

電力リハビリ事業

外部評価者：専修大学 稲田十一

0. 要旨

本事業では、既往の水力発電施設のリハビリを実施することにより電力供給の伸びに対応するとともに、コントロールセンター・通信システムを整備することにより電力系統の安定化を図り、もって電力需給ギャップを改善し、経済の回復と成長に寄与することを目指した。その目的は、審査時、事後評価時双方の開発政策や開発ニーズに合致しており、妥当性は高い。当初計画された支援事業のうち、円借款支援対象部分は縮小されたが、2発電所に関しては円借款以外に二つの民間運営会社の自己資金によって、またトビリシ・コントロールセンターについては世銀支援によって事業が実施され、事業全体としてみた場合には、概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。事業費については最終的にはほぼ計画どおりであるが、計画時の支援スコープ全体に必要な事業費は大幅に拡大し、事業期間も二倍以上に延長され、効率性は低い。しかし、民営化された二つの民間企業による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。

以上より、本プロジェクトの評価は高いといえる。

1. 案件の概要



案件位置図（左がラジャヌリ・右がクラミⅡ） クラミⅡ発電所の更新された2号機水管

1.1 事業の背景

1989年のソ連邦崩壊とそれに続く1991年の独立後のグルジア経済は、大幅な落ち込みを見せ、経済低迷に伴い電力需要も低下傾向にあった。しかしながら、1995年に実質GDP成長率がプラスに転じ、経済が回復基調にある中、電力需給ギャップを改善し、将来的に予想される電力需要増に対応するため、電源開発の必要性は高いとされた。特に、グルジアでは毎年冬の到来と共に深刻な電力不足が発生しており、電力輸入を余儀なくされていた。こうした電力不足・停電の頻発に対し、グルジア政府は基本的には既往の発電所のリハビ

りや送電網の拡充を優先して対応するとしていた。

グルジア電力セクターの発電設備容量は4,673MWであり、うち水力発電所が58%を占めていた。しかしながら、設備の老朽化や、ソ連邦崩壊後に適切なメンテナンスがなされなかった事などにより発電能力が大幅に低下し、発電能力は1996年には1,884MWまで低下し、発電量についても1989年比44%程度まで低下し、電力需要の約1~2割を周辺諸国からの買電に依存していた。グルジアにおいては、天然ガス・石油などのエネルギー資源を輸入に依っていることなどから、水力発電所リハビリの必要性は特に高く、また、電力の質向上、電力系統安定化の観点から、発電所のみならずコントロールシステムなどについても改善が求められていた。

1.2 事業概要

既往の水力発電施設のリハビリを実施することにより電力供給の伸びに対応するとともに、コントロールセンター・通信システムを整備することにより電力系統の安定化を図り、もって電力需給ギャップを改善し、経済の回復と成長に寄与する。

円借款承諾額／実行額	5,332 百万円 / 5,327 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1998 年 1 月 / 1998 年 1 月
借款契約条件	金利 2.3 %、返済 30 年（うち据置 10 年）、 アンタイド
借入人／実施機関	グルジア財務省／グルジア発電公社
貸付完了	2008 年 8 月
本体契約 (10 億円以上のみ記載)	クラミ II 水力発電所 : Ansaldo Energia SpA (イタリア) ／三井物産(日本)、ラジャヌリ水力発電所:ALSTOM(フランス)
コンサルタント契約 (1 億円以上のみ記載)	マネジメント:FEPPIA (グルジア)、エンジニアリング:ELC (イタリア) / EPDC (日本)
関連調査 (フィージビリティ・スタディ : F/S) 等	USAID および KfW 資金により F/S 実施 (Harza Engineering Company/Energy Services, 1996 年 9 月)
関連事業	Georgia Power Rehabilitation Project (WB-IDA) (1997-2000) (52.3 百万 USD) Energy Sector Emergency Program III (KfW) (1997-2000) (40 百万 DM) [上記の世銀との協調融資] Electricity Market Support Project (WB-IDA) (2001-2010) (27.4 百万 USD)

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

稲田 十一 (専修大学)

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：2011年11月～2012年10月

現地調査：2012年3月12日～3月24日、2012年7月14日～7月22日

2.3 評価の制約

L/A 調印時の実施機関であるグルジア発電公社（Energogeneratsia）が所有していた円借款対象の水力発電所は、その後民営化され、現在、クラミⅡ水力発電所は RaoUES（ロシア）、ラジャヌリ水力発電所は EnergoPro（チェコ）という外資系民間会社が運営管理会社になっている。両社は、JICA の円借款は自社と直接の関係がないという立場をとりつつも、必要なデータ提供はあった。しかしながら、民営化時点（RaoUES は 2003 年、EnergoPro は 2007 年）以前のデータに関しては入手困難で、審査時と評価時の比較、L/A 調印（1998 年）以降の今日までの継続的データの入手に関して制約があった。

また、当初計画された支援事業のうち、JICA の円借款支援対象部分は縮小され、除外された事業のうち、2 発電所に関しては円借款以外に二つの民間運営会社の自己資金によって、またトビリシのコントロールセンターについては世銀によって事業が実施された。これら民間企業の自己資金や世界銀行による支援による部分は当初の事業と完全に合致するわけではないが、それらを含めて当初の事業スコープ全体を視野にいれながら円借款部分を評価する必要があった。

3. 評価結果（レーティング：B¹）

3.1 妥当性（レーティング：③²）

3.1.1 開発政策との整合性

審査時の 1996 年時点で、電力は不足しており、その後の電力需要の拡大を見込んで、電力供給の復旧・拡大は急務とされていた。当時のグルジア政府のエネルギーセクター開発政策（Letter of Sector Development Policy: LSDP）において「短・中期的には既存施設のリハビリと完成途上の事業の完成への投資に焦点をあてる」とされていた。

一方、電力セクターの改革の一環として民営化政策が進められ、円借款支援対象のクラミⅡおよびラジャヌリ水力発電所のいずれも、事業開始後に民営化された。民営化に伴い、事業実施機関、事業運営会社が担う責任範囲の明確化・調整に時間を要したこと等も要因となり工事の遅延をもたらしたが、事業の意義と支援の必要性がそうした問題にも関わらずより重視されたということができよう。

なお、2006 年 6 月に「グルジア電力セクターに関する国家政策の主要指針」が策定され、電力供給の多様化、電力自給の達成、持続的かつ安定的な供給、が重視されており、クラ

