

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



北ネグロス地熱発電所

1.1 事業の背景

化石燃料の産出が限られるフィリピンでは、エネルギー資源を輸入に依存しており、本事業が形成された1990年台前半では全エネルギー消費量の約7割を輸入原油に依存していた。輸入エネルギーへの依存度を引き下げることが、1970年代からのエネルギー政策の継続した方針となっていた。火山国であるフィリピンでは、地熱は有望な国内エネルギー資源として開発が進められており、同国の地熱発電は全発電設備容量の約1割（1995年時点）を占めていた。本事業を実施したフィリピン石油公団エネルギー公社¹（以下、PNOC-EDCという）は、長年にわたり同国の地熱資源開発に携わってきた。

本事業の位置するネグロス島はビサヤス電力系統の一部を占めており、同電力系統の電力需要は1980年代半ばから高い伸びを見せていた。本事業の審査時（1996年）、同系統における需要増加が将来も続くことが予想され、需要増に対応できる電源開発が急務となっていた。事業サイトはビサヤス電力系統の供給地域であるネグロス島北部にあり、カンラオン山中の国立公園に隣接している。事業サイト周辺の地熱資源の探索は1970年代に始められ、1994年には試験井の掘削が行われ、一定規模の地熱資源の存在が確認されていた。

1.2 事業概要

西ネグロス州において地熱発電所を建設することにより、国内エネルギーの活用およびビサヤス系統にベースロード電源として安定した電力供給を図り、もって同系統周辺の地域経済の活性化に寄与する。

¹ 審査時の実施機関名称

円借款承諾額／実行額	14,460 百万円／10,510 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1997 年 3 月／1997 年 3 月
借款契約条件	金利 2.7% (コンサルティング・サービス部分は 2.3%)、 返済 30 年 (うち据置 10 年)、 一般アンタイド
借入人／実施機関 ²	エネルギー開発会社 (EDC) / 同上 (フィリピン共和国政府保証)
貸付完了	2006 年 7 月
本体契約	Miescor Builders, Inc. (フィリピン)、兼松 (株) (日本)・ 富士電機システムズ(株) (日本) (JV)
コンサルタント契約	Institute of Geological & Nuclear Sciences Limited (ニュージーランド)・PB Power (NZ) Ltd. (ニュージーランド)・Sigma Energy Technologies, Inc (フィリピン)・九州電力 (日本)・西日本技術開発 (株) (日本) (JV)
関連調査 (フィージビリティ・スタディ：F/S) 等	フィリピン共和国政府 フィージビリティスタディ (1993 年) 国際協力機構 北ネグロス地熱開発事業 案件形成調査 (SAPROF) (1995 年)
関連事業	なし

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

小林 信行 (OPMAC 株式会社)

2.2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2010 年 2 月～2010 年 11 月

現地調査：2010 年 5 月 25 日～6 月 7 日、2010 年 8 月 22 日～8 月 28 日

2.3 評価の制約

本事業の実施機関は、事業実施中に民営化され、現在はフィリピン証券取引所にも上場する民間企業となっている。そのため、報告書への評価情報の記載にあたり、実施機関の守秘義務にも配慮した。また、地熱資源量の推計や事業化調査内容の適切さの判断には技術面での知見が必要とされるため、主に実施機関からの情報に基づき評価を行ったが、判断結果として断定出来ない部分が生じざるを得なかった。

² 事後評価時点の実施機関名称

3. 評価結果（レーティング：D）

3.1 妥当性（レーティング：a）

3.1.1 開発政策との整合性

本事業の審査時点での国家開発計画「中期開発計画（Medium-term Philippine Development Plan）1993-1998」においては、国産エネルギーの活用促進に加え、低コストで安定的な電力供給を確保するために電源の多様化が掲げられていた。電源多様化促進の一環として、地熱発電開発が着目されていた。

輸入エネルギー資源への依存度の低下、自国のエネルギー資源の一層の活用が、1970年代から継続したエネルギー施策となっている。審査時点でのセクター計画である「フィリピンエネルギー計画（Philippine Energy Plan）1992-2000」では、地熱は有望な国産エネルギーと位置づけられていた。また、1980年代後半から需要増加に伴う電力不足が深刻となっていたため、安定的で十分な電力が安価なコストをもって供給されることを目標に、国産エネルギーの活用を念頭においた発電能力向上が重視された。

事後評価時点での国家政策「中期開発計画（Medium-term Philippine Development Plan）2004-2010」では、エネルギー分野の自立がエネルギーセクター政策の柱として位置づけられ、国産エネルギー開発が重視されている。また、国産エネルギーの活用のため、国内での石油・ガス開発と並び、幅広い再生可能エネルギー開発（地熱、風力、太陽光、水力、バイオマス）が提唱されており、地熱利用の一層の取り組みが掲げられている。再生可能エネルギーの活用に向けて、2008年に再生エネルギー法案（Renewable Energy Act of 2008）が成立し、再生エネルギー開発に向けた優遇措置（所得税減税、機材の輸入関税の減免など）が打ち出されている。

