

水力発電所改善事業

外部評価者：オフィスみかけ合同会社 稲澤 健一

1. 案件の概要



案件位置図



フィエルツア発電所（建屋・ダム）

1.1 事業の背景

アルバニアでは旧社会主義政権下において水資源開発が進められ、多くの水力発電所が建設された。しかしその多くは 1950-70 年代に建設されたものであり、老朽化が進み、リハビリが必要とされる時期に来ていた。一方、電力需要は家庭の消費を中心に 1995 年以降は増加すると予測されていた。当時のアルバニアは市場経済への移行期にあり、電力需要が高まりつつあったが、国内電力セクターの開発に必要な資金が不足していたため、電力の安定供給のための早期対策が求められていた。このような背景のもと、国際援助機関の融資を中心に国内既存の水力発電所の改修（リハビリ）が実施されるに至った。

1.2 事業の概要

アルバニア国内の既存水力発電所（フィエルツア・バウイデジャス発電所）において、機械部品及び電子部品、制御装置の更新、高性能機器への転換及び土木工事などリハビリ・近代化を進めることにより、発電能力及び発電量の増強を図り、もって同国の電力供給の安定化及び経済成長に寄与する。

円借款承諾額／実行額	16 億 8,100 万円／16 億 8,100 万円
交換公文締結／借款契約調印	1995 年 10 月／1995 年 11 月
借款契約条件	金利 2.6%、返済 30 年（うち据置 10 年） 一般アンタイド

借入人／実施機関	アルバニア電力公社 (KESH) ／ アルバニア電力公社 (KESH) (アルバニア共和国政府保証)
貸付完了	2006 年 12 月
本体契約（10 億円以上のみ記載）	ABB SAE Sadelmi S.p.A.(イタリア)
コンサルタント契約（1 億円以上のみ記載）	N/A
関連調査（フィジビリティ・スタディ：F/S)等	F/S (1993 年) Lahmeyer International (ドイツ)
関連事業	(1995～2007 年) ドリン川水力発電所改善事業 (EBRD 融資を中心とした全体事業 ¹)

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

稻澤 健一（オフィスみかげ合同会社）

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 4 月～2011 年 2 月

現地調査：2010 年 6 月 22 日～30 日、2010 年 10 月 4 日～8 日

2.3 評価の制約

特記事項なし

3. 評価結果（レーティング：B）

3.1 妥当性（レーティング：a）

3.1.1 開発政策との整合性

アルバニアは 1990 年に市場競争原理の導入による経済改革に着手し、93 年の GDP はプラス成長を遂げた。同国政府は 93 年に IMF の拡大構造調整ファシリティー (ESAF) の供与を受けて「中期マクロ経済政策」(1993-96 年) を策定し、対外経済政策の大きな柱とし

¹ 円借款対象部分（本事業）を含めた、欧州復興開発銀行（以下、EBRD という）の融資を中心として実施された全体事業名である。（詳細は P4 の表 1 を参照。EBRD 融資部分：発電所の設備工事や制御装置の改修等、スイス及びオーストリア政府無償資金協力部分：取水・導水設備の機械装置のリハビリ等）

て、輸出拡大・直接投資の増加を目指した。その中で電力は、アルバニアの主要輸出物であるとともに、直接投資を呼び込む重要インフラと認識されていた。また、政府は公共投資計画（PIP）を策定し、電力セクターを重点分野として位置づけていた。

事後評価時のアルバニア政府（経済貿易エネルギー省）は、2007年5月に「国家エネルギー戦略」を策定し、国内電力需要の課題を解決するためのエネルギー開発を推進している。また、2009年2月に「第9次電力セクター・アクションプラン」を承認し、2009～11年迄の電力セクターの方針及びエネルギー施策を定めている。これらから、事後評価時においても電力セクターは引き続き重要視されており、審査時・事後評価時ともに政策・施策との整合性が認められるといえる。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

審査当時（1995年）、アルバニアは豊富な水資源を利用して発電を行い、電力を他国に輸出していた。1992年の電力輸出額は1,600万USドルで、総輸出額の約25%相当であった。93年には国内の電力需要が伸びたこともあり、輸出額は500万USドルに減少し、総輸出額の5%となった。一方、2001年には家庭の電力消費量が13～16%程度伸び、かつ発電能力にも限界があることから、電力需要が生産量を超過すると予想されていた。

事後評価時においては、審査時に比して国内の総発電量実績が増加している。審査時の国内総発電量は約3,400GWhであったのに対し、事後評価時は約5,200GWh²である。一般家庭を中心に電力消費量も過去10年間で年平均1%ずつ伸びており、今後も電力需要は伸びると見込まれている。また現在、国内の水力発電用ダムの安全面の確保、運営改善及び電力供給の安定化を目的とした「貯水ダム安全プロジェクト」（Dam Safety Project）が世銀の融資を中心に実施されている³。

これらから、アルバニアは水力発電への開発に引き続き高いニーズを有していると考えられる。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

1992年に閣議決定された政府開発援助大綱（ODA大綱）の原則として、「開発途上国の民主化の促進、市場指向型経済導入の努力、基本的人権や自由の保障状況への注意を払う」が記載されている。本事業は、市場経済移行期にあるアルバニアへ支援を行うもので、当該原則と合致しており、日本の援助政策との整合性が認められる。

以上より、本事業の実施はアルバニアの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分

² 2009年実績

³ 2013年に完成予定

に合致しており、妥当性は高い。

3.2 効率性（レーティング：c）

3.2.1 アウトプット

1) 事業全体のアウトプット計画及び実績

以下表1は、事業全体のアウトプット計画、実績、及び援助機関名等である。本事業は、欧州復興開発銀行（以下、EBRDという）、円借款、スイス及びオーストリア政府の無償資金協力で構成される、国内最大級の水力発電所であるフィエルツア発電所及びバウイデジャス発電所⁴のリハビリ事業であった。EBRDの融資では、発電所の設備工事や制御装置の改修等が計画され、円借款では、発電機ユニットのリハビリ、発電機室及び変電施設の電気機器の交換などが計画され、また、スイス及びオーストリア政府の無償資金協力では、取水・導水設備の機械装置のリハビリ等が計画された。事業全体のアウトプットはすべて計画どおり実施された。