¹ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

² ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

ミⅡ・ラジャヌリ両水力発電所の復旧・民間企業による運営・管理はこうした政策と整合するものでもある。この政策指針は現在でも継続している。また、2011年10月に、2011～2015年の5カ年の「10項目の戦略開発計画」が策定されており、その第5点に「インフラの改善」が掲げられ、その中の「エネルギー」の項目で、引続き水力発電を重視しながら電力輸出を拡大していくことが謳われている。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本案件は、世銀 (IDA) の Georgia Power Rehabilitation Project (1997-2000) (52.3 百万 USD) および KfW の Energy Sector Emergency Program III (1997-2000) (40 百万 DM) との協調融資となっている。

1996年、USAID および KfW 資金によりカルダバニ火力発電所、ラジャヌリ・クラミⅡ等の水力発電所、トビリシ・クタイシのコントロールセンター等、主要な電力施設についてまとめて F/S がなされた。1997年、グルジア政府との協議の中で、経済分析でその復旧に大きな便益があるとされた、東部最大のカルダバニ火力発電所を世銀が、東西の主要水力発電所であるラジャヌリ・クラミⅡについては JICA が支援し、また、トビリシおよびクタイシのコントロールセンターについても JICA が資金を提供する決定がなされた。また、1996年時点では、水力発電所のリハビリで当面の電力需要を満たせると考えられており、新規の発電所を建設するニーズは低かったため、リハビリに焦点をあてた本件の事業計画そのものは妥当であった。

円借款によって支援された両発電所の発電能力は、1990年代において、あわせて全国の水力発電量の約10%、火力も含めた電力供給能力の約4～5%を占める程度であるが、石油・ガスを輸入に頼らざるをえないグルジアでは水力発電所の重要性は大きい³。グルジアの既存水力発電施設のうち、クラミⅡ水力発電所は東部の首都トビリシ周辺で最大の水力発電能力、ラジャヌリ水力発電所は西部の主要都市クタイシ周辺で最大規模の水力発電能力をもつ発電所であり（最大の水力発電所は西部アブハジア寄りのイングリ発電所）、両者の復旧に焦点があてられたこと自体は妥当な選択であったといえる。なお、発電された電力は送電・配電ネットワークを通じて、その裨益は全国に及ぶ。

なお、2007年より電力輸出が輸入を上回るようになったが、グルジア経済の着実な成長にともない電力消費は拡大しており、電力供給力の拡大は引続き大きな課題である。GSE（送電公社）の報告書によれば、2020年までの予測として、年間300百万KWhずつ需要が拡大するのに対応して、それを上回るスピードで水力発電能力を拡大することが計画されている⁴。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

グルジアは、ソ連邦崩壊後の新たな自由主義国家であり、同国の民主化・市場経済化政策への支援はコーカサス地域の安定という観点でも大きな意義を有すると考えられた。特

³ 世銀融資のカルダバニ火力発電所は東部国境地域にあるグルジア最大の火力発電所であり、全国の電力供給能力の30～45%程度を占めるが、世銀支援部分はその10号機のみであり、その部分の発電量は全国の4～5%程度である。

⁴ GSE(Georgia State Electrosystem, 2010 Annual Report, p.9.

に、1997年7月には日本政府が「太平洋からみたユーラシア外交」を提唱し、中央アジア・コーカサス諸国の国づくりに積極的支援をする方針をうちだした。また、「我が国の政府開発援助の実施状況に関する年次報告書」（1997年版）では、中央アジア・コーカサス地域への支援分野として民主化・市場経済化に資する経済インフラの復旧・整備（特にエネルギー、運輸・通信）が重点分野とされていた。この点で本案件は整合的であり、妥当である。

また、1999年のJICA「海外経済協力業務実施方針」には「中央アジア・コーカサス地域」の地域・国別方針として「老朽化した経済・社会インフラの修復への支援、今後の自立的経済開発に必要な経済・社会インフラの整備」が重点としてあげられており、本案件はまさにそうした重点分野に該当する。

以上より、本事業の実施はグルジアの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。

3.2 有効性⁵（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

審査時には、定量的効果として「電力料金の収入増」があげられている。また、水力発電所のリハビリによる「電力供給の増加」については、審査時には定量的効果に含まれていなかったものの、関係するデータより定量的効果を確認する。また、「電力供給（発電量）の増加」があつて「電力料金収入の増加」があると考えられるため、以下では、定量的効果として「電力供給の増加」に焦点を当て、「電力料金の収入増」を確認する。

また、本事業は二つの発電所のリハビリであるため、それぞれの発電施設の稼働状況の変化を運用・効果指標の一つとして確認することにする。

（1）電力供給の増加

クラミⅡ水力発電所およびラジャヌリ水力発電所のそれぞれの電力供給量は以下のとおりである。これは、既存の施設の発電量すべてを含み、2003年以前の数値はおおよそ既存施設による発電である。

これを前提として統計をみると、円借款対象の発電施設復旧工事が完了する前の2000～2002年の発電量と、円借款による発電施設の復旧が完了し支援が終了（2008年）したあとの2009～2011年の発電量の平均を比較すると、クラミⅡ水力発電所全体で発電量は223（百万KWh）から373（百万KWh）と1.68倍に増加、ラジャヌリ水力発電所全体については、171（百万KWh）から396（百万KWh）と2.32倍に増加している。

本事業では、発電能力そのものの拡大を目標としたわけではなく老朽化した機材のリハビリにより電力供給の拡大と安定をめざしたと考えられるが、具体的な稼働率向上の目標値は設定されていない⁶。リハビリ工事中は一時的に稼働率低下により発電量が低下している（特に2004年）。

⁵ 有効性の判断にインパクトも加味して、レーティングを行う。

⁶ クラミⅡ水力発電所、ラジャヌリ水力発電所のいずれも1960年に完成。

表1 年間発電量

(単位: 百万 KWh)

	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Krami II	165	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	220	240	210	105	38	128	120	186	347	326	385	410
Lajanuri	347	296	329	164	344	194	186	134	219	90	129	289	279	342	418	421	349

出所：2002年以降については、RaoUES および EnergoPro の両社より入手。

2001年以前については世銀案件資料（PAR）等より確認。

(2) 電力料金収入の増加

クラミ II 水力発電所を運営する RaoUES（ロシア資本）およびラジャヌリ水力発電所を運営する EnergoPro（チェコ資本）の両社とも、円借款支援対象の発電所以外にもさまざまな発電所を有するため、それぞれの会社の売電収入全体は発電所ごとの電力収入とは一致しない。クラミ II 水力発電所全体およびラジャヌリ水力発電所全体について、次のような数値が提供された。

