

フィリピン

マクバン地熱発電所改修事業

評価者：OPMAC 株式会社

井上 果子

現地調査：2008年9～10月

1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



マクバン地熱発電所

1.1 背景：

フィリピン電力需要全体の約75%を占めるルソン系統では、1980年代後半まで発電設備の新設・増強がほとんどなされなかったため、発電設備の老朽化による機能低下の問題が深刻化し、1990年代前半まで電力不足による恒常的な停電が発生した。この電力危機の中でフィリピン政府が掲げていたエネルギー政策の3つの基本理念は、「適正価格での安定電力供給」、「効率的エネルギー利用の促進」、および「環境影響を最小限に抑制したエネルギー開発」であった。また、その基本理念を受けた電力供給源に関する計画は、輸入石油依存度を1986年の51.4%から1992年には46.9%と引き下げ、地熱の発電容量を強化させることであった。

なお、フィリピンは地熱エネルギーの生産・利用についてはアメリカに次いで世界第2位の豊富なエネルギーを有している地位にある。

1.2 目的：

フィリピン・マクバン地熱発電所における既設施設の修理・交換により、発電設備の効率改善、信頼性向上、国産エネルギーの有効活用を図り、もってフィリピン・ルソン系統における電力需給バランスを改善する。

1.3 借入人／実施機関：

フィリピン共和国政府／フィリピン国家電力公社(National Power Corporation：NPC)

1.4 借入契約概要：

円借入承諾額／実行額	6,630 百万円 / 5,644 百万円
交換公文締結／借入契約調印	1994 年 11 月 / 1994 年 12 月
借入契約条件	金利 3.0%、返済 30 年（うち据置 10 年）、 一般アンタイド
貸付完了	2006 年 1 月
本体契約 （10 億円以上のみ記載）	三菱商事（日本）
コンサルタント契約 （1 億円以上のみ記載）	西日本技術開発（株）・Philippine Geothermal, Inc. （PGI）
事業化調査（フィジビリティ・スタ ディ：F/S）等	1991 年 日本プラント協会による F/S 完成 1992 年 JICA によるマスタープラン（ルソン 系統電力設備修復・維持管理改善計画 調査）完成

2. 評価結果（レーティング：B）

2.1 妥当性（レーティング：a）

本事業の実施は審査時および事後評価時ともに、開発ニーズ、開発政策と十分に合致しており、事業実施の妥当性は高い。

2.1.1 政策・施策との整合性

(1) 審査時

本事業審査時（1993 年 1 月）におけるフィリピン「中期開発計画（1987－1992）」では、持続的な社会経済の発展の基盤となるインフラ強化が重要とされ、その中でも電力セクターについては、電力供給の信頼性および効率性の改善等が最優先課題と位置づけられた。また、地熱エネルギーを含む国産エネルギーの活用および既存施設のリハビリ、改修の促進が具体的施策としてあげられている。「中期開発計画（1993－1998）」では、国産エネルギーの活用促進を引き続き重視しつつ、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促進され、その中で地熱発電も注目されていた。

フィリピンでは、1970 年代から自国のエネルギー資源利用を強化するというエネルギー施策が継続して実施されており、より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的に、国産エネルギーが活用されるタイプの発電能力向上が重要視されていた。1980 年代後半から深刻となった電力不足の状況下、「フィリピンエネルギー計画（Philippine Energy Plan : PEP）1992－2000」では、海外からの

輸入エネルギー資源への依存を軽減できる地熱が最も有望な国産エネルギーであると位置づけられた。

なお、上述の深刻な電力不足を背景に、1990年にはBOT法が、また1993年には電力危機法が成立し、発電部門における民間投資促進のための規制緩和が図られた。

上記「中期開発計画」および「エネルギー計画」を踏まえると、審査時において、本事業は国産エネルギーである地熱エネルギーの活用が重要視されるなど、政策面での整合性が確認できる。また、民間投資促進が政策として導入された後に実施されたものであるが、これは電力危機を乗り切るために、官民双方の資金を活用し電力開発を進めることとしたためであり、この点においても、当時の政府の開発方針との整合性に問題はない。

(2) 評価時

評価時（2008年）の「中期開発計画（2004～2010年）」においても、民活促進を主眼とした電力セクター改革を促進するなかで、国産エネルギー重視の政策を維持しつつ、安定的で十分な電力供給の確保が重視されている。また、「フィリピンエネルギー計画（PEP）2005－2014」では、国産エネルギーの有効活用をセクター目標に掲げ、具体的には、地熱エネルギーを含む再生可能エネルギーの活用が重視されている。

このように、評価時においても、「中期開発計画」および「フィリピンエネルギー計画」で引き続き、電力供給の確保が重視され、国産エネルギーの有効活用が重要とされていることから、政策・施策上の整合性は本事業実施の重要性において確認できる。

