

第3章 ウズベキスタン国の電力・熱 エネルギーセクターの状況

ウズベキスタン国タシケント火力発電所近代化事業詳細設計調査

ファイナルレポート

目次

ページ

第3章	ウズベキスタン国の電力・熱エネルギーセクターの状況.....	3-1
3.1	電力セクターの状況.....	3-1
3.1.1	概要.....	3-1
3.1.2	電力の需要供給.....	3-9
3.2	熱エネルギーセクターの状況.....	3-23
3.2.1	概要.....	3-23
3.2.2	タシケント市の熱供給設備の概要.....	3-23
3.2.3	予想熱需要量及び設備計画.....	3-26
3.3	電力・熱料金.....	3-28
3.4	送電システムの現状.....	3-29
3.4.1	中央アジアの送電システム.....	3-29
3.4.2	電力の輸出、輸入.....	3-29

付 表 一 覧

表番号	表 題	ページ
Table 3.1-1	既設火力発電所の設備概要	3-3
Table 3.1-2	既設水力発電所の設備概要	3-4
Table 3.1-3	電源設備開発計画	3-5
Table 3.1-4	過去 10 年間の総発電設備容量と最大需要電力の推移	3-6
Table 3.1-5	電圧定格毎の送・配電線の総延長距離の推移	3-7
Table 3.1-6	分野別消費電力量の推移 (GWh)	3-11
Table 3.1-7	電力消費者契約件数の推移	3-12
Table 3.1-8	電化率の推移	3-12
Table 3.1-9	過去 5 年間の発電所毎の発電量率と稼働率	3-15
Table 3.1-10	燃料別発電用エネルギー消費量	3-16
Table 3.1-11	過去の送配電線の損失率の推移	3-17
Table 3.1-12	2001 年から 2010 年までの電力消費量の伸び予測 (GWh)	3-18
Table 3.1-13	可能発電出力と予想最大需要電力のバランス	3-21
Table 3.1-14	可能発電量と予想最大需要電力のバランス	3-22
Table 3.2-1	タシケント市の各熱供給所の設備容量	3-24
Table 3.2-2	タシケント市の過去 10 年の熱需要量	3-25
Table 3.2-3	タシケント市の月別熱需要量 (1999 年)	3-26
Table 3.2-4	タシケント市の予想熱需要量	3-26
Table 3.3-1	2003 年 4 月 1 日からのウズベキスタンの電気及び熱料金	3-28

付 図 一 覧

図番号	図 題	ページ
Figure 3.1-1	ウズベキスタンの主要発電所と送電線の系統	3-8
Figure 3.1-2	過去 10 年間の発電量の推移	3-9
Figure 3.1-3	輸出・入電力量の推移	3-10
Figure 3.1-4	過去 12 年間の最大需要電力の推移	3-10
Figure 3.1-5	過去 12 年間の総需要電力量 (GWh)	3-11
Figure 3.1-6	1999 年月別需要電力変化	3-13
Figure 3.1-7	1999 年冬期及び夏期の典型的な労働日の需要電力変化	3-14
Figure 3.1-8	2001 年から 2010 年までの最大需要電力の予測	3-18
Figure 3.1-9	2001 年から 2010 年までの GDP 及び人口の伸び	3-19
Figure 3.2-1	タシケント市の過去 10 年の熱需要量	3-25
Figure 3.2-2	タシケント市の月別熱需要量	3-26
Figure 3.2-3	タシケント市の予想熱需要量	3-27

第3章 ウズベキスタン国の電力・熱エネルギーセクターの状況

3.1 電力セクターの状況

3.1.1 概要

ウズベキスタン共和国では、ウズベクエネルギー電力公社が同国の総発電設備容量の約 97%に当たる発電設備、及び全ての送配電設備を保有している。一方、産業用の自家発電設備は約 300MW あるが、これは同国の総発電総容量の 3%にも満たないレベルである。

ウズベクエネルギー電力公社では、今後 10 年間に 15%を超える電力需要の増加を見込んでおり、それに対して自給能力の保持、電力供給の信頼性と質の向上及び、節電と燃料と電力の効率的な運用を目標としている。また、生態系の維持および地球環境改善のために、分散型発電技術や再生エネルギー源の開発も進めている。

ウズベキスタンの発電設備は、9つの火力発電所（3個所は熱併給発電所）と 28 の水力発電所から構成されており、総設備容量は、11,260MW（火力 9,840MW、水力 1,420MW）である。その中で、Syrdarya 火力発電所（設備容量 3,000MW）、Navo-Angren 火力発電所（設備容量 2,100MW）、Tashkent 火力発電所（設備容量 1,860MW）、Navoi 火力発電所（設備容量 1,250MW）の四つの発電所は、設備容量が 1,000MW を超えている。

蒸気タービン発電機の総数は 64 基で、その内 37 基が 150MW を超えている。最大容量機は、800MW で現在 Talimarjan 発電所で建設されている。

一方、水力発電所は、主に電力需要に対する供給能力の調整用としての役目を担っている。最大容量の発電所は、Charvak 水力発電所で、その設備容量は 620MW である。また、同発電所の貯水能力は 20 億トンである。水力タービン発電機の総数は 67 基で、単機容量は 1～165MW である。

Table 3.1-1 および Table 3.1-2 は、それぞれ火力及び水力発電所の設備の概要を示している。

また、火力発電所では、13 の地域に熱を供給しており、温水供給ボイラの総設備容量は 6,300Gcal/h に達している。

熱供給及び発電用の一次エネルギーは、天然ガスが 84%、重油が 12%、石炭が 4% の比率となっており、ほとんどが環境に優しい天然ガスで賄われている。

送配電事業は、15 の送配電会社により運営されている。送配電線の総延長距離は 233 千 km を超えている。

電力事業の長期開発展望としては、エネルギー自給体制確立、電力需要増加に対する供給力の強化、それに燃料消費量削減の三項目が挙げられている。主要な具体的開発項目として、次の四つが挙げられている。

- 既設発電所の改修と新技術設備への更新
- 高性能汽力発電設備の導入
- 既設設備の改善、コンバインドサイクルおよびガスタービン発電技術の導入
- 大規模及び中規模河川の水力エネルギーの活用

短期展望としては、Talimarjan 発電所で 800MW の火力発電設備の 1 号機が間もなく営業運転を開始することになっている。同時に、既設発電所の改良工事や 100~400MW のコンバインドサイクル発電設備の導入による、既設発電所の高性能化が計画されている。

全体として、2005 年までには 1,620MW の発電設備 (Tashkent 火力発電所の 376MW コンバインドサイクル発電設備、Navoi 火力発電所の 346MW コンバインドサイクル発電設備など) を営業運転に入れる計画があり、それによって、燃料消費量を 30g/kWh 低減できるとしている。更に、2010 年までには、Talimarjan 火力発電所の 800MW 蒸気サイクル発電設備、Pskem 水力発電所の 404MW 発電設備の建設が計画されている。Table 3.1-3 に 2010 年までに建設予定の発電設備の形式と設備規模を示す。2010 年までに建設が予定されている電源設備の合計容量は、3,276MW となっている。

表 3.1-1 既設火力発電所の設備概要

No.	プラント名	プラント種別	場所	ユニット数	合計設備容量 (MW)	燃料種別	運用開始年	合計有効設備能力 (MW)	全ユニットの累積運転時間 (時間)
1	Syrdarya GRES	Steam	Syrdarya reg., Shirin	10	3,000	gas, oil	1972	2,618	134,458
2	Novo-Angren GRES	Steam	Tashkent reg., Nurabad	7	2,100	coal, gas	1985	1,467	45,536
3	Tashkent GRES	Steam	Tashkent reg., Kibray district	12	1,860	gas, oil	1963	1,787	191,340
4	Takhtiatash GRES	Steam	Karakalpakstan, Takhtiatash	5	730	gas, oil	1974	637	144,533
5	Navoi GRES	Steam		12	1,250	gas, oil	1963	920	221,150
6	Angren GRES	Steam	Tashkent reg., Angren	8	484	coal, PGU gas	1957	331	217,714
7	Fergana Cogeneration Plant	Steam	Fergana reg., Fergana	7	330	coal, oil, gas	1956	228	202,034
8	Mubarek Cogeneration Plant	Steam	Kashkadarya reg., Mubarek	2	60	gas	1985	57	105,000
9	Tashkent Cogeneration Plant (TashTEZ)	Steam	Tashkent	1	30	gas / mazut	1954	22.5	332,583

Note Data source : Annual report

1) Types shall be classified into hydro, steam, cogeneration, gas turbine, combined cycle, nuclear and geothermal

2) Installed capacity is the rated capacity of the unit when it is installed.

3) Effective capacity is the maximum continuous capacity that the unit can generate without exceeding the manufacturer's operating parameters at the time

4) Type of Fuel Natural Gas(NC), Heavy Oil(HO), Diesel Oil(DO), Crude Oil(CO), Coal

表 3.1-2 既設水力発電所の設備概要

No.	プラント名	プラント種別	場所	ユニット数	合計設備容量 (MW)	燃料種別	運用開始年	合計有効設備 能力 (MW)	全ユニットの累積 運転時間 (時間)
1	Charvak HPP	水力	Tashkent region	4	620.5	-	1970	653	166,245
2	Khodjickent HPP	水力	Tashkent region	3	165	-	1976	165	94,273
3	Gazalkent HPP	水力	Tashkent region	3	120	-	1980	120	80,671
4	Coordinated hydroelectric system, Chirchik GES	水力	Tashkent region	10	190.7	-	1941	76.5	314,045
5	Coordinated hydroelectric system, Kadyrya GES	水力	Tashkent region	8	44.7	-	1933	26.9	463,435
6	Coordinated hydroelectric system, Nizne-Bozsu GES	水力	Tashkent region	10	50.9	-	1944	42.1	278,436
7	Coordinated hydroelectric system, Tashkent GES	水力	Tashkent	10	29	-	1936	16.1	373,095
8	Parkhad GES	水力	Syrdarya reg.	4	126	-	1948	118.7	332,568
9	Coordinated hydroelectric system, Sharikhan GES	水力	Andijan reg.	6	27.80	-	1943	1.20	180,007
10	Coordinated hydroelectric system, Samarkand GES	水力	Samarkand reg.	9	40.1	-	1945	0	206,100

Note Data source : Annual report

1) Installed capacity is the rated capacity of the unit when it is installed.