この表 2 をみると、クラミ II 水力発電所については、円借款による 2 号機のリハビリが終了した 2008 年以降の売電収入が大きく拡大したことがわかる。ラジャヌリ水力発電所については、EnergoPro による買収は 2007 年であるため、それ以前の数値はなく、2008 年以降、上述した年間総発電量に応じた収入をあげていることがわかる。

表 2 営業収入

(百万ラリ)

	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Krami II	2.56	3.35	3.13	1.41	0.01	1.91	1.78	2.77	5.17	8.92	13.31	14.16
Lajanuri	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	12.92	15.77	15.97	13.18

出所：RaoUES および EnergoPro 社提供資料。

(3) 発電ユニット毎の設備利用率

両発電所とも円借款によるリハビリ工事は複数（クラミ II は 2 機、ラジャヌリは 3 機）ある発電ユニットのうちの一部であるため、各発電所の複数ある発電ユニット毎の統計を確認する必要がある。RaoUES および EnergoPro 両社より、次のようなデータが得られた。

① クラミ II 水力発電所

クラミ II 水力発電所については、発電ユニット毎の発電量・設備利用率の数値は入手できなかったが、2 機の発電ユニット合計の設備利用率および 2 機の発電ユニット毎の年間停止時間（outage hours:年最大 8760[24 時間×365 日]時間）は、以下のようになっている。

表 3 クラミ II 水力発電所の設備利用率 (%) およびユニット毎の年間停止時間

	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
年間発電量 (百万 KWh)	210	105	38	128	120	186	347	326	385	410
最大出力 (MW)	110	110	110	110	110	114	114	114	114	114
設備利用率 (%)	21.8	10.9	4.0	13.3	12.5	18.6	34.8	32.6	38.6	41.0
1 号機・停止時間	444	69	1510	3984	4237	6967	8760	8760	6473	0
2 号機・停止時間	8760	8760	8760	8760	8760	6118	224	780	1332	3477

出所：RaoUES 社

この表 3 を見ると、円借款によってリハビリがなされた 2 号機は、2002～2006 年にはリハビリ工事のため完全に停止しており、2007 年後半より稼働を開始し 2008 年以降に本格的に稼働している。RaoUES の自己資金により追加修理が行なわれている 1 号機は、2002～2004 年には稼働率が高かったが、2005～2010 年はリハビリ工事で停止する時間が長く（2008～2009 年は完全停止）、2011 年より本格稼働している。その結果、全体としての設備利用率は、2008 年以降に高くなっていることがわかる。なお、2009 年以降、2 号機の停止時間が拡大しているのは、計画発電量を上回る発電能力があるため発電ユニットを停止させているためであり、特に 2011 年には、より最新の機材に更新された 1 号機を主体に発電したことによる。

なお、2 機のリハビリによって、2007 年以降の最大出力は 114MW に拡大している

② ラジャヌリ水力発電所

ラジャヌリ水力発電所については、三つの発電ユニットのうち、1 号機は EnergoPro の自己資金により、2・3 号機は円借款による工事が実施された（3 号機の一部は Energo Pro による工事が実施されている）。三つの発電ユニット毎の発電量及び設備利用率の数値は以下のとおりである。

表 4 ラジャヌリ水力発電所のユニット毎の発電量 (百万 KWh/年)

	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
1 号機	134	219	90	129	185	150	187	138	135	124
2 号機	0	0	0	0	0	0	23	125	170	110
3 号機	0	0	0	0	103	129	130	155	118	114
総発電量	134	219	90	129	289	279	342	418	421	349

出所：EnergoPro 社

表 5 ラジャヌリ水力発電所の設備利用率* (Capacity Factor) (%)

	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
1 号機	41	67	27	39	56	46	57	42	41	38
2 号機	0	0	0	0	0	0	7	38	52	34
3 号機	0	0	0	0	31	39	40	47	36	35
全体	14	22	9	13	29	28	35	42	43	35

出所：EnergoPro 社

注：設備利用率＝送電端電力量÷（最大出力×年間時間数）×100%

この表 4 および表 5 からわかるように、リハビリ工事が実施されていた時期（2 号機については 2002～2007 年、3 号機については 2002～2005 年）は発電機が停止中で発電量がゼロとなり、リハビリ工事の終了後（2008 年後半以降）は発電量が拡大している。また、「設備利用率 (Capacity Factor)」の数値も同様の傾向を示しており、2009 年以降の設備利用率の改善が見取れる。なお、発電量は水量に依存し、概して夏に拡大し冬に縮小するため、このタイプの水力発電所の設備利用率が 100%になることはなく、2011 年の総発電量が 2010 年よりも減少しているのは、2011 年には天候により水量が少なかったためであり、機器の故障・補修によるものではない。また、2011 年の 2 号機の発電量（および設備利用率）の

減少は、三つの発電ユニットをバランスより運用したためである。

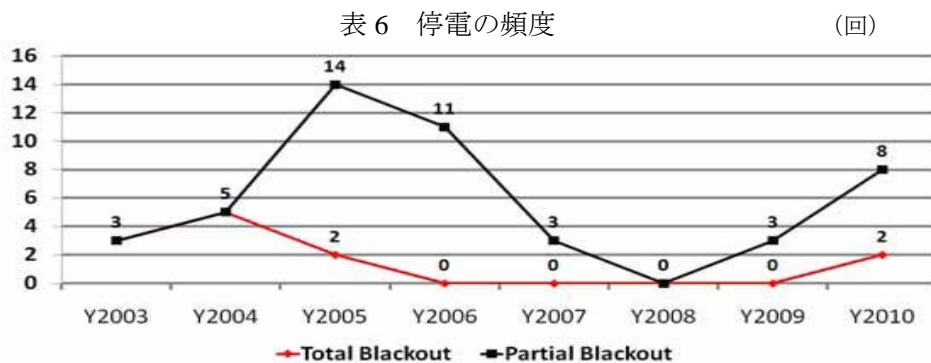
2012年3月に現地調査をした時点では、ラジャヌリは2・3号機のみが稼働し、1号機はリハビリ工事中であった。1号機のリハビリは、二つのフェーズに分かれ、第一フェーズは2013年4月に終了、第二フェーズは2013年8月から2014年4月までの予定である。この期間の発電は2号機および3号機に依存することになる。

3.2.2 定性的効果

電力の安定供給指標として、「停電の頻度」及び「技術的ロス率 (loss rate)」があげられる。いずれも、グルジア全体の指標であり、2発電所の発電供給能力はグルジア全体の発電能力の約5%であるため、その比重は大きくないが、関連指標として以下で確認する。

