

ラオス

2017年度 外部事後評価報告書

無償資金協力「小水力発電計画」

外部評価者：有限会社 ADAMIS 島田 徹

株式会社 航空システムコンサルタンツ 高尾 寛弘

0. 要旨

本事業は、ポンサリ県ニャットウー郡において小水力発電所を建設し配電線を敷設することにより、再生可能エネルギー利用を促進し、温室効果ガス排出量の削減に寄与するとともに、特に地方部における電化の促進を図り、もって当該国の経済/社会開発の向上に寄与することを目的とした。本目的は、計画時及び事後評価時ともに、ラオスの開発政策及び開発ニーズ並びに日本の援助政策と整合していることから妥当性は高い。本事業に要した期間は計画どおりであったものの、事業費が計画を上回ることから、効率性は中程度である。本事業により定性的な効果の発現はみられるが、小水力発電所の設備利用率や年間発生電力等の運用指標が目標を大きく下回ることから、有効性・インパクトは中程度である。施設の運営・維持管理については、体制、技術、財務状況及び管理状況に一部問題があり、持続性は中程度である。

以上より、本事業は一部課題があると評価される。

1. 事業の概要



事業位置図



小水力発電所



取水ぜき

1.1 事業の背景

ラオスは内陸国であり、熱帯モンスーン気候に属していることから、水力電源開発のポテンシャルが 26,000MW 以上と推測されている¹。ラオス政府はこの水資源を活用すべく、独立系発電事業者も取り入れて電源開発を進める政策をとっている。その結果、全国世帯電化率は堅調な伸びを示し、2000 年の 36%から 2010 年には 73%に達した。地域別には、首都を含む中部では 96%と高いが、北部は 59%と低い水準にある（2010 年）。ラオス政府は都市部と地方部の格差是正、遠隔地における貧困削減の観点から地方電化を積極的に進める方針で、「第 7 次国家社会経済開発計画」（2011 年～2015 年）において全国世帯電化率を 2015 年までに 80%、2020 年までに 90%とすることを目標にしていた。

地方電化において挙げられる課題の一つは、財政的な問題である。これは、国境付近の村落の電力は、隣接国からの高額な輸入電力によるものであるため、電化を普及するには電力輸入量若しくは輸入電力価格の抑制が必要である。また、技術的な問題として、長距離配電網による電力供給の信頼性が低いこと、及び配電網とつながっていない電源を導入しても、運用するための技術や運営能力が乏しいということもある。

本事業対象地域のポンサリ県はラオスの北部に位置し、その電化率は全国で最も低く、遠隔地の電化が進んでいない状況であった。これは、県内の発電所がナムガイ小水力発電所（1,200kW）及びマイハイブリッド発電所（小水力 110kW＋太陽光 40kW）のみで電源容量が不足しており、国内電力を 22kV 配電線で長距離送電するために供給の信頼度及び適正電圧の維持が困難なうえ、中国からの電力買電価格が高額な状況であるためである。

本事業は、このような状況を解消すべく、ポンサリ県最北部のニャットウー郡における小水力発電所の建設及び配電線延伸のために、無償資金協力として実施されたものである。

1.2 事業概要

ポンサリ県ニャットウー郡において、小水力発電所を建設し配電線を敷設することにより、再生可能エネルギー利用を促進し、温室効果ガス排出量の削減に寄与するとともに、特に地方部における電化の促進を図り、もって当該国の経済/社会開発の向上に寄与する。

【無償】

供与限度額/実績額		1,775 百万円 / 1,772 百万円
交換公文締結/贈与契約締結		2013 年 3 月 / 2013 年 3 月
実施機関		エネルギー鉱業省
事業完成		2015 年 2 月
案件従事者	本体	株式会社安藤・間
	コンサルタント	東電設計株式会社

¹ 井上友幸、朝倉立行、佐々木敏雄「ラオスのエネルギーと電力の現状と今後の動向」、一般財団法人日本エネルギー経済研究所ホームページ 2003 年 10 月掲載（URL <http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/749.pdf>（2018 年 6 月 11 日アクセス））

基本設計調査	2012年8月～2013年3月
関連事業	技術協力：「ラオス国北部小水力発電計画策定調査」 (2003年～2005年) その他国際援助機関、援助機構等：「北部送配電計画」 (2011年～2015年) アジア開発銀行、「地方電化計画フェーズⅡ」(2010年～2013年) 世界銀行

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

島田 徹 (有限会社 ADAMIS)

高尾 寛弘 (株式会社 航空システムコンサルタンツ)

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：2017年9月～2018年10月

現地調査：2018年1月7日～1月31日、2018年4月1日～4月10日

3. 評価結果 (レーティング：C²)

3.1 妥当性 (レーティング：③³)

3.1.1 開発政策との整合性

計画時点でのラオスの「第7次国家社会経済開発計画」(2011年～2015年)の電力分野のアプローチとして、国家開発のための電力の国内供給及び輸出という二つの目的のために配電線を延長すること、及び東南アジア諸国連合のバッテリーとなることを述べていた。また、同計画においては地方電化を推進する目標を掲げていた。

事後評価時点での「第8次国家社会経済計画」(2016年～2020年)では、エネルギー統合の活動としてクリーンで環境にやさしいエネルギーの開発と利用に重点を置くこと、及び遠隔地域やアクセス困難地域への電化を推進して国内全世帯の電化率を2020年までに90%以上にすることが述べられている。

