ラオス

メコン地域電力ネットワーク整備事業（ラオス）

外部評価者：株式会社日本経済研究所　畔田弘文

０．要旨

本事業は、パクサン及びパクボ（約 300km）の区間において、115kV・2 回線の送電線及び変電所を建設・増強することにより、ラオス中南部地域の電力需要への対応を図り、同地域の電化率の向上、産業発展及び貧困削減に寄与するものである。本事業は、ラオスの開発政策、開発ニーズ、及び日本の援助政策における重点分野と整合しており、妥当性は高い。事業効果についても、設備稼働率、年間トリップ回数、送電損失率や受電端電力量が目標値を達成している。また、送電線が整備されたことにより、ラオス中南部における電力供給が増加し、民間企業の進出や生産拡大に繋がったほか、雇用の拡大に繋がっており、本事業の有効性・インパクトも高い。事業の実施面では、事業費は計画内に収まったものの、入札不調が発生したことなどから事業期間が大幅に計画を超過したため、効率性は中程度である。運営維持管理については、体制、技術、維持管理状況に概ね大きな問題はないものの、実施機関の財務面にやや懸念があり、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

事業地域の位置図

整備された送電線

1.1 事業の背景

本事業の審査時、ラオスでは 35%であった世帯電化率を 2020 年までに大幅に引き上げることを国家重要政策の一つとしていた。ラオス全体の電力需要は 1995～2002 年の間、年平均 12.8%で増加しており、引き続き 2020 年まで年平均 10%で増加す

ることが見込まれていた。特にラオスの中南部地域はメコン東西経済回廊[1]が横断しており、鉱業、農業（灌漑）等の発展が期待され、2020 年まで電力需要は年 13.1%の割合で増加すると見込まれていた。

ラオスにおける送電線は相互に独立した 4 つの送電系統から構成されていた。首都ヴィエンチャンを中心とする北中部系統では、余剰電力がタイに輸出される一方、中南部系統には、需要に対応する国内用の発電設備が存在せず、隣国タイ北東部から電力を輸入して需要に対応していた。タイからラオスへの電力輸入料金は、ラオスからタイへの輸出料金水準を上回っており、ラオスにとって逆ざやが生じていた。

これらの背景から、ラオスの外貨支出を節減し、中南部における安定的電力供給と電化率の向上を実現するため、同国中北部との連系送電線の整備を行うことを目的として本事業が実施された。

また、本事業で計画される 115kV 送電線は、将来建設が行われると見込まれるタイ～ラオス～ベトナム間の 500kV 国際連系送電線や、ラオス南部～カンボジア間の 115kV 送電線と接続される可能性があり、メコン地域全体の電力ネットワークの一部を構成することが期待されていた。

1.2 事業概要

メコン地域電力ネットワークの一部を形成することとなるラオス中部パクサン及びパクボ（約 300km）の区間において、115kV・2 回線の送電線及び変電所を建設・増強することにより、サバナケット及び国道 9 号線沿いのメコン東西回廊をはじめとする中南部の電力需要への対応を図り、もって同地域の電化率の向上、産業発展及び貧困削減に寄与する。

円借款承諾額／実行額	3,326 百万円／3,326 百万円
交換公文締結／借款契約調印	2005 年 3 月／2005 年 3 月
借款契約条件	金利 0.9%、返済 30 年（うち据置 10 年） 一般アンタイド
借入人／実施機関	ラオス人民民主共和国政府／ラオス電力公社 （Electricité du Laos：EDL）
貸付完了	2012 年 1 月
本体契約	三菱商事（日本）／ジェイ・パワーシステムズ（日本）
コンサルタント契約	日本工営（日本）　／東京電力（日本）

[1] インドシナ半島のうちの 4 ヶ国（ミャンマー、タイ、ラオス、ベトナム）を結ぶ、全長 1,450 km の道路を整備するものであり、ラオスでは国道 9 号線が東西経済回廊の一部をなしている。

関連事業	円借款： 「ナムグム水力発電事業(1)」（借款契約 1974 年） 「ナムグム水力発電事業(2)」（借款契約 1976 年） 「ナムルック水力発電所建設事業」（借款契約 1996 年） 「南部地域電力系統整備事業」（借款契約 2012 年） 無償資金協力： 「ナムグム第一発電所補修計画」（2001～2004 年） その他国際機関、援助機関等： 世界銀行 「南部地域地方電化事業」 「ナムテン 2 水力発電所事業」 アジア開発銀行 「ナムルック水力発電所」 「送配電拡充」 「北部配電計画」 「ナムテン 2 水力発電所事業」 中国 「ナムマン 3 発電所事業」 「セセット 2 事業」

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

畔田　弘文（株式会社日本経済研究所）

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：2013 年 8 月～2014 年 8 月

現地調査：2013 年 12 月 8 日～12 月 21 日、2014 年 3 月 2 日～3 月 8 日

3. 評価結果（レーティング：B[2]）

3.1 妥当性（レーティング：③[3]）

3.1.1　開発政策との整合性

3.1.1.1 上位政策との整合性

本事業の審査時、ラオスでは、2001 年に制定された「第 5 次社会経済開発計画

[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」

（2001～2005 年）」において、貧困削減・経済開発・産業開発などを主要な政策課題とするとともに、これらを達成するための戦略の一つとして、国内の電力ネットワーク拡大を挙げていた。

事後評価時点でも、「第 7 次国家社会経済開発計画（2011~2015 年）」において送電網拡充を実現するべく「115kV 送電線による国内系統連系」の実現が 2015 年までの目標として明記されている。