① 停電の頻度

グルジア国全体として電力が不足していた2006年までは停電が頻発していたが、電力の純輸出状況に転じた2007年以降は電力供給上の停電はほとんどなくなったといわれている。全国の(事故による)停電状況(2003年以降の回数)は、以下の表6のようになっている。



出所：GSE年報(2010)より引用

2008年に停電がゼロになったのち2010年に、全国規模の全面的停電(total blackout)が2回生じているが、いずれも1時間程度の停電であった。2011年以降現在までは、全面的停電は生じていない。2009年以降の局地的な部分的停電は、夏期に電力消費が拡大し需要が供給を上回ったことによる一時的停電であり、近年の電力消費の拡大による。

② 技術的ロス率 (Technical Loss rate)

また、技術的な電力のロス率(送電ロス)は、民営化以前(2003年以前)にはおよそ5~10%程度といわれ、2007年以降は、以下の表7のように平均1.8%に改善している。この技術的ロス率の低下は、2001~2010年の実施された世銀のGSEに対する支援によるところが大きい。

表7 技術的ロス率の変化 (年間平均：%)

年	2003以前	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ロス率	5~10%	6.6	3.8	2.7	1.9	1.9	1.7	1.8	1.9

出所：世銀EMSP資料、エネルギー・天然資源省提供資料、およびヒアリングに基づく

なお、審査時に含まれていたコントロールセンター・通信システムのリハビリについては、世銀による「電力市場支援事業（EMSP: Electricity Market Support Project）」にて最新技術の導入を含むリハビリが計画されたこと、および、水力発電所・変電所工事でのコストオーバーランによる円借款資金の制約を踏まえ、円借款の支援対象外とした。世銀事業を通じ、発・送電関連施設での SCADA（Supervisory Control and Data Acquisition）システムの導入やトビリシ・コントロールセンターの整備により（2009年10月より運用開始）、電力供給は安定化かつ効率化している。また、当初の計画で JICA 支援の対象とされたクタイシのコントロールセンターは、上記の新システム導入により、その施設のコントロールセンターとしての機能自体が不要になっている（現在は、西部の送配電施設の一部として稼働している。）

JICA の円借款の支援対象からはずれ、グルジア政府の自己資金ではなく世銀による別の事業として実施されたが、JICA 円借款による当初の事業計画の中には入っており、結果的には、この世銀支援事業および民営化による電力供給事業の運営の改善等により、電力系統の安定性は、上述の停電の頻度・技術的ロス率の改善にもみられるように、事業開始前と比較するとはるかに改善されている。

[BOX] グルジアの電力セクター改革の進展

グルジアの電力セクターは、世銀や米国（USAID）等の支援もあって、急速に民営化が進展しており、その制度は他の先進国（日本）と比較しても先進的な制度的な仕組みが導入されている。国営によって電力供給がなされていた時代には、電力供給が安定せず、国営電力供給公社も経営的に赤字の状態であった。その後の民営化によって急速な改革が進み、電力価格も現実にあわせて改善し電力需給も安定している。

現在、グルジアの電力分野には三つのシステムが存在する。第一は、イングリ発電所など二つの国営企業による大規模な発電（主として 500kv）であり、その取引価格は GNERC（グルジア国家エネルギー規制委員会：1997年に設立された独立機関）によって設定されている。第二は、中規模の発電市場（主として 110～220kv）であり、この取引価格は GNERC によって上限価格が決定されるが、現実の取引価格は市場によっても左右される。クラミやラジャヌリなどの発電所はこの範疇に含まれる。第三は、中小の発電企業による発電（110kv以下）であり、ここでは自由市場であり需要家が直接発電企業と合意した金額で契約ができる。

こうした電力市場において安定供給と安定価格をバランスさせるために、2006年8月に ESCO（Energy Sector Commercial Operator）が設立された。ESCOは100%国営の独立企業体であり、その主たる業務は、中小の発電会社から電力を買取り、配電会社や輸出に回したりすることによって、国内の電力供給を需給および価格の両面から安定化させることであり、また、そうした活動を独立の非営利企業として運営することで、透明性を確保し効率的な運営をすることを目指している。

こうした電力セクターの民営化プロセスは、グルジアにおける電力供給の安定的拡大の重要な要素であり、グルジアでの電力事業への支援は、こうした制度的な枠組みづくりとセットになってはじめて効果を発揮してきたといっても過言ではない。

3.3 インパクト

3.3.1 インパクトの発現状況

審査時には、火力発電所依存の軽減による、エネルギー資源輸入減少、およびそれによる国際収支の改善が期待されるとされていた。いずれも、グルジア全体の指標であり、2発電所の発電供給能力はグルジア全体の発電能力の約5%であるため、インパクトとして以下で確認する。

① 電力輸出への転換

2006年までは電力不足により電力輸入が続いていたが、2007年より電力供給の拡大により電力の純輸出に転じた。(以下の表8、9および表10参照、2006年以前と2007年以降を同基準で比較した統計なし。)特に2008年以降の純輸出の拡大は顕著である。

表8 事業開始前の電力需給状況 (1990～1995年) (GWh)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995
電力公社発電量	13,614	12,822	11,076	9,811	6,852	6,910
(内、火力発電)	(6,019)	(5,781)	(4,578)	(2,835)	(1,940)	(703)
(内、水力発電)	(7,595)	(7,041)	(6,498)	(6,976)	(4,912)	(6,207)
その他発電量	625	538	445	258	176	1,632
純売電量(輸入)	3,205	2,252	1,016	713	917	754

出所：JICA 審査時資料

表9 事業完了後の電力需給状況 (2007～2011年) (GWh)

	2007	2008	2009	2010	2011
国内電力生産	8,547	8,471	8,897	11,349	10,566
(内、火力発電)	(1,515)	(1,279)	(991)	(678)	(2,216)
(内、水力発電)	(6,832)	(7,162)	(7,412)	(9,368)	(7,890)
電力輸入	434	649	255	222	471
電力輸出	634	679	794	1,524	931

出所：エネルギー・天然資源省

円借款支援対象の2発電所(全発電ユニット合計)の年間総発電量はグルジア全体の総発電量(火力発電所を含む)の5%程度であり、両発電所のリハビリによるグルジア全体の電力需給の改善(純輸出への転換)に対するインパクトに関しては、その一翼を担うもののその貢献度合いは全体としては限定的である。

