

平成 24 年度案件別事後評価：
パッケージ III-4
(アルメニア国・ルーマニア国・エジプト国)

平成 25 年 8 月
(2013 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
三州技術コンサルタント株式会社

評価
JR
13-36

序文

政府開発援助においては、1975 年以来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、円借款事業については主に 2010 年度に完成した事業、また技術協力プロジェクトおよび無償資金協力事業については主に 2009 年度に終了した事業のうち、主に協力金額 10 億円以上の事業に関する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。

2013 年 8 月
独立行政法人 国際協力機構
理事 渡邊 正人

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。

0. 要旨

本事業は、アルメニア全土の送配電網の整備及び消費者用メーターの設置を行うことにより、電力供給の安定性及び信頼性の向上、また、テクニカルロスの削減と料金回収率の向上を図り、送配電公社の経営強化、さらにはエネルギー資源の効率的利用による同国の国際収支改善に寄与することを目的としていた。本事業の実施はアルメニア政府の開発政策、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。また、本事業の目的である、電力供給の安定性及び信頼性の向上、また、テクニカルロスの削減と料金回収率の向上という面で概ね計画通りの効果発現が見られ、有効性・インパクトは高い。効率性については、アウトプットの概要が計画時と比べて大幅に変更になっているが、その変更理由は妥当なものであった。事業費は計画内に収まったが、事業期間が計画を大幅に上回ったため、効率性は中程度である。本事業の持続性については、財務状況に軽度な問題があり、本事業によって発現した効果の持続性は中程度である。

以上より、本プロジェクトの評価は高いといえる。

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



改修された Echmiatsin 変電施設

1.1 事業の背景

アルメニアの電力セクターは、旧ソ連時代より、汎コーカサス¹電力網の一部として整備され、発電設備容量は同国の需要を上回る能力を有していた。しかしながら、アルメニア大地震（1988年12月）によるメドザモル原子力発電所の閉鎖、グルジア国内の紛争による同国経由のガスパイプラインの破壊、輸入燃料の高騰による火力発電所の稼働率の低下等から、1993年の電力の供給量は1988年の40%程度にまで低下していた。そのために発生した電力

¹ ヨーロッパ、アジア、中東の間にある、黒海とカスピ海に挟まれた地域

危機（1993 年～1995 年）の結果、安全対策上、問題のある原子力発電所の運転再開を余儀なくされることとなった。この原子力発電所の運転再開（1995 年 12 月）と、経済低迷による電力需要の低迷から、1996 年以降は 24 時間の供給体制が回復している。

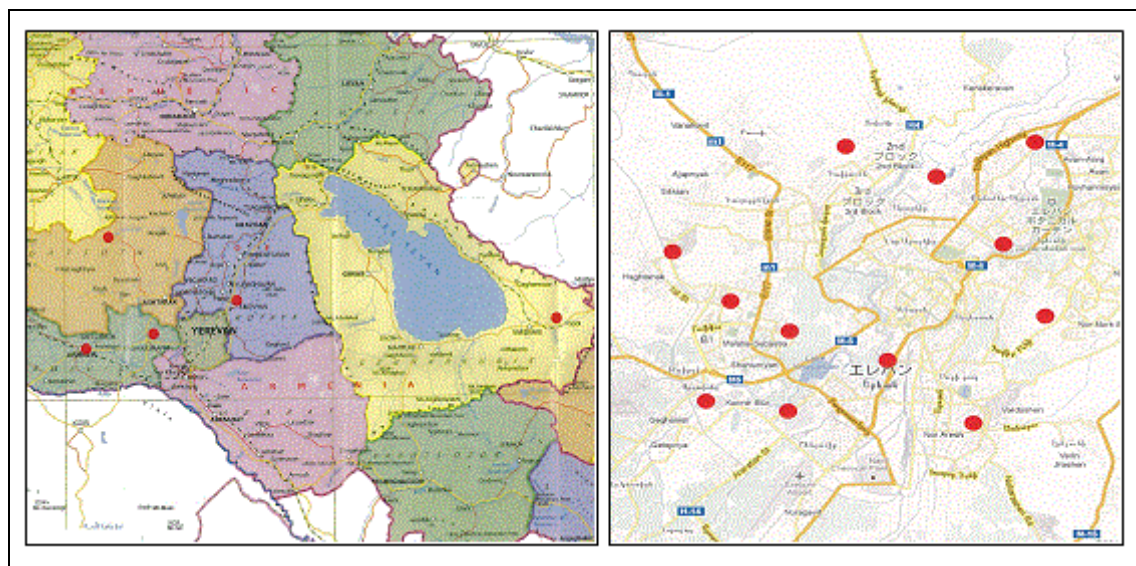
しかしながら、火力発電所のほとんど（1963～76 年建設）は 80 年代以降のメンテナンス不足から設備の老朽化が進み、また、送配電網についても長期間にわたりメンテナンスが不十分であったことや、供給制限時に設備容量を超える消費が短時間に集中したことを受け、変圧器の焼損、ケーブルの溶断が生じる等、設備の劣化が著しく、電圧の変動が生じるなど、電力の安定性が損なわれていた。このような状況の下、アルメニア政府は電力セクター改革に取り組み、電力セクターにおいて独占的地位にあった旧アルメニア電力公社（Armenergo）を発電・送電・配電部門に分割すると共に、電力事業営業権等の発行や電気料金設定を管轄する独立したエネルギー委員会を設置した。

上述の通り、アルメニア国の電力供給システムは、設備の老朽化やメンテナンスの不備により、電力ロスが非常に大きいものとなっていたことから、同国政府は発電所の新設及び改修と共に送配電網の改修を国家開発計画の中で最優先事業として位置付けていた。

1999 年の審査時点において、国際機関をはじめとする他援助機関のアルメニア電力セクターに対する支援が実施されており、既存発電所の緊急性の高い改修については、世界銀行（以下、世銀）、ドイツ復興金融公庫（以下、KfW）が既に事業を実施していた他、原子力発電所に代替するラズダン火力発電所 5 号機については欧州復興開発銀行（以下、EBRD）の支援により、当初、1999 年末に完成予定であった。

1.2 事業概要

アルメニア全土の送配電網の整備及び消費者用メーターの設置を行うことにより、電力供給の安定性及び信頼性の向上、また、テクニカルロスの削減と料金回収率の向上を図り、送配電公社の経営強化、さらにはエネルギー資源の効率的利用による同国の国際収支改善に寄与する。



注：本事業下で改修された変電所（110kV）の位置図。左側はエレバン郊外（5 箇所）、右側はエレバン区域内（12 箇所）。本事業の対象地域はエレバン周辺に位置している。

図 1：事業位置図

円借款承諾額/実行額	5,399 百万円/5,368 百万円
交換公文締結/借款契約調印	1998 年 12 月/1999 年 2 月
借款契約条件	金利 1.80%、返済 30 年（うち据置 10 年） 一般アンタイド（本体分） 金利 0.75%、返済 40 年（うち据置 10 年） 二国間タイド（コンサルタント分）
借入人/実施機関	アルメニア共和国政府/エネルギー投資事業実施公社 ²
貸付完了	2010 年 10 月（当初完了日 2005 年 10 月 20 日）
本体契約	ABB AB（スウェーデン）・Eltel Networks Corporation （フィンランド）（JV）/Heilongjiang No.1 Thermal Power Construction Corporation（中国）
コンサルタント契約	日本工営/東京電力
関連調査（フィージビリティ・スタディ：F/S）等	世銀日本開発政策・人材育成基金（PHRD）、USAID、EU による F/S（1996 年）
関連事業	本事業は世銀及び USAID との協調融資

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

川畑 安弘（三州技術コンサルタント株式会社）

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：2012 年 9 月～2013 年 8 月

現地調査：2012 年 11 月 24 日～12 月 9 日、2013 年 3 月 3 日～3 月 22 日

2.3 評価の制約

- (1) 本事業は、国際協力機構（JICA）、世銀、USAID の協調融資であり、3 機関がそれぞれ融資したコンポーネント全てで事業を形成している。従って、評価については、3 機関融資事業全てを対象に、原則、DAC 評価 5 項目に基づき評価を実施した。特に、有効性及びインパクトについては、機関毎にその有効性を分割して、検証することは困難なため、事業全体の効果を評価対象とした。ただし、効率性、持続性については、円借款分対象の事業に関してのみ、分析・評価を行っている。
- (2) 本事業の事業内容は、既存施設の改修であり、どの施設がどのように改修されたのか、また改修工費の工種別見積り金額はいくらであったのか、その詳細の確認は困難である。また、事業実施中に円借款対象事業の内容も大きく変更されたこともあり、事業全体の当初のアウトプット計画（あるいは事業実施途中の変更後のアウトプット）と実績の比較は困難であり、当分析/評価においては、円借款対象分に対しての当初の計画時と実績の比較分析を基本とする。

² エネルギー投資事業実施公社は本事業実施中の実施機関であり、2011 年のエネルギー関連部門/機関の改変により、解散。

3. 評価結果（レーティング：B³）

3.1 妥当性（レーティング：③⁴）

3.1.1 開発政策との整合性

事業審査時（1999 年）におけるアルメニア政府の最優先課題は、国の経済競争力および国民福祉の改善を支援するため、適正な料金で安定して電力を供給することであった。そのため、発電所の新設・改修とともに送配電網の改修は国家開発計画の中で最優先事業として位置付けられていた。同時に、電力セクターにおけるエネルギー資源の効率的利用を高めるため、電力の安定供給を維持しつつ、同セクターを民営化することを計画していた。

アルメニア政府は 2004 年にエネルギー節減及び再生可能エネルギーに関する法律を施行し、1) 経済及びエネルギー面においての独立性の強化、2) 経済及びエネルギー保障、ならびにエネルギーシステムの安全性の向上、3) エネルギー節減及び再生可能エネルギーを促進するための新産業インフラ及び行政機関の設立・整備、4) 環境及び人の健康に及ぼす技術面での弊害低減を目標にしている。同法律の施行に伴い、その後、経済開発に関するエネルギーセクター開発戦略（2005 年）、エネルギー節減及び再生可能エネルギーに関する国家プログラム（2007 年）等が、また、2010 年には国家エネルギー効率性アクションプランが策定された。同プランでは、2020 年までに住宅建築、公共/民間サービス、産業、農業、運輸交通の各セクターでのエネルギー効率性向上を目的とした一連の関連法規制、機構改革及び人材育成に関する提案を、達成すべき数値目標とともに示している。

審査時（1999 年）及び事後評価時において、電力セクターにおけるエネルギー資源の効率的利用を高めるため、電力の安定供給の重要性が指摘されており、本事業と開発政策との整合性は高い。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

1.1 事業の背景の節で記述したように、1990 年代初頭、電力供給量は大幅に減少していた。その後も、アルメニアの電力供給システムは、設備の老朽化やメンテナンスの不備により、電力ロスが非常に大きいものとなっていたことから、同国政府は発電所の新設及び改修と共に送配電網の改修を国家開発計画の中で最優先事業として位置付けていた。その後、同国政府は電力供給量増大に努め、審査時点（1999 年）では、既存発電所の緊急性の高い改修については、世銀及び KfW の融資で、原子力発電所の代替となる火力発電所（ラズダン火力発電所 5 号機）については、EBRD の援助で事業実施中であった。これらの世銀及び KfW の融資による改修事業及び本事業による電力ロスの改善により、ピーク需要に対する稼働可能設備容量は拡大され、2005 年まで余剰が見込まれ、必要な発電設備容量はほぼ確保されるものと判断されていた。したがって、審査時点では、さらに電力セクターの改革/質の向上を進めるため、電力供給の安定性向上、テクニカルロスの改善、料金回収率向上による非テクニカルロスの改善を目的とした送配電網の改修及び近代化を早急に実施する必要がある。

アルメニア政府は、2007 年、2008 年に発表したエネルギー節減、エネルギー効率性及び代替エネルギー開発等に関する政策をさらに発展させて 2010 年に国家エネルギー効率性アクションプランを策定、その後、エネルギー節減及び効率性向上に取り組んでいる。なお、

³ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

⁴ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

本事業で導入された通信・給電指令システム・データ取得施設（SCADA）は発電された電力を有効かつ効率的に使うことを目的にしているが、さらに一歩進めて、発電、送電、配電を総合的に最適運用化することが可能となっている。また、本事業による送電設備・配電設備の改修/近代化により、電力供給の安定性向上及びテクニカルロスの改善が達成され、政府の目標であるエネルギー節減/効率性向上に貢献していることから、事後評価時点においても開発ニーズとの整合性は高い。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

「海外経済協力業務実施方針（1999年12月策定）」において、コーカサス地域諸国においては、旧ソ連邦時代からの維持管理不備等により、老朽化した社会インフラ修復への支援、環境問題対策への支援、今後の自立的経済開発に必要な経済・社会インフラの整備及び市場経済化に向けての人材育成等を支援の重点分野としていた。

以上より、本事業の実施はアルメニア政府の開発政策、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 有効性⁵（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

本事業の目的は、アルメニア国全土の送配電網の整備及び消費者用メーターの設置を行うことにより、電力供給の安定性及び信頼性の向上、また、テクニカルロスの削減と料金回収率の向上を図り、送配電公社の経営強化、さらにはエネルギー資源の効率的利用による同国の国際収支改善に寄与することであった。協調融資スキーム（JICA、世銀、USAID）⁶の下、当初の円借款対象分は送配電網の改修であった。本事業は、3機関がそれぞれ融資したコンポーネント全てで事業を形成しているため、特に、有効性については、機関毎にその有効性を分割して、検証することは困難であり、事業全体の効果を評価対象とした。本事業のアウトカムは、電力供給の安定性、信頼性の向上テクニカルロスの削減及び料金回収率の向上であり、以下、その定量的効果を検証する。

(1) 配電網におけるテクニカル⁷/コマーシャルロス⁸の低減（電力供給の安定性向上）

本事業完成後の配電網のテクニカル/コマーシャルロスの低減効果を表1に示す。

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。

⁶ 世銀の主な担当範囲は送配電網改修及びコンサルティング・サービスで、USAIDの担当範囲は消費者用メーターの取替えであった。

⁷ 送電線や配電線の抵抗により、一部の電気エネルギーが熱として失われてしまうことをいう。

⁸ 盗電、利用者の料金不払い、会計処理ミス等が挙げられる。

表 1：テクニカル/コマーシャルロスの低減

	基準値	当初目標値	実測値			
	1999	2007	2009	2010	2011	2012
テクニカル/ コマーシャルロス	総配電量の 33%と想定	総配電量の 18%以下	12.9%	13.2%	12.9%	12.9%

出典：基準値および目標値は世銀事業完成報告書、実測値は質問票回答。

注：2008年6月30日付の世界銀行事業完成報告書によると、2003年及び2006年における配電網のテクニカル/コマーシャルロスの低減量はそれぞれ21.7%、15.1%であった。

本事業開始前の総ロス量は、世銀事業完成報告書によると総配電量の約33%と見られ、2007年における当初目標値は18%以下と設定されていた。本事業完成後直近2年間の実績値は12.9%であり、当初目標値よりも約5%下回っている。なお、本事業の円借款分完了前の2009年には既にロス率が低下しているが、その要因は世銀融資分および本事業の一部設備が既に供用開始していたことによるものと思われる。

(2) 送電網におけるテクニカルロスの低減（電力供給の安定性向上）

本事業完成後の送電網のテクニカルロスの低減効果を表2に示す。

表 2：テクニカルロスの低減

	基準値	実測値				
	2003	2006	2009	2010	2011	2012
テクニカルロス	総送電量の 4.2%	1.4%	1.36%	1.68%	2.01%	2.05%

出典：基準値および2006年実績値は世銀事業完成報告書、2009年以降の実測値は質問票回答。

注：2008年6月30日付の世界銀行事業完成報告書によると、2003年及び2006年における送電網のテクニカルロスの低減量はそれぞれ4.2%、1.4%であった。

本格的工事開始前2003年における送電網におけるテクニカルロスは4.2%であったが、2012年におけるロス量は2.05%であり、ほぼ半減している。なお、本事業の円借款分完了前の2009年には既にロス率が低下しているが、その要因は世銀融資分の設備が既に供用開始していたことによるものと思われる。

(3) 料金回収率の改善（高圧送電網公社及び配電公社の経営状態及び財政状況の改善）
（消費者用メーターの取替え⁹⁾）

審査当時（1999年）の料金回収率は85%であり、事業完成時の目標を95%としていた。消費者メーターが各利用者宅（世帯）に設置された結果（一部、USAID 融資）、料金回収の実績は、2009年以来、回収率100%を維持している。