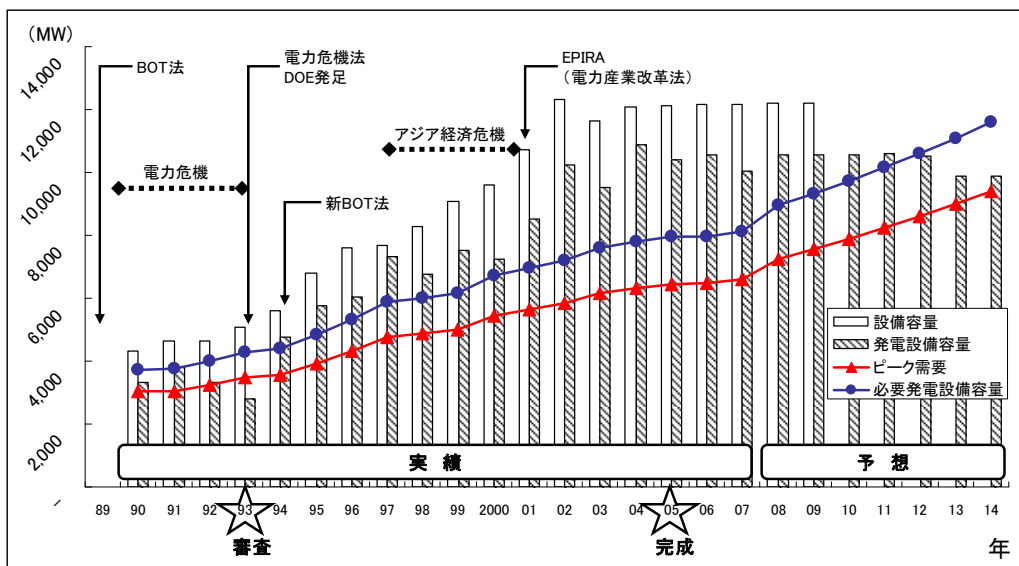
2.1.2 開発ニーズとの整合性

フィリピンでは、1980年代後半から電力不足が続き、1992～93年には電力危機が発生し、1日5時間以上に及ぶ停電が頻発していた。そのような中、電力の安定供給のための電源開発および既設発電所の出力回復・経年劣化の防止が必要とされた。本事業は、電力危機対策の一環で電力案件をリハビリする緊急支援として要請されたものであり、審査当時のニーズは極めて高かったと考えられる。

一方、その対策のため外資を中心とした独立電力事業者（Independent Power Producer：IPP）がフィリピンで積極的に導入された結果、1994年には電力不足は解消された。アジア経済危機以降から評価時（2008年）においても、図1の通り常に3,000MW以上の設備余裕がある。しかしながら、エネルギー省（Department of Energy：DOE）による「電力需給見込み（Power Supply and Demand Outlook 2006-2014）」では、2010年頃から電力供給不足に陥り、発電設備の増強が必要になると見込まれ

ていることから、地熱エネルギーの有効利用を促進し、電源構成のバランス改善にも寄与しつつ安定した電力供給を目指す本事業のニーズは評価時においても確認できる。

図1 ルソン系統のピーク需要と設備容量・発電設備容量の実績と推移



注：NPC 資料、DOE 資料、審査時資料、世界銀行"Philippines Power Sector Study 1994"、JICA 電力分野に関するベースライン調査（2001）より作成。（1995～2000 年の数値は NPC および DOE 資料より算出。）予想値は DOE "Power Supply and Demand Outlook 2006-2014"より。必要発電設備容量はピーク需要より 23.4%の予備が設定されたもの。

2.1.3 事業計画の妥当性

本事業は、審査時において、表 1 にあるマクバン地熱発電所のうち、当時すでに稼働していた既存のプラント A、B、および C の 6 基（合計容量 330MW）に対して、設備の改修を行うことが計画されたものである。

表 1 既設マクバン地熱発電所設備概要

プラント	発電設備	運転開始時期	定格設備容量
プラント A	1 号機	1979 年 4 月	55MW
	2 号機	1979 年 7 月	55MW
プラント B	3 号機	1980 年 4 月	55MW
	4 号機	1980 年 6 月	55MW
プラント C	5 号機	1984 年 6 月	55MW
	6 号機	1984 年 9 月	55MW
プラント D	7 号機	1995 年 7 月	20MW
	8 号機	1995 年 8 月	20MW
プラント E	9 号機	1996 年 3 月	20MW
	10 号機	1996 年 3 月	20MW

注：マクバン地熱発電所資料より作成。プラント D および E はアジア開発銀行による支援によって建設された。

審査時において地熱貯留層に関する情報、範囲などが分析されているが、その時点では蒸気供給量が不足している兆候はみられず、6基すべてについて効率的な設備利用が長期間において期待できる状況にあった。

一方、大幅に事業が遅延（後述参照）する中、本事業の見直しが2001年に行われた。1～6号機のうち、「5号機および6号機は比較的新しい設備であり、修理の必要がない」¹との理由で改修の対象は1～4号機に集中されることが提案されたものであるが、同時に予算の制約があったためでもある。しかし、1993年でも修理が必要であると判断されている場合、2001年にはもっと修理の必要性が高まっていたはずであり、審査時の判断または2001年時の理由が矛盾している。実際の5号機および6号における2000～2002年頃の稼働状況をみると、設備の故障等の理由から、設備利用率が60%に満たないことも多く、更に6号機に関しては2004年以降ほとんど発電されておらず、また、近年5号機に至っては設備利用率が30%にも満たない発電状況になっていることから、5号機および6号機の改修は必要であったと言及できる。但し、NPCも評価時点では上記の認識に改め、この5号、6号機の改修を発電所の新オーナー²に義務付けている。よって、計画見直しの時期にも5号機および6号機は改修の必要性はあったと判断できる。

以上のとおり、事業計画に対する妥当性の評価については、審査時・計画見直し時の双方において疑問なしとしないが、一方で、改修が必要な部分は新オーナーにその改修を義務付けていること、また本事業が審査時および評価時ともにフィリピン政策・施策の「中期開発計画」および「フィリピンエネルギー計画」に合致し、開発ニーズとも整合していることから、事業の妥当性は高いと判断できる。