2) Effective capacity is the maximum continuous capacity that the unit can generate without exceeding the manufacturer's operating parameters at the time

Table 3.1-3 電源設備開発計画

発電所の名称	設備形式	燃料種類	設備容量 (MW)	運転開始年
タリマルジャン火力発電所	汽力	天然ガス	800	2004
タリマルジャン火力発電所	汽力	天然ガス	800	2009
タシケント火力発電所	コンバインドサイクル	天然ガス	376	2008
ホイ火力発電所	コンバインドサイクル	天然ガス	346	2009
ムバク熱併給発電所	コンバインドサイクル	天然ガス	100	2010
タシケント熱併給発電所	コンバインドサイクル	天然ガス	60	2011
ホイ火力発電所	コンバインドサイクル	天然ガス	330	2012
フェルガナ熱併給発電所	コンバインドサイクル	天然ガス	60	2013
プスクム水力発電所	水力	—	404	2015
合計			3,276	

出典：ウズベクエネルギー電力公社回答

経済発展や人口増加に対応するためには、信頼性が高く安定した電力の供給を行う必要があり、送配電設備の開発も積極的に進められている。ソグディアナ (Sogdiana) とウズベキスタンスカヤ (Uzbekistanskaya) の 500kV の変電所が完成したことによって、サマルカンド (Samarkand)、ブハラ (Bukhara)、フェルガナ (Ferugana) にも安定した電力を送電出来るようになり、この地域の生産性の向上を確かなものにする事が出来るようになった。また、ケレス (Keles) やチャパンアタ (Chapan-Ata) の 220kV 変電所の建設により、タシケントやサマルカンド市での電力需要増に対応できるようになった。

現時点でウズベクエネルギー電力公社で管轄している発電設備の容量は 11,263MW で、その内火力発電設備の容量が 9,844MW で、水力発電設備の容量は 1,419MW である。また、総発電量は 500 億 kWh を超えている。Table 3.1-4 に過去 10 年間の総発電設備容量の推移を示す。この表で分かるように、1992 年以降新たに営業運転に入っている発電設備はない。独立後の経済停滞による電力需要が一時期低下したことも、その要因の一つであると考えられる。

なお、現在前述のようにタリマルジャン発電所で、天然ガス焼き 800MW の火力発電設備を建設中であり、2004 年中に営業運転開始する予定である。

Table 3.1-4 過去 10 年間の総発電設備容量と最大需要電力の推移

年	設備容量 (MW)			最大需要電力 (MW)	最大単機容量 (MW)
	水力	火力	合計		
1990	1,399	9,452	10,851	8,374	300
1991	1,399	9,544	10,943	8,608	300
1992	1,419	9,544	10,963	7,873	300
1993	1,419	9,544	10,963	7,900	300
1994	1,419	9,544	11,263	7,556	300
1995	1,419	9,844	11,263	7,379	300
1996	1,419	9,844	11,263	7,478	300
1997	1,419	9,844	11,263	7,476	300
1998	1,419	9,844	11,263	7,579	300
1999	1,419	9,844	11,263	7,494	300

出典：ウズベクエネルギー電力公社回答

送電電圧は、1930年代までは最高6kVであった。1930年代で初めてウズベキスタン共和国で建設されたのは、フェルガナ (Fergana) 火力発電所からクバサヤスカヤ (Kuvayaskaya) 変電所までの送電電圧35kV、距離19kmの送電線であった。1939～1940年には、送電電圧110kVの送電線がクバサイ (Kuvasai) 火力発電所からアンディジャン (Andijan) 変電所間と、タバクサイ (Tavaksay) 火力発電所からチェックク (Chekuk) 変電所間に敷設された。

発電設備の建設と相俟って、電力供給の信頼性向上と系統への発電設備の接続のために、送電線の幹線の建設が1950年代に始まった。

1959年にタシケントとフェルガナの発電設備が、カイラクム (Kairakum) 水力発電所経由の110kV線にて連携された。

1960年には、南カザフスタン (South-Kazakhstan) の送電系統が、クイルクーチムケント (Kuyluk-Chimkent) の220kV線によってウズベキスタンの送電系統に連携された。

ウズベキスタン共和国で最初の220kVの送電システムは、タシケントの220kVキルクスカヤ (Kuylukskaya) 変電所の建設によって確立された。

220kVと110kVの送電線の建設は、1960年代中頃にスルカンドリヤ (Surkhandarya) の発電設備で始まり、タジキスタンのドゥシャンベ-バクシュ (Dushanbe-Vakhsh) 系統から供給された。

そして、1970年にタキアタシュ (Takhiatash) 水力発電所が系統に接続したことで、

ウズベキスタンの送電系統の統一が完了した。

500kV 送電システムは、1972 年にタシケント発電所～チムケント変電所間、1974 年にタシケント発電所～シルダリヤ発電所間および、シルダリヤ発電所～レニンスカヤ変電所間で初めて建設された。

現在ウズベキスタンの送電系統で中核を形成し、相互の系統を結び付けているのは、220kV～500kV の系統である。

1980 年には、シルダリヤ水力発電所～グザール (Guzar) 間の 500kV 送電系統が、営業運転に入った。

送電線の総延長距離 (全定格電圧) は 233,000km (500kV 系統の 1,650km、220kV 系統の 5,700km を含む) を超えている。

Table 3.1-5 に過去 10 年間における各電圧定格毎の送配電線総延長距離の推移を示している。

Table 3.1-5 電圧定格毎の送・配電線の総延長距離の推移

(単位 : km)

年	送電線			配電線			合計
	500kV	220kV	110kV	35kV	6.1kV	0.4kV	
1990	1,594.9	5,135.0	1,298.2	12,030.6	88,126.2	97,329.5	205,514.4
1991	1,657.6	5,135.0	1,385.2	12,187.0	89,421.4	98,376.0	208,162.2
1992	1,657.6	5,150.0	1,380.0	12,232.0	89,929.0	98,691.0	209,039.6
1993	1,657.6	5,146.0	14,101.2	12,488.3	91,285.2	99,560.4	224,238.7
1994	1,657.6	5,341.0	14,211.9	12,595.8	91,673.9	100,146.7	225,626.9
1995	1,657.6	5,409.1	14,522.4	12,545.1	92,531.4	101,325.9	227,991.5
1996	1,657.6	5,412.3	16,665.9	12,557.7	93,061.0	101,765.9	231,120.4
1997	1,657.6	5,520.4	14,727.4	14,656.9	93,690.4	102,237.1	232,489.8
1998	1,657.6	5,688.5	14,837.6	12,859.3	93,963.5	102,333.2	231,339.7
1999	1,657.6	5,709.8	14,928.6	12,908.6	94,039.5	103,484.4	232,728.5

出典 : ウズベキスタン電力会社の回答

Figure 3.1-1 はウズベキスタンの主要発電所と送電線の系統 (出典 : 海外経済協力基金 開発援助研究報告書 1998/Vol.5 No.2) を示したものである。

3.1.2 電力の需要供給

(1) 概要

他の旧ソ連諸国と同様に、独立後の経済の混乱、特に産業活動が停滞しており、1991年の独立後の発電電力量は1996年迄年々減少（低下率約14%）し、その後は殆ど変化なく横ばい状態で推移している。前述のように、ウズベキスタンを含む周辺諸国間では、電力の融通を行っている。因みに、ウズベキスタンでは、総発電電力量の20～30%の電力量を輸入及び輸出している。独立後1997年までは、バランス上は僅かに輸出超過の状態が続いていたが、1996年からは発電電力量の2%程度が輸入超過となっている。Figure 3.1-2 に過去10年間の発電電力量の推移を、またFigure 3.1-3 に輸入及び輸出電力量の推移を示している。因みに、1999年はウズベクエネルギー電力公社の水力、火力発電設備による発電電力量はそれぞれ、5,326GWh、38,607GWhで、輸出入電力量はそれぞれ、11,090GWh、12,305GWhとなっている。

年最大需要電力については、独立前は年平均で約4%の伸びであったが、独立後1995年には年最大需要電力が過去最大である1991年の約86%迄落ち込んでいる。しかし、1996年からは、増加傾向に転じている。Figure 3.1-4は過去12年間の年最大需要電力の推移を示したものである。

