

## ウズベキスタンのエネルギー需給見通し

戦略・産業ユニット 石油グループ 松本 知子

本稿では、アジア開発銀行(ADB: Asian Development Bank)の委託により策定したEnergy Outlook for Asia and the Pacific<sup>1</sup>に基づき、ウズベキスタンの長期エネルギー需給見通しを概観する。またCO<sub>2</sub>排出の要因分析やエネルギー投資額の推計も行い、最後にエネルギー政策課題について検討する。

ウズベキスタンは、海への出口がない内陸国で、北部及び北西にカザフスタン、北東にキルギス共和国、南東にタジキスタン、南部にアフガニスタン、南西にトルクメニスタンといった国々に囲まれている。人口は2010年7月時点を中心アジア5ヶ国<sup>2</sup>の中で最大の2,787万人である<sup>3</sup>。

ウズベキスタン経済は、ソ連邦からの独立後の混迷により周囲の中央アジア諸国同様低迷したが、同国の経済改革のペースが漸進的であったため、経済への影響は比較的軽度であった。1996年以降はプラス成長を維持し、2004年から2006年にかけては年率7%で増加した。この経済成長は主に外需によって牽引されており、国内の経済規模は相対的に小さく、個人消費は低迷していた。このため、一次エネルギー需要は著しい変化ではなく、1996年から2006年の間に年率0.9%で推移している。

ウズベキスタンには多様な天然資源が存在している。ウラン(111,000ウラン・トン、世界の2.0%)<sup>4</sup>、金(1,900トン、世界の1.9%)<sup>5</sup>のように埋蔵量が世界でも上位を占める鉱物を有するのに加えて、化石燃料では天然ガスが豊富で、2009年末の確認埋蔵量は1.68TCM(世界の0.9%)である<sup>6</sup>。また同年の石油の確認埋蔵量は6億バ

レル(世界シェアの0.05%未満)、石炭は30億トンである。

ウズベキスタン政府は、ソ連邦からの独立後、石油・天然ガスの生産拡大による経済成長を基本政策に掲げ、1995年からエネルギーの純輸出国となっている。近年、天然ガスの生産は増加してきたが、石油は減産傾向にあるため、既存油田の再開発が必要とされている。また、天然ガス輸出量の増大を目指しているが、設備が老朽化しており、パイプラインの整備も遅れているため、輸出拡大の妨げとなっている。従って、ガス輸出の拡大を目指すにはインフラの整備が重要となる。

このような上・中流部門開発の促進には新しい技術や資金を伴うため、ウズベキスタン政府は、効率的な開発に向けて海外直接投資の拡大に努めている。政府は、外国企業と生産物分与契約(PSA: product sharing agreement)を締結して、上流部門の開発を促進している。しかし、同国では、石油・ガス、石炭及び電力部門にそれぞれ国営企業が存在し、エネルギー価格は管理され、政府の影響力が大きいことから、投資環境はまだ決して望ましいとはいえない。

### 経済・人口の見通し

ウズベキスタンのGDPは年率4.9%で増加する見通しである。2005年から2015年は年率6.2%で増加するが、2015年から2030年に年率4.0%と減速する。部門別GDPでは、金融市場の発達やガストランジット料がサービス部門のGDPに占める割合の拡大に寄与すると考えられる。一方で、産業及び農業部門のGDPに占める割合が僅かであるが徐々に縮小する。

人口は、年率1.1%で増加し、2030年には3,520万人に達する見通しである。都市部に居住する人口の割合は、2005年36.7%から2030年には46.1%になる見通しである。

<sup>1</sup> ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*. Manila.

<sup>2</sup> ウズベキスタン、トルクメニスタン、カザフスタン、キルギス共和国、タジキスタン。

<sup>3</sup> Central Intelligence Agency. 2010. The World Factbook – Uzbekistan. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/uz.html>

<sup>4</sup> 確認可採埋蔵量(USD130/kgU以下のコストで回収可能な確認及び推定埋蔵量)。OECD/IAEA. 2007. Uranium 2007: Resources, Production and Demand. Paris.