2.2 効率性（レーティング：c）

本事業は、期間については計画を大幅に（293%）、また事業費については計画を大幅に（128%/1基）上回ったため、効率性についての評価は低い。

2.2.1 アウトプット

本事業の審査時の計画では上述の通り、当時発電所に存在した6基が改修される予定であったが、実際は4基（1～4号機）に対し、改修が行われた。この改修対象の縮小は、上述の通り、主に、限られた予算内で最低限必要とされた改修を行うべく、比較的新しい設備を有した5、6号機が改修の対象から外された理由による。また、改修された4基についても、発電所の機能回復、安定運転に関わるもの限定しての部分的な改修が施された。

¹ JICA資料に基づく。

² 後述（2.5.1 実施機関）の通り、本発電所は2009年5月を目処に新オーナー（AP Renewables）に引き渡される予定となっている。

さらに、この部分改修に追加して改修が必要とされるなど、表 2 の通りの計画変更が行われている。

このようなスコープ変更によって達成されたアウトプットは、2 基分が対象外とされたことから、当初想定されていたアウトプットより 2 基分縮小されている。第 1 次契約の際のスコープ変更の段階で、特に技術面における現状確認が十分に行われ、その結果を踏まえた上でスコープ変更が行われていれば、その後に行われた再度のスコープ変更を行う必要性は低くなっていたとも考えられる。



写真 1：発電設備

表 2 事業内容変更概要

	内容	計画・変更の経緯・根拠
(1) 審査時 (1993 年 1 月時点) の計画	1～6 号機 (各 55MW) のタービン、発電機、ガス抽出装置、冷却塔の取替、修理、設置等。	1～6 号機の信頼性、有効性等を回復するための改修を行うことを目標として必要なスコープが検討された。
(2) 第 1 次契約におけるアウトプット (スコープ変更に係る旧 JBIC 同意: 2001 年 5 月) 資機材調達・改修工事期間: 2003 年 10 月～2004 年 6 月	1～4 号機の 4 基分について、発電所の機能回復、発電機の安定運転に関わるものに限定。改修後は 63MW/基に増強。 当初実施する予定であったものの、NPC で実施済、または必要に応じて実施等の理由で対象外とされたスコープ: タービン監視計器の取替、開閉所断路器一部取替え、配電盤保護協調対策、ガス抽出装置、補機冷却水弁の取替え、チューブクリーナーの設置、研磨機購入、環境モニタリング装置購入。 新たに追加されたスコープ: タービン関係で蒸気漏洩防止、ドレン分離、タービン起動時の監視計器など 4 アイテム、発電機関係でその安定運転のための 6 アイテム、その他発電機の安定運転のための 12 アイテム。	5 および 6 号機は比較的新しい設備であり、修理の必要性が低いとして 1～4 号機のみが改修の対象とされた。また、フィリピン政府は、部分リハビリで機能回復を図ることが可能との独自の検討結果を受け、「フル改修」から「部分改修」に限定する、とした。旧 JBIC・円借款部門 (現 JICA) の技術検討結果では、NPC により実施される予定の修理が適切に行われることを前提として、機能回復を図ることができる、その変更は妥当と判断しつつも、その検討は現地の状況を確認できていない状況で行われたため、早期に中間監理を行い、設備の現状を確認することが望ましい、とされた。また、変更内容以上のスコープ対象の縮小を行わないように、との旨がフィリピン政府に対して旧 JBIC から伝えられた。
(3) 追加契約におけるアウトプット (スコープ再変更に係る旧 JBIC 同意: 2004 年 2 月) 資機材調達・改修工事期間: 2004 年 5 月～2005 年 11 月	1～4 号機の 4 基分について安定運転に必要なとされるスコープを追加改修。新たに 5、6 号機の冷却塔の取替、2 号機のスイッチギア、ガス抽出装置モーターの購入など、合計 27 のアイテム (設備・部品) について改修が行われた。	2001 年 12 月および 2002 年 5 月に NPC、コントラクター、コンサルタントの三者合同による現状調査が行われ、想定に反して安定的に運転を行える状況ではないことが確認された。また、後述の蒸気供給契約の条件を満たすためにも追加改修が必要であることがわかった。その必要部分につき、フィリピン政府は追加契約にて改修を行うこととし、旧 JBIC は、事業目的を達成するために必要とされた審査時のスコープの一部であり、目標達成に必要なスコープであるとしてその変更に同意した。

注: JICA 資料に基づき作成。

2.2.2 期間

本事業は、借款契約調印から45カ月の事業期間が計画されていたが、実際には借款契約から改修が行われた4基すべての完成・運転開始（2005年11月）まで132ヶ月（11年：対計画比293%）を要し、計画を大幅に上回った。うち、借款契約から本体契約のフィリピン政府承認（契約発効）まで92カ月（7年8カ月）、本体契約発効から事業完成まで40カ月（3年4カ月）が実際に経過している。それぞれの遅延理由としては以下が挙げられる。

