

2.4 Энергетическая ситуация

2.4.1 Общий обзор

Узбекистан является государством, богатым энергетическими ресурсами, хотя с 1997 года не являлся экспортером энергии, поскольку объемы импорта превышали объемы экспорта. Таблицы 2.1-11 и 2.1-12 приводят показатели по импорту и экспорту Узбекистаном основных источников энергии, т.е. нефти, нефтепродуктов, природного газа, угля и электроэнергии.

Таблица 2.1-11 Энергетический баланс сырой нефти и нефтепродуктов (тыс. тон)

Наименование	1994	1995	1996	1997	1998
Внутренняя добыча сырой нефти	5,516.7	7,586.2	7,621.4	7,891.0	8,104.0
Импорт нефти и нефтепродуктов	3,186.7	167.0	4.5	4.0	-
Сырая нефть	3,052.7	150.5	4.5	4.0	-
Бензин	95.9	7.5	-	-	-
Дизельное масло	38.1	9.0	-	-	-
Мазут	-	-	-	-	-
Экспорт нефти и нефтепродуктов	535.2	339.5	451.9	1,190.0	948.0
Сырая нефть	271.4	160.9	288.6	912.0	573.0
Бензин	5.6	25.1	39.0	29.0	113.0
Дизельное масло	13.2	12.8	61.2	245.0	219.0
Мазут	245.0	140.7	63.1	4.0	43.0
Потери при очистке	208.0	182.0	182.0	181.3	222.0
Внутреннее потребление нефтепродуктов	7,960.2	7,231.7	6,992.0	6,523.7	6,934.0

Источник: Отчет МВФ №00/36

Территория Узбекистана покрывает крупные залежи нефти и газа в Средней Азии. Утвержденные запасы составляют 2 млрд. м³ газа и 350 млн. т нефти, что составляет 14% потенциала гидроэлектрических запасов в Средней Азии. Узбекистан обладает существенными углеводородными ресурсами, особенно природным газом, что ставит Узбекистан на восьмое место в мире по производству природного газа. Производство нефти и газа является компетенцией Узбекнефтегаза – Узбекской государственной нефтяной и газовой корпорации. Таблица 2.1-13 приводит рыночные цены на энергоносители на внутреннем рынке.

Таблица 2.1-12 Баланс без учета нефтепродуктов

Природный газ (млн. м ³)					
Собственная добыча	47,181	48,558	48,977	51,245	54,790
Экспорт	4,637	4,199	4,911	9,897	5,228
Импорт	1,836	-	-	2,760	1,062
Накопление и потери	3,961	4,257	4,786	158	3,276
Собственное потребление	40,419	40,102	39,280	44,266	47,348
Уголь (тыс. т)					
Собственная добыча	3,845	3,054	2,837	2,947	2,953
Экспорт	81	81	78	30	30
Импорт	129	11	12	27	0
Собственное потребление	3,893	2,983	2,771	2,792	2,275
Электроэнергия (ГВт ч)					
Собственное производство	47,755	47,453	45,420	46,056	45,935
Экспорт	2,800	2,514	1,068	11,488	10,642
Импорт	1,440	1,222	2,160	12,417	10,919
Собственное потребление	46,395	46,161	46,512	46,985	46,111

Источник: Отчет МВФ №00/36

Таблица 2.1-13 Стоимость на некоторые энергоносители (Сум за ед. изм.)

Наименование	ед. изм.	По состоянию на:				
		4/1/1995	4/1/1996	4/1/1997	4/1/1998	
Электричество	Оптом	КВт ч	0.27	1.66	1.66	1.66
	В розницу	КВт ч	0.10	1.25	1.60	2.00
Уголь	Оптом	т	413	1,385	1,600	1,600
Сырая нефть	Оптом	т	260	3,700	5,100	5,100
Природный газ	Оптом	тыс. м ³	125	2,220	2,600	2,600
	В розницу	тыс. м ³	15	225	450	1,350
Нефтепродукты						
Бензин	Оптом	т	10,400	19,500	23,400	32,500
Дизельное масло		т	7,006	15,985	16,563	16,563
Мазут		т	1,079	2,960	3,100	3,100

Источник: Отчет МВФ №98/116

2.4.2 Нефть

Отличительной чертой Узбекистана стал тот факт, что он был единственным государством среди республик бывшего Советского Союза, увеличившим производство нефти после обретения независимости. За период с 1992 по 1996 гг. Узбекистан увеличил добычу в три раза (с 66,000 баррелей в год в 1992 году до 183,000 баррелей в год в 1996 году). В результате Узбекистан достиг самообеспеченности в отношении сырой нефти (однако, отечественная нефть является сернистой, поэтому продукты переработки нефти все еще зависят от импортируемой нефти).

Узбекнефтегаз планирует увеличение производства нефти до 10 млн. т к 2000 году и до 12 млн. т к 2010 году. Общая производительность Ферганского и Алты-арыкского нефтеочистительных заводов составляет 8.6 млн. т в год. Они производят широкий ассортимент нефтепродуктов, включая трансформаторное масло и ряд промышленных морозостойких смазочных материалов. Нефтеочистительный завод в Бухаре был построен при участии французской компании Technip и японских компаний Marubeni и JGC. С 1997 года завод производит конденсаты с Кокдумулакского месторождения. Производительность нефтеперегонного завода составляет 5 млн. т нефти и конденсатов. Первая фаза строительства была завершена в 1997 году и позволила начать годовое

производство 210 тыс. т бензина А-76, 450 тыс. т бензина А-93, 1,3 млн. т дизельного топлива, 300 тыс. т авиационного бензина и 12 тыс. т серы.

Узбекистан разработал долгосрочный план по увеличению объемов экспорта нефти и природного газа и активно работает в привлечении иностранного капитала по увеличению добычи и производства природных ресурсов.

В ноябре 1996 года Узбекистан заключил соглашение с компанией Unocal (США) по разведке месторождений нефти и природного газа в Узбекистане и эксплуатации существующих нефтепроводов для проекта строительства трубопроводов в Средней Азии. Данный проект соединит страны-производители нефти с побережьем Аравийского моря в Пакистане. Данный проект должен стимулировать иностранных инвесторов в участии во внутренних проектах Узбекистана и в результате увеличить производство нефти.

Узбекистан, в отличие от стран, расположенных на побережье Каспийского моря, вынужден сталкиваться с проблемами, связанными с «изолированностью от внешнего рынка». Для освобождения от этой проблемы и возможности экспортировать нефть Узбекистан должен иметь нефтепроводы, связывающие страну со странами на побережье. Кроме упомянутого проекта Узбекистан принимает участие в проекте по строительству нефтепровода (протяженность около 1,800 миль), связывающего Узбекистан и Китай.

2.4.3 Природный газ

Узбекистан является единственным государством из числа стран бывшего Советского Союза, увеличившим производство газа после обретения независимости. В настоящее время Узбекистан занимает 8 место в мире по производству газа. Разрабатываемые месторождения природного газа в основном находятся в юго-западной части государства, т.е. там, где располагаются такие месторождения, как Шуртан и Кокдумалак. Правительство разработало краткосрочный план по увеличению объемов производства путем усовершенствования существующих средств, в то время, как долгосрочный план предусматривает разведку и эксплуатацию новых месторождений при иностранной финансовой поддержке.

