

## ヨルダン

### アカバ火力発電所増設事業( ) ( )

評価報告：2003年2月

現地調査：2002年10月

#### 1. 事業の概要と円借款による協力



#### 1.1 背景

1990年代初頭のヨルダン・ハシミテ王国の電力事情は工場等の自家発電用の電力を除き、概ねヨルダン電力庁 (JEA: Jordan Electricity Authority) が発電しており、同国内での発電電力量の約89%を占める。発電所の建設もJEAが実施していた。JEAの発電設備は主に火力発電(スチームタービン、ガスタービン、ディーゼル)であり、1994年の設備能力は988.8MWであった。

送電も設備建設を含めJEAが担当し、送電線の総敷設距離は、400kV(650km)、230kV(17km)、132kV(2,106km)、66kV(17km)であった。配電は、JEAの他、ヨルダン電力会社 (JEPCO: Jordan Electric Power Company)、イルビッド地方電力会社 (IDECO: Irbid District Electricity) の2社があり、JEAは主に地方の配電及び建設、JEPCOは主にアンマン、ザルカ地区での配電及び建設、IDECOはイルビッド周辺地域での配電及び建設を担当していた。

電力消費需要は1985年から94年までは平均8.1%の高い伸びを示し、94年のピーク時負荷は794MWに達し、これは設備能力(988.8MW)比で約80%であったが、既存発電所の最大ユニットが130MW(同比約13%)であること、オーバーホール等による休止を勘案すると電力需給は均衡していた。また、同国の経済状況は94年度GDPで前年度比5.7%の伸びを示す等順調に拡大し、95年から2005年までに年平均約6%の電力需要の伸びが予想され、電力需給が非常にタイトになると予想されていた。同国はこの状況に対処すべく、電源開発計画を策定しており、本事業はその主要プロジェクトであった。

## 1.2 目的

ヨルダン国内の増加する電力需要に対応するため、既設アカバ火力発電所内に3、4号機(130MW-2基)を増設する。また、発電設備の増設に伴い、既設送電線の送電能力の増強を図り、電力の安定供給を行うもの。

## 1.3 事業範囲

### (1) 130MW x 2基の火力発電設備(3、4号機)の増設

スチームタービン 出力 130MW x 2基

発電機 2基

自然循環ボイラー 2基(重油・ガス併用焚き)

主変圧器

土木工事

燃料タンク増設工事

コンサルティング・サービス

### (2) アカバ-アンマン間の既設送電線の送電能力増強

送電線昇圧工事

コンサルティング・サービス

円借款の対象事業範囲は上記～、及びこれらに係るプライスエスカレーションおよび予備費(合計 15,558 百万円)であった。～はアラブファンド、～はアラブファンド、イスラム開銀の融資対象。コンサルティング・サービスは自己資金。

## 1.4 借入人/実施機関

ヨルダン・ハシミテ王国政府/中央電力公社(CEGCO : CENTRAL ELECTRICITY GENERATING COMPANY)<sup>1</sup>

## 1.5 借款契約概要

	第1フェーズ	第2フェーズ
円借款承諾額/実行額	4,745 百万円/4,537 百万円	10,813 百万円/10,769 百万円
交換公文締結/借款契約調印	1994年8月/1994年8月	1996年3月/1996年4月
借款契約条件	金利 3.0% 返済 30年(うち据置 10年) 一般アントライド	金利 2.7% 返済 30年(うち据置 10年) 一般アントライド
貸付完了	1999年10月	2001年6月

<sup>1</sup> 本事業の借款契約締結時の実施機関はヨルダン電力庁(JEA)であったが、1999年に発電、送電、配電部門が分割化され、実施機関は中央電力公社(CEGCO)となった。

## 2. 評価結果

### 2.1 計画の妥当性

ヨルダン・ハシミテ王国における電力需要の増加は、本事業審査時に 1995～2005 年で年平均約 6.0% の伸びが予測されていたが、この時点で電力需給は均衡状態にあった。近い将来に電力供給不足に陥る可能性が高く、需要増に見合う電力設備の拡大が必要とされていたことから、本事業は同国電源開発計画の中の主要プロジェクトと位置づけられていた。このことから、審査時における本事業の計画は事業目的、事業範囲の設定含め妥当と判断される。また、本事業の送電線昇圧工事部分は他ドナー（イスラム開銀、アラブファンド）による融資で同時期に実施され円借款対象事業範囲と補完関係にあることから、他ドナーの政策とも合致している。

一方、計画省による 1999～2003 年までの国家経済社会開発計画によれば<sup>2</sup>、電力は上下水道、道路整備、保健教育施設とともに同国 200 地域、860,000 人の貧困層への供給が目標とされている。CEGCO、送電会社（NEPCO :National Electric Power Company）エネルギー資源省、計画省におけるヒアリング結果でも安定した電力供給は国家計画の主要項目である基礎インフラ整備の一部であり、この安定供給は産業振興、生活向上に不可欠との認識であることから、現時点においても本事業の実施は妥当であると評価される。