なお、水力発電量は年間を通じて一定であるわけではなく、雨(および雪解け水)の多い4～8月に発電量が拡大し、雨の少ない11～2月に減少する。従って、夏は電力需給にゆとりがあり輸出をしており、冬に電力を輸入するパターンである。この状況を勘案すると、水力発電所は夏の電力輸出に関してはより大きなインパクトを有すると考えられる。

② 国際収支の改善効果

2007年以降、電力需給がネットで輸出超過に転じたこと、および、水力発電量の増加によって火力発電への依存度が軽減したことは、経常収支赤字の最も大きな部分を占める石

油・ガス輸入の削減につながっている。従って、水力発電所による電力供給の拡大は、グルジアの国際収支の悪化を防ぐ上で一定程度貢献していると考えられる。なお、国内電力生産に占める火力発電の比率は、1990～92年の平均で約44%に達していたのに対し、2008～10年の平均では約10%である。2011年は降水量の減少のため2010年に比べて水力発電量が減少し、電力需給を補うため火力発電量が拡大している。

表 10 国際収支 (百万ドル)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
経常収支	-231	-384	-421	-763	-1259	-2122	-3238	-1319	-1465
資本収支	18	20	41	59	169	128	112	183	206
石油ガス輸入	-140	-171	-266	-427	-656	-850	-967	-747	-856
電力輸出入	-10.5	-19.8	-30.7	-34.4	-18.9	5.2	10.0	23.5	8.3

出所：統計局 HP データおよび提供資料より作成

なお、グルジアにおける火力発電所の運営維持管理に占める燃料費用の想定データをもとに、同出力の火力発電所と比較した場合の水力発電所の国際収支の改善効果を試算した⁷。例えば、ガルダバニ火力発電所の場合、売電収入予想の約82%が燃料代とされているため、クラミⅡおよびラジャヌリ水力発電所を合計した2010～11年の年間平均売電収入28.3百万ラリに対して、23.2百万ラリ(直近の為替レートで1ラリ=0.63ドルとすると14.6百万ドル)が節約できた燃料費と考えられる。これは、2010年の石油ガス輸入金額858百万ドルの約1.7%に相当する。

③ 国民生活の向上

また、グルジア全体のGDPは2000年代に入って急速に拡大しており、電力供給の拡大と安定供給は、主要産業へのエネルギーの安定供給を通じて、GDPの拡大と人々の生活改善に一定程度貢献しているものと考えられる。以下の表11はGDPに占めるエネルギー(電気・ガス・水)分野の比重である。

表 11 GDPの推移 (百万ラリ)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GDP	6,961	8,042	8,990	10,285	12,047	14,611	16,522	15,546	18,014
名目成長率(%)	n.a.	15.5	11.8	14.4	17.1	21.3	13.1	-5.9	15.9
電気・ガス・水	312	324	304	326	375	411	434	491	534
対GDP比率(%)	4.5%	4.0%	3.4%	3.2%	3.1%	2.8%	2.6%	3.2%	3.0%

出所：統計局 HP データおよび提供資料より作成

他方、電力の送電・配電ネットワークは全国的なネットワークになっているため、電力供給の拡大と安定供給の便益は全国に裨益すると考えられ、地域毎のGDPの変化や産業構

⁷ 世銀支援のガルダバニ火力発電所10号機(最大出力285MW)のICR(事業完了報告書)の経済財務分析のデータに、火力発電所の運営維持費に定める燃料費用の想定データがあるため、これを参考にした。

造の変化に大きな影響を与えている証拠は見いだせなかった。なお、グルジアの人口は首都のある東部に多く西部に少ない傾向があるのに対し、東部で水力発電所の数が少なく、その意味では首都に電力を供給するクラミⅡ水力発電所の重要性はきわめて大きいといえる。

また、発電会社と配電会社が異なる（東部での最大の配電は Telasi）ことにより、電力ユーザーの詳細データは入手困難であるが、西部では EnergoPro が配電にもかかわっており、EnergoPro の場合、配電供給先の内訳は、大口企業が 28.1%、中小企業が 15.3%、一般家庭が 34.1%、その他 22.5%（2009～2010 年の数値）とされる。

3.3.2 その他、正負のインパクト

既存設備のリハビリ・更新が主であるため、自然環境に与える影響や住民移転・用地取得に関する新たな問題は生じていない。

以上より、本事業の実施により概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。

3.4 効率性（レーティング：①）

3.4.1 アウトプット

本案件の支援スコープは、審査時より変更されている。当初の支援対象と、その後の主な変更点は以下の表 12 の通りである。

表 12 支援スコープの主な変更点

当初計画	主な変更点および理由
①クラミⅡ水力発電所・変電所（1・2号機）機器購入・据付・土木工事	<ul style="list-style-type: none"> ・当初想定外の追加工事のための費用を借款でカバーするため、1号機の機器購入および2号機の機器購入・据付を借款対象とし、1号機の据付工事および1・2号機の土木工事を借款対象から除外し、それらはグルジア側で実施するとした。 ・1号機の据付工事等は発電所を（2003年9月より）運営する RaoUES により実施済である。
②ラジャヌリ水力発電所・変電所（1・2・3号機）機器購入・据付・土木工事	<ul style="list-style-type: none"> ・機器・工事費価格の上昇、追加機器の発生等によりコストオーバーランが生じ、2・3号機について円借款を供与することとし1号機を支援対象から除外、3号機の据付も除外した。 ・1号機は（2007年に）同発電所の売却先となった EnergoPro が自己資金によってリハビリ工事を実施中。3号機の完成に必要な追加機器および関連工事も、同社の自己資金によりリハビリが実施された。

③トビリシ/クタイシ・コントロールセンターおよび通信システムリハビリ	<ul style="list-style-type: none"> ・両水力発電所工事契約額に大幅なコストオーバーランが生じたことから、円借款資金をプライオリティの高い①および②にのみ充当する事とし、コントロールセンターおよび通信システムのリハビリを借款対象から除外。 ・トビリシ・コントロールセンターはその後の世銀借款（電力市場支援事業, 2001～2010）で2009年8月に完成済。
④コンサルティング・サービス: 外国人 45M/M、内国人 345M/M	<ul style="list-style-type: none"> ・①～③に係る施工監理を行うコンサルタントを、事業実施期間の延長に対応し、2008年7月まで延長（最終的には外国人コンサルタントを45M/Mから103M/Mに拡大）。