以上、計画時の「第7次国家社会経済計画」に加えて「第8次国家社会経済計画」においても地方部の電化を推進する方針が掲げられていることから、本事業は開発政策と整合している。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業対象地域であるポンサリ県内には、計画時には二つの小規模発電所があるのみで

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」

あった。また、ニャットウー郡においては、中国国境にある変電所を経由した電力輸入で電力が供給され、県道沿いに設置された 22kV 配電線の沿線の村落は電化されていたが、配電線から離れた地域は電化されていなかった。このような状況で、ポンサリ県の 2012 年上期の電化率は 23%と全国で最も低かった。ラオス政府は、ポンサリ県の世帯電化率向上の目標として、2015 年までに 60%、2020 年までに 70~80%の達成を挙げていた。さらに、ポンサリ県は、kWh 当たり 9.2 米セントと高額な電力を中国から輸入しており、電力輸入量の抑制が電力セクターの課題の一つとされていた。

事後評価時点において、ポンサリ県の電化率は 59.04% (2017 年 11 月)、全国の電化率は 93.82%で、ポンサリ県の電化率は依然として全国で最も低い。

中国からの電力輸入量 (MWh) と平均価格 (US ¢ /kWh) は表 1 のとおりである。中国からの電力輸入量はポンサリ県内の需要の増加に伴って増加し、輸入電力の平均価格は輸入量の増加に伴って低下傾向にあるが、家庭用電力の最低単価 (25kWh まで、355Kips/kWh) の約 2 倍といまだに高額である。

表 1 中国からの電力輸入量と平均価格

	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
輸入量(MWh)	8,261	10,119	11,385	11,129
平均価格(US ¢ /kWh)	9.41	9.25	8.73	8.59

出所：ラオス電力公社 (Electricite du Laos、以下「EdL」という。) 提供資料

以上から、本事業はポンサリ県の電化率向上に貢献するという点で、対象地域が有する開発ニーズと整合している。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

計画時における日本の援助政策である「対ラオス人民民主共和国 国別援助方針」(2012 年 4 月) では、重点分野の一つである「経済・社会インフラ整備」において「安全かつ安定的な電力供給の拡大による国内の電力へのアクセス格差是正と電力輸出に向けた支援を行う」としている。また、国別援助方針別紙の「対ラオス国事業展開計画」において、電力分野は「電力整備プログラム」に位置づけられており、安定的、持続的かつ効率的な電力供給の拡大を図るため、電力事業管理能力強化に対する協力を行うとともに、政府所有の発電設備や基幹送電網の整備、さらには地方電化に係る設備整備に係る協力を行うとの方針が示されている。また、2012 年度の日本政府予算案においても、我が国の優れた新エネルギー技術を利用した途上国のグリーン成長支援 (マイクロ水力や太陽光電池技術等の新エネルギーの導入) 方針が示されている。したがって計画時点において、本事業は日本の対ラオス援助方針並びにグリーン成長支援方針に合致していた。

以上より、計画時及び事後評価時において、ラオスの開発政策で世帯電化率の向上を目

指していること、ポンサリ県の電化率が全国最低で開発ニーズが高いこと、日本の援助政策で国内の電力アクセス格差是正を目指していることから、本事業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：②）

3.2.1 アウトプット

本事業は、ポンサリ県ニャットウー郡において小水力発電所を建設し、配電線を敷設するものであり、アウトプットと計画時の内容を比較すると表 2 及び表 3 に示すとおりとなる。主な変更点は、北東地域の配電設備の除外と出力増加対策としての有効落差の拡大であった。

表 2 本事業のアウトプット

項目	計画	実績
発電形式	水路式・流れ込み式	水路式・流れ込み式
最大使用水量	7.02m ³ /s	7.02m ³ /s
有効落差	8.8m	8.92m
設備容量	450kW	450kW
取水堰堤高さ、堤長	4.5m, 41.1m	4.5m, 37.6m
取水口幅、高さ、延長	4.2m, 3.3m, 16.8m	5.2m, 3.0m, 18.0m
沈砂池幅、高さ、延長	10.7m, 3.5m, 31.2m	13.2m, 3.5m, 31.8m
導水路幅、高さ、延長	2.0m, 2.5m, 680.5m	2.0m, 2.5m, 695.0m
水槽幅、高さ、延長	5.0m, 6.2m, 32.7m	10.4m, 7.0m, 33.5m
水圧管路徑、延長、条数	1.2m, 5.2m, 3 条	1.2m, 5.1m, 3 条
発電所短辺、長辺、高さ	8.9m, 14.0m, 6.7m	8.9m, 14.0m, 8.4m
水中ポンプ水車台数、出力、回転数	3 台, 173.5kW, 600rpm	3 台, 173.5kW, 600rpm
縦軸 3 相同期発電機台数、出力、回転数	3 台, 166.7kVA, 600rpm	3 台, 166.7kVA, 600rpm
制御装置	主機起動・停止制御、保護停止制御、電圧・電流・出力監視、自動同期装置、保護継電器、単独運転検出装置	水車・発電機用保護制御盤、発電機主回路盤、送電線保護制御盤、DC 電源盤、室内変電盤
主要変圧器型式、定格容量、電圧	油入自冷三相変圧器 500kVA, 22kV/440V	油入自冷三相変圧器 500kVA, 22kV/440V
屋外開閉装置	ヒューズ付三相負荷断路器、計器用変圧器、計器用変流器、避雷器	ヒューズ付三相負荷断路器、計器用変圧器、計器用変流器、避雷器

