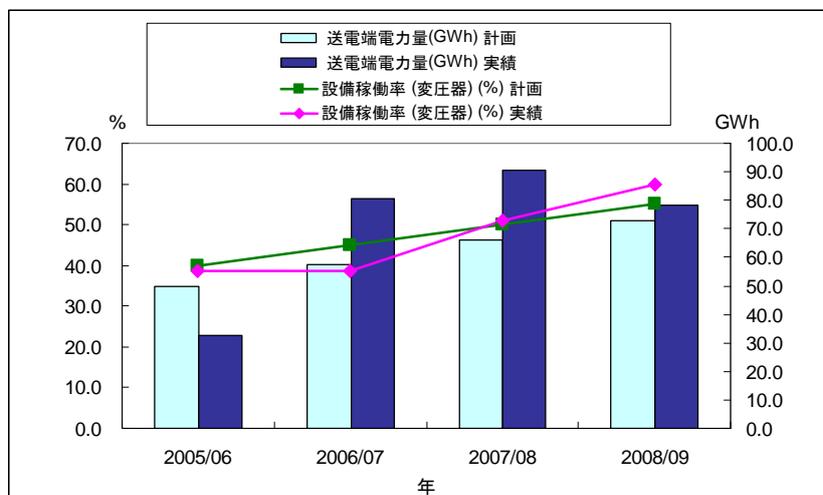
本事業の位置づけとアウトプットを鑑み、まず、K3 変電所の変圧器の設備稼働率と変圧器からの送電端電力量を確認したところ、図 3 に示すとおり、設備稼働状況は順調であると判断した。

設備稼働率（変圧器 2 基の合計数値）は、3 年目以降、概ね年度計画どおりの実績となっている。1 基故障した場合、もう 1 基で対応できるように考えた場合の目安の稼働率が 50%とな



写真 2：K3 変電所 変圧器

り、実績では各年 50%前後となっている。送電端供給電力量も概ね年度計画どおりの値となっている。



(出所) NEA 提供資料

図 3 : K3 変電所の設備稼働率と送電端電力量

また、カトマンズ市内では電力供給不足のため輪番停電が継続している状況であるが、そのような状況下においても本事業設備の運用に関連する可能性がある指標についても確認した。主要なものは表 4 のとおりである。

事業対象地域の最大電力量は、2007/08 年、2008/09 年と計画以上に増大していた。計画外停電時間が 2008/09 年に増加したが、本事業対象機器自体の故障の問題ではなく、過負荷や過電流による継電器の正常作動によるものであった。送変電損失率については 2008/09 年に増加しているが、NEA の報告では測定できなかった電力量があったためとのことで、本事業機器の稼働状況に起因するものではないことが判明した。以上、これらの指標においても、本事業機器に関係する問題は見られなかった。

表 4 : 本事業対象地域の関連指標

指標		2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
最大電力 (kW)	計画	20.00	22	24.2	26.62
	実績	19.3	19.3	25.58	29.98
計画停電 (時間/年)	実績	0:00	0:00	0:24	0:00
計画外停電 (時間/年)	実績	0:00	8:55	1:25	3:14
送変電損失率 (%)	計画	0.25	0.25	0.25	0.25
	実績	0.23	0.17	0.18	0.49

(出所) NEA 提供資料

(注) 計画停電は機器の保守目的によるもの。計画外停電は、本事業対象地域以外も含まれる。

3.3.2 定性的効果

特になし

以上より、本事業の実施により概ね計画どおりの効果発現が見られ、有効性は高い。

3.4 インパクト

3.4.1 間接的効果の発現状況

(1) 対象地域及び対象者への裨益（社会経済的インパクト）

事後評価時の NEA からの報告によると、事業対象地域範囲と裨益者数に変化はなく、計画時と同じ約 26 万人とのことである。対象地域において、事業実施後の新規電力需要家はほとんどおらず、本事業のインパクトとしては、主に既存の電力需要家の電力需要増加に対する対応であった。

本事業により電力供給の信頼度は向上したが、その後、発電量不足等により、現在にいたるまで恒常的な輪番停電時間がなされている。したがって、当初見込みにあった本事業による対象地域住民の社会経済活動へのインパクトはみられない状況である。

(2) 技術的インパクト

本事業実施時の保守点検担当職員が、事後評価時点でも同担当として働いており、研修講師として NEA の関係部署職員を指導していた（写真 3 参照）。この職員へのインタビューでは、本事業を通じて学んだガス絶縁開閉装置（GIS : gas insulated switchgear）（1.事業概要の写真参照）の保守点検方法を他の変電所の GIS の保守点検でも活用している、という報告があった。本事業を通じ、GIS 保守点検方法についての技術的なインパクトが一部ながら認められた。



写真 3：本事業設備維持管理担当職員が研修講師となっている授業風景

3.4.2 その他正負の間接的効果

(1) 自然環境へのインパクト

現時点において、上記の他、想定されていなかった自然環境へのインパクトは報告されていない。基本設計調査では、新規変電所建設は政府合同庁舎構内のため、周辺住民への環境上の影響や政府合同庁舎内の環境に悪影響を与えることもないと考えられていた。また、送電線は地中線であったことから、景観上の問題や電磁波の問題は発生しないと判断されていた。事業サイトを視察した結果、この地中送電線ケーブルのごく一部は写真 4 のように河川を横断して



写真 4：地中送電線のケーブル（河川横断箇所）

地上にでている箇所があるが、状態に問題はなかった。よって、重大な環境へのインパクトがあった可能性はほぼないとみられる。

(2) 社会環境へのインパクト

住民移転・用地取得については計画時に新たな用地収用はないとされており、事後評価時点で改めて確認したところ、事業実施中に新たに判明した住民移転・土地収用はなかった。

3.5 持続性（レーティング：b）

3.5.1 運営・維持管理の体制

本事業設備の維持管理担当は、図4の組織図に示すとおり NEA 組織の中で送電・系統運用局（Transmission & System Operation）グリッド運用部（Grid Operation Department）となっている。グリッド運用部は担当地域ごとに分かれており、カトマンズ地区送電グリッド課バグマティ送電線支所（Bagmati Transmission Branch）が本事業の 66kv 送電線および変電所の運営・維持管理を担当しており、11kv 配電線は配電顧客サービス部（Distribution & Consumer Services）が担当している。基本設計調査時から担当部署について重要な変更はないが、カトマンズ地区担当が一つの課になり、課の中で 2 支所に分けられた点について組織編制の改編があった。

バグマティ送電線支所全体の人数は 160 人、うち送電線路のメンテナンス班（Transmission Section）は 11 人、変電所のメンテナンス班（Substation Maintenance Section）は 10 人で担当区域の全体設備の運用や予防保全と事故対応を行っている。これらの班にはエンジニアが各 1 人配置されている。K3 変電所については 8 人体制で、アシスタントエンジニア 1 人（Assistant Engineer）、スーパーバイザー 3 人（Supervisor）、電力技術者（Electrician）4 人の体制となっている。