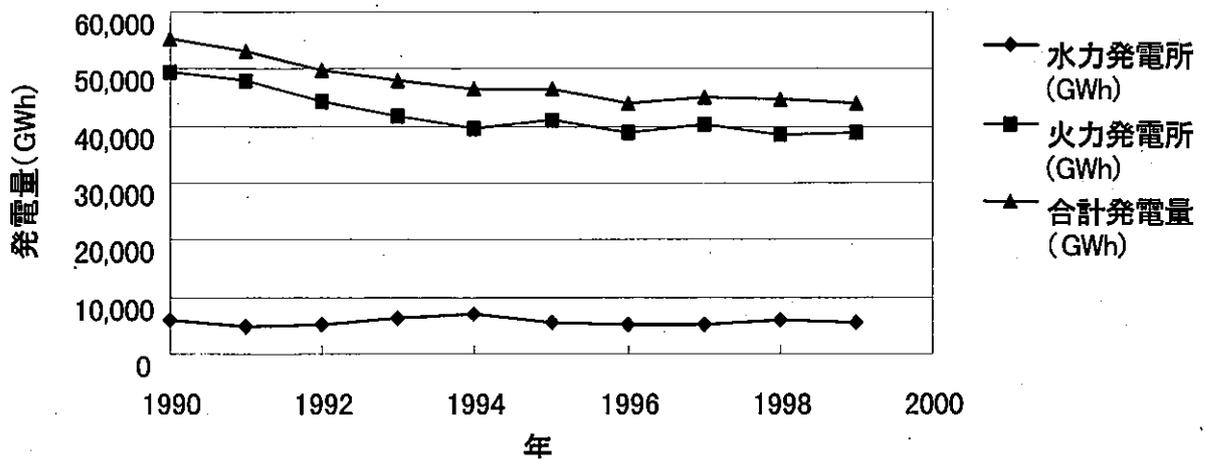


Figure 3.1-2 過去10年間の発電量の推移

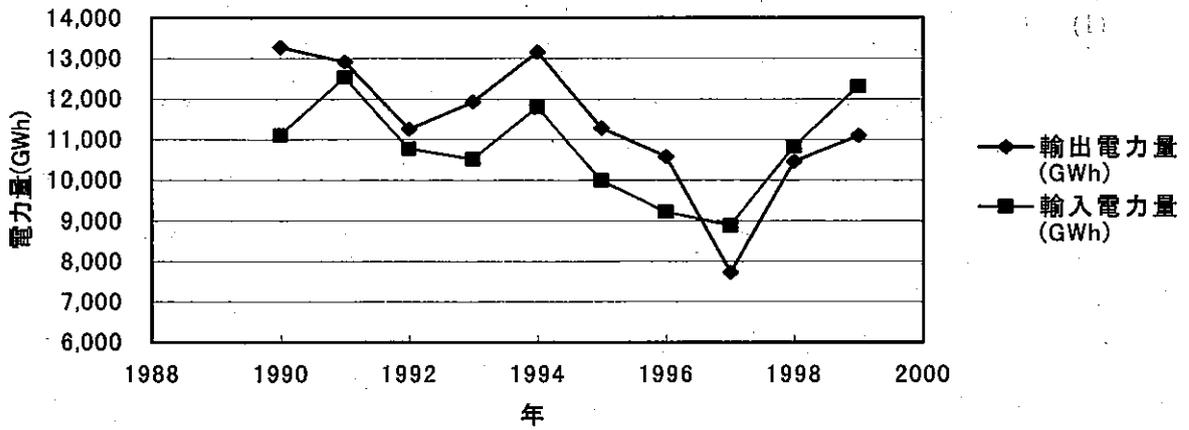


Figure 3.1-3 輸出・入電力量の推移

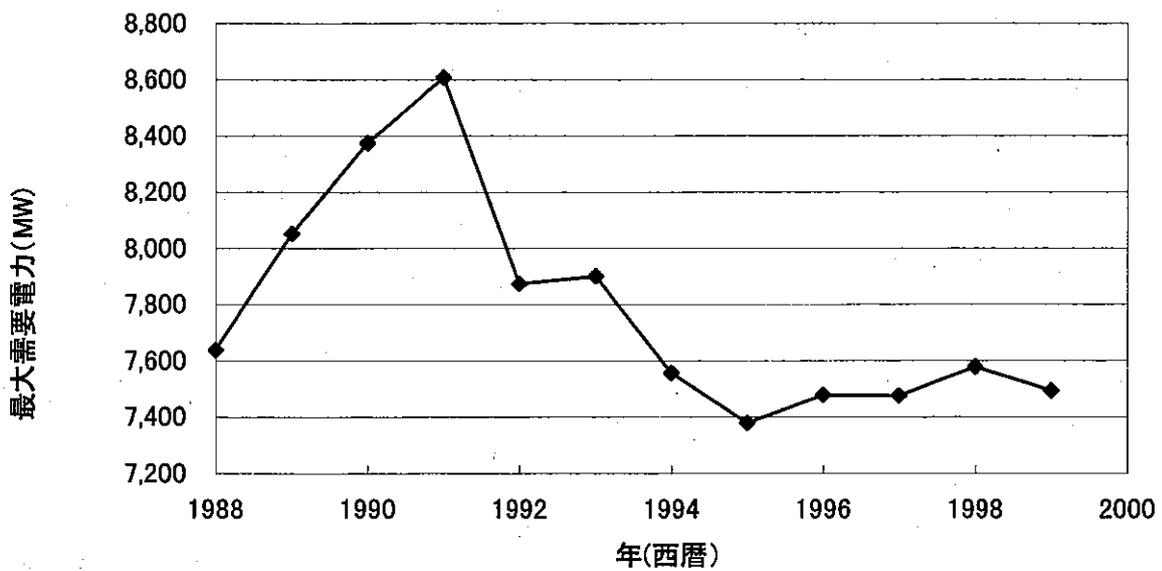


Figure 3.1-4 過去 12 年間の最大需要電力の推移

(2) 電力需要の現状

ウズベキスタンの総需要電力量は、独立するまでは僅かながら増加傾向にあったが、独立した 1991 年以降 1995 年までは産業活動が停滞したこともあり年々減少し、落ち込み率は 14%に達している。しかし、1996 年からは、総需要電力量は横ばい状態が続いている。Figure 3.1-5 は過去 12 年間の総需要電力量の推移を示したものである。

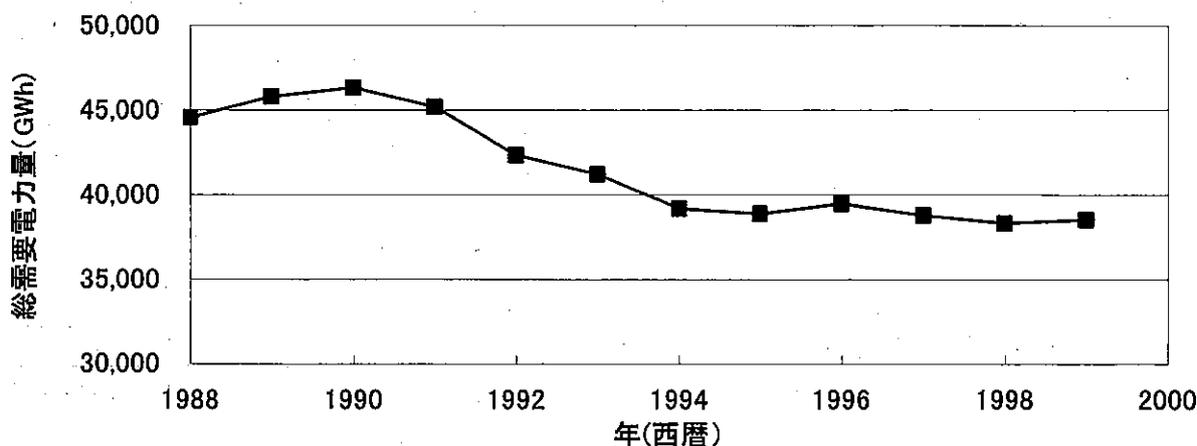


Figure 3.1-5 過去 12 年間の総需要電力量 (GWh)

電力消費の主な分野毎について見てみると、工業の電力消費量は、1995 年には独立前の 16% 程度の落ち込みが見られるものの、その後は横ばいの状態が続いている。農業についても同様な傾向が見られる。家庭用電灯と公共用電力の消費量については、独立後 1998 年まで落ち込みが続いていたが、1999 年には落ち込みが止まっている。

表 3.1-6 は過去 10 年間の分野別電力消費量の推移を示したものである。

Table 3.1-6 分野別消費電力量の推移 (GWh)

年	家庭用	業務用	産業用		街灯用	官公庁用	その他	合計
			小口	大口				
1990	7,781.3	208.4	1,018.9	21,120.6	185.3	2,130.6	13,872.0	46,317.1
1991	7,592.7	203.4	994.3	20,608.8	180.8	2,079.0	13,536.0	45,195.0
1992	7,111.1	190.5	931.2	19,301.5	169.3	1,947.1	12,677.2	42,327.9
1993	6,919.4	185.3	906.1	18,781.3	164.8	1,894.6	12,335.5	41,187.0
1994	6,579.8	176.2	861.6	17,859.4	156.7	1,801.6	11,730.1	39,165.4
1995	6,529.8	174.9	855.1	17,723.7	155.5	1,787.9	11,640.8	38,867.7
1996	6,630.3	177.6	868.3	17,996.5	157.8	1,815.4	11,820.1	39,466.0
1997	6,715.8	179.7	878.5	1,828.7	159.7	1,836.2	11,959.4	23,558.0
1998	6,437.7	172.4	843.1	17,473.8	153.3	1,762.7	11,476.8	38,319.8
1999	6,472.0	172.0	849.7	17,584.2	150.2	1,763.1	11,532.4	38,523.6

出典：ウズベクエネルギー電力公社回答 産業用小口：契約容量 750kW 以下 産業用大口：契約容量 750kW 以上

Table 3.1-7 は過去 10 年間の電力消費者契約件数の推移を示したものである。工業用電力については、独立後も落ち込むことなく契約者件数は増加を続け、1996 年に最大の契約件数 21,947 件に到達してからは小康状態が続いている。家庭用電灯については、

独立後も年平均2%程度の割合で契約件数が増え続けている。農業では、1995年以降年平均8%程度の割合で契約件数が低下しているが、この間の電力消費量は殆ど変化していない。したがって、契約一件当たりの農業用電力消費量が大きくなっていることが考えられる。