このように、審査時及び事後評価時の両時点において、国家政策レベルでは国内の電力ネットワークを拡大する方向性は維持されており、引き続き重要な政策課題であることが認められる。

3.1.1.2 セクター政策との整合性

審査時、「第 5 次社会経済開発計画」に基づいて工業手工芸省（現、エネルギー鉱工業省）は「電力セクター政策声明（Power Sector Policy Statement）」を作成し、国内での安定した電力の維持・拡大による経済・社会開発の促進を優先課題の 1 つとして設定し、それを達成するための手段の一つとして、送電線の拡充・改善を挙げていた。また、急速に拡大する電力需要に対応すべく、実施機関であるラオス電力公社（Electricité du Laos: EDL）は「長期開発計画（2004～13 年）」を策定し、2010 年までに、北部と南部を結ぶ 115kV 送電線を建設すること、電源開発を行って世帯電化率を 70%まで引き上げること、2020 年までに世帯電化率を 90%に引き上げることを目標としていた。

事後評価時でも、EDL による「電力開発計画（Power Development Plan）（2010～2020 年）」では、北部・南部系統で数多くの発電所開発が計画され、電力余剰が拡大することが見込まれていた。一方で、カムムアン県・サバナケット県を含む中部系統では 2020 年に 5,172GWh の電力不足発生が予測され、北部系統及び南部系統と中部系統をつなぐ送電線の開発が必要とされている。

このように、北部と南部を結ぶ 115kV 送電線は、審査時・事後評価時の両時点でセクターレベルの計画で重視されており、本事業は一貫して政策上の妥当性を有しているといえる。

3.1.2　開発ニーズとの整合性

審査時点では、ラオスにおける 2020 年までの電力需要は、全体で年平均 10%、メコン東西回廊が横断するラオスの中南部地域では 13.1%で増加すると見込まれていた。

そのような状況において、ラオスの発電設備は相互に独立した 4 つの送電系統から構成されていたため、首都ヴィエンチャンを中心とする北中部系統では余剰電力がタイに輸出される一方、中南部系統には、国内用の発電設備が存在しなかったためタイ北東部から電力を輸入して需要に対応していた。タイからラオスへの電力輸

入料金は、ラオスからタイへの輸出料金水準を上回っており、ラオスにとって逆ざやが生じていた。

事後評価時点でも、同国経済の急速な成長及び地方電化の進展に伴い、国内の電力消費量が急増しており、2005 年から 2012 年までで国内の電力消費は年平均 15.7%で増加しており、EDL 電力開発計画では今後も 2020 年までに年平均 25%で増加することが見込まれている[4]。また、本事業の対象地域であるカムムアン県・サバナケット県を含む中南部では、年平均で 33%の増加が見込まれている。

ラオスにおける送電系統は、北部系統と中部系統が本事業により接続されたものの、南部系統は依然接続されていない。上記のとおり北部・南部系統で余剰電力の拡大が見込まれている一方、中部系統では 2020 年までに電力需要が増加し、電力不足が 5,172GWh まで拡大することが予測されているため、電力系統の相互接続により供給能力が増強されなければ、中部系統におけるタイからの電力輸入が増加する。

2012 年時点でも、ラオスからタイへの輸出価格がピーク時 1.6 バーツ/kWh、オフピーク時 1.2 バーツ/kWh であるのに対して、タイからラオスへの輸入価格はピーク時 1.74 バーツ/kWh、オフピーク時 1.34 バーツ/kWh と、0.14 バーツの価格差があり、逆ざやは解消されておらず、電力系統の相互接続強化による電力輸入の削減が必要となっている。

したがって、本事業の実施は、審査時及び事後評価時における電力の安定供給とタイからの電力輸入削減というニーズに合致しているといえる。

3.1.3　日本の援助政策との整合性

日本は、本事業の審査時、「海外経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」を重点分野として位置づけ、経済社会活動の基盤となる電力等の経済インフラ整備を支援するとしていた。「ラオス国別業務実施方針」でも、円借款においては電力輸出向けの発電所、電力輸出（電力の国際融通）に資する送電系統の整備を重視するとしていた。また、4 つの独立送電系統を統合することにより外貨節約に資する支援を重視するとしていた。

本事業は送電線及び変電所などの経済インフラを整備することにより、同地域の電化率を向上させるとともに、地域間の電力融通を可能にすることにより外貨節約を可能にするものであり、審査時の海外経済協力業務実施方針及び国別事業実施方針に合致しており、整合性は高いといえる。

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。

---

[4] JICA 電力系統計画調査（2010 年）では年平均 8.1%、フィンランドの Future Research Centre による Future Energy Demand in Laos（2012 年）では年平均 12%程度での伸びが予測されている。

3.2 有効性[5]（レーティング：③）

3.2.1　定量的効果

本事業の審査時、設備稼働率、年間トリップ回数・時間、送電損失率、パクボ変電所における受電端電力量に目標値が設定され、送電線で過負荷・損失を発生させることなく、パクボ変電所への送電量を増加させることが期待されていた。各指標の目標値の達成度を測る基準となる年は、事業完成 3 年後の 2014 年とされていた。本事後評価は事業完成 2 年後に実施されたため、有効性については、基本的には事業完成 2 年後に設定されていた目標値と比較しつつ、総合的に判断することとする。以下に、事後評価時に入手できた各指標の実績値と達成度を示す。

表 1　設備稼働率の推移

項目	目標値（事業完成 3 年後）	実績値			
		区間	2011 年（事業完成年）	2012 年（事業完成 1 年後）	2013 年（事業完成 2 年後）
設備稼働率	100%以内	パクサン・パクボ間	18.8%	18.9%	20.6%
		タケク・パクボ間	12.5%	14.6%	16.3%