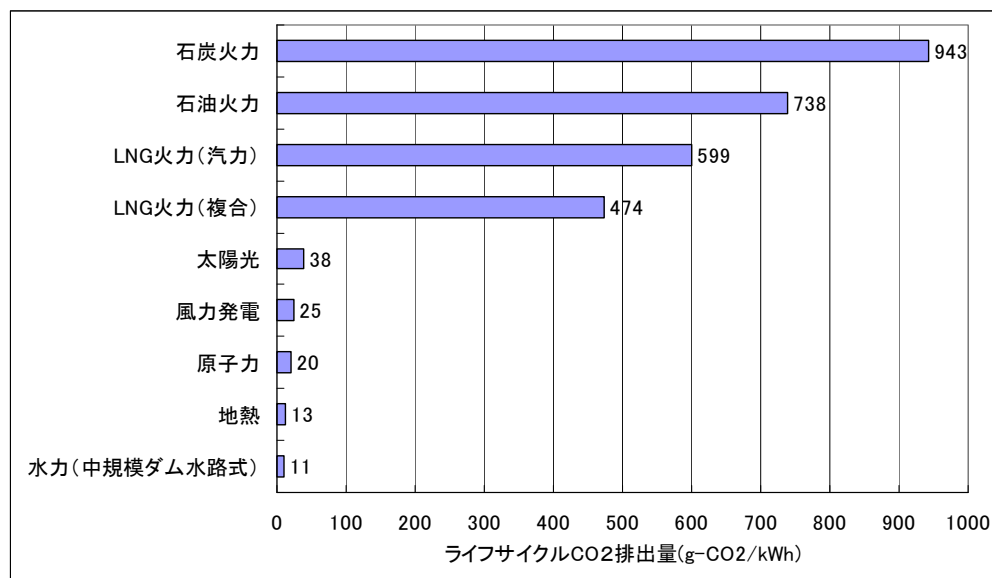
セクター政策に関しては、「フィリピンエネルギー計画（Philippine Energy Plan）2007-2014」でも国産エネルギーのシェアを維持する見通しである。2006年のエネルギー供給量（実績）38.7百万TOE（石油換算トン）に対して、2014年は54.5百万TOE（2006年比：41%増加）を予想している。2014年には、国産エネルギー（フィリピン国内で算出する石油、天然ガス、バイオガス、水力、地熱などの合計）はエネルギー供給全体の57%、地熱は全体の20%を占める計画となっている。

本事業の実施は、審査時及び事後評価時ともに、国家政策・セクター政策と合致している。審査時から事後評価時にかけて、国家政策では国産エネルギーの活用が重視されている。さらに、現行の国家開発計画では、再生可能エネルギーの開発がより明確となっており、様々な分野での再生エネルギー利用が打ち出され、その一環として地熱開発が続けられている。再生エネルギー利用促進のための法律も整備された。事後評価時点のセクター計画では、エネルギー消費が増加する中で、国産エネルギーの比率を維持する方針が打ち出されている。地熱は国内で算出するエネルギー源としては最大の比率を占めており、地熱開発が継続される見通しである。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業が接続するビサヤス電力系統は1995年までの過去10年間、同国で最も高い需要の伸びを記録した。審査時では、1995年から2005年にかけての10年間でも年12%の高い電力需要増加が想定されていたため、電源開発が課題となっていた。事後評価時点の送電

開発計画（NGCP “Transmission Development Plan 2009”）（2009 年）では、2009 年から 2018 年にかけて最大電力需要が約 40% 増加（年 5% 増加）することを想定している。2010 年においては、発電設備容量と最大電力需要がほぼ同じ水準となり、向こう数年にわたり電力需給が逼迫した状態となることが予想されている。電力需要の逼迫を考慮すると、ピサヤス電力システムにおける電源開発は適切であり、開発ニーズに沿っていると判断される。



出所：電力中央研究所報告「日本の発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量評価」（平成 22 年 7 月）

図 1：電源別ライフサイクル CO₂ 排出量

1997 年の京都議定書の議決を機に、国際的に二酸化炭素（CO₂）を含む温室効果ガスの排出削減への取り組みが強化されている。フィリピンも 2003 年に京都議定書を批准している。CO₂ 排出量の観点からは、地熱発電は他の電源に比べて望ましい電源である。日本におけるデータに基づくと、火力発電ばかりでなく、他の再生可能エネルギーと比較しても、地熱発電からの二酸化炭素の排出量は少ない。ライフサイクル全体³でみた地熱発電の発電量 1kWhあたりのCO₂ 排出量は水力発電所に次いで低い水準にある（図 1 を参照）。フィリピン国内の電力需要増に対応しつつ、温室効果ガスの排出を抑制する上で、地熱発電を開発するニーズは高い。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

本事業の審査時点では、旧 ODA 大綱（92 年）において日本と東アジア地域（ASEAN を含む）の密接な関係に言及があり、アジア地域への支援に重点がおかれていた。また、同大綱ではインフラストラクチャー分野での支援を重点項目と位置づけている。ODA 白書（97 年版）の「フィリピン（国別援助方針）」では、「我が国の援助の重点分野」として、経済基盤整備がとりあげられており、エネルギー分野での協力を中心に経済基盤整備を支援す

³ 発電所の運用で発生する CO₂ ばかりではなく、発電所の建設や廃棄、燃料の採掘・輸送などで発生した CO₂ も含める。

る方針となっている。

審査時点の旧 ODA 大綱では、アジア地域への支援、インフラストラクチャー分野での支援を重視しており、援助方針ではエネルギー分野での協力が特に強調されている。本事業はアジア地域において電力分野のインフラ整備を支援するものであり、日本の援助政策との整合性は高い。

以上より、本事業の実施はフィリピンの開発政策、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：b）

3.2.1 アウトプット

本事業では、①地熱井の掘削工事、②地熱流体輸送設備（Fluid Collection and Disposal System, FCDS）、③地熱発電所の建設、④コンサルティングサービス、に対して支援を行った。事業実施に際して、工事や調達には変更が加えられている（表 1 を参照）。審査時点では、国家電力公社（NPC）による送電設備建設が想定されていたが、売電契約は締結されておらず、建設時期や送電線の建設区間などの条件は最終決定されていなかった。2001 年に NPC の分割民営化が決定された結果、電力の販売先が当初想定していた NPC から電力プール市場や電力組合に変更され、送電設備は実施機関が建設した。