Table 3.1-7 電力消費者契約件数の推移

年	一般家庭	工業	公共設備	農業	合計
1990	3,115,322	16,490	154,258	78,748	3,364,818
1991	3,200,322	16,910	157,878	80,898	3,456,008
1992	3,295,792	17,387	161,647	82,870	3,557,696
1993	3,368,340	19,106	169,592	80,074	3,637,112
1994	3,524,325	18,991	168,908	80,526	3,792,750
1995	3,533,465	19,888	175,075	82,302	3,810,730
1996	3,529,447	21,947	152,265	72,725	3,776,384
1997	3,593,055	20,852	142,774	67,738	3,824,419
1998	3,635,627	20,225	137,806	64,032	3,857,690
1999	3,923,242	21,246	159,594	55,045	4,159,127

出典：ウズベクエネルギー電力公社回答

尚、Table 3.1-8 はウズベキスタンの電化率の推移を示したものであるが、1990年の時点で既に100%に達しており、開発途上国としては、極めて高い電化率となっている。

Table 3.1-8 電化率の推移

年	電化率(%)
1990	100
1991	100
1992	100
1993	100
1994	100
1995	100
1996	100
1997	100
1998	100
1999	100

出典：ウズベクエネルギー電力公社回答

ウズベキスタンの月別電力需要を見ると、冬期に比較的緩やかなピークがある程度で、年間を通して明確なピークは存在していない。最大需要電力に対する最低需要電力の比率は、月によって差はあるが67～72%となっている。Figure 3.1-6は1999年における月別の最大・最小需要電力曲線を示したものである。

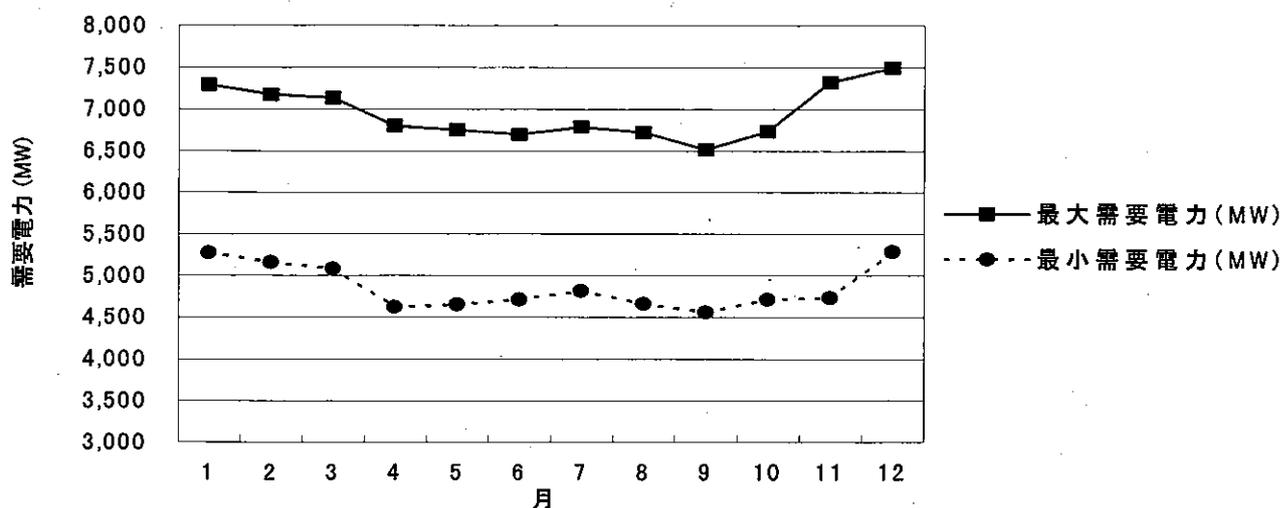


Figure 3.1-6 1999 年月別需要電力変化

Figure 3.1-7は1999年の冬期と夏期の典型的な一日（労働日）における時間毎の需要電力の変化を示したものである。冬期、夏期共19時から21時にかけてピークがある。夏期の日中にピークが見られないことから冷房用の需要はそれほど多くないと考えられる。

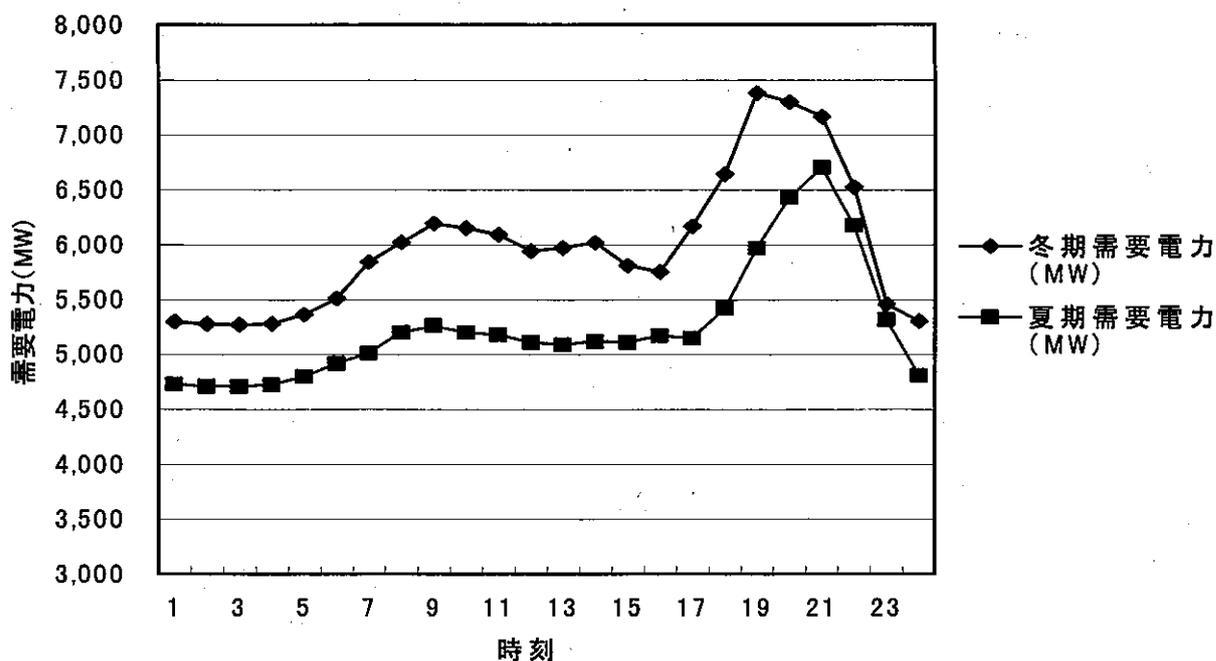


Figure 3.1-7 1999年冬期及び夏期の典型的な労働日の需要電力変化

(3) 電力供給の現状

Table 3.1-4 「過去 10 年間の総発電設備容量と最大需要電力の推移」に示しているように、ウズベキスタンの発電設備容量は、10 年前と比較して 4% 程度しか増加しておらず、現在の水力及び火力発電設備容量は、それぞれ、1,419MW (12.6%)、9,844MW (87.4%) で、合計の設備容量は 11,263MW である。単機最大容量はシルダリヤ火力発電設備の 300MW である。ウズベキスタンには豊富な天然ガスがあり、天然ガス焼き火力発電設備が多く建設されている。

又、Table 3.1-1 「既設火力発電所の設備概要」に示されているように、現在稼働している火力発電設備の全数は 64 基で、単機容量 300MW の設備が 17 基、100~160MW の設備が 29 基、60MW 以下の設備が 18 基となっている。容量の小さい設備は、稼働年数も長く 40 年以上経た設備が現在でも運転されている。火力発電設備は、いずれも従来型汽力発電設備で、6 個所の発電所は天然ガスを主燃料として、3 個所の発電所が石炭を主燃料として運転されている。

Table 3.1-9 には過去 5 年間の発電所毎の発電量率と稼働率が示されているが、発電所によっては高い発電量率と稼働率で運転されている。稼働率が高い割には発電量率が低い発電所が見られる。これは運転負荷率が低いことを意味しており、発電所が老朽化し発電設備の有効発電能力が低下していることが考えられる。