Узбекистан ведет активную работу в увеличении производства отечественного природного газа для выхода на самообеспечение. Для достижения поставленной

цели Правительство стимулирует использование природного газа в качестве топлива для автомобилей и химических заводов в Шуртане.

Между тем, увеличение потребления природного газа на внутреннем рынке повлекло за собой уменьшение объемов экспорта. Плохое состояние газопроводов как внутри страны, так и соединяющих Россию и другие государства, импортирующие газ, а также задержки в оплате также приводят к снижению объемов экспорта.

Для расширения экспортных маршрутов Узбекистан планирует устройство новых газопроводов, включая реконструкцию газопровода, соединяющего Среднюю Азию с центральной Россией. Данная модернизация позволит экспортировать газ из среднеазиатских государств на Европейский рынок. Возможности строительства других новых газопроводов включают уже заключенное соглашение между Туркменистаном, Афганистаном и Пакистаном по строительству нового газопровода, соединяющего Пакистан, а также трассу (около 3,800 миль) в Китае из Туркменистана, Узбекистана и Афганистана.

2.4.4 Уголь

Основные запасы угля в Узбекистане в основном сконцентрированы в Ангрене, Байсуне и Шаргуне. В 1997 году Ангренинский угольный разрез произвел 2.9 млн. т угля (в основном бурого), т.е. свыше 80% общего произведенного угля в стране. Недавние меры, направленные на усовершенствование и модернизацию существующего горнодобывающего оборудования, привели к значительному увеличению производства угля в Ангрене.

Ожидается увеличение производства высококачественного угля в 2-3 раза на Шаргунском разрезе благодаря инвестициям, направленным на модернизацию существующих средств.

Раздел 3 Текущее состояние сектора электро- и тепловой энергетики в Узбекистане

**Изучение детального проектирования по проекту Модернизации
Ташкентской ТЭС в Республике Узбекистан
Заключительный Отчет**

Оглавление

РАЗДЕЛ 3 Текущий статус электрической и тепловой энергии в Узбекистане

3.1 Состояние сектора электроэнергетики

3.1.1 Общий обзор

3.1.2 Спрос и подача электроэнергии

3.2 Состояние тепловой энергетики

3.2.1 Общий обзор

3.2.2 Общий обзор тепловых станций в Ташкенте

3.2.3 Прогноз потребления тепла и план модернизации источников

3.3 Электричество и тарифы на тепловую энергию

3.4 Текущее состояние системы передачи электроэнергии

3.4.1 Текущее состояние системы передачи электроэнергии

3.4.2 Экспорт и импорт электроэнергии

Список таблиц

№	Название Таблицы
Таблица 3.1-1	Существующие Теплоэлектростанции
Таблица 3.1-2	Существующие гидроэлектростанции
Таблица 3.1-3	Программа развития электростанций
Таблица 3.1-4	Максимальный спрос на электроэнергию за последние 10 лет
Таблица 3.1-5	Рост протяженности ЛЭП за последние 10 лет
Таблица 3.1-6	Годовые объемы реализуемой энергии потребителями (ГВт·ч) за последние 10 лет
Таблица 3.1-7	Потребление электроэнергии по количеству контрактов
Таблица 3.1-8	Коэффициент электрификации за последние 10 лет
Таблица 3.1-9	Коэффициент мощности и эксплуатационной надежности за последние 5 лет
Таблица 3.1-10	Потребление энергии для выработки энергии на топливе
Таблица 3.1-11	Изменение годовых средних потерь при передаче и распределении энергии за последние 10 лет
Таблица 3.1-12	Прогноз годового потребления электроэнергии (ГВт·ч)
Таблица 3.1-13	Разница между вырабатываемой электроэнергией и прогнозируемым максимальным спросом
Table 3.1-14	Разница между устойчивой вырабатываемой электроэнергией и максимальным прогнозируемым спросом
Таблица 3.2-1	Установленная мощность котельных в Ташкенте
Таблица 3.2-2	Потребление тепла за последние 10 лет в городе Ташкенте
Таблица 3.2-3	Месячное потребление тепла в городе Ташкенте (1999 год)
Таблица 3.2-4	Прогнозируемое потребление тепла в городе Ташкенте
Таблица 3.3-1	Тарифы на электричество и тепловую энергию, применимые с 1 апреля 2003 года

Список рисунков

№	Название рисунка
Рис. 3.1-1	Электростанции и линии электропередач в Узбекистане
Рис. 3.1-2	Выработка электроэнергии за последние 10 лет
Рис. 3.1-3	Экспорт и импорт электроэнергии за последние 10 лет
Рис. 3.1-4	Максимальный спрос на электроэнергию за последние 12 лет
Рис. 3.1-5	Общий спрос на электроэнергию за последние 12 лет, ГВт·ч
Рис. 3.1-6	Изменение месячного спроса на электроэнергию
Рис. 3.1-7	Типичные колебания спроса на электроэнергию во время рабочего дня зимой и летом
Рис. 3.1-8	Максимальный спрос на электроэнергию в течение ближайших 10 лет
Рис. 3.1-9	Данные для прогноза роста спроса на электроэнергию
Рис. 3.2-1	Спрос на тепло за последние 10 лет в городе Ташкенте
Рис. 3.2-2	Потребление тепла в городе Ташкенте
Рис. 3.2-3	Прогнозируемое потребление тепла в городе Ташкенте
Рис. 3.4-1	Энергетическая система Средней Азии

РАЗДЕЛ 3 ТЕКУЩИЙ СТАТУС ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В УЗБЕКИСТАНЕ

3.1 Состояние сектора электроэнергетики

3.1.1 Общий обзор

Министерство электроэнергетической промышленности и электрификации (здесь и далее именуемое ГАК «Узбекэнерго») обеспечивает около 97% всей вырабатываемой и передаваемой мощности в Узбекистане, в то время, как выработка оставшейся части, составляющая около 300 МВт (3% от общенационального показателя) приходится на авто-выработку промышленных потребителей.

ГАК «Узбекэнерго» ожидает увеличение спроса на электроэнергию примерно на 15% в течение ближайших 10 лет. Для удовлетворения этого спроса ГАК «Узбекэнерго» принимает меры для сохранения самообеспеченности, увеличить надежность и качество и повысить эффективность в использовании энергии и топлива. В дополнение, ГАК «Узбекэнерго» стимулирует развитие небольших, рассредоточенных электростанций и использование обновляемых энергоносителей с целью защиты экологии и окружающей среды.

Энергетическая система Узбекистана состоит из 9 теплоэлектростанций (три из которых производят энергию и тепло) и 28 гидроэлектростанций, в общей сложности производящих 1 126 000 МВт (984000 МВт вырабатывается ТЭС и 142000 МВт – гидроэлектростанциями). Из станций, входящих в систему энергетики, только перечисленные имеют установленную мощность свыше 1 млн. КВт, а именно: Сырдарьинская ТЭС (3000 МВт), Новоангрэнская ТЭС (2100 МВт), Ташкентская ТЭС (1860 МВт) и Навоийская ТЭС (1250 МВт).

Общее количество паровых турбин, установленных на этих станциях составляет 64, включая 37 блоков с производящей мощностью свыше 150 МВт. Крупнейший генератор паровой турбины на 800 МВт находится в процессе строительства на Талимарджанской ТЭС.

Гидроэлектростанции несут ответственность за выработку электроэнергии, являющейся частью спроса, который не может быть удовлетворен ТЭС. Крупнейшей станцией является Чарвакская ГЭС с установленной мощностью в 620

МВт и водохранилищем, вмещающим 2 млрд. тонн. Всего на этих ГЭС установлено 67 гидроагрегатов с мощностью блока варьирующей от 1 до 165 МВт.

