

2019 年度案件別外部事後評価:
パッケージⅣ-1 (アゼルバイジャン・バングラデシュ)

令和 3 年 11 月
(2021 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
EY 新日本有限責任監査法人
株式会社 日本経済研究所

評価
JR
20-41

本評価結果の位置づけ

本報告書は、より客観性のある立場で評価を実施するために、外部評価者に委託した結果を取り纏めたものです。本報告書に示されているさまざまな見解・提言等は必ずしも国際協力機構の統一的な公式見解ではありません。

また、本報告書を国際協力機構のウェブサイトに掲載するにあたり、体裁面の微修正等を行うことがあります。

なお、外部評価者とJICAあるいは相手国政府側の事業実施主体等の見解が異なる部分に関しては、JICAあるいは相手国政府側の事業実施主体等のコメントとして評価結果の最後に記載することがあります。

本報告書に記載されている内容は、国際協力機構の許可なく、転載できません。

0. 要旨

本事業では、アゼルバイジャン東部のアブシェロン半島地域において、安定的な電力供給力の拡充および効率性向上を図ることを目的に、同地域にガス火力複合発電所の建設を実施した。その目的は、審査時および事後評価時におけるアゼルバイジャンの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策にも合致していた。よって、妥当性は高い。事業の実施に際して、発電部分のアウトプットは計画どおりであったが、送電線・変電所の新設および改修は、入札の不調により事業費内に収めることが難しい状況となり、別事業の一部として実施された。事業期間は、入札の不調、先方政府からの貸付完了要請、国内の人員配置の変更に係る事業の中断や変電所の機材の再調達等により計画を大幅に超過した。事業費も物価の高騰や事業期間の延長に伴い計画を大幅に超えた。したがって、効率性は低い。事業効果については、最大出力、設備の利用・稼働率等の発電部分、送電損失率等の送電部分について想定された効果の発現が確認された。さらに、本事業は発電効率の改善、予備能力の改善、電力不足緩和という観点においても貢献したといえる。よって、有効性・インパクトは高い。維持管理状況に留意点はあるものの、運営・維持管理の体制・技術・財務面に特に問題は見受けられないことから、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

以上より、本事業の評価は高いと評価される。

1. 事業の概要



事業位置図



シマル発電所 2 号機全景

1.1 事業の背景

審査時のアゼルバイジャンでは、総発電定格容量は 5,556MW を有していたが、設備の老朽化により 2003 年の有効発電容量は 4,240MW に低下していた。この結果、有効発電容量は最大需要 (4,500MW) を下回っており、供給量不足をロシアとの系統連携によ

って補っていた。また、国内人口の約 50%が一日平均 8 時間以上の停電を被るという厳しい環境にあった。アゼルバイジャンの電力需要は、1991 年独立後、経済の低迷により一時期減少したものの、1995 年を境に増加に転じ、2000 年以降は年間約 6.5%のペースで上昇してきた。このため、新規電源の開発が進まない場合、今後さらに計画停電等による、強制的な電力供給の停止が余儀なくされる状況にあった。

さらに、同国の発電設備の 80%は国土の西部に位置する一方、電力需要の 60%は東部アブシェロン半島に集中していた。このため、国土の東西間約 300 kmの送電を行う必要があると同時に、西部発電所の燃料である重油はアブシェロン半島から輸送されることから、送電ロスおよび燃料輸送コストにより同国の電力供給の非効率も課題とされていた。さらに、このような長距離の送電は、電力系統の不安定性の要因ともなっていた。

上記の通り、同国では、電力需要の中心であるアブシェロン半島における新規電源の開発による需要への対応、送電ロスや燃料輸送コストの削減、電力供給の効率性の向上が必要とされていた。

1.2 事業概要

アゼルバイジャン東部のアブシェロン半島地域において、ガス火力複合発電所および関連送電設備を建設することにより、同地域での安定的な電力供給力の拡充および効率性向上を図り、もって同国における電力不足の緩和・同国経済の持続的成長に寄与する。

円借款承諾額/実行額	29,280 百万円 / 28,833 百万円
交換公文締結/借款契約調印	2005 年 5 月 / 2005 年 5 月
借款契約条件	金利 0.75 % 返済 40 年 (うち据置 10 年) 調達条件 一般アンタイド
借入人/実施機関	アゼルバイジャン共和国政府 / アゼルエナジー
事業完成	2021 年 9 月 (完工：2019 年 9 月、保証期間：2019 年 10 月～ 2021 年 9 月)
事業対象地域	首都バクー近郊
本体契約	・東洋エンジニアリング(日本)、Azenco Joint Stock Company (アゼルバイジャン)、三菱日立パワーシステムズ(日本)
コンサルタント契約	・AF-Enprima Limited (フィンランド) / 東電設計(日本)(JV)、東電設計(日本)
関連調査 (フィージビリティ ー・スタディ：F/S) 等	・フィージビリティー・スタディ (2002 年) (アゼルエナジー資金により作成)

関連事業	<p>【円借款】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・セヴェルナヤ・ガス火力複合発電所建設計画（1998年2月） ・セヴェルナヤ・ガス火力複合発電所建設計画（II）（1999年10月） <p>【世界銀行】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「電力セクター改革支援」（補助金削減、料金徴収・料金制度改善、配電会社の民営化、規制の枠組み改善等の推進） <p>【欧州復興開発銀行】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「Yenikend 水力発電所リハビリ事業」（1994年） ・「Mingechevir 水力発電所リハビリ事業」（1997年）
------	--