Table 3.1-9 過去5年間の発電所毎の発電量率と稼働率

No.	発電所名称	発電設備形式	発電量率(%)							Average	稼働率(%)						
			1995	1996	1997	1998	1999	Average	1995		1996	1997	1998	1999	Average		
1	Syrdarya TPP	火力	49.8	45.5	47.2	48.0	47.2	47.5	60.6	75.0	73.7	68.4	67.7	69.1			
2	Novo-Angren TPP	火力	30.0	31.5	35.7	37.3	41.6	35.2	45.2	65.0	74.4	83.0	86.8	70.9			
3	TashGRES	火力	66.1/5.55*	59.7/4.8	61.7/6.7	51.7/7.7	48.4/2.6	65.6/5.5	88.6	86.0	82.3	83.3	79.7	84.0			
4	Navoi TPP	火力	65.2/49.2	5.6/44.3	56.7/39.4	54.9/44.1	54.6/42.1	57.8/43.8	80.1	77.4	74.8	72.6	72.8	75.5			
5	Takhiatash	火力	43.0	41.9	41.2	40.6	39.0	41.1	78.0	79.6	78.2	75.2	74.9	77.2			
6	Angren TPP	火力	14.8/2.6	15.4/29.3	16.8/31.6	17.3/24.8	19.7/25.4	16.8/27.7	78.5	82.6	86.2	74.0	73.7	79.0			
7	Fergana CP	火力	36.2/26.9	33.3/25.9	29.6/23.6	27.8/21.4	27.3/19.4	30.1/23.4	75.6	67.5	69.8	98.5	95.6	81.4			
8	Mubarek CP	火力	72.0/55.1	78.0/60.4	83.0/64.4	82.6/62.3	80.0/57.8	79.1/60.0	99.7	99.0	98.9	98.9	98.8	99.1			
9	Tashkent CP (TashTEZ)	火力	63.7/87.1	54.1/68.7	61.4/72.0	65.9/41.9	61.0/67.3	57.2/68.8	97.8	78.9	93.2	73.3	94.6	87.6			
10	Urta-Chirchik CHS	水力	38.4	39.1	35.9	45.6	39.3	39.7	97.7	81.7	97.8	98.2	97.8	94.6			
11	Chirchik CHS	水力	61.0	53.2	57.8	66.7	62.5	60.2	95.4	90.9	94.6	94.9	94.7	94.1			
12	Kadirin CHS	水力	82.5	76.2	83.4	79.1	68.4	77.9	79.8	76.3	83.4	79.2	68.4	77.4			
13	Tashkent CHS	水力	62.2	47.7	50.7	45.1	27.3	46.6	87.2	86.3	83.7	78.5	86.2	84.4			
14	N-Bozsu CHS	水力	51.8	47.7	47.2	49.6	43.5	48.0	74.5	68.3	64.6	68.2	70.1	69.1			
15	Parkhad HPP	水力	43.0	50.0	39.0	50.0	47.0	45.8	86.0	84.0	87.0	77.0	85.0	83.8			
16	Samar kand CHS	水力	60.2	45.6	49.0	47.4	43.6	49.2	76.0	79.2	80.1	79.5	82.3	79.4			
17	Shaarikhan CHS	水力	55.2	66.2	57.6	53.4	42.8	55.0	82.5	87.4	83.0	74.6	70.5	79.6			

Note

- 1) Data Source : Annual reports
 - 2) Capacity Factor = Annual Power Energy Generation (MWh) x 100 / (Installed Capacity (MW) x 8,760)
 - 3) Availability Factor = (8,760 - Outaged Hours) x 100 / 8,760
- *) 分子 - installed electric capacity factor
分母 - turbines' installed thermal capacity factor

Table 3.1-10 は過去5年間に発電用に使われた化石燃料の種類毎のエネルギー消費量を示したものであるが、1997年を例にとると、全消費エネルギーの内、82.6%が天然ガス、13.1%が重油、残りの4.3%が石炭で賄われている。このように、ウズベキスタンには豊富に天然ガスが産出するため、天然ガスによる発電が中心になっていることがわかる。

Table 3.1-10 燃料別発電用エネルギー消費量

燃料種類	単位	1993	1994	1995	1996	1997
石炭	Mtons/yr	2.42	2.14	2.09	1.96	2.20
	TJ/yr	25,168	22,256	21,736	20,384	22,880
天然ガス	Gm ³ /yr	15.61	13.25	13.39	12.70	13.01
	TJ/yr	525,700	446,500	451,200	428,000	438,400
重油	Mtons/yr	1.40	1.44	1.72	1.68	1.78
	TJ/yr	54,740	56,304	67,252	65,688	69,598

出典：ウズベキスタン電力公社回答

エネルギーへの変換熱量	石炭	10.4 MJ/kg
	天然ガス	33.7 MJ/m ³
	重油	39.1 MJ/kg

Table 3.1-5 「既設水力発電所の設備概要」の設備仕様から分かるように、現在稼働している67基の発電設備の内55基は既に50年以上を経ており、中には70年を経ているものもある。しかも、それらの設備は単機容量が3~30MWと小容量機である。1970年代に建設された設備は、単機容量が90MWと比較的大きい設備である。水力発電設備の発電量率は、Table 3.1-9 「過去5年間の各発電所毎の発電量率と稼働率」に見られるように、水力発電所についてもカディリン (Kadirin) 水力発電所を除いて、発電量率が高い割には稼働率が低くなっており、老朽化が進んでいる設備が多いことが考えられる。カディリン水力発電所については発電量率が比較的高く(80%)、しかも稼働率とほぼ同等の値になっていることから、非常に高い設備負荷率で運用されている。Table 3.1-5 「電圧定格毎の送・配電線の総延長距離の推移」に示されているようにウズベキスタンの送電線の全長は1999年末現在22,297kmで、この内500kVの幹線は1,658km、220kV線は5,710kmである。500kVの幹線は独立後延伸されていないが、220kV線については、約600km程度延伸されている。配電線の総延長距離は、1999年現在約210,000kmで、独立後約10,000kmが延伸されており、徐々にではあるが配電網は整備されつつある。なお、送配電損失率については、Table 3.1-11から分かるよ

うに、独立後一旦は8%台の値に低下したものの1998年以降上昇傾向にあり、1999年は10.1%の損失率であった。この送配電損失率は、世界各国の値と比較してもほぼ同程度と言える。また、非技術的損失率が無いのは、送配電設備の管理が十分に行なわれていることを示唆しているものと言える。

Table 3.1-11 過去の送配電損失率の推移

年	損失率 合計(%)	内訳	
		技術的損失(%)	非技術的損失(%)
1990	10.6	10.6	-
1991	10.0	10.0	-
1992	10.2	10.2	-
1993	8.5	8.5	-
1994	8.3	8.3	-
1995	8.4	8.4	-
1996	8.4	8.4	-
1997	8.4	8.4	-
1998	9.8	9.8	-
1999	10.1	10.1	-

出典：ウズベクエネルギー電力公社回答

$$\text{総損失} = (1 - (\text{総販売電力量}) / (\text{総発電電力量})) \times 100$$

(4) 電力需要予測と新設計画

前述のように独立後産業活動が停滞し、電力消費量は1995年には独立前年(1990年)と比較して14.3%も落ち込んでいたが、その後は殆ど変化無く横這い状態が続いている。しかし、最大需要電力については、1995年以降増加傾向にある。このような過去の推移に対して、本プロジェクトの事業実施主体であるウズベクエネルギー電力公社では、老朽化が進んでいる発電設備の更新の必要性と、将来の経済発展に呼応するため、現在ウズベキスタン南部に中央アジア最大容量の天然ガス焼き800MWの火力発電所を建設中で、その1号機が2004年には完成の予定である。また、ウズベクエネルギー電力公社では、2000年以降2010年迄の最大需要電力の伸びをFigure 3.1-8のように予測している。この間の最大需要電力の伸びは2,320MW (= 10,000-7,680)で、年平均伸び率は3.0%である。

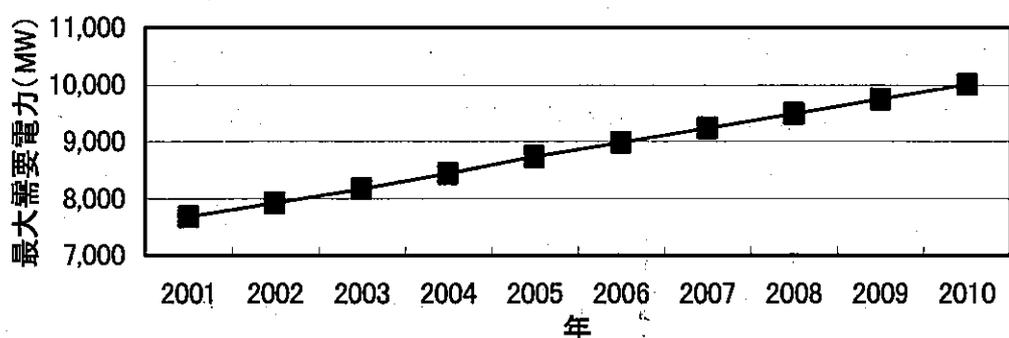


Figure 3.1-8 2001年から2010年までの最大需要電力の予測

ウズベクエネルギー電力公社では、2000年以降2010年までの電力消費量の伸びについても予測しており、Table 3.1-12に示されている。

Table 3.1-12 2000年から2010年までの電力消費量の伸び予測 (GWh)

年	家庭用	業務用	産業用		街灯用	官公庁用	その他	合計
			小口	大口				
2001	6,850	180	900	18,600	160	1,870	12,240	40,800
2002	7,070	190	920	19,200	160	1,930	12,630	42,100
2003	7,300	200	930	19,800	170	2,000	13,000	43,400
2004	7,540	200	980	20,500	180	2,100	13,400	44,900
2005	7,840	210	1,020	21,300	180	2,150	14,000	46,700
2006	8,100	210	1,060	22,000	200	2,210	14,420	48,200
2007	8,300	220	1,100	22,800	200	2,280	14,880	49,780
2008	8,600	230	1,120	23,300	210	2,330	15,310	51,100
2009	8,800	230	1,140	24,000	210	2,420	15,800	52,600
2010	9,100	250	1,200	24,600	220	2,500	16,230	54,100

注 1) 出典：ウズベクエネルギー電力公社回答

2) 産業用小口：契約容量750kW以下

産業用大口：契約容量750kW以上

この表に見られるように、この間、分野毎の消費電力量の伸び率には若干の差が見られるものの、合計消費電力量の年平均伸び率は3.2%で、最大需要電力の伸び率より若干大きく予測されている。ウズベクエネルギー電力公社では、このような電力需要の伸びに比べられるように、Table 3.1-3に示されているような発電設備の建設を計画している。この10年間に3,276MWの発電設備が建設される予定になっており、その中には、比較的小容量(60MW)のガスタービン熱併給発電設備2基、コンバインドサイクル発電設備(100~376MW)4基、800MWの天然ガス焼き火力発電設備2基と404MWの水力発電設備1基が含まれている。

