

アゼルバイジャンのエネルギー需給見通し

計量分析ユニット 土井 菜保子

本稿では、アジア開発銀行(ADB: Asian Development Bank)の委託により作成した Energy Outlook for Asia and the Pacific¹に新しいデータ・情報を追加し、アゼルバイジャンの将来エネルギー需給を展望した上で、エネルギー部門への投資に関わる課題を検討し、インプリケーションを導出する。

アゼルバイジャンは、首都バクー沖のカスピ海に豊富な石油・天然ガスを有する資源国である。石油の確認埋蔵量は、70 億バレル(世界の0.6%)²で、旧ソ連の中ではロシア・カザフスタンに次いで三番目の規模である。天然ガスは旧ソ連の中で五番目に大きい 1.2 兆立方メートル(世界の0.6%)³の確認埋蔵量を有する。

アゼルバイジャンの経済は、旧ソ連の崩壊に伴う混乱直後に後退したものの、積極的な外資導入による石油生産の拡大ならびに輸出向けパイプラインの整備を行ったことが功を奏し、近年は著しい成長を遂げている。具体的には、1997 年以降国際コンソーシアムの Azerbaijan International Operating Company (AIOC) が主要な海底鉱区である Azeri-Chirag-Gunashli (ACG) の生産を拡大させたことを受けて、2006 年にアゼルバイジャンの石油輸出は約 50 万 b/d と 1997 年比で 84 倍もの水準に達した。これに加えて、2006 年にアゼルバイジャンからグルジアを経由しトルコに達する Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC) パイプラインの建設が完了したのに併せて ACG の石油も増産し、原油輸出の拡大を支えている。一方、天然ガスは、2006 年までロシアからの輸入に依存していたが、同年末に Shah Deniz 海底鉱区での天然ガス生産が開始され、サウスコーカサスパイプラインによりトルコ経由での天然ガス輸出を開始した。こうした石油・天然ガスの輸出増が牽引した結果、アゼルバイジャンの GDP は 1997 年から 2006 年の間に年率 14.3%増、そして 2006 年から 2008 年の間では年率 17.7%増⁴を記録した。

経済が急成長したのとは対照的に、エネルギー需要は緩やかなペースで増加した。例えば 1997 年から 2006 年の間、一次エネルギー需要は年率 2.2%で増加した。ただし、2006 年に政府が

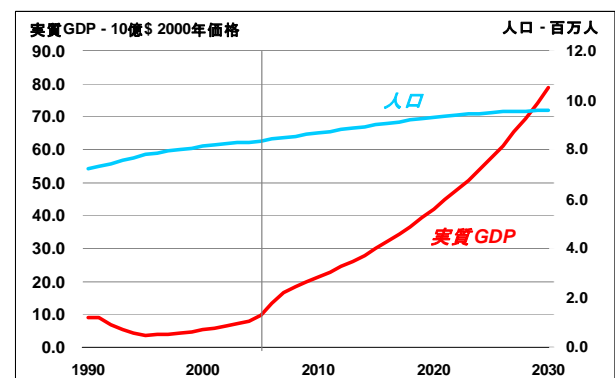
石油・電力・ガス供給を行う国営企業の財政状況を改善する目標の一環として、石油製品および電力とガス価格を上昇させたことを受けて、2006 年から 2007 年の間、一次エネルギー需要は年率 12.3%で減少している⁵。

なお、近年の経済成長は貧困の解消に大きく貢献している。2003 年には貧困層⁶が人口の 39.7%を占めていたが、2006 年にはほぼ半分の 20.8%に低下した。今後も貧困解消と経済を持続的に発展させるためには、社会保障制度を拡充し、エネルギー供給を含むインフラ整備を行い、なおかつ石油部門以外の産業を育成してゆくことが望まれる。そしてこれらを達成するために、石油輸出で得た外貨収入に基づく State Oil Fund of Azerbaijan (SOFAZ) を効率的に利用してゆくことが重要である。