### 2.2 実施の効率性

#### 2.2.1 事業範囲

事業範囲には内容的変更はなく当初の計画通りに実施された。

#### 2.2.2 工期

本事業完工は表 1 に示す通り 2 年 1 ヶ月遅延した。CEGCO によれば 1995 年に発生した地震のため当初計画の耐震設計を見直し、より安全基準の高い設計に変更する必要が生じたことが主な原因である。更に、初期稼動時に 3 号機スチームタービンの排水バルブ不良により蒸気循環系汚染が生じ、タービン等関連機器の洗浄等が必要となったことも遅延の理由として挙げられる。これらは実際にはいずれも審査時において予測が極めて困難なものと考えられるが、事業計画時に現地の地理的状況等に關しても十分な調査を行い、地震を含む自然災害発生の可能性をリスクとして勘案しておくことが必要であったと考えられる。

---

<sup>2</sup> The economical and social development plan for the years 1999-2003, Ministry of Planning 1997 年

表1 事業スケジュールの計画/実績比較

事業内容	計画	実績
火力発電設備増設	1995年5月～1997年12月	1995年5月～2000年1月
送電線能力増強	1995年5月～1997年5月	1995年5月～1997年12月
コンサルティングサービス	1993年5月～1997年12月	1993年3月～2000年1月

出所：CEGCO

### 2.2.3 事業費

事業費実績は全体では修正計画（フェーズ2）より約14億円のコストオーバーランとなっており、外貨部分では約28億円のコストオーバーランである。外貨部分のうち円借款対象部分は修正計画より約3億円のコストアンダーランであるが、上述の設計変更に伴い工期が遅延したことの他、送電線能力増強事業において当初の計画に無かった他の関連事業（エジプト側との系統連系等）も行われたことによりコストオーバーランしたものであり、イスラム開銀・アラブファンドが融資対象とした。

尚、このコストオーバーランは資金手当ての遅延による工期遅延は伴っていない。

### 2.3 効果

#### 2.3.1 電力需要への対応

表2に示す通りヨルダン・ハシミテ王国の電力需給実績は1994～2001年の電力消費実績で年平均6.2%、ピーク時負荷実績6.4%の増加を示す。これに対して設備利用率は本事業計画時（1994年）の64.1%から平均4%の増加を示している。このように年々増加している電力需要に対し、電力供給不足が生じたケースはこれ迄も発電所火災および一時的な技術的停止以外には無く、また、表2の通り発電設備の設備利用率が概ね70%前後で安定していることから、電力供給能力は需要に対応して伸びているといえる。

表2 ヨルダン電力需給実績

年	電力消費実績(GWh)・増加率	ピーク時負荷実績(MW)・増加率	設備利用率(%)
1994	4,676	794	64.1
1995	5,201	862	68.9
1996	5,623	902	71.2
1997	5,886	971	69.2
1998	6,287	1,020	70.4
1999	6,636	1,099	68.9
2000	6,934	1,206	65.6
2001	7,132	1,225	66.5
2002	-	1,370	11.8%

出所：CEGCO

また、表3に示す通り、CEGCOの総発電量に占めるアカバ火力発電所の発電電力量の割合が2001年で39%（1998年は30%）であること、本事業による3号機、4号機でアカバ火力発電量の53%（1998年は29%）を占めていることを勘案すれば、本事業の電力需要に対応するという目的は概ね達成されていると評価される。

表3 CEGCO 発電量の推移 (単位: GWh)

発電所名	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Aqaba Thermal (Unit 3 & 4)	0	0	576.3	1,454.7	1,479.9	1,495.2
Aqaba Thermal (all)	2,038	1,820.4	1,944.9	2,479.5	2,741.8	2,818.8
Hussein Thermal	2,285	2,452.4	2,330.4	1,811.5	1,858	1,928.1
Al-Risha	730.9	782.9	715.9	734.7	742.9	768.9
Rehab	301.5	607.4	466.4	115.3	49.4	45.1
Others	266.58	222.99	249.42	39.92	31.77	40.18
Total	5,621.98	5,886.09	6,283.32	6,635.62	6,903.77	7,096.28

出所: CEGCO

### 2.3.2 安定した電力供給

表4には本事業によって整備された3号機、4号機の稼動実績を示す。

両機による総発電量は、2000年で1,480 GWh/year、2001年1,495 GWh/yearと計画値の1,594 GWh/yearを下回るが、これは2000年10月に3号機の変圧器火災事故があり、修理のため10ヶ月間稼動停止となったことが原因である。2002年は9ヶ月間の実績で1,527 GWh/yearに達しており、年間では計画値を超える見込みである。また、両機とも発電規模は計画値の130MWを満たしている。