22kV 配電線	北東地域 76.3km 西側地域 47.5km (3相鋼心アルミより線(ACSR)裸線、鉄筋コンクリート柱高さ 12m)	西側地域 51.9km (3相 ACSR 裸線、鉄筋コンクリート柱高さ 12m)
400V 配電線	北東地域 10.0km 西側地域 6.1km (3相4線 ACSR 被覆電線、鉄筋コンクリート柱高さ 8m)	西側地域 6.0km (3相4線 ACSR 被覆電線、鉄筋コンクリート柱高さ 8m)
変圧器(22kV/440V)	北東地域 13 個 西側地域 10 個	西側地域 10 個

表3 本事業のアウトプット（ソフトコンポーネント）

計画	実績
ポンサリ県地方電化基金（Provincial-Rural Electrification Fund、以下「P-REF」という。）の設立（基金運用マニュアルが整備される。基金が設立される。基金の管理員が的確な財務管理ができる。）	<ul style="list-style-type: none"> 基金運用マニュアルの最終案を提案した P-REF はソフトコンポーネント修了の約 17 ヶ月後（2016 年 8 月 1 日）に設立された。 PDEM は P-REF の収支内訳の詳細を十分に把握できていない。
運転維持管理組織（Special Purpose Organization、以下「SPO」という。）の選定・調達（SPO 選定基準が準備される。SPO が選定され、ライセンスが与えられる。）	<ul style="list-style-type: none"> SPO 選定基準(案)を作成した。 SPO のライセンスはソフトコンポーネント修了の約 2 か月後（2015 年 5 月 22 日）に与えられた。
運転・維持管理モニタリング体系の確立（ポンサリ県エネルギー鉱業局（Provincial Department of Energy and Mines、以下「PDEM」という。）職員が発電所モニタリングのために、発電設備の構造・設計を理解する。運転・維持管理（Operation and Maintenance、以下「O&M」という。）マニュアルが整備される。PDEM 職員が発電所のモニタリング・監督業務を実施できる。）	<ul style="list-style-type: none"> 基礎研修と実地訓練が行われた。 英文の O&M マニュアル（土木構造物）が作成された。機器の O&M マニュアルやラオス語版は作成されていない。

北東地域の配電設備は、円安進行（1米ドル＝概略設計時 80.41 円、詳細設計時 99.80 円）に伴う事業費の増大に対応するため、詳細設計時の設計変更において、本事業から除外し、ラオス側の負担で実施することとされた。

出力増加対策工事による有効落差の拡大について、経緯と理由は以下のとおりである。

本水力発電所の設計出力は 450kW（150kW×3 台）であるが、2015 年 2 月の竣工検査時の出力試験の際には 1 台運転で 152kW を確認したものの、水量不足により 3 台同時運転による出力は確認できなかった。その後、1 年間の運転実績を確認した結果、雨季の豊水期にお

いても3台同時運転で400kW～407kWしか出力が出ていないため、出力増加の対策が求められた。観測結果と机上計算により、有効落差を拡大する対策として、水槽余水吐のかさ上げと放水路溺堤の撤去が挙げられ、対策工事と出力確認試験が2016年4月に実施された。出力確認試験時は、当該地域の最渇水期であったため、3台同時運転は実施できなかったが、1台運転では165kWと、対策実施前と比較して13kWの出力増加が確認できた。この結果は、机上計算での期待値と同等であり、3台同時運転時の設計出力450kWはほぼ確保できると判断された。

アウトプットについて、小水力発電所の建設は計画と実績に特筆すべき差異はなく、おむね計画どおりに実施されたが、配電網は北東地域が除外されたことから、22kV配電線が計画の41.9%、400V配電線が56.6%、変圧器が43.5%となった。

ソフトコンポーネントは、P-REFの設立については、基金運用マニュアル最終案を作成したものの、基金の設立までには至らず、SPOの選定・調達については、選定基準(案)を作成し、調達手続きを支援したものの、調達・契約までには至らず、運転維持管理体系の確立については、小水力発電の基礎研修と実地訓練を実施し、土木構造物に係る英文のO&Mマニュアル(案)を作成したものの、機器のO&Mマニュアルやラオス語版は作成されないまま終了している⁴。

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業費

表4に事業費の計画と実績の比較を示す。日本側の負担は、計画比100%以内におさまっているが、アウトプット減少を考慮すると実質的には上回った。なお、計画時の北東地域配電網を除く事業費は1,560百万円で、実質的には計画を13%上回ったとの評価となる。ラオス側事業費は計画時の3百万円に対し、実績を再生可能エネルギー促進局(Institute of Renewable Energy Promotion, Ministry of Energy and Mines、以下「IREP」という。)等に確認したが、不明であった。そのため総事業費は不明となり、日本側負担部分のみで比較を行った。

表4 事業費の計画・実績比較

	計画	実績
日本側負担分	1,775 百万円	1,722 百万円
ラオス側負担分	3 百万円	不明
総事業費	1,778 百万円	不明

⁴ コンサルタントによれば、ラオス語版を作成しなかったことについては「ラオス語にマニュアル上のテクニカルタームに相当する概念そのものが存在しない中で翻訳してしまうと、誤訳による誤操作等、安全上重要な事態を招く可能性を否定できないことが明らかになったため」、機器のO&Mマニュアルについては「メーカーマニュアルを通じたトレーニングなどにより、代替することが、安全面からも妥当との判断があった」とのことである。

出所：国際協力機構（JICA）提供資料

3.2.2.2 事業期間

事業期間は、計画の23カ月（2013年4月～2015年2月）に対して、実績が2013年4月～2015年2月までの23カ月であり、計画どおり（100%）であった⁵。