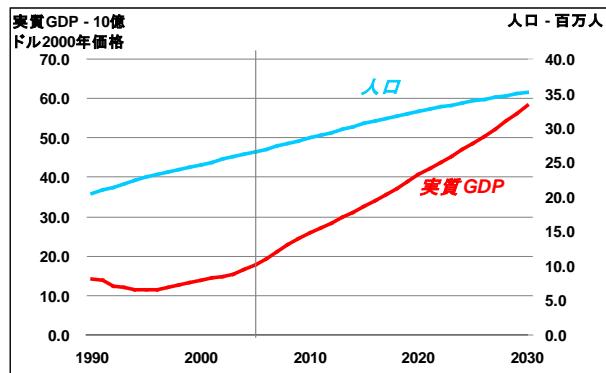
<sup>5</sup> JOGMEC 金属資源情報センター。ウズベキスタン共和国の鉱業事情。

[http://www.jogmec.go.jp/mric\\_web/jouhou/minetopics/europe-nis/uzbekistan\\_08.html](http://www.jogmec.go.jp/mric_web/jouhou/minetopics/europe-nis/uzbekistan_08.html)

<sup>6</sup> BP. 2010. *BP Statistical Review of World Energy*. London.

<sup>7</sup> 国営Uzbekneftegazが石油・天然ガスの上流から下流までを運営。国営電力公社Uzbekenergo傘下のUzbekugolが石炭の探鉱・開発から販売まで独占的に行う。

図1:GDPおよび人口の予測

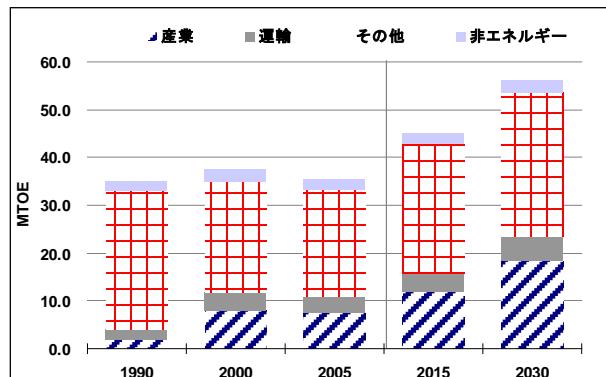


(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

### 部門別最終エネルギー需要の見通し

2005年から2030年の最終エネルギー需要は、年率1.9%で増加し、56.2Mtoeになると見込まれる。同需要は2002年をピークに2005年まで減少したが、2005年から2015年は年率2.4%で増加し、将来的に経済成長が緩やかになることを受けて2015年から2030年には年率1.5%増となる。なお、部門別では、産業部門が予測期間中年率3.6%増と急速に拡大する一方、運輸部門が同1.7%増、その他部門(農業、家庭、商業を含む)が同1.2%増と続く<sup>8</sup>。

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増加は、ウズベキスタンの工業化が要因となっている。すなわちウズベキスタンにおける産業は、ソ連時代に行われた灌漑による綿花栽培を中心とする農業部門から国内資源を生かしたエネルギー産業や非鉄金属業、及び、機械製造業（自動車製造業や農業機械製造業）に転換している。ただし、産業部門の予測期間のエネルギー需要は、他部門

と比較して最も高い伸び率となるものの、1990年から2005年の年率9.8%増に比べると減速する見通しである。エネルギー源別では、天然ガスが産業部門に占める割合は2005年の79.1%から2030年の89.4%と最も大きな割合を占め、年率4.1%で増加する。また、電力の割合は徐々に縮小するが、年率1.1%で増加すると見込まれる。代わって、石油・石炭は減少することが予測される。