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

高橋 久恵（EY 新日本有限責任監査法人）

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：2019年10月～2021年11月

現地調査：2021年5月（現地調査補助員により実施）

2.3 評価の制約

本事後評価では、アルメニアとの軍事紛争の拡大および COVID-19 の感染拡大の影響により、評価者による現地調査を実施することができなかった。このため、現地調査業務は評価者の指示のもと、現地調査補助員が実施し、評価者は現地調査補助員による情報収集・受益者調査、サイト実査等の結果を基に、机上評価を行った。

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

審査時のアゼルバイジャンの開発政策「燃料・エネルギー分野における国家開発計画」（2000年～2015年）は、有効発電容量を2015年までに6,500MW～7,000MWに増加させることを掲げていた。同国では、最大電力消費地である首都バクーに向け、

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」

西部の発電所から約 300km の送電を行っており、送電ロス軽減の観点からバクー近郊に効率的で機動性の高い発電設備の増強を行うことが必要とされていた。そのため、本事業は上記計画において最優先の事業に位置付けられていた。

事後評価時の同国の開発計画「アゼルバイジャン 2020 Outlook for the future」(2012 年)では、経済成長を促すため、エネルギー・運輸インフラを整備すること、各地域の比較優位を生かしつつ地域開発を行うこと、都市・農村インフラを整備し社会サービスを提供すること、を重点項目に掲げている。エネルギー分野に関しては、計画「ユーティリティ(電気・熱エネルギー、水道・ガス)サービス開発に向けた戦略ロードマップ(Strategic Roadmap for Development of Utilities (Electrical and Thermal Energy, Water and Gas))」(2016 年)が策定されており、同ロードマップでは、発電の 94%を天然ガスに依存している現状から、風力や太陽光による発電を増加させていく方向性を明記しつつ、発電容量の増強に際しては、コンバインドサイクル³の導入等発電所の効率を向上させることが戦略目標に掲げられている。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

アゼルバイジャンでは 1991 年のソ連からの独立後、電力セクターへの投資が限られてきたことから、本事業の審査時において既設の発電設備は経年劣化が著しく、非効率な運用を余儀なくされていた。2003 年の最大電力需要は 4,500MW であり、有効発電容量(4,240MW)がそれを下回り、需要に対応できない状況となっていた。また、国内の発電設備の約 80%は西部地域に位置する一方、電力需要の約 60%は東部地域のアプシェロン半島に集中しているため、送電ロスや燃料輸送コスト増など、地理的に非効率な電源構成となっていた⁴。

事後評価時においては、同国の総発電定格容量 6,500MW、有効発電容量(夏期: 4,700MW、冬期: 5,200MW)に対し、最大電力需要は 3,879MW と需給バランスは改善されている。一方、最大の発電量を有するアゼルバイジャン発電所(設備容量 2,400MW)をはじめとし、同国では老朽化や低い発電効率といった課題を抱える発電所が現在も稼働中である。アゼルエナジーは 2018 年秋より国内の発電所を対象とした「改修プログラム(Rehabilitation Program)」⁵を実施中であるが、同計画の内容からも、多くの発電所でリハビリや改修が必要となっている状況が確認できる。アゼルエナジーは老朽化した発電所の閉鎖も今後検討していく必要があるとしており、

³ ガス・タービンと蒸気タービンを組み合わせた二重の発電方式。本事業では、この方式を採用した施設を整備している。同発電方法は、同じ量の燃料で通常の火力発電より多くの電力をつくることが可能となる。

⁴ 出所: JICA 提供資料

⁵ 2018 年にアゼルエナジーが策定した発電所の改修計画。この計画のもと、2018~2020 年には、アゼルバイジャン発電所、同発電所の 330kV 変電所及び 500kV 発電所、Janub 発電所、Sumgait 発電所、Shimal 発電所 1 号機、Baku 発電所、Sangachai 発電所、Shahdagh 発電所、Astara 発電所、Khachmaz 発電所、Shaki 発電所、Mingachevir 発電所、Shamkir 発電所のリハビリテーション、330kV Gobu 変電所の改修が実施され、計 513 百万マナト(約 33,175 百万円)が投資された。(出所: 実施機関への質問票回答)

安定的な電力の供給向け、効率の良い発電設備の整備に対するニーズが依然として高いといえる。なお、本事業により電力の最大需要地である東部のアブシェロン半島（首都バクーを含む）に発電所が建設されたものの、依然として発電所の多い西部地域から東部地域への送電を効率化するニーズは存在している⁶。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

対アゼルバイジャン「海外経済協力業務実施方針」では、持続的成長に向けた基盤整備を重点分野と位置づけ、電力を含む経済社会整備の支援、省エネ・省資源の技術導入への支援、老朽化した経済社会インフラの更新整備やエネルギーの有効活用を支援方針として挙げていた。また、2002年に日本とアゼルバイジャンの両政府の間で行われた政策協議を踏まえ、経済インフラ整備（特にエネルギー、運輸・通信）、社会セクター（特に医療・保健、教育）、および人造りの3分野がODA重点分野として位置づけられていた⁷。本事業は安定的な電力の供給を目的とし、同国の経済成長に寄与する事業であり、審査時のODAの重点分野および海外経済協力業務実施方針に合致しているといえる。