表1 事業全体のアウトプット計画、実績、及び担当援助機関名

【フィエルツア発電所のリハビリ事業】	
計画（審査時）	実績（事後評価時）
1) 土木工事（地上設備） →EBRD融資及びアルバニア自己資金 2) 機械装置（取水、導水、水車等） →スイス無償資金協力 3) 電気装置（表2上段参照） →JICA円借款 4) 制御装置 →EBRD融資	1) 2) 3) 4) 計画どおり実施された
【バウイデジャス発電所のリハビリ事業】	
計画（審査時）	実績（事後評価時）
1) 土木工事（地上設備） →EBRD融資及びアルバニア自己資金 2) 機械装置（取水、導水、水車等） →オーストリア無償資金協力 3) 電気装置（表2下段参照） →JICA円借款 4) 制御装置 →EBRD融資	1) 2) 3) 4) 計画どおり実施された
【コンサルティング・サービス（事業全体）】	

⁴ 総出力容量はフィエルツア発電所が500MW（発電機ユニット125MW×4基）、バウイデジャス発電所が250MW（発電機ユニット50MW×5基）である。両発電所とも一般水力である。発電機ユニットは中国製、タービン発電機の型式は立軸フランシス水車である。参考までに、同型式の発電機がある日本最大の水力発電所は、北陸電力の有峰第一発電所（発電機ユニット265MW×1基）である。

計画（審査時）	実績（事後評価時）
◇EBRD 資金にて実施予定。実施内容は、プロジェクトの準備、入札評価及び施工監理等。(223M/M)	◇左記実施内容は計画どおり実施された(232M/M：若干 M/M が超過した理由は、設計エンジニアによる追加業務が発生したこと、事業期間の延長に伴う追加業務対応によるものである ⁵)

出所：JICA 資料、質問票回答

2) 円借款ポーションのアウトプット計画及び実績

以下表 2 は、事業全体のうち円借款ポーションのアウトプット計画と実績である。本事業ではほぼ審査時の計画どおりに発電機ユニット（フィエルツア発電所×4 基、バウイデジャス発電所×5 基）、発電機室及び変電施設の電機機器のリハビリ・交換が実施された。

表 2 円借款ポーションのアウトプット計画及び実績

アウトプット	計画（審査時）	実績（事後評価時）
フィエルツア 発電所	<ul style="list-style-type: none"> - 変圧器の試験・改良 - 発電機の巻き線の再組立及び巻き直し×2 台 - 発電機試験 - 発電機励磁装置の取り替え×4 台 - 発電機冷却システムの改良×2 台 - 220kV 断路器の取り替え 18 台 - 交流及び直流電源装置の改善 - 照明システムの改良 - スペアパーツの調達 - 非常用ディーゼル発電機の調達 	計画どおり調達・据付・取替等が実施された
バウイデジャス 発電所	<ul style="list-style-type: none"> - 変圧器の試験・改良 - 保護装置の取り替え - 発電機励磁装置の取り替え - 交流及び直流電源装置の改善 - 220kV 引出線の取り替え×4 フィーダー - 110kV 引出線の取り替え×1 フィーダー - 発電機冷却システムの改良×5 台 - 発電機試験 - 照明システムの改良 - スペアパーツの調達 - 非常用ディーゼル発電機の調達 	計画どおり調達・据付・取替等が実施された

出所：JICA 資料、質問票回答

⁵ 実施機関の意見として、コンサルタントの業務管理を徹底し、資金管理の徹底に努めたことにより大幅な增量に至らなかったとのことである。



図1 プロジェクトサイトの位置⁶
(フィエルツア発電所・バウイデジャス発電所)

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業期間

本事業の期間は、1995年11月から1999年9月までの3年11ヶ月（47ヶ月）と計画されていたが、1995年11月から2007年10月⁷までの12年（144ヶ月）を要し、計画を大幅に上回った（計画比306%）。主な遅延の理由は以下のとおりである。

1. 1997年のねズミ講倒産⁸を発端とした国内治安情勢の悪化にともない、工事開始が約9~10ヶ月⁹遅れた。
2. EBRDが、実施機関のパフォーマンス（送電ロス率、料金徴収率等）が不十分であることを理由に1997年4月～2000年5月（38ヶ月）の間、融資・貸付を停止した。このため、円借款ポーション（電気機器・装置等）は、EBRDポーションである制御・監視装置との工程上の整合性を図るため、船積時期等を遅らせる必要が生じた。

⁶ 本図のとおりドリン川沿いには3つの水力発電所がある。コマニ発電所は本事業のリハビリ対象外であった。

⁷ フィエルツア発電所のリハビリ完了時期は2007年2月、バウイデジャス発電所は同年10月である。

⁸ 1990年代初頭にアルバニアは市場主義経済を導入したが、金融システムは未熟のままと言わざるを得なかった。多くの国民が、政府も黙認していたネズミ講投資会社に投資していたが、配当金の支払いが滞るようになり、97年についに破綻した（約12億ドルが損失）。国民の間では政府に対する不満が高まり、国内各地で暴動が発生するに至った。政府は非常事態宣言を出して暴動を鎮圧するなど（死者約2,000人）、当年は大きく混乱していた。

⁹ 入札期間を1ヶ月延長し、工事契約締結後の発効に約8ヶ月要した。

3. 貸付・事業の停止に関連して、発電設備を担当するコントラクターが実施機関に対し、2000年8月に当該期間の納入機器の保管費や人員待機費用を追加徴求した。右請求額を巡る交渉と予算確保に時間を要し、2002年9月に漸く追加契約が発効した。その結果、コントラクターによる現地作業開始が約30ヶ月遅れることになった（現地作業開始は2003年1月）。
4. 現地作業開始後、発電設備及び周辺設備に想定外の漏水が発生したこと等により、半年程度の遅延が生じた（但し、現在漏水問題は解決済である）。

以上のとおり、遅延の最大の理由は EBRD の融資・貸付停止による影響である。結果論ではあるが、複数のドナーによる協調融資・資金協力の実施が果たして合理的であったかどうかは疑問が残る。（当時の状況を知る）実施機関担当者にインタビューしたところ、「当時のアルバニアは、複数の協調融資・資金提供先を確保しなければ事業に必要な資金も確保できなかつた。しかし、設備・機材の調達方法は協調融資・資金提供先により異なり、関連手続きも複雑であった。進捗の遅れに伴い、当初の計画以上に事業費も膨らんだのはやむを得ない」とのコメントがあった。協調融資・資金提供先が複数で構成される場合、援助実施側・被援助国側は事業の進捗及びコスト管理には充分配慮することが望ましいことを示す事例であると考える。