運輸部門の予測期間中のエネルギー需要は、比較的緩やかな伸びであり、各エネルギーが占める割合にも大きな変化はないと見込まれる（石油製品57-58%、天然ガス39-41%、電力2-3%）。ウズベキスタンにおける2030年の所得がUS\$1,700（2000年価格）に留まることから、自動車保有台数の増加は限定的となり、石油製品に対する予測期間の需要は、年率1.6%と緩やかな伸びとなる。対照的に、天然ガスは年率1.9%で増加すると予測され、比較的大きな割合（2030年には41.0%）を運輸部門で占めるのも特徴的である。これは、天然ガスが全長12,260kmに亘る天然ガス輸送パイプラインのコンプレッサー用動力に使用されるためである。

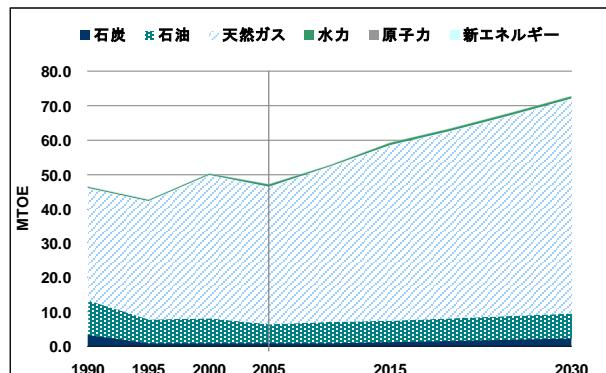
その他部門のエネルギー需要は、予測期間中に年率1.2%増と部門別では最も緩やかとなる。その他部門では、暖房・厨房用に利用される天然ガスが同部門で最も大きな割合を占め、2005年の74.5%から2030年には79.0%となる。この背景には、ウズベキスタンで1990年代に国内のガス化が集中的に行われた結果、すでに全人口の81%にガスが供給されているためである。一方、電化率が100%であるにも関わらず、ガス化や近年の電力料金の引き上げを受けて、電力が占める割合は、2030年まで大きな変化はなく8.9%に留まる。

### 一次エネルギー需要の見通し

ウズベキスタンの予測期間中の一次エネルギー需要は年率1.8%で増加し、2005年47.0Mtoeから2030年には72.6Mtoeに達する見通しである。

<sup>8</sup> この予測では各部門において一定のエネルギー利用効率の向上が見込まれている。

図3:一次エネルギー需要

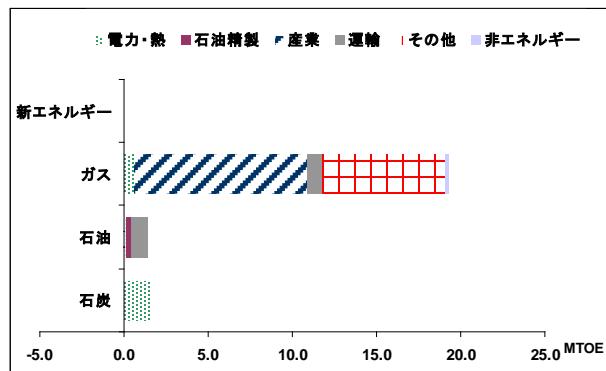


(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

エネルギー源別では、天然ガスが一次エネルギー需要の中で最も大きい割合を占め、2030年には86.0%に達する。一次エネルギー需要の増分においても、天然ガスは88.5%を占める。国内に天然ガス資源が豊富に賦存することから、ガス価格が石炭より低く設定されていることが要因である。エネルギー産業や非鉄金属業等の成長を背景として、産業部門がガス増分の53.8%を占め、その他部門が37.9%と続く。

一方、石炭は2030年の一次エネルギー需要に占める割合は3.4%と小さいが、電力部門での利用拡大を受けて、年率3.6%増と最も高い伸びを示している。

図4:一次エネルギー需要の増分(2005年—2030年)



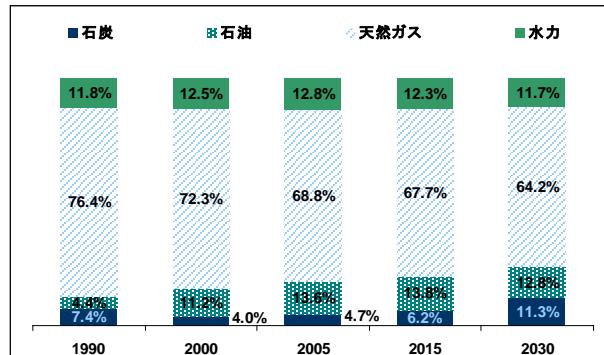
(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