表 1：主要なアウトプットの変更点とその理由

変更点	理由
地熱井の掘削本数の削減 (計画：21 本、実績 13 本)	地熱資源の特性を再評価したところ、案件形成調査後に Pataan 地区で蒸気井の掘削本数を制限（計画：14 本、実績：10 本）した。また、蒸気井の掘削の結果、還元する熱水量がより明確となり、還元井の本数を削減（計画：7 本、実績：3 本）した。地熱井は合計で計画 21 本に対し、実績では 13 本となった。
発電所設備容量の拡大 (計画：40MW、実績 49.37MW)	設備容量は審査時点では 40MW を想定していた。応札者からより大きな設備容量（54MW）で提案があったが、想定される蒸気・熱水の量から適切な水準（49.37MW）に変更した。設備容量の変更に伴い、応札価格を引き下げる交渉を行ったが合意できず、再入札の原因となった。
地熱発電所の工事内容 (計画：硫化水素除去装置を設置、実績：未設置)	大気シミュレーションにより、設備容量（49.37MW）を前提すると、発電所敷地及びバッファゾーン外 ⁴ では硫化水素がフィリピン政府の環境基準内となることがわかった ⁵ 。近隣住民への影響はないと判断されたため、硫化水素除去装置を未設置とした。
コンサルティングサービスの拡大	コンサルティングサービスに、実施機関の環境マネジメント、環境モニタリングの評価が追加された。実施機関の環境配慮の適切さを専門的な立場から検証することが目的であった。

出所：「北ネグロス地熱開発事業」事業完成報告書

⁴ フィリピンの法規（RA7586）では、環境への影響を緩和するため、自然保護地域に隣接する地域を「バッファゾーン」に指定し、開発に制限を加えている。

⁵ わが国の悪臭防止法では 0.02～0.2ppm を大気濃度規制値としており、フィリピンの環境基準（0.07ppm）とほぼ同じ基準を目安としている。

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業期間

本事業の事業期間は計画を大幅に上回った（計画比：353%）（表2を参照）。審査時点では、電力の需給ギャップを早期に解消すべく、事業期間短縮を図るため、地熱井開発と比較的規模の大きい発電所建設をほぼ同時に進める予定となっていた。事業遅延の主な原因として、①アジア通貨危機により売電契約の見通しが立たなかったこと、②発電所の建設工事が再入札となったこと（「3.2.1 アウトプット」を参照）、が挙げられる。アジア通貨危機により、フィリピン政府の財政支出削減が進められ、NPCが新規の買電契約に慎重となった。そのため、EDCは本事業を含む新規案件の実施を一時休止しており、コンサルタント選定開始が遅延した。

表2：事業期間の詳細

	計画	実績
借款契約調印	97年3月	97年3月
コンサルタント選定	96年12月～97年6月	00年2月～00年12月
入札手続き	97年6月～98年1月	01年11月～06年4月
地熱井掘削、FCDS建設	97年4月～99年7月	00年11月～06年9月
発電所建設	98年1月～99年12月	05年3月～07年2月
送電線建設	97年7月～98年9月	03年3月～06年6月
コンサルティングサービス	97年6月～99年12月	01年1月～07年4月
事業完成 ⁶	99年12月（34ヶ月）	07年2月（120ヶ月）

出所：EDC

3.2.2.2 事業費

本事業の事業費は計画を下回った。地熱井の削減、硫化水素除去装置の不設置を考慮した調整後の事業費（計画）は172億6,100万円となったのに対し、事業費（実績）は165億7,800万円（計画比：96%）となった。アジア通貨危機によりペソが対円で減価したため、円建てでの事業費は減少した。

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。

3.3 有効性（レーティング：c）

3.3.1 定量的効果

3.3.1.1 運用・効果指標

(1) 蒸気流量、最大出力、送電先端発電量

運転開始直後（2007年）、蒸気流量は実施機関の計画値の約3分の2の水準となっていたが、蒸気井へのカルサイトの付着や蒸気井の減衰により、2007年後半には減少に転じた。

⁶ 「計画」、「実績」とともに事業完成はコミッションニングを含む工事完工時点。

2008年5月から2009年5月まで地熱井の改修工事のため、操業を停止した。改修工事後、蒸気流量は回復をみせたものの、2010年4月時点において計画値には達していない。

蒸気流量の減少に伴い、発電所の最大出力、送電端電力量も低下に転じた。最大出力は運転開始直後には定格設備容量の約半分の水準にあったが、蒸気流量の低下に伴い減少した。改修工事後、最大出力の小幅な回復があり、2010年4月の時点では計画値（設備容量の85%）の約5分の1で推移している。送電端電力量もほぼ同様の推移となっており、事後評価時点では審査時の計画値の約5分の1の水準にある。



写真1：現在開発中の蒸気井

事後評価時点では、10本の蒸気井のうち、稼働3本、一時休止2本、停止3本、地熱資源のモニタリング用2本となっている。熱源の開発リスクは地熱発電所の根源的な課題であり、本事業では事業化調査や案件形成促進調査を実施し、リスク低減に努めたと考えられる。地熱発電事業における地熱資源開発では、運転開始前の調査では資源量の推定精度は限られており、熱源があったとしても蒸気井の場所によっては実際には十分な蒸気が得られない場合もある⁷。そのため、地熱開発では当初想定した蒸気量を得られないリスクを伴う。特に本事業での地熱開発は、開発地域が国立公園の保護地域に隣接しているため、掘削地点に制約があった。さらには、噴気試験中に二酸化珪素がパイプに付着し、複数の蒸気井で同時に噴気試験を行うことができず、地熱資源の状態を精度よく推定できなかったと考えられる。

