

グドウ～シビ～クウェッタ 220KV 第 2 送電線建設事業

評価報告：2001 年 3 月

現地調査：2000 年 8 月

1. 事業概要と円借款による協力



(1) 背景：

バロチスタン州は、面積でパキスタンの国土の 4 割を占めながら、大部分の地域が山岳地帯であり、かつ乾燥地帯に位置するという厳しい自然環境などのため、パキスタンでもっとも開発が遅れた州である。バロチスタン州の一人当たり電力消費量はアプレイザル時点で 131kWh/年で、全国平均の 6 割にすぎない。また、送電網の整備状況は、総延長で見た場合、全体(実施機関 WAPDA 管内)の 8%と、州の面積比で考慮すると極めて低い数字となっていた。更に、同州における電力消費の伸びは、過去 5 年間(1982/83～1986/87) 平均 17.1%と急速であり、当時の電力需給予測によると既存の設備のままでは、1994 年には需要が供給能力を上回ることが予想されていた。

(2) 目的：

パキスタンの中で最も電化の遅れているバロチスタン州への送電線設備を建設することにより、同州を中心に急速に伸長する電力需要に対応し、以って電力設備の供給信頼度の向上を実現することにより、地域経済の発展及び民生の安定をはかるもの。

(3) 事業範囲：

事業内容は、①220kV 送電線の新設(グドウ-シビ間 1 回線、シビ-インダストリアルⅡ間 2 回線)、②132kV 送電線の新設(インダストリアルⅡ-Q.S.マンダ間 2 回線)、③グドウ、シビ 220kV 変電所の拡張、④インダストリアルⅡ 220kV 変電所の新設、⑤Q.S.マンダ 132kV 変電所の拡張。なお、円借款の対象は、総事業費のうち外貨の全額及び内貨の一部であった。

(4) 借入人/実施機関： パキスタン・イスラム共和国大統領／水利電力開発公社 (WAPDA: Water and Power Development Authority)

(5) 借款契約概要：

円借款承諾額/実行額	4,915 百万円 / 3,705 百万円
交換公文締結/借款契約調印	1989 年 3 月 / 1989 年 3 月
借款契約条件	金利 2.5%、返済 30 年(うち据置 10 年)、部分アンタイト
貸付完了	1998 年 8 月

2. 評価結果

(1) 計画の妥当性：

本事業は、急速に増加していたバロチスタン州の電力需要に対応するものであった。同州は降雨量が非常に少ないため、水力発電所の運営は困難であり、火力発電所についても、燃料運搬・冷却水の確保の点で非現実的であった。そのため、本事業では、基幹送電系統からの電力供給能力を向上させるために、220kV の送電網ならびに関連する変電所を新增築するものである。

本事業対象である 220kV 送電線およびその配電網は州の約 80%の地域をカバーし、同州の人口の約 75%が受益者となる。本事業の完成により、220kV 送電線の容量不足から生じる計画停電の解消等により、電力供給信頼度の向上が期待されることから、計画は妥当であると考えられる。

(2) 実施の効率性：

1) 工期

本事業は、実施機関 WAPDA の調達管理及び工事管理能力の不足、コントラクターの経験不足や WAPDA との軋轢などから、計画より 7 年遅れての完成となった。特にグドゥー・シビ間の送電線に関しては、送電線ルートが幹線道路から 10~20km 離れていることからパトロールが困難であったため、鉄塔部材や電線の盗難が頻発し、盗難により鉄塔 1 基の倒壊も発生するなど、工期遅延の一因となった。

2) 事業費

工期の遅延などにより、インダストリアル II-Q.S.マンダ間の 132kV 送電線の架設、グドゥー及び Q.S.マンダ変電所の増設は WAPDA の自己資金により実施された。そのため、貸付実行額は 3,705 百万円と、承諾額の 4,915 百万円を 24.6%下回る結果となった。

但し、事業費の総額はアプレイザル時の計画に比べて 15.5%のコストオーバーランとなっている (7,270 百万円→8,396 百万円)。これは、上記に述べた鉄塔倒壊、送電線盗難の資機材を再調達 (鉄塔、送電線とも円借款対象外) したことが原因であった。