Таблицы 3.1-1 и 3.1-2 приводят краткий обзор тепло- и гидроэлектростанций соответственно.

ТЭС служат для подачи тепла в районы 13 городов. Установленная мощность котлов горячей воды составляет 6,300 Гкал/ч.

В структуре первичных энергоносителей первое место занимает природный газ – 84%, мазут – 12% и уголь – 4%. Следует отметить, что природный газ, не оказывающий значительного отрицательного воздействия на окружающую среду, является основным источником топлива.

Передача и распределение электроэнергии осуществляется 15 предприятиями сети. Общая протяженность всех линий электропередач превышает 233 тыс. км.

Долгосрочные цели, поставленные в отношении энергетической промышленности – это установление энергетической независимости, удовлетворение растущего спроса и снижение потребления топлива, а также основные направления дальнейшего развития энергетической промышленности:

- Реконструкция и техническое перевооружение существующих ТЭС
- Строительство новых блоков на базе современных экономичных конденсационных энергоблоков
- Модернизация существующего оборудования, внедрение современных технологий по выработке электроэнергии на базе ПГУ и ГТУ
- Использование гидроэнергетического потенциала крупных и средних рек

С точки зрения краткосрочных перспектив, планируется запуск энергоблока №1 мощностью 800 МВт на Талимарджанской ТЭС. Кроме этого, за тот же период планируется переоборудование и реконструкция существующих энергоблоков и модернизация ТЭС путем внедрения высокоэффективных паро-газовых блоков (ПГУ) с мощностью блока, составляющей 100-400 МВт.

В целом, планируется ввод в эксплуатацию 1,620 МВт (включая ПГУ на 376 МВт на ТашТЭС и на 346 МВт в Навои) к 2005 году. Осуществление указанной программы позволит снизить расход топлива для выработки электроэнергии на

30г/КВт·ч. Более того, в течение ближайших лет – до 2010 года – планируется строительство блока парового цикла на 800 МВт на Талимарджанской ТЭС и такого же блока на 404 МВт на Пскемской ТЭС. Таблица 3.1-3 показывает планы на строительство энерговырабатывающих средств до 2010 года. Общая установленная мощность устанавливаемых блоков составляет 3,276 МВт.

Таблица 3.1-1 Существующие Теплоэлектростанции

№	Название	Тип	Расположение	Количество бло- ков	Общая установленн ая мощность (МВт)	Тип топлива	Год ввода в экс- плуатацию	Текущая эффективн ая мощность (МВт)	Общая сумма эксплуат ации всех блоков(час)
1	Сырдарьинская ТЭС	Пар	Сырдарьинская об- ласть, Ширин	10	3,000	газ, мазут	1972	2,618	134,458
2	Ново-ангренская ТЭС	Пар	Ташкентская облас- ть, Нурабад	7	2,100	уголь, газ	1985	1,467	45,536
3	Ташкентская ТЭС	Пар	Ташкентская облас- ть, Кибрайский ра- йон	12	1,860	газ, мазут	1963	1,787	191,340
4	Такиагашская ТЭС	Пар	Каракалпакстан, Т акиагаш	5	730	газ, мазут	1974	637	144,533
5	Навойская ТЭС	Пар	Навойская облас- ть	12	1,250	газ, мазут	1963	920	221,150
6	Ангренская ТЭС	Пар	Ташкентская облас- ть, Ангрен	8	484	уголь, ПГУ газ	1957	331	217,714
7	Ферганская ТЭЦ	Пар	Ферганская облас- ть, Фергана	7	330	уголь, мазут, га з	1956	228	202,034
8	Мубарекская ТЭЦ	Пар	Капакдрьянская область, Мубарек	2	60	газ	1985	57	105,000
9	Ташкентская ТЭЦ	Пар	Ташкент	1	30	газ / мазут	1954	23	332,583

Примечания: Источник: годовой отчет

- 1) Типы подстанций классифицируются на гидро-, теплоцентрали, газовые турбины, ПГУ, атомные и геотермальные
- 2) Установленная мощность - измеренная мощность при установке блока
- 3) Эффективная мощность - максимальная продолжительная мощность, вырабатываемая без превышения параметров, установленных производителем в любой момент времени
- 4) Тип топлива
Природный газ (ПГ), Мазут (М), Дизельное топливо (ДТ), Сырая нефть (СН), Уголь

Таблица 3.1-2 Существующие ГЭС

№	Название	Тип	Расположение	Количество бло-ков	Общая установленная мощность (МВт)	Тип топлива	Год ввода в эксплуатацию	Текущая эффективная мощность (МВт)	Общая сумма эксплуатационных расходов (млн руб.)
1	Чарвакская ГЭС	Гидро	Ташкентская область	4	620.5	-	1970	653	166,245
2	Ходжакентская ГЭС	Гидро	Ташкентская область	3	165	-	1976	165	94,273
3	Гузалькентская ГЭС	Гидро	Ташкентская область	3	120	-	1980	120	80,671
4	Координационная гидроэнергетическая система, Чилинская ГЭС	Гидро	Ташкентская область	10	190.7	-	1941	76.5	314,045
5	Координационная гидроэнергетическая система, Кальпийская ГЭС	Гидро	Ташкентская область	8	44.7	-	1933	26.9	463,435
6	Координационная гидроэнергетическая система, Нидже-Бозуйская ГЭС	Гидро	Ташкентская область	10	50.9	-	1944	42.1	278,436
7	Координационная гидроэнергетическая система, Ташкентская ГЭС	Гидро	Ташкент	10	29	-	1936	16.1	373,095
8	Фархадская ГЭС	Гидро	Сырдарьинская область	4	126	-	1948	118.7	332,568
9	Координационная гидроэнергетическая система, Шапханская ГЭС	Гидро	Анжиянская область	6	27.80	-	1943	1.20	180,007
10	Координационная гидроэнергетическая система, Самаркандская ГЭС	Гидро	Самаркандская область	9	40.1	-	1945	0	206,100

Примечание Источник: годовой отчет

- 1) Установленная мощность - измеренная мощность при установке блока
- 2) Эффективная мощность - максимальная продолжительная мощность, вырабатываемая без превышения параметров, установленных производителем в любой момент времени

Таблица 3.1-3 Программа развития электростанций

Название площадки	Тип	Топливо	Установленная мощность	Год введения в эксплуатацию
Талимарджанская ТЭС	Пар	Природный газ	800	2002
Талимарджанская ТЭС	Пар	Природный газ	800	2009
Ташкентская ТЭС	ПГУ	Природный газ	376	2004
Навоийская ТЭС	ПГУ	Природный газ	346	2005
Мубарекская ТЭЦ	ПГУ	Природный газ	100	2006
Ташкентская ТЭЦ	ПГУ	Природный газ	60	2006
Навоийская ТЭЦ	ПГУ	Природный газ	330	2007
Ферганская ТЭЦ	ПГУ	Природный газ	60	2008
Пскемская ГЭС	Гидро	-	404	2010
Итого			3276	

Источник: ГАК «Узбекэнерго»

Для обеспечения надежной и стабильной подачи электроэнергии для растущей экономики и численности населения осуществляются проекты развития энергосети. Новые подстанции «Согдиана» и «Узбекистанска» на 500 КВ каждая должны улучшить надежность и стабильность подачи электроэнергии жителям Самарканда, Бухары и Ферганы, а также способствовать развитию производительных сил в этих регионах. Новые подстанции «Келес» и «Чапа-Ата» по 220 КВ каждая должны удовлетворить растущий спрос Ташкента и Самарканда.