稼働率は2000～2002年間で3号機が67.00%、39.10%、98.76%、4号機が86.00%、98.00%、95.88%と推移しており、上述の3号機稼動停止期間を除けば計画値の70%を上回る稼動実績を示している。燃料消費に関しては、3号機は事故による稼動停止期間10ヶ月が含まれるため、4号機のみの実績をみると、2001年で234,587tonとなっており、2機合計の計画値353,203tonの半数と比較すると約1.3倍となった。これは4号機の稼働率が計画値(70%)よりも増加したことによる。以上のように、3号機、4号機の稼動実績は燃料費を除いては計画値以上の値を示しており、概ね安定した電力供給に貢献していると考えられる。

表4 本事業整備ユニット稼動状況

項目	計画値	実績					
		3号機			4号機		
		2000	2001	2002 <sup>3)</sup>	2000	2001	2002 <sup>3)</sup>
1. 総発電電力量 (GWh/year)	1,594 <sup>4)</sup>	643	420	776	837	1,075	751
2. 最大出力 (MW)	130	130	130	130	130	130	130
3. 所内率 <sup>1)</sup> (%)		7.51	7.20	N/A	7.48	7.45	N/A
4. 熱効率 <sup>2)</sup> (%)		37.28	37.09	N/A	36.89	37.59	N/A
5. 稼働率 (%)	70	67.00	39.10	98.79	86.00	98.00	95.88
6. 燃料消費 (ton/year)	353,203 <sup>4)</sup>	17,422	33,722	N/A	186,023	234,587	N/A

出所: CEGCO

1) 所内率: 総発電電力量に対する発電所内電力消費量の比率

2) 熱効率: 送電端電力量の熱量と使用燃料の熱量比率

3) 2002年の値は1月から9月末期間

4) 計画値は3号機、4号機の合計値

### 2.3.3 電力損失の現状

1997 年の JICA 調査では送配電網で電力損失が高いことが指摘されており、電力損失の低減計画が提案されている<sup>3</sup>。 NEPCO によれば、テクニカルロスと盜電等のノンテクニカルロスの内、ヨルダンの場合は後者に関する問題は少ないと報告されており、電力損失は 2001 年度全体で約 18%、うち送電、配電の電力損失は各々約 3%、10% である。 CEGCO は発電時損失に関しては、予防・予測的保守管理 (Preventive and Predictive Maintenance) の実施等の対応を行っている。また、送電損失については NEPCO がテクニカルロスの実態をより詳細に調査することを計画している。

「ヨルダン国内の増加する電力需要に対して安定した電力供給を行う」という本事業の目的を考慮すると、電力流通の中で最も需要家に近い配電に就き、それを阻害する要因については十分な検証が必要とされるが、最も多い配電損失については、配電会社である EDCO 等が JICA 調査結果の提言に基づき可能な範囲で対応中である。EDCO によれば、配電損失は主に低圧、長距離配電を行っていることに起因しており、配電線の改良を行うことにより順次対処中。ただし、JICA 提言にあった配電線接続点の変更は約 2 百万 JD (約 3 百万米ドル) の予算を要し、また工事期間中の一時的な停電、新規電柱設置時の土地取得の問題があり、実施が難しいのが現状である。JEPCO によれば、同社の配電地域であるアンマン周辺の都心部における損失は比較的低く 9% 程度であるが、JICA 調査の提言に沿い配電損失改善策を実施中である。地方への配電を行っている EDCO ではノンテクニカルロスの盜電を問題視しており、これへの対処として不正使用有無のチェック等を含むメーター管理や、悪質な場合には警察と協力することにより適正な電気料金の徴収を進めている。電力損失は、安定した電力供給を維持するためにも最小限に押さえる必要があるが、各関係機関とも現時点では同国の自己資金、自助努力で対応を行っている。

### 2.3.4 送電線能力増強

送電線能力増強事業は 1980 年代半ばから計画された事業で、ヨルダン国内の電力需要に対応した南北間送電能力強化を目標としていた。アカバ火力発電所はその主たる発電源であり、既設送電線が同発電所からの送電を行うには容量が不足していたことから早急な送電設備昇圧が求められていた。更に、送電線能力増強事業により、1999 年にはエジプト、2001 年にはシリアとの相互送電線接続が可能となった。近隣諸国との送電線接続の目的は 緊急時の相互支援、余剰電力の相互利用であるが、主な目的は前者であり、現在は主としてエジプトから購入している (2001 年実績では NEPCO の供給送電量の 4% 程度)。CEGCO では今後は、レバノン、イラク、トルコ、リビヤとも接続を進める見通しである。

---

<sup>3</sup> ジョルダン国送配電網電力損失低減計画調査、JICA、1997 年

以上のように、送電線能力増強を行ったことで近隣国との電力供給の相互支援体制が確立し、電力購入も可能となり、同国内の安定した電力供給の一端を担っていると評価される。