NEA では職位と連動する技術レベルを 12 段階に設定しており、レベル 1 のジュニアヘルパー（Junior Helper）からレベル 12 の部長までに分かれている。大卒以上はレベル 7 となるエンジニア（Engineer）である。アシスタントエンジニアはレベル 6、スーパーバイザーはレベル 5、電気技術者はレベル 3 に相当している。各変電所のアシスタントエンジニアは経験年数が相応にある職員であり、運転・保守の両面を監督している。

以上の人員配置は明確であり、現地調査時のサイト調査や関係者のヒアリングにて人数不足や人員配置についての詳細を確認した上でも問題はなかったことから適切と判断される。

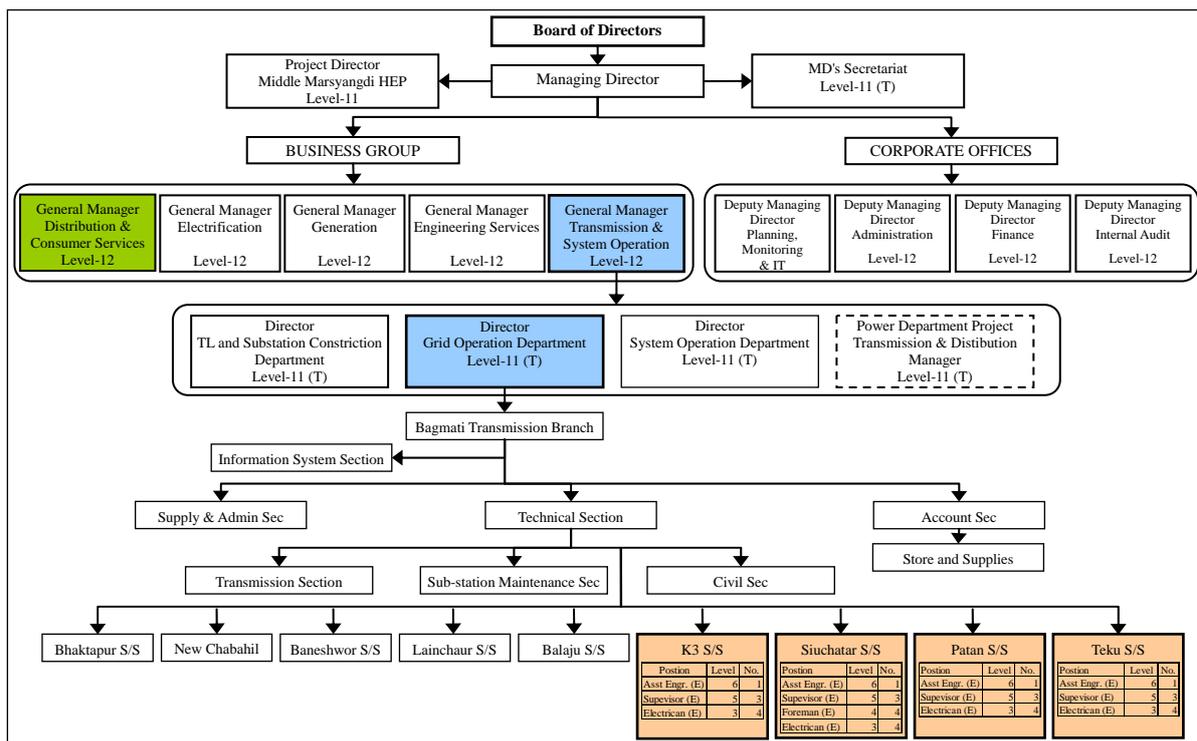


図 4 : NEA の本事業設備の運用維持管理関連部署の組織図

3.5.2 運営・維持管理の技術

基本設計調査時、NEA 送電・系統運用局グリッド運用部は、K3 変電所と同等の変電所の運営・維持管理を行っており、技術水準としては問題なく、事業完了後の運営・維持管理で特に懸念される点はないとされていた。事後評価時の現地調査においても特に技術面での問題は見受けられなかった。

研修については、主にレベル 1～6 の技術者を対象とし、高圧開閉器等と O&M の基礎技術の向上のために年に 1 回、1 週間の研修を受講させている。

機器の運用の参照のために配布されたマニュアルについては必要な場所においてあり、NEA の報告では利用に問題ないとしている。現地調査にて、マニュアルの内容確認と関係者へのインタビューにより、以上の報告に相違ないと確認した。

以上に加え、現地にて保守点検担当者へインタビューを行い、機器の状況を確認して総合的に判断した結果、NEA の保守点検担当技術者のレベルは、問題の特定や基礎的な機器の不具合に対応できるものであるとみなされた。

3.5.3 運営・維持管理の財務

本事業によって据付けられる設備の年間運営・維持管理費は、基本設計時には運用開始 3 年目以降は 2.6 百万ルピーと予測されていた。実績では、直近の 2009 年はほぼ予測どおりであった。ただし、内訳の詳細をみると、人件費が予測の 1.2 百万ルピーよりも多く、スペアパーツ購入費用の 1.4 百万ルピー（事業施設引渡し 3 年目以降に必要と見積もられていたもの）よりも低い実績であった。NEA へのインタビューでは、機器保守予算については緊

急時など必要に応じて、随時手当てされることが確認された。また、現地調査時のサイト調査や関係者のヒアリングでは、通常の保守点検に支障をきたすような財務面での問題は見受けられなかったことから、運営維持管理予算は必要十分なレベルでは手当てされていると考える。

表 5：本事業設備の運営維持管理費

(単位：百万ルピー)

項目	2005 (完成年)	2006	2007	2008	2009
運営維持管理費	1.73	1.74	2.32	2.23	2.55
うち人件費	1.68	1.68	1.92	2.16	2.4
うち機器保守費 (ス ^パ ア ^パ ーツ購入)	0.05	0.06	0.4	0.065	0.15

(出所) NEA 提供資料

3.5.4 運営・維持管理の状況

本事業で整備された施設で必要となる保守・点検作業は毎日行われる巡視である日常点検、3～6ヶ月程度の周期を持って行われる定期点検がある。

2006年の本事業の瑕疵検査時、K3変電所は当初の目的に沿った運用がなされており、保守点検も行っていたため、新たな提言は必要ないとされていた。現地調査時においても基本設計時の提案どおりに日常、定期保守・点検が実施されていた。

また、グリッド運用部では、近年、Enhanced Performance Reward (EPR、パフォーマンス向上報酬)の制度が導入されており、例えば、運用や保守点検の班毎に担当設備の運営維持管理の目標指標を設定し、達成に応じて職員の報酬に反映している。NEAの送変・系統運用局の最新年次報告書(2009年8月)によると同制度の導入が系統の安定化や稼働状況の向上に役立っていると報告されている。