На сегодняшний день установленная мощность, находящаяся в юрисдикции ГАК «Узбекэнерго» составляет 11,263 МВт, включая выработку ТЭС на 9,844 МВт и выработку ГЭС на 1,419 МВт, производя около 50 млрд. КВт·ч. Таблица 3.1-4 показывает рост общей установленной мощности за последние 10 лет. С 1992 года новых мощностей в эксплуатацию не вводилось частично из-за временного падения спроса, частично из-за экономического кризиса, наступившего после обретения независимости.

Как уже упоминалось выше, газовая установка на 800 МВт, устанавливаемая на Талимарджанской ТЭС, будет введена в эксплуатацию в этом году.

Таблица 3.1-4 Максимальный спрос на электроэнергию за последние 10 лет

Год	Установленная мощность (МВт)			Максимальный спрос (МВт)	Мощность крупнейшего блока (МВт)
	Гидро-	Тепло-	Итого		
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

Источник: ГАК «Узбекэнерго»

До 1930-х годов максимальное напряжение передающих линий составляло 6 КВ. Длина – 19 км, напряжение 35 КВ – таковы были показатели первой линии передач, построенной в 30-х годах и соединявшей Ферганскую ТЭС и Кувасайскую подстанцию. В 1939-1940 гг. были построены линии на 110 КВ, соединяющие Кувасайскую ТЭС и Андижанскую подстанцию и Туваксайскую ТЭС и Чекукскую подстанцию.

Наряду со строительством оборудования, вырабатывающего электроэнергию, в 1950-х было начато строительство магистральных линий электропередач для повышения надежности подачи энергии и соединения энергоблоков.

В 1959 году Ташкентский и Ферганский блоки были соединены через Кайракумскую подстанцию линией в 110 КВ.

В 1960 году энергетическая система южного Казахстана была соединена с Узбекской через 200КВ Куйлюк-Чимкентскую линию.

Эта линия, построенная вместе с Куйлюкской подстанцией на 220 КВ была первой линией электропередач, построенной в Узбекистане.

Строительство линий электропередач (220 КВ и 110 КВ) началось со строительством энерговырабатывающего оборудования в Сурхандарье в середине 60-х и энергия поставлялась из через систему Душанбе-Вақш в Таджикистане.

Объединение системы передачи электроэнергии в Узбекистане было завершено соединением с Такиаташской ГЭС в 1970-х гг.

ЛЭП на 500 КВ были впервые построены в 1972 году для соединения ТашТЭС и Чимкентской подстанции, а в 1974 году для соединения ТашТЭС и Сырдарьинской ТЭЦ/Ленинской подстанцией.

Ядро современной системы передачи электроэнергии было сформировано и система на 220 КВ и 500 КВ объединила общую систему.

В 1908 году была введена в эксплуатацию 500 КВ ЛЭП между Сырдарьинской ТЭЦ и Гузаром. В настоящее время общая протяженность энергетической сети (для всех напряжений) превышает 233,000 км (включая 1,650 км – 500 КВ и 5,700 км – 220 КВ). Таблица 3.1-5 приводит показатели развития энергетической сети для каждого номинального напряжения за последние 10 лет.

Таблица 3.1-5 Рост протяженности ЛЭП за последние 10 лет

Год	Протяженность ЛЭП			Протяженность магистральных линий			Итого
	500КВ	220КВ	110КВ	35КВ	6.1КВ	0.4КВ	
1990	1,594.9	5,135.0	1,298.2	12,030.6	88,126.2	97,329.5	207,504.4
1991	1,657.6	5,135.0	1,385.2	12,187.0	89,421.4	98,376.0	210,153.2
1992	1,657.6	5,150.0	1,380.0	12,232.0	89,929.0	98,691.0	211,031.6
1993	1,657.6	5,146.0	14,101.2	12,488.3	91,285.2	99,560.4	226,231.7
1994	1,657.6	5,341.0	14,211.9	12,595.8	91,673.9	100,146.7	227,620.9
1995	1,657.6	5,409.1	14,522.4	12,545.1	92,531.4	101,325.9	229,986.5
1996	1,657.6	5,412.3	16,665.9	12,557.7	93,061.0	101,765.9	233,116.4
1997	1,657.6	5,520.4	14,727.4	14,656.9	93,690.4	102,237.1	234,486.8
1998	1,657.6	5,688.5	14,837.6	12,859.3	93,963.5	102,333.2	233,337.7
1999	1,657.6	5,709.8	14,928.6	12,908.6	94,039.5	103,484.4	234,727.5

Источник: ГАК «Узбекэнерго»

На Рис. 3.1-1 показана энергетическая сеть и основные ТЭС (источник отчет по поддержке развитию Фонда Внешнеэкономического Сотрудничества за 1998 г, том 5, №2.)