### 2.3.5 財務的内部収益率(FIRR)の再計算

FIRR は審査時と同様、以下前提条件のもとで再計算された。

#### 前提条件

- ( 1 ) 便益 : 売電収入
- ( 2 ) 費用 : 建設コスト  
保守・運営費  
燃料費
- ( 3 ) プロジェクトライフ : 運転開始後 25 年

再計算値は 7.1% で、計画値 (12.4%) PCR 提出時 (9.9%) より低くなっている。これは 3 号機変圧器の火災事故が生じ、その修理のために 10 ヶ月間発電設備が稼動しなかったことによる減収、及び 2002 年以降の燃料 (重油) 費の値上りが要因である。しかし、CEGCO によれば 2003 年以降、燃料の天然ガス化による燃料コストの低減、電力料金の改正による徴収料金の収益増が見込まれており収益性の改善が期待される。尚、今回の再計算時は天然ガス価格が未確定のため、現状の燃料費 (重油) を適用して行った。

## 2.4 インパクト

### 2.4.1 経済インパクト

CEGCO を含む関係機関へのインタビューの結果、本事業は安定した電力供給をもたらし、基礎インフラ整備の重要な要素としてヨルダンの経済活動振興に寄与していることが確認された。本事業火力発電所の立地するアカバ地域周辺では、アカバ火力発電所の管轄機関である ASEZA (Aqaba Special Economic Zone Authority) および在アカバ中央銀行によれば、アカバ自体が観光開発を含め拡大傾向にある中、電力供給不足は生じていない。また既存の肥料工場等には自家発電を行っているところもあるが、アカバ火力発電所から供給を受けている工場もあり、アカバ火力発電所は地域振興にも貢献しているとの見解であった。

また、国民の生活環境向上という視点では、農村部も含め 99% が電力供給を受けていること、電力供給不足が生じたケースは発電所火災及び一時的な技術的停止以外ではなく、JEPCO の管轄内での年間電気供給停止時間 (送電、配電部分の不良を原因とする場合も含む) は 1 顧客あたり 4 時間以内である。このように電力供給は需要を満たし安定していることが分かる。

CEGCO、NEPCO、計画省、鉱工業省の見解では、現在電力セクターが経済発展の障害とな

るような事情は見受けられず、電力セクターは安定したセクターとして今後民営化が進められ、民間投資を中心とした事業展開が進められる予定のことである。民営化は国家施策として進められるものであり、より安定していると判断されるセクターから実施される。現在の電力販売価格は政府が決定する仕組みとなっており、今後もこの仕組みに変更予定はない。現在のCEGCO から NEPCO 等への電力販売価格、各配電会社から末端消費者徴収料金は表 5 の通りである。また、NEPCO によるエジプトからの電力購入価格は 26.1 fils/kWh(価格変動制 2001 年 1 月～9 月平均)で、CEGCO の販売価格帯のほぼ中間に位置し、国内供給が需要を超える場合に電力を購入しても NEPCO の購入コスト面では大差がない。ただし、今後の火力発電所燃料の天然ガス化により CEGCO の発電コストが低くなり、それが販売価格へ反映された場合には、国内での電力生産需要が高まることが予想される。今後 CEGCO が更なる設備投資を行い電力生産の拡大を行うかどうかを含め、同社の電力政策に関しては現状明確な指針が整備されておらず、これは現状 2004 年以降の国家開発計画やエネルギーセクターマスター・プランが未整備であるという理由もあるが、現在の同国の電力政策に関する弱点と言えよう。

なお、本事業は既設の火力発電所の増設であり、用地取得や住民移転は発生しなかった。

表 5 電力販売価格・徴収料金

(単位: fils<sup>1)</sup> / kWh)

販売価格	
NEPCO 等送電会社	日中: 29、夜間: 19
大規模工場等	日中: 47、夜間: 32
電力徴収料金	
家庭用	30～75(月消費量による 4 段階制)
放送局用	60
商業用	60
中規模工場	日中: 33、夜間: 21
小規模工場	36
水道ポンプ用	34
ホテル用	60
農業用	23
街灯	20

出所: CEGCO

1) 1JD=1,000 fils

#### 2.4.2 環境インパクト

審査時に燃料として合意した低硫黄重油が施設稼動後に使用されていないことによる大気汚染、及び温排水放水口位置が変更されたことによる珊瑚礁への影響が懸念されたため、国際協力銀行は本事業完了後の 2001 年に委託調査<sup>4</sup>を実施し、それぞれ今後の対