以上より、事業期間については計画どおりであったものの、事業費が実質的に計画を上回ったことから、効率性は中程度である。

3.3 有効性・インパクト⁶（レーティング：②）

3.3.1 有効性

3.3.1.1 定量的効果（運用・効果指標）

定量的効果（運用・効果指標）の達成状況を表5に示す。2017年の実績値は事業完成2.8年後のデータであるため、目標年（事業完成3年後）と同等とみなせる。

表5 定量的効果の達成状況

	基準値	目標値	実績値		
	2012年	2018年 事業完成 3年後	2015年 事業完成年	2016年 事業完成 1年後	2017年 事業完成 2年後
最大出力(kW)	0	450	407	NA	約430
設備利用率* ¹ (%)	0	79.6	NA	NA	43.4
小水力発電所年間発生電力及び電力輸入量の削減(MWh/年)	0	3,141	1,631	2,089	1,714
ニャットウー郡世帯電化率(%)	32	60	51.27	58.26	58.86

出所：最大出力はSPOからの聞き取り、その他はEdL提供データ

注：*1 設備利用率=年間発生電力÷(設備容量×24×365)

設備利用率と年間発生電力の目標達成率が54.6%に留まっている主な原因を実施機関に確認したところ、小水力発電所下流における土砂の堆積により下流の水位が上昇し雨季における有効落差が減少したこと、主変圧器の誤動作による発電停止の頻発を2017年10月まで長期にわたって解決できなかったこと、及び配電システムの故障による発電停止とのことであった。

小水力発電所の各年の月別発電量は図1に示すとおりで、いずれの年も10月から12月の発電量が、水量が増える雨季（5月から10月）の発電量よりも多く、雨季における有効落差の減少を裏付けている。なお、2017年6月から9月にかけて他の年より発電量が低い

⁵ ラオス側で実施することとされた北東地域配電網の整備は、アクセス道路整備事業の遅れが原因となって、事後評価時においても13村中3村の整備に留まっている。

⁶ 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。

のは、主変圧器の誤動作が頻発したためと考えられる。また、工事業者の月例報告書の記録から、2014年における発電所の水位は7月が最高で平均739.71m、12月が最低で738.47mであり、これらの水位は準備調査報告書の放水水位737.90mよりも1.81～0.57m高い値であった。これは、準備調査終了後から事業着工前までの間に発生した地滑りによる水位上昇があったためと推定される。したがって、設備利用率と年間発生電力の目標を達成するためには、雨季における下流側の水位を低下させることが必要と考えられる。

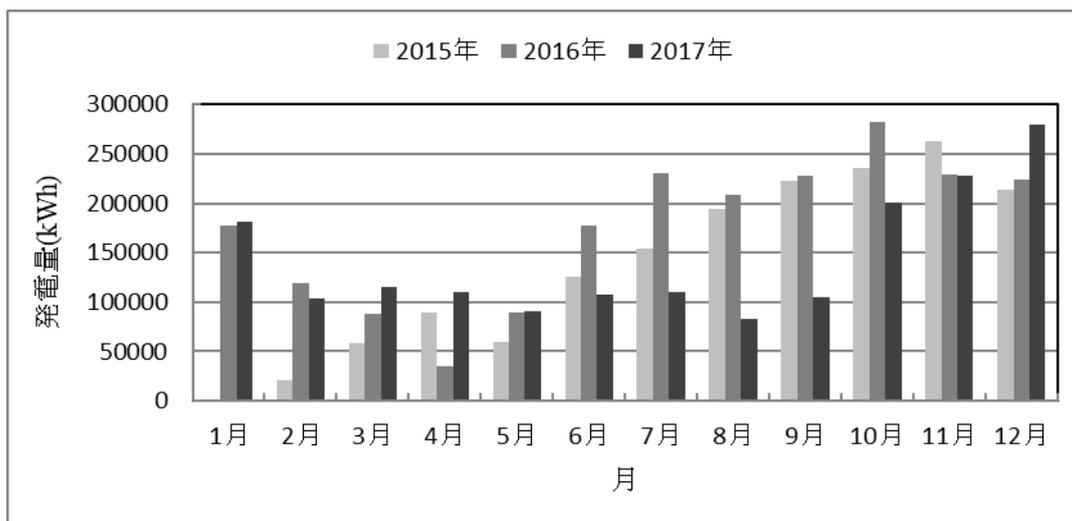


図1 小水力発電所の月別発電量

なお、小水力発電所で発電された電力はニャットゥー郡内で有効に使用され、中国からの輸入電力料金を約3年間で約289万米ドル節約している。

ニャットゥー郡の世帯電化率が、ラオス側による北東地域の配電網の整備が計画13村中3村にとどまっているにもかかわらず、目標値の98.1%を達成できた主な要因は、①目標値がポンサリ県全体の2015年目標値と同一に設定されたこと、及び②郡内の他地域で電化が進行したことと考えられる。

また、参考指標とはなるが、2017年末の西側地域の電化戸数は627戸で、準備調査で期待された戸数(581戸)の108%であり、本事業対象地域の電化戸数は計画を上回った。なお、本事業対象から除外された北東地域の電化戸数は185戸で計画の641戸の29%にとどまっている。

3.3.1.2 定性的効果 (その他の効果)

(1) プロジェクト周辺地域の電力供給力の強化

計画時点では、ニャットゥー郡は、今後も配電システムの末端に位置することから、システム末端に電源設備を設置することにより、周辺地域の電力供給安定化と送配電ロスの低減が期待されるとしていた。