3.2.2.2 事業費

本事業の事業費は、当初計画では総事業費43億8,700万円（うち円借款対象は16億8,100万円）であったのに対し、実績額では64億7,000万円（うち円借款対象は16億8,100万円）となり、計画を上回った（計画比147%）。事業費が超過となった主な理由は、3.2.2.1 事業期間の説明のとおり、設備・機材の調達及びリハビリ作業の開始が当初の計画より大幅に遅れたことに起因する。具体的には、協調融資先である EBRD が貸付を停止し、発電設備を担当するコントラクターが実施機関に対し停止期間中の納入機器の保管費や人員待機費用を追加徴求した結果、アルバニア側の支出が増えたこと、また、為替の変動や発電機ユニットの解体作業に想定以上の費用を要したことが理由として挙げられる。

以下表3は総事業費の計画及び実績である。既出のとおり、事業進捗の遅れにともないアルバニア側は追加費用の捻出に迫られたため、イタリア政府中期信用中央公庫（Mediocredito Centrale: MCC）の有償資金協力（イタリアODA借款）にて補填した。

表3 総事業費（審査時計画及び事後評価実績） （単位：百万円）

項目	審査時計画			事後評価実績		
	外貨	内貨	合計	外貨	内貨	合計
1. フィエルツア発電所						

1) 土木工事	68	105	172	76	45	121
2) 機械装置	644	35	679	1,029	454	1,483
3) 電気装置	909	37	946	1,014*注 1	797	1,811
4) 制御装置	136	12	148	412	65	477
2. バウイデジャス発電所						
1) 土木工事	19	21	39	25	2	27
2) 機械装置	777	85	862	629	204	833
3) 電気装置	692	13	705	1,012*注 2	209	1,221
4) 制御装置	589	7	596	432	65	497
3. 予備費	192	16	207	0	0	0
(うち、円借款)	(80)	(0)	(80)	(0)	(0)	(0)
4. 税金・関税	0	33	33	0	0	0
合 計	4,024	364	4,387	4,629	1,841	6,470
(うち、円借款計)	(1,681)	(0)	(1,681)	(1,681)	(0)	(1,681)

出所：JICA 資料、質問票回答

*注 1) 審査時計画の合計金額（一部）は端数処理の関係で合わないものもある。

*注 2) 電気装置の実績事業費には MCC（フィエルツア発電所：約 8,400 万円、バウイデジャス発電所：約 2 億 6,100 万円）が含まれている。

以上より、本事業は事業期間が計画を大幅に上回り、事業費が上回ったため、効率性は低いと判断される。

3.3 有効性（レーティング：a）

3.3.1 定量的効果

3.3.1.1 運用・効果指標

本事業の有効性評価（定量的評価）にあたり、フィエルツア・バウイデジャス発電所の最大出力、年平均発電量実績、計画外停止時間等について調査した。

1) フィエルツア発電所

表 4 はフィエルツア発電所の最大出力及び年平均発電量実績の推移である。2003 年より発電機ユニット計 4 基の解体工事・リハビリが実施された。ほぼ 1 年に 1 基のペースでリハビリが行われたため、2003～06 年の間に毎年 1 基分の出力（125MW）が低下していた。

年平均発電量に関しては、表 4 のとおり、年によってバラツキが大きいといえる。審査時には、本事業による発電量の改善効果は 417GWh と予測されており、事業実施前の発電量（年平均）実績は 1,378GWh（1981-91 年の平均発電量）であったため、計画値を両数値の合計である 1,795GWh とすると、達成している年もあるものの、2007 年（本事業完了年）以降は未達成である。但し、本発電量実績はその年の降雨量・貯水ダムからの水量（流水量）や機器の故障の有無に大きく左右されているため、必ずしもリハビリ効果を示すもの

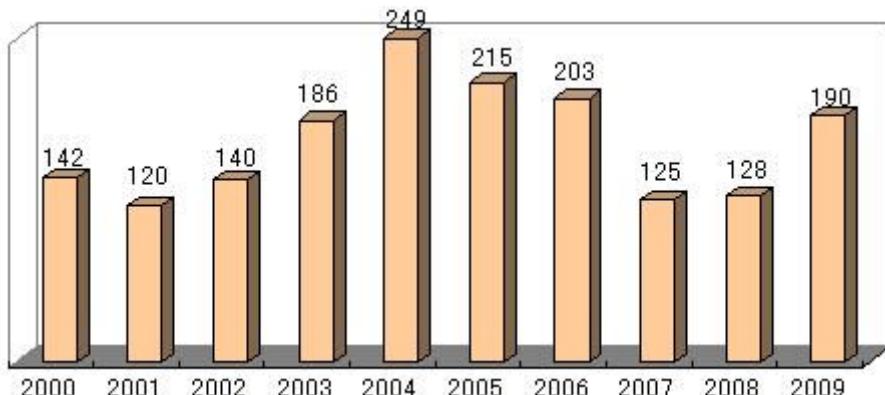
ではない点に留意すべきである¹⁰。例えば、ほぼリハビリが完了した2007-08年の発電量の低迷に関しては、老朽化によって生じた第4発電機ユニットの昇圧変圧器のがい管¹¹の故障による発電機ユニットの稼動停止¹²及び年平均流水量の減少（表5）が原因として考えられる。

表4 フィエルツア発電所の最大出力及び年平均発電量実績



出所：質問票回答

表5 貯水ダムからフィエルツア発電所への年平均流水量（単位：m³/秒）



出所：実施機関資料

¹⁰ 表4の2009年の発電量実績（1,557.4GWh）がリハビリ実施前の2003年とほぼ同じ値である点に関しては、実施機関によると、同じドリン川の既存水力発電所であるコマニ発電所（P6図1参照）における発電量もある程度確保する目的でフィエルツア発電所の発電量を調整したこともあり、リハビリ後であるにもかかわらず当年の右発電量実績は奮って大きくはならなかったとのことであった。