出所：事業完成報告書を基に作成

設備稼働率（ピーク需要/（送電線容量×力率））は、目標値の 100%を下回っており、本事業により整備された送電線は過負荷状態にはない。

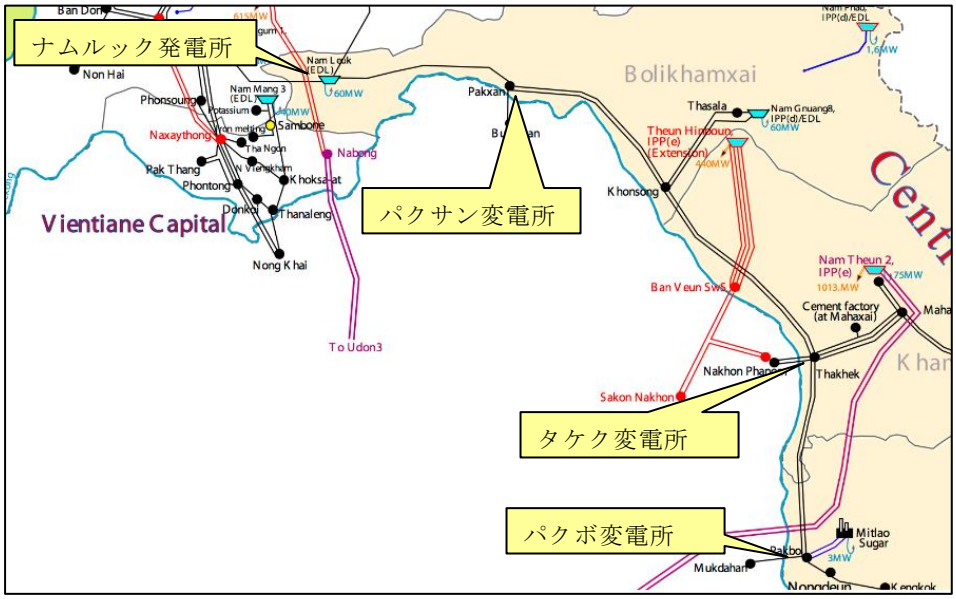

図 1　電力系統図

[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。

なお、設備稼働率が 2013 年時点で 20%程度と低いが、これは EDL の電力開発計画（2004 年作成）で 2010 年までに EDL が整備する想定であったナムルック発電所とパクサン変電所間の送電線増設（既存 1 回線を 2 回線にするもの）が行われず、パクサン変電所で受け入れる電力量が想定より少なくなったことが一因である。また、ヴィエンチャン首都圏を含む中部地域の電力需要が当初想定を大幅に上回ったため中南部地域に送電できる電力が少なくなったことに加え、北部地域・中部地域での発電計画が遅れたため同地域から送電される電力量も少なくなった。これらも設備稼働率が低い原因と考えられる。

ナムルック発電所とパクサン変電所間の送電線増設につき、ラオス政府は中国に支援を申し入れていたが、事後評価時点でも建設は完了していない。2012 年より中国の支援によりフィージビリティ・スタディが実施されており、それを受けて 2016 年を目途に建設が完了する予定である。

表 2　年間トリップ回数・時間及び送電損失率の推移

項目	目標値（事業完成 3 年後）	実績値			
		区間	2011 年（事業完成年）	2012 年（事業完成 1 年後）	2013 年（事業完成 2 年後）
年間トリップ回数・時間	8 回/年、1 時間	パクサン・タケク間：	0 回(0 分)	1 回(1 分)	5 回(12 分)
		タケク・パクボ間：	1 回(1 分)	3 回(1 分)	3 回(13 分)
		変圧器：	0 回	0 回	8 回(25 分)
送電損失率	4%以内	パクサンからパクボへの送電：	1.90%	1.60%	1.66%
		タケクからパクサンへの送電：	2.30%	2.10%	2.80%
		タケクからパクボへの送電：	1.30%	1.10%	3.81%
		パクボからタケクへの送電：	0%	0%	0%

出所：事業完成報告書を基に作成

年間トリップ回数・時間は目標値を達成しており、メンテナンスなどによる計画外の送電停止回数・時間は少ないと言える。なお、トリップの発生原因はすべて雨季の落雷によるものであり、落雷回数によりトリップ回数が増減している。

年間トリップ回数・時間が少ないことに伴い、送電損失率も目標を達成している[6]。

[6] 設備稼働率が低いと送電損失率は低くなるため、実際の送電損失率も表 2 に記載の目標値よりも大幅に低くなるべきであり、実施機関により提供送電損失率に関するデータが不正確である可能性もある。ただし、本事業により整備された送電線・変電所に運用上の問題が発生している箇所はなく、当初想定を上回るような送電損失は発生していないものと考えられる

表 3　パクボ変電所受電端電力量の推移

（GWh）

項目	目標値			実績値		
	2009 年（事業完成 1 年後）	2010 年（事業完成 2 年後）	2011 年（事業完成 3 年後）	2011 年（事業完成年）	2012 年（事業完成 1 年後）	2013 年（事業完成 2 年後）
受電端電力量（パクボ変電所）	195	201	206	86	165	235

出所：事業完成報告書を基に作成

パクボ変電所の受電端電力量は、事業完成 2 年後で目標値(206GWh)を上回っている。

3.2.2　定性的効果

本事業の審査時は、メコン東西回廊を含むラオス中南部地域への安定的電力供給が実現することにより、同地域の産業・農業開発等の経済活動の活性化と生活水準の向上することが期待されていたが、本事後評価では本事業のインパクトとして後述する。