以上より、本事業の実施はアゼルバイジャンの開発政策、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 効率性（レーティング：①）

3.2.1 アウトプット

本事業の主なアウトプットの計画は、ガス火力複合発電所（400MW）1基と関連送電線の建設およびコンサルティング・サービスからなる。主なアウトプットの計画と実績は表1のとおり。

表1 アウトプットの計画と実績の比較

計画	実績
<ul style="list-style-type: none"> ・ガス火力複合発電設備（1基、400MW）および関連施設の建設 <ul style="list-style-type: none"> i) ガス・タービン、ii) 排熱回収ボイラー、iii) 蒸気タービン、iv) 発電機システム及び屋内電気設備、v) 開閉所設備、vi) 計測制御システム、vii) 燃料供給システム、viii) 水供給システム、ix) 取水・排水システム、x) ガス・タービン用建物、xi) その他補助装置 	計画どおり
<ul style="list-style-type: none"> ・220kV送電線新設 (30km×2回線、46km×2回線、31km×2回線) 1変電所新設、2変電所改修 	本事業から除外

⁶ 出所：実施機関への質問票回答

⁷ 出所：国別データブック 2005年

<p>・コンサルティング・サービス</p> <p>i) 詳細設計、P/Q書類・入札書類・契約書の作成、ii) 調達補助、iii) 施工監理、iv) 事業完成後の性能評価、v) 運用・保守の補助、vi) 環境影響評価レポート準備、環境モニタリング補助</p>	<p>おおむね計画どおり</p>
--	------------------

出所：JICA 提供資料、Project Completion Report (PCR)、実施機関への質問票回答

本事業では、発電所設備の建設は計画どおりに行われたが、送電線・変電所の整備については、入札価格が想定価格を大幅に上回ったことで入札不調となり、事業費内で対応することが困難との判断により、本事業から除外された。実施機関によれば、アゼルバイジャン・日本側双方が合意した変更事項であり、除外された送電線・変電所の整備は、アジア開発銀行の支援により実施され、2017年に完成済みである⁸。

コンサルティング・サービスについても、必要な支援がおおむね計画どおり実施済みである。計画されていた環境影響評価（Environmental Impact Assessment、以下、「EIA」という。）レポートの準備、環境モニタリング補助については、レポートを含む書類が実施機関・発電所に保管されておらず、モニタリング項目や報告書を確認することはできなかった。一方で、シマル発電所へのインタビューを通じて事業実施中に環境モニタリング実施、および実施への支援が行われた点は確認された。



写真左：蒸気タービン(左奥)とガス・タービン（手前）

写真右：排熱回収ボイラー

⁸ アジア開発銀行が実施を支援した「220 kV Hovsam-Shimal TTP-Zobrat-Sanaye Qovshagi Transmission Line Project」の一部として完成済み。



写真左：主変圧器



写真右：コントロールルーム

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業費

本事業の総事業費の実績は55,748百万円となり、表2に示す通り、当初の計画額(35,191百万円)を大幅に上回った(計画比158%)。

表2 事業費の当初計画と実績

(単位：百万円)

	計画			実績		
	日本側	アゼルバイジャン側	合計	日本側	アゼルバイジャン側	合計
建設工事	23,632	3,383	27,014	27,414	26,915	54,329
発電所部分	19,592	2,934	22,526	27,414	26,915	54,329
送変電部分	4,040	449	4,488	0	0	0
コンサルティン グ・サービス	969	0	969	1,005	0	1,005
物的予備費	2,507	338	2,846	0	0	0
プライスエスカ レーション	1,446	0	1,446	0	0	0
建中金利	726	0	726	415	0	415
Non eligible item	0	2,190	2,190	0	0	0
合計	29,280	5,911	35,191	28,833	26,915	55,748

出所：JICA 提供資料、PCR、実施機関への質問票回答

注1：注：四捨五入の関係上合計に不一致あり。

注2：為替レート 審査時：1マナト=0.02円、実績：1マナト=105.2円（IMF国際金融統計データ事業実施期間年平均レート）なお、2006年1月にかつての旧5000マナトを1とする新マナトの流通が開始。その後、2015年にマナトの切り下げ、同年12月には変動相場への移行による為替レートの下落が生じるなどの経緯を経たため、審査時と事後評価時の換算レートは大きく異なっている。

ただし、送変電部分が本事業の対象外となったため、該当部分を除いた審査時の事業費(35,191百万円-4,488百万円=30,703百万円)と実績金額(55,748百万円)を比較すると、総事業費の計画比は182%となる。うち、円借款額は対計画費114%(28,833百万円/(29,280百万円-4,040百万円))、アゼルバイジャン政府負

担額は対計画比 492% (26,915 百万円/ (5,911 百万円百万円－449 百万円)) であった。事業費が計画を上回った主な要因としては、石油価格の影響を受けた建設資材を含む物価の高騰、国際的なプラント価格の高騰、為替の変動、さらに事業期間の延長が影響した⁹。なお、2014 年 8 月に貸付完了後に発生したコンサルタント再延長契約を含む事業費は、アゼルバイジャン側の負担となり、大幅に計画額を超過することとなった。

3.2.2.2 事業期間

本事業の事業期間¹⁰ は 75 カ月と計画されていたが、実際には 2005 年 9 月から 2021 年 9 月までの 197 カ月となり、計画を大幅に上回った (計画比 263%)。