現在、より熱源に近い地点から掘削するため、実施機関側負担にて、発電所に隣接するバッファゾーンにおいて新規の蒸気井3本の開発が行われている。2010年3月に蒸気井1本の掘削工事が完成し、6月末まで噴気試験が行われた。噴気試験の結果に基づき、EDC雇用の外部専門家が地熱資源の推計を見直し、2010年末までにバッファゾーン内での更なる開発の継続が判断される予定である。

(2) 運転時間、計画外停止

2008年5月から2009年5月まで地熱井の改修工事のため、操業を停止していた。そのため、FCDSおよび発電所の稼働率⁸は2008年、2009年に大きく低下したが（表3を参照）、2009年6月以降、月次でのFCDSと発電所の運転時間（実績値）は計画された運転時間の90%を超える水準にある。計画外停止は機械故障によるものが多い（表4を参照）。機械故障による計画外停止は、主に蒸気管のメインストップバルブの不具合が原因となっている（「3.5.4 運営維持管理の状況」を参照）。

⁷ 地下資源の状況を直接確認することは難しく、運転開始後に地熱資源の情報が増加し、推定精度が改善する。

⁸ 年間運転時間÷年間時間

表 3：年間運転時間・稼働率（FCDS および発電所）

	2007	2008	2009
年間時間	8,760	8,784	8,520
年間運転時間	7,422	3,709	5,343
稼働率	84.7%	42.2%	62.7%

出所：EDC

表 4：計画外停止（回数、時間）

	2007	2008	2009
計画外停止（回数）	3	0	3
うち機械故障（回数）	3	0	2
うち人員ミス（回数）	0	0	1
計画外停止（時間）	70.59	0.00	89.48
うち機械故障（時間）	70.59	0.00	77.00
うち人員ミス（時間）	0.00	0.00	12.48

出所：EDC

3.3.1.2 内部収益率の分析結果

本事業の財務的內部収益率（FIRR）は、審査時の予想値（7.0%）を下回る水準にある。FIRR 計算の前提は以下の通り。

表 5：FIRR 計算の前提条件

項目	審査時	事後評価時
費用	投資コスト、維持管理費用、所得税（完成後 15 年目まで税率 26%、16 年目以降は同 35%）、蒸気コスト	投資コスト（事業完成後、事後評価時点までに追加実施された地熱開発も含む）、維持管理費用（実施機関の提供に基づく）、所得税（10%）、コミュニティファンドへの支出（0.01 ペソ/kWh）
便益	売電収入、蒸気収入（政府持分を推計するため、蒸気収入を別項目とし、蒸気コストを計上することで相殺している）	売電収入（売電量は 2007 年～2009 年は実績、2010 年～2012 年は 2010 年の実績値に基づき推計、2013 年以降は実施機関の提供データに基づく。売電単価は実施機関の提供データに基づく）
プロジェクトライフ	完成後 25 年（1999 年～2023 年）	完成後 25 年（2007 年～2031 年）

出所：審査資料、EDC

審査時に比べて FIRR が低下した理由として、①売電量が審査時に想定された水準以下であること、②追加の地熱開発により投資コストが増加していること、が挙げられる。

3.3.2 定性的効果

(1) 受益者へのインタビュー

今次評価では、停電頻度や電圧安定に関して意見を聞くため、西ネグロス州の州都であるバコロド市の民間企業の経営者・職員、フィリピン送電公社（NGCP）の職員にインタビューを実施した。

民間企業からの聞き取りでは、バコロド市では輪番停電が1年近く継続し、特に需要が増加する夏季に発生していることが分かった。実施機関はバッファゾーンの開発にあたり、本事業から西ネグロス州への優先的な売電に同意しているが、事後評価時点では発電所に十分な発電量がなく、供給余力が乏しい。また、バコロド市を供給地域とする配電組合は2011年以降、他社から電力供給を受けることになっており、実施機関と買電契約を結ぶことができない。

バコロド市内の大口需要家は十分な容量のバックアップ用電源を保有しているが、コストが通常の2倍となるため、電力の安定供給を強く要望している。自家発電に切り替える際に生産ラインを調整する必要があり、その作業に時間がかかるとの意見もあった。他方、NGCPからは、電力需要のピーク時において電圧安定に寄与しているとの意見が聞かれた。

バコロド市の電力供給は不安定であるが、北ネグロス地熱発電所の発電量不足のみがその原因ではない。需要が増加していることに加えて、配電組合が他社と買電契約を結んでいるため、新規の買電契約に消極的であることも考慮されるべきである。西ネグロス州においてはベースロード電源としての役割は限定的であるが、電圧安定の面では一定の貢献があると考えられる。

以上より、本事業の実施による効果発現は計画と比して限定的であり、有効性は低い。

3.4 インパクト

3.4.1 インパクトの発現状況

(1) ビサヤス系統に占める割合

2008年時点では、北ネグロス地熱発電所が、ビサヤス系統全体の発電端電力量、同系統の電力消費に占める割合は僅少である。そのため、事後評価時点においては、ビサヤス系統の電力安定供給に果たす役割は限定的と判断され、またマクロ経済への影響も軽微なものと推察される。

3.4.2 その他、正負のインパクト

(1) 自然環境への影響

事後評価時点において、実施機関より入手したモニタリングデータでは、大気中の硫化水素はフィリピンの環境基準内（0.07ppm）に収まっている。北ネグロス地熱発電所は硫化水素除去装置を設置しなかったが、硫化水素は環境省の設定した環境基準の範囲内にある。実施機関の説明では、地表水のモニタリングがパターン川（Pataan River）およびバゴ川（Bago River）で実施されている。環境省（DENR）は、河川水の用途に応じて、重金属や化学物質（六価クロム、鉛、カドミウム、砒素など）の濃度に基準を設けている。パターン川はClass B（水泳が問題ないと判断される水準）、バゴ川はClass D（灌漑利用が問題な