<sup>4</sup> ジョルダン王国アカバ火力発電所増設事業環境面に係る委託調査、国際協力銀行、2001 年 5 月

応策を提言した。これに関しては現在以下のように対応されている。

#### 2.4.2.1 大気汚染

大気汚染に関しては、審査時に燃料として合意した低硫黄重油が施設稼動後に使用されていないことから、本発電所周辺の大気中 SO<sub>2</sub> 濃度が WHO 基準を超過する可能性が生じた。この事を踏まえ、委託調査(脚注 4)により環境影響シミュレーションを行った上、2002年の計測調査により大気中 SO<sub>2</sub> 濃度が WHO 基準をクリアしていることを確認した。また、審査時に計画されていた天然ガス化への転換も CEGCO により 2003 年 7 月に完了する予定であることから、低硫黄重油の不使用による特段の影響はないものと考えられる。また、天然ガス化転換後にも再度モニタリングが行われ、国際協力銀行に報告される予定である。また、アカバ火力発電所の管轄機関である ASEZA の規定により、SO<sub>2</sub> ガス排出濃度は排出ガスユニット別に毎月計測され ASEZA に提出されており、これは今後も継続して行われる予定である。また、アカバ火力発電所によれば、現在実施している発電所敷地外での定点観測も継続して行う予定としている。

#### 2.4.2.2 温排水の珊瑚礁影響

アカバ火力発電所から排出される温排水の珊瑚礁への影響に関しては、発電所稼動後の 2000 年 12 月に珊瑚礁への影響を軽減するため当時の施設許認可を行う管轄機関( Aqaba Regional Authority )の指導により、温排水パイプを設置する位置を変更したことが判明し、本行としても委託調査(脚注 4)を実施し、設計変更の妥当性を確認した。CEGCO が在アカバ第三者機関である Marine Science Station(MSS)に委託したアカバ湾の定期調査の結果では海水温度の温度上昇計測値は 1 ~ 1.5 度、ヨルダン国内基準(4 度) 世銀基準(3 度) ASEZA 基準(3 度) を満たすとともに、珊瑚の白化を生じる目安である 2 度を下回っていることから、CEGCO としては今後独自調査の実施は必要ないとしている。また、ASEZA が MSS に委託して定期的に行っている海洋生物の生態調査においても、珊瑚礁への特段の悪影響は報告されていない。

ASEZA は環境基準を設け新規開発許認可を行っているが、ASEZA によれば今後既存施設における環境基準等(温排水基準を含む)への適応状況を把握するために約半年以内で順次検査を行うことを予定しており、問題がみられた場合には指導を行うこととしている。また、海洋調査は ASEZA が MSS に委託して定期的に行っており、これには海水温度計測、海洋生物の生態調査が含まれる。

上述のように、懸念されていた本事業による環境インパクトは、それぞれ対処策が実施されており、今後も継続したモニタリングが実施機関もしくは第三者機関によって行われる予定であることから、今後大きな問題となる可能性は少ないものと判断できる。また、アカバ地域一帯の珊瑚礁を含む海洋環境に関しては、関係者の多くがその貴重性を認識しており、開発行為と環境保全の関係は考慮されていると判断される。本事業に関連した関連機関による数年にわたる環境問題での対応も、こうしたアカバ地域一帯にお

ける環境保全意識の醸成に貢献していると評価される。

## 2.5 持続性・自立発展性

アカバ火力発電所の持続性・自立発展性は実施機関である CEGCO の運営組織制度、運営維持管理体制、人材・技術、財務状況、将来計画のあり方による。項目別には以下に記したが、現時点では特段の問題は見受けられない。ただし、CEGCO 自身も予見不能な国家政策による民営化計画があるため、今後の国家政策動向により、組織としての持続性・自立発展性に課題が生じる可能性はあるものと考える。また、CEGCO は将来計画として今後の施設改善計画に反映する発電量拡大、効率化等の基礎調査等も必要と考えており、こうした費用のかかる大規模調査への投資は慎重に行う姿勢でもある。これは上述した上位計画の欠如とも関連があり、上位計画内で十分な調査がなされていれば CEGCO 等が行う調査は最低限のフィージビリティスタディ等で済む可能性も生じるため、上位機関との連携も持続性・自立発展性維持には欠かせない。

### 2.5.1 運営組織制度

電力セクターは、政府方針により送電機関の NEPCO を除く CEGCO、EDCO は 2003 年中に民営化が予定されており、新たな法制度が適応されることになる。民営化後の CEGCO 等電力関係機関の民営化による影響については政府が調査を実施中で、詳細は現段階では明らかにされていないため、本事業の実施機関である CEGCO の今後の組織運営制度面の持続性・自立発展性に関しての判断は現時点では難しい。CEGCO、NEPCO、鉱工業省によれば、ヨルダン政府は電力セクターは民間投資誘致による自立的運営が可能と判断しており、今後援助を含む公的資金投入の予定はないとしている。

### 2.5.2 運営維持管理体制

本事業整備施設の運営維持管理は、実施機関 CEGCO 管轄のアカバ火力発電所が行っている。アカバ火力発電所によれば、安全で効率的な施設運営を目指し、施設は予測、予防、定期、オーバーホールの各メンテナンスを年間を通じて定期的に実施している。スペアパーツはサプライヤーからの入手に時間を使い、また予算削減もあり、使用頻度の高い交換部品等は最低限のストック量保持を試みている。施設の稼動状況に関するデータ類も担当部署がコンピュータで管理し、情報提供依頼に対しても迅速に対応可能であったことから、運営維持管理体制は整っていると判断される。