表 3 本事業の事業期間

	計画 (審査時)	実績
L/A 調印	2005 年 5 月	2005 年 5 月
コンサルタント選定	2005 年 4 月～11 月	2005 年 5 月～2006 年 4 月
入札・契約	2005 年 12 月～2007 年 3 月	入札評価結果同意 2010 年 12 月
本体工事	2007 年 4 月～2009 年 6 月	2011 年 9 月～2019 年 9 月
保証期間	2009 年 7 月～2011 年 6 月	2019 年 10 月～2021 年 9 月
事業期間	75 カ月	197 カ月

出所：JICA 提供資料、PCR および実施機関への質問票回答

遅延の主な要因は、以下のとおりである。

①入札の不調

本事業では、2 回の入札の不調に伴い大幅な遅延が生じた。1 回目は提案要請書 (Request for Proposal) で定めていた技術面での最低スコアをクリアできた応札者が不在であったことによる不調であった。そこで、技術評価のいくつかの項目を修正し、2 回目の入札を準備したが、2 回目の入札では最低スコアはクリアされたものの、応札価格が想定価格を大幅に上回り、不調に終わった。3 度目の入札を経て、結果として土木工事と機材調達を分割して調達が実施されることとなった。

②貸付完了要請に伴う事業の中断

2 回の入札が不調となった後の 2008 年 5 月に、突如実施機関から貸付完了要請が挙げられた。その詳細や背景に関する情報は明確に入手することができなかったが、関係者の様々な働きかけの後、2009 年 6 月に先方から再開が要請され、同年 8 月に本事業の継続実施に双方が合意するに至るまで、事業が中断さ

⁹ 実施機関および受注コンサルタントへの聞き取り調査

¹⁰ 事業期間は借款契約 (L/A) 締結月～保証期間終了月と定義する。

れたことが、本事業の遅延要因の一つとなった。

③他の国家優先事業への動員および通貨下落に伴う工事の遅延

アゼルバイジャン側の工事に係る工事受託業者が、他の国家プロジェクトへ優先的に配置されたこと、また 2015 年以降の油価の大幅下落に伴う通貨下落により予算手当が困難になったことが工事の進捗に影響し、事業の大幅な遅延に繋がった。

④試運転中の機材の再調達による遅延

2018 年に実施された試運転試験中、変電所の一部の機材に問題が生じ、主変圧器本体・付属品・周辺機器等一式を再調達することが必要となり、試運転の開始、竣工の時期も先送りとなった。

上記のとおり、様々な要因が事業遅延に影響したものの、先方政府からの貸付要請の中断や国家事業への工事受託業者の労働者の優先配置による遅延等は、実施機関や事業関係者のコントロールが可能な範囲を超えた事項であった。長期化した事業の実施に際し、円借款の貸付が完了した 2014 年以降も、本事業に従事した受注コンサルタントが実施機関と円借款資金を活用しない形式での直接契約を交わし、アゼルバイジャン側の予算を活用しつつ支援を継続し、2019 年に工事完了に至った。

3.2.3 内部収益率（参考数値）

本事業の審査時と事後評価時の内部収益率とその算定条件は、表 4 のとおり。事後評価時の再計算は審査時と同じ条件で行っている。なお、本事業は審査時に財務的内部収益率（FIRR）のみ算出されており、経済的内部収益率（EIRR）が算出されていない理由は確認できなかった。よって、事後評価では審査時の算定条件に基づき FIRR を再計算し、比較を行った。

表 4 内部収益率と条件

	財務的内部収益率（FIRR）
内部収益率	審査時：8.8% 事後評価時：1.1%
費用	事業費、維持管理費
便益	売電収入
プロジェクト・ライフ	30 年

出所：JICA 提供資料、事後評価時の再計算は実施機関から提供されたデータに基づき再計算を行っている。

注：審査時に計算された FIRR は 9.2%であったが、プロジェクト・ライフの起点がプロジェクト完成予定年に設定されていたことから、事後評価レファレンスに沿い、同起点を L/A 調印年に合わせ、再計算を行っている。

事後評価時の財務的内部収益率は1.1%であり、審査時の8.8%より低くなった。売電料金の値上げや施設の稼働率の高さにより、便益（売電収入）は審査時の想定より高くなった。一方で事業期間の大幅な遅延（計画比263%）により、施設の稼働が約10年間遅延したことが大きく影響していると考えられる。

以上より、本事業は事業費、事業期間ともに計画を大幅に上回ったため、効率性は低い。

3.3 有効性・インパクト¹¹（レーティング：③）

3.3.1 有効性

3.3.1.1 定量的効果（運用・効果指標）

本事業の審査時に設定した運用・効果指標について、施設完工年以降の実績値を表5にまとめた。

表5 本事業の運用・効果指標

		目標値	実績値		
		2021年 事業完成 2年後	2019年 ^{注1} 施設完工 年	2020年 施設完工 1年後	2021年 ^{注2} 事業完 成後
発電	最大出力 (MW)	400	377	380	380
	設備利用率 (%)	70%以上	87.4	85.2	88.2
	設備稼働率 (%)	90%以上	93.8	95.6	99.8
	所内負荷率 (%)	3%以下	2.2	2.1	2.1
	発電端熱効率 (%)	50%以上	57.1	56.7	57.2
	人為ミスによる停止時間 (時間/年)	0時間以下	0	0	0
	機械故障による停止時間 (時間/年)	0時間以下	136	341	5
	計画停止による停止時間 (時間/年)	775時間以下	0	42	0 ^{注3}
	人為ミスによる停止回数 (回/年)	0回	0	0	0
	機械故障による停止回数 (回/年)	0回	8	7	3
	計画停止による停止回数 (回/年)	1回	0	1	0
送電端発電量 (GWh/年)	2,379	2,363	2,511	2,601	
送変電	設備稼働率 (%)	100%以内	82.0	85.1	90.2
	送電損失率 (%)	5%以下	0.38	0.38	0.35