## 発電見通し

ウズベキスタンでは、天然ガスが電源の中で2005年には68.8%と、最も大きい割合を占めた。予測期間中に発電部門での天然ガスへの依存は続くものの2030年には64.2%と割合を下げる。これは、輸出向けの天然ガスを増加させるために、天然ガスの代替として、石炭火力発電の増加が見込まれるためである。現に、ウズベキスタン政府は、石炭生産を拡大するため、石炭生

産設備の近代化を推進している。このため、石油・天然ガス・水力発電の年間伸び率が1%未満と緩やかな見通しとなる一方、石炭火力発電は、2030年に占める割合は11.3%と小さいが、年率は4.6%増と相対的に速いペースで拡大する。

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

ウズベキスタンは、エネルギー部門を主要産業の一つと位置付け、エネルギー政策において石油・ガス生産の拡大を優先事項として挙げている。国内の技術的・資金的制約から外資の活用が期待されたが、外貨の交換レートの多重化制度や外国直接投資への規制等が障壁となり、海外からの投資を促進できる環境ではなかった。そこで政府は生産拡大を目指して、外資導入を促す環境整備に努めている。しかしながら、本来結びつきの強いロシアのエネルギー企業とのPSA、及び、二国間エネルギー協力に基づいたアジア諸国（中国や韓国等）の国営企業との合弁事業が主で、海外への門戸が開かれたとは言い難いのが現状である。特に油田の開発に関する外資導入は既存油田の再開発のみに許されており限定的である<sup>9</sup>。

ウズベキスタンの石油・ガスの埋蔵が確認されている主な地域は、Bukhara-Khiva、Ferghana、Ustyurt、South-West Gissar、Surkhan-Daryaである。現在生産が行われている油田は、殆どが南西部のBukhara-Khiva地域（Kokdumalak油田を含む）に集中しており、石油生産の約75～80%を占めている<sup>10</sup>。

現段階では、予測期間中における大規模な油田発見は見込まれていないため、生産量の著し

<sup>9</sup> IHS Global Insight. “Uzbekneftegaz Mulls Oil Shale Possibilities to Boost Output in Uzbekistan.” 2010年5月12日付け。

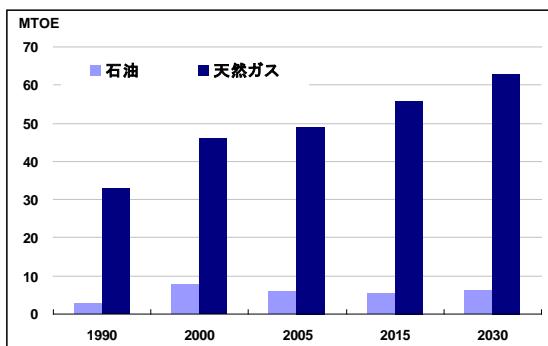
<sup>10</sup> UNDP (2007). *Options for Continuing Energy Reforms in Uzbekistan*. Policy Brief. No. 1(8), 2007.

い増加は期待出来ない。ただし、Uzbekneftegazが行う中国石油天然ガス集団公司（CNPC）とのBukhara-Khiva地域における既存油田のリハビリによって、2015年までに約2万b/dの追加が見込まれる<sup>11</sup>。よって予測期間の石油生産量は2015年11万b/dから2030年に13万b/dへ微増すると考えられる。

国際原油パイプラインは、ロシアOmskからカザフスタン、ウズベキスタンを経由してトルクメニスタンCharjewを結ぶ1本のみに限られており、新設の計画は現時点では動いていない。