(4) 設備稼働率（電力供給の安定性向上）

事業実施後も変電所内変圧器の稼働率はほぼ100%となっており、計画停電は一部継続している。

⁹⁾ 「3.4 効率性」で後述のとおり、消費者用メーターの取替えは一部、当初円借款で実施予定であったが、本事業の範囲より除外されアルメニア側の自己資金により実施された。

(5) 年間平均停電時間（電力供給の安定性向上）

本事業完成後の年間平均停電時間の減少効果を表 3 に示す。

表 3：年間平均停電時間

単位：分/消費者

	2008	2009	2010	2011	2012
計画停電	91	95	186	174	123
計画外停電	816	774	1,013	599	401
計	907	869	1,199	773	524

出典：質問表への回答書

注 1：過去 2 年（2011 年、2012 年）の計画停電時間数が 2008 年、2009 年と比較して大きい理由は、さらに改修工事を進めるため、定期検査を実施していることによる。

注 2：2010 年、停電時間の長い理由は、天候不良（冬季の豪雪及び春季に襲来した嵐）により、電線が切断され、修復に時間を要したことによる。

本事業完成後（2010 年 10 月）、年間平均停電時間は年々減少している。

配電網におけるテクニカル/コマーシャルロス当初目標値よりも約 5%、下回っており、また、送電網におけるテクニカルロスも基準値より半減しているため、本事業は電力供給の安定性向上に貢献している。料金回収率は 2009 年以来、100%となっており、電力利用者から電気料金を確実に徴収できることは、電力関連会社の経営状態及び財政状況の改善につながっている。

3.2.2 定性的効果

(1) 設備故障の減少と安定した電圧での電力の供給及び送配電公社の経営強化

アルメニアの電力事業はエネルギー/天然資源省の下、電力システム運営社 (Electro Power System Operator CJSC- EPSO) が発電、送電、配電を総合的に最適運用する管理任務を有し、解決センター (Settling Center) が発電、送電、配電の各機関/企業が実際に発電、送電、配電した電力量を計測確定している。このようなシステムが構築されたことにより、エネルギー資源の効率的利用及び安定的電力の供給が可能となった。また、アルメニア電線網会社 (Electricity Network of Armenia – ENA) 及び高圧送電網公社 (High Voltage Electric Network CJSC – HVEN) において国際会計基準が適用されるようになり、かつ、国際会計監査法人による外部監査が実施されるようになり、両社の経営強化につながっている。

3.3 インパクト

3.3.1 インパクトの発現状況

当初、本事業の実施により、アルメニアのエネルギー資源の効率的利用により、国際収支改善に寄与することが想定されていた。

(1) 外国資本直接投資増加および国際貿易収支への寄与

本事業完成後の外国資本直接投資を表 4、国際貿易収支を表 5 に示す。

表 4：外国資本直接投資状況

単位：百万ドル

年	1999	2008	2009	2010
投資額	122	935	777	935

出典：世銀審査報告書（1999 年、2012 年）

表 5：国際貿易収支状況

単位：百万ドル

年	1999	2008	2009	2010
輸入額	811	4,426	2,378	3,783
輸出額	232	1,057	624	1,011
貿易収支	579	3,369	1,754	2,772
貿易総額	1,043	5,483	3,002	4,794

出典：世銀審査報告書（1999 年、2012 年）

直接投資額は、リーマンショック後の 2009 年には、一旦減少したが、2010 年には 2008 年レベルまで回復し、審査時（1999 年）の約 8 倍に増加している。貿易額に関しても、2009 年に一旦減少したものの 2010 年にはかなり回復し、約 4.6 倍に増加している。一方で、輸入超過の状況は同国の経済形態から、現時点でも続いている。ただし、本事業が外国資本直接投資および国際貿易収支に貢献したかどうかは、その確認が困難である。

(2) 電力輸出/輸入量の増加

本事業完成後の電力輸出/輸入量状況を表 6 に示す。

表 6：電力輸出/輸入量

単位：百万 kWh

年	2007	2008	2009	2010	2011
輸出量	313	360	336	1,061	1,383
輸入量	409	338	246	157	71

出典：質問票への回答書

現時点での外国への電力輸出入はイランのみである。イランとは需要/供給状況により、お互い融通し合う協定を結んでおり、夏季（4 月－9 月）にはアルメニアより輸出し、冬季（10 月－3 月）にはイランより電力を輸入している。

3.3.2 その他、正負のインパクト

(1) 自然環境へのインパクト

審査時点で指摘された既存施設（使用済みオイル、建設機材費等）の廃棄処理は、適切に処理されたとの報告を実施機関より受けた。また、変電所（配電施設）については、変電所全体の周辺及び内部の変電施設を囲むフェンスが 2 重に設けられており、感電事故からの防護対策が十分に取られていることが確認された。なお、変電所（配電施設）及び SCADA は既存施設内での改修であり、特に自然環境への影響はない。

(2) 住民移転・用地取得

本事業は既存施設の改修であり、用地取得、住民移転は発生しなかった。

(3) その他正負のインパクト

変電所において、遮断器を旧型のオイル式から最新型のガス式に交換したため、オイルの使用量が低減され、コストの削減及び変電所内機器周辺の環境改善（油漏れの減少）につながった。

以上より、電力供給の安定性及び信頼性の向上、また、テクニカルロスの削減と料金回収率の向上を図るという面で目的が達成されていることが確認された。したがって、本事業の実施により、概ね計画どおり効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。

3.4 効率性（レーティング：②）

3.4.1 アウトプット

本事業円借款対象分におけるアウトプット（計画及び実績）を表7に示す。

表7：アウトプット比較（計画/実績）

	審査時点での事業概要	事業概要変更（2000年8月）	事業完成時点での事業概要
送電網改修	1) 220 k V の変電所 6 箇所 (Ekhegnadzor, Shahumyan-2, Shinuhair, Vardashen, Vardashe, Shengavit) を対象に断路器の交換、エアーコンプレッサー等の取替え。 ・ 機材（車両、工具、試験器具）の調達。 ・ 変電所内安全対策（構内火災対策設備等の改修） 2) 給電指令システム・通信設備の改修	1) 110kV の変電所 33 箇所の改修（遮断器、断路器、変流器の交換等） 2) 通信・給電指令システム・データ取得設備（SCADA）の設置	1) 通信・給電指令システム・データ取得設備（SCADA）の設置：ビデオ表示板（Video Wall）の設置（追加項目）以外は計画どおり。
配電網改修	1) エレバン、中部、南部配電地区の設備更新・近代化（遮断器、ヒューズ、変圧器、電力ケーブル） 2) 4 配電地域の消費者用メーターの取替え	1) 配電所の改修は円借款対象から除外。 2) エレバン地区の住宅用電力量計の取替え	1) 110kV の変電所 17 箇所の改修 2) エレバン地区の住宅用電力量計の取替えは本事業より削除。
コンサルティング サービス	1) 詳細設計（給電制御システム）、詳細設計見直し、入札補助、施工監理補助 2) 環境対策関連業務 ・ 公害・住環境保全を考慮した設計、入札内容の指導/助言 ・ 環境モニタリングに必要な資機材の保有状況の確認 ・ 事業実施中の環境影響の防止指導/助言 外国人： 81 M/M ローカル： 59 M/M ローカルスタッフ：237 M/M	1) 詳細設計（給電制御システム）、詳細設計見直し、入札補助、施工監理補助 2) 110kV 変電所改修に係る詳細設計を追加。 3) 環境対策関連業務 ・ 公害・住環境保全を考慮した設計、入札内容の指導/助言 ・ 環境モニタリングに必要な資機材の保有状況の確認 ・ 事業実施中の環境影響の防止指導/助言	業務内容はほぼ計画どおり。 外国人： 69 M/M ローカル： 229 M/M ローカルスタッフ： 483 M/M

出典：JICA 審査時資料、JICA 内部文書、完了時報告書、質問票への回答

注1：2000年8月に変更された事業概要に関して、110kV の変電所 33 箇所の改修は送電網改修の一部とされていたが、実施機関作成の完了時報告書及び世銀の事業完成報告書によると、同改修工事は配電網改修の一部とされているため、表7、実績の行では、同改修工事は配電網改修の項目に入れている。なお、世銀との協議の結果、世銀は送電網改修を担当することとなり、220kV の変電所 8 箇所の改修を実施した。

本事業の全体事業は、USAID、世銀及び JICA の 3 者での協調融資で実施されたが、電力セクターの構造改革（民営化等）の影響により、事業実施途中で 3 者間での担当コンポーネントについての協議が行われ、変更が行われた。JICA 担当事業の円借款対象分のスコープが大幅に変更されているが、その変更はやむを得ないものであり妥当であった。主な変更箇所及び理由は下記のとおりである。

- 1) 当初計画では、220kV 送電用変電所 6 箇所の改修工事を予定していたが、世銀との融資分担の整理を行い、110kV 配電用変電所 33 箇所の改修に変更。その後、33 箇所の変電所の部分改修から 17 箇所の変電所の全面改修工事に変更。なお、送電網変電所の改修（220kV の 8 変電所）は世銀融資で実施。
- 2) 消費者用メーターの取替えは、アルメニア政府が実施することになり、円借款対象外となった。
- 3) ビデオ表示板（Video Wall）設置を追加工事として実施。
- 4) コンサルティング・サービス従事要員数（M/M）については事業実施期間が大幅に延長されたため、ローカル専門家及びローカルスタッフの M/M も大幅に増加。



Kirza（キルザ）変電所改修機器



SCADA ビデオ表示版

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

審査時に積算された円借款対象分の総事業費は 5,838 百万円（内、円借款は外貨分及び内貨分に充てられ、総額 5,399 百万円、残り 438 百万円は自己資金）であった。大幅なスコープ変更があったが、実績は 5,368 百万円で、スコープ変更に見合った事業費であり、計画を下回った（対計画比 92%）。

主な円借款対象分のスコープ変更点については、3.4.1 アウトプット参照のこと。なお、JICA が USAID 及び世銀との協調融資に参画すると決まった後の世銀が 2008 年時点で見積もった総事業費（一部、実績額も含む）は 89.82 百万ドル（2008 年 5 月 3 日の 1 ドル=104.64 円での換算レートで約 9,398 百万円）であったが、円借款貸付完了日時点（2010 年 10 月）での実績総事業費は 89.52 百万ドル（2008 年 5 月 3 日の 1 ドル=104.64 円での換算レートで約 9,367 百万円）であり、総事業費の対計画比は約 100%である。

表 8：事業費比較（当初計画額および実績値）円借款対象分

（単位：百万円）

項目	当初計画額					変更後 計画額	実績値				
	外貨	内貨		合計			外貨	内貨		合計	
	円借款	自己 資金	円借款	合計	円借款		円借款	自己 資金	円借款	合計	円借款
1) 送電網リハビリ	1,555	79	479	2,113	2,035	616	1,482	0	0	1,482	1,482
・ 変電所リハビリ	972	34	360	1,366	1,333	0	0	0	0	0	0
・ 給電制御システム/通信システムの リハビリ	583	45	119	747	702	616	1,482	0	0	1,482	1,482
2) 配電網リハビリ	2,486	314	0	2,800	2,486	4,211	3,576	0	0	3,576	3,576
・ 配電変電所改善	1,490	184	0	1,674	1,490	3,213	3,576	0	0	3,576	3,576
・ 消費者用メー ター取替え	9986	130	0	1,126	996	998	0	0	0	0	0
3) コンサルティング サービス	281	0	43	324	324	214	305	0	0	305	305
4) 物的予備費	216	21	26	263	242	358					
5) 価格予備費	275	25	38	339	313						
6) JICA 約定手数料						0	5	0		5	5
合計	4,813	438	586	5,838	5,399	5,399	5,368	0		5,368	5,368

出典：JICA 審査時資料、JICA 内部文書、完了時報告書、質問票への回答を替レート：審査時点 1 US\$ = 119 円（1997 年 6 月）、事業実施中 1 US\$ = 104.64 円（2008 年 5 月 31 日）

注 1：2000 年 8 月に変更されたスコープに関して、110kV の変電所 33 箇所の改修は送電網改修の一部とされていたが、実施機関作成の完了時報告書及び世銀の事業完成報告書によると、同改修工事は配電網改修の一部とされているため、表 8、実績の行では、同改修工事は配電網改修の項目に入れてある。

3.4.2.2 事業期間

事業実施期間は、計画を大幅に上回った。審査時に計画された 1999 年 2 月（L/A 調印月）より 2003 年 12 月（工事完成）の 59 ヶ月に対して、実績は 1999 年 2 月（L/A 調印月）より 2010 年 10 月（貸付完了日）の 141 ヶ月であり、計画比 239%であった（コンサルティング・サービス完了も 2010 年 10 月）。

表 9：事業期間比較（当初計画および実績）円借款対象分

	計 画 (L/A 調印時)	実 績
L/A 発効	1999 年 5 月	1999 年 10 月
送電網リハビリ：変電所改修	2000 年 9 月～2003 年 10 月	本事業より除外
通信・給電指令システム・データ 取得設備（SCADA）設置の入札	1999 年 9 月～2000 年 8 月	2002 年 6 月に入札（PQ を含む）を開始したが、2006 年、入札は無効とされた。2007 年 2 月～2008 年 2 月に再入札。
通信・給電指令システム・データ 取得 設備（SCADA）の設置 ビデオ表示板（Video Wall）の設 置（追加項目）	2001 年 7 月～2003 年 12 月	2008 年 4 月～2010 年 9 月（SCADA の設置） 2010 年 6 月～2010 年 9 月（ビデオ表示 板の設置） 2010 年 9 月～2011 年 9 月は調整、試運 転期間
配電網リハビリ： 33 配電変電所の改修の入札	1999 年 9 月～2000 年 8 月	2002 年 4 月に入札を開始したが、2005 年入札は無効。2007 年 4 月～2008 年 8 月に再入札。
配電網リハビリ： 33 配電変電所の改修	2000 年 7 月～2001 年 10 月	2008 年 9 月～2010 年 9 月（17 変電所 （110kV のみ）の改修）
消費者用メーターの取替え	2000 年 10 月～2001 年 11 月	本事業より除外
コンサルタント選定	1999 年 2 月～1999 年 7 月	2000 年 12 月～2001 年 3 月
コンサルティング・サービス	1999 年 5 月～2003 年 12 月	2001 年 3 月～2010 年 10 月

出典：審査時資料、完了時報告書、質問票への回答書

主な遅延理由は次の通りである。

- 1) 円借款契約（L/A）発効の段階で発効に必要な書類の準備に時間を要し、5ヶ月の遅延。
- 2) 実施機関が国際競争入札による調達に不慣れなため（TOR 及びショートリストの作成）、コンサルタント調達の段階で 20 ヶ月の遅延。
- 3) コンサルティング業務開始後、それぞれ詳細設計及び入札図書（国際競争入札用）の作成に想定以上の時間を要した。SCADA については、2004 年 11 月、17 変電所（110kV）については、2004 年 2 月に完成。
- 4) SCADA 設置については、入札開始後、仕様を最新形式とするために、実施機関が仕様及び数量の変更を行ったが、修正案に基づく入札結果に対して、検討の結果、事業管理委員会が 2006 年に無効と判断。2007 年 2 月～ 2008 年 2 月に再入札を行った。
- 5) 17 変電所（110kV）改修工事の入札については、事前審査有資格社のうち、1 社のみが応札したため、予定金額を 60%上回り、事業管理委員会が入札を一旦、取り止めた（2005 年）。その後、事前審査無しで再入札を実施した（2007 年 4 月～2008 年 8 月に再入札）。
- 6) L/A 調印後、コンサルタントの選定、及び工事業者調達業務が進められていた段階で、本事業の一項目である配電網事業（110kV 以下）が、2004 年に民営化後、英国の製鉄会社に売却され、さらに 2005 年にはロシアの電力企業に転売されたため、本事業の実施機関と民間企業とのサブリース契約締結まで時間を要した。その後、JICA による承認に必要な書類の提出が大幅に遅れたことが事業全体の工程に大きな影響を及ぼした。
- 7) 消費者用メーターの取替え請負業者選定後、事業管理委員会が入札を取り止め、その後、アルメニア政府の自己資金でメーターを調達することになったため、調達/据付工事が遅れ、本事業にも少なからず影響を及ぼした。

3.4.3 内部収益率（事業全体）（参考数値）

3.4.3.1 財務的内部収益率（FIRR）

審査時の FIRR 算定に用いた前提/仮定条件と同条件で算定された、世銀融資の事業完成時点（2008 年 6 月）における FIRR 値（事業全体）を表 10 に示す。