出所：JICA 提供資料、実施機関への質問票回答

注1：2019年10月～12月の実績

注2：2021年1月～4月の実績

注3：表内のデータには含まれないが、2021年5月には224時間の計画停止が発生している。

¹¹ 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。

シマル発電所 2 号機の稼働開始以降の 2019 年 10 月～2021 年 4 月¹²までのデータによると、最大出力¹³、設備利用率、設備稼働率、所内負荷率、発電端熱効率、人為ミスによる停止時間・回数、送電端発電量、送変電設備稼働率、送電損失率は、2021 年 4 月時点でおおむね目標値に達しており、想定された事業効果の発現が確認されている。一方、機械故障による停止が一定程度発生しており、機械故障による停止時間および機械故障による停止回数は目標値の達成には至っていない。機械故障の主な理由は、コンプレッサーの故障（2019 年 11 月時点）、電気カップリング¹⁴の損傷（2020 年 5 月時点）、変圧器の故障（2020 年 11 月時点）等であった。なお、本事業では同指標の目標値がそれぞれ 0 時間/年・0 回/年と設定されていた。シマル発電所のエンジニアや受注コンサルタントによれば、稼働開始後の数年間は初期不良が生じるパーツも多く、何かしらの故障が生じることも想定される¹⁵。したがって、機械故障による停止時間・回数の目標値を 0 とし、目標値を達成することは、現実的に困難であったと考えられる。

また、年間 775 時間以下を目標値としていた計画停止による停止時間は、2020 年の実績で 42 時間にとどまった。これは、計画された定期点検が実施されなかった状況を示しているが、シマル発電所によると、2020 年にアゼルバイジャンのエネルギーグリッドに問題が生じた影響で、直接的に影響のあるとされた他の発電所の点検・修復作業が必要となり、シマル発電所 2 号機の定期点検の時期を一時的に延期したことが要因である。なお、延期されていた作業は 2021 年 5 月に実施され、224 時間の計画停止に伴う停止時間が発生している。

3.3.1.2 定性的効果（その他の効果）

本事業の定性的効果として、発電効率の良い火力複合発電所が建設されることによる、一次エネルギー消費の抑制が期待されていた。シマル発電所 2 号機と以前より稼働していたアゼルバイジャン発電所（Azerbaijan Thermal Power Plants）での 1MW 当たりの燃油消費量を比較すると、シマル発電所 2 号機の消費量はアゼルバイジャン発電所の消費量の約 67%であった¹⁶。実際の 2020 年 1 月～8 月の両

¹² シマル発電所 2 号機は 2019 年 9 月に竣工したため、データは 2019 年 10 月から調査時点の最新のデータ（2021 年 4 月）を実施機関から入手した。

¹³ 最大出力の 400MW に対し、実際の最大出力が約 380MW で継続されているが、夏には海水の温度の上昇によりガス・蒸気タービンが規格レベルに達しないこと、冬の間はディスパッチャーの指示により、20MW の予備が維持されていること等が理由とされている。（出所：シマル発電所への聞き取り調査より）

¹⁴ 金属管等を接続するときに使うパーツを指す。

¹⁵ 例えば、過去に円借款で整備されたシマル発電所 1 号機では、稼働開始翌年の機械故障による停止時間は約 1,200 時間、2 年後には約 600 時間、3 年後には約 400 時間となり、時間の経過とともに稼働が安定している状況が報告されている。その他の発電所建設事業の過去の事後評価でも、稼働後数年間、一定の機械故障による停止時間・回数の発生を見込んだ目標値が設定されている事例が多い。

¹⁶ シマル発電所 2 号機の 1MW 当たりの燃油消費量は約 185.6Nm³、アゼルバイジャン発電所では約 277.3Nm³。

発電所の発電量及び燃油消費量によれば、シマル発電所 2 号では、181,040,096Nm³¹⁷の削減が可能になっている。また、それに伴い、燃料費も 18 百万マナト(約 1,127 百万円)が節約されている¹⁸。よって、シマル発電所 2 号機の整備が発電効率の改善に貢献していると判断できる。

3.3.2 インパクト

3.3.2.1 インパクトの発現状況

本事業では、電力不足の緩和および経済の持続的成長がインパクトとして想定されていた。同国では、2003 年に 5,556MW であった総発電定格容量は 2019 年には 6,500MW に増強されており、シマル発電所 2 号機の建設もこの増強に貢献してきた。実施機関によれば、シマル発電所 2 号機の稼働以前は、290 MW であった予備供給能力も現在は 640MW へ増加しており、電力不足の改善にも寄与しているといえる。なお、2005 年以降の経済成長率と発電量図 1 に示す通りであるが、経済の成長に比して発電量の伸びは緩やかであり、その間に発電容量を増強させたことにより、予備供給力が拡大したといえる。