天然ガスの生産については、全体の95%以上が、Shurtan、Kokdumalaなど主要な12ヶ所のガス田で行われている。これまでのガス生産は増加傾向にあるが、多くのガス田は1960～1970年代に開発されたものであり、生産量が減少しているガス田もある。このため、新規のガス田開発に加えて既存ガス田の再開発が必要とされている。政府がUzbekneftegazの実権を握っているものの、近年では徐々に外資導入を図り、新規ガス田の開発及び既存ガス田のリハビリを行うようになった。これらを考慮して、予測期間中のガス生産は、2015年の62bcmから2030年には70bcmへの増加が見込まれる。

図6:石油・天然ガスの生産



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

ウズベキスタンの主要な石油・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ます。

表1: 主要な石油・天然ガスプロジェクト

鉱区 石油・ガス田	権益所有	探鉱・開発・生産状況	投資額
South-Western Gissar and Ustyurt	LUKoil 100%	2008年にLUKOILはSNG Holdings Ltd(オヘレーターであるSoyuzneftegaz Vostokを含むグループ)の100%の権益を取得。推定埋蔵量は4,400万バレル(石油)、100bcm(ガス)。2012年までの生産はガス年間4bcm、石油6,000b/dが見込まれている。	4億ドル
Umid and surrounding fields	UzCNPC Petroleum; CNPC 50%; Uzbekneftegaz 50%	2005年にCNPCとUzbekneftegazが折半出資してJV(UzCNPC Petroleum)を設立。Umid油田(埋蔵量1,830万バレル)とその周辺鉱区の生産量増加が図られ、2015年までに100万トン(2万b/d)まで増産される。	(JV: 6億ドル)
Kandym, Khauzak, Shady	LUKoil 90%; Uzbekneftegaz 10%	2004年にUzbekneftegazとLUKOILの間で、Kandym、Khauzak、Shadyを含む鉱区に関する35年のPSAが締結。推定埋蔵量は250bcm(ガス)、140万バレル(石油)。2007年に生産が開始され、2008年の生産量は2.34bcm、2012-2013年の生産量は12bcmになる予定。	(PSA: 10億ドル)
Shahkhatpi	Gazprom Uzbekneftegaz	2004年にUzbekneftegazとGazpromの間で、Shahkhatpiガス田の再開発を目的として15年のPSAが締結された。推定埋蔵量7.7bcm。	2011年までに 4億ドル (PSA: 1,500万 ドル)
Aral Sea, Central Ustyurt	Aral Sea Operating Company: CNPC 20%; KNOC 20%; LUKOIL 20%; Petronas 20%; Uzbekneftegaz 20%	推定埋蔵量400bcm。2006年にPSA締結。2010年、アラル海の試掘井で500,000cm/dの生産が確認された。	(PSA: 2億ドル)
Surgil	Uz-Kor Gas Chemical JV; Uzbekneftegaz 50%; KOGAS 17.5%; Lotte Daesun Petrochemical 17.5%; STX Energy Co Ltd 5%; LG International Corp 5%; SK Gas 5%	2006年にUzbekneftegazとKOGAS間で、探鉱・開発・生産に関するMOU締結し、2008年には両社が折半出資して石油化学プラントJVを設立。ガス田埋蔵量は評価中だが120bcmとの評価もある。	30億ドル

(出所) LUKoil、JOGMEC、IHS Global Insight より筆者作成

ウズベキスタンは、トルクメニスタンの天然ガス輸出の経由国としてだけではなく、自国の天然ガスの輸出拡大をエネルギー政策で推進している。周囲を陸地に囲まれ海岸に隣接していない同国にとって、国際ガスパイプラインの敷設は天然ガスを輸出する重要な手段である。稼働中のガスパイプラインは主にロシアへと連結されているため、ロシアの政策変更に左右されるリスクがある。また、カザフスタンやキルギス共和国といった近隣諸国への経由・輸出を行っているが、輸出量としては限定的である。よって輸出を拡大するためには、新規輸出先の確保とパイプラインの敷設が必要であり、2009年12月に第1ラインが操業開始したウズベキスタンを経由するトルクメニスタン・中国パイプラインは、東側への輸出先を確保する有望な機会になると期待されている（第2ラインは2011年完工予定）<sup>12</sup>。

<sup>11</sup> IHS Global Insight. *IHS Global Insight Report: Uzbekistan (Energy) – Energy Country Profiles*.