本事業の設備機器の状況については、NEAの報告によると、2006年と2009年に短地絡事故³があったが、現在では問題は解消済みであることが確認された。原因はリレーの不動作によるケーブル間の短絡(2006年)、ケーブルの不良による地絡(2009年)であった。リレー整定⁴はメーカーに確認して整定変更を実施済みであり、ケーブルの不具合についても交換を実施済みであった。

機器の状況の現状については、GISのDS/ES操作盤のロータリースイッチの不具合により、インターロック回路の条件が整わないため、現在はDS/ESのインターロック回路をロックして運用していた。これはメーカーの技術員による確認と修理が必要なものである。NEAとしては、10年に一度のメーカーによるGISの定期点検時までこの点について対処する予定はない。

インターロックは人員の操作上の誤作動による事故を防ぐものである。この部分をロックしていることを念頭にオペレーション上留意していればよいが、万が一、オペレーター

³ 短絡とは電力系統または電力設備などの異なった相の導電部分相互間の絶縁が失われて、電流が流れること、地絡とは導電部と大地間の絶縁が失われて、電流が流れることを指す。2006年、2009年の事故はそれぞれ短絡、地絡に起因し発生したものである。

⁴ リレーとは、制御回路または信号回路に用いられるあらかじめ規定した物理量に反応する装置であり、日本語では「継電器(けいでんき)」と訳す。リレー整定とは、動作値、動作時間など反応の基準を選定すること。

が誤操作をした場合に、人身災害や事故停電の恐れがある状況にある。したがって、こうした一部の機器の不具合については、引き続き留意が必要である。

以上により、本事業の維持管理は体制、技術、財務状況とも問題なく、本事業によって発現した効果の持続性が確認されるものの、機器の一部の不具合については、引き続き留意が必要なことから、持続性は中程度である。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は、事前評価当時に見込まれていた発電不足解消には至らなかったため、インパクトは当初想定されていたものはみられない。しかし、長時間の広域停電の回避のための電力供給の安定化、信頼性の向上のために事業の必要性や緊急性があり、妥当性があった。また、設備稼働状況は順調で事業の目的を達成し、有効性は高い。現在の機器の状況では、一部の不具合が確認されたが、留意していれば設備の運用に影響を与えるものではなく、体制、技術、財務面からは持続性があると認められる。

以上より、本事業の評価は（A）非常に高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

K3 変電所の GIS のインターロック回路がロックされている間は、引き続き、オペレーターに注意喚起を徹底させ、誤操作を防ぐように留意することが必要である。

4.2.2 JICA への提言

なし。

4.3 教訓

なし。

以上

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



水車発電機（1号機）

1.1 事業の背景

ナムグム第一水力発電所は、ラオスの首都ヴィエンチャンの北方約 90km、ナムグム川がメコン河に合流する地点の上流 140km に位置している。日本を含むドナーの支援を受け、1966 年から三期にわたる建設が行われ、設備容量 150MW のラオス電力公社（以下、EDL : Electricite du Laos）最大の発電所であった。また、国内最大の電力需要地である、首都ヴィエンチャンを含む中央-1 地域への電力供給を担うとともに、余剰電力をタイへ電力輸出を行う、重要な役割を果たしていた。

本事業の対象である、当該発電所の 1・2 号機の発電機、主要変圧器、開閉機器、制御機器等の電気設備は 1971 年に完成したが、一度も本格的な補修が実施されておらず、25 年程度といわれる標準的な耐用年数を過ぎて使用されていた。そのため、重大な事故・故障の発生が危惧されていたが、1999 年 12 月には 115kV 遮断器が経年劣化のため操作不能となり、電力供給の停止を招いた。また、1・2 号機の水車設備については、運転開始後 10 年目に当たる 1980 年に我が国の無償資金協力「ナムグムダム水力発電所補修計画」（6.54 億円）により水車の分解補修が実施されたが、その後既に 18 年以上が経過し、修繕等の対応の必要性が認識されていた。また、3・4 号機を増設する「ナムグム水力発電事業（2）」が実施された結果、ダムの運用水位が変更となり、1・2 号機の水車流量が減少し、水車出力が低下していることから、機能回復を図ることも必要となっていた。

本事業計画当時、国内電力需要が増加する一方で、中央-1 地域における新たな発電計画の実施見通しが不透明であり、基幹発電所である当該発電所の補修は、国内電力需要に対し、安定的な供給を確保するために緊急を要するものであった。

1.2 事業の概要

ヴィエンチャン県ケオウドン郡に位置するナムグム第一水力発電所について、著しく劣

化した既存の1号機、2号機並びにそれらの運転に不可欠な所内共通設備を改善するとともに技術者の能力を向上させ、もって電力供給信頼性の回復・改善を図る。

E/N 限度額／供与額	1,204 百万円／1,124 百万円	
交換公文締結	2002 年 5 月	
実施機関	ラオス電力公社 (Electricite du Laos)	
事業完了	2004 年 6 月	
案件従事者	本体	株式会社日立製作所 (Lot1)、筑波電気株式会社 (Lot2)
	コンサルタント	日本工営株式会社
基本設計調査	2001 年 7 月	
詳細設計調査	2002 年 12 月	
関連事業	<p>【円借款事業】 ナムグム水力発電事業 (1974 年度) ナムグム水力発電事業 (2) (1976 年度)</p> <p>【無償協力事業】 ナムグムダム水力発電所補修計画 (1980 年度) ナムグム発電所補修計画 (1989-1990 年度)</p> <p>【本事業実施後の協力】 ナムグム第一水力発電拡張事業準備調査 (2009 年度) ナムグム第一発電所貯水池運用計画に係る運用効率促進支援調査 (2010 年度)</p>	

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

中村 桐美 (OPMAC 株式会社)

2.2 調査期間

今回の事後評価に当っては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2009 年 10 月～2010 年 8 月

現地調査：2010 年 3 月 14 日～3 月 20 日

2.3 評価の制約

特になし。

3. 評価結果（レーティング：A）

3.1 妥当性（レーティング：a）

3.1.1 開発政策との整合性

(1) 国家開発計画との整合性

ラオスでは、1996年のラオス人民革命党第6回大会において、2020年までに「後発開発途上国（LDC: Least Developing Country）からの脱却」（2020年目標）が目標として掲げられ、その達成のために、「2020年までの社会経済開発戦略（Socio-Economic Development Strategy for 2020）、中間点である2010年をターゲットとした「10ヵ年社会経済開発戦略2001-2010（Ten Year Socio-Economic Development Strategy 2001-2010）」と並んで、5ヵ年の「国家社会経済開発計画（NSEDP: National Socioeconomic Development Plan）」が策定された。

基本設計調査時においては、中期戦略における6つの戦略のうちの一つとして、水力発電を含むインフラ整備の拡充が挙げられており、また、第5次NSEDPの部門別開発戦略として、水力発電の年平均成長率3.7%が掲げられていた。事後評価時点にて実施中の第6次NSEDP（2006-2010）のセクター別目標においても、拡大する国内電力需要と電力輸出の増強を課題として、発電能力及び発電電力量の増加が掲げられた。第6次計画中に、発電能力を2,000MW増強することにより、2010年までに2,700MWに拡大し、発電電力量を140-150億kWhとすることが目指された。