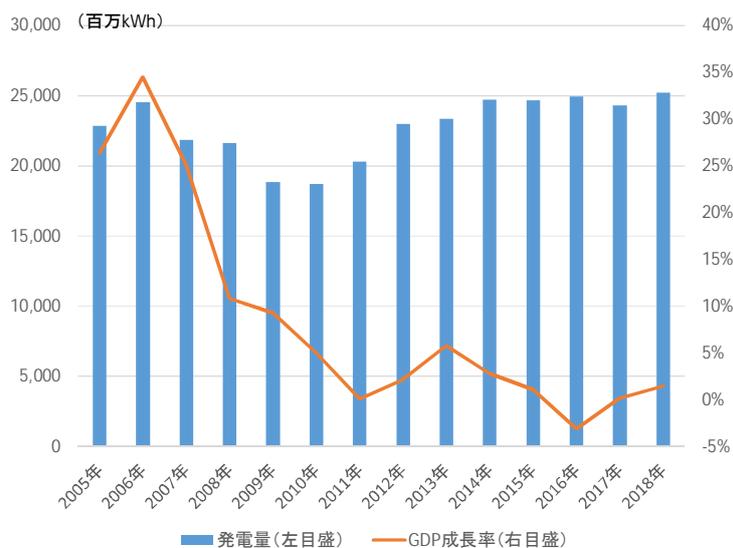


図 1 2005～2018 年の GDP 成長率と発電量の推移

出所：国家統計委員会公表統計

本事業で建設した発電設備は 2019 年 9 月に稼働したばかりであり、マクロ的なインパクトを測定するのは困難であるが、上記のとおり、本事業の実施は予備供給力の確保および電力の安定的な供給の実現の一翼を担っていると考えられる。

¹⁷ Nm³ (ノルマル・リューベ) は、ガスの体積を示す単位。

¹⁸ 出所：実施機関提供資料

3.3.2.2 その他、正負のインパクト

(1) 自然環境へのインパクト

本事業は大規模な火力発電セクターであり、「環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン」(2002年4月)において、カテゴリ A に相当する。アゼルバイジャン国内においても EIA の実施、承認が二段階で必要とされ、第一段階が 2005 年、第二段階が 2007 年 3 月に生態・天然資源省より取得された。実施機関に確認したところ、当時の書類が保管されておらず、書面で EIA の定めた事項やモニタリング項目等の確認を行うことはできなかったが、工事中は定められた項目のモニタリングが実施され、マイナスの影響はなかった点をシマル発電所での聞き取り調査を通じて確認した。また、実施機関では環境マネジメントシステムの国際規格である ISO14001 に合致した環境保護ポリシーを定め、取水した冷却水の冷却前後の水質・温度や、排気ガスの質(一酸化炭素、窒素酸化物、二酸化炭素等の含有量)を毎日測定し、基準を超えていないことを確認するため、実施機関内の生態部が環境管理モニタリングを担当しており、事後評価時点までマイナスの影響は発生していない点も確認された。

(2) 住民移転・用地取得等

シマル発電所 2 号機は、既存発電所の敷地内に建設されたため、本事業の実施に伴う用地取得および住民移転は発生していない。

以上より、本事業の実施によりおおむね計画どおりの効果の発現がみられ、有効性・インパクトは高い。

3.4 持続性 (レーティング: ③)

3.4.1 運営・維持管理の制度・体制

本事業で建設されたシマル発電所 2 号機の運営・維持管理は、アゼルエナジーが管轄している。アゼルエナジーは同国の発電設備および送変電設備の建設・保守管理、運用および配電会社への電力供給を行っている¹⁹。

運営・維持管理活動を実施しているのはシマル発電所のボイラータービン部門となる(図 2 参照)。同発電所には 2021 年時点で 191 名の職員が在籍し、うち 2 号機の運営・維持管理には 37 名が従事している。

¹⁹ 本社機能以外の発電所や送変電保守部門は形式的には分社化されている。

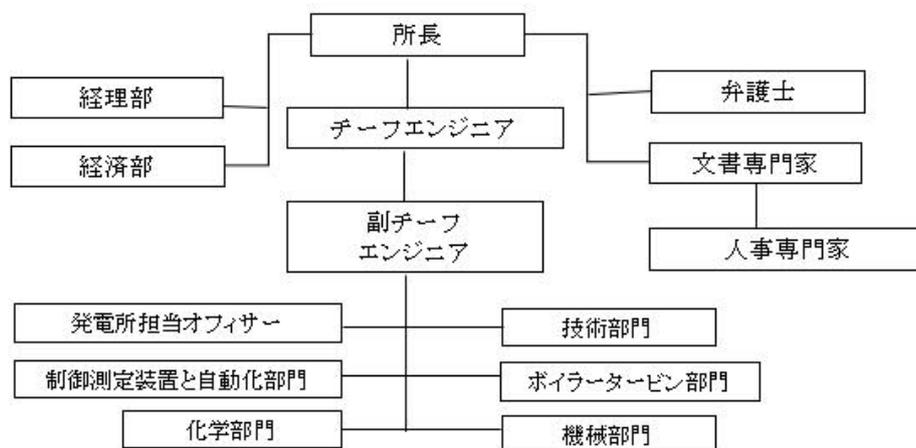


図2 シマル発電所組織図

出所：実施機関提供資料

なお、1号機、2号機ともにガス・タービンに関しては、製造メーカーと10年間の長期メンテナンス契約が締結されている。契約先の製造メーカーからは専門家が派遣され、発電所の職員と協業でメンテナンスを実施している。ガス・タービン以外については、長期メンテナンス契約の対象外であるが、問題が生じた際には、製造メーカーと別途の個別契約を交わすことで対応や支援を依頼することも可能となっている。なお、同国ではガス・タービン専門の技術人材が不足していることや契約にスペアパーツの調達も含まれるため、ガス・タービンを有する発電所では長期メンテナンス契約を締結することが通例となっている²⁰。