<sup>12</sup> 2010年6月10日、中国政府はウズベキスタン政府と年間10bcmのガスを購入することで合意した（日本経済新聞2010年6月11日付け）。

表 2: 主要な国際ガスパイプライン

パイプライン名	目的	輸送能力	ルート・長さ
稼働中			
Central Asia Center (CAC) (eastern branch)	輸出 トランジット	100 bcm/年	Dauletabad (Turkmenistan) - Khiva (Uzbekistan) - Beyneu (Kazakhstan) - Russia
Bukhara - Urals	輸出 トランジット	20 bcm/年	Dauletabad (Turkmenistan) - Bukhara (Uzbekistan) - Kazakhstan - Osk (Russia)
Tashkent - Almaty	輸出	4.5 bcm/年	Tashkent (Uzbekistan) - Shymkent (Kazakhstan) - Bishkek (Kyrgyz Republic) - Almaty (Kazakhstan)
Turkmenistan - China (via Uzbekistan and Kazakhstan)	輸出 トランジット	40 bcm/年	1,833km (530 km in Uzbekistan)
計画			
Turkmenistan - Afghanistan - Pakistan - India (TAPI)	輸出	20 bcm/年	1,400 km Dauletabad (Turkmenistan) - Multan (Pakistan)

(出所) IHS Global Insight より筆者作成

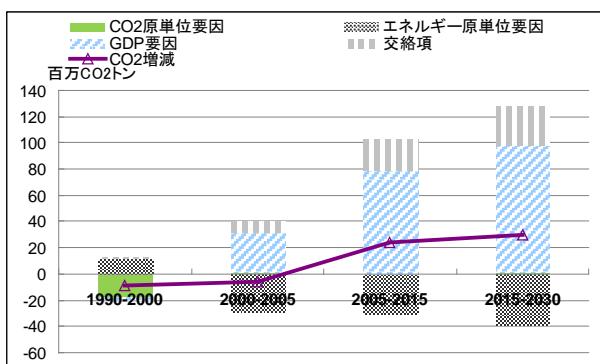
## CO<sub>2</sub>排出の要因分析

エネルギー需要に基づくウズベキスタンのCO<sub>2</sub>排出量は、1990年から2005年にかけて一次エネルギー需要が年率0.1%で増加しているのに対し、年率0.9%で減少した。この期間、一次エネルギー需要に占める石油の割合が徐々に縮小する一方、天然ガスの割合が増加し、CO<sub>2</sub>原単位が改善したこと(1990年-2000年)と、GDPあたりのエネルギー原単位が改善したこと(2000年-2005年)が、CO<sub>2</sub>排出量の減少に寄与したと考えられる。しかし、予測期間中には、一次エネルギー需要の伸びと同じペースの年率1.8%で増加し、2030年には2005年の約1.6倍の水準に達する見通しである。

また、エネルギー起源のCO<sub>2</sub>排出量増減に与える要因をCO<sub>2</sub>原単位要因(CO<sub>2</sub>/TPED)、エネルギー原単位要因(TPED/GDP)、GDP要因に分けて分析を行った。予測期間中には、エネルギー効率の改善によりエネルギー原単位要因がCO<sub>2</sub>排出を抑制すると考えられる。しかしながらGDP要因が、これらを相殺して大きくCO<sub>2</sub>排出増加を促している。

図 7: CO<sub>2</sub>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*.