いと判断される水準)に対応する⁹。騒音は通常運転中は50dB以下にあり、日常生活では支障を感じない水準にある¹⁰。

また、実施機関は第三者であるマルチセクターモニタリングチーム (Multi Sectoral Monitoring Team、MSMT)¹¹に対してモニタリング結果を報告している。

(2) バッファゾーン開発

事後評価時点において、より熱源に近い地点から掘削するため、実施機関は発電所に隣接するバッファゾーンにおいて新規の蒸気井開発を行っている。審査時点では、バッファゾーンでの地熱開発は議論されていなかったが、2001年に関連法規 (Mt. Kanla-on Natural Park Act of 2001、RA9154) が制定され、開発可能な地域であることが明確となった。

バッファゾーンで地熱開発を行うにあたり、実施機関は州政府と合意を結んでいる。主な合意事項として、①西ネグロス州への優先的な電力供給、②植林の実施、③開発地域のモニタリングの実施、が定められている。州政府との合意 (400ha) をこえる規模 (535ha) を目指し、植林が開始されている。植林にあたっては現地の農民団体の参加を得ている。開発地域のモニタリングの実施に関しては、2008年以降、州議会の委員会が事前通告なしの検査を数度にわたり実施している。また、環境の影響を軽減するため、同委員会は事前に開発サイトやアクセス道路の設計図を確認し、設計変更を提言している。

(3) 用地取得・住民移転

実施機関は2000年に住民と用地取得条件につき合意し、30haの用地が取得された。本事業の用地取得に際して、42世帯が影響を受けた。うち25世帯が移転サイトに移住し、13世帯が現金補償を選択した。4世帯は農地のみ用地取得の対象となったため、代替の農地を割り当てられている。移転時の合意に基づき、各移転世帯には、200m²の土地、25m²の家屋が割り当てられた。実施機関の説明では、事業サイトでは、土地登記が未整備であったため、土地の所有・耕作の



写真2：移転サイト

権利が不明確だった。そのため、農地が取得された世帯に関しては、政府の発行したCLOA (Certificate of Land Ownership Award) を保有する世帯には1ha、そうでない世帯には0.5haを割り当てている。実施機関は土地保有の証明書を発行し、一定の条件 (5年間の居住) がみたされた時点で土地登記を行う手順で、用地の譲渡を進める方針である。事後評価時点では、実施機関は必要な対応を行っているものの、土地登記当局による手続きが遅れており、割り当てた土地の登記は完了していない¹²。なお、土地の登記に係る費用は実施機関が

⁹ 発電所職員の説明では、パターン川、バゴ川もDENRによる正式な区分がないが、DENRの地方事務所は用途に沿ってパターン川をClass B、バゴ川をClass Dとしてモニタリングを行っている。

¹⁰ 50dBは「静かな事務所」に相当する (日本建築学会編「建築物の遮音性能基準と設計指針」)

¹¹ 地方自治体の環境部門職員、環境省職員、NGOメンバーなどで構成されている。

¹² 実施機関は2010年末までの土地登記完了を想定している。

負担している。

移転住民（3世帯）の聞き取りでは、移転後に耕作面積が減少した世帯があった反面、交通アクセスの改善により、利益の高い商品作物への転換や就労機会の増加ももたらされたことが確認された。また、移転住民に限らず、事業サイト周辺の農民団体（32団体）に対して、実施機関は生計改善プログラムを提供している。生計改善プログラムを通じて、小規模契約プログラム（清掃業務の請負など）、野菜栽培や地鶏育成への支援などが提供されている。実施機関は移転前から事後評価時点まで移転住民の生計モニタリングを行っており、モニタリング結果は移転世帯の所得が移転後に改善したことを示している（表6を参照）。所得増加の理由としては、利益の高い作物への転換、就労機会の増加、小規模契約プログラムからの所得、移転時の農作物補償金を元手にした事業からの収入などが挙げられる。実施機関は移転時の目標として、世帯あたり資産額を429,112ペソに設定している。移転住民の世帯あたり資産額は2009年の時点では495,920ペソとなっており、目標値を超える水準にある。

表6：世帯あたり収入

（単位：ペソ）

	2000	2006	増減
移転世帯平均	43,501.53	145,915.52	+235.4%
西ビサヤス地域平均	109,600	129,905	+18.5%

出所：EDC、NSCB “2009 Philippine Statistical Year Book”

実施機関は発電所への道路を整備・維持管理しており、この道路は地域住民の生活道路としても利用されている。また、実施機関は発電所に近い集落にて診療所の補修を行い、医薬品の提供を行っている。

フィリピンの法律では、公共の福祉に寄与する事業において、地権者が用地取得に合意していない場合でも、法的な手続きに沿って補償金を供託し、用地を取得することが認められている。本事業でも送電線の敷設に関して上記の条件で取得した用地がある。実施機関は国内の法規に従って補償金を準備しているが、地権者がその金額に合意していないため、現在裁判所による判断を待っている状態であり、支払いが終了していない事例が約20件ある。

(4) 熱水流出事故

2009年2月にPT-B地区¹³の蒸気井のポンプ故障により、4時間にわたり熱水が流出する事故が発生している。事故はDENRに報告され、EDCは第三者による調査を要請した。MSMTによる環境影響調査が実施され、2009年4月に調査結果がDENRなどへ報告された。調査結果では、関連する環境法規への違反はなく、農地の土壌への恒久的な被害はないことが示された。2009年4月17日に事故対応は完了したが、その後もEDCは当初の収量を回復するため、農民への支援を実施した。MSMTの説明から、事故後に皮膚のアレルギーを訴えた住民がいたことがわかったが、影響をうけた地域の病院の治療記録からは症状と事故との因果関係を証明する明確な証拠は見つけられなかった。実施機関の説明では、地熱井の改修