経済・人口の見通し

アゼルバイジャンの GDP は 2030 年までに年率 8.6%増⁷の見通しである。BTC パイプラインによる石油輸出の増加とサウスコーカサスパイプラインによる天然ガス輸出が牽引し、2005 年から 2015 年の GDP は 11.7%で急速に増加する見通しである。一方、2020 年以降は石油輸出量が減少することから予測期間後半の 2015 年から 2030 年に GDP は 6.7%増に減速する。

図 1: GDP および人口の予測



(出所) ADB. 2009. Energy Outlook for Asia and the Pacific.

¹ ADB. 2009. Energy Outlook for Asia and the Pacific. Manila.² BP. 2009. BP Statistical Review of World Energy. London.³ BP. 2009. BP Statistical Review of World Energy. London.⁴ World Bank. 2009. World Development Indicators. Washington D.C.⁵ 2006 年後半から 2007 年初頭にかけて、ガソリン価格は 50%増、軽油価格は 25%増、電力価格は 650%増となった。⁶ 世銀によると、貧困の基準は一日の生活費が購買力平価ベースで 1.25 ドル以下と定義される。⁷ アジア・太平洋地域の国別 GDP 見通し中で最も高い増加率である。

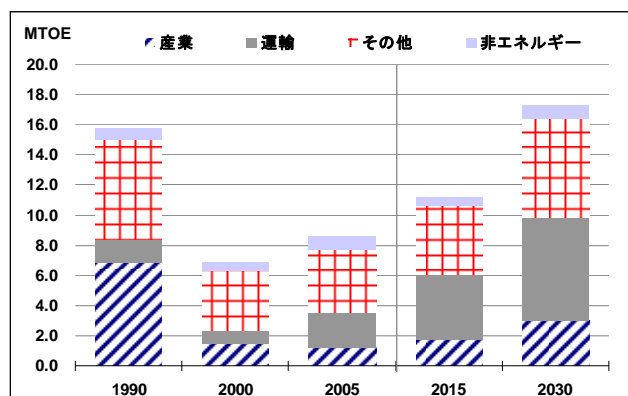
予測期間の経済構造は継続的に石油・天然ガス輸出に依存するが、公共投資によるインフラ整備と投資環境の整備の結果、製造業やサービス産業が育成される。

人口は2005年の840万人から2030年には960万人へと年率0.6%増で増加する見通しである。また一人当たりGDPは2005年の1,180ドルから2030年には8,200ドルへと約7倍の水準に達する。

部門別最終エネルギー需要の見通し

最終エネルギー需要は、年率2.8%増で2005年の8.6 MTOEから2030年には17.3 MTOEへと増加する。部門別では、2030年には運輸部門が最終エネルギー需要の40.2%を占め、これに農業、家庭、業務を含むその他部門(37.3%)、産業部門(17.1%)が続く。

図2: 部門別最終エネルギー需要



(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

産業部門のエネルギー需要は、年率3.6%増とGDPの年率8.6%増と比較して、相対的に緩やかな増加ペースになる。アゼルバイジャンでは現在、石油・天然ガス産業が産業部門の付加価値額のうち60%を占めている。しかし産業構造の多様化政策に伴い、将来的には電気機械・金属・アルミ製造などの業種が発達する。エネルギー源別では、電力需要が年率5.4%増で、これに熱の3.9%増、ガスの2.1%増が続く。

運輸部門のエネルギー需要は、2005年の2.3 MTOEから年率4.5%増、2030年には7.0 MTOEに達する見通しである。エネルギー源別では、トラック用の軽油が年率5.1%増、これにガソリンの4.8%増、ジェット燃料の2.7%増が続く。なお、これらの石油製品が2030年には運輸部門のエネルギー需要の90%を占める。欧州と中央アジアをつなぐ高速道路網(TRACECA: Transport Corridor Europe-Caucasus-Asia)の形成と製造業が国内に育成される結果、国際ならびに国内貨物需要の拡大につながり、軽油の需要増に貢献す