事後評価においては、対象地域周辺の以前から電化されていた世帯の住民や PDEM、ニャットゥー郡エネルギー鉱業局 (District Department of Energy and Mines、以下「DDEM」と

いう。)及びEdLの職員の計13名にインタビュー調査⁷を実施した。その結果13名中12名から、以前に比べ停電が減り生活がしやすくなった、安心して食料が保存できる、夜の時間を有効に活用できる等の好意的意見を得た。また、PDEM、DDEM及びEdL職員からは、電圧安定度は改善したという回答を得た。

以上から、本事業によって計画どおりに周辺地域における停電が減少、電圧安定度が改善したものと考えられる。

(2) 再生可能エネルギーの導入促進

計画時点では、小水力発電は地元資源を利用した再生可能エネルギーの一つであり、ポンサリ県での再生可能エネルギーの導入促進に貢献でき、またP-REF資金を活用し、さらなる再生可能エネルギーの導入促進が期待されるとしていた。

ポンサリ県では本事業の他に2015年にナムオウ5と6(計420MW)の水力発電所が稼働しているが、230kVの高圧線でウドムサイ県の変電所に送られるため、ニャットウー郡の電力供給にはほとんど影響しない。中国の技術で建設されたナムボウ小水力発電所(0.11MW)は県内の22kV配電網に接続されているが、準備調査当時に稼働していたナムガイ小水力発電所(1.2MW)及びマイハイブリッド発電所(0.15MW)は稼働停止している。

したがって、本事業そのものがポンサリ県における再生可能エネルギーの導入を促進しているが、それ以外にポンサリ県において目立った再生可能エネルギーの促進は見られない。

一方、事後評価時点において、P-REF資金の主な用途は、P-REFの運営費(会議費、交通費等)と小水力発電所の運転員詰所前の小屋根の設置費のみで、再生可能エネルギーの導入促進には使用されておらず、P-REF資金を活用したポンサリ県内でのさらなる再生可能エネルギーの導入促進を期待するのは時期尚早と考えられる。

3.3.2 インパクト

3.3.2.1 インパクトの発現状況

(1) 温室効果ガスの削減

計画時点では、本事業は中国雲南省から35kV/22kV配電線を通して電力を輸入している地域を対象としており、実施後は年間約3,141MWhの電力輸入を削減できると期待されていることから、中国において温室効果ガスが3,367tCO₂/年削減されるとしていた⁸。

事後評価時点において再計算したところ、削減された電力輸入量は約3年間の平均で1,916.5MWh/年、計画時での排出原単位0.9873tCO₂/MWhを使用して2,081tCO₂/年(計画段

⁷ PDEM: 1名(男)、DDEM: 4名(男3名、女1名)、EdL(ポンサリ県): 2名(男)、EdL(ニャットウー郡): 2名(男)、ニャットウー郡村民: 4名(男2名、女2名)(調査対象者について、職員は対象地を管轄するPDEM、DDEM及びEdL支社の中でインタビューの主旨を伝えたくて適切な部門の職員を先方が指定し、村民は配電網整備対象地域以外から成人男女を均等に有意抽出した。)

⁸ JICA提供資料。

階時と同様に送電ロス率を 1.1 とした。) の温室効果ガスが削減されているとの結果となった。これは計画時の期待値の 62%で、年間発電量が計画を下回っていることがその原因である。

(2) 経済/社会開発の向上

計画時点では、地方電化の促進と電力の安定供給により、電力を利用した地元産業の活性化が図られ、住民の生活様式が変化し生計向上につながると期待されていた。

事後評価時点において、ポンサリ県計画投資局、ニャットゥー郡計画投資局及び商店オーナーを含む村民の計 26 名にインタビュー調査⁹を実施し、本事業による地方経済や家計の変化及び社会サービスや住民の生活環境への変化を調査した。その結果、地方経済や家計については、全員が変化したとの回答し、その内容は、火の使用の減少、生活の快適化、収入増と良い方向への変化であった。社会サービスや住民の生活環境も全員が変化したと回答し、具体的な内容としては、テレビや冷蔵庫等の利用、調理の労力及び時間の削減、夜間の仕事や勉強ができるようになったという良い方向への変化であった。

このように、全員が生活環境や家計への好ましい影響があったと回答しており、本事業によって計画どおりに住民の生計が向上したものと考えられる。また、今後機織り機や精米機の購入を考えている等の回答もあり、本事業は計画どおり地元産業の活性化に貢献している。

3.3.2.2 その他、正負のインパクト

(1) 自然環境へのインパクト

初期環境影響評価書 (*Gnod Ou Mini-Hydro Power Project Initial Environment Examination 28 December, 2012 Chareun and Associates Co.Ltd.*、以下「IEE」という。) の環境管理計画によると、本事業は、工事中の大気汚染対策として散水の実施、水質汚濁対策として一時沈殿池の形成等の緩和策を実施することで、影響を最小限にする予定であった。

IEE では各種の汚染対策が示されているが、実施された汚染対策や環境基準への適合度の情報は現地では確認できなかった。DDEM からは、環境汚染はなく、住民からの苦情もなかったとの回答を得た。また、工事業者の 2014 年 12 月 (土工事はほぼ終了した時点) の月例報告書によると、当月の水質は表 6 に示すとおり環境基準に適合していた。

表 6 水質検査結果 (2014 年 12 月)

項目	場所	15 日	31 日	基準	判定
水素イオン指数	上流	7.5	7.5	6.6-9.5 (EU)	○
	下流	7.5	7.5		○
溶存酸素量 (mg/l)	上流	6.0	7.0	>5 (日本)	○
	下流	6.0	7.0		○