(1) 借款契約から本体契約発効までの遅延要因

(1)-1 蒸気供給サービス契約を巡る裁判

蒸気供給サービス会社は、ティウイ³・マクバン地熱発電所を所有するNPCとの蒸気供給契約（25年間。1996年に期限到来）が延長されないことを不服として仲裁裁判所に提訴し、またNPCもフィリピン国内裁判所に提訴した。蒸気供給サービス会社はティウイ・マクバン地熱発電所が同社へ譲渡されれば、改修費用を負担すること等を条件に裁判の取下げを提案したが、フィリピン政府にとっては事業実施の是非も含め、検討すべきことが多くなったことから、本事業の実施手続きが保留されることになった。なお、1999年4月には本体契約に関する契約交渉が完了しており、もし、手続きの保留なく事業が実施されていた場合、3年以上の期間が短縮できていたものである。

(1)-2 発電所の民営化

フィリピン電力セクターの分割民営化が進められる中、マクバン地熱発電所も売却・民営化する計画が進められたが、本事業の実施について、円借款（NPC直轄による改修）と民活（発電所売却後に売却先企業が改修）のどちらが効率的か、フィリピン政府内部での検討に時間を要した（裁判および民営化に関する検討に関連し、2000年9月まで（借款契約後69カ月（5年9カ月）経過）手続きが保留された⁴）。なお、上記事情を踏まえ、本体契約手続き促進のため、NPCと旧JBICの間で定期的に協議は持たれていた。

(1)-3 スcope修正のための検討

上記裁判や民営化にかかる議論が事業遅延をもたらし、その時間がかかるにつれて発電所の老朽化が進み、現況（老朽化の度合い）に応じた改修が必要となった。

³ティウイ地熱発電所とは、フィリピン・ルソン系統の地熱発電所であり、本事業と同時期に、円借款にて改修が行われた。同一の蒸気供給サービス会社が同一の蒸気供給サービス契約をもってティウイ地熱発電所とマクバン地熱発電所に地熱蒸気の供給を行っていた。

⁴検討途中で、円借款事業の取りやめる意向がフィリピン政府から旧JBICに伝えられたが、その意向は引き下げられ、事業の継続が再決定された。そのようなやり取りにも時間を要した。

そのためのスコープ変更の検討と承認作業に時間を要した。変更されたスコープおよび本体契約に対し、2002年7月にフィリピン政府承認（本体契約発効）が得られた。

(2) 本体契約発効から事業完成までの経緯

本体契約発効後、当初契約内のスコープについては2004年6月に一旦完成している。しかし、NPC、コンサルタント、コントラクターによる現地調査の結果、安定的な運転を行うために追加改修が必要と認識され、また蒸気供給サービス契約に関する裁判の結果を受けてまとめられた蒸気供給契約（Geothermal Resource Sales Contract: GRSC）⁵の条件である一定の発電設備能力や信頼性を満たすために追加的な改修が必要となったことから、2004年3月に追加契約が締結され、2005年11月にその部分の改修工事は最終的に完成した。

2.2.3 事業費

事業費については計画スコープ（6基分）総事業費67億9,600万円（うち円借款66億3,000万円）に対し、実績スコープ（4基分）総事業費56億7,900万円（うち円借款56億4,400万円）であり、全体では計画の範囲内に収まっている。一方、1基あたりの総事業費については、計画時は11億500万円に対し、実績は14億1,500万円であり、計画を若干上回った（計画比128%）。事業期間が長引くにつれ、設備の老朽化が進み、審査時の想定スコープ以外でも大幅な改修が必要となったことが事業費の増加につながった。

2.3 有効性（レーティング：a）

本事業は改修された発電機1基あたりの効果は高く、当初計画との比較では2基の改修が行われなかったものの、計画（目標値）の80%程度を達成した。よって、本事業の実施によりおおむね計画通りの効果発現が見られ、有効性は高い。

2.3.1 発電所の運用状況および効果

当初計画では、6基分の改修によって、設備利用率85%を達成し、総発電量2,457GWh/年が見込まれていたが、実際は表3および表4で示す通り、1,714GWh（2006年）、2,047GWh（2007年）と当初の目標値の80%程度が達成できている。

⁵ GRSCは、ティウィ地熱発電所およびマクバン地熱発電所が完全に改修された際に適用される。円借款による改修は「部分」改修との位置づけであり、両発電所は2009年5月頃を目処に完全に民間企業に売却され、その後4年以内に売却先の民間企業によって完全改修が行われる予定。

表 3 運用状況・当初計画（全 6 基分）

指標名（単位）	基準値 (1992)	目標値	実績値 (2006)	実績値 (2007)
発電端発電量合計（GWh）	2,437	2,457	1,714	2,047
送電端発電量合計（GWh）	2,306	2,292	1,630	1,945
定格容量合計（MW）	330	330	362	362
発電設備容量（MW）	308	280.5	196	234
設備利用率ユニット平均（%）	84.1	85.0	52.0	62.4
稼働率平均（%）	91.8	-	61.2	76.9
運転時間合計（時間）	48,374	-	32,178	40,436
事故停止時間合計（時間）	1,437	-	558	1,847
発電所外要因による停止時間合計（時間）	36	-	16,009	9,981