3.3 インパクト

3.3.1　インパクトの発現状況

3.3.1.1 ラオス中南部地域における経済活動の活性化

サバナケット県・カムムアン県で 20 社に対する簡易受益者調査[7]を行ったところ、需要家 19 社が事業完成後に両県での電力供給量・安定性向上を認識していることが明らかとなった[8]。また、電力供給の安定化が新規工場建設、既存工場の生産量拡大などに繋がったケースや、生産拡大に伴い雇用の増加に繋がったケースもみられた。

サバナケット県にはサワン・セノ経済特区が造成され、2013 年 12 月時点で 10 社が工場を建設中もしくは建設済みであるほか、25 社が覚書の締結を済ませている。これらのうち、すでに稼働を始めている企業に聞き取りを行ったところ、サバナケット県の電力供給が安定していることを進出の主要な理由として挙げて

写真 1 工場進出が続くサワン･セノ経済特区（サバナケット県）

[7] 聞き取り調査は製造業者を対象としており、本事業完了後に電力供給量が増加したか、停電回数は減少したか、生産拡大・雇用の拡大に繋がったか、などを確認した。

[8] 残り 1 社は、変電所から離れた場所にあり、配電網の問題により発生した停電により、改善を認識できなかったものと思われる。

いる。

3.3.1.2 ラオス中南部地域における生活水準の向上

本事業審査時と、事後評価時点でラオス中南部カムムアン県・サバナケット県の社会経済指標は以下のとおり変化している。

表 4　ラオス中南部地域における社会経済指標の推移

		2005 年	2012 年
電化率	カムムアン県	59%	83%
	サバナケット県	57%	79%
一人当たり GDP	カムムアン県	USD 428	USD 1,490
	サバナケット県	USD 525	USD 1,469
貧困率	カムムアン県	20%	5%
	サバナケット県	20%	11%

出所：実施機関提供資料

後述するとおり、事後評価時点までに、世界銀行（以下、世銀という）によるプロジェクトはじめとしてカムムアン県、サバナケット県を含む中部・南部県の配電網が増強されている。本事業により整備された送電線を通じて、増強された配電網への電力供給が行われていることから、本事業はラオス中南部地域における電化率向上に貢献したものと言える。

また、簡易受益者調査でも本事業がラオス中南部カムムアン県・サバナケット県における工場の生産拡大、新規進出を通じて雇用の増加に繋がったことが確認できており、本事業は同地域における雇用の創出を通じて一人当たり GDP の向上、貧困率の低下など、生活水準の向上の下支えに繋がったものと言える。

3.3.1.3 タイからの電力輸入削減

本事業完成後、北部系統と中部系統が接続されたものの、タイ発送電公社（Electricity Generating Authority of Thailand : EGAT）側との契約上によりパクサン変電所・タケク変電所・パクボ変電所とタイ側との接続を常時確保しておく必要があった。そのため、ラオス国内の発電量が大きく余剰電力がある時期でも、中部第二系統のタケク変電所からの電力輸入が行われると同時に、ラオス中部地域で発電された電力がパクボ変電所・パクサン変電所から輸出されていた。

2013 年 9 月より、実施機関は電力潮流の制御を開始、電力需給の状況を見ながらタイ・ラオス間の送電線を開閉できるようになった。これにより、本事業で整備された送電線を通じて、中部系統で発電された電力をタイ側からの電力輸入の大きいタケク変電所に送り、輸入量の削減を行っている。パクサン変電所・タケ

ク変電所・パクボ変電所のタイからの電力輸入量には以下のとおり、2013 年 9 月以降減少が見られる。

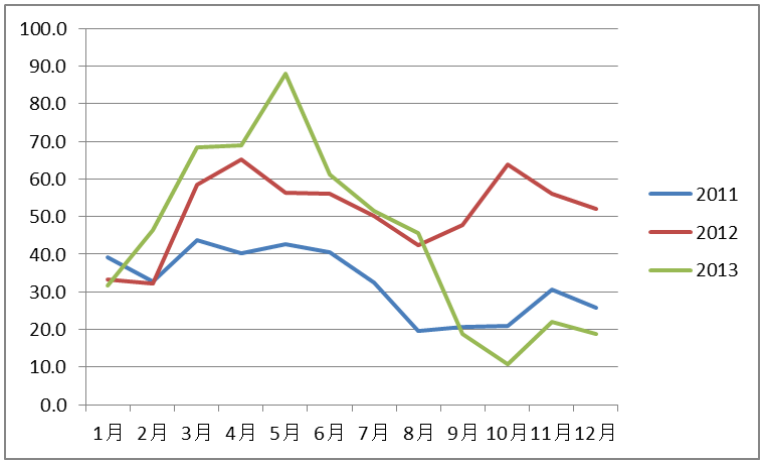

図 2　電力輸入量推移（GWh）

出所：実施機関提供資料

（注）パクサン変電所・パクボ変電所・パクボ変電所による輸入量の合計

3.3.2　その他、正負のインパクト

3.3.3.1　自然環境へのインパクト

本事業審査時、本事業は環境に影響を及ぼしやすい大規模セクター、特性、地域に該当せず、環境に望ましくない影響は重大でないと判断されていたほか、送電線ルート周辺には保護区や希少種の生息域は含まれず、密度の高い森林の大規模な伐採は行われない予定であり、自然環境への特段の負の影響は予見されていなかった。

実施機関により 2012 年 5 月に行われた環境モニタリング調査では、大規模な伐採など自然環境に負の影響は発生しなかったことが確認されたほか、建設現場は原状復帰がなされ、水質汚濁・大気汚染・騒音なども発生していなかったことが確認された。サイト調査時の各県の実施機関担当者への確認によると、問題となるような環境影響は工事中も完成後も発生していないとのことであった。現地調査時のサイト調査においても、問題となるような環境影響は確認されていない。したがって、自然環境へのマイナスインパクトは事業実施中・実施後ともに確認できておらず問題は生じていないといえる。