⁹ ポンサリ県計画投資局：1 名 (男)、ニャットゥー郡計画投資局：2 名 (男)、配電網整備地域の商店：2 名 (女)、住民：21 名 (男：12 名、女 9 名) (調査対象者について、職員はインタビューの主旨に沿った適切な部門から先方が指定し、村民は配電網整備地域のウータイに近い村落から順次、インタビュー可能な商店や世帯を有意抽出し、成人男女をほぼ均等に選定した。)

出典：Monthly Progress Report No.14 (December 2014)

したがって、環境モニタリングレポートは入手できなかったものの、DDEM による質問票の回答及び土工事がほぼ終了した時点における工事業者による水質検査によれば工事中の環境汚染は最小限に抑えられたものと考えられる。

(2) 住民移転・用地取得

本事業は公有地（0.8ha）上の農作物について補償の必要があり、当該農作物は国際協力機構環境社会配慮ガイドライン及びラオス国内法制度に基づき補償される予定であった。

IEE によると、住民協議が 2012 年 9 月と 12 月に実施され、用地の取得の必要はないが、洪水被害の可能性がある 2.66ha の稲田（13 世帯）と導水路の建設による影響を受ける 0.8ha のトウモロコシ畑に対して、“*Technical Guideline on Compensation and Resettlement of People Affected by Development Projects*”（Decree 192/MONRE）に基づいて農作物 3 年分に相当する補償額が計算されている。IREP からのヒアリングによれば、金銭による補償ではなく代替耕作地を与えることで了解を得た。また、DDEM からのヒアリングによれば、適切に補償が行われ、影響住民からの苦情はなかった。

したがって、農作物等の補償の詳細は確認できなかったが、おおむね適切に行われたものと思われる。

以上、定性的効果である周辺地域における停電の減少、電圧安定度の改善、再生可能エネルギーの導入促進はみられるものの、定量的効果のうち、設備利用率と年間発生電力の 2017 年における目標値達成度が 54.6%であることから、有効性の達成度は中程度である。住民の生計向上及び地元産業の活性化が定性的に確認されたが、温室効果ガスの削減量が計画時の期待値の 62%であることから、インパクトの達成度は中程度である。その他正負のインパクトに特筆すべき事項はない。

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

3.4 持続性（レーティング：②）

3.4.1 運営・維持管理の体制

計画時点では、小水力発電所は PDEM が施設を所有し、SPO が発電所の運転・維持管理（発電所運転、保守点検、部品交換、発電事業管理）を行うこととなっていたが、PDEM と SPO 間の契約で、SPO はダム の 運営維持管理及び発電量のモニター・記録・報告を行うことが要求されているものの、定期的な保守転換や部品交換については要求されていない。また、問題が発生した場合には PDEM と SPO が協同して解決することと規定されているが、

SPO は保守点検や部品交換を行っていない。また、DDEM による定期検査が導入され、IREP は P-REF に関与しない体制に変更されている。

人員に関しては、IREP の地方電化部門の職員は計画時の 4 名から 5 名に、PDEM のエネルギー部門の職員は 10 名から 12 名に増員されている。DDEM のエネルギー部門の職員は 3 名、SPO の現場職員は 3 名（内、技術者は 2 名）である。

DDEM は月に 2 回小水力発電所の検査を行い、毎月 PDEM に報告している。SPO は PDEM 及び IREP に月次報告をするようになっているが、提出されないこともある。また、P-REF の管理体制でポンサリ県財務局（Provincial Department of Finance、以下「PDOF」という。）による P-REF の監査が行われておらず、PDEM も P-REF の収支内訳の詳細を十分に把握できていないことは資金管理の上で望ましくない。

配電網は、建設後、EdL が施設を保有し、既設配電網と併せて運営・維持管理を行っており、計画時からの変更はなかった。

したがって、本事業で整備した小水力発電所の運営・維持管理の体制について、資金管理等の面で懸念がある。

3.4.2 運営・維持管理の技術

計画時点では、技術面および資金面で能力のあるものが SPO として選定され、そのモニタリングを行う PDEM は、県内の既存設備であるナムガイ小水力発電所やマイハイブリッド発電所の運転維持管理実績を有し、モニタリングを行える素地はあるが、さらに、ソフトコンポーネントにより能力強化が求められると考えられていた。

事後評価時点で、ソフトコンポーネントの研修を受けた職員はすべて PDEM と DDEM に勤務していた。SPO の運転要員としてソフトコンポーネントの研修を受けた大卒者が従事しているが、SPO 自体が配電網（変圧器を含む）の運営・維持管理の経験しか有しておらず、発電所の運営・維持管理について技術面で能力が不足している。また、故障時の対応において、SPO は外部の有志に頼っており、PDEM との調整を含めて対応策の実施までに時間がかかっていた。

メーカー作成の O&M マニュアルは PDEM にあり、小水力発電所にはなかった。DDEM は月に 2 度小水力発電所の検査を行っているが、検査項目等は定められていなかった。計画時にはソフトコンポーネントにおいて「メーカーが用意する設備マニュアルとは別に、運転員が日頃実施すべき運転・記録・点検・修理の仕方、ポイント、手順、さらに洪水時、洪水後、故障時等異常時のトラブルシューティング、国境の変電所とのコミュニケーションの取り方等を含む、ローカルの運転員でも理解しやすい運転・維持管理マニュアルが必要である。」「日本人コンサルタントは、運転員が容易に理解できるような図や写真を多用したラオス語の運転・維持管理マニュアル（案）を作成する。」としていたが、実際に作成されたのは土木施設の O&M マニュアル（英語版）のみで運転員にも理解しやすい機器 O&M マニュアルは作成されていない。また、ソフトコンポーネント完了時に土木施設の O&M マ