¹³ 本事業による地熱資源開発はPT-A地区、PT-B地区、PT-C地区の三箇所で行われた。

工事中には熱水の改修・還元設備や地熱井を停止しており、同様の事故は通常運転時には発生しないため、再発の可能性は低い。また、熱水を回収する水路や警報装置の設置を進めており、被害を軽減する措置をとっている。

以上より、電力の安定供給や地域経済への貢献は限定的と判断される一方、自然環境・社会環境への影響を軽減する取り組みがなされており、深刻なネガティブインパクトは確認されなかった。大気、水質、バッファゾーンの開発、移転住民の生計に関しては、モニタリングが適切かつ継続的に行われている。

3.5 持続性（レーティング：b）

3.5.1 運営維持管理の体制

審査時点では、国営企業フィリピン石油公団が実施機関を保有していた。事後評価時点では、同公団は保有していた実施機関の株式をすべて放出しており、実施機関は民間企業（Red Vulcan Holdings）の子会社となっている。また、実施機関はフィリピン株式市場に上場している。

本事業により建設された施設の運営維持管理では、地熱井の運営維持管理部門と総務部門の監督、発電所の運営維持管理部門の監督は分離されている。地熱井運営と発電所運営は異なった性格の業務であるため、責任を明確にするため、実施機関は2つの部門を分離して運営している。本事業で建設された施設の運営維持管理の管掌は明確になっている。

3.5.2 運営維持管理の技術

本事業を通じて、コントラクター及びコンサルタント（富士電機、西日本技術開発）が実施機関職員に対して発電所の運営維持管理につきトレーニングを実施した。実施機関は1970年代より地熱井の運営を行っており、地熱井の管理に関しては十分な経験を有している。事後評価時点では、地熱井、発電所の運営維持管理に携わる職員は年間40時間のトレーニングが義務付けられている。トレーニングは運営維持管理の基礎知識（作業安全など）の再確認を目的としている。実施機関の説明では、職員は日常の運営管理には十分な技能を有しているが、発電所の修理を監督できる人材は十分ではないため、必要時にはコントラクターにエンジニアの派遣を依頼している。事業サイトで勤務する職員は約170人、うち地熱井や発電所の運営に係わる人数は表7の通り。過去の経験、継続的なトレーニング、十分な人員配置から、実施機関は日常的な運営・維持管理に必要な技術水準を有していると考えられる。

表 7：運営維持管理を担当する職員数

担当業務	職員数	うちエンジニア
地熱井運営	26	12
地熱井維持管理	14	4
地熱井技術サービス	17	3
発電所	40	30

出所：EDC

3.5.3 運営維持管理の財務

実施機関は上場企業であるため、フィリピンの会計基準に基づいた財務諸表が公開されている。2009年のROA¹⁴は4%となっており、電力会社としては適切と判断される水準にある（表8を参照）。2008年度は為替差損の発生により、大幅に利益率（ROA、ROE¹⁵）が低下している。流動比率¹⁶、負債比率¹⁷は2007年度に比べて悪化しているが、その水準は財務安定性が懸念されるほどではない。

表 8：EDC の財務指標*

	2007	2008	2009
ROA	12.2%	1.9%	4.0%
ROE	25.4%	4.7%	11.1%
流動比率	1.33	0.87	0.88
負債比率	1.08	1.41	1.79

注：EDC 年次報告書（2008、2009）に基づき算出

事後評価時点では、発電量が十分ではないため、北ネグロス地熱発電所単独の売電収入は運営維持管理に十分ではなく、財政面での持続性にはやや不透明感がある。ただし、現在行っている新規の地熱井開発により、運営維持管理に十分な売電収入が得られると実施機関は予想している。

3.5.4 運営維持管理の状況

発電所の維持管理は、2年おきに小規模な精密検査（点検、潤滑油の注油など）、4年おきに大規模な精密検査（点検、必要に応じタービンなどの主要部品の交換）を行う計画となっている。直近で実施された2年おきの検査は地熱井の改修中に実施された。事業完成後、蒸気管のメインストップバルブに不具合が発生した。契約業者の補償期間内であったため、技術者が派遣され、不具合箇所の部品交換を行っている。

サイト調査では、地熱井、発電所の運営に影響を与えるほどの設備の毀損は確認されず、硫化水素による腐食は軽微なものに止まっていた。また、事業効果の発現に影響がでるような深刻な不具合は見当たらなかった。

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。

¹⁴ 純利益÷総資産額

¹⁵ 純利益÷株主資本総額

¹⁶ 流動資産÷流動負債

¹⁷ 債務総額÷株主資本総額

4. 結論及び教訓・提言

4.1 結論

本事業はフィリピン政府の進める国産エネルギー開発を支援するものであり、フィリピンの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策との整合性が認められ、高い妥当性を有していると判断される。他方、アジア通貨危機や発電所の再入札により事業期間が長引いた。本事業の低い評価は有効性に起因している。事後評価時点では蒸気流量が不足しており、発電量が計画値を下回っている。有効性の低さは発電量に依拠するものである。実施機関は追加投資を含む蒸気流量の回復措置をとっており、事後評価時点では外部専門家が事業のアセスメントを行っている。この点は、今後の蒸気量回復を見極める必要がある。環境・社会配慮は法律に沿って適切に行われた。実施機関は環境社会配慮に関する措置を効果的かつ適切にとり、ステークホルダーとの利害衝突を低減することができた。発電所単体では十分な売電収入が得られないものの、実施機関全体では財務的には健全であり、体制面、技術面、施設の現況でも事業効果の持続性を損なう要因はない。送電線の電圧安定への寄与があるため、送電公社は本事業を有益と考えている。