将来の需要電力の予測には、通常その国の人口あるいは国民総生産の伸び率が指標として使われるが、ウズベクエネルギー電力公社の予測では人口の伸び率が指標として使われている。Figure 3.1-9 は 2001 年をベース（100%）とした時の国民総生産（GDP）と人口の伸び率を示したものである。

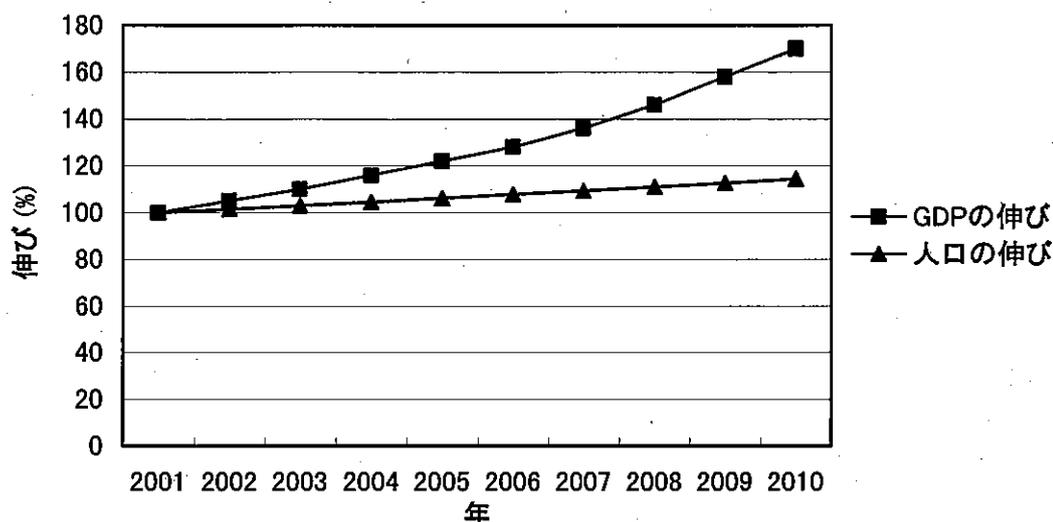


Figure 3.1-9 2001 年から 2010 年までの GDP 及び人口の伸び

(5) 電力需給バランス

既設の発電設備は一番新しい設備でも 15 年前に建設され、大半の設備は 30 年以上経過した老朽化した設備である。水力発電設備と比較して、火力発電設備は経年による性能劣化が大きく、そのために設備の発電能力が低下し、エネルギー変換効率も悪くなる。発電能力の低下は需要電力に対して設備の電力供給能力の低下を意味し、また、エネルギー変換効率の低下は化石燃料の浪費に繋がることになる。設備の老朽化は発電能力の低下や燃料消費の増加だけではなく、設備保守費の増加と稼働率の低下を招くことにもなる。

したがって、将来の経済発展に基づいて予測された電力の需要の伸びに対応するためには、老朽化した設備の撤去や電力供給能力の低下も考慮して、新しい発電設備の建設計画を策定する必要がある。更に、地球環境とエネルギー資源の保全のためにはエネルギー変換効率のより高い設備の選択が要求される。

ウズベクエネルギー電力公社では、将来の電力需要予測に基づいて、新設設備の建設計画 (Table 3.1-3) と老朽化した既設設備の撤去計画を織り込んだ、2010 年までの可

能発電出力と予想最大需要電力のバランス (Table 3.1-13) 及び、可能発電量と需要電力量のバランス (Table 3.1-14) を予測している。

この予測によれば、2001 年以降の各年の最大需要電力に対する予備率は、15%乃至 23%となっているが、老朽化した設備が多い電源構成の電力組織の予備率としては、必ずしも高いとは言えない。また、需要電力量に対する予備率は、18%乃至 25%と予測されており、老朽化した設備が多く高い稼働率が期待できない電力組織の予備率としては、決して高いとは言えない。

Table 3.1-13 可能発電出力と予想最大需要電力のバランス

発電所名称	設備形式	既設設備の 設備容量(MW)	新設設備の 設備容量(MW)	可能設備出力(MW) 既設/新設	今後10年間の可能発電出力の推移																	
					2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010								
MOPI HPPs	水力	1419	404	1200/90	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200		
HPPs of the Ministry of Agriculture	水力	290	1180	20/23	30	30	30	43	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53		
Departmentsl TPPs	火力	29	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25		
MOPI TPPs including:		1844	3112	8065/3112	8140	8190	8780	9151	9187	9116	9496	9606	9656	9656	9656	9656	9656	9656	9656	9656		
Syrdarya TPP	火力	3000	-	2618/-	2660	2680	2690	2720	2750	2840	2870	2880	2890	2890	2890	2890	2890	2890	2890	2890		
Novo-Angren TPP	火力、コハバントサイタル	2100	330	1463/330	1490	1500	1500	1505	1525	1570	1910	1940	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950		
Tashkent TPP	火力、コハバントサイタル	1860	376	1787/376	1790	1790	1790	2166	1866	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870		
Navoi TPP	火力、コハバントサイタル	1250	346	920/346	920	940	890	900	1246	956	966	976	1006	1006	1006	1006	1006	1006	1006	1006		
Tashkhatash TPP	火力	730	240	637/240	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640		
Angren TPP	火力	484	-	330/-	330	330	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160		
Talimardjan TPP	火力	-	1600	-/1600	-	-	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800		
Fergana CP	火力、コージェネレーション	33	60	228/60	230	230	230	180	120	120	120	180	180	180	180	180	180	180	180	180		
Mubarek CP	火力、コージェネレーション	60	100	57/100	57	57	57	57	57	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100		
Tashkent CP	火力、コージェネレーション	30	60	23/60	23	23	23	23	23	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60		
Total Firm Capacity (MW)					9395	9445	10035	10419	10465	10394	10774	10884	10979	11824	11824	11824	11824	11824	11824	11824	11824	
Forecast Maximum Power Demand (MW)					7680	7920.0	8170.0	8440.0	8730.0	8980.0	9235.0	9490.0	9745.0	10000.0	10000.0	10000.0	10000.0	10000.0	10000.0	10000.0	10000.0	10000.0
Reserve Ratio (%)					22.4	19.3	22.8	23.4	19.8	15.7	16.6	14.7	12.6	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	18.2	

Note

- 1) Data Source: Forecast Estimates
- 2) Firm Capacity is the power generating capacity available with a commitment even under adverse conditions all the time during the period.
- 3) The reserve ratio means the ratio of the total firm capacity to the maximum power demand.

Table 3.1-14 可能発電量と予想需要電力量のバランス

発電所名称	設備形式	既設設備の 設備容量(MW)	新設設備の 設備容量(MW)	可能利用率(%) 既設/新設	今後10年間の可能発電量の推移										
					2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
MOPI HPPs	水力	1419	404	/	5000	5000	5000	5000	5300	5300	5300	5300	5300	5450	5900
HPPS of the Ministry of Agriculture	水力	290	1180	/	1160	1200	1530	1560	2300	2800	3400	4000	4600	5500	5500
Departmental TPPs	汽力	29	-	/	130	130	130	140	140	140	150	150	150	150	150
MOPI TPPs including:		1844	3112	/	52332	52639	56082	58755	59108	58698	61775	62565	62878	67678	67678
Syrdarya TPP	汽力	3000	-	67,7/-	15775	15893	15953	16131	16308	16842	17020	17080	17139	17139	17139
Novo-Angren TPP	汽力、コンバインドサイクル	2100	330	70,9/85,6	9254	9316	9316	9347	9471	9751	12587	12773	12835	12835	12835
Tashkent TPP	汽力、コンバインドサイクル	1860	376	79,7/85,6	12497	12497	12497	15316	13221	13249	13249	13249	13249	13249	13249
Navoi TPP	汽力、コンバインドサイクル	1250	346	72,8/87,4	5867	5994	5675	5739	8388	6539	6602	6666	6858	6858	6858
Tashkhatash TPP	汽力	730	240	74,9/85,6	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
Angren TPP	汽力	484	-	73,7/	2130	2130	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032
Talimardjan TPP	汽力	-	1600	-68,5	-	-	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	9600
Fergana CP	汽力、コージェネレーション	33	60	95,6/91,3	1926	1926	1926	1507	1005	1005	1005	1485	1485	1485	1485
Mubarek CP	汽力、コージェネレーション	60	100	98,8/91,3	493	493	493	493	493	800	800	800	800	800	800
Tashkent CP	汽力、コージェネレーション	30	60	94,6/91,3	190	190	190	190	190	480	480	480	480	480	480
Total Firm Power Energy (MW)					58622	58969	62742	65455	66848	66938	70625	72015	73076	79228	79228
Forecast Maximum Power Energy Demand (MW)					48400	49900	51600	53200	55000	56600	58200	59800	61400	6300	6300
Reserve Ratio (%)					21	18,7	21,9	23	22,4	18,2	21,3	20,4	19	25,7	25,7

Note

- 1) Data Source: Forecast Estimates
- 2) Availability Factor = (6,760 - Forced and Planned Outage Hours) x 100 / 8,760 = Available Hours x 100 / 8,760
- 3) Available Hours is the time in hours during which the plant is expected to be available for service.
- 4) Firm Power Energy = 6,76 x Firm capacity(MW) x Availability Factor(%) / 1,000 (GWh)
- 5) Firm Capacity is the power generating capacity available by a commitment even under adverse conditions all the time during the period.
- 6) The reserve ratio means the ratio of the total firm power energy to the forecast maximum power energy demand.