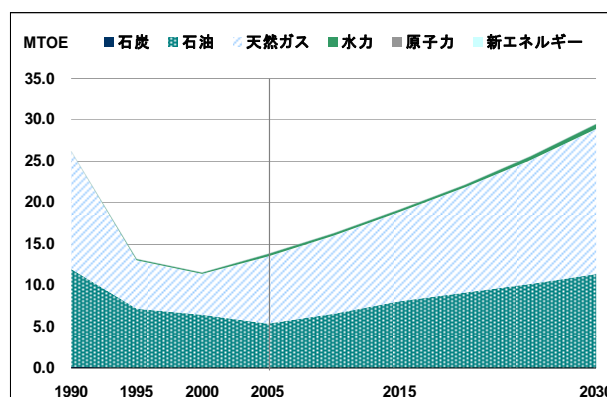
る。また、現在はバクー近郊の都市部で乗用車の保有台数が大幅に増加⁸しているが、予測期間には所得水準の向上と国内道路網が整備・拡張され、都市部以外でも乗用車保有台数が増加し⁹、ガソリン需要を押し上げる。

その他部門のエネルギー需要は、2005年の4.2 MTOEから年率1.7%の緩やかなペースで増加し、2030年には6.4 MTOEに達する。エネルギー源別では、電力需要が年率3.5%と相対的に早いペースで増加し、これにガス需要の1.5%増が続く。一方、熱需要は年率3.3%で減少する。電力供給網へのアクセスを改善することなどが、家庭部門での電力需要拡大につながる見通しである。また産業のサービス化が進むことも業務部門での電力需要増に貢献する。なお、熱供給システムは老朽化が進んでいるため、予測期間中には新規に供給インフラが整備されるガスに置き換えられる見通しである。

一次エネルギー需要の見通し

アゼルバイジャンの一次エネルギー需要は1990年から2005年に年率4.1%減であったが、予測期間は年率3.1%で増加、2030年には1990年よりおよそ13%多い29.5 MTOEに達する見通しである。一人当たりの一次エネルギー需要は、2030年に3.07 TOEと、2005年の1.66 TOEからほぼ倍増するものの、1990年の3.62 TOEよりは低い水準となる。

図3: 一次エネルギー需要



(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

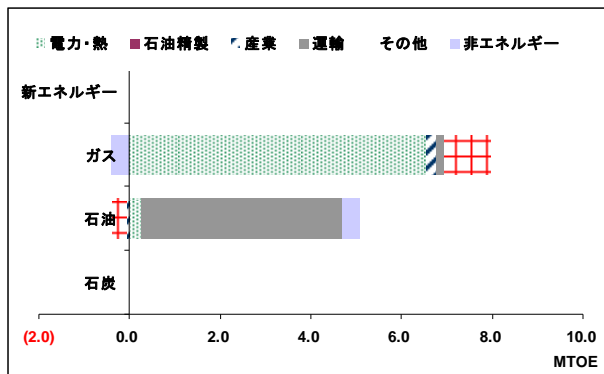
エネルギー源別では、一次エネルギー需要の中で最も高い割合を占める天然ガスが、発電部

⁸ 2001年から2007年の間にアゼルバイジャン乗用車保有台数は45万台から77万台に増加した。同期間の増分のうち、バクーでの保有増が86%を占めた。

⁹ 千人あたりの乗用車保有台数は、2005年に72.9台であったのが2030年には、ほぼ倍の148.7台に達する見通しである。

門での利用増を反映して、年率 3.1% で増加する見通しである。石油は運輸部門での需要増の結果、2005 年の 5.4 MTOE から 2030 年には 11.3 MTOE へとほぼ倍増する。水力は、年率 2.5% 増の見通しである。

図4:一次エネルギー需要の増分(2005年—2030年)

