

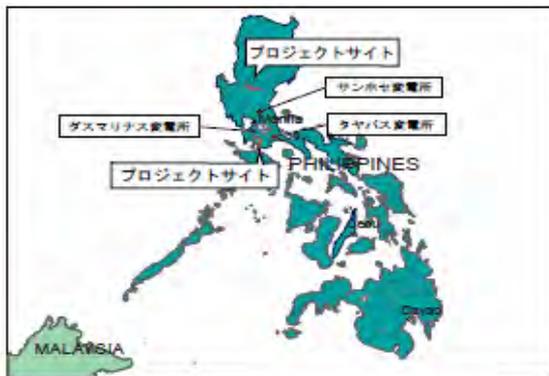
フィリピン

ルソン系統民活支援送電線事業

評価者：片桐寿幸、伊藤友見（（財）日本経済研究所）

現地調査：2006年11月、2007年2月

1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図

バタンガス発電所と既存系統を連係する送電線

1.1 背景

フィリピンでは1980年代後半に発電および送変電設備の増強がほとんどなされなかったことから、1990年代初頭にかけて深刻な電力不足が生じ、長期停電が続いていた。政府は短期間で電力供給力を確保するため、1987年より発電部門への民間資金の導入を開始し、その後も1990年にBOT法を成立させるなど、民間セクターの参入を促進する政策を進めた。こうして1995年までの間に、フィリピンにおける発電事業への民間参入は相次ぎ、発電設備およびそれに伴う送変電設備は急増した。1995年末時点で、全発電設備容量9,700MWのうち、民間による所有または運営は約34%（3,400MW）を占めていた。発電設備は増加し深刻な電力不足は解消したが、その後もルソン系統では2005年までに年平均で約11%という高い電力需要増が見込まれ、さらに継続的な発電・送変電設備の開発が必要とされていた。

1.2 目的

ルソン島において民活で開発される2発電所と既存系統とを連係する送電線および変電設備の建設・拡充を行うことにより、ルソン系統への電力安定供給をはかり、もって同島の経済発展に寄与する。

1.3 借入人／実施機関

フィリピン国家電力公社（フィリピン共和国政府保証）¹

¹ フィリピンでは2001年6月に電力産業改革法（Energy Power Industry Reform Act, EPIRA）が施行され、電力

1.4 借入契約概要

円借入承諾額／実行額	14,972 百万円／9,261 万円
交換公文締結／借入契約調印	1997 年 3 月／1997 年 3 月
借入契約条件	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
貸付完了	2004 年 7 月
本体契約 （10 億円以上のみ記載）	住友電気工業（日本）／Schneider Electric Industries, S.A.（フランス）
コンサルタント契約 （1 億円以上のみ記載）	ニュージェック（日本）／P.B.Power（イギリス）
事業化調査（フィージビリティ・スタディ：F/S）等	1995 年 フィリピン国家電力公社

2. 評価結果（レーティング：A）

2.1 妥当性（レーティング：a）

2.1.1 審査時点における計画の妥当性

本事業審査時において、フィリピンの「中期開発計画（1993～1998 年）」では、5つの重点分野のうちの一つとしてインフラ開発が重視されていた。同計画のなかで、エネルギー部門への民間セクターの参入促進や、低い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促進が掲げられていた。当時の「電力開発計画（1996 年）」では、電力需要増の対応に必要な発電設備増強にあわせて、2005 年までに電圧 230kV 以上の主要系統で約 5,450 circuit-km（うちルソンは約 3,700 circuit-km）、2 万 MVA の変電設備の開発が計画されていた。本事業は、民活方式で建設される発電所（ボタンガス・ガス発電所、カセクナン水力発電所）と、既存電力系統を結ぶ送電線および関連変電設備を建設するもので、上記の「中期開発計画」および「電力開発計画」に合致しており妥当であったと判断できる。

2.1.2 評価時点における計画の妥当性

評価時の「中期開発計画（2004～2010 年）」においては、電力セクター改革を推進するなかで安定的で十分な電力供給を確保するため、フィリピン国家送電公社

セクターの分割民営化が進められている。同法に基づき、それまで発送電を担ってきたフィリピン国家電力公社（National Power Corporation, NPC）の資産と負債は 2001 年 7 月から電力部門資産・負債管理会社（Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation: PSALM）への移管が進められており、PSALM傘下に設立された TRANSCO（2001 年設立、2003 年 3 月より独立オペレーション開始）が送電事業を継承している。TRANSCO については EPIRA に基づき、送電事業の運営管理について民間事業者へのコンセッション契約（25 年）の入札が過去数回行われているが、これまで事業者選定には至っていない。