出所：基準値および設備利用率の目標値は審査時資料、その他目標値は設備利用率、所内率より算出。実績値は NPC。

表 4 運用状況・当初計画（改修された 4 基分）

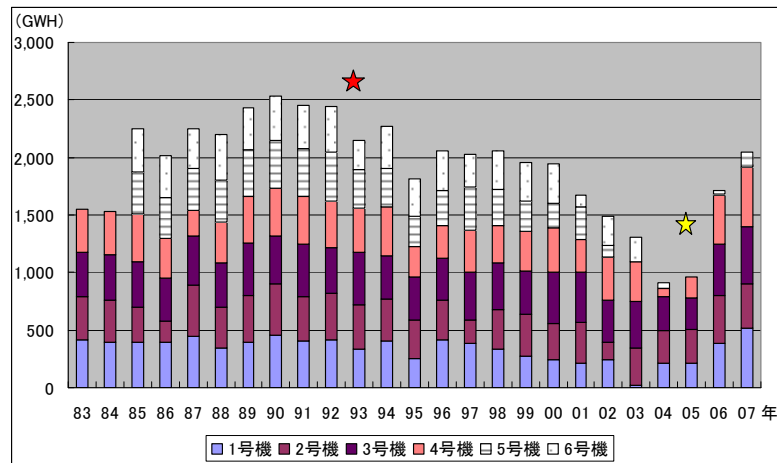
指標名（単位）	基準値 (1992)	目標値	実績値 (2006)	実績値 (2007)
発電端発電量合計（GWh）	1,623	1,638	1,676	1,915
送電端発電量合計（GWh）	1,536	1,528	1,595	1,827
定格容量合計（MW）	220	220	252	252
発電設備容量（MW）	208	187	181	217
設備利用率ユニット平均（%）	84.0	85.0	75.9	86.8
稼働率平均（%）	90.7	-	87.8	98.7
運転時間合計（時間）	31,866	-	30,749	34,580
事故停止時間合計（時間）	1,056	-	524	99
発電所外要因による停止時間合計（時間）	11	-	62	43

出所：基準値および設備利用率の目標値は審査時資料、その他目標値は設備利用率、所内率より算出。実績値は NPC。

改修が行われた 1～4 号機について、審査時点（1992 年）と事業完成後（2006 年以降）の発電量実績を比較すると、定格容量は 32MW 増強されており、1 基あたり発電量は平均で 3～18% 程度増加している。

また、改修された 4 基については、図 2 で示す通り、事業完成後の発電量の伸びが確認できる。また、図 3 の通り、設備利用率について、改修後は 90% 近く、稼働率は 100% 近くが達成されており、改修による効果が大きいことがわかる。

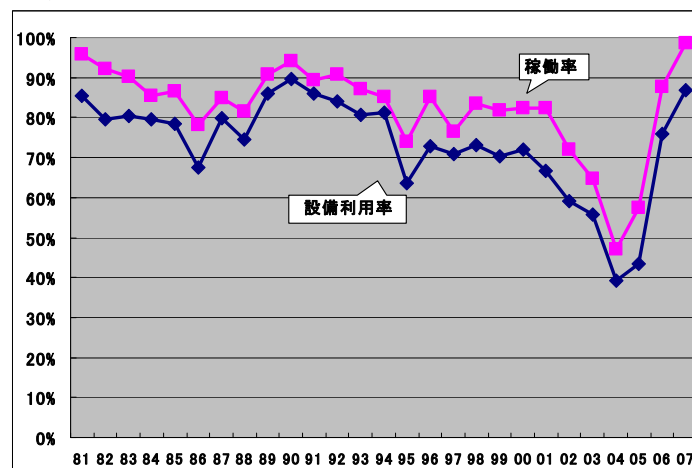
図2 発電量の推移



出所：NPC

注：赤星は審査、黄星は事業完成の時期。改修されたのは、1、2、3、4号機。

図3 稼働率・設備利用率の推移（改修された4基の平均）



出所：NPC

2.3.2 財務的内部収益率（FIRR）の再計算

財務的内部収益率（FIRR）の計算結果は、計画時（審査時点）に 8.2%であったのに対し、評価時は 35.2%となった。経済的内部収益率（EIRR）については、審査時の算出手法の制約により、評価時点においては算出・比較分析が困難である。

FIRR の増加は、①電力卸売り料金が 2 倍以上となる一方で、燃料費および維持管理費は 60%程度しか上昇しておらず、初期費用は改修対象が 6 基から 4 基に縮小され増加していないこと、②資機材調達・改修工事開始までに時間を要したことから設備の老朽化が進み、改修されなかった場合の売電量が完成時に少なくなったこと、また改修した 4 基については目標を達成するほどの発電量が確保できたことから、審査時に想定されていた改修後の増分より評価時の増分が上昇したこと、③資機材調達・改修工事の開始は大幅に遅れたものの、その期間はほとんど費用が発生してい

なかったこと、④改修工事期間は長引かず、本体契約の約 1 年半後には運転が一時開始されたことが主因である。また、計画時の FIRR の前提条件は、本事業が実施されなくても設備利用率 79%で推移するとされていたが、実際は 2001 年頃には 60%程度まで低下していた。

表 5 IRR の前提条件

	計画時	評価時
FIRR 費用	投資コスト、燃料費、運営維持費(増加分)	同左 (燃料費、維持管理費については、2008 年 11 月時点の単位あたり費用を 2008 年以降に適用。)
FIRR 便益	売電収入(改修による増加売電収入分) 発電量は、設備利用率の現状 79%、改修後 85%、事業を実施しない場合(Without)は 79%を維持と仮定して算出。 2010 年に 2 基、2011 年にさらに 2 基が閉鎖すると仮定。	同左 発電量は事業実施後、2007 年までは実績値を適用。その後は現状に即し、1~4 号機につき、2008~2013 年まで設備利用率 85%、その後、2017 年まで 80%、2020 年まで 75%、2023 年まで前年比 6%の減少と仮定。事業を実施しない場合(Without)は、2002 年までは実績、2003 年以降は前年までの実績に対し、6%の発電量減少を仮定。
プロジェクトライフ	21 年(リハビリ後 18 年)	リハビリ後 18 年
年度	暦年	同左