3.3.3.2　住民移転・用地取得

本事業審査時には、約 750ha の用地取得（うち 715.5ha は工事中の一時的なもの）と 22 世帯の住民移転が想定されていた。また、住民移転・用地取得に対する補償額は、県毎に設立される事業環境影響監理委員会が被影響住民と協議して

決定されることとなっていた。

本事業開始時、送電線のルートを用地取得・住民移転が少なくなるよう設定したことにより、用地取得の対象が工事中の一時的な取得を除き 3.5ha に、住民移転の対象となったのは 2 世帯にとどまったことが事後評価において確認された。また、本事業による送電線が既存の送電線と並行する場合には、既存の 2 回線用鉄塔を 4 回線対応の鉄塔に置き換え、新たな鉄塔建設用地の取得が回避された箇所もあった。

用地価格は各県で環境影響監理委員会と知事により決定され、土地使用権者・実施機関・環境影響監理委員会の 3 者による覚書締結を行ったうえで補償金の支払いが行われたことが確認できており、適切な補償が行われたと言える。

3.3.3.3　貧困削減効果

本事業審査時には、世銀が中南部地域において配電網敷設事業を実施しており、本事業による送電線が、同配電網への電力の安定供給を通じ地方電化による貧困削減に寄与することが期待されていた。

事後評価時点までに、世銀による南部県電化プロジェクト（Southern Provinces Rural Electrification Project：SPRE）、第 2 次南部県電化プロジェクト（SPRE2）、地方電化プロジェクト（Rural Electrification Project：REP）が実施され、これらのプロジェクトでカムムアン県、サバナケット県を含む中部・南部県の配電網が整備された。これらのプロジェクトにより整備された配電網には、本事業による送電線を通して電力が供給されており、本事業がラオス中南部地域への電化率向上に繋がっている。電化率は、審査時点から事後評価時点までに、サバナケット県で 40.4%から 83.1%に、カムムアン県では 42.9%から 85.0%に改善した。

上述のとおり、電化率の向上に伴う工場の生産拡大・雇用の創出により、一人当たり GDP が増加、ラオス中南部地域での貧困率減少に一定程度貢献したものと考えられる。サバナケット県では、審査時点から事後評価時点までに貧困率は 20.1%から 10.7%に、カムムアン県では 19.6%から 5.0%にそれぞれ減少している。

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：②）

3.4.1　アウトプット

本事業審査時と最終的なアウトプットを比較すると以下の通りであった。

表 5　アウトプットの計画・実績比較

項　目	計　画	実　績
送電線建設	パクサン～タケク～パクボ間約 300km、115kV・2 回線、ACSR	パクサン～タケク～パクボ間 284km、115kV・2 回線、TACSR
変電所増強	パクサン･タケク･パクボ 3 変電所における送電線引出口、断路機等増設	パクサン･タケク･パクボ 3 変電所における送電線引出口、断路機等増設
コンサルティングサービス	詳細設計、施工監理等、系統運用への技術協力	詳細設計、施工監理等、系統運用への技術協力

出所：事業完成報告書を基に作成

本事業では、入札時に、入札価格が予定価格を上回ったため、事業費を予算内に収めるためにタケク・パクボ間の送電線を 2 回線から 1 回線に変更したものの、プロジェクト実施中に円高が進行し予算に余剰が生じたため、最終的に当初と同じ仕様である 2 回線が建設された。

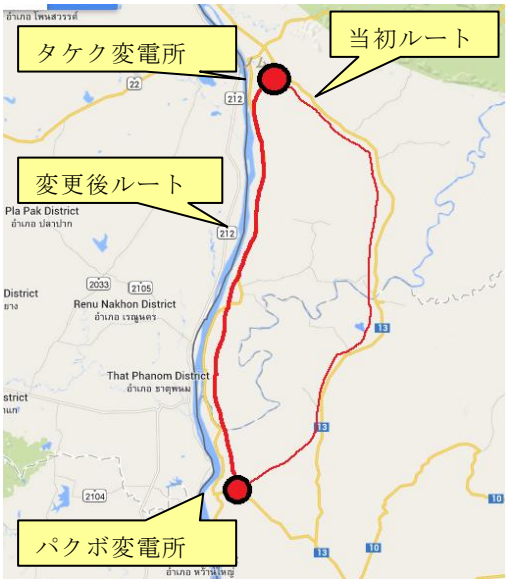

図 3 ルート変更

送電線の長さが 300km から 284km と短縮されたが、これはタケク変電所からパクボ変電所間の送電線ルートが変更になったことによるものである。当初、送電線は国道 13 号線沿いに建設される予定だったが、新たに舗装されたメコン川沿いのバイパス道路沿いに建設された。

また、事業実施中に、送電線が ACSR（綱芯アルミ合金より線）から、TACSR（鋼心耐熱アルミ 合金より線）に変更された。これは、2006～2007 年に EDL が更新した電力開発計画における需要調査で、2020 年までの需要に対応するには 700 アンペアの電流に対応できる送電線が必要であることがわかり、EDL からの変更要請に基づき送電線の仕様を変更したものである。

この他、一部の鉄塔が 4 回線用の鉄塔に変更されているが、これは複数の送電線が並行している箇所があり、既存の 2 回線鉄塔を 4 回線用に置き換えるなどして用地取得を極力減少させたものであり、これらの設計変更は妥当なものであったと言える。