表 10：FIRR（審査時/事後評価時）

	審査時 (1999 年)	世銀融資の 事業完成時点
FIRR (%)	23	16

出典：世銀事業完成報告書

費用：建設費、運営・維持管理費

便益：システム安定性の向上、テクニカルロス低減

世銀融資の事業完成時点での FIRR の低下は、事業費（現地通貨による USAID、世銀及び円借款対象分を含めた総事業費）の増加が一因と考えられる。

3.4.3.2 経済的内部収益率（EIRR）

審査時に算定された EIRR は 24%であったが、事後評価時点における EIRR は事業内容が大きく変更されたため、再計算は困難である。

以上より、本事業は事業費については計画内に収まっているが、事業期間が計画を大幅に上回ったため、効率性は中程度である。

3.5 持続性（レーティング：②）

3.5.1 運営・維持管理の体制

本事業の実施機関はエネルギー・天然資源省所管のエネルギー投資事業実施公社（2011 年のエネルギー関連部門/機関の改変により、解散。）で、借入人はアルメニア政府（財務省）である。また、審査時点では、送電部門については、アルメニア電力公社及び高圧送電網公社が、配電部門については、4 配電公社が、それぞれ運営維持管理を担当することになっていた。しかしながら、2011 年には電力セクターの組織体制が一新され、図 2 に示す体制となった。事後評価時点において本事業（円借款分）で整備された施設を含む各部門の運営・維持管理を担当する関連機関は、次のとおりである。

表 11：運営/維持管理担当関連機関及びそれぞれの役割/責任

関係機関	役割/責任（本事業で改修された施設の運営・維持管理を含む）
エネルギー・天然資源省	電力セクターの政策・戦略策定
電力システム運営会社 (Electro Power System Operator CJSC- EPSO)	総合運営管理指令：EPSO は本事業で整備された通信・給電指令システム・データ取得設備（SCADA）の運営維持管理も担当。 2004 年 12 月、アルメニア電力公社より移管。
解決センター (Settling Center)	発電、送電、配電量の検証及び確定。
高圧送電網公社 (High Voltage Electric Network CJSC – HVEN)	原子力、火力、水力、再生エネルギー（風力、太陽光等）の各発電所で発電された電力を 220-110kV の送電網で 送電。
アルメニア電線網 (Electric Networks of Armenia ENA)	配電：本事業で整備された 17 変電所（110kV）の運営・維持管理を担当。配電網総延長は約 3 万 6 千 km で約 93.5 万人の利用者へ配電。
公共サービス規制委員会 (Public Services Regulatory Commission)	電力事業関連の免許交付及び料金設定。

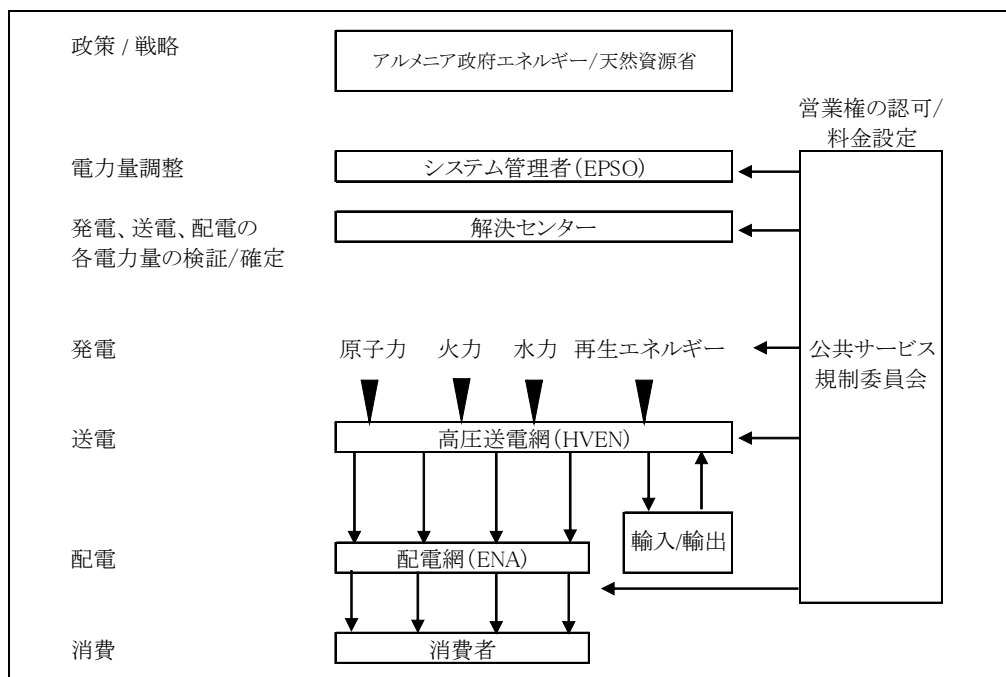


図2：アルメニア電力セクターの組織体制

アルメニア電力セクターの運営・システム管理を担当するのは、EPSO である。同社は、100%国有の株式会社であり、本社に約 80 名、支社に約 200 名の職員を有している。うち、運営・維持管理を担当する職員数は約 50 名である。EPSO は、本事業で整備された通信・給電指令システム・データ取得設備 (SCADA) の運営維持管理も担当している。一方、配電システムの運営維持管理を担う ENA は 100%民間の株式会社 (ロシアの OJSC INTER RAO UES の子会社) であり、アルメニア国内に、11 箇所の支店とともに約 8,000 名 (本部には約 670 名) の社員を有する。本事業で整備された 17 変電所 (110kV) の運営・維持管理を担当するが、その担当職員数は約 80 名である。

EPSO および ENA 両社の幹部職員によると、本事業で整備された設備の運営・維持管理に対しては、技術職員を含み、十分な人員体制が確保されているとの証言を得た。



EPSO 及び解決センターの入っているビル



エレバン水力発電所に設置された
SCADA 関連施設

3.5.2 運営・維持管理の技術

SCADA の本部指令室には指令官 1 名、副司令官 2 名が常時配置されており、電力の最適運用を図るべく指令を出している。指令室には各種の運用マニュアルが整備され、また訓練用のシミュレーションデスクも設置されており、緊急時の対応等に関する研修を定期的に行っている。

ENA の本部にも指令室が設けられ、各変電所とつながっている。各変電所には 4-5 名の維持管理要員が交代で 24 時間詰めており、運転状況を監視している。簡単な維持管理作業については、5 名程度の維持作業要員（数ヶ所の変電所を担当）が巡回し対応している。ENA 本部敷地内には、現場で行う作業の研修用の模擬施設が設けられ、定期的に維持管理職員は、講義（社内経営改善、社内規則/規定、会計/税務処理、IT 及び人事管理等）及び現場作業の研修を受講している。2011 年には延べ 792 人の職員が何らかの特別研修を受講し、終了試験に合格している。現地調査時に、各変電所に、各種運用/維持修理マニュアル（リレー保護運用、動力機器運用等）が整備されていることが確認された。

3.5.3 運営・維持管理の財務

送配電網施設に関して、本事業で整備された設備・施設の運営維持管理を担当する機関は EPSO 及び ENA である。EPSO は 100% 政府出資の国営企業であり、その収入源は消費者から徴収される電力料金である。資金の流れは、ENA が消費者から徴収した電力料金を高圧送電網公社及び解決センターを経て EPSO へ送るという流れである。EPSO は円借款の返済義務を負っているが、借款返済分を計上した収支では過去 2 年間、赤字となっている。2011 年の収入は 1,302.3 百万 AMD¹⁰（約 260.5 百万円）、支出は 2,076.7 百万 AMD（約 415.3 百万円）で結果として、約 774.4 百万 AMD（約 154.9 百万円）の損失を出している。支出の中には、約 50 人の運営・維持管理要員の人件費、年間約 90 百万 AMD が含まれている。

電力料金の設定に関しては、少なくとも、運営・維持管理費、テクニカルロス及びデットサービス（債務元利未払金）の一部をカバー出来るよう考慮してあるとのことであるが、料金の改定/設定に関しては、公共サービス規制委員会が決定権を有している。また、EPSO の財務担当者からは、2013 年初頭より、円安の方向に転じ、借入金の支払いが幾分、楽になり、収支も改善されると想定しているとの報告を受けている。最終的には EPSO が国営企業でもあり、借款の返済が困難な場合、アルメニア政府（財務省）が返済義務を負っているとは言え、電力セクターの新組織体制の下、どのように EPSO が政府から財政支援を受けられるのか不明である。

一方、ENA は民間企業であり、アルメニア政府より、国内の配電サービスに関して、独占的認可を得て、電力料金からの収入で配電事業の運営・維持管理を行っている。なお、ENA はアルメニアにおいて、最大納税企業の 1 社でもある。以下、ENA の過去 3 年間の収支状況を表 12 に示す。

¹⁰ アルメニアの通貨単位。アルメニアドラム（AMD）の略。1AMD は約 0.2 円（2011 年の年間平均為替レート）。

表 12：ENA の収支状況

単位：百万 AMD

	2009	2010	2011
売上高/収入	92,090	99,329	108,681
維持管理費（除原価償却）	9,415	10,068	7,398
人件費（含む社会保険）	14,029	14,762	15,717
営業利益（除原価償却）	16,686	25,362	16,673
営業利益	12,336	21,245	20,994
純利益	-21,540	11,670	2,826

出典：ENA 年次報告書

注：表には主要項目のみ記載しており、項目毎の数字のみ参照のこと。

ENA の収支は 2009 年には赤字を出しているが、直近の 2 年は黒字を計上している。同社の収支については、その売上（収入源）が基準電気料金の設定に影響されるが、前述のとおり、その設定については、同社の経営状況、他の公共料金とのバランス等を勘案して、公共サービス規制委員会（Public Services Regulatory Commission）が決定する権限を有している。なお、現時点（2013 年 3 月）での電気料金（35-110 k V）は昼間 21AMD/kWh、夜間 17 AMD/kWh である。）

本事業で建設/設置された施設/設備は現時点で保証期間内にあるため、殆どの資機材費用は発生しておらず、維持管理要員の人件費だけが発生している。約 80 人の維持管理要員の人件費は年間約 117 百万 AMD であり、ENA の年間予算から支出されている。ENA の話では、保証期間終了後の維持管理費用については、当面、大きく増加することもなく、また、ENA の財務能力からしても特に問題はないとしている。なお、ENA は 14 カ国で電力事業を営むロシアの OJSC INTER RAO UES の子会社であり、経営的に問題はない。

電力セクター運営の核となる、ESPO の収支は過去 2 年間、赤字となっている。ESPO は国営企業であり、最終的には政府からの財政支援が受けられるが、このような財務状況の下、政府からの財政支援がどのような形でなされるのか不明である。

3.5.4 運営・維持管理の状況

EPSO が運営管理している SCADA、及び ENA が運営管理している 17 変電所（配電網改修）は完成して間も無いため、特に大きな問題も無く、機能している。

SCADA は約半年前に保証期間が終了したばかりであり、また、変電所の設備も一年に 1 回の簡単な点検だけの維持管理作業で済んでいる。ENA からは維持管理作業用の機材及びスペアパーツについても適切に準備・整備されているとの報告を受けた。維持管理についても、各施設・設備毎に用意されているマニュアルに基づいて、定期的に行われている。

以上より、本事業の維持管理は財務状況に軽度な問題があり、本事業によって発現した効果の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、アルメニア全土の送配電網の整備及び消費者用メーターの設置を行うことにより、電力供給の安定性及び信頼性の向上、また、テクニカルロスの削減と料金回収率の向上を図り、送配電公社の経営強化、さらにはエネルギー資源の効率的利用による同国の国際収支改善に寄与することを目的としていた。本事業の実施はアルメニア国政府の開発政策、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。また、本事業の目的である、電力供給の安定性及び信頼性の向上、また、テクニカルロスの削減と料金回収率の向上という面で概ね計画通りの効果発現が見られ、有効性・インパクトは高い。効率性については、アウトプットの概要が計画時と比べて大幅に変更になっているが、その変更理由は妥当なものであった。事業費は計画内に収まったが、事業期間が計画を大幅に上回ったため、効率性は中程度である。本事業の持続性については、財務状況に軽度な問題があり、本事業によって発現した効果の持続性は中程度である。

以上より、本プロジェクト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	審査時計画	事業概要変更（2000年8月）	実 績
① アウトプット 送電網改修	1) 220 k V の変電所6箇所 (Ekhegnadzor, Shahumyan-2, Shinuhair, Vardashen, Vardashe, Shengavit) を対象に 断路器の交換、エアーコンプレッサー等の取替え。 ・ 機材（車両、工具、試験器具）の調達。 ・ 変電所内安全対策（構内火災対策設備等の改修）	1) 110kV の変電所33箇所の改修 (遮断器、断路器、変流器の交換等) 2) 通信・給電指令システム・データ取得設備（SCADA）の設置	1) 通信・給電指令システム・データ取得設備（SCADA）の設置：ビデオ表示板（Video Wall）の設置（追加項目）以外は計画どおり。
配電網改修	2) 給電指令システム・通信設備の改修 1) エレバン、中部、南部配電地区の設備更新・近代化（遮断器、ヒューズ、変圧器、電力ケーブル） 2) 4配電地域の消費者用メーターの取替え	1) 配電所の改修は円借款対象から除外。 2) エレバン地区の住宅用電力量計の取替え	1) 110kV の変電所17箇所の改修 2) エレバン地区の住宅用電力量計の取替えは本事業より削除。
コンサルティング・サービス	1) 詳細設計（給電制御システム）、詳細設計見直し、入札補助、施工監理補助 2) 環境対策関連業務 ・ 公害・住環境保全を考慮した設計、入札内容の指導/助言 ・ 環境モニタリングに必要な資機材の保有状況の確認 ・ 事業実施中の環境影響の防止指導/助言 外国人： 81 M/M ローカル： 59 M/M ローカルスタッフ： 237 M/M	1) 詳細設計（給電制御システム）、詳細設計見直し、入札補助、施工監理補助 2) 110kV 変電所改修に係る詳細設計を追加。 3) 環境対策関連業務 ・ 公害・住環境保全を考慮した設計、入札内容の指導/助言 ・ 環境モニタリングに必要な資機材の保有状況の確認 ・ 事業実施中の環境影響の防止指導/助言	業務内容はほぼ計画どおり。 外国人： 69 M/M ローカル： 229 M/M ローカルスタッフ： 483 M/M
② 期間	1999年2月～2003年12月 (59ヶ月)	1999年2月～2010年10月 (141ヶ月)	1999年2月～2010年10月 (141ヶ月)
③ 事業費			
外貨	4,813百万円	4,940百万円	5,368百万円
内貨	1,024百万円	459百万円	0百万円
合計	5,838百万円	5,399百万円	5,368百万円
うち円借款分	5,399百万円	5,399百万円	5,368百万円
換算レート	1US\$ = 119円 (1997年6月現在)	1US\$ = 119円 (1997年6月現在)	1US\$ = 119 円 (審査時レートを使用)

ルーマニア

ブカレスト～コンスタンツァ間鉄道近代化事業

外部評価者：三州技術コンサルタント株式会社

川畑 安弘

0. 要旨

本事業は、欧州第4回廊の一区間ブカレスト - コンスタンツァ間（225km）のうち、既存路線軌道（合計 86km）及び関連施設（信号、通信、電気設備、駅設備等）の高規格化を行うことにより、鉄道運行の安定性及び安全性を確保することで、輸送能力の拡大及び輸送効率の改善を図り、もって周辺国との物流促進に寄与することを目的としていた。本事業の実施はルーマニア国政府の開発政策、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。また、本事業の開発目的である輸送能力の拡大及び輸送効率の改善に関しては、本事業の実施により、概ね計画どおりの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。効率性についてはアウトプットに関して主要部分は概ね計画通りであるが、事業費及び事業期間ともに計画を大幅に上回ったため、効率性は低い。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。

以上より、本事業の評価は高いといえる。

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



フェテスティ - コンスタンツァ区間の
事業終点（コンスタンツァ側）

1.1 事業の背景

1980年代まで、ルーマニアの中長距離輸送を独占的に担っていた鉄道は、1989年の体制転換以降、抜本的な構造改革の必要性に迫られた。1990年代の運輸セクターの需要を見ると、1990年から1998年の間、貨物輸送においては、道路・水運の需要が相対的に高まっていく傾向にあり、鉄道は減少傾向にあった。一方、旅客輸送需要については鉄道が主要な地位を占めており、ルーマニアにとって、鉄道交通は引き続き重要な役割を果たしていた。