上記のとおり、シマル発電所2号機の運営・維持管理体制は明確となっており、維持管理業務を担当する人員数に不足もないことから、特段懸念事項はないといえる。

3.4.2 運営・維持管理の技術

施設の運転・維持管理に関しては、発電機の設置および稼働開始時にコントラクターによる研修が実施された。事業完了後もアゼルエナジーの研修センターが、研修を通じて、シマル発電所の維持管理に従事する職員の技術能力の維持と向上を支援している（研修の概要は表6参照）。

²⁰ 出所：シマル発電所への聞き取り調査

表 6 シマル発電所職員向け知識・能力開発研修（2019～2021年）

コース名	研修回数	参加人数
発電所のオペレーション変化	4	29
熱技術機材の操作	3	42
水の化学処理	2	15
制御計測装置と自動化装置の操作	2	14
計:	11	100

出所: 実施機関への質問票回答

前掲のとおり、ガス・タービンの専門家が不足しているものの、長期メンテナンス契約により専門家が派遣され、シマル発電所の職員が協業でメンテナンスにあたっている。シマル発電所 2 号機は稼働後も定格出力での運転が継続していることから、技術面での懸念事項はないと考えられる。

3.4.3 運営・維持管理の財務

審査時において、料金設定が原価水準と乖離し政策的に低く抑えられていることを背景に、アゼルエナジーでは 2001 年以降赤字が続いていた。その後、2007 年より 1kWh 当たり 0.06 マナト（約 3.6 円）であった小売電気料金は、2016 年には 250kWh/月までが 0.07 マナト/kWh、250kWh/月超は 0.11 マナト/kWh へと引き上げられている。その結果、アゼルエナジーの売電収入は増加しており、営業利益も常にプラスである。一方、為替差損や機材損傷などの損失を計上していること、また、1980 年代に建設された古い発電所の施設や機材の原価償却が影響し、最終的な収支は赤字が続いている。ただし、正確な金額は実施機関より入手できなかったものの、シマル発電所 2 号機の運転・維持管理に必要な予算は確保できている点が実施機関およびシマル発電所へのインタビューで確認済みである。また、政府から毎年補助金やローン保証等の財政面での支援が行われており、この支援は今後も継続される見込みである²¹。

よって、アゼルエナジーの最終損益が赤字続きである点は今後も注視していく必要があるものの、電気料金の値上げの効果により営業利益は黒字を維持しており、シマル発電所 2 号機の適切な運営・維持管理の活動に必要な予算が配賦されていることも確認されていることから、財務面での重大な懸念はないといえる。

²¹ 出所: Azerenergy, *Consolidate Financial Statements for the Year Ended 31 December 2018*.

表7 アゼルエナジーの収支状況

(単位：千マナト)

	2015年	2016年	2017年	2018年
収入				
売電収入	725,879	807,170	1,010,337	1,045,470
その他収入	7,883	2,991	2,999	2,556
支出				
燃料費	-392,466	-371,019	-647,584	-518,534
減価償却費	-159,268	-152,895	-183,136	-178,973
人件費	-54,164	-41,623	-42,066	-49,581
維持管理費	-23,982	-22,259	-72,757	-39,611
その他	231,050	-78,308	68,642	-181,164
営業利益	334,932	144,057	136,435	80,163
営業外費用・特別損失	-1,313,281	-281,760	-658,937	-139,331
税引前純利益	-978,349	-137,703	-522,502	-59,168
純利益	-870,530	-108,928	-602,873	-307,335

出所：アゼルエナジーホームページ掲載財務諸表より作成

3.4.4 運営・維持管理の状況

本事業で整備された設備の維持管理状況は概ね良好である。ガス・タービンに関しては、長期メンテナンス契約に沿った保守点検が行われており、順調に稼働している。一方で、有効性で記載のとおり、2019年9月の稼働開始以降、計画停止による停止時間が合計で約42時間であり、計画された定期点検が実施されていない状況がうかがえる。シマル発電所での聞き取り調査によれば、稼働後機械故障に伴うメンテナンスへの対応やナショナルグリッドでの事故の対応により、計画が遅延したが、2021年には1号機で60日、2号機で21日の点検が行われる予定である。その他、排熱回収ボイラーのドラムレベルが不安定になる事があるため、原因を確認中であること、蒸気タービンで起動時に調圧弁が開かないことがあり、確実に作動するよう圧力を0にして起動する対応が図られている、といった問題が報告された。ただし、これらの問題による発電機能そのものに影響は生じていない。また、その他の施設（電気システム、計測制御システム、燃料供給システム、水供給システム、ガス・タービン建物、その他補助装置）の状況も良好である点を現地調査補助員によるサイト視察およびシマル発電所への聞き取り調査を通じて確認済みである。

また、長期メンテナンス契約により消耗品・摩耗品の調達もこれまでに問題が生じた事例はない。ただし、マニュアルについては、英語版のマニュアルが提供されたのみで、アゼルバイジャン語訳が準備されなかった点が報告された。実施機関としては、専門用語も多いマニュアルは英語版では迅速に理解することが難しく、翻訳にも時間を要することから、アゼルバイジャン語での提供が望ましい点が指摘された。