(National Transmission Corporation: TRANSCO) による送電設備の改善・拡充、および、エネルギー自給促進が掲げられている。また、「送電開発計画 (2005～2014年)」では、ルソンにおいて送電線 3,875circuit-km、変電設備約 1 万 3,000MVA の建設・設置が計画されているが、特に北ルソン・南ルソンに立地する発電設備の増加に伴い、最大消費地であるマニラ首都圏への送変電能力を拡大・強化することが重要となっている。本事業は、国内エネルギー (天然ガス、水力) を利用する発電所とマニラ首都圏を結ぶものであり、評価時点においても妥当性は高いと判断できる。

2.2 効率性 (レーティング : b)

2.2.1 アウトプット

本事業では、①バタンガス・ガス発電所から既存系統を結ぶ 500kV の送電線建設と、この送電量の増加に伴い同地域の既存送電線を 230kV から 500kV に昇圧するための変電設備 (タヤバス、ダスマリナス、サンホセ変電所) の拡充、および②カセクナン水力発電所を既存系統と結ぶ送電線の建設と変電設備 (サンマニエル変電所) の拡充が計画され、いずれもほぼ計画通りに実施された。バタンガス・ガス発電所関連の送電線建設については、計画時約 58km を予定していたが、用地取得の関係で若干建設ルート変更を行ったため、53.8km となった。カセクナン水力発電所関連の送電線建設も、当初約 88km で計画されていたが、現状の地形等に合わせて調整が行われ、80.8km となった。

図 1 事業サイト地図



2.2.2 期間

本事業は、1997年3月から2001年11月までの56カ月の事業期間が計画されていたが、実際には借款契約の調印（1997年3月）から通電（2004年6月）まで87カ月を要した。おもな遅延の要因は、入札手続きの遅れ、実際の地形に合わせて鉄塔の位置を調整したこと、用地取得に時間を要したことなどのためである。ただし、新たに建設されたバタンガス・ガス発電所およびカセクナン発電所の運転開始時より送電は可能になっており、両発電所からの送電について本事業の遅延による影響はなかった。

2.2.3 事業費

競争入札による効率的な発注の結果、事業費は大幅に減少した。当初計画では、事業費190億9,700万円を見込んでいたが、円建ての事業費は104億4,400万円²にとどまり、計画の範囲内に収まっている。

2.3 有効性（レーティング：a）

2.3.1 ルソン系統への電力安定供給

2.3.1.1 バタンガス・ガス発電所からの送電

本事業により整備された送電線（バタンガス・ガス発電所－タヤバス変電所間、バタンガス・ガス発電所－ダスマリナス変電所間）は発電所運転開始以前（それぞれ2001年9月、同年10月）に完成しており、バタンガス・ガス発電所の運転開始時（2002年6月）より送電を行っている。

本事業により整備・拡充された送電線および変圧器の稼働率³は、運転開始よりおおむね99%以上を維持している（表1）。また、年間事故停電時間・回数もほぼゼロに近づいている（表2）。よって、バタンガス・ガス発電所からルソン系統への安定的な電力供給が実現していると考えられる。

² この事業費実績にはサンマニユエル変電所建設費（内貨分）が含まれていない。この部分については、計画時見積りで950万ペソ（日本円で約2,380万円）の支出が見込まれていた。ただし、この見積金額を事業費に含めても、計画に対する比率は54%であり、計画を大幅に下回っているため、事業費は当初計画を下回ったと考えられる。

³ 稼働率＝（期間時間－停電時間）／期間時間

表 1 設備稼働率（バタンガス・ガス発電所関連送変電設備）

（単位：％）

	2004	2005	2006
バタンガスータイヤバス 500kV 送電線	100.00	99.78	100.00
ダスマリナスーバタンガス 500kV 送電線	99.99	99.83	99.46
ダスマリナスータイヤバス 500kV 送電線	100.0	99.91	99.46
タイヤバスーサンホセ 500kV 送電線	99.93	99.69	N.A.
	99.73	99.97	N.A.
ダスマリナス S/S の変圧器	99.88	99.91	99.92
	99.90	99.90	99.91
	99.36	99.36	99.91
タイヤバス S/S の変圧器	99.82	99.87	99.89
	99.88	99.88	98.73
	99.90	99.90	100.00