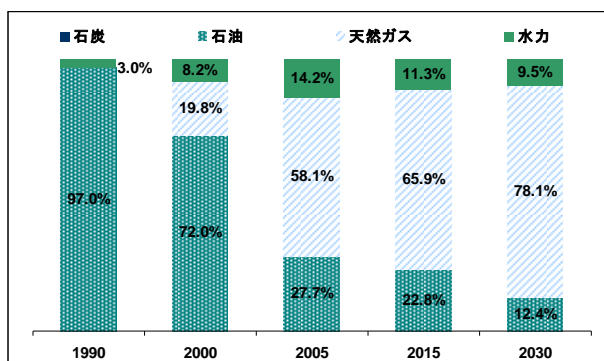


(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

発電見通し¹⁰

アゼルバイジャンの発電施設は他の中央アジア諸国と同様に、旧ソ連時代に建設されたものである。現在、総発電電力容量が 5.5GW あるうち、4.5GW が運転可能容量となっている。年率 2.5% 増の電力需要を満たすために、新規設備の増強と古い設備を高効率設備へ更新することが急務である。天然ガス火力が主要な電源で、2030 年には電源構成の 78.1% を占める。

図5:電源構成



(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

エネルギー生産の見通し

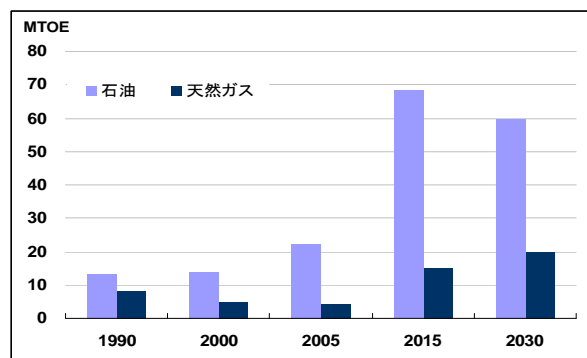
アゼルバイジャン政府は 1991 年以降、低迷する経済を回復させるために旧ソ連時代に未開発であったカスピ海に賦存する資源を開発・輸出することを主要な政策とした。その際、自国企

業では資金・技術が不足するために、積極的に外資導入を行う戦略を取った。1990 年代初頭、欧米石油メジャーは北海油田の生産低下に直面した。加えて政治的に不安定な中東地域への依存を低下させ、供給源を多様化させたい意向があったことから、バクー沖合に賦存する石油・天然ガス資源の開発に大きな関心を寄せていた。この結果、アゼルバイジャン政府と石油メジャー双方の利害が一致し、1994 年には生産分与契約(PSA: Production Sharing Agreement)に基づき、BP をオペレーターとする国際コンソーシアム Azerbaijan International Oil Company (AIOC) が形成され、1997 年から Azeri-Chirag-Gunashli の三油田(略して ACG 油田)の探鉱及び開発が始まった。2007 年の時点では ACG 油田がアゼルバイジャンのほぼ 80% の石油生産を担っており、残りの石油生産は国営石油会社の SOCAR による¹¹。

予測期間の石油生産は、ACG 油田の増産により、2015 年頃に 140 万 b/d に達する見通しである。また 2030 年には、新規探鉱に伴う生産増が見込まれるものの ACG 油田の生産量が 2020 年以降減少に転じることから、石油生産量は 126 万 b/d となる。なお、ACG 油田で生産された石油は、大半が BTC パイプラインでトルコの Ceyhan まで輸送され、その後タンカーで欧州に輸出される。また僅かながら、西ルートパイプラインと鉄道でグルジアへも輸出される。

天然ガスは、Shah Deniz ガス田が 2006 年末に生産を開始したのに伴い、サウスコーカサスパイプラインを通してトルコへの輸出が開始された。予測期間中は二つのフェーズに渡って、Shah Deniz ガス田の探鉱・開発が進展することから、2015 年の 15bcm から 2030 年には 22bcm へと生産増が見込まれる。

図6:石油・天然ガスの生産



(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

¹⁰ 発電部門には、熱供給を含む。発電部門は天然ガスと水力を利用し、熱供給部門は天然ガスと石油を利用している。

¹¹ SOCAR (State Oil Company of the Azerbaijan Republic) が生産する油田は、生産開始から 50 年以上経過しており年率 1% で生産が減少している。

図 7: 石油・天然ガスの既存輸送ルート



(出所) JOGMEC.