また、貧困撲滅を目標とする「国家成長及び貧困撲滅戦略」においては、水力発電開発により、2010年までに電化率を70%とすることが掲げられている。

本事業は、ラオスの最重要水力発電所である、ナムグム第一水力発電所の発電能力回復を支援するものであり、計画時点及び事後評価時点におけるラオスの国家開発計画及び中長期戦略における水力発電分野に関する目標に整合するものであったと判断される。

(2) 水力発電計画との整合性

本事業完了後の2004年8月に「電力システム開発計画」（PSDP: Power System Development Plan）が策定されており、その中で輸出向け及び国内向けの電源開発として水力発電開発の候補プロジェクトが示されている。PSDPは事後評価時点において実施中であるが、本事業の対象であったナムグム第一発電所に6号機を導入する拡張プロジェクトも候補案件として含まれており、事後評価時点においてもラオスの水力発電計画におけるナムグム第一発電所の重要性は維持されている。

【本事業の優先度】

ラオスの電力地域区分は基本設計調査時から変化は無く、北部、中央-1、中央-2、南部の4ブロックに分かれ、本事業の対象であるナムグム第一水力発電所は、中央-1地域及び北部地域への電力供給を行っている。

中央-1地域は、首都ヴィエンチャン及び5県を含み、ラオス全体の電力消費量におけるシェアは本件計画時から本評価時点まで70%以上を占め、ラオス最大の電力需要地である。本事業計画時における同地域の電力消費量456.61GWhに対し、ナムグム同発電所の発電電力量は1,117GWhと地域の電力需要を大きく上回り、余剰電力についてはタイ電力公社（EGAT）に売電し、輸出による外貨獲得にも貢献してきた。2009年時点においても、同地

域の発電電力量の70%以上を占め、ラオスにおける基幹発電所¹であるという位置づけは、本件計画時から事後評価時点においても変わっていない。

基本設計時の分析のとおり、健全性低下が懸念されていた同発電所1号機及び2号機は1999年に実際に電力供給停止が発生しており、本事業に非常に高い優先度があったのは明確である。

また、3・4号機を増設する「ナムグム水力発電事業(2)」の実施によってダムの運用水位の変更による1・2号機の水車流量の減少に伴う水車出力の低下が生じていたが、本事業により1・2号機の基準落差を修正し、水車流量及び水車出力の回復を図ることで、1号機及び2号機の合計で5,000kWh(5MW)の拡張計画が可能となった。これにより本出力増加分にかかる代替電源の建設との費用・便益比較検討においても本事業の優位性があった。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

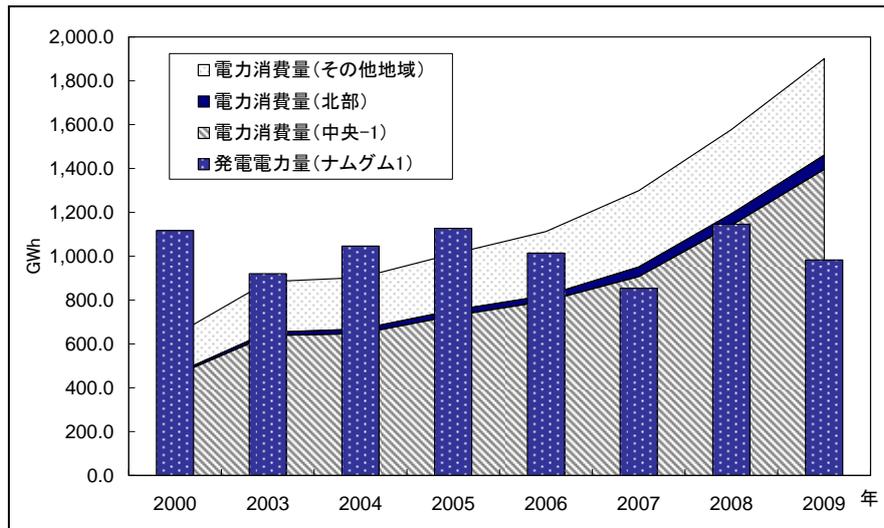
【本事業の優先度】

計画時の開発ニーズとの整合性は、基本設計調査時に確認したとおり、高いものであったと判断される。

中央-1地域の電力消費量(GWhベース)は、人口増加及び経済活動の活性化に伴い、計画時点の2000年456.61GWhから事業完了時の2005年には729.01GWhと約1.6倍に拡大した。2009年の電力消費量は1,396.05GWhに達し、これは2000年の電力消費量の3倍であり、対2005年比でも1.9倍と、急速に増加している。さらに、EDLが電力ネットワークの拡大に取り組んでおり、特に、農村電化を進めていることから需要は拡大し、北部地域では、2000年7.04GWhから2009年64.67GWhと9倍以上に増えた。

また、ピーク時電力需要(MWベース)でも、本事業実施後の2006年には、最大電力需要が217.01MWに達したが、中央1-地域の発電設備容量は、本件実施前の2003年時点216MWから2006年256MWに拡大しており、そのうち155MW(地域の全設備容量の約60%)はナムグム第一発電所によるものである。よって、本件の実施により同発電所の設備能力の拡大を行ったことは、地域電力需要(電力及び電力量双方)に対応するものであったと判断される。

¹ 現在、ラオスにおける基幹発電所はナムテン2発電所及びナムグム同発電所となっている。



(出所) EDL Department of Planning 提供資料 (2010 年)

図 1：電力消費量とナムグム第一水力発電所の発電電力量

表 1：中央-1 地域及び北部地域の電力需要及び発電設備容量

	2000 (計画時)	2003	2004	2005 (完了時)	2006	2007	2008	2009
電力需要 (ピークロード) (MW)								
中央-1	116.4	164.49	175.66	213	217.01	140.90*	155.30*	117.80*
北部	-	7.01	7.06	8.27	12.78	6.7**	6.7**	6.32**
全国	159.74	208.82	238.75	313.09	364.54	374.69	344.84	405.35
発電設備容量 (MW)								
中央-1	211	216	216	216	256	256	256	256
北部	0	1.5	1.5	1.5	2.7	2.7	2.7	2.7
ナムグム 1	150	150	150	155	155	155	155	155
全国	270.12	271.62	271.62	307.54	307.54	308.74	308.74	384.74
最大出力 (MW)								
ナムグム 1	150	175.7	190.5	182.9	170.0	169.2	191.5	172.5

(出所) EDL Department of Planning 提供資料 (2010 年)

(注) 電力需要 (ピークロード) の 2007~2009 年のデータは県レベルとなっているため、中央-1 については最大需要地である首都ビエンチャン市、北部については当該年の県レベルの最大値を示している。