出所：TRANSCO

表 2 年間事故停電時間・回数（バタンガス・ガス発電所関連送電線）

	年間故障停電時間（単位：時間）						故障停電回数					
	01	02	03	04	05	06	01	02	03	04	05	06
バタンガスータイヤバス S/S 500kV 送電線	0	0.48	0.32	0.38	0.00	0.00	0	2	1	1	0	0
ダスマリナス S/Sーバタンガス 500kV 送電線	86.6	3.24	7.09	0.22	0.01	0.00	10	2	4	1	1	0
ダスマリナス S/Sータイヤバス 500kV 送電線	6.13	31.10	0.37	0.00	0.00	2.62	0	7	1	0	0	1
タイヤバス S/Sーサンホセ S/S 500kV 送電線（L1, L2）	0.00	15.13	0.65	0.00	0.00	0.00	0	3	5	0	0	0
	0.00	1.12	0.31	7.52	0.00	0.00	0	6	2	2	0	0

出所：TRANSCO

2.3.1.2 カセクナン発電所からの送電

カセクナン発電所は 2001 年 12 月より運転が開始された。本事業では、カセクナン発電所とサンマニュエル変電所間の送電線（2 回線）の通電はそれぞれ 2004 年 5 月および 6 月と遅延したが、当送電線の通電までの間は既存送電線に接続することによりカセクナン発電所からの送電を行った。



カセクナン発電所ーサンマニュエル変電

カセクナン発電所と既存系統を接続する送電線

所間の送電線の稼働率は、稼働開始以来 99.5%以上の水準を維持しており、また 1 年間あたりの事故停電時間・回数も非常に少ないため、カセクナン発電所からの送電は安定的に行われていると考えられる。

表 3 設備稼働率（カセクナン発電所関連送電設備）

（単位：％）

	2004	2005	2006
サンマニュエルーカセクナン 230kV 送電線	99.71	99.95	99.59
	99.89	99.80	99.62

出所：TRANSCO

表 4 1年間あたりの事故停電時間・回数（カセクナン発電所関連送電線）

	年間故障停電時間(単位:時間)			故障停電回数		
	2004	2005	2006	2004	2005	2006
サンマニユエルーカセクナン 230kV 送電線	0.00	0.20	0.00	0	1	0

出所：TRANSCO

2.3.2 電力需要への対応

フィリピン全国およびルソンにおける発電電力量ならびに販売電力量の推移は表 5 の通りである。バタンガス・ガス発電所およびカセクナン発電所の発電電力量の合計（表 6）は 6,956GWh（2005 年）で、これは同年のルソンにおける総発電電力量の約 17%を占めることになるため、本事業がルソンにおいて増加する電力需要に対応するうえで大きな役割を果たしているといえる。

表 5 発電量および販売電力量推移

（単位：GWh）

		2002	2003	2004	2005
全国	発電量	48,467	52,941	55,957	56,568
	電力販売量	38,624	42,720	44,076	45,159
ルソン	発電量	36,387	37,535	39,854	40,627
	電力販売量	29,129	32,468	33,025	33,791

出所：エネルギー省

表 6 バタンガス・ガス発電所およびカセクナン発電所の発電電力量推移

（単位：GWh）

	計画	2002	2003	2004	2005
バタンガス・ガス発電所の発電量	7,148	3,002	4,505	4,079	6,550
カセクナン水力発電所の発電量	513	355	386	404	406
合計	7,661	3,357	4,891	4,483	6,956

出所：TRANSCO

2.3.3 財務的内部収益率（FIRR）の計算

本事業により増加する電力託送収入を便益、本事業に要する投資費用、維持管理費用を費用とし、プロジェクト・ライフを 30 年として財務的内部収益率を計算したところ、16%であった。

2.4 インパクト

2.4.1 ルソン系統の送電能力改善

本事業では、送電線を建設し新規発電所を既存の系統に連係するにあたり、増加する最大電力に対応するため既存系統の送電能力の拡充（ダスマリナス変電所－タヤバス変電所間、タヤバス変電所－サンホセ変電所間の送電線および関連変電設備を230kVから500kVへ昇圧）が行われた。この結果、下記の通りマニラ首都圏への送電能力が改善し、また、ルソン系統の安定性向上に寄与していると考えられる。