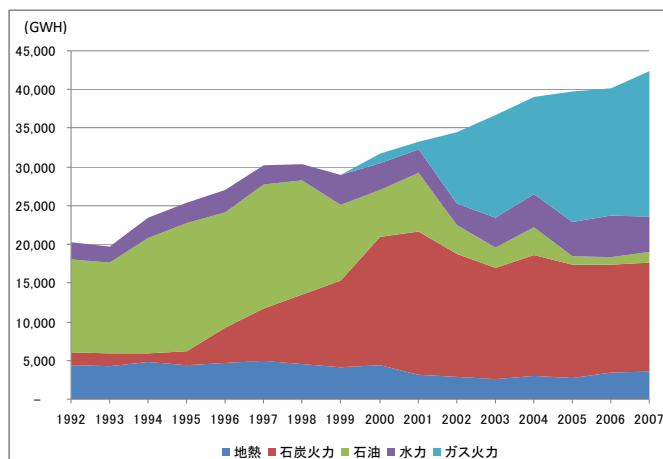
2.4 インパクト

2.4.1 ルソン系統安定化とエネルギー源多様化・国産エネルギー活用への貢献

計画時との比較では上記表 3 にある通りマクバン地熱発電所 6 基分における発電量は減少しており、ルソン系統全体への発電量増加による正のインパクトは確認できない。また、ルソン系統全体の発電量に占める本発電所による電力供給の割合は、2006 年は 4.1%、2007 年は 4.7%であり、計画時の 1992 年の 12.9%との比較では減少していることがわかる。

一方、本事業が実施されなかった場合、マクバン地熱発電所における 1~6 号機については、ほとんど発電できない状況になっていたことが想定される。本事業は、再生可能な国産エネルギーとして重視されている地熱エネルギーの効率的な活用を促進したものであるが、マクバン地熱発電所(1-6 号機)の定格容量はルソン系統の全地熱発電所合計の約 40%を占め(定格容量ベース)、仮に本事業が実施されなかった場合は、地熱エネルギーが全体に占める割合をさらに減少させていた

図 4 ルソン系統電源別発電量の推移



出所：NPC

ことになる。

2.4.2 経済的インパクト

国産エネルギーである地熱発電は、経済面において、燃料費削減のインパクトがあったといえる。例えば、2007年の本事業の燃料費を油焚きおよびガス火力発電による同等発電量の発電費用と比較した場合、1kWh 発電あたりの燃料費は地熱発電の蒸気コストの約 6 倍の燃料費が油焚き火力発電、1.7 倍の燃料費がガス火力発電ではかかっていることから、本事業にあてはめると、7 億 2,000 万ペソ（ガス火力）～49 億 6,000 万ペソ（油焚き火力）に相当する燃料費の削減があったとみなされる。

2.4.3 その他

2.4.3.1 環境に対する影響

プラントの新設を伴うものでなく、機能回復のためのリハビリ事業であることから、審査時には環境適合証明（Environment Compliance Certificate: ECC）は不要とされていた。しかし、実際は、2002 年 11 月に環境適合証明が発行され、事業実施中および実施後ともに、それに基づいた環境モニタリングが NPC によって実施されている。NPC によるモニタリング結果報告書は四半期毎に作成され、現在は、環境管理局、地元政府、発電所、蒸気供給サービス会社、NGO から組織されるモニタリング活動も開始されている。

モニタリング結果においてもフィリピン国内基準が満たされており、これまで特段の問題は報告されていない。一方、改修工事による影響ではないが、写真 2 のように、マクバン地熱発電所は住宅が密集する地域に蒸気パイプが張り巡らされており、安全面（硫化水素による周辺住民の健康への影響や悪臭、井戸掘削時に事故が起こった場合の被害）、および景観上の懸念が残る。ただし、NPC や蒸気供給会社は井戸掘削時には周辺住民を一時避難させる等の対策をとっている。また、NPC によると、周辺住民の健康状況に関する調査が行われたが、特段の問題は報告されなかったとのことである。周辺住民からの聞き取りでも、現状に慣れており、深刻な被害は特段報告されていないとのことであった。



写真 2：発電所周辺環境

2.4.3.2 用地取得・住民移転、社会環境への影響

本事業は、既存施設のリハビリを行うものであり、用地取得や住民移転は伴わな

い。

1kWhの売り上げあたり100分の1ペソを地域政府に納税する規定に基づき、本事業実施によって売電収益が増加しており、地域政府への納税額も増加した分、地域における生計向上、社会福祉プログラムに役立てられている。