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

(1) 事業費の変更

事業費は、計画時に5,332百万円（外貨4,678百万円、内貨1,213百万円）に対し、貸付実行額5,327百万円（外貨4,942百万円、内貨2,559百万円）で、99.9%の貸付実行率であり、金額的には計画内におさまっている。ただしこれは、円借款額では計画時における事業スコープのすべてを実施することが不可能となったため、円借款額にあわせて事業スコープの削減を行なった結果である。

(2) 計画時の事業スコープ全体の事業費

JICA 支援は、クラミ II 水力発電所については主として2号機が対象で1号機については一部のみ（1号機については2004年以降 RaoUES 社の資金によって実施）、ラジャヌリ水力発電所については2号機が対象で3号機については一部のみである（1号機および3号機の一部は2007年以降 EnergoPro 社の資金によって実施）。

事業予算が不足した主たる要因は、F/S 時の予算見積りに問題があったというよりは、事業開始が後述する調達の遅れや工事の遅れによって時期的にずれ込み、そのことが機材価格の高騰や設備の追加更新・追加修理の必要等の状況を生み、それによって更に必要予算が拡大したことが大きい。

当初支援予定の2水力発電所の合計5発電ユニットに関する復旧をすべて実施した場合の事業費がどの程度かは、その後、二つの民間会社が自己資金により継続的に修理・更新を実施しているため、正確には把握困難である⁸。

⁸ 例えば、クラミ II 水力発電所の RaoUES による復旧・更新のための追加投資金額は2003～2011年の合計で約13百万ラリ（約780百万円）である。他方、ラジャヌリ水力発電所の復旧・更新のために EnergoPro 社が投資した金額は2004～2011年の合計で約6百万ラリであり、特に大きな投資として2010年の5.475百万ラリがあり、その用途は1号機の全体的な修理と3号機のバルブ(spherical valve)交換である。

また、トビリシのコントロールセンター及び送電施設の復旧・更新を中核とする世銀の「電力市場支援事業(EMSP)」（2001～10年）の事業費は、実績ベースで58.97百万ドルであり、トビリシ・コントロールセンターの更新に関わる SCADA/EMS/Telecommunications の部分（コンサル部分を除く）だけでも17.7百万ドルが支出されている。

3.4.2.2 事業期間

(1) 事業期間の大幅な延長

事業期間に関しては、当初予定は1998年1月より2002年12月までの60ヶ月を予定していたが、実際には、1998年1月から2008年7月までの126ヶ月（計画比210%）を要した（5年7カ月の遅延）。

計画時および実績ベースの具体的なスケジュールは以下の表13のとおり。

表13 事業スケジュールの計画時と実績の比較

	審査時計画	実績
入札手続（コントラクター選定）	1998年3月～2000年3月	1998年3月～2002年1月 クラミⅡ：1998年3月～1999年11月 ラジャヌリ：1998年3月～2002年1月
事業実施	1998年3月～2002年7月	2000年4月～2008年7月 クラミⅡ：2000年4月～2007年12月 ラジャヌリ：2001年10月～2008年12月
コンサルティング・サービス	1998年3月～2002年12月	1999年12月～2008年7月 ELC・EPDC：2000年1月～2008年7月 FEPPA：1999年12月～2008年7月

(2) 遅延理由

当初計画と実績を比較すると、調達段階の遅れによって工事開始まで、クラミⅡ水力発電所で2年1カ月の遅れ、ラジャヌリ水力発電所で3年7カ月の遅れが生じた。また、工事段階の遅延が、当初工期の53ヶ月に対して、クラミⅡで81ヶ月、ラジャヌリで87ヶ月を要した。これらの遅延理由は以下のとおりである。

① 調達段階の遅延

実施機関側が円借款事業の調達手続きに不慣れであったため、入札評価結果の妥当性確認等に時間を要したこと等により、当初の計画から遅れが生じた。

また、本体工事の2契約でのコストオーバーランにより、円借款対象工事とグルジア政府の自己資金で実施する工事の調整を行なったが、この調整の過程に時間を要した。

② 工事の遅延

予期せぬ追加工事の発生:クラミⅡ水力発電所、ラジャヌリ水力発電所ともに、着工後にコントラクターにより実施された診断検査の結果、当初想定していなかった追加工事の必要性が生じた。これによりグルジア側に追加費用が生じたのみならず、その支払負担を抑制するための更なる契約変更手続きに追加的な時間を要することとなった。

クラミⅡ運営権譲渡問題の影響:1999年12月にグルジア政府はクラミⅡ水力発電所の運営権譲渡契約を米国企業（AES社）と締結したところ（後にRaoUES社に移譲）、発電収入を確保したいAESが工事のための運転停止やコントラクター（Ansaldo）のサイト立ち入りを拒否するなどしたため、工事の進行が困難になる事態が発生し更なる遅延につながった⁹。

⁹ 世銀の同時期の「電力セクター復旧事業」と比較すると、世銀事業は1997年にはじまり2000年に終了したため、民営化の影響を大きくは受けずにすんだ。他方、世銀の案件であっても「電力セクター市場支援事業」の融資案件は、2003年以降の時期には、民営化、為替の変動、ロシアとの戦争等の状況の変化への対応に追われた。

3.4.3 内部収益率（参考数値）

JICA 審査時資料には、内部収益率の数値は 37%とされていた。

事後評価時に事業期間を 1998～2008 年とし、「費用」として、円借款による投資コストにグルジア側の投資金額（政府資金およびそれぞれの運営会社の追加投資金額の合計）、二つの運営会社の維持管理費平均をとり、「便益」として、それぞれの運営会社の直近の 2011 年の電力収入をとり、それが今後とも持続すると仮定して、二つの発電所それぞれの FIRR を計算し直した。その結果は以下のとおりである¹⁰。

FIRR: Khrami II 水力発電所: 18.5%

Lajanuri 水力発電所: 16.2%

なお、上記の計算方式からわかるように、この数値は円借款の支援対象となった発電ユニットだけではなく、両発電所のすべての発電ユニットを含んだ数値である。

以上より、本事業は、事業費については最終的にはほぼ計画どおりであるが、コストオーバーランにより円借款対象の事業スコープの見直し（削減）を実施したためであり、それを勘案すると事業費は計画を大幅に上回ったことになり、また事業期間も計画を大幅に上回ったため、効率性は低い。

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

（1）事業実施機関の民営化

二つの水力発電所はいずれも、当初の事業実施機関である Energogeneracia（発電公社）からその後、運営権が以下のような経緯を通じて民間会社に移っている。

①クラミ II 水力発電所：

グルジア政府は電力部門の民営化を推進し、1999 年、グルジア政府は、米国資本の AES 社とクラミ II 水力発電所の運営権譲渡契約（Management Contract）を締結¹¹。同契約は、更にその後 2003 年 9 月に、AES 社からロシア資本の RaoUES 社へ譲渡された。