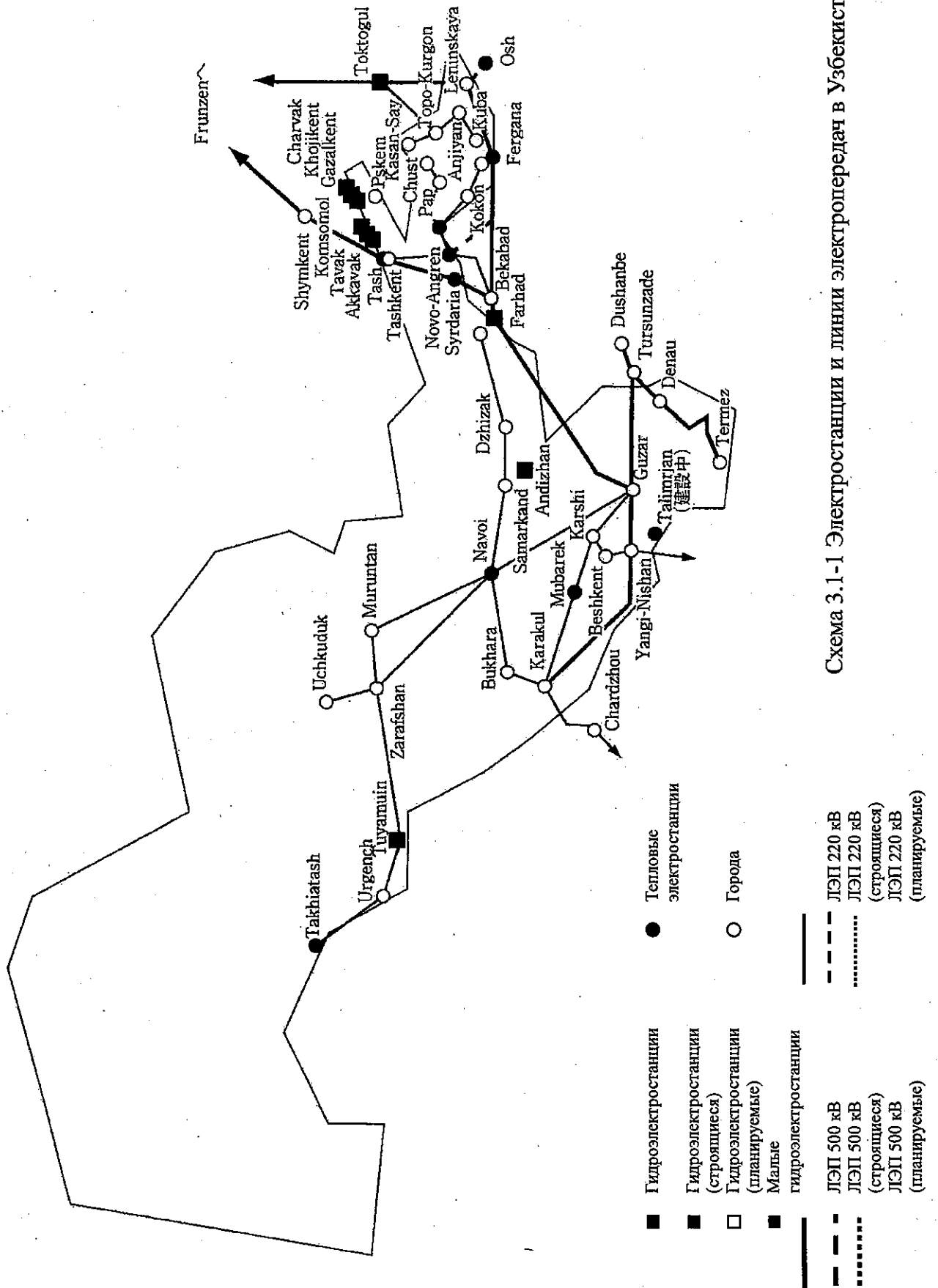


Схема 3.1-1 Электростанции и линии электропередач в Узбекистане

3.1.2 Спрос и подача электроэнергии

(1) Общий обзор

Также, как и в других странах бывшего Советского Союза, экономика и промышленность испытывали нестабильность и застой после обретения независимости. Объемы выработки электроэнергии после обретения независимости в 1991 году снижались (прим. На 14%) до 1996 года, а затем, в 1996 году объемы оставались неизменными. Как упоминалось выше, Узбекистан и соседние страны торгуют электроэнергией внутри региона. Узбекистан экспортирует и импортирует примерно 20-30% от общего объема вырабатываемой энергии. Каждый год до 1997 года после провозглашения независимости Узбекистан экспортировал немного больше энергии, чем импортировал. Однако, с 1996 года объемы импорта увеличились примерно на 2% от общего показателя вырабатываемой энергии. На Рис. 3.1-2 приведен график, отображающий выработку электроэнергии за последние 10 лет. На Рис. 3.1-3 приведен график объемов экспорта и импорта электроэнергии. В 1999 году выработка энергии под юрисдикцией ГЭК «Узбекэнерго» составляла 5,326 ГВт·ч, выработанных ГЭС плюс 38,607 ГВт·ч, выработанных ТЭС; объемы экспорта и импорта составляли 11,090 ГВт·ч и 12,305 ГВт·ч соответственно.

Годовой пиковый спрос в Узбекистане рос на 4% в каждый год до обретения независимости. Однако, после провозглашения независимости, спрос падал до 86% от максимального пикового спроса, зарегистрированного в 1991 году. После наименьшего пика, отмеченного в 1995 году, спрос начал расти. На Рис. 3.1-4 показан годовой пиковый спрос за последний 12 лет.