2.5 持続性（レーティング：a）

本事業は実施機関の能力および維持管理体制ともに問題なく、高い持続性が見込まれる。

2.5.1 実施機関

2.5.1.1 運営・維持管理の体制

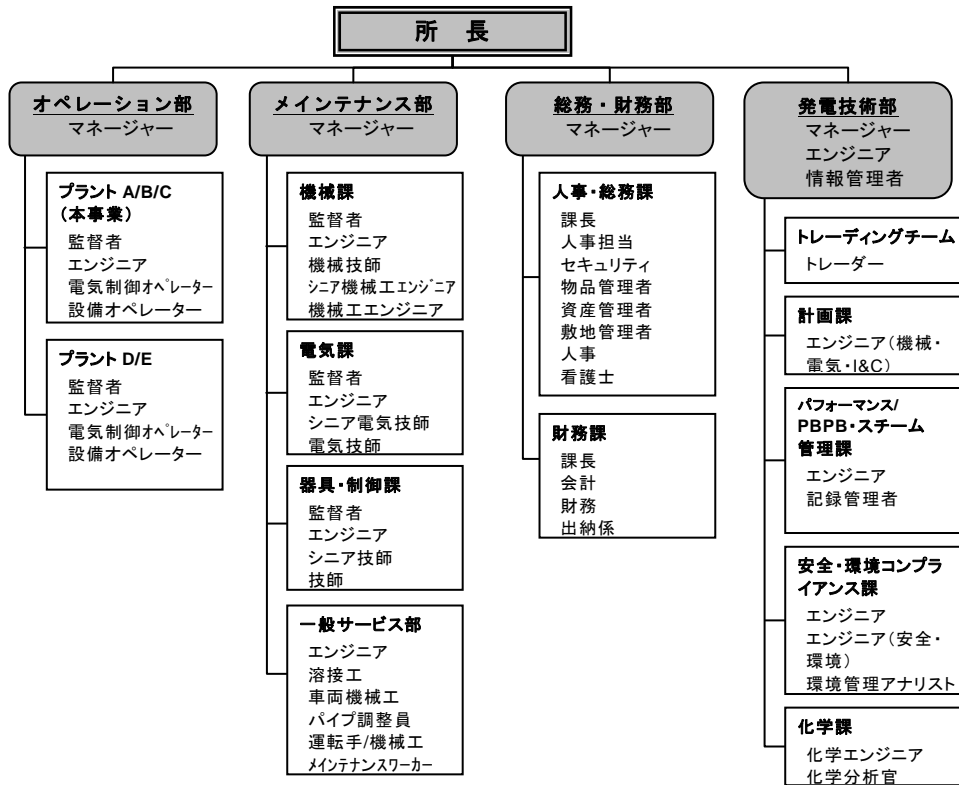
フィリピンにおける電力セクターを取り巻く環境は、本事業の審査時から現在において大きな変化を遂げており、その影響を受け、本発電所の運営・維持管理体制もまさに変化しようとしている。具体的には、電力産業改革法（Electric Power Industry Reform Act: EPIRA）が2001年6月に成立・施行され、本事業の実施機関でもあるNPCを発電会社と送電会社に分割し、民営化（発電資産については売却）が進められることとなった。

このようなフィリピン電力セクター改革を受け、ティウイ・マクバン両発電所を一括して資産売却・民営化するための入札が2008年7月末に実施され、Aboitiz Power Corporation（APC）の100%子会社であるAP Renewables（ティウイ・マクバン地熱発電所運営のために新たに設立された会社）が落札した。

2008年12月時点では、売却前の移行期としてこれまで通りNPC下のマクバン地熱発電所事務所によって従来通り、運転・維持管理を行っている。マクバン地熱発電所には、現在、NPC下の職員が合計214人（管理者4人、オペレーション97人、メンテナンス76人、総務・財務19人、発電所技術18人）が配置されている（図5参照）。

一方、具体的な発電所の売却先への引渡しは2009年5月頃を目処に行われ、それに伴い発電所の運転・維持管理、経営の主体もNPCからAP Renewablesへ完全移行される予定である。

図 5: マクバン地熱発電所の組織図



出所：マクバン地熱発電所

2.5.1.2 運営・維持管理における技術

現在は発電所本体運転開始からすでに約 25 年の経験を蓄積していることから、外部からの技術協力なしで独自のノウハウをもって発電所の維持管理、経営が行われている。

AP Renewables が入札参加時に提出した維持管理計画書によると、原則として当面は現マクバン地熱発電所の職員を引き続き雇用して維持運営管理を行うが、親会社である Aboitiz Power Corporation がフィリピンで水力発電所や送電線事業などを多数手がけるなど、電力セクターにおける経験を豊富に有していることから、その経験と能力が本発電所の経営、維持管理にも活かされる予定である。

以上の通り、現在の NPC 体制で体制・技術的な問題はない。売却先の AP Renewables についても発電事業の経験も豊富で、NPC の発電所職員を当面は引き続き雇用することから移行期の 2008 年 12 月現在においては、技術・体制面で特段の懸念はない。

2.5.1.3 運営・維持管理における財務

本発電所による発電量は上述の通り、審査時の計画（目標値）より下回っているものの、フィリピンにおける電力卸売料金は計画時の 2 倍超に上昇している。一方

で蒸気代は安定しているため、国産エネルギーを利用した地熱発電における収益率は高いことがわかる。

表 6 主要財務実績

(単位：百万ペソ)

	2005	2006	2007
営業収入	6,417	9,352	11,236
蒸気費用	1,672	1,243	2,085
運営維持管理費用	37	46	39
平均売電価格 (ペソ/kWh)	4.40	4.66	4.72
平均蒸気価格 (ペソ/kWh)	0.82	1.13	1.02

出所：マクバン地熱発電所資料。

注：本発電所の運営・維持管理にかかる費用として、発電所内のもの以外にも蒸気井の運営費用・維持管理（および掘削費用）が必要となっており、それらについては NPC が蒸気供給サービス会社への払い戻しを行っている。