電力輸出に関しては、中央-1 地域及び北部地域での電力消費量の拡大に伴い、ナムグム第一発電所を含む、中央-1 系統からの電力輸出量 (GWh ベース) は、2000 年 744.51GWh から 2008 年 363.78GWh に減少している。また、輸出向け電力料金が低下していることから、輸出による電力収入も低下し、同発電所の電力輸出収入は、2005 年の 2,056 億キップ (約 21 億円) から 2008 年 1,136 億キップ (約 13 億円) に減少している²。しかし、電力輸出は依然としてラオスの重要な輸出品のひとつであり、2008 年のラオスの輸出総額の 7% を占め、

² 2008 年時点のナムグム第一発電所の輸出電力料金は、ピーク時 1.6 パーツ/kWh、オフピーク時 1.2 パーツ/kWh。対キップ為替レート (クロスレート) は、2005 年 96.67 円、2008 年 84.50 円。

そのうち同発電所の電力輸出収入は11%に相当し、ラオス経済に貢献している。

表 2：電力輸出と国内販売量

(単位：GWh)

	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008
電力消費量							
中央-1	456.61	638.09	646.91	729.01	794.76	907.56	1,140.65
北部	7.04	14.91	20.55	24.87	26.01	43.49	52.32
全国	639.85	883.73	902.76	1,011.06	1,112.40	1,298.41	1,577.86
発電電力量							
全国	1,578.54	1,316.84	1,416.45	1,715.05	1,639.29	1,398.37	1,777.57
ナムグムHPP1	1,117.00	919.85	1,046.39	1,127.28	1,013.77	852.94	1,145.77
輸出	862.94	434.66	507.05	727.75	547.05	267.97	391.78
中央-1	744.51	348.30	452.79	653.79	455.22	206.75	363.78
輸入	159.92	229.34	277.59	325.63	334.55	475.94	509.95

(出所) EDL 及びナムグム第一発電所提供資料

(注1) 電力消費量には、システムロスを含む。

(注2) 中央-1の輸出電力量は、ナムグム1、ナムマン3、ナムルックの3発電所からの合計。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

【対ラオス援助政策との整合性】

本事業の計画時点においては、1998年に公表された我が国の対ラオス国別援助方針において、4つの重点分野が掲げられていた。そのうち、インフラ整備において、水力発電がラオスの外貨獲得源となっていることに鑑み、環境配慮及び近隣国の電力需要等を見極めつつ、慎重に対応していくことが述べられていた。

ラオスの最重要水力発電所である既存のナムグム第一水力発電所は、1号機及び2号機の建設から、我が国が継続的に支援を行ってきており、設備の老朽化に対応する補修への支援を行うことは、新たな環境負荷を引き起こさず、電力需要の拡大に対応するものであり、同援助方針に整合するものであった。したがって、本事業は、基本設計調査時における、我が国の対ラオス援助政策に整合していると判断される。

以上より、本事業の実施は、ラオスの開発政策、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：a)

3.2.1 アウトプット

日本側の投入及びラオス側の投入によるアウトプットは、計画通りに達成された。主なアウトプットは、表3の通り。本事業により、改修の対象となった1号機及び2号機の定格出力は、計画通り合計で5MW拡大された。

表 3：本事業のアウトプット

日本側	
計画（基本設計調査時）	実績
1・2号機に係る <ul style="list-style-type: none"> ● 水車、発電機（定格出力 17.5MW） ● 変圧器、開閉設備 ● 制御盤 ● 直流電源整備 ● ゲート設備等の補修及び更新 	計画どおり *ただし、資機材については、完了届によると B/D からの変更点として配管方法の一部変更と、斜路器と既設送電線との接続方法の変更があげられている。
ラオス側	
計画（基本設計調査時）	実績
1・2号機及び共通設備の改修に係る工事、非常用ディーゼル発電設備のエアコンプレッサの更新、試運転に係る燃料供与や作業。	計画どおり



写真 1：動力制御盤



写真 2：主要変圧器（1号機）

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業期間

E/N 締結から完了に要した期間は、計画 25 ヶ月に対し、これを若干上回る 26 ヶ月（計画比 104%）であった。ただし、機器調達、補修工事完了の工期のみを比較すると計画 21 ヶ月に対し、実績 18 ヶ月（計画比 85%）であり、計画よりも短期間の工期で完了していた。したがって、全体としては効率的に事業を実施したものとみなされる。

表 4：本事業の工期

項目	計画（基本設計時）	実績
E/N 締結～補修工事完了	25 ヶ月	26 ヶ月（2004 年 6 月完了）
E/N 締結～1号機補修工事完了	20 ヶ月	23 ヶ月（2004 年 3 月完了）
1、2号機機器調達～補修工事完了	21 ヶ月	18 ヶ月

3.2.2.2 事業費

総事業費実績は、表 5 に示すとおり、計画値 12.05 億円の 93.7%に相当する 11.29 億円であった。日本側事業費は、計画の EN 限度額 12.04 億円に対し、その 93%に相当する 11.24 億であり、約 7%下回るものであった。なお、ラオス側負担事業費が計画値の 2 倍以上となったのは、為替レートの切り下げ、人件費の上昇等によるものであったが、総事業費に占める割合は 0.5%に満たず、全体への影響は軽微であった。

表 5：本事業の事業費

項目	計画	実績
総事業費	12.05 億円	11.29 億円
日本側（無償資金協力）	12.04 億円(E/N/限度額)	11.24 億円
機材調達費	11.18 億円	10.44 億円
機材設計監理費	0.85 億円	0.80 億円
ラオス側	2.02 百万円	5.45 百万円

(注) ラオス側事業費の為替レート：1 ドル=112.4231 円、1 ドル=10,826 キップ（2004 年 7 月）

以上より、本事業は事業費及び事業期間とともにほぼ計画どおりであり、効率性は高い。

3.3 有効性（レーティング：a）

3.3.1 定量的効果

3.3.1.1 運用効果指標

本事業により改修された 1 号機及び 2 号機の設備利用率は、本事業が完了した 2005 年時点においては、両機とも目標値（82.38%）を上回った。なお、2008 年を除いては、設備利用率が目標値を下回っているが、これは貯水池の水位の影響によるものであり、特に、2007 年は降雨量が例年より少なく、湧水が発生したため 60%を下回った。計画外停止時間は、機器の動作不良によるものとされ、年間で 1～4 時間程度であり、安定的な運転を達成しているといえる。

また、本事業の効果として、改修された 1 号機及び 2 号機の機能の状態を見ると、期待設備寿命は当初計画どおりである。また、故障発生件数については、補修後 10 年間で 11 件程度が予想されていたが、補修後から事後評価時点まで故障は 0 件と報告されている。

したがって、本事業で目標とした 1 号機及び 2 号機の電氣的及び機械的性能とともに、使用上の信頼性及び安全性の回復は達成されたとみなされる。

表 6：1 号機及び 2 号機の設備利用状況（運用指標）

	目標値（2005 年）	2005	2006	2007	2008	2009
設備利用率（%）						
1 号機	82.38	84.14	77.84	55.39	84.84	73.98
2 号機		84.98	77.33	59.93	84.85	74.04
運転時間（h）						
1 号機	-	7,903.17	7,549.01	5,489.26	7,260.57	6,872.40
2 号機		8,008.38	7,601.25	5,902.25	7,273.21	6,885.44