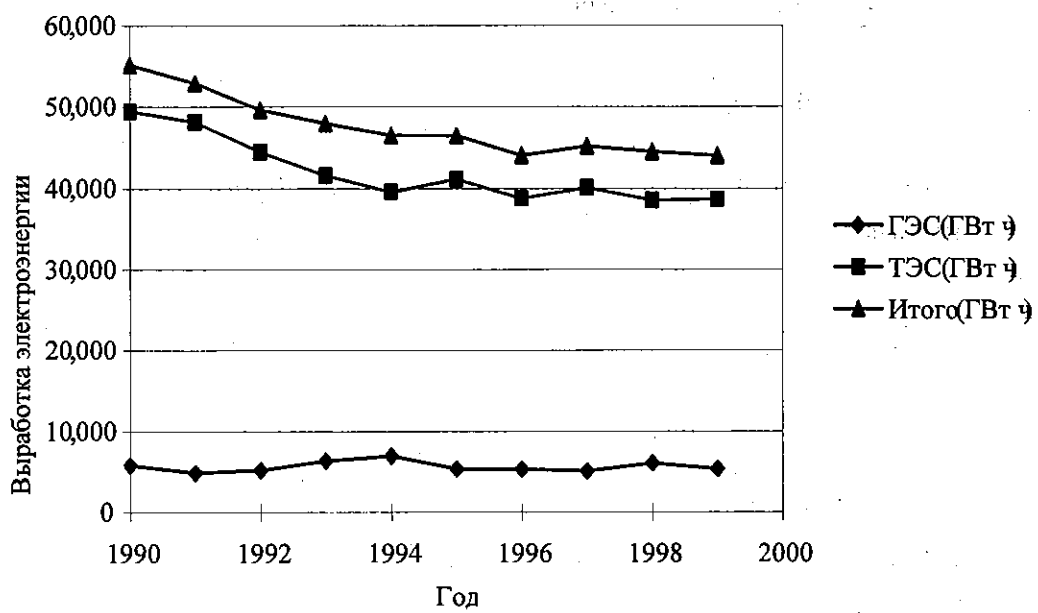


Рис. 3.1-2 Выработка электроэнергии за последние 10 лет

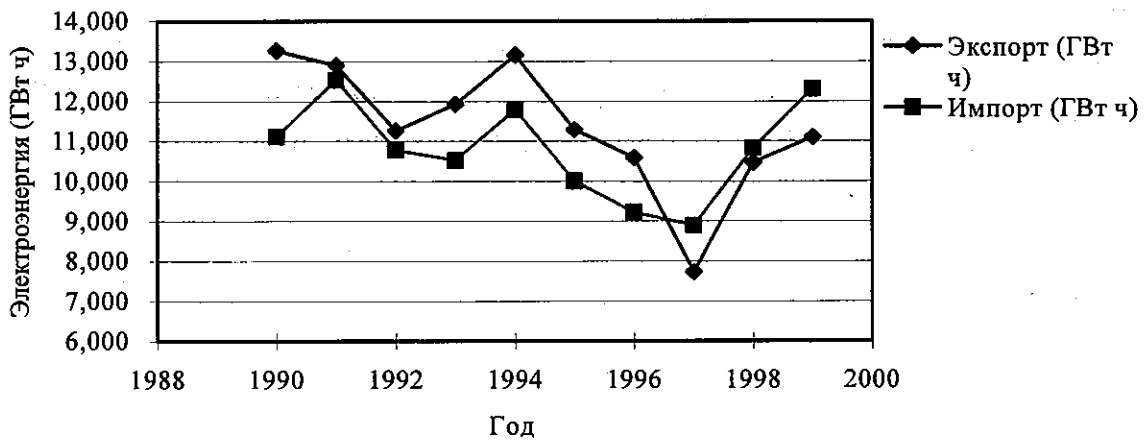


Рис. 3.1-3 Экспорт и импорт электроэнергии за последние 10 лет

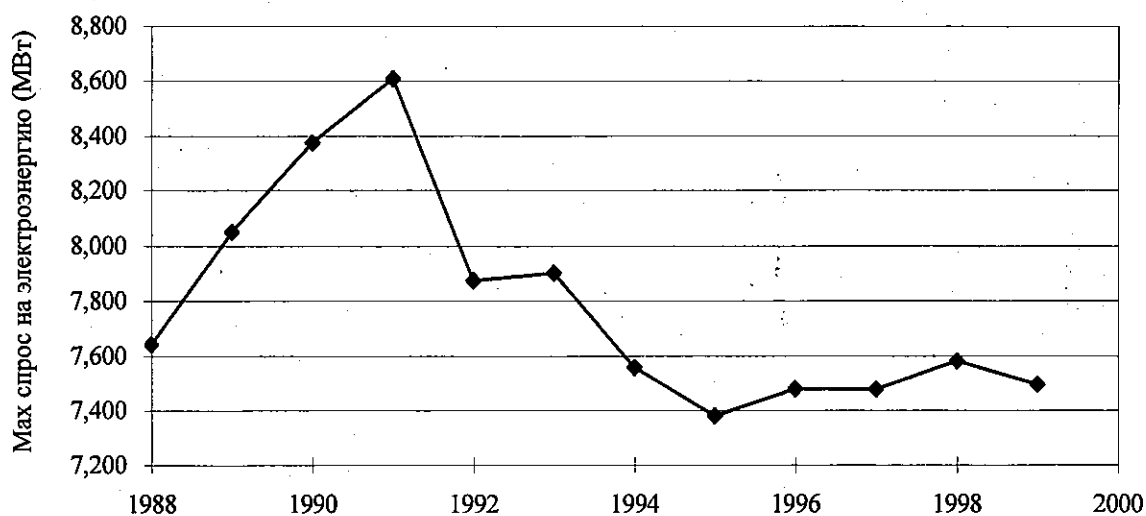


Рис. 3.1-4 Максимальный спрос на электроэнергию за последние 12 лет

(2) Текущее состояние спроса на электроэнергию

Общий годовой спрос (ГВт·ч) в Узбекистане постепенно повышался после приобретения независимости. Однако, с 1991 года, спрос падал до 14% в 1995 году в связи с застоем в промышленности. С 1996 года спрос оставался неизменным. На Рис. 3.1-5 показан общий спрос на электроэнергию за последние 12 лет.

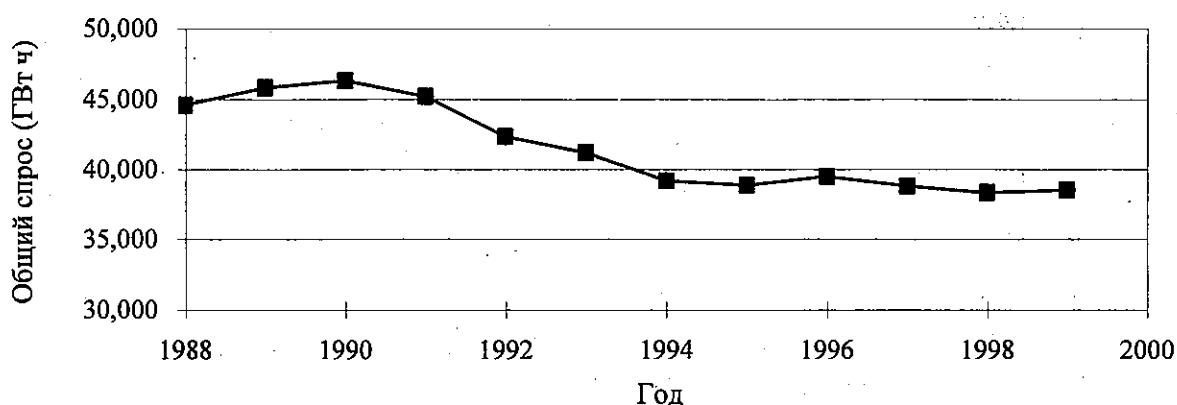


Рис. 3.1-5 Общий спрос на электроэнергию за последние 12 лет, ГВт·ч

Основной потребитель электроэнергии – производственный – уменьшил потребление в 1995 году на 16% по сравнению с уровнем, наблюдавшимся до обретения Узбекистаном независимости, а затем удерживал этот уровень на протяжении всего 1995 года. Сельское хозяйство показывает аналогичную тенденцию. Потребление электроэнергии на бытовом уровне продолжало падать с момента обретения независимости до 1998 года, и затем, начиная с 1999 года потребление оставалось неизменным.

Таблица 3.1-6 показывает потребление электроэнергии различными потребителями за последние 10 лет.

Таблица 3.1-6 Годовые объемы реализуемой энергии потребителями (ГВт·ч) за последние 10 лет

Год	Бытовое потребление	Коммерческое потребление	Промышленность		Уличное освещение	Прочие государственные органы	Прочие	Итого
			Малая	Крупная				
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

Источник: ГЭК «Узбекэнерго». Промышленность: малая – менее 750 кВт, крупная – 750 кВт и более

Таблица 3.1-7 приводит данные по потребителям электроэнергии за последние 10 лет. Количество потребителей в секторе производства увеличивалось до крупнейшего показателя в этом секторе – 21,947 в 1996 году, после чего показатель не менялся. Бытовое потребление растет примерно на 2% в год. Потребление электроэнергии в с/х секторе падало с 1995 года, на прим. 8% в год, хотя общее потребление в данном секторе осталось неизменным за указанный период, вероятно из-за увеличенного потребления потребителями.

Таблица 3.1-7 Потребление электроэнергии по количеству контрактов

Год	Быт	Промышленность	Прочие государственные органы	С/х	Итого
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

Источник: ГАК «Узбекэнерго»

Таблица 3.1-8 показывает рост процента электрификации в Узбекистане. Как показано в таблице, данный показатель достиг 100% в 1990 году, что является самым высоким показателем для слаборазвитых стран.

Таблица 3.1-8 Коэффициент электрификации за последние 10 лет

Год	Коэффициент электрификации (%)
1990	100
1991	100
1992	100
1993	100
1994	100
1995	100
1996	100
1997	100
1998	100
1999	100

Источник: ГАК «Узбекэнерго»

Месячный спрос на электроэнергию в Узбекистане характеризуется кривой спроса без характерных пиков в течение года и небольшими пиками в зимний период. Отношение наименьшего спроса к наибольшему за месяц варьируется от 67% до 72% в зависимости от месяца. На Рис. 3.1-6 показан максимальный и минимальный спрос по месяцам в 1999 году.