1990年代に入り、旧ルーマニア国鉄（91年に運輸省より独立）は、恒常的な赤字を抱えていた。そのため、リハビリが十分に行われず、既存路線の老朽化が進み、路床基盤の老朽

化による運転速度低下等の問題が顕在化していた。このような状況の下、世界銀行（以下、世銀という）は、旧ルーマニア国鉄の経営改善、技術向上を目標とし、1992～1994 年に技術協力を実施した。さらに鉄道リストラ計画を欧州復興開発銀行（以下 EBRD という）、EU とも協力の上、実施し、それを受け、ルーマニア政府としても、旧ルーマニア国鉄の分割等を始め、抜本的な鉄道セクターの改革に着手した。

他方、1990 年代半ばから、EU の東方拡大政策¹が進む中で、中東欧の主要な鉄道・道路路線は「欧州回廊」として重点的に整備されることとなり、それにあたっては西欧の規格へ統一されることとなった。また、冷戦体制崩壊後、中・東欧諸国と旧ソ連との関係が徐々に薄れ、西側諸国との関係が密になり、次第に西側諸国との貿易、物流が多く占めるようになった。そのため、中・東欧諸国と西欧諸国間の東西間輸送に対する需要が高まりつつある中、94 年の汎欧州運輸会議において、東欧地域の国際交通全体を視野に入れた「中東欧運輸回廊」が設定され、ルーマニアは、第 4 回廊（ベルリン - イスタンブール）、第 7 回廊（ドナウ水路）及び第 9 回廊（ヘルシンキ - プロブディブ）に関し、国内通過部分の整備を進める責務を負うこととなった。上記 3 回廊の内、「第 4 回廊」は西欧とアジアをリンクする役割を有し、ルーマニアにとって最も重要な回廊である。ハンガリー経由西欧につながる第 4 回廊は、ルーマニア国内において首都ブカレストにて分岐し、一方はトルコへとつながり、他方は、今回の要請区間のルート、ブカレストと黒海に面する同国最大の商業港であるコンスタンツァ港とを結んでおり、まさにルーマニアの大動脈の役割を果たしている。特に貨物（コンテナ）の需要が長期にわたり見込まれ、この路線の近代化により、コンスタンツァ港（1998 年に円借款契約調印）を経由した輸送路がさらに拡充されると期待されていた。

1.2 事業概要

欧州第 4 回廊の一区間ブカレスト - コンスタンツァ間（225km）のうち、既存路線軌道（合計 86km）及び関連施設（信号、通信、電気設備、駅設備等）の高規格化を行うことにより、鉄道運行の安定性及び安全性を確保することで、輸送能力の拡大及び輸送効率の改善を図り、もって周辺国との物流促進に寄与する。本事業位置図を図 1 に示す。

¹ 欧州地域の平和と安定、繁栄のためには、バルカン半島での紛争を沈静化し、バルカン半島諸国を含めた EU 拡大が必要であるとの認識で採られた政策。



注： 緑線で表示した区間（パネッサ - フェテスティ間）は EU 融資対象区間

図 1：事業位置図

円借款承諾額／実行額	25,635 百万円／24,988 百万円
交換公文締結／借款契約調印	2001 年 3 月／2001 年 3 月
借款契約条件	金利 2.20%、返済 30 年（うち据置 10 年） 一般アンタイド（本体分） 金利 0.75%、返済 40 年（うち据置 10 年） 一般アンタイド（コンサルタント分）
借入人／実施機関	ルーマニア国政府/鉄道インフラ会社
貸付完了	2008 年 11 月
本体契約	Leonhard Weiss Bauunternehmung（ドイツ）/E. Heitkamp GmbH（ドイツ）/大成建設/Swietelsky Baugesellschaft M.B.H.（ドイツ）/H. F. Wiebe GmbH & Co Kg（ドイツ）/竹中工務店/Balfour Beatty Rail GmbH（ドイツ）/Thales Rail Signalling Solutions GmbH（ドイツ）/Thales Rail Signalling Solutions S.R.L.（ルーマニア）
コンサルタント契約	Obermeyer Planen /Beraten（ドイツ）/海外鉄道技術協力協会/パシフィックコンサルタンツインターナショナル/日本交通技術/パシフィックコンサルタンツインターナショナル/パデコ/Seneca（アメリカ合衆国）
関連調査（フィージビリティ・スタディ：F/S）等	EU の資金援助を受け、ルーマニア運輸省が F/S を作成（1999 年）
関連事業	コンスタンツァ南港整備事業（1998 年円借款契約調印）

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

川畑 安弘（三州技術コンサルタント株式会社）

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：2012 年 9 月～2013 年 8 月

現地調査：2012 年 11 月 24 日～12 月 9 日、2013 年 3 月 3 日～3 月 22 日

3. 評価結果（レーティング：B²）

3.1 妥当性（レーティング：③³）

3.1.1 開発政策との整合性

1999 年 10 月、ルーマニア政府は「国家開発事前計画 2000 - 2002」を策定した。その後、同計画を発展させた「国家開発計画 2002 - 2005」を策定⁴、中期的な国家開発計画として採択した。「国家開発計画 2002 - 2005」は、「国家開発事前計画 2000-2002」の内容を包含しており、重点戦略分野は、産業開発・競争力の強化及び民間セクターの育成、インフラの整備・開発、農業及び地方開発推進等であった。インフラ整備・開発の具体的政策は、運輸インフラや都市部のインフラ整備、情報テクノロジー関連インフラへの投資であり、本事業も重点戦略分野の一つであった。

2007 年に策定された「国家開発計画 2007 - 2013」では、開発優先項目として、1) 経済競争力の強化及び知見に基づく経済開発、2) 運輸インフラの整備及び近代化、3) 環境保護及び質の改善、4) 人材育成、雇用の増加促進及び行政能力の強化、5) 地方経済の促進及び農業セクターにおける生産性の向上、及び 6) 地域間開発格差の是正の 6 項目を掲げた。特に、運輸インフラの整備及び近代化に関しては、ルーマニアが 2007 年 1 月、EU に加盟したこともあり、EU の基準に準拠したインフラの改修、整備は緊急に取り組む課題とされていた。

審査時（2001 年）及び事後評価時点においても、運輸セクターにおける運輸インフラの整備及び近代化は緊急課題とされ、同国において重点戦略分野の一つである。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

1990 年代、旧ルーマニア国鉄は低運賃を維持し、組織も非効率的であったため、恒常的な赤字を抱えていた。そのため、リハビリも十分に行われず、軌道の老朽化が進み、運行速度低下等が課題とされていた。

1994 年の汎欧州運輸閣僚会議において、「中東欧運輸回廊構想」が策定され、ルーマニアは本事業が一部対象となる第 4 回廊（ベルリン - イスタンブール）を含む 3 回廊に関し、国内通過部分の整備を進める責務を負った。これにより EU 基準を満たす既存軌道および関連施設の高規格化を行う必要があった。

² A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

³ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

⁴ 国家開発計画 2000 - 2002 の概要を記述した文書が見つからないため、同計画を含む 2002 - 2005 を参照。

第4回廊はルーマニア国内において、首都ブカレストで分岐し、一方はトルコとつながり、他方は黒海に面する同国最大の商業港であるコンスタンツァ港とを結んでおり、ルーマニアにおいて最も重要な回廊である。本事業対象区間は同国全路線延長の約2%を占めるに過ぎないが、輸送量では約17%を占めており、特に貨物（コンテナ）については長期需要が見込まれていた。

鉄道運輸インフラに関しては、現在、最終的には欧州横断運輸ネットワーク（Trans-European Transport Network: TEN-T）（本事業で整備したブカレスト-コンスタンツァ間もその一部）を構築する区間の施設/設備近代化が急がれている。第4回廊の改修は1996年から開始され、ブカレスト-コンスタンツァ間の内、本事業非対象区間のバネッサ-フェスティ間の改修についてはEUの援助を受けて、2011年に完成している。

鉄道輸送の優位性については、エネルギー効率性（鉄道の輸送単位当たりの消費量は、自動車輸送の約1/6）及び低環境汚染量（鉄道からの輸送単位当たりの排出汚染物質量は他の交通機関の約1/10）等が言われており、EUの提唱している2030年までに大気汚染量を削減していくという方針にも整合している。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

JICAの「対ルーマニア国別業務実施方針（2001年3月策定）」においては、新ユーゴスラビアの国際社会への復帰も視野に入れつつ、バルカン地域の運輸ネットワーク整備を支援するとしていた。その際、地域開発の視点のみならず、ルーマニアの自国経済への裨益を同時に満たすことが出来る運輸インフラを優先的に支援するとしており、日本の援助政策にも合致していた。

以上より、本事業の実施はルーマニア国政府の開発政策、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 有効性⁵（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

本事業のアウトカムは、鉄道運行の安定性及び安全性を確保することで、輸送能力の拡大及び輸送効率の改善であるため、以下、その定量的効果をそれぞれの項目について検証した結果を示す。

(1) 列車運行に関する主要指標実績

列車運行に関する主要指標実績を表1に示す。

当初計画では、土木工事は2006年12月、機材調達は2004年6月完成となっており、各指標の予測値は2008年が最後となっている。

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。

表 1：第 4 回廊 運行主要指標

	基準値	実績				
	2000	2008	2009	2010	2011	2012
1) 貨物輸送量（百万トン km/年）（フェテスティ - コンスタンツァ間）						
予測値		1,216				
実績値	887		961	768	987	1,015
2) 旅客輸送量（百万人 km/年）（フェテスティ - コンスタンツァ間）						
予測値		608				
実績値	526		825	884	961	987
3) 平均軌道容量（列車/日）（ブカレスト - コンスタンツァ間）						
実績	105	48	48	48	144	144
4) 平均遅延時間（分/列車）（ブカレスト - コンスタンツァ間直行便）						
実測値			29	24	26	60
5) 平均所要時間（分）（ブカレスト - コンスタンツァ間直行便）						
時刻表上	165	298	265	234	170	158
6) 最高運行速度（km/時）（ブカレスト - コンスタンツァ間）						
貨物： 予測値		120				
実績値	80		80	80	80	80
旅客： 予測値		160				
実績値	120		120	120	140	140

出典：質問書への回答書

注 1：貨物輸送量及び旅客輸送量の 2009 年以降の予測値は不明。

注 2：平均所要時間は、ブカレストーコンスタンツァ間直行便の時刻表上の平均値。

注 3：2012 年の冬、ヨーロッパは豪雪に見舞われ、大幅な遅延が生じ、2012 年の平均所要時間は長くなっている。

注 4：最高運行速度は 2014 年から、貨物が 120km/時に、旅客が 160km/時に上げられる予定になっている。

注 5：軌道容量とは、ある区間を単位時間当たり（通常、1 日当たり）走行可能な列車本数

注 6：2008 年－2010 年の 3 年間における大幅な所要時間の増加は、パネッサ-フェスティ間が EU の援助を受けて工事中だったことによる。

- ① 貨物輸送量は、本事業完成後、2011 年から 2012 年に掛けては微増（3%）に留まり、2008 年の目標値より低い（83%）。なお、2012 年の実績値が対前年比、微増の理由は、冬季の豪雪により、列車運行が一部、停止された事、及びギリシャ経済危機でヨーロッパの経済状況が悪化していること等が考えられる。

なお、道路交通との競争による輸送量への影響については以下の通り、殆ど無いと考えられる。ルーマニア国営道路会社によると 2010 年の平均日交通量（フェテスティ-セルナボーダ間）は 10,900 台/日であった。しかしながら、2011、2012 年に交通量測定が実施されていないため、最近の平均日交通量に関するデータは入手出来なかった。現地調査時（2012 年 12 月 4 日）に同区間で簡易観測した結果に基づく日当りの交通量は約 15,000 台/日程度と推測される。

並行する高速道路の鉄道貨物輸送量への影響に関しては、高速道路上の大型車は日常品を運ぶコンテナ車が多く、大量の貨物を一度に運送出来る鉄道との競合性は低く、それぞれの役割分担が出来ている（出典：貨物輸送業者 CFR Marfa 社（国有会社）との協議）。

- ② 過去 4 年間の旅客輸送量は、順調に増加を続けており、2012 年の実績値と 2008 年の予測値を比較すると、約 1.9 倍の増加になっている。

- ③ 平均軌道容量は、2011 年に EU の支援によるバネッサ - フェテスティ間の改修/改良工事が完成し、ブカレスト - コンスタンツァ間全線の改修/改良が完成したこともあり、基準値の約 4 割増しとなっている。
- ④ ブカレスト - コンスタンツァ間の平均所要時間は事業実施前 165 分から 158 分へ短縮されている。
- ⑤ 最高運行速度は、事業実施前、貨物で 80km、旅客で 120km であったが、事業完成後、旅客は 140km に上げられている。なお、2014 年から、貨物は 120km、旅客は 160km に上げられる予定である。

(2) 列車事故件数（ブカレスト - コンスタンツァ間）

過去 4 年間のデータでは、2011 年に列車/自動車事故が 2 件、発生しており、内 1 件では死者が発生している。これらの踏切事故は、踏切り両アプローチ、片方向だけの簡易遮断機のみ設置されていた箇所が発生したものである。事故発生後、EU 資金により、全踏切りで上下方向完全遮断方式の遮断器の設置工事が実施されている。

3.2.2 定性的効果

本事後評価において受益者調査を実施した⁶。以下に受益者調査結果概要を示す。

・改修後の安全性の改善

単位：％

まったく不同意	不同意	どちらともいえない	同意	完全に同意	わからない
2	2	16	32	44	4

・改修後の旅行時間の短縮

単位：％

まったく不同意	不同意	どちらともいえない	同意	完全に同意	わからない
4	8	25	34	27	2

・改修後の駅での待ち時間の短縮

単位：％

まったく不同意	不同意	どちらともいえない	同意	完全に同意	わからない
3	7	26	34	24	6

・改修後の列車運行遅延の改善

単位：％

まったく不同意	不同意	どちらともいえない	同意	完全に同意	わからない
5	8	23	32	30	2

⁶ 次の要領にて受益者調査を実施した。実施日：2012 年 12 月 17 日-20 日、対象駅：ブカレスト及びコンスタンツァ両駅周辺、有効回答数：計 155（男性 92 名、女性 63 名）（乗客 139 名、非乗客 16 名）。

約 8 割程度の人が本事業による改修後、安全性が改善され、また、約 7 割の人は旅行時間が短縮されたと回答しており、輸送力需要への質的量的な対応が達成されたことが伺える。また、駅での待ち時間の短縮及び列車運行遅延の改善に関しても、約 6 割の人が本事業の貢献を認めていることから、本事業は輸送力需要への対応について一定程度貢献しているといえる。

3.3 インパクト

3.3.1 インパクトの発現状況

(1) 経済発展促進への寄与

世界規模の財政危機の結果、ルーマニアの GDP は 2009 年に対前年比 7% 減となり、IMF、EU 及びその他国際金融機関から 260 億ドルの緊急支援を受けた。超緊縮政策施行の結果、2010 年の GDP (2,607 億ドル) は対前年比 1.6% の減少にとどまったが、2011 年には輸出が好調となり、GDP は 2,671 億ドルとなり、成長率もプラスに転じている（出典：CIA-The World Facebook）。また、コンスタンツァ港のコンテナ取扱量は表 2 の通りであるが、同港への搬出入形態（車両/鉄道経由）による取扱量の割合に関するデータは入手出来なかったことから、経済発展や輸出にかかる本事業による貢献の度合いは不明である。

表 2：コンスタンツァ港のコンテナ取扱量

単位：TEU				
年	輸出	輸入	トランジット	合計
2009	154,102	155,590	277,206	586,898
2010	190,109	196,447	162,640	549,196
2011	235,147	238,860	182,688	656,695
2012	299,069	297,139	253,191	849,399