以上より、本事業の評価は、(D) 低いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

バッファゾーンでの噴気試験結果を考慮した上で、EDC は引き続き発電量回復に向けた取り組みを実施していくことが望ましい。

4.2.2 JICAへの提言

JICA は、EDC が発電量回復に向けた取り組みを実施していくにあたり、引き続き同取り組みにつきモニタリングを継続することが望ましい。

4.3 教訓

国内に地熱資源を豊富に有するフィリピンにとっては、地熱発電は有望な再生可能エネルギーである。また、CO₂排出量の点からは、地熱発電は他の電源に比べて望ましい電源である。本事業の事後評価時点での有効性は低いが、この点は今後の蒸気量の回復を見極める必要があり、フィリピンにおける地熱発電全般の妥当性を否定するものではない。地熱発電固有のリスクとして、熱源の開発リスクが事業の有効性に深刻な影響を与えるが、本事業でもそのリスクが課題となった。本事業では、実施機関が事業化調査を行い、案件形成促進調査の実施によりリスク低減を図ったが、開発リスクを完全に回避することはできなかった。電力需給の逼迫状況、追加費用にも配慮する必要があるが、高い開発リスクを踏まえて、審査時において開発リスク低減のための措置を検討することが望ましい。

以上

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	①地熱井の掘削（蒸気井 14 本、還元井 7 本） ②蒸気輸送・還元設備の調達・据付 ③地熱発電所建設（20MW×2機）（送電線含む） ④コンサルティングサービス（地熱資源詳細レビュー、D/D、入札補助、施工管理）	①地熱井の掘削（蒸気井 10 本、還元井 3 本） ②計画通り ③地熱発電所建設（49.37MW×1機）（送電線含む） ④コンサルティングサービス（地熱資源詳細レビュー、D/D、入札補助、施工管理、環境モニタリング評価）
②期間	1997年3月～1999年12月 (34ヶ月)	1997年3月～2007年2月 (120ヶ月)
③事業費		
外貨	12,196百万円	10,427百万円
内貨	7,084百万円	6,151百万円
	(1,771百万ペソ)	(2,412百万ペソ)
合計	19,280百万円	16,578百万円
うち円借款分	14,460百万円	10,510百万円
換算レート	1ペソ = 4.00円 (1996年5月現在)	1ペソ = 2.55円 (2005年時点)

【事後評価に関する JICA 事業部の見解】

事業担当部としては、地熱開発事業において、専門的見地から得られた教訓を今後の地熱開発事業に活かし、開発効果をより高めていく。以下に専門家の意見を記載する。

評価結果に対する地熱専門家（弘前大学北日本新エネルギー研究センター 村岡洋文教授）の見解

（本件評価に関し、専門的見地からの見解を得るため、事業担当部が専門家へ協力を依頼したもの。なお、同専門家は 2010 年 8 月 24 日に実際に北ネグロス地熱発電所を訪問し、現場実査及び実施機関との議論を行った。）

1. 地熱開発の特殊性について

地熱、風力、太陽光、水力、バイオマスといった再生可能エネルギー資源の中で、地熱以外の資源の生成は究極的に太陽エネルギーに依存し、地熱のみがこれに依存していない。地熱のみが地球内部のエネルギーに依存している。この特殊性が地熱開発の長所と短所をつくっている。

地熱発電の設備利用率が火力発電並みに高く、電源として安定しているのは、地熱が地球内部のエネルギーに依存し、季節や天候や昼夜に依存していないからである。他方、地熱開発の最大の弱点は目に見えない地下を開発しなければならない点である。

風力、太陽光、水力、バイオマスは、事前に正確に資源量を把握でき、ほぼ計画的に開発を進めることができる。しかし、地熱は地下資源であるため、目に見えない地下開発に伴う大きな開発リスクをもつ。そのため、一般に、このリスクは国家などが負担している。

たとえば、地熱掘削における各掘削井の地熱貯留層への的中率は一般に 3 本に 2 本程度である。しかも、この的中率は地域によって大幅に異なるとともに、掘削を重ねるごとに精度が向上していく。事業評価の際には、この特殊性を理解しなければ、一面的な評価となる可能性がある。

2. 効率性

効率性についてはやや厳しい評価が与えられているが、以下に地熱の特性を踏まえた見解を示す。

2.1 アウトプット

たとえば、生産井数と還元井数の調整などは、掘削を進めつつ、掘削の結果から得られた気液比に応じて決められるのが一般的である。つまり、そのような修正は、まさに前述の見えない地下資源開発リスクに負うものであり、地熱開発の特殊性によるものである。

2.2 インプット

1997 年のアジア通貨危機による混迷が過小評価されていないであろうか。この時期、国家が財政破綻の危機に立たされ、DOE、NPC、PNOC-EDC¹⁸など、全ての国家的事業が遅延を余議なくされた。その中であって、本事業は事業のブランク期間を 3 年に留めた。これはむしろ、善戦したと見なすべきではないであろうか。

¹⁸ それぞれ、エネルギー省、国家電力公社、フィリピン国営石油公社エネルギー開発会社

たとえば、事業期間についていえば、同様の機関が実施した南ネグロス島のパリンピノン地熱開発事業はほぼ計画通りの短期間で事業を完了した。これは、事業計画期間が幸運にもアジア通貨危機の前に設定されていたためである。本事業の遅延は決定的にアジア通貨危機の直撃によるものであり、これはほとんどの経済人が予測し得なかった不測の事態である。つまり、不可抗力に近い事象であると考えられる。