2.4.1.1 マニラ首都圏への送電能力の改善

ルソンでは、発電所がおもにルソン島の北部と南部に立地しており、これらの地域の発電所からフィリピン国内最大消費地であるマニラ首都圏に電力が送られている。マニラの配電業者へのインタビューによれば、本事業実施前はルソン系統からのデリバリーポイントであるマニラ首都圏の変電所がオーバーロードになっていたが、本事業実施後はマニラ首都圏周辺のルソン系統の送電可能量が増加したため、超過電力をマニラ首都圏の南北に位置する各変電所に相互に供給させることが可能になったとのことである。よって、本事業が変電所のオーバーロード回避およびマニラ首都圏への安定的配電に貢献しているといえる。

2.4.1.2 ルソン系統の安定性向上

TRANSCOによれば、本事業によりルソン島の南北を連係する500kVのバックボーンが整備されたことになるため、ルソン系統の安定化がはかられ、以前は平均年1回程度発生していた系統停電が、2002年5月以降は、一度も発生していないとのことである⁴。

TRANSCOが採用している安定性指標の推移（図2、図3および表7）を見ても、本事業により整備した送変電設備の稼働開始（2002年）以降指標が改善しており、ルソン系統の安定性が向上していることが確認できる。

図2 SAIDIの推移

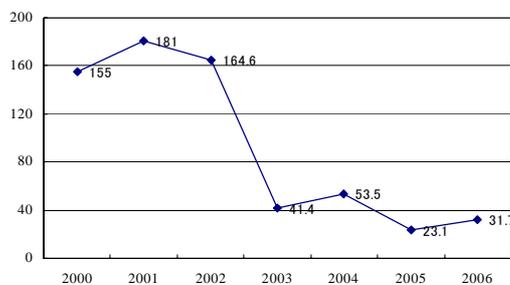
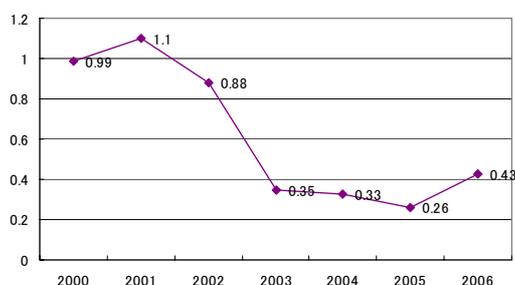


図3 SAIFIの推移



⁴ 台風による影響を除く。

表 7 TRANSCOの安定性指標の推移⁵

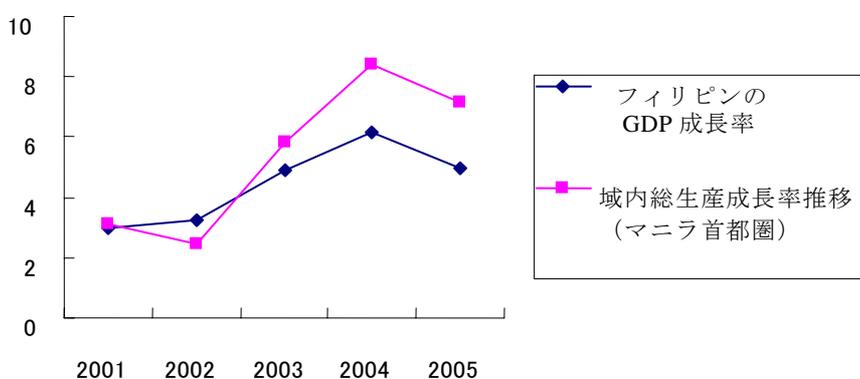
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
SAIDI (単位：分)	155.0	181.0	164.6	41.4	53.5	23.1	31.7
SAIFI	0.99	1.10	0.88	0.35	0.33	0.26	0.43
MAIFI	0.49	0.45	0.88	0.35	0.33	0.26	0.43
SISI	22.84	22.90	23.52	5.54	11.28	5.71	10.38
FOT	10.06	9.60	8.82	8.57	5.99	5.39	3.79
AOD (単位：分/回)	325.8	326.6	325.9	346.1	351.3	151.9	131.4