図-1 バロチスタン送電系統図

(3) 効果 :

1) 電力の安定供給

基幹系統と直接接続するグドウ-シビ間の送電線が完成した 1998 年 6 月の翌年の 1999 年には、220kV 送電線の送電電力量が飛躍的に増加していることが分かる。

本事業対象である送電線以降の送配電網は、州の約 80%の地域をカバーしており、同州人口の約 75%の需要家に供給している。最近まで、パロチスタン州内には大規模な発電所がなかった*1ため、同州の系統は基幹系統からの電力供給を受けていた。事業実施以前、この基幹系統と関係していたのは、既存のグドウ-シビ間の 220kV 送電線 1 回線だけであったが、同送電線に供給支障が発生した場合、基幹系統から電力供給が停止していた。

*1 1998 年 6 月の本事業完成時点において、パロチスタン州内の比較的規模が大きな発電所は、96MW のクエッタ火力発電所、17MW のパズニ発電所のみであった。

表-1 グドウ-シビ-インダストリアル II 間の供給信頼度

指 標	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
送電電力量* ^A (GWh)	不明	不明	953.0	874.3	856.9	1,884.0	1,036.0* ^B
20 分以上の停電回数* ^C (回)	0	3	2	1	4	1	9
20 分以下の停電回数* ^C (回)	1	3	0	0	0	0	6
年間停電時間 (時間)	0	不明	81	1	276	2	199* ^B

出所: QESCO 資料

*A 既存の 220kV を含めた送電電力量、*B 2000 年 1 月から 6 月末までの合計。

注) シビ-インダストリアル間 1994 年 12 月完成、シビ-グドウ間 1998 年 6 月完成。

一方、表-1 は本事業で建設されたグドウ-シビ-インダストリアル II 間の 220kV 送電線 2 回線の事故などによる停電回数、年間停電時間の合計を示したものである。1998 年、2000 年には停電時間が 100 時間を超えている*2が、これは単線の停電回数・停電時間の合計であり、2 回線とも同時に停電したケースはなく、既存の送電線を含めたシステムとしての機能は維持されている。そのため、本事業実施以降は、基幹系統からの電力供給が停止したことはなく、安定的な電力供給が行われている。

*2 送電線のメンテナンス上の問題点については後述する。

2) 計画停電の減少

これまで、パロチスタン州では発電能力不足に加え、主な送電ルートであるグドウ-シビ間送電線の容量不足により生じる 132kV 及び 11kV の送配電線の電圧降下 (132kV→125kV、11kV→10kV 程度) に対応するため、頻繁に計画的な停電を実施せざるをえない状況にあった。特に夏期には、クエッタ市で 50~70MWh の計画停電を余儀なくされるなど経済に深刻な影響を及ぼしていた。そのうえ、変電所において適切な系統保護装置が整備されていなかったため、急激な電圧上昇や電圧降下が発生し、需要家側における電圧は不安定であった。

本事業実施により 220kV 送電線の容量不足から生じる計画停電および電圧の急激な変化はなくなり、電力の安定供給が実現した。

表-2 はパロチスタン州と全国平均の需要家当たり電力消費量を比較したものである。ア

プレイザル時には全国平均の 6 割に過ぎなかったバロチスタン州の需要家当たり電力消費量は、年々全国平均に近づいてきており、事業が完成した 1998 年には 76%になっている。本事業が実施されなかった場合、既存の送電線だけでは同州の電力需要に対応できず、計画停電が続いていたことと思われる。

表-2 人口一人当たり電力消費量

単位: kWh

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
①バロチスタン	135	160	174	180	204	230	237	238	243	256	262	262
②全国平均	222	250	258	275	289	311	324	324	336	346	347	343
①÷②	61%	64%	67%	65%	71%	74%	73%	73%	72%	74%	76%	76%