写真 2　4 回線鉄塔
（パクサン変電所近辺）

3.4.2　インプット

3.4.2.1　事業費

本事業の総事業費は計画では 3,914 百万円(うち円借款部分 3,326 百万円)であったが、実際には 3,787 百万円（うち円借款部分 3,326 百万円）と対計画比 97%となった。

ラオス側の負担額が、588 百万円から 461 百万円に減少しているのは、主に当初ラオス側の負担として想定されていた税金・関税費用が、プロジェクトの実施中に実施機関と税関の協議により、非課税とすることが確認されたため、これに関する費用が減少したものである。

3.4.2.2　事業期間

本事業の事業期間は、審査時には、2005 年 3 月から 2008 年 11 月までの 45 ヶ月を予定していたが、実際には 2005 年 3 月から 2011 年 4 月までの 74 ヶ月間（計画比 164%）を要した。

表 6　事業期間の計画・実績比較

	計　画	実　績	差　異
コンサルタント選定	2005 年 4 月～2005 年 7 月	2005 年 6 月～2006 年 1 月	＋2 ヶ月
本体入札・契約	2006 年 4 月～2006 年 12 月	2006 年 2 月～2008 年 8 月	＋22 ヶ月
建設工事	2006 年 12 月～2008 年 12 月	2008 年 10 月～2011 年 4 月	＋7 ヶ月
事業全体	2005 年 3 月～2008 年 11 月（45 か月）	2005 年 3 月～2011 年 4 月（74 か月）	計画比 164%

出所：事業完成報告書より作成

本事業遅延の主な要因として、入札不調が発生し再入札が行われたことが挙げられる。入札不調は、第 1 回の入札において価格プロポーザルが開けられたのが 1 社のみとなったが、同社の資機材単価が市場価格よりも大幅に高かったことから、最低落札価格が予定価格を大幅に超過したことによるものである。第 2 回の入札では、一部のスコープを削除したほか、2 社の価格プロポーザルが開けられた結果、市場価格に近い価格での落札価格となり、予算内での契約に至った。

3.4.3　内部収益率

本事業審査時に実施機関が算出していた経済的内部収益率（EIRR）は、19.1%、財務的内部収益率（FIRR）は 8.9%であった。審査時の計算の一部の前提条件が不明であること、実施機関から十分な情報が提供されなかったことから、事後評価時の再計算は不可能であった。

以上より、本事業は事業費については計画内に収まったものの、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

本事業により建設・増強された送電線・変電所の運営・維持管理（以下、O&M という）は、EDL が行っている。EDL の 2012 年時点での従業員数は 3,583 名である。

EDL では、審査時には流通部の下に組織されている各県支社が O&M を行っていたが、2012 年に組織変更が行われたことにより、事後評価時点では本部送電線・変電所モニタリング部が担当している。

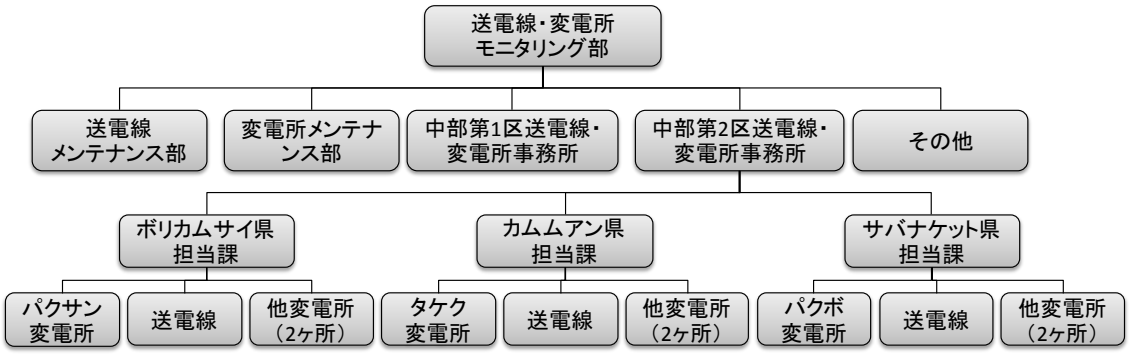

図 4 EDL 送電線・変電所モニタリング部組織図

本事業で整備された送電線・変電所は、送電線・変電所モニタリング部の中部第 2 区送電線・変電所事務所が担当しており、実際の作業は同事務所管理下にある各県担当課が行う。各県担当課の在籍人数は、ボリカムサイ県、カムムアン県、サバナケット県それぞれ 40 名である。

パクサン変電所、タケク変電所、パクボ変電所には、本事業実施後に 1 変電所あたり 1 シフト分（4 人）の増員が行われ技術スタッフ 10 名が配置されている。

パクサン・タケク間送電線、タケク・パクボ間送電線のモニタリング担当として、本事業完了後に増員された技術スタッフがそれぞれ 10 名配置されている。これらのスタッフは新規雇用、もしくは別の変電所からの異動により配置された。

運営・維持管理の体制は、送電線・変電所モニタリング部に責任が一元化されていること、計画通りの人員配置が行われていることなどから、特段の問題はない。

3.5.2　運営・維持管理の技術

EDL は本事業の実施以前より 115kV 送電線の運用に関しては、世銀・アジア開発銀行（以下、ADB という）事業等で実績があり、O&M に関する十分な能力を有しているとされていた。

事後評価時点でも、担当部署が発電所・送電線のモニタリングを定期的（日ベース、年ベース）に行っている。送電線については、各県担当課（1 県あたり 10 名）が、3 人 1 チームとなり 3 チームで毎日点検を行っているほか、変電所でも職員が常駐し、定められたとおり毎日の点検を行い、記録を取った上で、週ベース・月ベースの報告を行っている。