¹¹ 磁器などの絶縁体からなる管状の絶縁物で、主に計器用変成器、遮断器などの外殻絶縁体として使用される。

¹² リハビリは順調に進んだが、2007年8月～12月に第4発電機ユニットの昇圧変圧器のがい管が老朽化により故障したため、発電機ユニットの稼働が停止し発電量は減少した。修復作業完了後の稼働状況は良好である。なお、この昇圧変圧器のがい管は事業全体のリハビリ対象には含まれていなかった。

計画外停止時間に関して、リハビリ実施前（2000 年）は約 1,300 時間¹³であった。一方、以下表 6 のとおり、リハビリ後（2008-09 年）の計画外停止時間は 52-44 時間と劇的に減少している。これは全発電機ユニットのリハビリが実施されて、故障・不具合が大きく減少したためである。2007 年に 4,832 時間を記録したが、既述のとおり、第 4 発電機ユニットの昇圧器のがい管が故障したことに起因する。修復作業完了後は、故障・不具合もなく全発電機ユニットは正常に稼働している。2007 年は例外として、2005-09 年の計画外停止時間数の推移を見るに、発電機ユニットのリハビリが順次完了するにつれ、計画外停止時間も減少している傾向がうかがえる。

表 6 フィエルツア発電所の計画外停止時間 (単位：時間/年)

	2005	2006	2007	2008	2009
計画外停止時間	329	172	4,832	44	52
(うち、人為ミスによる停止時間)	0	0	0	0	0
(うち、機械トラブルによる停止時間)	329	172	4,832	44	52

出所：質問票回答



図 2 変電所内 220kV 断路器
(フィエルツア発電所)



図 3 発電機ユニット
(フィエルツア発電所)

2) バウイデジャス発電所

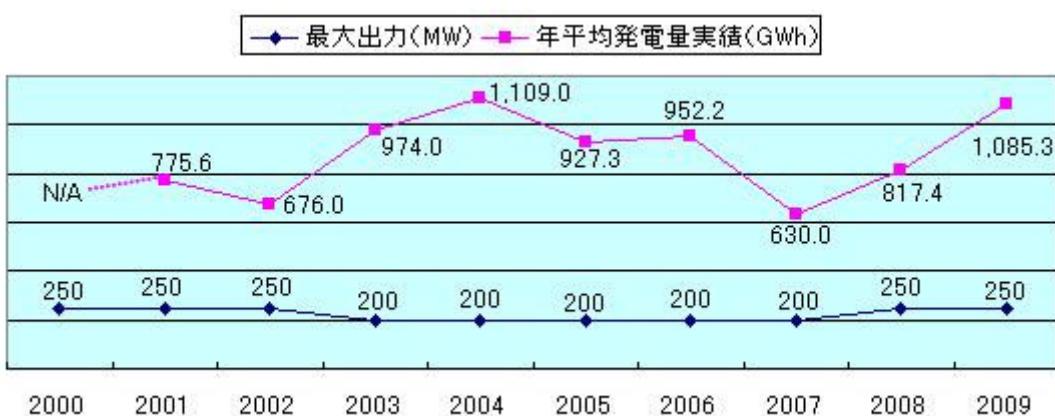
表 7 は、バウイデジャス発電所の最大出力及び年平均発電量実績の推移である。同発電所も 2003 年より計 5 基の発電機ユニットの解体工事・リハビリが実施された。ほぼ 1 年に 1 基のペースでリハビリが行われたこともあり、2003～07 年の間は毎年 1 基分の出力 (50MW) が低下していた。

年平均発電量に関しては、フィエルツア発電所同様、表 7 のとおり、年によってバラツキが大きいといえる。審査時には、本事業による発電量の改善効果は 178GWh と予測されており、事業実施前の発電量（年平均）実績は 878GWh (1981-91 年の平均発電量) であったため、計画値を両数値の合計である 1,056GWh とすると、2007 年（本事業完了年）以降

¹³ 実施機関のデータによる

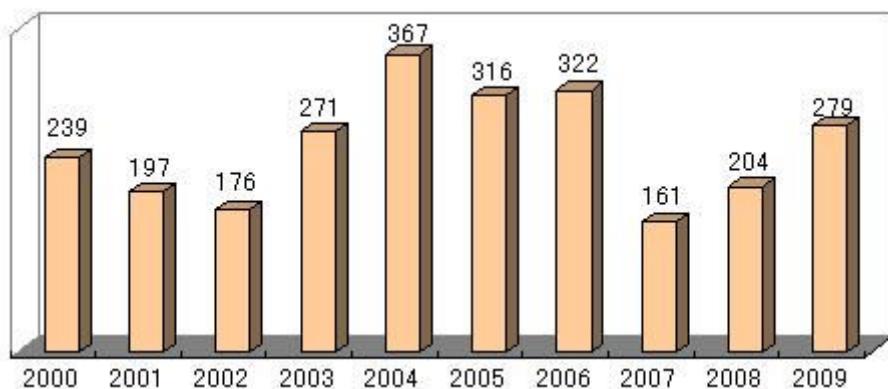
では09年に計画を達成¹⁴している。但し、本発電量実績はその年の降雨量・貯水ダムからの水量（流水量）や機器の故障の有無に大きく左右されているため、必ずしもリハビリ効果を示すものではない点に留意すべきである。例えば、2005-06年の発電量の低迷（表7）に関しては、老朽化によって生じた第2発電機ユニットの昇圧変圧器のがい管の故障による発電機ユニットの稼働停止¹⁵及び年平均流水量の減少（表8）、2007年及び2008年に関しては年平均流水量の減少（表8）が原因として考えられる。

表7 バウイデジャス発電所の最大出力及び年平均発電量実績



出所：質問票回答

表8 貯水ダムからバウイデジャス発電所への年平均流水量（単位：m³/秒）



出所：実施機関資料

¹⁴ 1,085.3GWh を記録

¹⁵ 2005年6月に第2発電機ユニットに結合している ジェネレータ昇圧変圧器のがい管が故障し火災が発生した（老朽化が原因と考えられている）。この火災により、全発電機ユニットが約1ヶ月間停止し、第2発電機ユニットは06年3月まで停止した。その間は修復・点検作業が行われていたため 2005-06年の発電量は2004年と比較して減少した。なお、フィエルツア発電所同様、この高圧がい管も事業全体のリハビリ対象には含まれていなかった。修復作業完了後は、全発電機ユニットの稼働状態は良好である。