出所:WAPDA 資料

但し、バロチスタン州では現在も一部地域において計画停電が実施されている。これは、①発電所からの電力供給がピーク需要に対応できていないこと、②円借款対象外であるクエッタ～マストゥング間の 132kV 送電線において過負荷による計画停電が行われていること、の 2 点が原因となったものである。しかし、独立電気事業者 (IPP: Independent Power Producer) によるウチ火力発電所 (運用開始は 2000 年 10 月、出力 586MW) が完成し電力供給を開始したこと、また、クエッタ～マストゥング間の送電容量不足を解決するために国営送給電公社 (NTDC:National Transmission and Dispatch Company) がインダストリアル変電所からマストゥング変電所の 132kV 送電線の 2 回線化を進めていることから、程なくバロチスタン州の計画停電問題はほぼ解消し、安定した電力供給が達成される見込みである。

1) 財務的内部収益率 (FIRR)

便益を事業による売電収入の増分、費用を本事業費と維持管理費用とし、FIRR を再計算すると 4.8%となり、アプレイザル時の 12.6%を 7.8 ポイント下回る結果となった。これは、①総事業費がコスト・オーバーランを起こしていること、②工期が遅延したこと、③パキスタン政府の政策上、物価上昇に対し売電単価の伸びが押さえられたため、売電単価がアプレイザル時の 48%にとどまったこと、④盗電の増加により配電ロス率が増加していることが、主な理由として挙げられる。(表-3 参照)

表-3 事業便益算定根拠の差異

	送電増加量	売電単価	配電ロス率
アプレイザル時	945,730GWh	1.827Rp/kWh*2	18.00%*4
再計算時	970,342GWh*1	0.954Rp/kWh*3	25.79%*5

*1: 事業完成後 (1999 年) 送電量から事業完成前の 2 年間 (1996 年 - 97 年) の平均を除いたもの。

*2: 実績と比較のため、アプレイザル時の平均売電単価 100.74Paisa/kWh (1992 年) を消費者物価指数を使用し 1998 年表示したもの。

*3: WAPDA の 1998 年平均売電単価。但し、バロチスタンでは工業・商業(1.23Rp/kWh, 2.47Rp/kWh)の需要量が少なく、農業(0.44Rp/kWh)の需要量が多いため、実際の売電単価はさらに低くなる可能性がある。

*4: 実績と比較するため、審査時のデータを使用し右式で算定。(1-増加送電量/増加売電量)

*5: QESCO の 2000 年の平均配電ロス率を使用。

*計算の詳細は別添資料2を参照

インパクト:

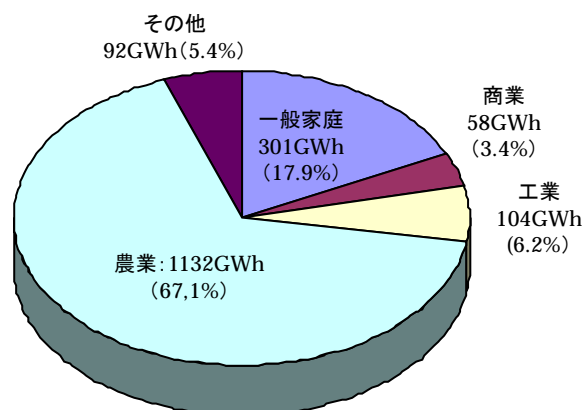


図-2 1998-1999 年度の売電割合

2) 農業開発の促進

図-2は1998-1999年度のバロチスタン州における需用者別の売電量の割合を示したものである。これをみると、同州では商業・工業の需要を合わせても10%に満たないのに対し、農業部門の電力消費量はバロチスタン州の全消費量のうち67.1%を占めていることが分かる。

次に、表-4はバロチスタン州および全国の需要家当たりの電力使用量を比較したものである。商業・工業の値をみるとバロチスタンは全国平均の半分程度であるのに対し、農業部門の需要家当たり電力消費量は、全国平均を2倍以上も上回っている。これは、降雨量が年間120mm以下と乾燥しており、表流水がほとんど利用できない同州の農業にとって、地下水を汲み上げるためのポンプ用に多くの電力が必要となることを示している。つまり、バロチスタン州においては、電力の安定供給が農業の発展に不可欠の要素であるといえる。