3. 有効性

有効性について、「低い」との評価が与えられている。これは現在の発電量が計画時の発電設備容量に達していないことに起因しているが、事実経過を辿ってみると、下記の要素については、とり分け、正当に考慮される必要があるように思われる。

1995年に環境適合証明（ECC）を受けていた地熱開発事業の契約地域が、Mt. Kanla-on自然公園のバッファゾーンを含んでいたということである。そのため、計画時の発電設備容量は、いずれもバッファゾーンを含む地熱貯留層の開発を前提としていたのである（たとえば、Ygllopaz et al. 2005）。

ところが、その後、バッファゾーンにおける掘削が許可されなかった。市民を巻き込んだ広範な規制緩和のキャンペーンが展開された結果、2001年のMt. Kanla-on Natural Park Act of 2001（RA9154）によって規制緩和の運びとなった。ただし、州政府はバッファゾーンの開発に当たり、植林等、いくつかの付帯条件の遂行を課している。実施機関が、これらの条件を1つ1つクリアして、実際にバッファゾーンでの掘削が可能となったのはようやく2008年からのことである。

2010年3月までに待望のバッファゾーン東端で掘削が実施され、2010年3～6月にその噴気試験が行われた。生産量など、その結果の詳細は公表されていないものの、噴気試験時には多量の噴気が確認できている。実査時には、大型の噴気試験設備が2台使用されていたことを確認した。このことから、相当の規模の生産量が推定される。こうなると、既開発域と、この坑井の間にも広い未開発域が存在することから、1997年以前に推定された当地域の地熱貯留層の開発規模の発電設備容量の予測は間違っていなかった可能性が高い。

内部収益率については、現状のFIRRは厳しいものの、すでに着手したバッファゾーンの開発によって、内部収益率の大幅な改善が期待される。¹⁹

4. 結論

効率性、有効性の項目で記述したように、自然公園・バッファゾーンの存在という制度的障壁と、アジア通貨危機という外生的な要素が本事業の評価を低く留まらせている。しかしながら、前述のように制度的障壁は取り払われ、バッファゾーンでの開発が進められていることから、今後は発電量の回復が期待される。

また、フィリピンは世界第2位の地熱発電国として、2010年現在、1,902MWの地熱発電を実現し、国の17%の電力を地熱発電で賄っている（Ogena et al., 2010）。JICAはこれまで

¹⁹ なお、バッファゾーンの開発については、州議会の厳しいモニタリングをクリアしている。環境モニタリングに関しては、大気中の硫化水素（H₂S）濃度が0.07ppm内に収まることを課する国際的標準よりも厳しい環境基準が設定されている。

6つの地熱発電所（定格容量ベースで840MW）の建設・改修を円借款で支援し、これに伴って技術移転も行い²⁰、このような高度な地熱発電国の誕生に決定的な役割を果たしてきた。しかも、これら大部分の地熱発電所においては、日本製タービンが稼働しているため、我が国の国益にも適い、典型的なwin-win事業となっている。

このような事業はグローバルスケールの地球環境公共事業と言ってもよいものであり、製造業のアジア移転に苦悩する我が国が、次に目指すべき将来産業の大局的な方向を指し示すものである。このような環境ビジネスは国内にもブーメラン効果をもたらすものであり、我が国の内需拡大、地方活性化に寄与するものと考ええる。

従って、今こそ、JICAはフィリピンにおける経験を他国に積極的に展開すべきと考ええる。

以上

²⁰ 実際 PNOC-EDC は地熱の世界的な技術的拠点として認められており、諸外国からの視察を受け入れている。

Third Party Opinion on Northern Negros Geothermal Project

Prof. Fernando Y. Roxas, Asian Institute of Management

Relevance

The Northern Negros Geothermal Project (NNGP) ranks very high on the relevance benchmark because it directly addresses many issues relevant during the time of project inception and are still relevant today. The Cebu-Negros-Panay sub-grid has always had the highest electricity demand growth rate in the country. Because of scale, majority of the additional capacities are envisioned to be coal-fired plants. Geothermal plants are a valuable, environmentally benign resource which helps the economy grow its generation portfolio but mitigate the increase in green house gasses from fossil fuels. But unlike other Renewable Energy technology like wind or solar, geothermal plants contribute non-intermittent power which does not require more ancillary services for grid stability. Moreover, the NNGP provides valuable voltage support that improves the quality of service even in Panay Island.

Efficiency

The development of the NNGP did not result into cost over-runs for PNOC EDC. However, there was a long delay in completion time as the off-taker, NPC deferred taking on additional liabilities in the wake of the suppressed demand after the Asian Financial Crisis. However, these delays were caused by externalities that no one could have foreseen.

Effectiveness/Impact

On these measures, the NNGP does not achieve commendable results primarily because the project did not even come close to the capacity or the energy that was designed for. The main reason for the shortfall is the discrepancy between the amount of steam forecasted and actually delivered at well head. Thus, the output today in terms of both MWs and energy is only a fifth of installed capacity and expected generation. Moreover, the plant was closed from May 2008 to May 2009 due to problems at the production wells.

Sustainability

Because of low production levels, NNGP could not even cover its own running costs.

Since the continued operation of the plant will required the drilling of new production wells, which cannot be funded by NNGP's earnings, the project cannot be deemed sustainable as a stand-alone enterprise.

Lessons learned

From an economic and technological standpoint, it would seem more prudent in the future to quickly install small capacities early and learn more about the nature of the brine and the dynamics of the reservoir before committing to larger plants. Early revenues minimize the capex for succeeding units. Likewise, the larger units will be designed with better data and information.

(End)