出典：コンスタンツァ港湾庁。

注 1：TEU：20 フィート換算単位。

注 2：2012 年のデータは 1 月-9 月までの 9 ヶ月間のデータを 12 ヶ月換算してある。

注 3：コンスタンツァ港におけるコンテナ取扱量はトンベースで総貨物取扱量の約 13% を占めている。

線路沿線の経済活動改善及びビジネスの促進・改善についての受益者調査結果を以下に示す。

・線路沿線の経済活動の改善

単位：%					
まったく不同意	不同意	どちらともいえない	同意	完全に同意	わからない
2	13	16	24	14	31

・改修後のビジネスの促進・改善

単位：%				
まったく不同意	不同意	どちらともいえない	同意	完全に同意
8	8	38	31	15

注：非乗客（駅売店販売員、駅と町を結ぶバス、タクシーの運転手等）の回答結果。

本事業での改修後における線路沿線の経済活動の改善及びビジネスの促進・改善について、受益者調査によると、本事業の貢献を認めた人は一定程度、見られたものの、それぞれ約 4 割、約 5 割にとどまっている。この理由としては、現在のヨーロッパ全体の経済不況の要因が大きいと考えられる。

3.3.2 その他、正負のインパクト

(1) 自然環境へのインパクト

環境省からの環境影響調査（以下、EIA という）承認日は 2001 年 3 月であった。（なお、外部援助機関融資の案件については、同 EIA は事業完成まで有効。）鉄道インフラ会社（CFR）によると、路線はほぼ住民非居住地を通過しており、生活環境への影響は限定的であった。事業実施中、工事箇所からの土砂流出を防ぐため、地形/地質条件の劣悪な地点では、法面保護工が実施される等、適切な対策が採られている。また、環境モニタリングも実施され、特に大きな問題は発生しなかったと報告されている。

(2) 住民移転・用地取得

本事業は既路線敷地内での改修工事であり、追加の用地取得及び住民移転は発生しなかった。しかしながら、国有地約 30,255m²の管轄者の変更手続きが行われた。

(3) その他正負のインパクト

特になし。

2008 年 9 月のリーマンショック、さらに 2010 年 1 月のギリシャ経済危機の表面化でヨーロッパの経済状況が悪化しているため、貿易、周辺諸国との物流も低迷している。そのため、貨物輸送量及び旅客輸送量の伸び率は過去 2 年間（2011 年から 2012 年）微増に留まっている。しかしながら、旅客輸送に関しては、2012 年の実績値と 2008 年の予測値との比較では、輸送量は大きく増加している。本事業の事業目的である輸送能力の拡大及び輸送効率の改善に関して、軌道容量の増加、所要時間の短縮、運行速度の上昇も達成されたことから、本事業の実施により、概ね計画どおりの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。

3.4 効率性（レーティング：①）

3.4.1 アウトプット

本事業におけるアウトプット（計画及び実績）を表 3 に示す。

当初（審査時点）の事業概要は 1999 年完成のフィージビリティ・スタディの事業概要/数量に基づき、計画されていたが、本事業下で詳細設計が実施され、事業概要は一部変更された。

表 3：アウトプット比較（計画/実績）

項 目	計 画	変更後事業概要（主項目）	実 績
土木工事	・ 路盤強化（1.9 百万 m³、排水溝：87km） ・ 構造物修復（11 橋梁 646m、カルバートボックス 25 箇所） ・ 駅舎建設（プラットホーム 32,800m²、改築 9 棟） ・ 軌道更新（レール 57km、バラスト 37 万 m³） ・ 接触線（260km 接触線）	・ 路盤強化（2.4 百万 m³、排水溝：87km） ・ 構造物修復（16 橋梁 706m、カルバートボックス 51 箇所） ・ 駅舎建設（プラットホーム 27,250m²、新築 10 棟） ・ 軌道更新（新規レール 298km、バラスト 60 万 m³） ・ 接触線（262km 接触線）	ほぼ計画どおり。 ・ 路盤強化（2.2 百万 m³、排水溝：100km） ・ 構造物修復（16 橋梁 711m、カルバートボックス 51 箇所） ・ 駅舎建設（プラットホーム 22,500m²、路床改修、10 箇所の駅舎の改築/改修） ・ 軌道更新（新規レール 305km、枕木、バラスト 50 万 m³） ・ 接触線（280km 接触線）
機材調達/据付	・ 信号（112 箇所）、通信（85km） ・ 電気（変電所）、運行システム設備（85kmABS）、機材	・ 信号（340 箇所）、通信（85km） ・ 電気（変電所）、運行システム設備（85kmABS）、機材	計画どおり。 ・ 信号（340 箇所）、通信（85km）、電気（変電所）、運行システム設備（85km ABS）、機材（4 品目 18 セット）
コンサル テ ィ ン グ・サー ビス	・ 詳細設計 ・ 入札補助（入札書類作成、入札評価補助） ・ 案件監理補助 ・ 入札補助における環境に配慮した入札内容の指導・助言 ・ 経営・財務面での指導・助言 ・ 環境対策に対する技術的助言 外国人： 360 M/M 現地コンサル： 720 M/M 現地スタッフ： 420 M/M		計画どおり ・ 詳細設計 ・ 入札補助（入札書類作成、入札評価補助） ・ 案件監理補助 ・ 入札補助における環境に配慮した入札内容の指導・助言 ・ 経営・財務面での指導・助言 ・ 環境対策に対する技術的助言 外国人： 439 M/M 現地コンサル： 1,234 M/M 現地スタッフ： 860 M/M

出典： 審査時資料、完了時報告書、質問票への回答書

注： 事業対象延長:ブカレスト北 - バネッサ間 5.3km、フェテスティ - コンスタンツァ間 76.6km、計 82km

詳細設計完了後の事業概要変更の主な点は次のとおりである。

- 1) フィージビリティー・スタディの段階では、駅舎及び本線区間ともに、大きな改修工事は想定されていなかったが、EU の基準に整合させるため、詳細設計の段階で、主要改修工事が追加された。
- 2) 当初、ブカレスト北 - バネッサ区間は複線化工事も計画されていたが、同計画は廃棄された。
- 3) フィージビリティー・スタディの段階での橋梁改修箇所数は 11 箇所であったが、その後 15 箇所に増加された。
- 4) 当初計画されたカルバート改修箇所は 25 箇所であったが、51 箇所に倍増された。

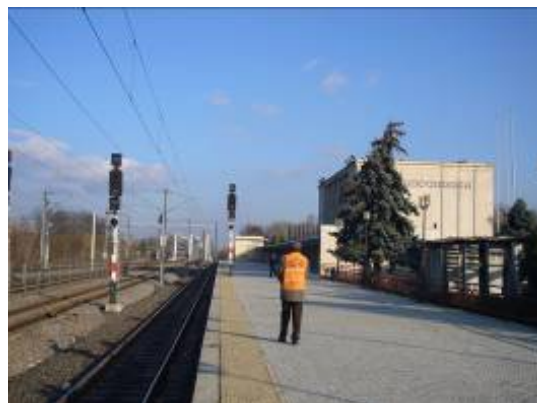
上記変更は詳細設計に基づく、変更であり、妥当なものであると判断できる。ただし、審査時点では、EU 融資によるバネッサ - フェテスティ間の改修/改良工事（2011 年完成）の進捗による本事業への影響（特に運用効果指標について）が十分に考慮されなかったように思われる。

なお、詳細設計完了後に設定された事業概要と実績との比較では、大きな差異は生じてい

ない。なお、設計基準は、計画時よりさらに高基準が適用されている。



ブカレスト - バネッサ区間の事業起点
(ブカレスト北側)



ブカレスト北 - バネッサ区間の事業終点
(バネッサ駅周辺)

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

審査時に積算された総事業費は 341 億 8,000 万円（内、円借款は外貨分及び一部内貨分に充てられ、総額 256 億 3,500 万円、残り 85 億 4,500 万円は自己資金）であった。実績は 788 億 6,200 万円と、事業費は大幅に増加した（対計画比 231%）。ただし、ユーロ換算で事業費を比較してみると、計画事業費は 3.42 億ユーロであり、実績額は 5.36 億ドルであったため、対計画比は 156%である。

なお、物価上昇を除いた実績額は 4.38 億ユーロであり、対計画比 128%である。

表 4：事業費比較（計画値/実績値）

（単位：百万円）

項目	計画値					実績値				
	外貨	内貨		合計		外貨	内貨		合計	
	円借款	自己資金	円借款	合計	円借款	円借款	自己資金	円借款	合計	円借款
土木・電気工事・機材購入	14,781	1,059	6,955	22,795	21,736	22,487	41,319	0	63,806	22,487
コンサルティング・サービス	1,705	0	715	2,420	2,420	2,501	672	0	3,173	2,501
予備費	1,479	802	0	2,281	1,479	-	-	-	-	-
用地取得	0	42	0	42	0	0	0	0	0	0
税金	0	6,642	0	6,642	0	0	11,883	0	11,883	0
合計	17,965	8,545	7,670	34,180	25,635	24,988	53,874	0	78,862	24,988

出典：審査時資料、完了時報告書、質問票への回答書

為替レート：1 EUR = 100.87 円（2000 年 6 月計画時）、事業実施期間中の平均為替レート

土木工事 1 EUR = 147 円

事業費が大幅に増加した理由は下記のとおりである。

- 1) 事業実施中の設計/工事内容変更（待避線新設、路盤の土質改良、機械式から電動連動装置への変更、ケーブルの保護、廃棄物の運搬距離の延伸、変電所の新設等）による。隣接のバネッサ-フェテスティ間が EU 資金で改修工事中のため、同区間との技術的な整合を保つためにも、種々の設計変更が行われたが、EU の基準に準拠したインフラの改修、整備が緊急に取り組む課題であったため、いずれの設計変更も妥当なものであった。
- 2) 工事契約はすべてユーロ建てで行われたが、審査後、事業実施期間中、為替が円安（1EUR = 100.87 円が 1EUR = 147 円に）に転じ、これだけで約 50% の事業費増加（日本円換算）となった。
- 3) 審査段階で物価上昇（材料費、人件費、運搬費、機材等）を 9,460 千ユーロと見積もっていたが、実際は約 10 倍の 88,540 千ユーロへと上昇した。

3.4.2.2 事業期間

当初予定の事業実施期間は 2001 年 3 月より 2006 年 12 月までの 70 ヶ月であったが、実際は 2001 年 3 月より 2010 年 10 月（本事業対象区間の運行開始）までの 116 ヶ月であり、対計画比 166% であった。

なお、貸付完了日は 2008 年 11 月であるが、自己資金で残工事を継続して行い、本事業の全体工事完成（検収を含む）は 2012 年 5 月である。ただし、本事業の全区間運行開始は 2010 年 10 月であるため、事業完成は 2010 年 10 月とした。

表 5：事業期間比較（当初計画および実績）

	計 画 (L/A 調印時)	実 績
コンサルタント選定	2001.07 - 2001.12	2001.03 - 2002.09
詳細設計	2002.01 - 2002.12	2003.02 - 2004.08
土木工事入札	2002.07 - 2004.06	2004.05 - 2005.11
土木工事	2004.01 - 2006.12	2005.12 - 2010.10
機材調達	2002.07 - 2004.06	2004.10 - 2006.06
コンサルティング・サービス	2002.01 - 2006.12	2003.02 - 2012.05

出典：審査時資料、完了時報告書、質問票への回答書

事業遅延の主な理由は次のとおりである。

- 1) コンサルタントの選定過程で当初予定より 9 ヶ月の遅れが生じた。
- 2) 詳細設計の作業が遅れ、設計完了時点で 20 ヶ月の遅延が生じた。
- 3) 設計完成が遅れたため、工事入札着手も遅れ、業者選定の段階で 17 ヶ月の遅延が発生した。
- 4) 2005 年 12 月に工事に着手し、2008 年 12 月の工事完了を目指したが、2008 年 10 月までは列車運行を従来どおりの列車ダイヤで行ったため、工事を工程どおりに実施することは困難であった。一方、2008 年 11 月までに、貸付額をほぼ使い切り、残工事については、ルーマニア政府の自己資金で工事を進める必要があったが、経済危機のため、政府は予算を計上する事ができず、業者への支払いも滞り、工事の進捗

も大幅にペースダウンした。その結果、大幅な事業期間の延長をもたらした。

3.4.3 内部収益率

審査時に算定された財務的内部収益率（FIRR）及び経済的内部収益率（EIRR）はそれぞれ、7.27%、16.71%であった。評価時点における内部収益率については、FIRR 及び EIRR とも、費用については、EU 資金で整備されたバネッサ - フェテスティ間の建設費及び運営/維持管理費、また便益については、料金収入に関して、関連機関が多く（3.5.1 運営維持管理の体制を参照）、これらからの正確な情報提供を得ることは困難ができず、FIRR 及び EIRR とも再計算は困難である。

以上より、本事業のアウトプット主要部分は概ね計画通りであるが、事業費及び事業期間ともに計画を大幅に上回ったため、効率性は低い。

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

本事業完成後のインフラ（土木部門）の維持管理及び運行管理を含む、本事業対象区間の運営・維持管理は国有である CFR が担当している。職員数は 2011 年の時点で約 24,000 人である。また、本事業の接触線、電力供給変電所及び供給源の維持管理は CFR が 100%出資の Electrificare 社（2011 年時点での職員数約 2,800 人）が、通信ネットワークの維持管理は、同じく CFR が 100%出資する Telecomunicatii 社（2011 年時点での職員数約 1,000 人）が年間契約ベースで行っている。

本事業対象区間の運営・維持管理に関して、ブカレスト北 - バネッサ区間については、ブカレスト運用・維持管理・修理地域センターが、フェテスティ - コンスタンツァ間については、コンスタンツァ運用・維持管理・修理地域センターが運営維持管理を担当している。本事業対象区間を担当する運営・維持管理担当職員数（技術職）は、一部、他区間も重複して担当する職員数を含めて約 300 人である。



CERNAVODA POD 運行システム施設



貨物輸送品

3.5.2 運営・維持管理の技術

本事業対象区間の運営・維持管理を担当している CFR 運用・維持管理・修理地域センター、Electrificare 社及び Telecomunicatii 社の職員はいずれも、施設の完成/設備の設置後、請負業者から運用、故障の際の対応等について研修を受けており、また運用、メンテナンスマニュアル等も整備されている。機器等については、まだ殆どが保証期間内にあり、問題が発生した場合、その都度、業者を呼び一緒に対応することが可能であり、実地研修にもなっている。

インフラ関係の維持管理作業については CFR の内部規定、マニュアル等が各施設/機器毎に整備されており、職員も定期的に関連科目について研修を受講している。

3.5.3 運営・維持管理の財務

CFR の過去 3 年間の収支状況を表 6 に示す。

表 6：CFR の収支状況

単位：千 lei

	2009	2010	2011
料金運賃収入	983,280,925	2,166,850,975	3,089,763,226
財務収入	156,362,647	923,853,382	981,811,524
収入合計	1,139,643,572	3,090,704,357	4,071,574,750
運営維持管理費	2,263,682,114	4,384,982,499	4,780,029,762
財務費用	160,567,830	927,714,090	718,652,813
法人税	28,667	32,250	0
収支	▲1,124,038,542	▲1,294,278,142	▲708,455,012

出典：完了時報告書、質問票への回答

過去 3 年間、収支は赤字が続いているが、赤字分については、国家予算から次年度に補填される仕組みとなっている。また、2011 年には EU 援助区間の改修も終わり、輸送量は増加傾向にあるところ、ヨーロッパの経済状況の回復度合いにもよるが、ブカレスト - コンスタンツァ間もフル操業が可能となり、運賃/料金収入も増加するものと想定され、収支も徐々に改善されるものと思われる。

なお、フェテスティ - コンスタンツァ間の維持管理費用実績及び来年度予算を表 7 に示す。

表 7：フェテスティ - コンスタンツァ間の維持管理費用実績及び来年度予算

単位：lei

項目	2011 (実績)	2012 (1-6 月実績)	2013 (予算)
軌道、上部工、信号等	4,064,557	2,505,113	4,500,000
建築物	952,308	35,289	3,000,000
電話/通信	121,324	62,286	-
接触線/動力源	7,658,780	3,785,473	4,630,000
計	12,796,969	6,388,161	12,130,000

出典：完了時報告書、質問票への回答

本事業対象区間のブカレスト北 - バネッサ間の延長はわずか 5km のため、フェテスティ - コンスタンツァ間の維持管理費用実績及び来年度予算を記載してある。本事業及び EU 資金で改修された施設/機器については、まだ、一部、保証期間内であるため、維持管理費が計上されていない項目があるが、実施機関によると、過去 2 年間及び今年度の維持管理予算は適切であるとのコメントがあった。

3.5.4 運営・維持管理の状況

本事業で整備された施設/機器については、CFR の維持管理マニュアルに基づき、日常点検（目視検査等）、定期点検（レールの交換、バラストの締め固め等）が実施されており、特に問題点は指摘されていない。また、現地調査中にも、線路管理員が路線沿いに歩いて、軌道を目視検査していることが確認された。なお、この目視検査は1年間、毎日実施されている。スเปアパーツの調達/管理に関しては、まだ保証期間内もしくは保証期間終了直後のため、特に問題となっていない。