変電所で障害が発生した場合には、軽微な障害であれば変電所スタッフが、変電所設備に障害が発生した場合には中部第 2 区変電所モニタリング事務所の修理ユニットがそれぞれ対応している。また、同ユニットが対応できない深刻な障害が発生した場合には、本部変電所メンテナンス部が対応している。送電線に障害が発生した場合には、同様にまず各県の送電線担当が対応し、困難であれば本部の送電線メンテナンス部が対応している。上記のような責任分担により送電線・変電所に障害が発生した際にも短時間で対処が行われており、技術面での維持管理能力に問題は確認されなかった。

EDL では、タイ EGAT や、EDL 研修センターで研修を通じて、技術レベルの維持・向上を図っている。2011 年には、送電線関連スタッフ 16 名がタイ EGAT 及び EDL 研修センターで研修を受けたほか、30 名の変電所関連スタッフが EDL 研修センターで研修を受講した。同様の研修が毎年開催され、EDL では毎年同程度の人数が研修を受講している。この他、各部署で OJT を通じた技術者の技術レベルの底上げが図られている。

ただし、上記の研修は、送電と配電の研修コースが分割されていなかったり、職能ごとの研修コースが設定されていなかったりするため、一般的な研修にとどまっているとともに、参加者の所掌範囲でない内容も研修に含まれているなど、今後さらなる改善が必要な点が見られる。

3.5.3　運営・維持管理の財務

本事業審査時、2003 年財務諸表より EDL の健全な財務状態が確認されている。世銀・ADB の支援を受けて 2000 年に策定された財政再建計画に則って改善が図られていたほか、売電量増加・電気料金値上げにより営業収益が順調に増加していた。

世銀・ADB は、EDL が健全な財務を維持できるよう、債務自己資本比率（1.5 以下）、自己融資比率（30%以上）、負債返済カバー率（1.5 以上）の 3 指標につき、財務条項を課していた。適切な料金改革が実施されれば 2013 年までにこれらの財務条項に抵触することはほぼなく、財務健全性を保つことが予想されていた。

事後評価時点で確認された EDL の財務諸表は以下のとおりであり、審査時点から財務健全性に低下がみられる。

表 7 EDL の財務状況

（単位:十億 LAK）

	2003	2010	2011	2012
売上	521	1,689	1,952	2,435
売上原価	-	-1,070	-1,903	-2,214
売上総利益	-	619	49	220
（売上総利益率）		(36.6%)	(2.5%)	(9.0%)
販管費	-	-503	-454	-553
営業利益/損失	73	116	-404	-332
営業外収益	161	180	331	1,280
営業外費用	-62	-133	-136	-106
経常利益	173	163	-209	841
特別利益/損失	-	34	52	37
税引き前当期利益	173	197	-157	879
法人税	-22	-35	-46	-212
当期利益	151	162	-203	666

	2003	2010	2011	2012
流動資産	552	705	721	1,111
固定資産	5,496	8,281	12,019	15,360
資産合計	6,048	8,987	12,740	16,471
流動負債	231	876	1,818	3,004
固定負債	1,840	2,609	5,485	7,281
負債合計	2,070	3,485	7,302	10,286
資本金	3,978	5,502	5,438	6,185
負債・資本合計	6,048	8,987	12,740	16,471

出所:EDL 財務報告書

EDL の売上は増加しているが、2011 年より営業損失を計上している。これは、2010 年 12 月に、EDL が保有していた水力発電所数ヵ所を子会社のラオス電力発電（EDL-Generation Public Company）[9]に移管、EDL がラオス電力発電に電力購入代金を支払うことになったため、売上原価が増加したことによるものである。

2012 年には、段階的に電力料金の値上げを行ったことにより、売上総利益率は 2.5%（2011 年）から 9.0%（2012 年）に改善したものの、前年に引き続き営業損失を計上、関連会社の株式売却益により当期利益を確保した。2013 年は、さらなる電

[9] 2010 年 12 月に設立された、ラオス証券取引所に上場された初の会社。

力料金値上げを行ったことによる利益率の改善により当期利益 830 億キップを計上する見込みである。

表 8　電力料金推移

	平均電力料金 Kip/ kWh	増加率
2003	402	9%
2004	492	22%
2005	510	4%
2006	517	1%
2007	523	1%
2008	542	4%
2009	547	1%
2010	559	2%
2011	559	0%
2012	622	11%

出所：EDL Statistical Yearbook

審査時に、世銀・ADB が設定していた財務条項の推移は以下のとおりである。

表 9　財務条項推移

	目標値		実績				
	審査時	見直し後	2003	…	2010	2011	2012
債務自己資本比率	1.5 以下	同左	0.5		0.6	1.3	1.7
自己融資比率	30%以上	同左	45%		N/A	5%	8%
負債返済カバー率	1.5 以上	1.3 以上	2.13		0.8	-0.3	2.2

出所：EDL 年次報告書を基に作成

（注）

債務自己資本比率（Debt to Equity Ratio）＝債務/自己資本

自己融資比率（Self Financing Ratio）＝（売電収入－元利金支払い額）/過去 3 年間に購入した資産平均

負債返済カバー率（Debt Service Coverage Ratio）＝税引き後利益/元利金支払い額

上記のとおり、収益性が低下していることに伴い、財務条項となっている指標にも悪化がみられる。債務自己資本比率は、2006 年の 0.6 から、2011 年には 1.3、2012 年には 1.7 まで増加しており、目標値を達成できていない。これは、EDL が毎年の設備投資を借入により賄っていること、自己融資比率が低いことからわかるように、利益の減少により投資に回すことができる自己資金が減少したことが原因である。同様に、負債返済カバー率も目標値以下となっており、かつ悪化傾向にあることから、債務とその返済が負担になっていると言える。