アゼルバイジャンの主要な石油・天然ガスプロジェクトの参加企業や開発状況を以下にまとめる。

表 1: 主要な石油・天然ガスプロジェクト

鉱区・石油/ガス田	参加企業	探鉱・開発・生産状況	投資額
ACG 油田	BP (オペレーター): 34.1%, Chevron: 10.3%, SOCAR: 10%, INPEX: 10%, StatoilHydro: 8.6%, ExxonMobil: 8.0%, TPAO: 6.7%, Devon Energy: 5.6%, Itochu: 3.9%, Delta Hess: 2.7%	1994年にPSAが合意されたアゼルバイジャン最大の油田。確認埋蔵量は54億バレル。2009年の生産量は81.8万b/dで、2010年の生産量は85.4万b/dに達する計画。なお、2015年には生産量が100万b/dのピークに達し、その後同油田内の新規プラットフォーム開発に伴い生産拡大の見込み。大半がBTCパイプラインでトルコまで輸送後、タンカーで欧州に輸出。	200億ドル程度
Shah Deniz ガス田	BP (技術オペレーター): 25.5%, StatoilHydro (コマース) オペレーター: 25.5%, SOCAR: 10%, Lukoil: 10.0%, Total: 10.0%, NICO: 10.0%, TPAO: 9.0%, Delta Hess: 2.7%	現在開発の第一フェーズで、2009年には6.2bcmの天然ガスと4万b/dのコンデンセートを生産。2010年には天然ガス生産を7.2bcmに増加。コンデンセートも20%程度増産の計画。天然ガスはBTEパイプラインでトルコまで輸出。コンデンセートは、AGC原油と混合し、BTCパイプラインで輸出される。なお、2010年から2023年まで年間8.6bcmの天然ガス生産を見込む。第二フェーズは、2016年頃に生産を開始し、最大で19.6bcmの天然ガスを生産する見通し。	第一フェーズ: 40億ドル程度、第二フェーズ: ?
Absheron 構造	Total: 60%, SOCAR: 40%	2009年9月に探鉱を開始。本構造はChevronがオペレーターで、Total・SOCARもコンソーシアムとして参加した2001年の探鉱では、失敗に終わっている。また、2003年に同コンソーシアムの探鉱が計画されていたが、実施に至らなかった。	30億ドル程度

(出所) BP, EIA, JOGMEC 等により筆者作成。

第二フェーズで生産拡大が見込まれる Shah Deniz の天然ガスは、欧州向け供給源として注目を集めている。特にロシアに天然ガス供給の 4 割を依存する欧州では、供給源の多様化に資する手段として、Shah Deniz の天然ガスを含むカスピ海経由での天然ガス獲得に高い関心を寄せている。なお、以下の四ルートが現在交渉中である。