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、欧州第4回廊の一区間ブカレスト - コンスタンツァ間（225km）のうち、既存路線軌道（合計 86km）及び関連施設（信号、通信、電気設備、駅設備等）の高規格化を行うことにより、鉄道運行の安定性及び安全性を確保することで、輸送能力の拡大及び輸送効率の改善を図り、もって周辺国との物流促進に寄与することを目的としていた。本事業の実施はルーマニア国政府の開発政策、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。また、本事業の開発目的である輸送能力の拡大及び輸送効率の改善に関しては、本事業の実施により、概ね計画どおりの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。効率性についてはアウトプットに関して主要部分は概ね計画どおりであるが、事業費及び事業期間ともに計画を大幅に上回ったため、効率性は低い。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。

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

本評価の効率性の節で記述したように、本事業の実施中、EU 基準に合わせるためにスコープの変更が行われ大きな差異の要因となった。審査時において既に EU 融資予定の事業が計画されていたことから、審査時に勘案すべきであったと考えられる。したがって、今後の同種事業の形成段階では、当該国の将来計画や他のインフラ事業との整合性など、スコープなどに影響を与える事項が予見される場合、審査時に確認を行う必要があり、同時にそれを踏まえた適切な事業内容を設定することが必要である。

以上

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
① アウトプット 土木工事	・ 路盤強化 (1.9 百万 m³, 排水溝 : 87km) ・ 構造物修復 (11 橋梁 646m、カルバートボックス 25 箇所) ・ 駅舎建設 (プラットホーム 3.3 万 m²、改築 9 棟) ・ 軌道更新 (レール 57km、バラスト 37 万 m³) ・ 接触線 (260km 接触線)	ほぼ計画どおり ・ 路盤強化 (2.2 百万 m³, 排水溝 : 100km) ・ 構造物修復 (16 橋梁 711m、カルバートボックス 51 箇所) ・ 駅舎建設 (プラットホーム 2.3 万 m²、新築 10 棟) ・ 軌道更新 (新規レール 305km、バラスト 50 万 m³) ・ 接触線 (280km 接触線)
機材調達/据付	・ 信号 (112 箇所)、通信 (85km) ・ 電気 (変電所)、運行システム設備 (85kmABS)、機材	・ 信号 (340 箇所)、通信 (85km)、電気 (変電所)、運行システム設備 (85kmABS)、機材
コンサルティング・サービス	・ 詳細設計 ・ 入札補助 (入札書類作成、入札評価補助) ・ 案件監理補助 ・ 入札補助における環境に配慮した入札内容の指導・助言 ・ 経営・財務面での指導・助言 ・ 環境対策に対する技術的助言 外国人 : 360 M/M 現地コンサル : 720 M/M 現地スタッフ : 420 M/M	計画どおり ・ 詳細設計 ・ 入札補助 (入札書類作成、入札評価補助) ・ 案件監理補助 ・ 入札補助における環境に配慮した入札内容の指導・助言 ・ 経営・財務面での指導・助言 ・ 環境対策に対する技術的助言 外国人 : 439 M/M 現地コンサル : 1,234 M/M 現地スタッフ : 860 M/M
② 期間	2001年3月～ 2006年12月 (70ヶ月)	2001年3月～ 2010年10月 (116ヶ月)
③ 事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	17,965百万円 16,215百万円 34,180百万円 25,635百万円 1EUR = 100.87円 (2000年6月 現在)	24,988百万円 53,874百万円 78,862百万円 24,988百万円 1EUR = 147円 (2005年12月～2010年10月 平均)

エジプト

ザファラーナ風力発電事業

外部評価者：三州技術コンサルタント株式会社

川畑 安弘、富田 まさみ

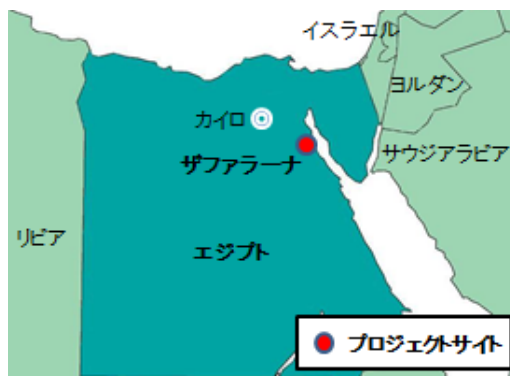
0. 要旨

本事業はエジプト紅海沿岸のザファラーナ地区において、120MW の風力発電所を新設することにより、電力供給量の増加および化石燃料使用の抑制を図り、もって大気汚染の緩和、同規模の火力発電所を稼働させた場合に比して温室効果ガスの排出削減ならびに地球温暖化の抑制に寄与することを目的としていた。

本事業はエジプトの開発政策および日本の援助政策における重点分野と整合しており、開発ニーズも高いことから、事業の妥当性は高い。事業完成 2 年後のほぼ全ての運用・効果指標実績値は計画値の 8 割程度以上を達成しており、同国の電力供給量拡大および化石燃料の使用の削減、ひいては温室効果ガスの排出削減に貢献していることから、事業の有効性・インパクトは高い。運営・維持管理の体制、技術、財務、ならびに現在の維持管理状況にも大きな問題はなく、本事業による効果の持続性は高い。一方、本事業の事業費および事業期間ともに計画を大幅に上回った為、効率性は低い。

以上より、本プロジェクトの評価は高いといえる。

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



本事業により建設された風力発電所

1.1 事業の背景

本事業実施前の時点において、エジプトにおける電力需給は逼迫しており、2002 年の夏ピーク時には停電が頻発し社会問題となった¹。電力需給逼迫に対処すべく、エジプト政府は火力発電所を中心に発電所建設を推進する一方、省エネルギーや環境保全を進めるため、新・再生可能エネルギー活用も推進していた。

本事業サイトであるザファラーナ地区は、年間を通じてほぼ安定的な風向・風速が見込める風力発電に適した場所であり（1991 年～2001 年の平均風速は 9.0m/秒²）、同地区における

¹ 出典：国際協力機構（JICA）審査時資料

² 出典：実施機関（新・再生可能エネルギー庁：NREA）からのヒアリング

既存風力発電所（デンマーク国際開発援助活動（DANIDA）支援による 30MW およびドイツ復興金融公庫（KfW）支援による 33MW）の稼働率は 98%と良好であった³。従って、風力エネルギーの活用により、電力供給量の増加に加え、化石燃料使用の抑制により大気汚染の緩和ならびに温室効果ガスの排出削減に寄与することを目指し、本事業は実施された。

また、本事業はクリーン開発メカニズム（CDM）事業として 2007 年に国連 CDM 理事会に承認された⁴。我が国は京都議定書で定められた第一約束期間（2008 年～2012 年）に温室効果ガス排出量を 1990 年比で 6%削減するとの義務を負っている。しかしながら、民間企業が京都メカニズムに係る制度上・商業上のリスク等に慎重な対応をしていることから CDM 事業への民間資金の流入は限定されていること、また途上国側にとっても、大気汚染物質の削減や石油需要低下による外貨節約等の副次的便益をもたらすものであるほか、認証排出削減（CER）クレジット獲得により事業の採算性の低さを補い、適切な事業運営を促進することになるとして、本事業は CDM 事業として実施されることとなった⁵。

1.2 事業概要

カイロ南東 220km に位置する紅海沿岸ザファラーナ地区において、120MW の風力発電所を新設することにより、電力供給量の増加および化石燃料使用の抑制を図り、もって大気汚染の緩和、同規模の火力発電所を稼働させた場合に比して温室効果ガスの排出削減ならびに地球温暖化の抑制に寄与する。

円借款承諾額／実行額	13,497 百万円／13,497 百万円
交換公文締結／借款契約調印	2003 年 10 月／2003 年 12 月
借款契約条件	金利 0.75%、返済 40 年（うち据置 10 年）、 一般アンタイド
借入人／実施機関	新・再生可能エネルギー庁（New and Renewable Energy Authority: NREA）／同左（エジプト・アラブ共和国政府保証）
貸付完了	2010 年 7 月
本体契約	Gamesa Eolica SL（スペイン）
コンサルタント契約	DECON Deutsche Energie-Consult Ingenieurgesellschaft （ドイツ）・オリエンタルコンサルタンツ（日本）（JV）
関連調査（フィージビリティ・スタディ：F/S）等（if any）	日本プラント協会（1999 年）
関連事業（if any）	DANIDA 支援による風力発電所（計 180MW）、 KfW 支援による風力発電所（計 160MW）、 スペイン政府支援による風力発電所（計 85MW）

³ 出典：JICA 審査時資料

⁴ CDM の背景：温室効果ガス削減を目的とした国際的な取り組みを定めた条約として、気候変動枠組条約が 1992 年に採択された。その後、本条約の目的を達成するため、先進国等に対して温室効果ガスを 1990 年比で第一約束期間（2008～2012 年）に一定数値の削減を義務付ける京都議定書が 1997 年に採択された。また、先進国等が本議定書に定められた温室効果ガス削減の数値目標を達成するために、国内での削減に加え、他国で得られた削減分を利用できる仕組みとして京都メカニズムが発足した。京都メカニズムには①クリーン開発メカニズム（CDM）、②共同実施（JI）、③排出権取引（ET）の 3 種類があり、本事業で採用された CDM は、先進国等が途上国で行う事業を通じて温室効果ガスを削減し、自国の削減目標達成に利用する仕組みである。

⁵ 出典：JICA 内部資料

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

川畑 安弘、富田 まさみ（三州技術コンサルタント株式会社）

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：2012 年 9 月～2013 年 8 月

現地調査：2012 年 12 月 6 日～12 月 15 日、2013 年 3 月 14 日～3 月 23 日

3. 評価結果（レーティング：B⁶）

3.1 妥当性（レーティング：③⁷）

3.1.1 開発政策との整合性

審査時において、電力供給不足が懸念されるエジプトでは、①資源（水資源・天然ガス）の有効活用および既存発電施設の効率性強化（従来のスチームタービン型からコンバインドサイクル型への移行）を図るとともに、②新規発電施設建設によるエネルギーの多様化（水力・風力・太陽光）を進め、総合的に電力供給力の向上を目指していた⁸。第 5 次国家開発 5 カ年計画（2002/2003-2006/2007）においては、太陽光や風力事業の実施を推進し、新・再生可能エネルギーの活用促進を図ること等が掲げられていた⁹。また、長期電源開発計画（2002-2012）において、計 11,279MW の新規発電所建設が計画されており、このうち 880MW を 2010 年までに新・再生可能エネルギー（うち 815MW を風力発電）によって賄う方針であった¹⁰。

一方、事後評価時点、第 6 次国家開発 5 カ年計画（2007/2008-2011/2012）（第 5 章）において、新・再生可能エネルギーの活用促進に重点が置かれており、同計画期間中に風力発電による供給能力を計 1,050MW にまで引き上げることが目標として掲げられている¹¹。また、エネルギーセクター開発計画（2012/2013 -2016/2017）によれば、同計画期間中に計 13,970MW の発電設備容量が開発される予定であり、このうち 2,850MW を風力発電によって賄う方針とされている¹²。

従って、審査時および事後評価時ともに、エジプトの国家計画やセクター計画において電力供給能力の強化および風力発電事業の推進を含む新・再生可能エネルギーの活用促進が重視されており、本事業と開発政策との整合性は保たれている。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

審査時において、エジプト国内の電力需要量は 1995 年より 5～7%/年の高い伸び率を示しており、1997 年から 20 年間で約 3 倍になることが見込まれていた¹³。同国では供給予備率

⁶ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

⁷ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

⁸ 出典：JICA 審査時資料

⁹ 出典：同上

¹⁰ 出典：JICA 審査時資料

¹¹ 出典：エジプト政府 HP（<http://www.mop.gov.eg/english/sixth%20five%20year.html>）

¹² 出典：エジプト電力公社（EEHC）提供資料

¹³ 出典：JICA 審査時資料

目標値¹⁴を 15%に設定しているが、電力需要増加に伴い 2004/05 年には予備率が 10%程度まで減少することが予測されていた¹⁵。2002 年 8 月には熱波の影響により電力需要が急増し、同国内で深刻な電力不足が起こり、断続的な停電が生じた¹⁶。従って、電力供給量の増加を図りつつ、環境負荷の低減に対応することが求められていた。

審査時から事後評価時までのエジプト国内の総発電設備容量、ピーク時電力需要、予備率の遷移を以下表 1 に示す。

表 1：エジプト国内の総発電設備容量・ピーク時電力需要・予備率

会計年度	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06
ピーク時電力需要 (MW)	13,326	14,401	14,735	15,678	17,300
総発電設備容量 (MW)					
火力	13,498	13,498	13,187	13,804	15,438
水力	2,745	2,745	2,745	2,783	2,783
風力	63	63	140	140	183
太陽光	0	0	0	0	0
民間業者	683	1,365	2,048	2,048	2,048
計	16,989	17,671	18,120	18,775	20,452
予備率 (%)	27	23	23	20	18
会計年度	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
ピーク時電力需要 (MW)	18,500	19,738	21,330	22,750	23,470
総発電設備容量 (MW)					
火力	16,889	17,389	18,230	19,388	21,514
水力	2,783	2,842	2,800	2,800	2,800
風力	225	305	425	490	687
太陽光	0	0	0		
民間業者	2,048	2,048	2,048	2,048	2,048
計	21,945	22,584	23,503	24,726	27,049
予備率 (%)	19	14	10	9	15

出典：EEHC Annual Report

上表によれば、実際には 2006/07 年までは予備率実績値が目標値（15%）を上回っているが、2007/08 以降は目標値を下回る傾向にあり、依然として電力供給量増加は同国における重要な課題である。

また、本事業で建設された発電所はナショナルグリッドに接続されており、ザファラーナ地域への電力供給も 2003 年以降ナショナルグリッドから供給されている（それ以前は発電機で 17 時から 21 時まで 1 日 4 時間のみの電力供給であった）。2003 年の同地域における売電量は 136MWh、2012 年の売電量は 54,360MWh と 400 倍に増加している¹⁷。

従って、審査時以降、エジプトにおける電力需要は増加し続けており、事後評価時においても電力供給量増を目指した本事業の妥当性は失われていない。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

エジプト国別援助計画（2000 年作成）によれば、我が国は同国における経済・社会基盤の整備や環境の保全等を援助重点分野として定めている¹⁸。また、JICA（旧 JBIC）海外経

¹⁴ 供給予備率＝（（総発電設備容量－ピーク時電力需要）／ピーク時電力需要）×100

¹⁵ 出典：JICA 審査時資料

¹⁶ 出典：同上

¹⁷ 出典：実施機関（エジプト送電会社：EETC）提供資料

¹⁸ 出典：外務省エジプト国別援助計画

済協力業務実施方針において、「経済成長に向けた基盤整備」が重点分野とされており、電力を含む経済・社会インフラの整備を通じて経済成長を促進するための支援を行う方針が掲げられており、また、「地球規模問題への対応」の一環として風力等の再生可能エネルギー導入を積極的に支援するとされており、本事業の内容は同方針に合致するものであった¹⁹。

以上より、本事業の実施はエジプトの開発政策、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 有効性²⁰（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

本事業の運用・効果指標の計画値および実績値を以下表 2 に示す。

表 2：本事業の運用・効果指標（計画値および実績値）

指標名	目標値 2009 年 (完成後 2 年)	実績値 2008 年 ¹ (運用開始)	実績値 2009 年 (事業完成)	実績値 2010 年	実績値 2011 年 (完成後 2 年)	実績値 2012 年
最大出力 (MW)	120	85.9	120.7	120.7	120.7	120.7
設備利用率 (%) ² (括弧内は目標値 に対する達成率)	40	2.8 (7%)	26.9 (67%)	32.8 (82%)	31.8 (80%)	30.0 (75%)
計画外停止時間 (時間/年) ³	0	N/A	229	184	165	134
計画点検・補修による 停止時間 (ユニット 毎) (時間/年) ³	13	N/A	14	14	14	14
稼働率 (%) ⁴ (括弧内は目標値 に対する達成率)	97	N/A	98.4 (101%)	98.9 (102%)	98.7 (102%)	98.6 (102%)
総電端電力量 (GWh/年) ⁵ (括弧内は目標値 に対する達成率)	415	29.5 (7%)	284.6 (69%)	346.8 (84%)	335.8 (81%)	317.4 (76%)
抑制された化石燃料 量 (トン/年) ⁶	N/A	6,000	61,000	75,000	72,000	68,000