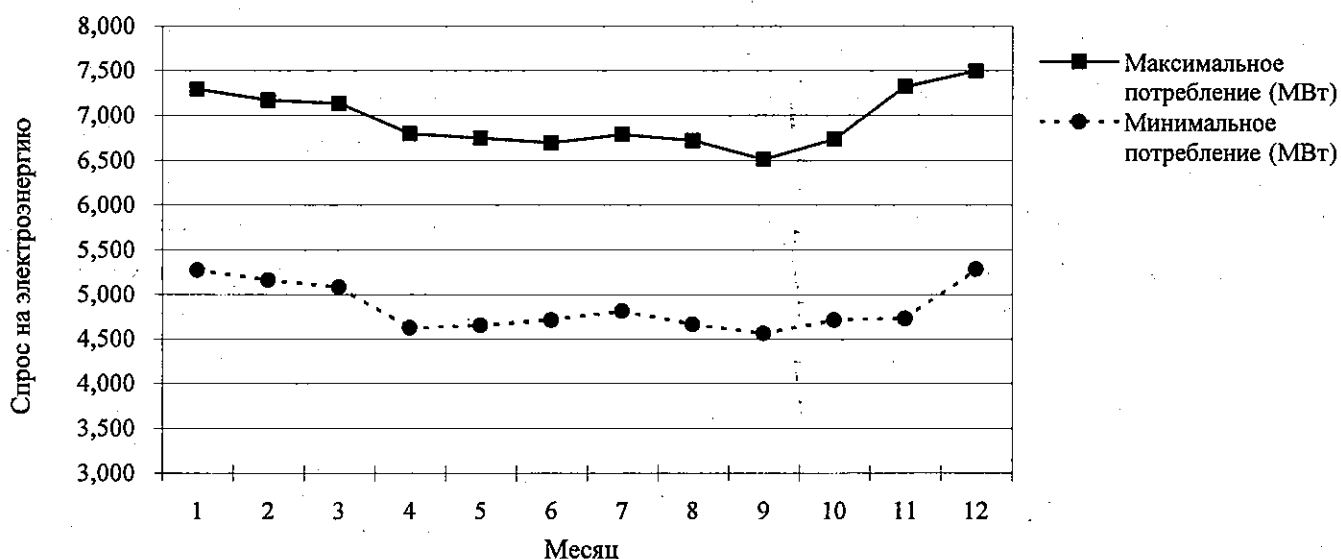


Рис. 3.1-6 Изменение месячного спроса на электроэнергию

На Рис. 3.1-7 показаны типичные колебания спроса во время рабочего дня зимой и летом 1999 года. Пиковые часы приходятся на период с 7 до 9 часов вечера как

зимой, так и летом. Отсутствие пика в дневное время летом указывает на то, что спрос на электроэнергию для кондиционирования воздуха не велик.

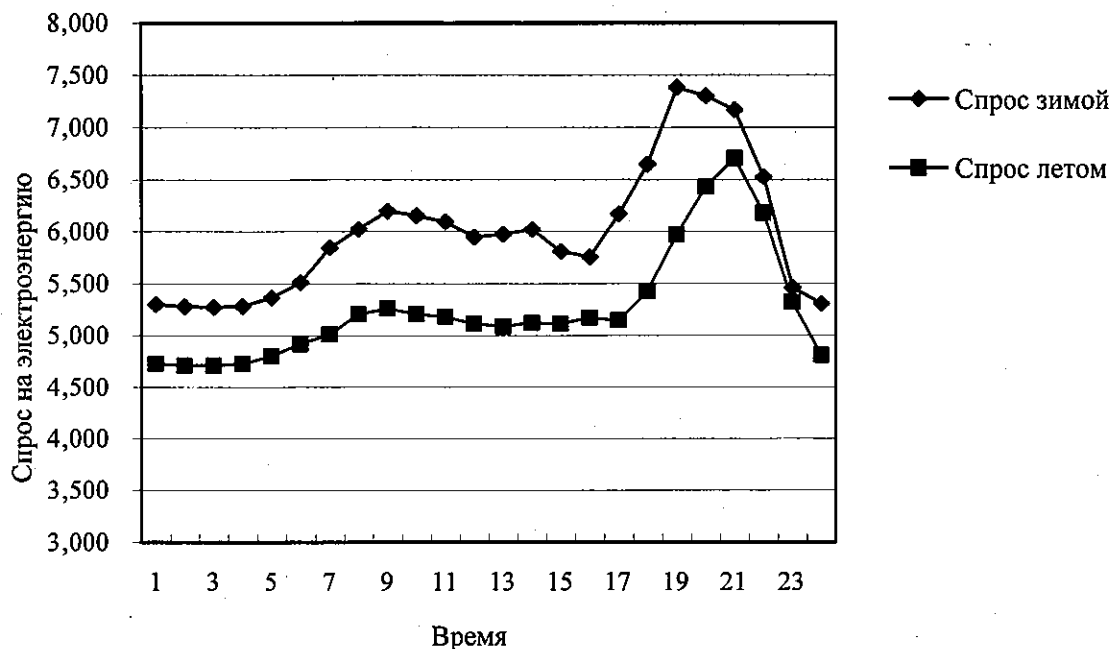


Рис. 3.1-7 Типичные колебания спроса на электроэнергию во время рабочего дня зимой и летом

(3) Текущее состояние системы подачи электроэнергии

Как показано в Таблице 3.1-4 Рост установленной мощности гидроэнергетики и ТЭС за последние 10 лет, объемы вырабатываемой электроэнергии в Узбекистане выросли только на 4% за последние 10 лет и вышли на 11,263 МВт: 1,419 МВт (12.6%) гидроэнергетика плюс 9,844 (87.4%) – теплоэнергетика. Крупнейший блок на 300 МВт установлен на Сырдарьинской ТЭС. Узбекистан богат запасами природного газа, поэтому многие ТЭС спроектированы для работы на природном газе.

Как показано в Таблице 3.1-1, всего в эксплуатации находится 64 блока, из которых 17 – класса 300 МВт или выше, 29 блоков – класса 100-160 МВт и 18 блоков – класса 60 МВт. Энергоблоки меньшего класса эксплуатируются уже в течение 40 лет. Все тепловые энергоблоки включают генератор паровой турбины и шесть газовых и три угольных блока.

Таблица 31-9 показывает коэффициент мощности и коэффициент эксплуатационной готовности тепловых энергоблоков в Узбекистане за последние 5 лет. Некоторые блоки эксплуатируются при высоком коэффициенте мощности и эксплуатационной готовности. Блоки, эксплуатируемые при низком факторе мощности и высоком коэффициенте эксплуатационной готовности – это те, которые эксплуатируются при низкой эксплуатационной нагрузке в связи со старением оборудования и уменьшения эффективной энергетической мощности.

Таблица 3.1-9 Фактор производительности и коэффициент эксплуатационной готовности за последние 5 лет

№	Название станции	Тип	Коэффициент производительности (%)					Коэффициент эксплуатационной готовности (%)						
			1995	1996	1997	1998	1999	Среднее	1995	1996	1997	1998	1999	Среднее
1	Сырдарьинская ТЭС	Тепло-	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	Ново-ангренская ТЭС	Тепло-	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	ТашТЭС	Тепло-	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	Навойская ТЭС	Тепло-	65,2/49,2	57,6/44,3	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	Тахматаш	Тепло-	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	Ангренская ТЭС	Тепло-	14,8/27,6	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	Ферганская ТЭЦ	Тепло-	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	Мубарекская ТЭЦ	Тепло-	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	ТашТЭЦ	Тепло-	63,7/87,1	54,1/68,7	61,4/72,0	45,9/41,9	61,0/67,3	57,2/68,8	97,8	78,9	93,2	73,3	94,6	87,6
10	Урга-чирчикская ГЭС	Гидро-	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	Чирчикская ГЭС	Гидро-	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	Капиринская ГЭС	Гидро-	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	Ташкентская ГЭС	Гидро-	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	Н-Бозсу ГЭС	Гидро-	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	Фархадская ГЭС	Гидро-	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	Самаркандская ГЭС	Гидро-	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	Шаариханская ГЭС	Гидро-	55.2	66.2	57.6	53.4	42.8	55.0	82.5	87.4	83.0	74.6	70.5	79.6

Примечания:

- 1) Источник: годовой отчет
 - 2) Коэффициент производительности = годовая выработка электроэнергии (МВт ч) x 100 / (установленная мощность (МВт) x 8,760)
 - 3) Коэффициент эксплуатационной готовности = (8,760 - время простоя) x 100 / 8,760
- *) числитель - установленный коэффициент электрической мощности
знаменатель - коэффициент установленной тепловой мощности турбины

Таблица 3.1-10 показывает потребление ископаемое топливо для выработки электроэнергии за последние 5 лет. В 1997 году 82.6% ископаемого топлива составлял природный газ, 13.1% – мазут и 4.3% – уголь. Природный газ является основным видом топлива для выработки электроэнергии. Поэтому, для достаточного производства природного газа в Узбекистане, выходит, что выработка электроэнергии на природном газе заняла лидирующее положение.