計画外停止時間に関して、リハビリ実施前（2000年）は約610時間¹⁶であった。一方、以下表9のとおり、リハビリ後（2008-09年）の計画外停止時間は73-44時間と減少している。フィエルツア発電所同様、これは全発電機ユニットのリハビリが完了し、故障・不具合が大きく減少したことによる。2005-09年の計画外停止時間数の推移を見るに、発電機ユニットのリハビリが順次完了するにつれ、計画外停止時間も減少している傾向がうかがえる。なお、2005年～06年にかけて停止時間が増加（283時間→559時間）している理由は、既述の第2発電機ユニットが06年3月まで完全に停止していたことによるものである。

表9 バウイデジャス発電所の計画外停止時間 (単位: 時間/年)

	2005	2006	2007	2008	2009
計画外停止時間	283	559	81	73	44
(うち、人為ミスによる停止時間)	0	0	0	0	0
(うち、機械トラブルによる停止時間)	283	559	81	73	44

出所：質問票回答



図4 発電機ユニット
(バウイデジャス発電所)



図5 水圧管路(下)・発電所建屋(中央)、
変電施設(左上) (バウイデジャス発電所)

3.3.1.2 内部収益率の分析結果

(1) 財務的内部収益率 (FIRR)

国内電力販売収入・電力輸出額を便益、事業費・運営維持管理費・税金を費用、プロジェクト・ライフを25年として財務的内部収益率を審査時と同じ条件で再計算したところ13.89%となり、審査時の16.00%と比較してやや低下した値となった。低下の理由は、主に事業期間の遅延及び事業費超過によるものである。(なお補足説明として、電力(販売)単価が審査時の4.40レク/KWhから7.0-7.5レク/KWh(2007-09年実績)に上昇したこともあり、電力販売による一定収益も確保されており、再計算値にプラスの影響もあると推察される)

¹⁶ 実施機関のデータによる

(2) 経済的内部収益率（EIRR）

国内電力販売収入・電力輸出額を便益、事業費・運営維持管理費を費用、プロジェクト・ライフを25年として経済的内部収益率を審査時と同じ条件で再計算したところ21.92%となった。審査時の29.00%より低下した値となった。再計算値の低下の要因は、主に事業期間の遅延及び事業費超過が挙げられる。

3.3.2 定性的効果

(1) 水力発電所のプロジェクト・ライフ

故障・不具合が多かったリハビリ実施前に比べ、現在はフィエルツア及びバウイデジャス発電所の運営・メンテナンスが適切に行われていることもあり、プロジェクト・ライフも改善していると推察される。実施機関の意見としては、リハビリ実施前に比べ、両発電所の発電機ユニットのタービン停止回数、修理回数・時間は劇的に減少し、プロジェクト・ライフも伸びたとしている。仮に今後もメンテナンス状態が良好ならば、50年は発電可能と見込んでいる。

(2) 労働環境（安全性）の改善

リハビリ実施前と比べてスタッフの労働環境（安全性）も向上していると考えられる。両発電所の技術スタッフにインタビューしたところ、「リハビリ完了後も安全管理について徹底して業務に取り組んでいる。一方、最新の機器が導入された結果、業務の効率化も進み、労働環境も以前と比べて良くなっている」等の意見が出された。

（有効性レーティングの判断・結論）

本事業は水力発電所のリハビリを行うという性格から、事業効果の判定は一義的に故障・不具合の発生時間数の増減について見るべきと考える。リハビリ完了後のフィエルツア・バウイデジャス発電所の計画外停止時間数の推移を見るに、リハビリ実施前と比べ大幅に減少しており、事業効果は発現しているといえる。以上より、本事業の実施により概ね計画どおりの効果発現が見られ、有効性は高いと判断できる。

3.4 インパクト

3.4.1 インパクトの発現状況

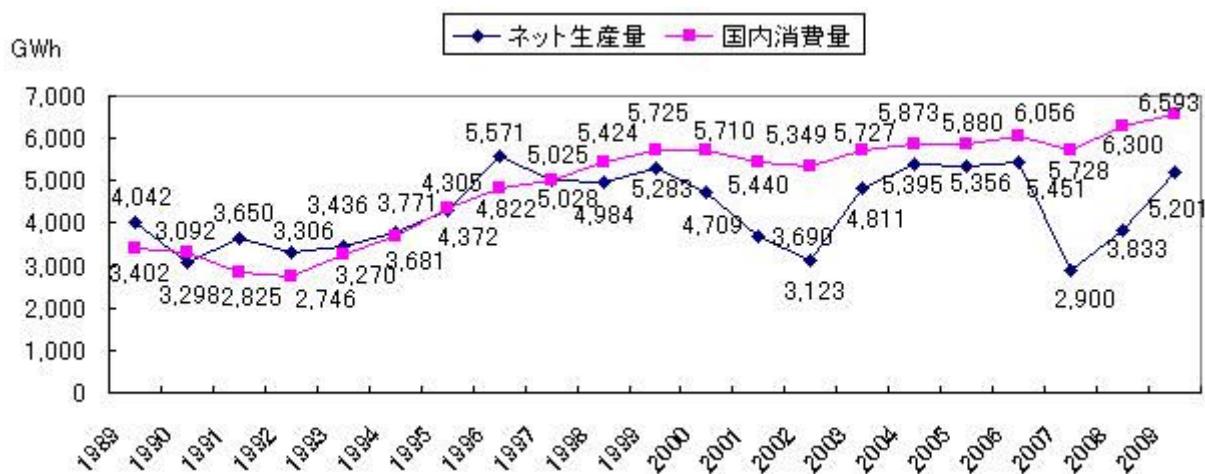
3.4.1.1 電力供給安定化に係るインパクト

本事業はアルバニアの主要電力供給源である水力発電所のリハビリを行い電力供給の安

定化を図る目的で実施された。以下表 10 は、事業開始 5 年前から 2009 年迄の全国電力消費量（電力需要）及び生産量実績の推移である。審査時において、1995 年以降は電力需要は毎年 1.5% 前後伸びると予測されていた。審査時以降、同国の電力需要は概ね上昇傾向にある。一方、生産量は年によってばらつきがあり、また、1997 年前後を境に電力需要が生産量を超過した状態が続いているが、次項目 3.4.1.2 で述べるとおり、電力不足分については近隣諸国から輸入（買電）して対応を図っている。