	目標値 (2005年)	2005	2006	2007	2008	2009
計画点検・補修による停止時間 (h)						
1号機	-	192	288	522	0	144
2号機	-	144	408	504	0	144
計画外停止時間 (h)						
1・2号機	-	1:00	2:48	1:56	4:02	4:26

(出所) ナムグム第一発電所提供資料より作成

表 7 : 1号機及び2号機の機能の状況

指標	基準値 (2001年)	目標値 (2005年)	実績値 (2005~2010年)
期待設備寿命*	15~35年 (0~3.7年)	15~35年	15~35年
故障発生件数**	25件	11.6件	0件

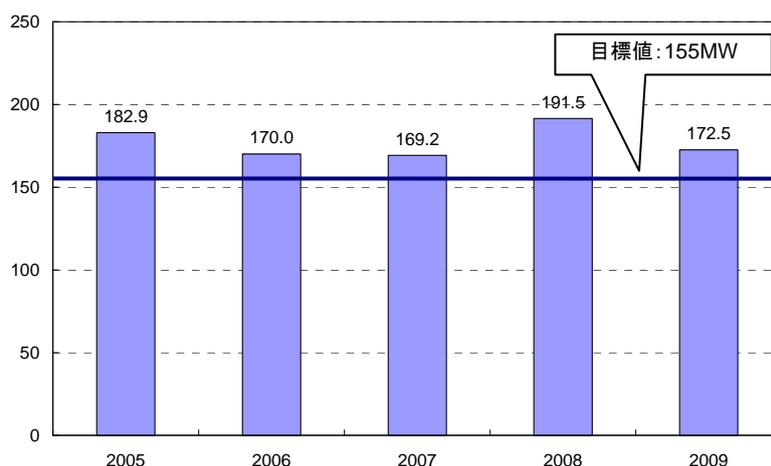
(出所) ナムグム第一発電所提供資料より作成

(注1) * 期待設備寿命の基準値は平均耐用年数及び () 内は補修時 (2003年) の余寿命。

(注2) ** 故障発生件数は1・2号機の1990~2000年の故障発生合計件数、目標値は補修後10年間の故障発生予測。

さらに、1号機及び2号機の機能回復の効果として、ナムグム第一発電所の最大出力は、補修前の150MWから155MWに増加することが期待されていたが、2005~2009年の最大出力の実績は170~190MWであり、計画を上回るものであった。

また、2005年以降、1号機及び2号機の最大出力合計で見ると、ナムグム第一発電所全体の21~23%の発電を安定的に行っている。本事業完了直後の2005年には2機合計で259.3GWhの発電電力量を算出し、稼働率が最も高かった2008年には260.1GWhに達している。



(出所) ナムグム第一発電所提供資料より作成

図 2 : ナムグム第一発電所の最大出力の推移

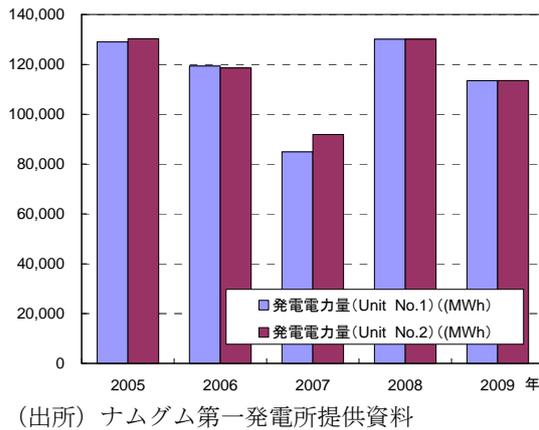


図 3：発電電力量（1号機・2号機）

写真 3：ナムグム第一水力発電所全景

3.3.2 定性的効果

本事業において、分解組立て技術に関する技術移転を目的とした本邦研修が実施され、研修を受けた当時の同発電所の技術者は、現在、EDL 訓練センターの指導員として、水力発電所の技術者の維持管理に関する技術の向上に貢献している。

以上より、本事業の実施により概ね計画どおりの効果発現が見られ、有効性は高い。

3.4 インパクト

3.4.1 間接的効果の発現状況

(1) 対象地域及び対象者への裨益

【対象者：EDL】

2009年現在、78人のエンジニアがEDL全体として水力発電所の維持管理にあたっており、そのうち、発電機などの水力発電関連機器の維持管理を行うことができるエンジニアは 21人である。

定性的効果として示したとおり、本件による本邦研修を受けた同発電所の技術者が、水力発電所の人材育成にあたっており、また、同発電所での OJT により水力発電所の技術者の育成も行っていることから、本件は EDL の水力発電関連の技術者の育成に貢献している。

本事業における水力発電所の保守点検など維持管理に係る技術移転が行われたことから、EDL の水力発電所の維持管理体制、技術力が向上した。

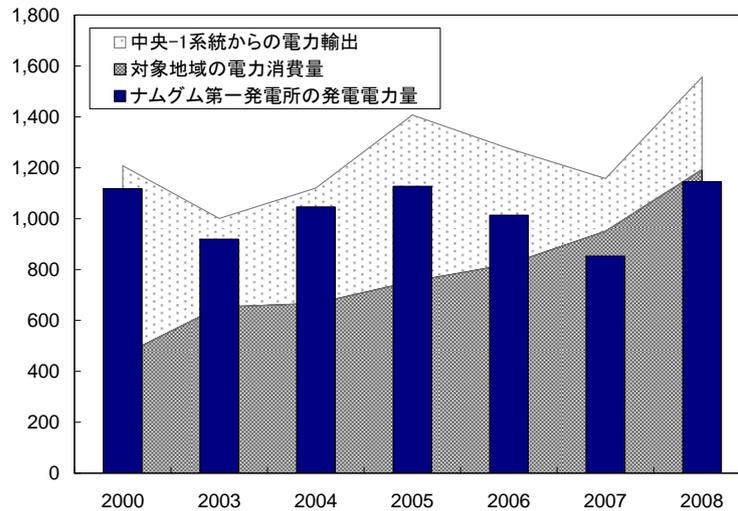
表 8：水力発電関連の研修実績（2009年）

研修名	人数	日数
水力発電管理（グループ 1）	38	27
水力発電管理（グループ 2）	34	27
水力発電管理（グループ 3）	39	27

(出所) EDL, “Statistic Year book 2009”より作成

【対象者：中央-1 地域及び北部地域住民】

本件実施以降、ナムグム第一発電所の対象地域である中央-1 及び北部の送電・配電網の整備が進められ、電化率が向上し、2009 年現在の県別の世帯電化率は、中央-1 で 47～98%、北部で 12～62%である。これにともない、同地域における電力消費量は拡大しており、同発電所の対象地域向けの電力販売も拡大している。