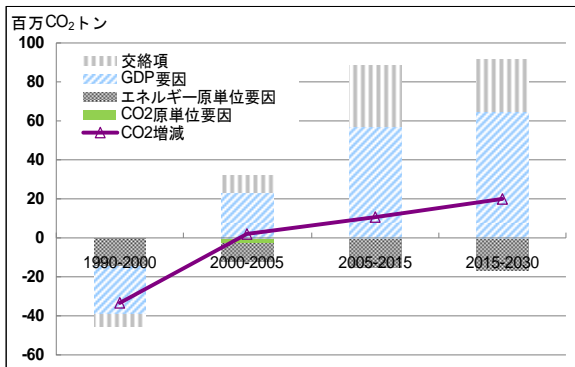
- **ナブッコパイプライン**：トルコからブルガリア、ルーマニア、ハンガリーを経由してオーストリアに達する全長 3,300 キロのパイプライン。最大で年間 31bcm の天然ガスをカスピ海から欧州に供給する。2011 年に建設を開始し、その後 2014 年に操業開始の予定。
- **サウスストリームパイプライン**：ロシア、中央アジアの天然ガスを延長 900km の黒海海底パイプラインでブルガリアまで輸送し、複数の経路でイタリア、オーストリアまで輸送するパイプライン。年間輸送能力は 63bcm で、2014 年末に供給を開始する予定。
- **Interconnector Turkey-Greece-Italy**：トルコ-ギリシャ間の延長 285km の海底パイプラインと、ギリシャ内の陸上パイプライン(延長 590km)、およびアドリア海を横断する 210km のパイプラインで、最大で年間 12bcm の天然ガスをイタリアまで輸送する。2012 年から 2013 年に操業開始予定。
- **Trans Adriatic Pipeline**：ギリシャからアルバニア、そしてアドリア海を経由してイタリアに最大で年間 20bcm の天然ガスを供給する「パイプライン」。2012 年操業予定。

CO₂ 排出の要因分析

旧ソ連邦の崩壊後、1990 年から 2000 年にかけて、エネルギー起源の CO₂ 排出量は 55%減少した。一方、2000 年から 2005 年にかけては年率 1.5%の増加を見ており、予測期間中の CO₂ 排出量は年率 3.0%増と、一次エネルギー需要の伸びと同じペースで増加する見通しである。

エネルギー起源の CO₂ 排出量増減に与える要因を CO₂ 原単位要因(CO₂/TPED)、エネルギー原単位要因(TPED/GDP)、GDP 要因に分けて分析した。予測期間中では、エネルギー効率の改善によりエネルギー原単位要因が CO₂ 排出に対してマイナスの寄与をしている。また CO₂ 原単位要因はエネルギー構成が大きく変化しない見通しであることを反映して、CO₂ 増減への寄与は少ない。一方、GDP 要因は、CO₂ 排出増加に大きく寄与している。

図 8: CO₂ 排出の要因分析
(1990-2030, 二酸化炭素換算百万トン)

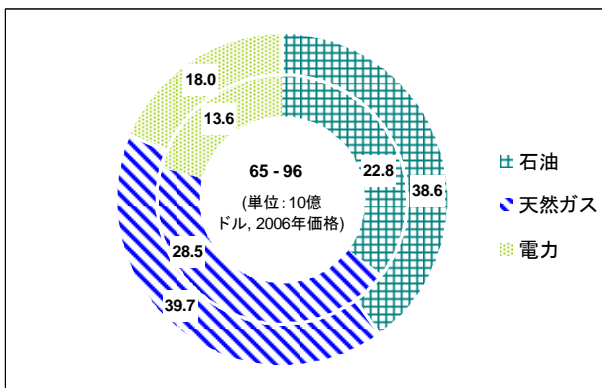


(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

エネルギー投資額の見通し

エネルギー需給予測に基づいて推計したアゼルバイジャンのエネルギー供給インフラ建設と資源開発に必要な投資額は、649 億ドル (低ケース) から 963 億ドル (高ケース) の範囲である。石油・天然ガスの探鉱・開発が進展し、生産も増加するために、上流から下流開発にかかわる石油部門への必要投資額は 386 億ドル (高ケース)、天然ガス部門への必要投資額は 397 億ドル (高ケース) となっている。また発電部門への投資額は 180 億ドル (高ケース) である。

図 9: 部門別エネルギー投資額
(10 億ドル、2006 年価格)