現在、国内総発電設備容量は 1,557MW であり、フィエルツア及びバウイデジャス発電所の合計設備容量はこの約半分 ($500\text{MW}+250\text{MW}=750\text{MW}$) を占めているため、本リハビリ事業が国内の電力供給体制に与えている影響は大きいと判断できる。仮に本リハビリ事業を実施しなかった場合、両発電所の発電機ユニットは少なくとも審査時以上の頻度で故障・不具合に直面し、電力生産量もさらに低迷していたものと推察される。したがって、故障・不具合による発電機ユニットの稼働停止時間が大幅に減少し、現在両発電所が正常に機能していることは国内の電力供給体制にプラスの影響を与えていいるといえる。

表 10 全国の電力生産量及び消費量の推移 (単位 : GWh)



出所 : JICA 資料、質問票回答、エネルギー調整機構 (Energy Regulatory Entities)

3.4.1.2 電力輸出・輸入量及び収支額に係るインパクト

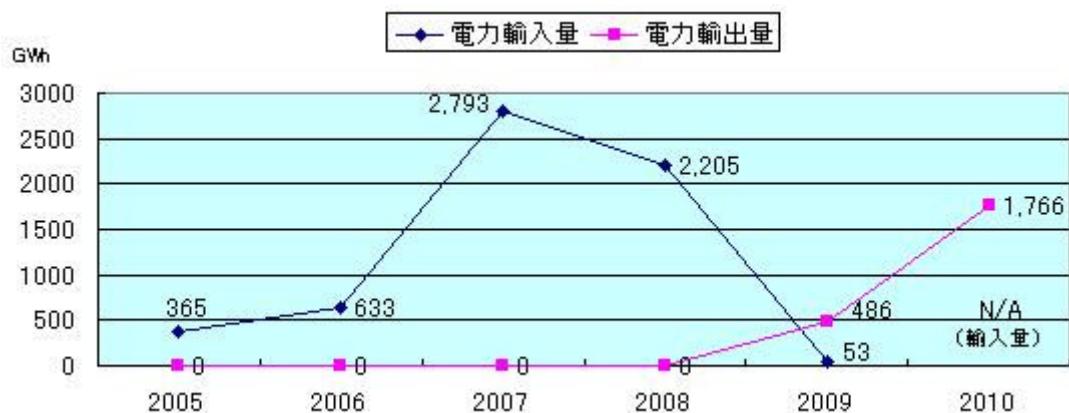
審査時には、国内既存水力発電所のリハビリを行い、既存設備の延命を図ることにより国内電力需要を満たすとともに電力輸出を一定期間行うことも目的とされていた¹⁷。電力の輸出・輸入の関係については、2009 年までは電力生産量が国内消費量に追いつかず、以下表 11 のとおり電力不足分を近隣諸国から輸入（買電）して国内供給に充てていた。しかし、09 年 10 月～10 年 4 月（雨季）は降雨量が非常に多く発電量も必要以上に確保できたため、

¹⁷ JICA 審査資料集による

2009年末及び2010年上半期において電力輸出（売電）が実現し、表12のとおり収益が上がっている。

既出のとおり、仮に本リハビリ事業を実施しなかった場合、既存水力発電所の発電機ユニットは少なくとも審査時以上の頻度で故障・不具合が発生していたと推察される。降雨量及び貯水池ダムの水量（流水量）の確保に加え、本リハビリ事業の効果（＝発電所の正常な稼動）が発現したことが電力輸出の実現に貢献していると推察される。

表11 アルバニアの電力輸出・輸入量の推移 (単位: GWh)



出所：実施機関資料

注1) 2010年の輸出量データは現地調査時（6月末時点）のもの

注2) 90年代後半～2004年においても電力輸出は実現しなかった

表12 アルバニアの電力輸入額及び輸出額の推移 (単位: 千ユーロ)



出所：実施機関資料

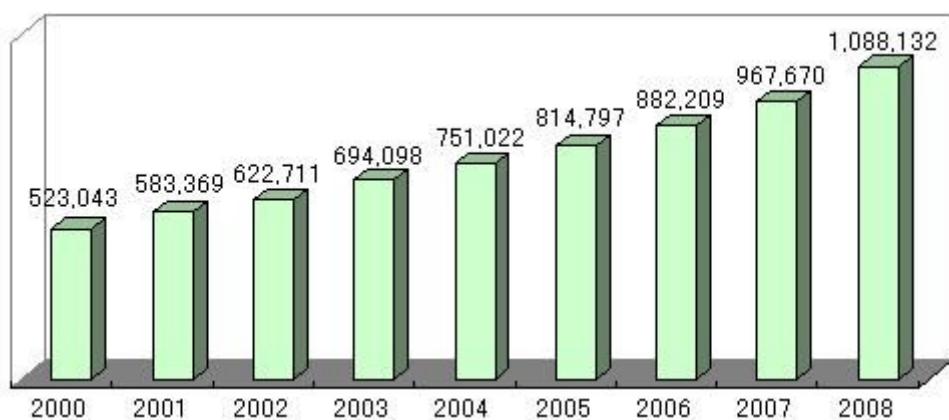
注1) 2010年の輸出額データは現地調査時（6月末時点）のもの

注2) 90年代後半～2004年においても輸出額は発生しなかった

3.4.1.3 経済成長に係るインパクト

以下表 13 は 2000 年以降のアルバニアの国内総生産額（GDP）の推移である。2000 年以降の GDP は右肩上がりである。経済成長には本事業以外の要因も影響していると考えられるものの、国内総発電容量の約半分を占める両発電所のリハビリが完了したことは、電力供給の改善に少なからず貢献していると考えられる。したがって、本事業は直接的または間接的に国民の生活環境や経済活動を下支えしていると推察される。

表 13 アルバニアの国内総生産額（GDP）推移（単位：百万レク）



3.4.2 その他、正負のインパクト

3.4.2.1 自然環境へのインパクト

本事業による環境への重大な負のインパクトはない¹⁸。また、両発電所は山岳地域にあり、周辺には目立った住宅施設等もないため、騒音・振動の問題もない。



図 6 取水口
(フィエルツア発電所・貯水ダム)



図 7 円借款リハビリ対象の電気装置
(バウイデジャス発電所)