出所：TRANSCO

2.4.2 経済発展への寄与

フィリピンの国内総生産（GDP）成長率は、2003年以降約5～6%程度で堅調に推移してきているが、電力最大消費地であるマニラ首都圏の域内総生産は、2003年以降フィリピンのGDP以上の高い成長率で推移している（図4）。また、フィリピンへの海外直接投資は、2002年、2003年に一度減少したが、2004年以降は回復し、増加してきている（表8）。

図 4 フィリピン GDP とマニラ首都圏の域内総生産の成長率



出所：国家統計調整委員会 “Gross Regional Domestic Product”
(2002,2003,2005,2006) より算出。

⁵ ルソンの115kV以上の送電線を対象。各指標の定義は下記の通り。

SAIDI：Sustained Average Interruption Duration Index=（停電MVA x 10分を超える停電時間）の合計 / 接続しているMVAの合計

SAIFI：Sustained Average Interruption Frequency Index=（10分を超える停電の影響を受けたMVA）の合計 / 接続しているMVAの合計

MAIFI：瞬時停電回数（Momentary Average Interruption Frequency Index）=（10分以下の停電の影響を受けたMVAの合計） / 接続しているMVAの合計

SISI：系統停電深刻度指数（System Interruption Severity Index）=停電により供給できなかった電力量 / 系統最大電力

FOT：100circuit-kmごとのトリップ頻度（Frequency of Tripping events per 100 ckt.km）=トリップ回数の合計 / 回線延長（100 circuit-km単位）

AOD：平均停電時間（Average Outage Duration）=停電時間の合計 / 停電回数

表 8 フィリピンへの海外直接投資

(単位：10 億ペソ)

2000	2001	2002	2003	2004	2005
207.89	193.76	99.18	63.79	192.95	231.23

出所：国家統計調整委員会、投資委員会、フィリピン経済区庁、スービック湾首都圏公社、クラーク開発公社

ルソンにおける需要家別電力消費の推移を本事業実施前の 2000 年と実施後の 2005 年を比較して見ると（表 9）、全般的に電力消費量は高い伸びを示している。電力供給状況や事業運営に与える影響について調査するため、マニラ首都圏近郊に立地する企業および工業団地へのインタビューを行ったところ、事業実施以前の時期との比較では、停電の回数もおおむね減少し、停電からの復旧時間も改善しており、また電圧変動についても改善しているという認識が多かった。本事業は、ルソン系統への電力供給を行う事業であるため、直接的な電力消費者の特定や電力供給改善への直接の寄与を測ることは難しい。しかし、ルソンにおける総発電量の 10%以上を占める発電所がルソン系統に連係されているため、電力供給における役割は大きい。そのため、本事業はフィリピン（特にルソン）における電力供給の拡大・安定化を通じて企業の事業環境の改善に貢献し、同国（特にマニラ首都圏）の近年の経済成長を下支えしていると考えられる。なお、本事業の想定受益者は約 1,300 万人⁶（東京都の人口 1,270 万人）と推定される。

表 9 ルソンにおける需要家別電力消費量推移

(単位：GWh)

	2000 年	2005 年	伸び率
家庭	10,154	12,038	18.5%
商業	8,339	10,495	25.8%
工業	8,939	10,670	19.3%
その他	485	589	21.4%
合計	27,918	33,791	21.0%

出所：エネルギー省

表 10 ルソン全体の発電量に占める本事業による電力供給の割合

(単位：%)

2002	2003	2004	2005
9.23	13.03	11.24	17.12

出所：エネルギー省および TRANSCO のデータより算出

⁶ 2005 年のバタンガス・ガス発電所およびカセクナン水力発電所による発電量の合計を、フィリピン 1 人あたり電力消費量を除して推計した。

2.4.3 その他

2.4.3.1 環境に対する影響

本事業は、環境適合証明（Environment Compliance Certificate: ECC）が実施前に取得され、同 ECC の内容にそって事業実施中および実施後にモニタリングが行われている。TRANSCO によれば ECC の条件は満たされているとのことであり、特に問題は報告されていない。

2.4.3.2 用地取得・住民移転

本事業の実施にあたり、必要な用地の取得が行われた。バタンガス・ガス発電所関連送電線の建設では移転住民（221 世帯）および建造物所有者（55 人）に対し、また、カセクナン水力発電所関連送電線の建設では、移転住民（85 世帯）および建造物所有者（19 人）に対して金銭補償が行われた。TRANSCO によれば用地取得についての手続き・補償は、法律にそって行われたとのことである。