表-4 需要家当たり電力使用量の比較

	一般家庭	商業	工業	農業
①全国平均 (1998年)	1,936 kWh	1,265 kWh	54,884 kWh	40,783 kWh
②バロチスタン州 (1998-99年)	1,995 kWh	635 kWh	27,587 kWh	88,706 kWh
②÷①	103.0%	50.2%	50.2%	217.5%

出所: WAPDA 資料

バロチスタンは3年続きの干魃により農作物に大きな被害がでている。こうした外部条件があることから、現時点において本事業によるインパクトを定量的に把握することは困難である。しかし、長期的にみると本事業による電力供給の安定化の便益を最も享受するのは農業セクターであり、本事業による電力供給の安定化による農作物の生産量増加などが期待できる。

また、現地調査時に入手したバロチスタン州における農村電化率は下記の通り。87年におけるバロチスタンの農村電化率は18.1%であり、1996年までの10年間でわずか2%程度しか伸びていないのに対し、1996年～99年までの4年間で5%の伸びをみせている。農村の電化率は直接的には配電事業によって向上するものであるが、本事業による送変電設備の整備は農村電化促進の不可欠の要素であり、今後とも寄与することが期待できる。

表-5 バロチスタン州の農村電化率の推移

指標	1996	1997	1998	1999
電化率 (村落数ベース)	20%	22%	24%	25%

出所: WAPDA 資料

3) 周辺環境への影響

本送電線が設置されたルートは、その大半が土漠・岩山で周辺にはあまり人が住んでいないことから、用地取得に係る住民移転は生じなかった。また、環境面についても特段の問題は認められない。

(4) 持続性・自立発展性：

1) 維持管理体制

本事業で建設された施設の運営・維持管理は WAPDA の送電部門が分割されて会社化された国営送給電公社、NTDC の GSO(Grid System Operation)クエッタ支局が実施している。GSO クエッタは技術者等 199 名を含む総勢 1,036 名の雇用者がおり、そのうち本プロジェクトの運営・維持管理に直接従事しているのは 199 名である。シビ、グドゥの両変電所には合計 107 名のスタッフが常駐している。また、既存の送電線を含む 220kV 送電線は 92 名のスタッフが維持管理を担当し、鉄塔の破損などの事故が発生した場合は、GSC(Grid System Construction)の協力を得て、復旧にあたる体制となっている。同組織は既設の 220kV 送電線の運営・維持管理にも従事してきており、質・量とも十分な人材を擁することから、体制面に関する運営・維持管理面上の問題点はないと考えられる。

表-6 施設の運営・維持管理に従事しているスタッフ数

	送電線	変電所	合計
Technical	76 名	55 名	131 名
Non-Technical	16 名	52 名	68 名
合計	92 名	107 名	199 名

2) 運営・維持管理上の技術的問題点

本事業の送電線のうちグドゥ-シビ間は、アプレイザル時の計画では既存の 220kV 送電線に沿って建設される予定であった。しかし、本事業の計画を担当した WAPDA の高圧送電部門が、建設時のコスト削減を優先させ、変電所間を最短距離で結んだルートを採用したため、遠いところでは送電線が幹線道路から 10km~20km 程度離れることとなった。その為、本プロジェクト実施中、十分なパトロールを実施することができず、建設資材の盗難に結びつく結果となった。現在でも目視による日常点検や事故発生時の復旧時の際、現場への接近が困難なため迅速な対処が不可能な状況にある。送電線ルート付近は乾期には気温が 50℃を越え日中の作業は事実上不可能で、また、また、低湿地帯付近では雨季には送電線ルートへの接近が困難となる。

そのため、送電線や鉄塔に何らかの問題が発生した際の復旧に多くの時間が必要となっている（表-1 参照）。このような状況を改善するために、NTDC および GSO クエッタでは以下の 2 つの対策を計画している。