¹⁸ 現地調査時には特段自然環境への負の影響は見受けられなかった。なお、KESHによると環境影響評価(EIA)については、本事業はリハビリ事業という性格もあり、実施の必要性はなかったとのことである。

3.4.2.2 住民移転・用地取得

実施機関へのインタビュー、現地視察にて、本事業は水力発電所のリハビリということもあり、新たに住民移転・用地取得は発生していないことを確認した。

3.5 持続性（レーティング：a）

3.5.1 運営・維持管理の体制

事後評価時における実施機関はアルバニア電力公社（以下、KESH という）¹⁹である。アルバニア政府は 2003 年に民間セクターの電力業界への参入を促す目的で、KESH の組織再編を行った。発電事業は引き続き KESH が担うことになったが、2006 年に送電・配電部門は分離され、送電システム・オペレーター（以下、OST という）と配電システム・オペレーター（以下、DSO という）が設立され、KESH 同様、経済貿易エネルギー省の管轄下に置かれた。このうち DSO は、IFC（国際金融公社）の指導の下、民営化手続きが行われ、2009 年に同国政府とチェコ系企業が事業運営・収益配分に係る合意を交わして民営化するに至り、現在当チェコ系企業が配電事業を担っている。

審査時の KESH の組織人員数は 9,500 名であったが、事後評価時（2010 年 6 月時点）は 1,250 名である。人員数減少の主な理由は、上述のとおり送電・配電部門が分離し、現在は発電部門のみを担っているためである。KESH によれば、現在の人員数規模は事業運営を行う上で妥当であるとのことであった。

以下は事後評価時の本事業の運営・維持管理部門の職務内容・職員数・組織体制の概要である。フィエルツア及びバウイデジャス発電所においては運営・維持管理に係る体制面での問題は見られず、また人員数も充分と判断される。

- 両発電所にはオペレーション部とメンテナンス部があり、それぞれ運営及び維持管理を担っている。フィエルツア発電所のスタッフ数はそれぞれ 62 名と 55 名、バウイデジャス発電所のスタッフ数はそれぞれ 52 名と 68 名である。
- オペレーション部は発電機ユニットの稼働・停止に係る業務を担当し、発電機ユニットや変圧器など各種設備・機械に係るデータ計測及び運用に関連するモニタリングを実施している。
- メンテナンス部には機械課、電力課、水力技術課の 3 つの下部組織がある。主に発電機ユニットや付帯設備の定期メンテナンス業務を行うほか、故障・不具合の修復業

¹⁹ 現在、KESH を管轄するのは経済貿易エネルギー省（METE）である。同省は KESH の上層決定機関である監督委員会の全委員の任命権を有している。KESH の総裁（General Director）は右委員会によって任命される仕組みである。

務を行っている。

3.5.2 運営・維持管理の技術

KESH 人事部が主に発電所スタッフ向けの人事研修・トレーニングプログラムを担当している。事業実施中の 2004 年には、発変電業務に関する研修「制御モニタリングシステム研修」がフランスで実施²⁰され、フィエルツア発電所から 9 名、バウイデジャス発電所から 8 名のスタッフが参加した。リハビリ後の 2009 年には、「発電所の運営技術・安全性に係る研修」及び「メンテナンス手法習得研修」がイタリアで実施²¹され、両発電所からスタッフそれぞれ 3 名が参加した。また、両発電所には業務経験が豊富なスタッフが多く、新規スタッフへの OJT トレーニングも隨時行われている。また、両発電所には熟練したスタッフが適材適所に配置されていることが現地観察で確認できた。以上より、両発電所とも運営・維持管理に係る技術レベルは充分であり、問題ないと判断される。

3.5.3 運営・維持管理の財務

以下表 14 は本事業の運営・維持管理予算である。フィエルツア発電所は 2007 年 2 月、バウイデジャス発電所は同年 10 月にリハビリが完了したが、以後の運営・維持管理予算に不足等は発生していない。KESH 及び発電所スタッフによると、両発電所は毎年 KESH 本部に必要な予算の概算要求を行い、ほぼ満額が支出されているとのことであった。したがって、両発電所とも運営・維持管理に係る予算は確保されており、問題ないと見える。

表 14 フィエルツア・バウイデジャス発電所の運営・維持管理予算 (単位 : 千レク)

	フィエルツア発電所			バウイデジャス発電所		
	2007	2008	2009	2007	2008	2009
運営費	136,549	139,529	148,137	165,760	147,075	135,153
維持管理費	28,800	28,604	28,420	14,093	25,822	40,529
合計	165,349	168,133	176,557	179,853	172,897	175,682

出所：質問票回答

3.5.4 運営・維持管理の状況

以下はフィエルツア、バウイデジャス発電所における主要施設の運営・維持管理状況である。定期メンテナンスが実施され、スペアパーツも適切・適時に調達・確保されている。また、運用・メンテナンスに係るマニュアルも配備されている。両発電所の運営・維持管理状況に問題ないと判断される。

²⁰ 本事業のコントラクターであるフランス・Alstom 社が両発電所のスタッフを受け入れて研修を実施した。

²¹ 同じく、イタリア・AEM Milano 社が両発電所のスタッフを受け入れて研修を実施した。

■コントロール・ルーム

リハビリ実施前と比べ、制御監視システムのパフォーマンスは改善され、発電・変電や取水制御等の管理・調整は円滑に実施されている。スタッフは3交代・24時間体制で勤務している。リハビリ実施後はコントロールパネル・PC装置等の機材に故障や不具合はない（制御監視システム・装置のリハビリは主にEBRDの融資により実施）。

■発電機室・発電機ユニット

発電機ユニットは正常に稼働している。年に1回大がかりな点検・メンテナンスを行っている。両発電所スタッフの意見として、リハビリ実施前の発電機ユニットは老朽化により故障・不具合が多く、稼働停止時間・回数は多かったが、現在は稼働停止に至るような大きな問題は発生していないとのことである。（発電機ユニットのリハビリは主にイスラエル無償資金・円借款により実施された。なお、発電機室内の電気装置のリハビリと発電機ユニットの試験は円借款により実施）。

■変電施設

両発電所とも変電施設は発電所建屋に隣接している。リハビリ対象であった変電施設内の断路器等は正常に稼働しており、特に問題は見受けられない（変電施設のリハビリは主に円借款（電機関連装置）とEBRD（地上施設の工事）により実施）。