2.5 持続性（レーティング：a）

2.5.1 実施機関

2.5.1.1 技術

TRANSCO では社内で定期的に技術研修を実施しており、本事業設備の維持管理は基本的に経験ある社内職員で対応していることから、今後の事業運営に特に問題ないと考えられる。

2.5.1.2 体制

フィリピン国家電力公社（National Power Corporation: NPC）の資産と負債は 2001 年 7 月から電力部門資産・負債管理会社（Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation: PSALM）への移管が進められており、PSALM 傘下に設立された TRANSCO（2001 年設立、2003 年 3 月より独立オペレーション開始）が送電事業を継承している。TRANSCO については EPIRA に基づき⁷、送電事業の運営管理について民間事業者へのコンセッション契約（25 年）の入札が過去数回行われているが、これまで事業者選定には至っていない⁸。2005 年現在、TRANSCO の職員数は 3,630 名である。本事業の施設の維持管理については、バタンガス・ガス発電所関連送電線、ダスマリナス変電所、タヤバス変電所を南ルソン運営維持管理（O&M）部門の第 1 地区（技術者 35 名）および第 2 地区（技術者 38 名）が担当し、カセクナン発電所関連送電線・サンマニユエル変電所を北ルソン運営維持

⁷ EPIRA では、TRANSCO は①売却または②コンセッション契約により民営化（privatize）することが定められている。

⁸ TRANSCO のコンセッション入札は、最近では 2007 年 2 月に実施されたが、応札企業が 1 社にどどまった。再入札が計画されているが、調査時点（2007 年 2 月）では入札スケジュールは未定である。

管理（O&M）部門の第3地区（技術者34名）が担当している。

2.5.1.3 財務

TRANSCOの財務状況は下表11および12の通りに推移しており、自己資本は2005年時点で40%を超え長期的な財務安定性の改善を示す一方、流動比率や当座比率も短期債務の支払いに問題をきたさない水準で推移している。そのため、TRANSCOの財務状況は良好と判断される。

表11 TRANSCOの損益計算書
(単位：百万ペソ)

	2003	2004	2005
売上高	23,960	24,221	24,298
営業利益	15,452	15,145	16,217
当期純利益	15,388	15,071	16,174

出所：TRANSCO 年次報告書

表12 TRANSCOの財務比率
(単位：%)

	2003	2004	2005
自己資本比 (%)	23.3	22.4	42.0
流動比率 (倍)	1.83	2.09	2.01
当座比率 (倍)	1.02	0.88	1.04

出所：TRANSCO 年次報告書

2.5.2 維持管理

本事業により整備された設備は定期的に点検が行われているとのことで、サイト実査の結果、設備に毀損は認められず、電力の安定供給が継続していることから、特段問題ないと考えられる。

3. フィードバック事項

3.1 教訓

なし。

3.2 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		
バタンガス・ガス発電所関連送電線 カセクナン水力発電所関連送電線	1. 500kV 送電線の建設(約 58km) 2. 変電設備の拡充(タヤバス、ダスマリナス、サンホセ変電所) 1. 230kV 送電線の建設(約 88km) 2. 変電設備の拡充(サンマニユエル変電所)	ほぼ計画通り (53.8km) ほぼ計画通り (ダスマリナスとタヤバスにおける変圧器 600MVA×3台→200MVA×10 台) ほぼ計画通り (80.8km) 計画通り
②期間	1997年3月～2001年11月 (56カ月) 1996年12月～1997年7月 1997年8月～1998年4月 1998年5月～2001年11月 1997年5月～2001年11月 1996年1月～1997年1月 1997年2月～1998年4月 1997年11月～1999年3月	1997年3月～2004年6月 (87カ月) N/A 1997年3月～2000年5月 2000年10月～2002年7月 1999年7月～2003年2月 N/A 1997年1月～1997年11月 (資機材調達部分) N/A～2004年11月(建設部分) 1998年10月～2001年5月 (資機材製造・納入) 1999年6月～2005年12月 (送変電設備建設；通電は2004年6月したが、送電線路用保護装置と通信設備の設置を2005年12月に完了)。
③事業費		
外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	149億7,200万円 41億2,500万円 (10億3,100万ペソ) 190億9,700万円 149億7,200万円 1 ペソ=4 円 (1996年5月現在)	92億6,100万円 11億7,900万円 (4億7,138万ペソ) 104億4,000万円 91億5,455万円 1 ペソ=2.5円