マニュアルの翻訳ならびに正式活用をラオス側に提案したものの、事後評価時に PDEM に確認したところでは、その存在は担当者に認知されていなかった。このようなマニュアルの不在・不活用は、適切な運営・維持管理を継続的に実施していくために、早急に解消すべきである。

SPO に故障時に対応可能な専門技術者がおらず、主変圧器の誤動作の頻発を長期間解決できなかったことから、SPO 及び PDEM の技術能力は、ソフトコンポーネントの実施にもかかわらず、必ずしも十分ではないと考えられる。

したがって、本事業で整備した小水力発電所の運営・維持管理について技術面で懸念がある。

配電網の運営・維持管理について、計画時点では、EdL は地方部を含む全国での電力供給を行っており、ポンサリ支社においても、中国からの電力輸入用の既設変電設備 (35/22kV) ならびに 22kV 配電線、400V 配電線の運営・維持管理、並びにメータ計測、電気料金徴収等を含めた送配電事業を適切に実施中であり、十分な技術水準を有するものと考えられていた。

現地調査において、「日本側が整備した配電網は他の配電網と同じ仕様で整備されており、EdL にとって運営・維持管理に特段の問題はない」という回答を EdL ポンサリ支社から得た。しかしながら、22kV 配電線が設置された道路は未舗装の悪路であり、点検作業は容易ではないと思われる。

以上を総合すると、本事業で整備した施設・機材の運営・維持管理には技術上の懸念がある。

3.4.3 運営・維持管理の財務

計画時点では、小水力発電所については、将来のオーバーホールや設備の更新費用を管理する組織として、P-REF を創設し、ここが発電所の運転・維持管理の資金管理を担うこととしていた。

事後評価で P-REF の財務状況等を確認した結果、その収支は表 7 のとおりであった。EdL への売電収入の半分は米ドル、残りは現地通貨（キープ）で受取っている。SPO の経費（運用・管理費）を差し引いた利益の 60% が P-REF に入金され、40% は SPO が O&M Charge として受け取っている。

表 7 P-REF 収支 (単位：Kips)

	2015 年	2016 年	2017 年
売電収入	634,290,613	547,198,332	461,546,799
SPO 経費	154,175,000	152,510,000	139,200,000
O&M Charge	191,807,020	156,988,841	128,939,533
P-REF 入金	288,308,593	239,200,124	193,407,266
P-REF 支出	0	22,122,090	146,142,139
P-REF 収支	288,308,593	217,078,034	47,265,127

(単位：US\$)

	2015年	2016年	2017年
売電収入	51,911	67,893	55,711
SPO 経費	0	0	0
O&M Charge	20,764	27,157	22,284
P-REF 入金	31,146	40,736	33,427
P-REF 支出	0	0	0
P-REF 収支	31,146	40,736	33,427

出所：PDEM 提供データ

2017 年末までの EdL への売電収入は合計約 35 万米ドルで、SPO の運用・管理費約 6 万米ドルを差し引いた利益の 60%が P-REF に入金され、約 17.4 万米ドルが貯まっている。この額は準備調査で見積もられた額の約 1.2 年分にしかならない。その原因としては、総発電量が計画の約 61%であったことに加えて、SPO 経費と O&M Charge の合計額が準備調査で見積もられた SPO 運転管理経費（3.79 億 Kips/年）を約 30%上回っていることも挙げられる。

有効性の項に記載した雨季における有効落差の減少が解消されなければ、計画どおりの売電収入を得ることは期待できない。さらに、新たな予備品の調達や経年劣化による故障率の増加、定期オーバーホール等で支出の増加も見込まれるため、P-REF の運用は慎重に行う必要がある。

配電網を運営維持管理する EdL については、計画段階において「EdL の歳入の大半は国内電力販売による収入、歳出の大半は電力輸入と独立発電事業者等からの電力購入のための支出によるものあり、歳入・歳出ともに、電力消費量の増加により着実に伸びている。2008 年から 2011 年の収支では、2011 年に赤字を計上したが、主な理由としては、2010 年 12 月に発電部門が分社化され、電力購入の資金が流出したためである。」と認識されていた。

今回 EdL の損益状況（発電部門を含む連結決算）を調査した結果は、表 8 のとおりである。

表 8 EdL の損益状況 (単位 百万 Kips)

	2014年	2015年	2016年
営業収入	3,276,662	3,695,640	4,273,879
営業支出	2,963,655	4,018,523	4,664,194
営業利益	313,007	-322,883	-390,315
営業外収支	10,788	350,747	-339,287
純利益	323,795	27,864	-729,598

出所：EdL 提供データ

2014 年は営業黒字であったが、2015 年は営業赤字を営業外収支で穴埋めして、純利益を上げたものの、2016 年は赤字となっている。赤字の原因は、独立系発電事業者からの電力購入価格と一般利用者への販売価格の逆ざや及び乾季における外国からの電力輸入にある。