(出所) ナムグム第一発電所提供資料より作成

(注) 電力輸出は、ナムグム第一発電所を含む、中央-1 系統の 3 発電所の合計

図 4：対象地域の電力消費量、電力輸出及びナムグム第一発電所の発電電力量

2000 年時点においては、中央-1 及び北部地域の電力消費量は合計で 463.65GWh であり、ナムグム第一発電所の年間発電電力量 1,170GWh の 40%程度にとどまり、余剰電力はタイへの電力輸出に向けられていた。本事業実施中の 2003 年には、対象地域の電力消費量は 653GWh に増加する一方で、電力輸出は 348GWh に減少し、ナムグム第一発電所からの電力供給量の 70%以上が対象地域への電力供給に振り向けられるようになった。2003 年以降も対象地域の電力消費量は増加しており、2008 年時点では 1,192GWh に達し、ナムグム第一発電所の年間発電電力量を上回る規模となっている。

こうした対象地域における電力消費の拡大に対応して、対象地域向けの電力供給を行うベース電源である、ナムグム第一発電所の発電能力拡張を伴う補修を支援した本事業は、対象地域の電化促進及び電力供給の拡大に貢献している。

3.4.2 その他正負の間接的効果

(1) 自然環境へのインパクト

基本設計調査時において指摘された旧式な構造でグリースを使用している水車操作機構軸受け部及び水車封水部による水質汚染は、補修によりグリースを使用しない構造に変更されたことから、事後評価時点においてグリース漏れによる水質汚染は改善された。

この他に、本事業による自然環境へのインパクトは特に見受けられない³。

(2) 経済面でのインパクト

基本設計調査時において、本事業による 1 号機及び 2 号機の改修によるナムグム第一発電所全体の維持管理費の減少と、出力増加に伴い発電所の年間総発電収入の増加が見込まれていた。

維持管理費については、本事業実施以降、1・2 号機及び改修された共有設備に関する、多額の経費がかかる大規模修繕は発生しておらず、また、本事業実施前に比して維持管理費は減少していることから、本事業が発電所全体の維持管理費の抑制に貢献していると認められる。

他方、発電収入については、一貫して基準年を上回っているものの、本事業完了後の 2005 年以降、基準年の発電電力量 1,138.5GWh を上回ったのは 2008 年のみであった。平均電力料金が基準年から 2.25 倍に引き上げられていることから、発電所の年間総発電収入の伸びは、本事業の効果とはいえない。

表 9：ナムグム第一発電所の維持管理費及び発電収入

	基準値 (2001 年)	事業実施後 (2009 年)
維持管理費	113.9 億キップ	96.8 億キップ
年間総発電収入	385.9 億キップ	448.4 億キップ

(出所) ナムグム第一発電所提供資料

3.5 持続性 (レーティング：a)

3.5.1 運営・維持管理の体制

ナムグム第一発電所は、ラオスの国営企業であり、発電から送配電まで一貫した国内及び国外への電力供給を行う、EDL の発電部の管轄下にある。事後評価時点の EDL の組織図は、図 5 の通りであり、取締役会の下、4 人の経営責任者 (Managing Directors) が EDL の経営全般の責任を負っている。

³ 本事業による撤去処分予定品のうち、11kV 励磁変圧器、11kV 計器用変圧器、11kV コンデンサ等に使用されている絶縁油に、有害化学物質であるポリ塩化ビフェニル (PCB) が含有されていたことから、本事業により発電所内の保管場所に、万が一の事故に備えた防油堤が設けられ、施錠のうえ、厳重に保管されることとなった。なお、事後評価時点において保管状況を確認したところ、EDL は、PCB を適切に処理すること (PCB 含有絶縁油をコンクリート壁の保管場所で保管) を条件に、ベトナムの民間業者 (二次鉄鋼メーカー) に PCB を含む撤去製品を転売していることがわかった。

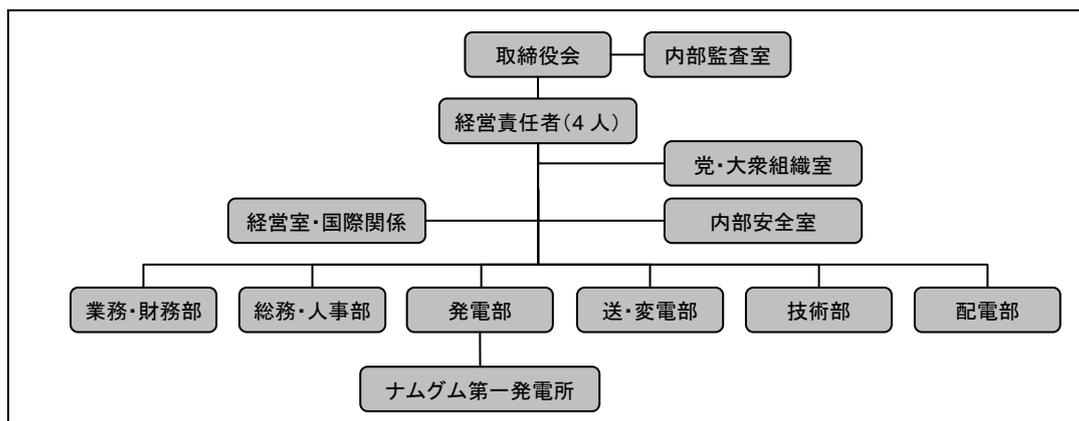


図 5 : EDL の組織図

発電所の維持管理計画は、各発電所が立案した上で、大規模修繕などについては、EDL 本部において技術審査を行い、予算承認が行われる。

ナムグム第一発電所の運営維持管理は、運転・管理部、電気部、機械部、土木部の 4 部署、15 人のエンジニアを含む総勢 73 人による体制で行われている。運転・管理部は、発電機械等の運転及び水管理を行っている。また、機器類の維持管理は、電気系統については電気部、それ以外の機器については機械部が担当している。土木部は、ダムの点検、モニタリング、維持管理を行っている。

本件を通じて、適切な維持管理への意識が高まり、体制は強化されている。

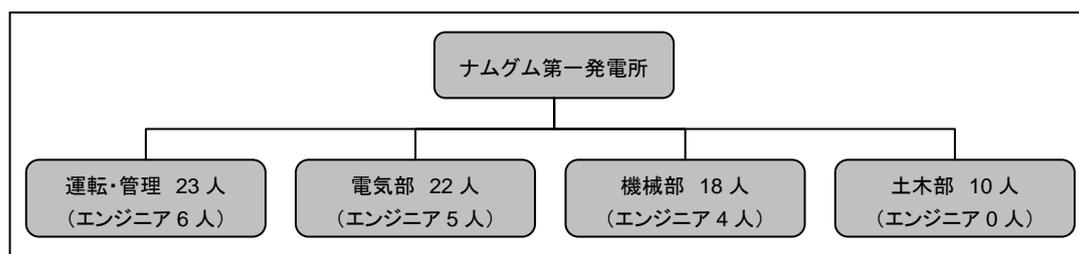


図 6 : ナムグム第一発電所の維持管理体制

3.5.2 運営・維持管理の技術

定期点検については、同発電所の Mechanical Department のエンジニアにより適切に実施されているが、本事業以降、同発電所では分解組立を要する精密点検、あるいは臨時点検は実施されていない。なお、分解組立を要する精密点検、臨時点検は、頻繁に実施されるものではないことから、本事業の経験者などを中心に、EDL 全体として各水力発電所の精密点検を行うチームを組成する体制が整備されつつある。ただし、本事業による短期間の本邦研修のみで、EDL が自力で分解組立を要する精密点検及びそれに基づく適切な保守管理のための設備診断を行うまでに技術力を向上させることは困難であった。適切なオーバーホールの仕様・計画の策定、並びに必要な応じたオーバーホールの外部への発注を適切な時期に行うには、依然として外部の支援が必要な状況にある。