一方で、運営・維持管理費として、2011 年は 93,106 百万キップ（売上の 4.77%）が、2012 年は 108,157 百万キップ（同 4.44%）が配分されている。本事業により整備された送電線・変電所のメンテナンスを行う中部第 2 区送電線・変電所事務所に

対する聞き取り調査でも、運営維持管理予算は十分に配分されていること、特に予算不足によりメンテナンスが滞っている箇所はないことが確認された。

3.5.4　運営・維持管理の状況

事後評価においては、メンテナンスの担当である EDL 中部第 2 区送電線・変電所事務所や変電所・送電線のモニタリング担当者へヒアリングを行ったところ、送電線及び変電所で修理の必要な箇所が長期間放置されたケースは確認されなかった。また、日々のモニタリングも行われているほか、問題が発生した場合、本部担当部に連絡が行われ、短期間のうちに対処が行われている。

ただし、突発事故が発生し重要な部品の交換を外国から輸入する場合、修復までに 1 カ月程度を要する。事後評価では、そのような部品が常備されているわけではないこと、在庫管理が必ずしも十分でないことが確認できており、修復まで時間を要するトラブルを避けるため、スペアパーツの在庫管理が課題であると言える。

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、パクサン及びパクボ（約 300km）の区間において、115kV・2 回線の送電線及び変電所を建設・増強することにより、ラオス中南部地域の電力需要への対応を図り、同地域の電化率の向上、産業発展及び貧困削減に寄与するものである。本事業は、ラオスの開発政策、開発ニーズ、及び日本の援助政策における重点分野と整合しており、妥当性は高い。事業効果についても、設備稼働率、年間トリップ回数、送電損失率や受電端電力量が目標値を達成している。また、送電線が整備されたことにより、ラオス中南部における電力供給が増加し、民間企業の進出や生産拡大に繋がったほか、雇用の拡大に繋がっており、本事業の有効性・インパクトも高い。事業の実施面では、事業費は計画内に収まったものの、入札不調が発生したことなどから事業期間が大幅に計画を超過したため、効率性は中程度である。運営維持管理については、体制、技術、維持管理状況に概ね大きな問題はないものの、実施機関の財務面にやや懸念があり、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

将来突発事故が起こった場合、修理のため外国から部品・資材が必要となるものもあるため、問題が長期化しないよう実施機関内でスペアパーツの適切な在庫管

理・報告を行うことが望まれる。

研修については、送電と配電に分割したり、職能ごと（実務者や管理者ごと）のコースを設定したりするなど、ニーズに応じた形にすることが望ましい。

4.2.2　JICA への提言

EDL の財務内容が悪化傾向にあり、引き続き世銀などと協調して、財務内容のモニタリングを行うことが望まれる。

特に、ラオス国内での電力需要が急速に伸びタイからの電力輸入が増加していること、年間を通じてのタイからの電力輸入がタイへの電力輸出を上回った場合、ラオス側がタイへ支払う電力の単価が高くなる契約内容になっていることから、ラオスでの電力不足が EDL の財務状況の悪化につながる構造となっている。そのため、電源開発が電力開発計画に記載されている通り進捗しているかどうか、発電所ごとの完了予定時期などを定期的に確認することが望ましい。

4.3 教訓

4.3.1　関連事業の実現度合い・現実的なスケジュールの確認

本事業では、関連する送電線整備計画の遅れや発電所建設の遅れなどのため、本事業で整備された送電線に流入する電力量が小さくなり、結果として送電線の設備稼働率が当初想定よりも低くなった。そのため、計画段階で本事業に関連する事業の実現度合い・現実的なスケジュールを実施機関やドナー候補機関に確認し、事業開始後も適切なタイミングで送電線整備がなされるよう実施機関への働きかけを行い、送電ネットワーク全体としての確実な効果の発現につなげることが重要である。

4.3.2　実施機関による研修プログラム改善

本事業と類似した事業を実施する際には、技術面の維持管理能力を確保するため、実施機関の研修内容をニーズに合致したものにすることが重要である。例えば、送電と配電に関する内容を分割する、技術者と管理者向けの内容を分割するなど、参加者の所掌内容・責任範囲に合致した研修を行えるようにすることや、在庫管理に関する内容を研修コースのカリキュラムに含めることが望ましい。また、JICA が電力分野の技術指導を行う際には、研修プログラム改善のための支援を行うことが望まれる。

以上

主要計画／実績比較

項　　目	計　　画	実　　績
①アウトプット 送電線建設 変電所増強 コンサルティングサービス	 パクサン～タケク～パクボ間約 300km、115kV・2 回線、ACSR パクサン･タケク･パクボ 3 変電所における送電線引出口、断路機等増設 詳細設計、施工監理等、系統運用への技術協力	 パクサン～タケク～パクボ間284km、115kV・2 回線、TACSR パクサン･タケク･パクボ 3 変電所における送電線引出口、断路機等増設 詳細設計、施工監理等、系統運用への技術協力
②期間	2005年3月～2008 年11 月 （45ヶ月）	2005年3月～2011年4月 （74ヶ月）
③事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	 3,326百万円 588百万円 （56,507百万 LAK） 3,914百万円 3,326百万円 1LAK＝0.01041円 （2004年10月現在）	 3,326百万円 461百万円 （40,513百万 LAK） 3,787百万円 3,326百万円 1LAK＝0.01138円 （2005年3月～2011年4月平均）