(注) 円グラフの内側は低ケースの結果、外側は高ケースの結果を表す。

(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

アゼルバイジャンのエネルギー投資必要額 (高ケース) が予測期間中の累積 GDP に占める割合は 8.2% である。これは 2030 年に同レベルの経済水準に達する国と比較して相対的に大きい割合

である¹²。石油、天然ガス開発および輸送インフラへの投資が必要であることに加えて、老朽化したエネルギー供給設備の更新に多額の投資を要することを反映する。特にバクーを除く地域でのエネルギー供給 (電力、ガスおよび熱) インフラの整備を行うことが必要になる。

政策立案に向けたインプリケーション

アゼルバイジャンのエネルギー需要は、経済の成長率と比較すると緩やかではあるものの、年率 3.1% と堅調なペースで増加する見通しである。拡大する需要を満たすための新規エネルギー供給インフラ整備と、老朽化した設備の更新には多額の投資を必要とする。特に発電部門については、2005 年から 2030 年までに高ケースで 180 億ドルという莫大な投資が必要となる。国営電力会社である Azerenerji の財務状況を改善し、拡大する需要を賄う電力供給システムを建設する目的で、2006 年後半から 2007 年初頭には電力価格が大幅に値上げされた。しかしながら、これ以降は価格制度についての方針は打ち出されていない。資源を効率的に利用し、安定供給を行って社会経済活動を支えるような電力供給システムを構築するために、現在 ADB や EBRD といった国際金融機関から支援を受けている。今後は、価格制度を含む電力事業の改革を計画・実行し、2030 年を見据えた長期的エネルギー政策を策定することが望まれる。

アゼルバイジャンの石油・天然ガスは欧州やアジアへの供給源として期待されている。特に Shah Deniz 第二フェーズによる天然ガスの生産増加に対して、供給源の多様化という観点から欧州諸国は関心を持ち、導入に向けた交渉が続いている。一方、石油は、ACG 油田の生産が 2020 年ごろにはピークに達した後、減少する見通しである。外資を積極的に導入しながら新規鉱区を採掘する以外に、他のカスピ海に隣接する諸国からの資源を輸送する中継地点としての役割を担うこともアゼルバイジャンにとって外貨獲得への一助となる。また、アゼルバイジャン経済の発展と輸入国のエネルギーセキュリティ確保という双方の目的を達成するために、近隣諸国との協力関係を強化して、石油・天然ガスを安定的に供給することが不可欠である。

¹² 2030 年に一人当たり GDP が 8,900 ドル (2000 年価格) に達するマレーシアのエネルギー投資必要額が予測期間中の累積 GDP に占める割合は 4.3% である。

参考文献

- ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*. Manila.
- ADB. 2009. *Key Indicators for Asia and the Pacific*. Manila.
- ADB. 2010. *Asian Development Outlook*. Manila.
- BP. 2009. *BP Statistical Review of World Energy*. London.
- BP. 2009. *BP Azerbaijan Business Update- 2009 Full Year Results and 2010 Plans*. London.
- Center for Economic and Social Development (CESD). 2007. *Strategy for State Oil Fund of Azerbaijan Republic*. Baku.
- EBRD. 2007. *Strategy for Azerbaijan*. London.
- EIA. 2009. *Country Analysis Brief: Azerbaijan*. Washington. D.C.
- IEA. 2009. *Energy Balance Table of Non-OECD Countries*. Paris.
- World Bank. 2009. *Country Brief 2009*. Washington. D.C.
- World Bank. 2009. *World Development Indicators*. Washington. D.C.
- 廣瀬 洋子 (2006), 「BTC パイプライン - 南コーカサス地方への政治経済的影響に関する一考察」, 『石油・天然ガスレビュー』 JOGMEC
- 古幡 哲也 (2009), 「カザフスタン、アゼルバイジャン、トルクメニスタンの石油・ガスの探鉱・開発の状況」, 『石油・天然ガスレビュー』 JOGMEC