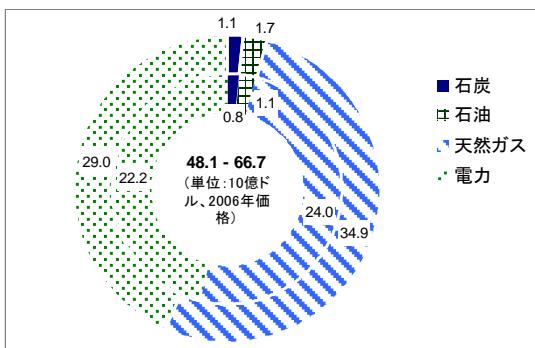
## エネルギー投資額の見通し

エネルギー需給予測に基づいて推計したウズベキスタンのエネルギー部門に必要な投資額は、481億ドル(低ケース)から667億ドル(高ケース)である。天然ガスの探鉱・開発及び輸送インフラへの必要投資額は349億ドル(高ケース)と最大で、発電部門への投資額が次に続き290億ドル(高ケース)である。これら天然ガス及び電力への投資だけで95%を占める。石油及び石炭に関する資源開発および輸送インフラへの投資額はそれぞれ17億ドルと11億ドル(高ケース)となっている。

ウズベキスタ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、天然ガスの開発および輸送インフラ投資への必要から6.9%となっている。

図 8: 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*.

## 政策立案に向けたインプリケーション

ウズベキスタンの一次エネルギー需要は年率1.8%増と、同期間の経済成長率4.9%に比べると緩やかではあるが堅調な増加が見込まれる。増加するエネルギー需要に対応するには、新規の生産・輸送設備の追加や発電所の建設、もしくは、旧ソ連時代からの老朽化した設備の改修といったエネルギーインフラの整備が必要である。このため、国内の資金と技術面での制約を考慮して、外資を拡大するよう図られてきたが、海外投資家にとってウズベキスタンの投資環境は改善の余地が残っている。例えば、ウズベキスタンの電力料金や天然ガス販売価格は意図的に低く抑えられているため、エネルギー事業の経済性が低くなる。適切なエネルギー価格設定を行うような制度改革の実施が望まれる。

また、天然ガス輸出に際し、ウズベキスタンは内陸国であることから、新たな輸出ルートを確保することが重要である。この点で、トルクメニスタン・中国パイプライン敷設によって中国へのガス供給を確保したことは、ロシアへの依存体質からの脱却を図り、輸出先を多様化する上で、大きな前進であった。しかし、現在計画中のガスパイプラインはアフガニスタンやパキスタンを経由するため、安全保障上の問題があり、計画が実現に向かう様子はない。今後は、カザフスタンやトルクメニスタンといった近隣諸国と競合するのではなく、協力関係を構築し、輸出先の開拓に努めていくことも必要になるであろう。

## 参考文献

- ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*. Manila.
- ADB. 2010. *Asian Development Outlook*. Manila.
- BP. 2010. *BP Statistical Review of World Energy*. London.
- Central Intelligence Agency. 2010. *The World Factbook – Uzbekistan*.  
<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/uz.html>
- IEA. 2009. *Energy Balance Table of Non-OECD Countries*. Paris.
- IHS Global Insight. 2010. *IHS Global Insight Report: Uzbekistan (Energy) – Energy Country Profiles*.  
<http://www.ihsglobalinsight.com/>
- LUKoil. <http://www.lukoil.com/>
- OECD/IAEA. 2007. *Uranium 2007: Resources, Production and Demand*. Paris.
- UNDP. 2007. *Options for Continuing Energy Reforms in Uzbekistan*. Policy Brief. No. 1(8), 2007.

World Bank. 2009. *World Development Indicators*. Washington. D.C.

海外電力調査会(2007),『中央アジア電力事情基礎調査報告書』  
下社学(2008),『中央アジア経済図説』ユーラシア・ブックレットNo.128

独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC) 金属資源情報センター,『ウズベキスタン共和国の鉱業事情』  
[http://www.jogmec.go.jp/mric\\_web/jouhou/minetopics/europe-nis/uzbekistan\\_08.html](http://www.jogmec.go.jp/mric_web/jouhou/minetopics/europe-nis/uzbekistan_08.html)

日本経済新聞

日本貿易振興機構(2006),『ウズベキスタン国アンダレン発電所近代化計画に係るF/S調査報告書』(経済産業省委託)

古幡 哲也(2010),『ウズベキスタンの石油・天然ガス開発状況とJOGMEC石油部門の取組』, JOGMEC