なお、本発電所とティウイ地熱発電所は、4 億 4,700 万ドルという本事業費用とティウイ地熱発電所改修事業費用の合計の 3 倍以上の価格で 2008 年 7 月に落札された。

今後、本発電所の運営・維持管理を担う AP Renewables の親会社である Aboitiz Power Corporation は下表 7 と 8 の通り、流動比率 200% 超の短期負債に対する支払い能力に加え、送配電事業および発電事業からの売上を着実に年々伸ばしており、その財務状況は良好と判断される。

表 7 Aboitiz Power Corporation の損益計算書

(単位：百万ペソ)

	2005	2006	2007
売上高	8,053	8,681	11,312
税引前利益	2,872	2,275	4,882
当期純利益	2,444	1,850	4,138

表 8 Aboitiz Power Corporation の財務比率

(単位：倍)

	2005	2006	2007
流動比率	2.40	3.33	2.54
負債資本比率	0.47	0.41	0.31

出所：(表 7 および 8) Aboitiz Power Corporation 年次報告書。

2.5.2 運営・維持管理状況

本事業により整備された設備は、2 年毎に 1 カ月程度の精密検査と 4 半期毎の定期点検が行われている。また、1 日 8 時間 3 交代制による発電所の運転が行われている。

また、蒸気供給能力について、現在、年 6% 程度の減少が確認されているものの、改修が行われた 1~4 号機の発電以外にも、5 号機や他ドナーによって整備された 7~10 号機の発電も行うことができる状況にある。さらに蒸気井が 2 坑掘削される予定であり、当面の蒸気供給能力についても特段の懸念はない。ただし、本発電

表 9 蒸気供給能力

(1) 最大蒸気供給能力	328 MW
(2) 1~4 号機改修後の定格容量合計	252 MW
(3) 最大可能稼働率 (1)/(2)、4 基分がベース)	130%

出所：NPC ヒアリング結果に基づく。

所は、本事業によって改修された 4 基以外にも、稼働する発電設備が 6 基（うち 1 基（6 号機）は故障で稼働停止中）存在し、それらへの蒸気供給も行われている。今後、持続的な運転を可能とするため、地熱貯留層のバランスにも考慮した発電所の運営が重要となる。

3. 結論及び教訓・提言

3.1 結論（レーティング：B）

本事業は政策的および開発ニーズの妥当性はあるものの、事業実施は大幅に遅延し、その効率性は低い。一方、当初の 6 基に対する改修の予定が 4 基に縮小されたものの、改修された 4 基の有効性は高く、また、維持管理体制、技術力、蒸気燃料の状況を踏まえると、持続性も高い。以上より、本事業の総合評価は高いといえる。

3.2 教訓

(1) 本事業実施の大幅な遅延は、蒸気供給契約（25 年契約）が 1996 年に期限到来したことによりその後の混乱が長引いた部分も大きい。本事業のようなエネルギー開発事業の計画時は、その運営に必要な不可欠な燃料源の確保という観点からもリスクを分析し、円滑な実施のためのリスク管理にかかる方策を検討する必要がある。

(2) 事業実施遅延は、既存発電所の老朽化を進め、1 基あたり改修費用の増加、効果発現の遅延などをもたらした。電力改革や民営化の方針導入など、政策上の複雑な要素も絡み、事業実施の検討に費やされた時間が長期に及んだが、それら政策導入のそもそもの目的であり、本事業の目標でもある「電力を安定的に供給する」ことを達成すべく、借入国政府は強いコミットメントをもって本事業をより迅速に促進すべきであった。本事業のような大幅な事業遅延を回避するためには借入国政府の強いコミットメント、及び借入国政府、JICA 双方において、事業進捗モニタリングの結果事業に重大な影響を与える外部条件に変化があった場合、効果的な対応策が取られることが望まれる。

3.3 提言

なし。

以 上

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット ・ 既存発電設備の改修 ・ コンサルティングサービス	主な内訳 55MW×6基の改修 タービン系統: ・ タービンローター等の予備品の調達および制御盤計器等の交換 発電機系統: ・ 発電機の特別点検、自動電圧調整装置の交換・補修および水素ガス冷却機用クリーナーの調達等 ・ パッケージタイプガスコンプレッサーへの交換等 ・ 各種補修用備品および環境モニタリング機器の調達 外国：57M/M 国内：43M/M 合計：100M/M	63MW×4基の改修・増強 老朽化に伴う故障が広範囲に及んだため当初計画のほとんどが実施時の状況に合わせて変更された。 外国：58.75M/M 国内：38.25M/M 合計：97M/M
②期間 借款調印 コンサルタント選定 コンサルティングサービス 入札～契約発効 資機材調達・改修工事 借款調印～完成	1993年8月 予定 1993年9月～1994年4月 1994年5月～1997年6月 1994年9月～1995年4月 1995年5月～1997年10月 1993年8月～1997年4月 (45カ月)	1994年12月 1995年1月～1997年1月 (1)1997年4月～2004年6月 (2)2004年7月～2005年12月 1997年4月～2002年7月 (1)2003年10月～2004年6月 (2)2004年5月～2005年11月 1994年12月～2005年11月 (132カ月)
③事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	6,630百万円 166百万円 (33百万ペソ) 6,796百万円 6,630百万円 1ペソ=5.00円 (1993年11月現在)	5,654百万円 8百万円 (4百万ペソ) 5,679百万円 5,644百万円 1ペソ=2.05円 (1997～2005年加重平均)