出典：目標値：JICA 審査時資料、実績値：最大出力・計画外停止時間・計画点検/補修による停止時間・総電端電力量：質問票回答（CMS）

注 1) 審査時には 1 ロットでの調達が計画されていたが、実際には 11 ロットに分割され、最初のロットが 2008 年 8 月に運用を開始。

注 2) 設備利用率＝年間発電電力量 (kWh) / (定格出力 (kw) × 年間時間数 (H)) × 100 により算出。

注 3) 停止時間は各タービンの平均値。

注 4) 稼働率＝運転時間 (年間時間数－機器故障・自然災害等による停止時間) / 年間時間数 × 100 により算出。

注 5) 総電端電力量実績値は EETC 側で受電し、かつ NREA 側が必要な電力を消費した後の電力量 (NREA は風力の不足時など必要に応じて EETC から再供給を受ける)。審査時の目標値算出においては NREA が EETC から再供給を受けることは想定されていなかった可能性が高いが、実績値は最も控えめな数値を採用。

注 6) 抑制された化石燃料＝年間発電電力量 (kWh) × 化石燃料消費率 (217g/kWh) により算出。

¹⁹ 出典：JICA HP

²⁰ 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。

完成後 2 年の目標値と実績値を比較すると、設備利用率および総電端電力量の実績値は目標値の 8 割程度であり、最大出力および稼働率の実績値は目標値をやや上回る。計画点検・補修による停止時間の実績値は目標値とほぼ同程度である。設備利用率および送電端電力量が目標値を 2 割程度下回る理由は、実施機関によれば、審査時には風速の実測値 9.0m/秒に基づき目標値が算出されたが、ここ数年の風速は 7.5m/秒程度であり、風力の減速が主な原因とのことである。また、抑制された化石燃料量は審査時の目標値はないが、60,000～75,000 トン/年程度が削減されていると考えられる。

計画外停止時間の内訳を以下表 3 に示す。

表 3：計画外停止時間の内訳

(単位：時間/年)

年	機器故障・自然災害等	その他 (グリッドの停止等、外的要因によるもの)	計
2009	20,135 (1 タービン平均 142)	12,396 (1 タービン平均 87)	32,531 (1 タービン平均 229)
2010	13,776 (1 タービン平均 97)	12,400 (1 タービン平均 87)	26,176 (1 タービン平均 184)
2011	16,366 (1 タービン平均 115)	7,101 (1 タービン平均 50)	23,467 (1 タービン平均 165)
2012	17,947 (1 タービン平均 126)	1,122 (1 タービン平均 8)	19,069 (1 タービン平均 134)

出典：質問票回答 (CMS)

計画外停止時間は審査時に 0 時間と計画されていたが、0 時間の場合、稼働率は 99.8%となり、稼働率目標値の 97%との矛盾が生じる。また、実施機関の運用担当者および現地電力専門家に対するヒアリングにおいて、機器故障や自然災害等による計画外停止時間をゼロ時間と計画するのは通常あり得ないとのことであり、審査時の計画外停止時間の目標値は非現実的であったものと考えられる。

3.3 インパクト

3.3.1 インパクトの発現状況：温室効果ガスの排出削減

以下表 4 に本事業による CO₂ 排出削減量の計画値と実績値を示す。

表 4：本事業による CO₂ 排出削減量（計画値および実績値）

(単位：計画値および実績値：トン/年)

年	計画値	実績値	計画達成率
2008	—	16,000	—
2009	233,000	157,000	67%
2010	233,000	191,000	82%
2011	233,000	185,000	79%
2012	233,000	175,000	75%

出典：CDM プロジェクト設計書 (PDD) における算出方法に従い、総電端電力量 (MWh) x 排出係数 0.55tCO₂/MWh により算出。

審査時において CO₂ 排出削減量の当初目標値は 270,000 トン/年とされていたが²¹、審査時に使用された発熱量および炭素排出係数は CDM PDD において採用された数値と異なり、そのままの比較はできないため、CDM PDD において採用された発熱量および炭素排出係数を用いて審査時の目標値を算出し直すと 233,000 トン/年となり、これと比較した実績値の目標達成率は 8 割程度となる。本事業により約 18 万～19 万トン/年の CO₂ が削減されていると考えられ、ひいては大気汚染の緩和や地球温暖化抑制にも寄与していると考えられる。

3.3.2 その他、正負のインパクト

3.3.2.1 対象地域及び周辺住民への裨益

実施機関（NREA および EETC）へのヒアリングによれば、建設期間中や運用開始後に発電所における雇用増加につながったとのことである。

3.3.2.2 自然環境へのインパクト

事業実施中および運用開始後に遵守すべき内容をまとめた環境管理マニュアルがあり（コントラクターが作成）、これに沿って廃棄物処理や化学薬品の管理等が行われている。実施機関によれば環境モニタリング結果は JICA にも報告済みとのことである。また、実施機関（NREA および EETC）職員、Red Sea Governorate 地方政府職員、Romance Beach Hotel 職員等へのヒアリングにおいても本事業による環境への負の影響はないとのことであった。本事業は周辺住民のいない砂漠地帯における風力発電所の新設および既存変電所内の増設であり、騒音等の自然環境への負の影響は特段なかったものと考えられる。

3.3.2.3 住民移転・用地取得

実施機関によれば、本事業により住民移転は発生していない。

以上より、本事業の実施により概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。

3.4 効率性（レーティング：①）

3.4.1 アウトプット

本事業において整備されたアウトプット（計画および実績）を以下表 5 に示す。風力発電所について、審査時には総出力 120MW を計画していたが、単機出力 850kW を 142 台採用したため、総出力は 120.7MW となり、計画を若干上回った。

²¹ 出典：JICA 審査時資料

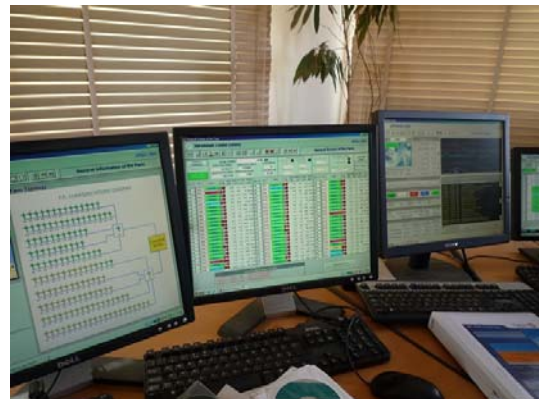
表 5：アウトプット比較（計画/実績）

項目		計画	実績
土木工事	風力発電所建設	・ 風力発電機（単機出力 600kW x 200 台～1,000kW x 120 台の範囲を設定し入札）総出力 120MW ・ 制御モニタリングシステム等関連設備一式 ・ 電気工事、土木据付工事	・ ほぼ計画どおり - 但し、風力発電機（単機出力 850kW x 142 台）総出力 120.7MW
	変電設備増設（円借款対象外）	・ 変電設備容量 125MVA x 2 基 ・ 電気工事、土木据付工事	・ 計画どおり
コンサルティングサービス	内容	・ 概念設計 ・ 事前資格審査および入札書類作成 ・ 入札評価補助 ・ 契約管理補助 ・ 施工監理 等	・ 計画どおり
	工数	・ 外国人：57M/M ・ ローカル：119M/M - 計 176M/M	・ 外国人：80M/M ・ ローカル：40M/M - 計 120M/M

出典：計画：JICA 審査時資料、実績：JICA 内部資料および実施機関へのヒアリング



本事業で増設された変電設備



制御モニタリングシステム

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

審査時の事業費計画額は 18,466 百万円（外貨 13,915 百万円、内貨 4,551 百万円）、うち円借款部分は 13,497 百万円であった²²。このうち、風力発電所建設分は総額 17,927 百万円（外貨 13,497 百万円、内貨 4,430 百万円）、うち円借款部分は 13,497 百万円であった。また、変電設備増設分は総額 539 百万円（外貨 418 百万円、内貨 121 百万円）であり、変電設備増設にかかる事業費は実施機関（EETC）予算により賄われる計画であった²³。

一方、事業費実績額は 26,292 百万円（外貨 16,147 百万円、内貨 10,145 百万円）²⁴、うち円借款対象 13,497 百万円であり、計画を上回った（計画比 142%）。このうち、風力発電所

²² 出典：JICA 審査時資料

²³ 出典：同上

²⁴ 実施機関提供資料に記載された実績額を基に、貸付実行期間（2003 年 12 月 11 日～2010 年 7 月 20 日）の平均レート：1EUR=141.56JPY、1EGP=18.50JPY にて換算し、算出。

建設分は総額25,644百万円(外貨15,693百万円、内貨9,951百万円)、うち円借款部分は13,497百万円であった。また、変電設備増設分は総額648百万円(外貨454百万円、内貨194百万円)であり、変電設備増設にかかる事業費は実施機関(EETC)予算により賄われた。

発電所建設分の実績額が計画額を上回った点については、コンサルティングサービス費は計画額の半分程度に収まった一方、本体工事費が計画額を大幅に上回ったことに起因する。理由は、鋼材価格の高騰、発電所運営・維持管理にかかる実施機関(NREA)のスタッフトレーニング(OJT)のため、保証期間を最終ロットの工事完了後3年間に延長したこと、為替レートの変動等による²⁵。

3.4.2.2 事業期間

審査時に計画された事業期間は2003年12月(借款契約調印)～2007年2月(事業完成の定義は工事完了・発電所引き渡し)の計39カ月であったが²⁶、実績は2003年12月(借款契約調印)～2009年7月(工事完了)の計68カ月であり²⁷、計画を大幅に上回った(計画比174%)。事業期間実績が計画を大幅に上回った理由は、風力発電所建設分については、事前資格審査の遅延、入札内容の明確化や契約交渉に時間を要したこと等により本体工事入札手続きが遅延したこと、本体工事契約は2007年2月に契約手続きが完了したものの、前払い金支払い等の手続きに時間を要し、契約が有効になったのは2007年8月であること、さらに工事着手が2007年12月に遅れたこと、工事中にコントラクターおよびサブコントラクター間で鋼材価格の高騰にかかる追加支払い手続きに時間を要し、3カ月間工事が中断されたこと等による²⁸。変電設備増設分については、本体工事入札手続きが入札書類作成の遅延、応札者からの要請を受けて入札期間を延長したこと、入札内容の明確化に時間を要したこと等により遅延した²⁹。

表6：風力発電所建設に係る事業期間の比較

内容	計画	実績
コンサルタント選定	2003年7月-2003年12月(6カ月)	2003年9月-2004年5月(9カ月)
概念設計	2004年1月-2004年1月(1カ月)	2004年11月-2004年11月(1カ月)
土木工事 (入札・契約)	2004年1月-2005年4月(16カ月)	2005年1月-2007年2月(26カ月)
土木工事(本体工事)	2005年4月-2007年2月(23カ月)	2007年8月-2009年7月(24カ月)

出典：計画：JICA 審査時資料、実績：質問票回答

表7：変電設備増設に係る事業期間の比較

内容	計画	実績
土木工事 (入札・契約)	2003年5月-2003年8月(4カ月)	2003年12月-2005年3月(16カ月)
土木工事(本体工事)	2003年9月-2004年9月(13カ月)	2005年3月-2006年5月(15カ月)
機能検証	2004年10月-2004年11月(1カ月)	2006年6月-2006年6月(1カ月)

出典：計画：JICA 審査時資料、実績：質問票回答

²⁵ 出典：事業完了報告書およびJICA 内部資料

²⁶ 出典：JICA 審査時資料

²⁷ 出典：JICA 内部資料および質問票回答

²⁸ 出典：JICA 内部資料および実施機関(NREA)からのヒアリング

²⁹ 出典：実施機関(EETC)からのヒアリング

3.4.3 内部収益率（参考数値）

(1) 財務的内部収益率（FIRR）

FIRR の審査時および事後評価時の計算結果を以下表 8 に示す。2013 年以降、2011 年と同量の発電量が見込まれ、且つ 2011 年の電力価格が維持されると想定し、審査時と同様の条件で FIRR を算出した。事業費および維持管理費実績が計画を上回ったこと、発電量実績が計画をやや下回ったこと、補助金額が計画を下回ったこと（審査時の算出条件では本事業により節約される発電燃料輸出額－国内販売額の 50% が石油省から再生可能エネルギーファンドへの補助金として計上されているが、実際には 0.02LE（エジプトポンド）/kWh が補助金限度額となっている）等により、FIRR 実績値は計画値を下回る。

表 8：FIRR の比較

計算時期	計算条件	計算結果
審査時（2003 年）	費用： 建設費、運営・維持管理費 便益： 売電収入、補助金 プロジェクトライフ：20 年	1.22%
事後評価時（2012 年）	同上	▲4.40%

出典： 審査時：JICA 審査時資料、事後評価時：実施機関提供情報を基に算出

(2) 経済的内部収益率（EIRR）

EIRR の審査時および事後評価時の計算結果を以下表 9 に示す。FIRR 同様、2013 年以降、2011 年と同量の発電量が見込まれ、且つ 2011 年の電力価格が維持されると想定し、審査時と同様の条件で EIRR を算出した。事業費および維持管理費実績が計画を上回り、発電量実績は計画をやや下回るものの、電力国境価格および発電燃料単価が審査時より高騰しており、これにより電力供給増にかかる便益（国境価格による売電収入）および発電燃料の国内利用節約分の輸出に伴う差益が増加するため、結果として EIRR 実績値は計画値を大きく上回る。

表 9：EIRR の比較

計算時期	計算条件	計算結果
審査時（2003 年）	費用： 建設費、運営・維持管理費 便益： 電力供給増、CO ₂ 削減、燃料の国内利用節約分の輸出に伴う差益 プロジェクトライフ：20 年	16.90%
事後評価時（2012 年）	同上	31.69%

出典： 審査時：JICA 審査時資料、事後評価時：実施機関提供情報を基に算出

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。

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

本事業で建設された風力発電所は新・再生可能エネルギー庁（NREA）が運営・維持管理を担当している。2011/12 年時点の NREA 総職員数は 1,199 名であり³⁰、このうち、ザファラーナ発電所サイトには計 187 名が配置されており、うち 10 名のエンジニアと 12 名の技術工が 12 日間ずつの 2 シフトで本事業により建設された発電所の運営・維持管理を行っている³¹。

本事業で増設された変電設備はエジプト送電会社（EETC）が運営・維持管理を担当しており、2013 年 1 月時点の EETC 総職員数は 33,500 名である³²。このうち 32 名（うち 8 名がエンジニア、11 名が技術工、5 名が作業員、2 名が運転手、4 名が警備員、2 名がアシスタント）が本事業で整備されたザファラーナ変電所 No.1 にて 7 日間ずつの 2 シフトで変電所の運営維持管理を行っている³³。

維持管理マニュアルに沿って定期点検が行われているほか、発電所の稼働率も目標値の 97%を超えており、体制面での問題は特にないものと思われる。

3.5.2 運営・維持管理の技術

本事業で建設された風力発電所の運営・維持管理を担当する NREA のエンジニアおよび技術工計 22 名のうち、エンジニアは全て工学の学位を有し、技術工は全て技術系のディプロマ（短大卒程度）を有している³⁴。また、電力セクターにおける職務経験が 10 年以上は 4 名、5～10 年は 10 名、5 年未満は 8 名である³⁵。計 22 名のうち、2 名（2 シフトの各リーダー）がスペインにおける 2 週間の海外研修および 1 週間の国内研修に参加しており、その他職員は平均 6 カ月間の OJT を受けている³⁶。維持管理マニュアルも整備されている。

本事業で増設された変電設備の運営・維持管理を担当する EETC のエンジニア・技術工計 19 名のうち、電力セクターにおける職務経験が 25 年は 1 名、6～16 年は 14 名、5 年未満は 4 名である³⁷。EETC が保有する研修センターにて、修繕・維持管理にかかる研修が 8 名のエンジニアに対し 2 週間、8 名の技術工に対し 2～3 週間実施されているほか、維持管理マニュアルも整備されている³⁸。

NREA は風力発電にかかる経験が豊富であり、EETC は送電・変電にかかる経験が豊富であり、必要な数の技術者が配置されていると考えられ、また、維持管理状況のサイト視察においても特に問題は見受けられなかった。よって技術面での問題は特にないものと思われる。