②ラジャヌリ水力発電所：

グルジア政府は、ラジャヌリ水力発電所を含むグルジア西部のクタイシ周辺の水力発電所および配電会社を対象に民営化入札を実施。2006 年 6 月に入札は締め切られ（数社が応札）、EnergoPro 社（チェコ）と契約交渉の上、ラジャヌリ水力発電所等を 2007 年 2 月に売却した。

（2）組織体制

クラミ II 水力発電所は 2003 年より RaoUES（ロシア資本）が、ラジャヌリ水力発電所は 2007 年より EnergoPro（チェコ資本）が、運営管理を担っている。何れもグルジア政府から

¹⁰ PCR の数値は、Khrami II 水力発電所: 3.66%、Lajanuri 水力発電所: 7.64%、となっているが、この FIRR の数値の計算の根拠の詳細について、エネルギー省は把握していない。

¹¹ クラミ II 水力発電所の運営権譲渡契約に際し、実施機関より JICA に事前の連絡がなかったため、借款契約上の権限・責任関係が一部不明確になり、調整・確認に時間を要することになった。

資産を購入し、民間企業として運営管理を担っており、所有権も料金収入も企業に帰属する。民営化にともなう資産の買収時点で、円借款等の債務も含めて買収金額に含まれており、買収企業自体に円借款返済の義務があるわけではない（返済義務はグルジア政府にある。）

他方、送電は国営の GSE が担い、配電は五つの民間企業が担っている。東部（トビリシ周辺）では RaoUES と同じ資本 Telasi が最大の配電企業であり、西部では EnergoPro が最大の配電会社である。クラミ II 水力発電所を運営する RaoUES は、ロシア（モスクワ）に本社があり（1997 年設立）、総資産 3,854 百万ユーロ（2010 年末）、ロシア以外にグルジアのほかアルメニア、フィンランド、カザフスタン、タジキスタン、トルコ、リトアニア等でも電力事業を行なっている大企業である。また、ラジャヌリ水力発電所を運営する EnergoPro は、チェコに本社があり（1994 年設立）、総資産が約 300 百万ユーロ（2011 年）、チェコに 11 の水力発電所を有するチェコ最大の水力発電企業であるとともに、ブルガリアやグルジア等東欧やコーカサス地域での投資を拡大している企業である。何れも資本金・技術力と人材を有する優良な企業と考えられている。

従って、グルジアにおける電力セクターの民営化は、結果としては、その発電施設等の運営維持管理を効率的かつ持続的に遂行する上で、有益であったといえる。

3.5.2 運営・維持管理の技術

現時点では、クラミ II 水力発電所では 2012 年 3 月時点で 58 名が勤務しており、そのうち 51 名がエンジニアおよび技師である。そのうちチーフ・エンジニアは 10 名で技術系の大学をでている。毎年、技術系の大学出身者を 1~2 名雇用している。

ラジャヌリ水力発電所の場合、2012 年 3 月時点で、管理者 2 名、エンジニア 11 名、その他技術サポート等、合計 41 名の体制である。1990 年代初頭の国営企業（Energogeneratsia）の時代には 115 名のスタッフがいたが、その後のリストラや民営化を通じて、スタッフ数が減少したが、運営管理は効率化した。

クラミ II 水力発電所を運営する RaoUES、ラジャヌリ水力発電所を運営する EnergoPro とともに、国営電力公社（Energogeneratsia）から有能な技術者を継続雇用したほか、本国の本社から電力分野の技術者を必要に応じて技術者を派遣している。また、両社はいずれも継続的に技術研修も実施しており、技術的な能力には問題はない。

3.5.3 運営・維持管理の財務

本事業は、既述のとおり、事業の途中で支援スコープの変更が行なわれるとともに、発電施設に関して、支援対象から除外された部分については、民営化された企業自身がその自己資金によってリハビリや運営・維持管理費を負担することとされた。

グルジアでは、発電部門は原則として民営化され、民間発電会社によって発電された電力は、国営送電会社である GSE（Georgia State Electrosystem）に売電され、それは更に各地域の民間配電会社に売電される。それらの売電価格の上限は 1997 年に設立されたグルジア国家エネルギー規制委員会（GNERC : Georgia National Energy Restriction Committee）によって規制されている。料金体系については、現在までに維持管理コストを賄うレベルまでの引上げがなされており、今後もそうした電力買上価格が設定されることになっており、こ

うした制度の元では、発電会社は相応の利益が確保されることが想定されている。

また、電力料金の回収率（発電会社から送電会社の売電および配電会社への売電の両方を含む）は、2002年時点で35～50%といわれていたが、2011年時点では95～97%に改善している¹²。背景要因として、電力市場改革（配電は民間会社によって運営されており、電力料金未払いに対して電力供給の停止といった厳しい対応をとっていること。国営によって供給されていた時期には、電力料金の回収に熱心でなかったとされる）があげられるが、そのほかにも、電力供給のシステム化（どこから電力がきてどこに売られているかを明確に把握する制度的・技術的システムの構築を目的とし、世銀およびUSAIDが支援）、があげられる。

クラミⅡ水力発電所を運営するRaoUES、およびラジャヌリ水力発電所を運営するEnergoProとも民間会社であり、財務の詳細情報は入手困難な部分が多いが、両発電所に関する財務については、以下のような財務データが提供された¹³。

① クラミⅡ水力発電所の運営維持管理コスト

2003年にRaoUESが運営管理を担うようになったあとの財務状況は以下の表14のとおり。また、同社は2013～2017年に合計1.9百万ラリの資金で1号機・2号機の追加補修を中心に修理・リハビリのための投資を計画している。

表14 クラミⅡ水力発電所の財務状況 (百万ラリ)

	03	04	05	06	07	08	09	10	11
運営コスト	1.61	1.36	0.51	0.58	0.82	1.23	1.33	1.88	3.66
維持修理費	0.14	0.10	0.16	0.16	0.18	0.20	0.36	1.02	0.63

出所：エネルギー・天然資源省を通じてRaoUESより入手した資料

② ラジャヌリ水力発電所の運営維持管理コスト

2007年にEnergoProが買収したあとのラジャヌリ水力発電所（全体）の資本投下と維持修理費は以下の表15のとおりである。

表15 ラジャヌリ水力発電所の財務状況 (百万ラリ)