- ① 送電線に沿って現場への接近用の小道を設置し、幹線道路と 10km 毎に接続させる。
- ② 監視小屋を兼ねたメンテナンスステーションを 50km 毎に設置する。

3) WAPDA 民営化の影響

本事業実施機関である WAPDA は、カラチ周辺(カラチ電力供給公社—KESC : Karachi Electric Supply Corporation Ltd.が管轄)を除くパキスタン全土の電力供給部門および送配電系統の建設・運営維持管理を行う 100%政府出資の特殊法人である。WAPDA は、世銀の協力の下、組織の分割・民営化を進めており、火力・原子力発電部門、送電部門および配電部門は 1999 年 10 月までに全ての会社化が終了している。

WAPDA から分社化された本事業の運営・維持管理主体 NTDC は、需要家への直接の供給を行わず、バロチスタン州の大部分を管轄する配電会社 QESCO (Quetta Electricity

Power Supply Company) への売電によって料金を回収することになっている。しかし、QESCO の料金回収状況は、請求額の 50～60%程度の回収状況という、低い水準に留まっている。回収率が低い原因には、エンド・ユーザーの支払状況が芳しくないこと、盗電の蔓延、公的機関の未払い、などがある。

料金回収を含む財務の問題は、QESCO や NTDC のみならず、WAPDA、KESC などにも共通する問題であり、パキスタン電力セクター公営企業体の経営の健全性については大きな懸念がある。ただし、NTDC は公益性が高く、採算性という面で不利な状況にあることから、パキスタン政府は NTDC を民営化せず、国営企業として引き続き支援していく方針である。パキスタン政府は、電力セクターの構造改革（政策立案・当該業界の規制・公営企業体の運営という三つの機能の分離、電力市場の自由化、公営企業体の構造改革並びに機構改革の漸進的民営化）への注力を表明している。

主要計画／実績比較

項目	計画	実績
①事業範囲	<p>220kV 送電線の新設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・グドゥ～シビ:280km (1 回線送電線) ・シビ～インダストリアルⅡ:107km (2 回線送電線) <p>132kV 送電線の新設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・インダストリアルⅡ-Q.S.マンダ:13km (2 回線送電線) <p>220kV 変電所の増設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・グドゥ(220kV 送電線引出口、1 回線分) ・シビ(220kV 送電線引出口、1 回線分) <ul style="list-style-type: none"> ・シビ(変圧器: 160MVA 1 台) <p>220kV 変電所(インダストリアルⅡ)の新設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・変圧器: 160MVA 2 台 ・220kV 送電線引出口、2 回線分 ・220kV 送電線引出口、2 回線分 <p>132kV 変電所の増設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・Q.S.マンダ (132kV 送電線引出口、2 回線分) 	<ul style="list-style-type: none"> ・259.2km (1 回線送電線) ・128.0km (2 回線送電線) <ul style="list-style-type: none"> ・実施機関の自己資金にて別途実施 <ul style="list-style-type: none"> ・実施機関の自己資金にて別途実施 ・引出口 4 箇所 <p style="text-align: center;">同 左</p> <p style="text-align: center;">同 左</p> <p style="text-align: center;">同 左</p> <p style="text-align: center;">同 左</p> <ul style="list-style-type: none"> ・実施機関の自己資金にて別途実施
②工期	<p>送電線:1989年8月～1991年6月 (23ヶ月)</p> <p>変電所:1989年10月～1991年5月 (21ヶ月)</p>	<p>送電線:1991年～1998年6月 (着工月不明)</p> <p>変電所:1993年～1995年9月 (着工月不明)</p>
③事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	<p>3,612 百万円</p> <p>504 百万ルピー</p> <p>7,270 百万円</p> <p>4,915 百万円</p> <p>1.0Rs= 7.25 円(1988年3月)</p>	<p>3,705 百万円</p> <p>1,155 百万ルピー</p> <p>8,396 百万円</p> <p>3,705 百万円</p> <p>1.0Rs= 4.11 円(1989年7月～1998年7月の平均)</p>