3.2 熱エネルギーセクターの状況

3.2.1 概要

熱供給事業は、公益省 (Ministry of Utility) 管轄の地方自治体毎に置かれている、熱供給公社によって運営されている。発電事業を行っているウズベクエネルギー電力公社は、発電所から容易に熱エネルギーを取り出す事ができるので、それを熱供給公社に卸している。ウズベクエネルギー電力公社が運営している9箇所の発電所の内、フェルガナ (Fergana)、ムバレク (Mubarek)、コカンド (Kokand) 及びタシケント (Tashkent) の4箇所の発電所で、その地域にある熱供給公社に熱エネルギー (温水) を卸している。

本報告書では、タシケント市の熱需要供給の現状と、今後の状況について以下に述べる。

3.2.2 タシケント市の熱供給設備の概要

首都タシケント市内には、地域毎に10箇所の熱供給所 (HP-1~10) と、熱供給と発電設備を備えた熱併給発電所1箇所がある。熱供給地域は、タシケント市の中心部をタシケント熱併給発電所が受け持ち、その周りを囲むようにHP-1からHP-10の熱供給所が配置されている。供給されている熱の種類には、温水と蒸気がある。温水は、住宅、事務所、店舗等へ暖房用と給湯用のために供給されている。そして蒸気は、熱供給所近隣の工場へ送られている。

タシケント市内の熱供給所の供給可能な温水および蒸気の熱量は、それぞれ4,462Gcal/h、288Gcal/hである。設備容量は、10箇所の熱供給所と1箇所の熱併給発電所の温水と蒸気の合計で5,650Gcal/h (定格) である。各熱供給所の設備容量は、Table 3.2-1 に示されている。

Table 3.2-1 タシケント市の各熱供給所の設備容量

	名称	地区	ボイラ 数量	設備容量 (Gcal/h)	ボイラーの機番, 設置時期					
					No. 1 PTVM-100 1968	No. 2 PTVM-100 1969	No. 3 PTVM-100 1970	No. 4 PTVM-100 1975	No. 5 PTVM-100 1978	No. 6 PTVM-100 1999
1	Severo-Vostochnaya	TashGRES district	6	500	No. 1 PTVM-100 1968	No. 2 PTVM-100 1969	No. 3 PTVM-100 1970	No. 4 PTVM-100 1975	No. 5 PTVM-100 1978	No. 6 PTVM-100 1999
2	Kara-Su	Kara-Su district	3	300	No. 1 PTVM-100 1978	No. 2 PTVM-100 1980	No. 3 PTVM-100 1999			
3	Zapadnaya	Kukcha district	5	400	No. 1 PTVM-50 1971	No. 2 PTVM-50 1971	No. 3 PTVM-100 1972	No. 4,5 PTVM-100 1978		
4	Severnaya	Yunus-Abad district	10	900	No. 1,2 PTVM-50 1970	No. 3 PTVM-100 1970	No. 4,5 PTVM100 1975-76	No. 6,7 KVGM-100 1981	No. 8,9 KVGM-100 1991,98	Other 100
5	Chilanzarskaya	Chilanzar district	7	600	No. 1,2 PTVM-50 1969-70	No. 3 PTVM-100 1971	No. 4 PTVM-100 1975	No. 5 PTVM-100 1977	No. 6,7 PTVM-100 1981	
6	Yugo-Vostochaya	Kuiluk district	3	200	No. 1,2 PTVM-50 1973	No. 3 PTVM-100 1981				
7	Aviastroitelei	Aviastroi-Telei district	5	400	No. 1 PTVM-50 1976	No. 2 PTVM-50 1978	No. 3 PTVM-100 1980	No. 4 KVGM-100 1988	No. 5 KVGM-100 1998	
8	Sergili	Sergili district	4	300	No. 1 PTVM-50 1980	No. 2 PTVM-50 1981	No. 3 KVGM-100 1990	No. 4 KVGM-100 1993		
9	Novo-Chilanzarskaya	Nazarbek settlement	3	540	No. 1 KVGM-180 1986	No. 2 KVGM-180 1987	No. 3 KVGM-180 1988			
#	Severo-Zapadnaya	Near Medical University 2	3	540	No. 1 KVGM-180 1986	No. 2 KVGM-180 1987	No. 3 KVGM-180 1988			
#	TashTETs	Airport area	12	970	No. 1 PTVM-50 1965	No. 2,3 PTVM-100 1968-70	No. 4,5 PTVM-100 1970-74	No. 6,7 PTVM-100 1977-80	Others 5 320	
	Total		61	5,650						

次に、タシケント市の年間の熱需要量を見ると、1999年におけるタシケント市全体の年間の熱供給量が 10,867Mcal/y で、時間当りの最大熱量は 5,604Gcal/h である。過去 10 年の年間熱需要の推移を Table 3.2-2 および Figure 3.2-1 に示す。ウズベキスタンの独立時 (1992 年) から今日に至るまで、熱需要量が下がっていないことは、経済的な要素はもちろんのこと、住宅への熱供給の占める割合が高いことが考えられる。また各年の変動幅は、その年の冬季外気温度の変動による熱需要の差異によるものと考えられる。

Table 3.2-2 タシケント市の過去 10 年の熱需要量

年	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
熱需要量 (x1000Gcal/year)	10,239	10,431	10,857	12,045	11,560	11,758	11,612	10,113	12,186	10,867

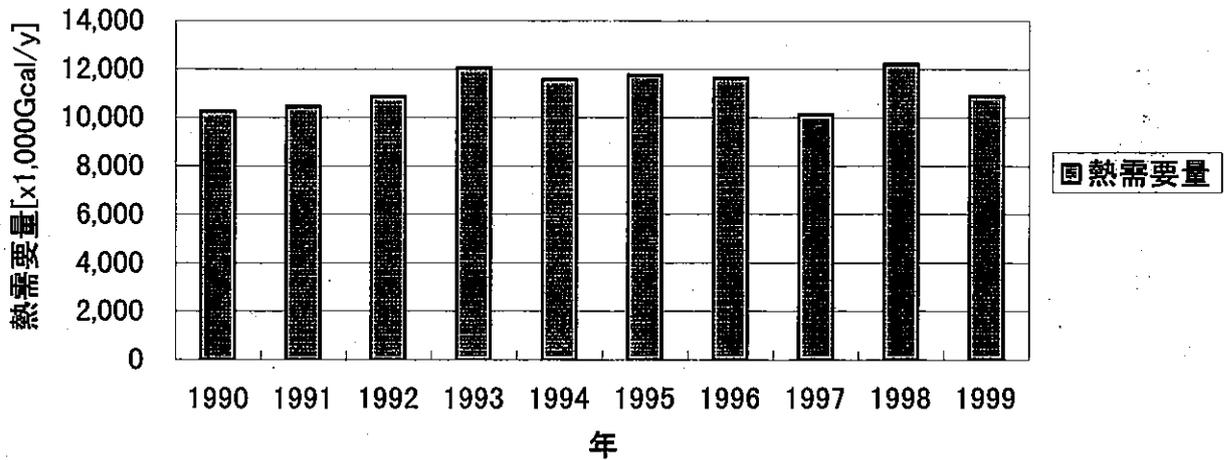


Figure 3.2-1 タシケント市の過去 10 年の熱需要量

タシケント市の1年間の熱需要変動を見ると、冬期の暖房期間（暖房+給湯）が大きな値を示し、11月から翌年3月頃が暖房期間となっている。1999年1月の月当りの熱需要量は1,826Mcal/月を記録している。一方最小値は夏季の給湯期間で、同年データによると9月の351Mcal/月である。これらの詳細を Table 3.2-3 および Figure 3.2-2 に示す。

Table 3.2-3 タシケント市の月別熱需要量 (1999 年)

月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
熱需要量 (x1,000Gcal/m)	1826.0	1348.2	1355.5	643.8	489.5	419.6	411.2	382.5	351.2	543.3	1341.8	1730.5

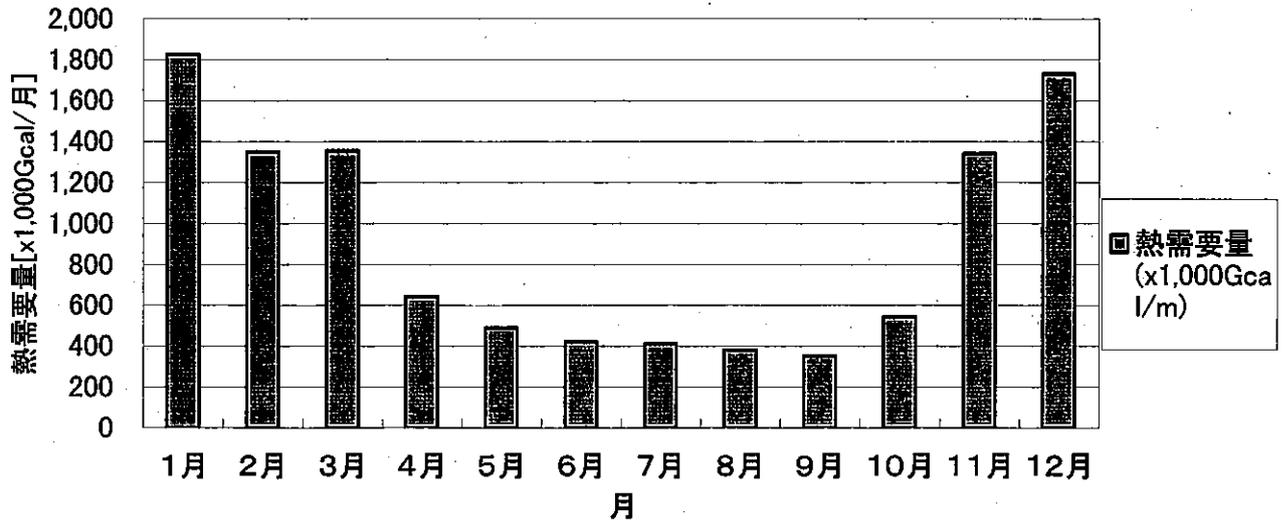


Figure 3.2-2 タシケント市の月別熱需要量

3.2.3 予想熱需要量及び設備計画

タシケント市の将来計画の中で、今後 10 年間の熱需要量は、人口の増加に伴い増加すると想定されている。2000 年をベースに 2005 年では 18%、2010 年では 23% の増加となり、年間予想熱需要量は 13,389Mcal/y と考えられている。詳細は Table 3.2-4 および Figure 3.2-3 に示されている。