	07	08	09	10	11
資本投下	n.a	0.143	0.275	5.475	0.140
維持修理費	0.35	1.07	0.65	0.06	0.29

出所：EnergoProより入手した資料

2010年に大きな投資（5.475百万ラリ[約346百万円]）がなされているが、これは1号機の全体的な修理および3号機のバルブ（spherical valve）交換等のための投資である。また、2012年には、合計4.143百万ラリの大きな投資が予定されており、その大半は1号機のバ

¹² EnergoProへのヒアリングに基づく数値。

¹³ グルジアでは2008年以降、GNERC（グルジア国家エネルギー規制委員会）が電力分野に関する企業に財務報告および技術報告（いずれも年報）の提出を求めているが、こうした報告書はGNERCからは入手することができなかった。

ルブ（水管）および発電機の交換に使われることになっている。

3.5.4 運営・維持管理の状況

2012年3月に、クラミⅡ水力発電所およびラジャヌリ水力発電所を訪問し、ヒアリングとともに現場の実査を実施した。

(1) クラミⅡ水力発電所

2機の発電ユニットがある。2003年8月に RaoUES に管理運営が移行した際には、施設がきちんと管理されていなかったとされるが、現在ではいずれも稼働しており、RaoUES によって、概ね適切に運営・管理されている。2号機が JICA の支援で機材が更新され、2008年より新機材で稼働している（1号機も稼働している）。

JICA 支援部分は新しい設備であり、特に大きな問題は生じていない。ただし、1号機タービンは特殊機材であり、こうしたスペアパーツの入手に時間がかかっている。

また、今後も引続き修理や追加工事が必要であり、今後5年間で、1号機・2号機の追加修理以外に、倉庫・石油貯蔵庫の補修、貯水池のシーリングの補修、パイプやトンネルの検査、クレーンの修理などが予定されている。



図1 更新された変圧器



図2 更新された配電機器

(2) ラジャヌリ水力発電所

3機の発電ユニットがある。2007年3月より EnergoPro に管理運営が移行。2号機および3号機（一部）が JICA の支援で機材が更新され、2008年より新機材で稼働しており、EnergoPro によって、概ね適切に運営・管理されている。2012年3月の発電所訪問時には、2、3号機のみが稼働、1号機は修理中で停止していた。

JICA 支援部分については新しい設備であり、特に大きな問題は生じていないとのことである。発電所全体としては1960年に建設された古い施設であり、円借款等によって更新された機材以外に古い機材も少なからず残っており、例えば、中央制御室のコンピューターや配電盤の一部等が古いままであり、更新が必要とされている。

2012年には、1号機のバルブ・発電機器の交換に加え、送水トンネルの補修、ダムからトンネルまでの導水路の補修、調圧水槽の再建、管理ビルの修復、等の工事を自己資金で

実施する計画である。



図3 3基の水管全体



図4 更新された配電盤・機器

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。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業では、既往の水力発電施設のリハビリを実施することにより電力供給の伸びに対応するとともに、コントロールセンター・通信システムを整備することにより電力系統の安定化を図り、もって電力需給ギャップを改善し、経済の回復と成長に寄与することを目指した。その目的は、審査時、事後評価時双方の開発政策や開発ニーズに合致しており、妥当性は高い。当初計画された支援事業のうち、円借款支援対象部分は縮小されたが、2発電所に関しては円借款以外に二つの民間運営会社の自己資金によって、またトビリシ・コントロールセンターについては世銀支援によって事業が実施され、事業全体としてみた場合には、概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。事業費については最終的にはほぼ計画どおりであるが、計画時の支援スコープ全体に必要な事業費は大幅に拡大し、事業期間も二倍以上に延長され、効率性は低い。しかし、民営化により民間企業が実施している両発電所の維持管理は、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。

以上より、本プロジェクトの評価は高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

特になし。

4.2.2 JICA への提言

特になし。

4.3 教訓

(1) 電力セクターでの有効なアウトプット達成のためには、特に相手国政府の政策形成能力や実施主体の運営能力に課題がある場合には、発電所設備といったハード面の支援と並行して、民営化プロセスや電力市場改革など、相手方の政策面の支援を並行して実施することが望ましい。政策支援コンポーネントを含む世銀支援との協調融資などを通じて、すでに実際にそうした政策支援にも関与しているともいえるが、他ドナーの政策支援と整合性を取りながら円借款支援の中でも、JICA の技術協カスキーム等で政策・制度面の支援していくことが望ましい。

(2) 本事業の事業実施に必要な予算の拡大は、当初の F/S 時点の見積よりも実際に入札にかけた時点の見積が大きく拡大したこと、工事コントラクター決定後の診断検査により追加工事が必要とされ更に費用が拡大したこと、等が大きな要因である。前者は、L/A 締結後の実際の調達手続の遅れ、及び契約変更に関するグルジア政府側の対応の遅れ等が影響しており、実施機関が行うコンサルタント調達手続きの支援の迅速化とそのための支援など、立ち上げの際の支援がこうしたリスクを吸収する手だてとして有益である。また、予備費や工期計画の作成に余裕を持たせる等の工夫も有益である。

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
① アウトプット	<p>①クラミ II 水力発電所（設備容量 2x55MW=110MW）：1,2号機及び同変電所リハビリ</p> <p>②ラジャヌリ水力発電所（設備容量 3x37MW=111MW）：1,2,3号機及び同変電所リハビリ</p> <p>③トビリシ/クタイシ・コントロールセンター、通信システムリハビリ</p> <p>④コンサルティング・サービス（外国人45M/M、内国人345M/M）</p>	<p>①クラミ II 水力発電所: 2号機の機器更新・据付、1号機の追加機器購入および据付等は除外</p> <p>②ラジャヌリ水力発電所：1号機を支援対象から除外、3号機の据付を除外</p> <p>③トビリシ/クタイシ・コントロールセンター、通信システムリハビリ：キャンセル、円借款の対象外</p> <p>④コンサルティング・サービス：エンジニアリングコンサルタント延長（外国人103M/M）</p>
②期間	1998年1月～2002年12月 (60ヶ月)	1998年1月～2008年7月 (126ヶ月)
③事業費		
外貨	4,678百万円	4,942百万円
内貨	1,213百万円	2,559百万円
	(12.42百万ラリ)	(41.19百万ラリ)
合計	5,891百万円	7,502百万円
うち円借款分	5,332百万円	5,327百万円
換算レート	1 Lari = 96.7 円 (1996年1月現在)	Khrami II: 1 Lari = 60.14円 Lajanuri: 1 Lari = 63.25円 (1998年1月～2008年7月平均)

以 上