### 2.5.3 人材・技術

CEGCO は全体では 1,534 人の職員を抱える機関である(2001 年時点)。このうちアカバ火力発電所職員は 433 人で、表 6 にある内訳になっている。雇用は現場の要望と欠員状況に応じて CEGCO 本社が行い、適時国内外の研修等を実施している。雇用時の OJT は約 1 年間行われている。

その他、本事業整備施設稼動後 2 年間は施設納入業者による施設維持管理に関する技術移転が継続している（4 人～7 人の常勤）。アカバ火力発電所によれば、人員数、技術的にも現状で業務上問題はない。技術レベルの維持のため、職員に対する住宅等の補助、健康診断、医療施設との提携等により福利厚生を充実させ、技術の高い職員の流出を防いでいる。これは、近隣の工場等からの需要が高く引き抜きを防ぐためである。平均して毎年 10 数人程度の新規雇用を実施している。施設における技術レベルの保守には、訓練を実施した人材の流出を避けることが重要であり、今後もアカバ地域の開発が進むにつれこうした競争が激しくなる可能性は高い。このような状況においては報酬レベルでの競争が必要となり、民営化が行われた場合の給与体系等に関しては、CEGCO は十分な検討を行う必要がある。

表 6 アカバ火力発電所職員数

（単位：人）

職種	人数
管理職	21
技師職	37
技術職	346
補助職	29
合計	433

出所：CEGCO

#### 2.5.4 財務状況

アカバ火力発電所を運営する CEGCO の主な収益源は送電会社 NEPCO への電力販売であり、NEPCO は民営化されないことが決定されていることから、今後も安定した発電を行い、販売することで財務的持続性は維持可能となる。

CEGCO の財務状況は、分割化された 1999 年以降の損益計算表を表 7 に示すが、毎年順調に利益を計上していることがわかる。現在の CEGCO 総発電量の大半はアカバ火力発電所が担っているが、今後も増大傾向が予測されている電力需要に応えるための新規発電所計画もある（2.5.5 将来計画参照）。また、民営化が行われた場合には他民間発電会社の新規参入可能性もあるため、市場競争を行うことが必要となる。このために、CEGCO では発電コストの削減策を実施しており、冷却水の海水利用（年間 300,000JD = 約 400,000 米ドルの削減）、燃料の天然ガス化が含まれる。また、こうした新規運営策を導入するためには調査を含めた初期投資が必要となることも認識している。

以上から、CEGCO はその財政に関して今後の民営化も視野に入れた堅実な運営を検討しており持続性・自立発展性という観点から評価できる。ただし、現行では電力販売価格設定の権限が CEGCO にないことから、発電コスト削減を消費者に還元する等の営業施策がとれず、CEGCO の自立発展性を妨げる要因となる可能性を残す。

表7 CEGCO 損益計算表

(単位:JD)

		1999	2000	2001
収入				
	売電収入	165,167,466	167,663,837	172,371,141
	その他収入	146,362	11,561,806	16,539,601
計		165,313,828	179,225,643	188,910,742
支出				
	発電コスト	106,045,696	108,945,166	110,297,316
	減価償却費	27,488,785	33,389,772	32,979,845
	維持管理費	4,177,530	6,185,953	4,656,994
	一般運営費	2,653,246	3,115,440	3,572,919
	金利	11,055,066	13,016,750	12,628,228
	その他	6,591,121	560,910	4,033,696
計		158,011,444	165,213,991	168,168,998
税引き前損益		7,302,384	14,011,652	20,741,744

出所:CEGCO

### 2.5.5 将来計画

同国における今後の電力需要は 2015 年まで年間平均 4% の増加が今後も見込まれて おり(表8 参照) CEGCO は 2003 年および 2005 年にそれぞれ稼動開始予定の最大出力 100MW × 1 基の新規発電施設整備、既存施設改善等による発電容量増加を計画している。 NEPCO、JEPCO、鉱工業省によれば、ベルギーの Independent Power Producer (IPP) による Samara 地域における最大出力 450MW 発電所計画もある。この他、エジプト、シリアからの電力輸入増加も視野に含まれる。

電力需要増加傾向が続く限り供給の増大を行う必要があり、CEGCO は今後新規施設や既存施設改善等への投資が必須となる。これとあわせて民营化による他企業、他国との競争にもさらされることとなり、CEGCO 内での長・中・短期を含む明確な将来計画策定が必要である。