Table 3.2-4 タシケント市の予想熱需要量

年	予想熱需要量(Mcal/y)	予想人口 (人)
1990	10,239	—
1995	11,758	—
2000	10,867	1,394,500
2005	12,858	1,535,000
2010	13,389	1,667,600

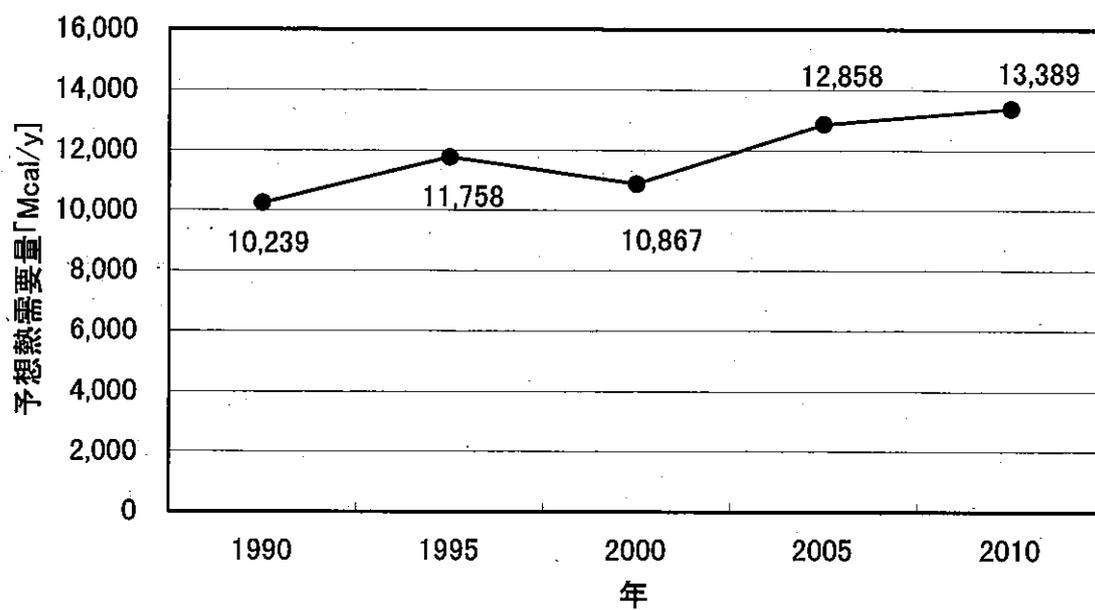


Figure 3.2-3 タシケント市の予想熱需要量

3.3 電力・熱料金

2003年4月1日からの電気及び熱の料金は Table 3.3-1 の通りである。

Table 3.3-1 2003年4月1日からのウズベキスタンの電気及び熱料金

種別	電気料金 (スム/kWh)	種別	熱量金 (スム/Gcal)
I	750kVA 以上の工業用	I	II and III を除く全て
			5,555
II	750kVA 未満の工業用	II	卸売り
III	農業用	III	所内熱使用
IV	鉄道及び市内交通		4,710
V	公共機関		4,080
VI	商業用		
VII	家庭用		
	家庭の電気暖房		
VIII	冷暖房用		
IX	広告用		
X	所内動力		

(Note) 種別 I の工業用における上段の価格 22,690 スムは契約電力 1 kW に対する年間額である。他の価格は、全て 1 kWh の電力使用量に対するものである。価格には付加価値税を含む。

加重平均価格は 15.83 スム/kWh (付加価値税含む) である。(Table 5.3-12 にて行った同一計算方法による。)

なお、電力料金は現状ではうまく徴収できていない。

3.4 送電系統の現状

3.4.1 中央アジアの送電系統

中央アジアの電力系統は旧ソ連邦時代に、ウズベキスタン、カザフスタン（南部）、キルギスタン、タジキスタン、トルクメニスタンの5カ国を一体として、今日の国境線を考慮することなく一つの電力系統を構成するように建設された。

基幹系統はほとんどが1回線の500kVおよび220kVの送電網から構成されており、両者をループ運用することによって信頼度レベルを維持している。(Figure 3.4-1)

2002年現在のウズベキスタンの送電線、変電所の概要は以下の通りである。

架空送電線

500kV	1,657.2 km
220kV	5,910.9 km
110kV	15,048.7 km
35kV	12,730.6 km
6kV-10kV	86,607.5 km
400V	100,092.7 km

地中送電線

110kV	19.8 km
35kV	281.5 km
6kV-10kV	7,056.9 km
400V	2,640.6 km

変圧器容量

500kV	4,509.0 MVA
220kV	12,209.0 MVA
110kV	13,419.0 MVA
35kV	5,731.2 MVA

3.4.2 電力の輸出、輸入

2002年における近隣諸国との電力の輸出入の実績は以下の通りである。

輸入：トルクメニスタンから	13 GWh
キルギスタンから	523 GWh
タジキスタンから	72 GWh
合計	608 GWh

輸出：トルクメニスタンへ	6 GWh
キルギスタンへ	267 GWh
タジキスタンへ	358 GWh
合計	631GWh

輸出入の差し引きでは合計 23GWh 輸出したこととなる。

Power System Diagram of Central Asia

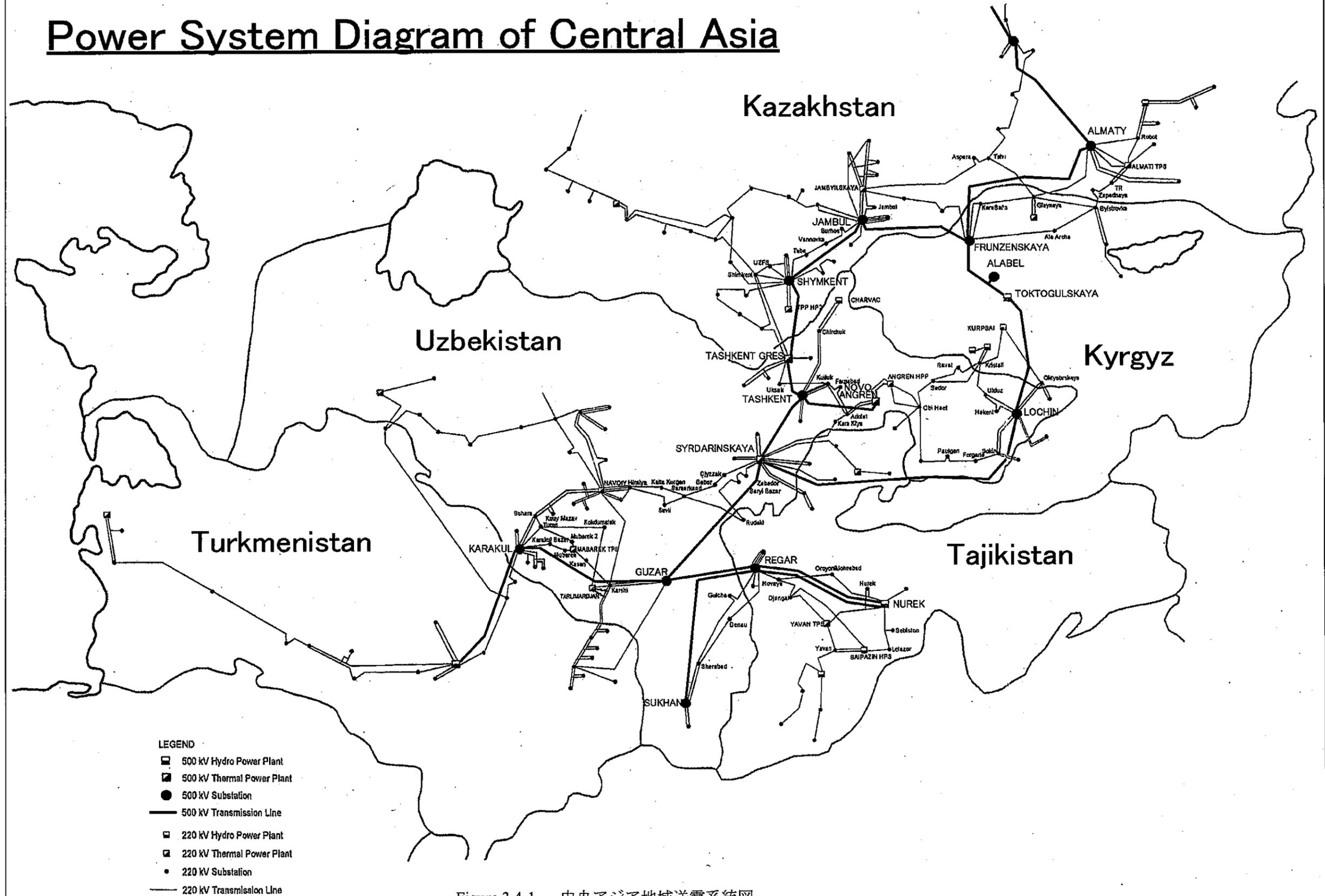


Figure 3.4-1 中央アジア地域送電系統図