なお、本事業では、発電所内に冷却水を送り込む取水口に関して、審査時点でシマル発電所の1号機で海藻や砂等が取水部分に詰まる事態が発生したため、本事業にて1号、2号機併用の取水口を設けることが計画、実施された。これに関して、工法が変更した²²ことから、多少の砂等のつまりは生じているものの、浚渫で対応しており、事後評価時まで問題は生じていない。



写真:ポンドタイプの取水口

上記のとおり、本事業で整備をした施設や機材の維持管理状況は概ね良好であり、今後のメンテナンスも計画どおりの実施が見込まれることから、懸念事項はないといえる。

以上より、本事業の運営・維持管理は制度・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、アゼルバイジャン東部のアブシェロン半島地域において、安定的な電力供給力の拡充および効率性向上を図ることを目的に、同地域にガス火力複合発電所の建設を実施した。その目的は、審査時および事後評価時におけるアゼルバイジャンの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策にも合致していた。よって、妥当性は高い。事業の実施に際して、発電部分のアウトプットは計画どおりであったが、送電線・変電所の新設および改修は、入札の不調により事業費内に収めることが難しい状況となり、別事業の一部として実施された。事業期間は、入札の不調、先方政府からの貸付完了要請、国内の人員配置の変更に係る事業の中断や変電所の機材の再調達等により計画を大幅に超過した。事業費も物価の高騰や事業期間の延長に伴い計画を大幅に超えた。したがって、効率性は低い。事業効果については、最大出力、設備の利用・稼働率等の発電部分、送電損失率等の送電部分について想定された効果の発現が確認された。さらに、本事業は発電効率の改善、予備能力の改善、電力不足緩和という観点においても貢献したといえる。よって、有効性・インパクトは高い。維持管理状況に留意点はあるものの、運営・維持管理の体制・技術・財務面に特に問題は見受けられないことから、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

以上より、本事業の評価は高いと評価される。

²² 450mの沖合、水深8mポイントから取水し、取水口から藻や砂の進入を防ぐ浸水取水工法から、ポンドタイプの取水口へ変更された。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

- ・2021年4月までの計画停止時間が施設稼働後0時間となっており、計画点検やメンテナンスが未実施の状況であったことが確認された。これは、シマル発電所2号機の稼働開始後、同国のグリッドに生じた問題への対応が必要となり、2号機の計画点検が先送りになったことが要因であった。先送りとなった作業は2021年5月に実施されたこと、またシマル発電所2号機は、稼働後さほど期間が経過していないことから、事後評価時までにはオペレーションに問題は生じていないが、今後設備や機材の故障を未然に防ぐために、アゼルエナジーおよびシマル発電所は、中長期的な計画に基づき、必要な定期点検やメンテナンスの時間を確実に確保・実施できるよう、体制を整備しておく必要がある。

4.2.2 JICA への提言

なし

4.3 教訓

現実的な運用・効果指標の設定

本事業では、機械故障による停止時間・回数が運用効果指標として設定され、目標値が「0時間・0回/年」と設定されていた。しかし、機械故障は初期不良等も含め一定の期間機械故障が全く発生しないことは想定しにくいいため、目標値を0とすることは現実的に達成することが困難なケースが多い。したがって、事業の計画時に運用効果指標の設定するには、事業の整備した施設・機材の特性を把握したうえで、過去の類似案件の指標や目標値も参考にしつつ、現実的な目標値を設定することが望ましい。

以上

主要計画/実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	1.ガス火力複合発電設備建設一式 (i) ガス・タービン、ii) 排熱回収ボイラー、iii) 蒸気タービン、iv) 発電機システム及び屋内電気設備、v) 開閉所設備、vi) 計測制御システム、vii) 燃料供給システム、viii) 水供給システム、ix) 取水・排水システム、x) ガス・タービン用建物、xi) その他補助装置))	1. 計画どおり
	2. 220kV 送電線建設 (互長：30km×2回線、46km×2回線、31km×2回線)) 変電所新設 (1)、変電所改修 (2)	2. 本事業から除外
	3.コンサルティング・サービス i) 詳細設計、P/Q 書類・入札書類・契約書の作成、ii) 調達補助、iii) 施工監理、iv) 事業完成後の性能評価、v) 運用・保守の補助、vi) 環境影響評価レポート準備、環境モニタリング補助	3. おおむね計画どおり
②期間	2005年3月～2011年6月 (75カ月)	2005年3月～2021年9月 (197カ月)
③事業費		
外貨	29,280百万円	28,833百万円
内貨	5,911百万円	26,915百万円
	(205,550百万マナト)	(255百万マナト)
合計	35,191百万円	55,748百万円
うち円借款分	29,280百万円	28,833百万円
換算レート ^{注1}	1マナト = 0.02円 (2004年12月時点)	1マナト = 105.2円 (2005年5月～2019年9月平均レート)
④貸付完了	2014年 8月	計画どおり

注1：2006年1月にかつての旧5000マナトを1とする新マナトの流通が開始された。その後、2015年にマナトの切り下げ、同年12月には変動相場への移行による為替レートの上昇が生じるなどの経緯を経たため、審査時と事後評価時の換算レートは大きく異なっている。

以 上