表8 今後の電力需要予測

年	電力消費量 (GWh)	増加率	ピーク時需要 (MW)	増加率
2002	8,429		1,354	
2003	8,937	6.0%	1,429	5.5%
2004	9,468	5.9%	1,518	6.2%
2005	10,038	6.0%	1,611	6.1%
2006	10,779	7.4%	1,722	6.9%
2007	11,271	4.6%	1,807	4.9%
2008	11,727	4.0%	1,874	3.7%
2009	12,154	3.6%	1,940	3.5%
2010	12,539	3.2%	1,998	3.0%
2015	14,151	12.9%	2,249	12.6%
2003-2015平均	-	4.1%	-	4.0%

出所:CEGCO

### 3. フィードバック事項

#### 3.1 教訓

##### 3.1.1

顕在化した問題に対する早期取り組みが実施機関のオーナーシップ向上を可能とする意味で有効である。

本事業実施を通じ、環境インパクトとして実施機関の取り組むべき課題を国際協力銀行が指摘し、問題が顕在化する可能性が生じた段階で委託調査を実施し、改善策に関する提案を行ったことが、環境問題への実施機関関係者の意識醸成のみでなく、結果として燃料の重油からガス化による財政面でのコスト削減可能性に結びついた。このことは、本事業を通じた有効な技術移転の1つと実施機関でも十分認識されており、燃料転換、冷却水の海水利用等を実現する契機として重要な提言であったと言える。このように事業の早期実施段階で顕在化した課題に対し迅速に対処したことは実施機関のオーナーシップ向上を可能とした点で有効であり、他の円借款案件においても適用可能な範囲で汎用的に実施されることが望ましい。

##### 3.1.2

審査時に外部条件の変化に関する情報へのタイムリーなアクセスを可能とする仕組みの導入に就き、借入国政府・実施機関と協議し検証することが必要である。

実施機関が事業完工後に分割民営化される事例は本事業に限らないが、こうした改革により、実施機関内の責任体制が不明確になる可能性も生じる。特に、円借款対象でない事業範囲でその傾向が強く、事業終了後の状況把握、評価等が困難になる他、事業そのものの持続性・自立発展性を阻害しかねない。本事業では実施機関である CEGCO と配電を担当する EDCO が 2003 年にも民営化される予定で、そのための法律も整備中であるが、例えば電力販売の価格体系や電力需要家に与える影響という意味で、本事業のそもそもの開発目的が達成されるかどうか、また、新規法制度のもと民営化後の実施機関が円借款融資契約上の義務を履行するのかどうか等、不安定な要因が予見される。

従い、事業計画時や審査時において、民営化等外部条件の変化に係る動きが有り得ると考えられた場合に、関連情報がタイムリーに得られるような仕組みを考え借入国政府・実施機関と合意しておくこと、或いは、借入国政府で行われる民営化等の政策論議に当行も関与出来るような仕組みを導入することが望ましい。

##### 3.1.3

重大な負の環境インパクトに関連する審査時合意事項については、遵守の徹底に関して特別な配慮が必要である。

本事業においては、実施機関が本項審査時に合意していた低硫黄重油の使用を遵守せず、本行による遵守状況の確認も不十分だったため、大気汚染の可能性が生じた。このように、重大な負の環境インパクトに関連する審査時合意事項については、審査時にその重要性を実施機関に認識させ、遵守を徹底させるとともに、本行による遵守状況の詳細なフォローが必要である。

### 3.2 提言

（実施機関に対して）

#### 3.2.1 エネルギーセクターM/P 整備の必要性

既存の 2003 年までの国家開発計画では部分的に触れられているものの、エネルギーセクター全体のマスタープランが本事業実施計画時から未整備であり、将来的なエネルギー開発の方向性や電力セクターの役割等についての把握が困難である。現在マスタープランの策定を検討中ということであるが、その中で電力セクターの役割の明確な位置付けは今後ヨルダンにおける電力開発、及び CEGCO の投資計画策定にとっても重要な課題である。現状こうした上位計画が欠如していることから、事後評価時の妥当性、インパクト、持続性・自立発展性判断が困難となる。現存する国家経済社会開発計画も 2003 年までとなっており、民営化政策も進行中であることから、こうした国家政策との関連を含め 2005 年頃を目処に今後 5 年から 10 年程度を見込んだエネルギーセクターに関するマスタープラン調査、策定が必要と考えられる。