以上を総合すると、本事業で整備した施設・機材の運営・維持管理には財務上の懸念がある。

3.4.4 運営・維持管理の状況

事後評価時の現地調査では、以下のような状況を確認した。

- ・3台同時運転の状態の主変圧器の異常を示す保護装置が作動し、運転停止となる現象が頻発する状況が長期間放置されていたが、現地操作員によれば2017年9月に温度計をスペアパーツと交換したことで解決した。
- ・運転記録装置が2016年6月から故障して使用できない状態である。2016年10月に納入業者から修理費用の見積を取得したが、原因究明のみで91万円と高額であったため、修理は実施されず、運転記録は手書きで行っている。現地調査時には第三国製の同等品の購入を含めて対応が検討されていた。
- ・瑕疵担保期間に大洪水により護床工コンクリートブロックが流出したため、復旧を行ったが、その2か月後（2016年9月）に再度流出し、図2のようにいまだに復旧されていない。現地調査時にはP-REFを使用して対応する方向で検討されていた。
- ・配電網について、日本側整備の22kV配電線の電柱が図3のように傾きかけている。これは、緊急に対応が必要な状態ではないと思われるが、定期点検等で傾斜の拡大などに注意を払う必要がある。

これらの状況から、小水力発電所の運営・維持管理状況は必ずしも十分ではない。P-REFを使用した対応策が検討され始めていることは評価に値するが、いつどのように実施されるのかの懸念は残っている。対応策の確実な実施のためには、上記の技術面の改善を早急に図る必要がある。

以上を総合すると、本事業で整備した施設・機材の運営・維持管理状況には問題がある。



図2 流出した護床工ブロック



図3 傾きかけた電柱

PDOFによるP-REFの監査が行われていないこと、故障時に対応可能な専門技術者がSPOにおらず、小水力発電所にはO&Mマニュアルがなく、DDEMによる定期検査も検査項目等が定められていないこと、雨季における有効落差の減少が解消されなければ計画どおりの売電収入を得ることは期待できないこと、運転記録装置の故障と護床工ブロックの流出が数年間放置されていることなどが本調査で明確になった。

以上より、本事業の運営・維持管理は体制、技術、財務及び状況に一部問題があり、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、ポンサリ県ニャットウー郡において小水力発電所を建設し配電線を敷設することにより、再生可能エネルギー利用を促進し、温室効果ガス排出量の削減に寄与するとともに、特に地方部における電化の促進を図り、もって当該国の経済/社会開発の向上に寄与することを目的とした。本目的は、計画時及び事後評価時ともに、ラオスの開発政策及び開発ニーズ並びに日本の援助政策と整合していることから妥当性は高い。本事業に要した期間は計画どおりであったものの、事業費が計画を上回ることから、効率性は中程度である。本事業により定性的な効果の発現はみられるが、小水力発電所の設備利用率や年間発生電力等の運用指標が目標を大きく下回ることから、有効性・インパクトは中程度である。施設の運営・維持管理については、体制、技術、財務状況及び管理状況に一部問題があり、持続性は中程度である。

以上より、本事業は一部課題があると評価される。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

(1) PDEM への提言

PDEM は、運転記録装置の修理または交換、護床ブロックの復旧・改良を早急に行う必要がある。また、メーカー作成の機器に関する O&M マニュアル等を参考にして小水力発電所運転員用の機器に関するラオス語の O&M マニュアル及び DDEM 職員用の検査要領書・チェックリストを早急に整備する必要がある。さらに、SPO に非常勤の専門技術者を雇用させ、定期点検・保守計画を早急に作成し、計画に則った定期点検・保守を実施させる必要がある。

年間発電量不足の問題を解決するために、下流側の雨季における水位上昇を確認し、水位低下の可能性を検討し、対策工事の財務的妥当性を確認の上、適切な対応をとることが望ましい。

(2) PDOF への提言

P-REF は、今後の運営・維持管理のみならず、故障時等の交換部品の調達や 25 年後の設備更新等に必要な経費を確保する上で重要である。収入が計画より少ない状況においては、より適切な運用が求められる。したがって、PDOF は過去の収支を監査するとともに、以後定期的に監査を行う必要がある。

(3) EdL への提言

図 3 の傾いた電柱は、村民インタビューの道中で発見されたもので、すべての電柱を確認した結果ではない。2015 年 6 月の配電網瑕疵検査から 3 年未満であるにも関わらず、このような現象がみられたことから、他の電柱の状況も確認する必要がある。電柱が傾き、ケーブルに張力が掛かるような状態では好ましくないため、定期的に電柱を確認し、傾き具合等を経過観察し、傾きの進行が確認されれば、早急に修理する必要がある。

4.2.2 JICA への提言

JICA ラオス事務所は、上記実施機関への提言の実施状況をモニターし、必要に応じて助言することが必要である。

4.3 教訓

適切な実施体制の構築

本事業の準備調査では、エネルギー鉱業省は電力分野整備事業の経験を数多く有しているとする一方で、IREP の体制の不十分さが指摘されていた。しかしながら、本事業の実施は IREP が担当し、SPO の選定や契約の実施経験を有するビジネスエネルギー局等の参画・協力を得るような体制を構築できなかった。この実施体制の弱さが運営・維持管理上の問題発生の要因の一つと考えられる。よって今後の類似案件においては、事業の計画・実施に当たって、事業を実際に担当する部門の体制・技術能力を確認の上、必要に応じて実施機関全体の能力を有効に活用できるような体制を構築すべきである。

また、事後評価時に IREP から本事業は基金を設立して運営・維持管理資金を賄うパイロットプロジェクトとしての位置づけであったという IREP からの発言があったが、準備調査報告書や JICA 提供資料にそのような認識の記述は見当たらない。体制の構築にあたっては、準備段階においてよく議論の上、JICA と実施機関の間での共通認識を構築し、その結果の記録を残しておく必要がある。