他方、EDL では、水力発電所の維持管理についての技術向上に積極的に取り組んでおり、ナムグム第一発電所のエンジニアも、EDL 訓練センターでの技術研修を受講し、能力向上に努めている。

表 10：ナムグム第一発電所エンジニアの技術研修受講状況

研修コース	受講者	頻度	期間
水力	4	年 4 回	1 回 2 週間
機械	4	年 4 回	1 回 2 週間
電気	9	年 4 回	1 回 2 週間
土木	39	年 4 回	1 回 2 週間

(出所) ナムグム第一発電所提供資料

分解組立技術については、不十分であるものの、定期点検は適切に実施されており、また、精密点検については EDL 全体で 5 年計画を作成し、専門のチームを組成するとともに、必要に応じて外部への委託を行う体制が整備されつつあることから、体制面の問題は無いものと判断される。

3.5.3 運営・維持管理の財務

本事業実施後のナムグム第一水力発電所全体の運営費は、2006 年の 1380 億キップをピークに減少し、2008 年 100 億キップ、2009 年 103 億キップであった。2010 年予算では増額され 210 億キップ超である。そのうち、毎年 94～97%を機器の維持費が占めており、残りの 3～6%が人件費である。機器の維持費も 2006 年 1,340 億キップから 2008 年には 956 億キップと、20%以上減少した。2010 年には 2045 億キップと前年比 2 倍以上に増加されている。

なお、2005 年以降では、本事業対象の 1 号機及び 2 号機にかかる重要な修理などは行われておらず、1 号機及び 2 号機に特定される維持管理費は発生していない。

表 11：ナムグム第一水力発電所の運営維持管理費

(単位：10 億キップ)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
運営維持管理費	128.53	138.01	124.56	100.85	103.07	210.75
人件費	3.49	3.94	4.29	5.24	6.26	6.19
機器の維持費	125.04	134.07	120.27	95.61	96.81	204.55

(出所) EDL 及びナムグム第一発電所提供資料

EDL では、技術レポートを作成し、多額の費用が発生する機器の修理・更新の是非、時期の検討を行い、予算の承認をしている。2008 年、2009 年については、発電所側で予定していた機器の修理・補修が認められず、2010 年度予算に計上されたため、機器の維持費に大幅な変動が見られた。

3.5.4 運営・維持管理の状況

事後評価時点において、本事業で設置された設備・機材の維持管理状況について現地視察をし、問題なく運営維持管理がなされていることを確認した。日常点検及び定期点検についても適切に実施されている。

また、本事業により供与された維持管理に必要なスペアパーツ等については、在庫がまだ保管されており、EDL 自身での部品の調達は行われていない。

現在、ナムグム第一発電所では、無効放流を避けるため、乾期に限って計画的に定期点検・維持管理を実施している。発電機をそれぞれ1～3週間程度停止し、タービン翼についた泥の除去などを含め、必要な補修を行っている。なお、2008年については、雨期が例年より早く始まったため、1号機及び2号機の補修・点検を計画した時期には無効放流を抑えるために発電機を稼働せざるを得ず、定期点検・補修を実施することができなかった。

ナムグム第二発電所の運転開始による流量の安定化による年間発生電力量の増加は設備利用率の上昇につながり、このメンテナンス実施可能時期を短縮させる可能性がある。他方、ナムグム第一発電所に6号機の増設の計画があり、これにより、既設の1号機及び2号機の稼働時間を短縮し、適切なメンテナンスを実施することにより、消耗品の交換頻度を低下させ、維持管理費用の低減にもつながることが期待される。

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

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は、国内電力需要が拡大する中、ラオス国内の基幹発電所であるナムグム第一発電所の設備の改修を行い、設備の機能回復を通じて、安定的な電力供給を目指したものであり、本事業のニーズは非常に高いものであった。また、日本が支援を行い、同発電所の整備を行ってきたことを背景に、機器及び技術の一貫性、継続性の面からも、日本が支援を行うことの妥当性も高いことが認められる。そうした妥当性の高さから、本事業の期待された効果は着実に発現しており、また、同国における水力発電所の維持管理に関する能力向上にも貢献するなどのインパクトも見られる。ナムグム第一発電所の維持管理体制の強化も図られていることから、本事業の効果の高い持続性が見込まれる。

以上より、本事業の評価は、(A) 非常に高い。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

特になし。

4.2.2 JICA への提言

特になし。

4.3 教訓

ナムグム第一発電所は、日本を含む援助により建設され、増設が行われてきた、ラオスの最も重要な基幹発電所のひとつである。日本による同発電所への継続的な支援に加え、日本の水力発電関連の技術力に対するラオス側の信頼が非常に高いことを背景に、同国の水力発電に係る技術力の向上、技術者の育成は同発電所において実践されてきている。

本事業においては、既存設備の改修とともに、水力発電関連機器の維持管理技術の向上が図られたが、こうした技術移転は同発電所の技術者の能力向上のみならず、EDL 全体の水力発電所の技術者の能力向上に貢献し、また、維持管理体制の改善・強化にもつながった。このように、人材育成や技術力の向上に中心的な役割を果たしている発電所への支援は、電力事業体全体の人材育成、技術力、組織体制への波及効果が高いといえる。

他方、本件では、EDL の技術者による水力発電機のオーバーホールの実施に必要な知識及び技術並びに事故等による故障箇所の把握／設備診断にかかる知識が不十分であることが課題として挙げられていたが、本事業では技術向上に関するソフトコンポーネントは組み入れられておらず、コントラクターによる短期間の本邦研修のみでは技術移転は困難であった。EDL による適切なオーバーホールを含めた維持管理および保守管理上必要な設備診断技術の向上を図り、同国における水力発電事業の持続性を一層高めるには、前述した分野にかかる技術移転への支援ニーズを案件形成段階で重点検討項目の 1 つとして明確に位置づけ、無償資金協力における事業の研修コンポーネントの充実化、あるいは、他の関連支援スキームでの実施による対応の可能性を検討しておくのが望ましい。

以上