³⁰ 出典：NREA Annual Report

³¹ 出典：質問票回答

³² 出典：同上

³³ 出典：同上。このうち 19 名が変電所 No.1 の運営を担当し、13 名が変電所 No.1 および No.2 の維持管理を担当。

³⁴ 出典：質問票回答

³⁵ 出典：同上

³⁶ 出典：同上

³⁷ 出典：同上

³⁸ 出典：同上

3.5.3 運営・維持管理の財務

(1) NREA

NREA は電力エネルギー省の外庁という位置づけで、必ずしも独立採算制というわけではなく、年度毎の収入および支出は国庫と直結する形で運営を行っていると考えられる。NREA の収支状況は以下表 10 のとおりであり、金利³⁹負担により収支全体は赤字となっているが、営業収支は減価償却費を含めても継続して利益を上げている。尚、2012 年 6 月にエジプト財務省、石油省、電力エネルギー省の間で交わされた協定により、今後 NREA の新・再生可能エネルギー事業によって節減できた発電燃料（化石燃料）額を追加の補助金として配分されることが決定しており、これらにより NREA の収支は大きく改善されることが考えられる⁴⁰。

表 10：NREA の収支状況

(単位：千 LE)

	2009/2010	2010/2011	2011/2012
営業収入	293,274	244,033	251,755
営業費用	187,319	207,784	227,807
材料費	8,714	8,584	10,237
サービス費	7,585	8,047	7,648
人件費	21,931	27,158	34,975
減価償却費	143,332	163,699	174,362
賃貸料	108	104	102
その他	5,649	192	483
営業利益	105,955	36,249	23,948
営業外収入	20,120	26,633	20,128
政府補助金	19,825	26,633	20,128
その他	295	0	0
営業外費用	255,221	224,069	463,123
利息	242,406	191,410	427,899
為替差損	0	24,331	35,177
その他	12,815	8,328	47
当期利益	▲129,146	▲161,187	▲419,047

出典：実施機関（NREA）提供資料を基に作成

NREA の財務状況は以下表 11 のとおりである。2011/12 年には、収支は金利支払いを要因として約 4 億 LE の赤字となっている一方、資本金は 1 億 LE 以上増えている。これは前述の通り、年度毎の収入および支出は国庫と直結する形で運営を行っており、その間の明確な資金の移転は判明しないものの、国庫からの補てんが行われていることを示していると考えることが適当である⁴¹。その結果として、2011/12 年の収支が赤字であったが、自己資本比率は約 13%を維持していることが分かる。流動負債は流動資産を上回っているが、電力料金は短期間で定期的に収入を得られる性質であること等から特段の問題は発生していない。

³⁹ 国内外からの借入にかかる元本はエジプト政府の負担となっているため、NREA の収支には反映されていない。

⁴⁰ 出典：実施機関からのヒアリング

⁴¹ 借入で賄っている部分がある可能性は否定しないものの、その場合において元本返済はエジプト政府負担となり、実質的に NREA の財務状況への影響は少ないものとなる。

表 11：NREA の財務状況

(単位：千 LE)

	2009/2010	2010/2011	2011/2012
資産の部			
流動資産	578,776	1,544,193	1,933,845
固定資産	7,567,048	8,175,473	8,707,184
資産合計	8,145,824	9,719,666	10,641,029
負債/資本の部			
資本金	1,298,544	1,264,302	1,381,632
流動負債	629,040	1,854,734	2,521,893
固定負債	6,218,240	6,600,630	6,737,504
負債/資本合計	8,145,824	9,719,666	10,641,029

出典：実施機関（NREA）提供資料を基に作成

本事業にかかる運営・維持管理支出状況は、事後評価時において、毎年 690～820 千 LE 程度が本事業で建設された風力発電所の維持管理費（維持管理にかかる人件費、スペアパーツ代、事務管理費等）として支出されている⁴²。本事業は 2009 年 7 月に完工し、その後 3 年間（2012 年 7 月まで）が保証期間であり、この間に発生した不具合はコントラクターが修繕することもあり、事後評価時点では維持管理費実績は比較的少ない。一方、将来的には 2015 年以降大規模修繕費（ギアボックスや発電機等の修繕・取替）が見込まれている。2015 年の維持管理費は 13,000 千 LE 程度であり、その後緩やかに上昇し、2022 年には 28,000 千 LE 程度が見積もられている⁴³。NREA によれば、風力発電の場合、ガスタービンのように数年おきに大規模修繕が発生するのではなく、風力タービンは計 142 台あるため、完工数年後に大規模修繕は毎年発生するとのことである。

本事業で建設された風力発電所からの売電収入および維持管理費の比較を以下表 12 に示す。

表 12：本事業で建設された風力発電所からの売電収入および維持管理費

(単位：千 LE)

	2010	2011	2012
維持管理費	820	690	690
売電収入	49,241	52,379	49,514

出典：維持管理費は NREA 提供。収入は NREA 提供の発電量と EETC 提供の売電単価を基に算出。

上表のとおり、事後評価時において、売電収入で維持管理費を十分に賄えており、仮に今後も 2011 年と同程度の発電量が見込め、かつ 2011 年の売電単価を適用した場合（売電単価の値上げがないとした場合）でも、大規模修繕費が発生する 2015 年以降も維持管理費は売電収入で賄える見込みである。

以上より、運営・維持管理にかかる NREA の財務に特段の問題は見られないと考える。

⁴² 出典：実施機関からのヒアリング

⁴³ 出典：同上

(2) EETC

本事業の変電施設を担う EETC においても、NREA 同様、電力エネルギー省傘下にある。EETC の損益計算書によれば、以下表 13 のとおり 2008/09 年～2010/11 年に純利益は黒字を計上しており、本事業により整備された変電設備の財務的持続性に大きな懸念はないと思われる。

表 13 : EETC の収支状況

(単位：千 LE)

	2008/2009	2009/2010	2010/2011
営業収入	16,816,176	18,901,224	21,067,838
営業費用	15,273,171	17,435,331	19,664,292
材料費	137,651	114,052	109,730
人件費	911,667	989,033	1,316,163
減価償却費	805,956	818,041	885,866
仕入	12,914,615	14,756,800	16,246,692
その他	503,282	757,405	1,105,841
営業利益	1,543,005	1,465,893	1,403,546
営業外収入	537,326	807,537	544,911
政府補助金	306,619	455,127	337,987
その他	230,707	352,410	206,924
営業外費用	1,398,734	1,419,451	1,758,156
利息	1,372,098	1,391,524	1,723,231
為替差損	26,636	27,927	34,925
当期利益	681,597	853,979	190,301

出典：実施機関（EETC）提供資料

また、本事業にかかる運営・維持管理支出状況は、事後評価時点では毎年 188～213 千 LE 程度が維持管理費（維持管理にかかる人件費およびスペアパーツ代等）として支出されている。EETC についても、本事業で増設された変電設備の維持管理費は営業収入で十分に賄える見込みである。

以上より、運営・維持管理にかかる EETC の財務に特段の問題は見られないと考える。

3.5.4 運営・維持管理の状況

本事業で建設された風力発電所については、維持管理計画に基づいて定期的な点検・維持管理が行われており、6 カ月毎に個々の風力タービンの翼、翼の軸受部、中空軸、主軸、高速軸、ギアボックス、ブレーキ、発電機、ヨー駆動装置、風速計、タワー、ケーブル等、設備一式の点検、注油、オイル交換、スペアパーツ交換等が行われている⁴⁴。保証期間中に、翼の不均衡によるタワーの高振動およびクラックによる主軸の故障（2 台）が発生したが、いずれも修理済である⁴⁵。現在風力タービンは全て稼働しているものの、一部タービンのギアボックスと発電機の位置不整合、充電池の不良、ヨー制御装置からの高ノイズ、空調設備停止等の不良があり、コントラクターが現在も修繕を行っており、本事業で建設・調達され

⁴⁴ 出典：実施機関提供資料

⁴⁵ 出典：実施機関からのヒアリング

た設備一式はまだ NREA に対し引き渡しが行われていない⁴⁶。NREA は外部専門家にこれら不良の詳細調査を委託し、現在 NREA、コントラクター、外部専門家とで対処方法の検討を行っており、全ての不良の修繕後に本事業で建設・調達された設備一式の引き渡しが行われる予定である⁴⁷。従って、いくつかの不良はあるものの、外部専門家も含め関係者間で対処方法につき協議しながら対応しているため、大きな問題はないものと思われる。

本事業で増設された変電設備についても、維持管理計画に基づいて定期的な点検・維持管理が行われており、6 カ月毎に給電盤や遮断器の点検、1 年毎に保護装置や変圧器の点検（機能検証）、2 年毎に巻き線抵抗のメガテスト、3 年毎にメーターの調整（キャリブレーション）等が行われている⁴⁸。実施機関によれば、本事業で調達された設備は全て問題なく稼働しているとのことであり、現場踏査においても特に問題は認められなかった。

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

本事業は紅海沿岸のザファラーナ地区において、120MW の風力発電所を新設することにより、電力供給量の増加および化石燃料使用の抑制を図り、もって大気汚染の緩和、同規模の火力発電所を稼働させた場合に比して温室効果ガスの排出削減ならびに地球温暖化の抑制に寄与することを目的としていた。

本事業はエジプトの開発政策および日本の援助政策における重点分野と整合しており、開発ニーズも高いことから、事業の妥当性は高い。事業完成 2 年後のほぼ全ての運用・効果指標実績値は計画値の 8 割程度以上を達成しており、同国の電力供給量拡大および化石燃料使用の削減、ひいては温室効果ガスの排出削減に貢献していることから、事業の有効性・インパクトは高い。運営・維持管理の体制、技術、財務、ならびに現在の維持管理状況にも大きな問題はなく、本事業による効果の持続性は高い。一方、本事業の事業費および事業期間ともに計画を大幅に上回った為、効率性は低い。

以上より、本プロジェクト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

⁴⁶ 出典：同上

⁴⁷ 出典：同上

⁴⁸ 出典：同上

4.3 教訓

- (1) 本事業では発電所本体工事契約が事前資格審査の遅延および入札内容の明確化や契約交渉に時間を要したこと等により遅延したほか、契約締結後に前払い金支払い等の手続きに時間を要し、契約が有効になるのに半年を要した。また、変電所本体工事入札手続きは入札書類作成の遅延、応札者からの要請を受けて入札期間の延長、入札内容の明確化に時間を要したこと等により遅延した。結果として事業実施期間実績が計画を大幅に上回った。先方政府が円借款で定められた調達手続き等に不慣れで遅延の恐れがある場合は、審査時にリスクを捉えて対応・対処を考えておくことが望まれる。例えば世銀では国別調達評価レポートを基に、審査時に新規事業の調達評価レポートを作成し、この中で実施機関の入札業務に関する能力審査やリスクの評価等を行い、同レポートに基づき詳細な事業実施計画を策定しており、このような方法も一案と思われる。
- (2) 本事業の事業完了報告書には変電所ポーシオンや運用効果指標実績にかかる記述がない。また、同報告書に記載された発電所ポーシオンの事業費実績（カテゴリ別・年次別）は整合性が取れていない。実施機関による PDCA（Plan/Do/Check/Action）サイクルの適切な実施および融資機関による実施状況や成果把握の為に JICA 事業部門による事業完了報告書の内容精査が必要である。

コラム：クリーン開発メカニズム（CDM）事業について

既述のとおり、本事業は CDM 事業として 2007 年に国連 CDM 理事会に承認された。(1) 本事業の CDM 承認プロセス、(2) CDM 承認手続きにかかる課題・障壁、(3) 本事業が CDM 事業として承認されたことにより生じたメリット・デメリットについて以下に示す。

(1) 本事業の CDM 承認プロセス：

- ① 事業実施者（JICA・NREA）による CDM プロジェクトの計画策定
 - ② 投資国（日本）・ホスト国（エジプト）の指定国家機関による上記計画の承認
 - ③ 指定運営組織（CDM 理事会が信任する第三者機関）による CDM プロジェクトの審査
 - ④ CDM 理事会による CDM プロジェクトの登録（上記第三者機関が CDM プロジェクトとしての適格性を有効と判断した場合）
 - ⑤ CDM プロジェクトの実施およびモニタリング（プロジェクト参加者が排出削減量をモニタリング）
 - ⑥ 指定運営組織による CER（認証排出削減量）の検証および認証
 - ⑦ CDM 理事会が CER を発行し、プロジェクト実施者に分配
- （出典：JICA 内部資料および NREA からのヒアリング）

(2) CDM 承認手続きにかかる課題・障壁：

実施機関（NREA）によれば、CDM 承認手続きが複雑で難しく、度々ルール変更があったこと、CER の検証・認証を担当する指定運営組織の経験が浅く、パフォーマンスが低かったこと等が同承認手続きにかかる障壁であったとのことである。この CER に係る指定運営組織は CDM 理事会により提供される 44 の組織リストの中から事業実施者が競争入札で選定することとなっており、本事業では NREA が 44 組織から 9 組織を選定し競争入札を実施したが、応札したのは 1 組織のみであったため、同組織と契約したが、担当者の度重なる変更、レスポンスの遅さ、報告書提出の遅延等、様々な問題があったとのことである。後述するように本事業以降、NREA は 3 つの風

力発電事業の CDM 承認手続きを行ったが、別の指定運営組織が担当した DANIDA 支援事業の CDM 承認手続きは 1 年で完了したのに対し、本事業の手続きは 3 年を要した。

また、CDM 承認に際して、事業実施者は事業の追加性（該当事業が CDM 事業として実施されなければ起こり得なかったこと（＝追加的である））を証明することが義務付けられているが、NREA によれば、この追加性の証明も非常に困難であったとのことである。特に、追加性にかかる議論の一環として、2001 年マラケシュ合意において「付属書 I 国による CDM 事業に対する公的資金供与は ODA の流用となってはならない」という記述があり、NGO 等から「CER を生み出す事業への ODA 利用が許されれば CER を生み出すことのできる事業に資金調達に関する優位性を与えてしまう」といった観点を含め課題が提起されていた。この課題をクリアするためにはかなりの時間を要したようであるが、最終的には、以下のような理由によりクリアした模様である。

- ・ マラケシュ合意上、流用であってはならないとの規定はあるが、ODA を使用できないとの規定はないこと
- ・ モロッコのエッサウィラ風力発電所はドイツ KfW の ODA を活用し CDM 理事会で承認されていること
- ・ エジプト政府は自国の開発計画や政策等重要な開発ニーズに基づき優先度の高い事業を決定し、日本政府に対して円借款の要請を行っており、優先度の低いセクターに資金供与がシフトした事実はないこと
- ・ CDM 理事会が採用している追加性検証ツールに基づくと、本事業の採算性は低く投資障壁が認められるため、追加性は確保されており、CER 収入は本事業の採算性の低さを補い、事業実施・運営を促進することになること

(3) 本事業が CDM 事業として承認されたことにより生じたメリット・デメリット：

NREA によれば、本事業実施により CDM にかかる技術移転が行われたほか、本事業の CDM 申請・承認手続きを経て、NREA は同手続きにかかる経験を積み、熟知することができたとのことである。本事業の CDM 承認以降、NREA は 2010 年～2011 年に 3 つの風力発電事業（KfW、DANIDA、スペイン政府支援事業）の CDM 承認手続きを行い、承認されている。また、現在本事業により生み出された CER の検証中であり、まだ配分されていないものの、2013 年から CER が発行・分配される予定であり、これが発行されれば、本事業の低収益性を一定程度補うことができるものと考えられる。尚、NREA によれば、本事業が CDM 事業として承認されたことによるデメリットは特にないとのことである。

以上

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
① アウトプット	風力発電所建設： ・ 風力発電機(単機出力 600kW x 200 台～1,000kW x 120 台の範囲を設定し入札) 総出力 120MW ・ 制御モニタリングシステム等関連設備一式 ・ 電気工事、土木据付工事 変電設備増設： ・ 変電設備容量 125MVA x 2 基 ・ 電気工事、土木据付工事	風力発電所建設： ・ ほぼ計画どおり ・ 但し、風力発電機（単機出力 850kW x 142 台）総出力 120.7MW 変電設備増設： ・ 計画どおり
② 期間	2003年12月～ 2007年2月 (39ヶ月)	2003年12月～ 2009年7月 (68ヶ月)
③ 事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	13,915百万円 4,551百万円 (224百万 LE) 18,466百万円 13,497百万円 1USD = 119.46円 = 5.89LE (2003年5月現在)	16,147百万円 10,145百万円 (548百万 LE) 26,292百万円 13,497百万円 1EUR = 141.56円 1LE = 18.5円 (2003年12月～2010年7月平均)

以 上