■取水設備

取水ゲートの開閉や制御装置に不具合等ではなく、特段問題はないと判断できる²²（取水設備内の制御ユニット等のリハビリは主にEBRDの融資により実施）。



図8 コントロール・ルーム
(フィエルツア発電所内)



図9 昇圧変圧器²³
(フィエルツア発電所建屋に隣接)

以上より、本事業の維持管理は体制、技術、財務状況ともに問題なく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

²² 但し現在、貯水池ダムにある余水吐（よすいばき）は老朽化が進んでいる。KESHによると、近い将来にリハビリを行うとのことであった。

²³ P9の説明のとおり、2007年にこの昇圧変圧器のがい管が故障し、修復作業が行われた。現在は正常に稼働している。

4. 結論及び教訓・提言

4.1 結論

本事業と政策及び開発ニーズの間には整合性が見られる。事業期間及び事業費は当初計画を大幅に超過したが、概ね予定どおりのアウトプットが実施された。故障・不具合による計画外停止時間が大幅に減少しているなど、想定された事業効果は発現している。加えて、技術スタッフの能力や維持管理費は充分であり、運営・維持管理面にも問題は見受けられない。以上より、本事業の評価は（B）高いといえる。

4.2 提言

なし

4.3 教訓

（事業の開始・完成時期の遅れに関する教訓）

本事業では事業開始直後に主要ドナーであるEBRDがKESHの送電ロス率や料金徴収率を理由に貸付を停止した。そのため、円借款ポーション（電気機器・装置等）は、EBRDポーションである制御・監視装置との工程上の整合性を図るため、船積時期等を遅らせる必要が生じた。その結果、当初の計画より大幅に事業完成が遅れた。教訓としては、今後は協調融資案件など他ドナーとの連携において一方の方針や不都合により生じる問題については十分にドナー間で話し合い、可能な限り事業遅延の防止・改善に努めるべきである。遅延は事業費の増大を引き起こす可能性があることに加え、電力需要が逼迫している状況下では、国民の生活や経済的損失に及ぼす影響は小さくないと考えられるからである。

以 上

主要計画／実績比較

項目	計画	実績
①アウトプット	<p>(フィエルツア発電所) 【事業全体】</p> <p>1) 土木工事（地上設備） - EBRD 融資・アルバニア自己資金</p> <p>2) 機械装置（取水、導水、水車等） - スイス無償資金協力</p> <p>3) 電気装置 - JICA 円借款（以下参照）</p> <p>4) 制御装置 - EBRD 融資</p> <p>【円借款ポーション】</p> <ul style="list-style-type: none"> - 変圧器の試験・改良 - 発電機の巻き線の再組立及び巻き直し×2台 - 発電機試験 - 発電機励磁装置の取り替え×4台 - 発電機冷却システムの改良×2台 - 220kV 断路器の取り替え 18台 - 交流及び直流電源装置の改善 - 照明システムの改良 - スペアパーツの調達 - 非常用ディーゼル発電機の調達 	計画どおり
	<p>(バウイデジャス発電所) 【事業全体】</p> <p>1) 土木工事（地上設備） - EBRD 融資・アルバニア自己資金</p> <p>2) 機械装置（取水、導水、水車等） - オーストリア無償資金協力</p> <p>3) 電気装置 - JICA 円借款（以下参照）</p> <p>4) 制御装置 - EBRD 融資</p> <p>【円借款ポーション】</p> <ul style="list-style-type: none"> - 変圧器の試験・改良 - 保護装置の取り替え - 発電機励磁装置の取り替え - 交流及び直流電源装置の改善 - 220kV 引出線の取り替え×4 フィーダー - 110kV 引出線の取り替え×1 フィーダー - 発電機冷却システムの改良×5台 - 発電機試験 - 照明システムの改良 	計画どおり

	<ul style="list-style-type: none"> - スペアパーツの調達 - 非常用ディーゼル発電機の調達 <p>(コンサルティング・サービス)</p> <ul style="list-style-type: none"> - EBRD 資金にて実施予定。実施内容は、プロジェクトの準備、入札評価及び施工監理等。 - 223M/M 	
②期間	1995年11月～1999年9月 (47ヶ月)	1995年11月～2007年10月 (144ヶ月)
③事業費		
外貨	4,024百万円	4,629百万円
内貨	364百万円	1,841百万円
合計	4,387百万円	6,470百万円
うち円借款分	1,681百万円	1,681百万円
換算レート	1ECU=122円 (1US ドル=91レク) (1995年11月)	1ユーロ=141.97円 (1US ドル=106.44レク) (2003年1月～2007年10月平均)

Third Party Comments for the Ex-post Evaluation on “Drin River Hydropower Stations Rehabilitations Project”

Dr. Eng. Edmond M. HIDO,
Albania-EU Energy Efficiency Centre

The Ex-post Evaluation on “Drin River Hydropower Stations Rehabilitations Project” prepared by Mr. Kenichi Inazawa of Office Mikage, LLC describes very clearly, professionally and in details the project outlines and objectives, its relevance to the Albania’s power sector development plan, the effectiveness and impact of the project, the planned and achieved outputs of JICA’s Loan Portion, as well as its overall results.

The indispensability of this important document is connected to the problems and sharp challenges which Albania’s power Sector has encounter during the last 15-20 years. Until 2002, Albania appeared as country with low energy consumption per capita and with high energy intensity as a consequence of outdated technologies especially in power generation sector. The problems of supplies with energy resources have had an impact on the slow developments of the economic activity, as well as in modest levels of living comfort.

The Albanian Governments have established a series of important objectives, realisation of which shall make possible that the power sector be transformed into a supporting sector for a steady development of the entire Albanian economy. The financial and technical support of WB, EBRD, Japanese, Swiss and Italian governments loan have been very crucial for fulfilling such objectives.

In this context, the “Drin River Hydropower Stations Rehabilitations Project” has contributed to improvement of power commodities supply for a better fulfilment of different consumers needs. The Evaluation Report has clearly documented also the contribution of this project towards extending the lifespan of both hydropower stations operation as well as towards improvements of the work safety.

The Evaluation Report, due to the project’s great effectiveness and impact, shows that the projects has contributed to guarantee a safer supply with energy for supporting a sustainable economic development of Albania with minimum impact on the environment.