## 主要計画 / 実績比較

項目	当初計画 第1フェーズ	修正計画 第2フェーズ	実績
事業範囲	(1)火力発電設備増設 チームタービン：出力 130MW2基（重油・ガス併用焚き） 発電機：2基 自然循環ボイラー：2基 主変圧器 土木工事（125m 煙突新設工事含む） 燃料タンク増設工事 (2)送電線送電能力増強 送電線昇圧工事： 132kV 400kV (3)コンサルティング サービス	(1)火力発電設備増設 チームタービン：出力 130MW2基（重油・ガス併用焚き） 発電機：2基 自然循環ボイラー：2基 主変圧器 土木工事（125m 煙突新設工事含む） 燃料タンク増設工事 (2)送電線送電能力増強 送電線昇圧工事： 132kV 400kV (3)コンサルティング サービス	(1)火力発電設備増設 計画どおり 計画どおり 計画どおり 計画どおり 計画どおり (2)送電線送電能力増強 計画どおり (3) 計画どおり
工期	(1)火力発電設備増設 チームタービン及び発電機 1994年12月～1997年8月 ボイラ 1994年12月～1997年8月 燃料タンク 1994年12月～1997年8月 土木工事 1994年12月～1997年8月 (2)送電線送電能力増強 1995年5月～1997年3月 (3)コンサルティング サービス 1993年5月～1997年8月	(1)火力発電設備増設 チームタービン及び発電機 1995年5月～1997年12月 ボイラ 1995年5月～1997年12月 燃料タンク 1995年6月～1997年2月 土木工事 1995年5月～1997年3月 (2)送電線送電能力増強 1995年5月～1997年5月 (3)コンサルティング サービス 1993年5月～1997年12月	(1)火力発電設備増設 チームタービン及び発電機 1995年5月～2000年1月 ボイラ 1995年5月～2000年1月 燃料タンク 1995年6月～1998年3月 土木工事 1995年5月～1998年7月 (2)送電線送電能力増強 1995年5月～1997年12月 (3)コンサルティング サービス 1993年3月～2000年1月
事業費			
外貨	31,811百万円	25,006百万円	27,854百万円
内貨	5,236百万円 ( 34,905千 JD )	5,214百万円 ( 36,006千 JD )	3,739百万円 ( 23,267千 JD )
合計	37,047百万円	30,220百万円	31,593百万円
うち円借款分 換算レート	15,006百万円 1JD = 150円 ( 1994年8月現在 )	15,558百万円 1JD = 144.81円 ( 1995年12月現在 )	15,307百万円 1JD = 160.7円 ( 1995年～1997年平均 )

## **Third Party Evaluator's opinion on Aqaba Thermal Power Plant Expansion Project (1) (2)**

Dr Hani Obeid  
Senior Member of Institute of Electrical and Electronic Engineers (SMIEEE),  
Professional Engineer

Applied Science University, Amman-Jordan

### **Relevance**

Jordan's economic and social development has been experiencing growth. Real Gross Domestic Product (GDP) grew at 4.9% in 2002, but is projected to drop back to 3.5% in 2003. The generated energy forecast in Jordan is continued to increase at an average growth rate of 6.0% for the coming five years. The expansion in the country's manufacturing sector is a major factor that will determine the expansion plan of generating facilities; this expansion in manufacturing sector has been driven by such factors as the US-Jordan Free Trade Area, admitting of Jordan to membership in the World Trade Organization and the establishment of Aqaba Special Economic Zone ASEZ. A direct impact of those factors was a substantial increase in the consumption of electrical energy. This resulted in increasing the imported electrical energy, which jumped from 44.5 GWh in 2000 to 267 GWh in 2001, and that accounts for 500% growth rate.

Therefore, the main objectives of the development plan of electrical sector are to alleviate shortages of electric power and to mitigate adverse impact on the environment. In this respect, Aqaba Thermal Power Plant Expansion and the first Independent Power Producer IPP plant of 450 MW near Amman are key figures in this plan. Furthermore, the sustainable development of social life and improving the living standards of population are in direct relation to the level of industry and the availability of electric energy.

### **Impact**

Aqaba Thermal Power Plant expansion will positively contribute to the economic, social, and environmental aspects of the country's development plan. The availability of the electric energy will promote Aqaba Special Economic Zone Authority to realize their ambitious plans through boosting the industrial and tourist sectors in that region. Furthermore, this project will increase the installed generating capacity of the country and will enable it to meet the increasing demand of electrical energy.

Notwithstanding the fact that 99.9% of population is supplied by electric energy (99.2% for rural areas) the power interruption, which is 7.6 hours/consumer/year for 2002\*, tends to increase if the demand will not be covered by additional generating capacity. Thus, the project will have direct result in improving the standards of living in Jordan.

From the environmental point of view the project will not have an adverse impact to the environment in Jordan (per capita carbon emission in 2001 is 0.63 metric ton of carbon vs. US 5.5 metric ton of carbon). But the country is aware of the pollutants produced by generating plants, such as the increased quantity of SO<sub>2</sub> and the discharge of heated effluents in the Aqaba Gulf. The main concern is the limited coastline (26 km) and the unique coral reef, which if destroyed will need a very long time to rebuild itself. Therefore, authorities are looking for measures to mitigate the negative sequence of such projects by monitoring and controlling pollutant parameters. Also, a new policy is adopted for construction of dual firing power plants and converting all old plants to this system. Natural gas fired power plants will dominate in the near future, specially with the new gas pipe line linking Egypt to Jordan for gas transportation.

\* JBIC view: The information source of this data is NEPCO, a sole power transmission company in Jordan. On the other hand, according to information from JEPCO, the annual power supply interruptions are within 4 hours per customer as stipulated in JBIC evaluation report.