Таблица 3.1-10 Потребление энергии для выработки энергии на топливе

Топливо	Ед. изм.	1993	1994	1995	1996	1997
Уголь	т/г	2.42	2.14	2.09	1.96	2.20
	ТДж/г	25,168	22,256	21,736	20,384	22,880
Природный газ	Гм ³ /г	15.61	13.25	13.39	12.70	13.01
	ТДж/г	525,700	446,500	451,200	428,000	438,400
Мазут	т/г	1.40	1.44	1.72	1.68	1.78
	ТДж/г	54,740	56,304	67,252	65,688	69,598

Источник: ГАК "Узбекэнерго"

Количество обращения тепла в энергию:	Уголь	10.4 МДж/кг
	Природный газ	33.7 МДж/м ³
	Мазут	39.1 МДж/кг

Как показано в Таблице 3.1-1, 55 из 67 блоков находятся в эксплуатации в течение свыше 50 лет, включая даже те, которые эксплуатируются в течение 70 лет. Все эти блоки обладают небольшой мощностью – от 3 до 30 МВт. Блоки, построенные в 1970-х включают крупные с мощностью более 90 МВт. Как показано в Таблице 3.1-9, большинство из энергоблоков, эксплуатируемых на ГЭС работают при высоком коэффициенте мощности и низком коэффициенте эксплуатационной готовности, что указывает на то, что оборудование уже старое. Однако, только Кадрин ГЭС работает при высоком коэффициенте мощности и эксплуатационной готовности (оба 80%), что указывает на высокий фактор нагрузки, при котором эксплуатируется оборудование.

Как показано в Таблице 3.1-4, общая длина ЛЭП составляет 22.297 км по состоянию на конец 1999 года, включая 1,658 км магистральных линий на 500 КВ и 5,710 км ЛЭП на 220 КВ. Длина магистральных линий на 500 КВ после обретения независимости не изменялась, в то время, как длина ЛЭП на 220 КВ увеличилась на около 600 км. Длина магистральных распределительных линий составляла 210,000 км по состоянию на 1999 год включая 10,000 км, построенных после

обретения независимости. Системы распределения постепенно расширяются. Потери при передаче и распределению в энергетической системе Узбекистана увеличились до 10.1% (данные за 1999 год) после временного спада до 8% после обретения независимости (см. Таблицу 3.1-11). Объемы потерь при передаче и распределении являются не очень высокими по сравнению с аналогичными показателями других стран. Нетехнические потери равны нулю, что указывает на то, что оборудование передачи и распределения поддерживаются в хорошем техническом состоянии.

Таблица 3.1-11 Изменение годовых средних потерь при передаче и распределении энергии за последние 10 лет

Год	Общие потери (%)	Потери	
		Технические (%)	Нетехнические (%)
1990	10.6	10.6	-
1991	10	10	-
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	-

Источник: ГАК «Узбекэнерго»

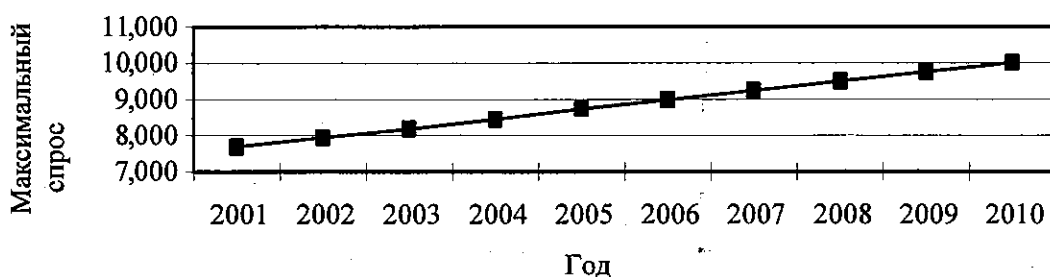
1) Общие потери = $(1 - (\text{Общий объем продаж электроэнергии}) / (\text{Общая выработанная энергия на выходе с генератора})) \times 100$

(4) Будущие планы по вырабатываемому оборудованию

В связи с отсутствием экономической активности в промышленности потребление электроэнергии снизилось до 14.3% в 1995 году по сравнению с показателями, зарегистрированными до обретения независимости в 1990 году. Однако, с того момента потребление электроэнергии осталось на прежнем уровне. Между тем максимальный спрос на электроэнергию начал расти с 1995 года. Для удовлетворения растущего пикового спроса и поддержания развития экономики Узбекистана ГАК «Узбекэнерго» осуществляет строительство крупнейшей в

Средней Азии ТЭС на 800 МВт, работающей на природном газе на юге страны. Запуск блока №1 запланирован на 2000 год. ГАК «Узбекэнерго» прогнозирует рост максимального спроса на электроэнергию на ближайшие 10 лет. Результаты прогноза приведены на Рис. 3.1-8. Согласно графику, представленному на рисунке, спрос на электроэнергию в 2010 году увеличится на 2,320 МВт (= 10,000 – 7,680) после среднего роста в 3% в год.

Таблица 3.1-12 показывает рост потребления электроэнергии за период с 2000 по



2010 гг., в соответствии с прогнозом ГАК «Узбекэнерго».

Рис. 3.1-8 Максимальный спрос на электроэнергию в течение ближайших 10 лет

Таблица 3.1-12 Прогноз годового потребления электроэнергии (ГВт·ч)

Год	Бытовое	Коммерческое	Промышленность		Уличное освещение	Прочие государственные	Прочие	Итого
			Малая	Крупная				
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

Примечание: 1) Источник: ГАК «Узбекэнерго»

2) Малая промышленность: менее 750 КВт Крупная: 750 КВт и более

Как видно из таблицы, потребление электроэнергии будет расти в среднем на 3.2% в год с небольшой разницей в уровне роста в зависимости от сектора. Данный коэффициент роста немного превышает максимальный спрос на электроэнергию. Для удовлетворения максимального спроса и растущего потребления ГАК

«Узбекэнерго» планирует строительство новых энергоблоков; как показано в Таблице 3.1-3. За ближайшие 10 лет будет построено средств, вырабатывающих 3,276 МВт. План предполагает строительство двух газовых турбин вырабатывающих энергию и тепло небольшой мощности (60 МВт каждая), четырех блоков ПГУ (100-376 МВт каждый), двух газовых ТЭС на 800 МВт каждая и ГЭС на 404 МВт.

Для прогноза спроса в качестве коэффициента используется население государства и/или коэффициент роста ВВП. ГАК «Узбекэнерго» использовало коэффициент роста населения для прогнозирования роста спроса на электроэнергию. На Рис. 3.1-9 показан прогнозируемый рост населения и ВВП Узбекистана за 10 лет с 2001 года.

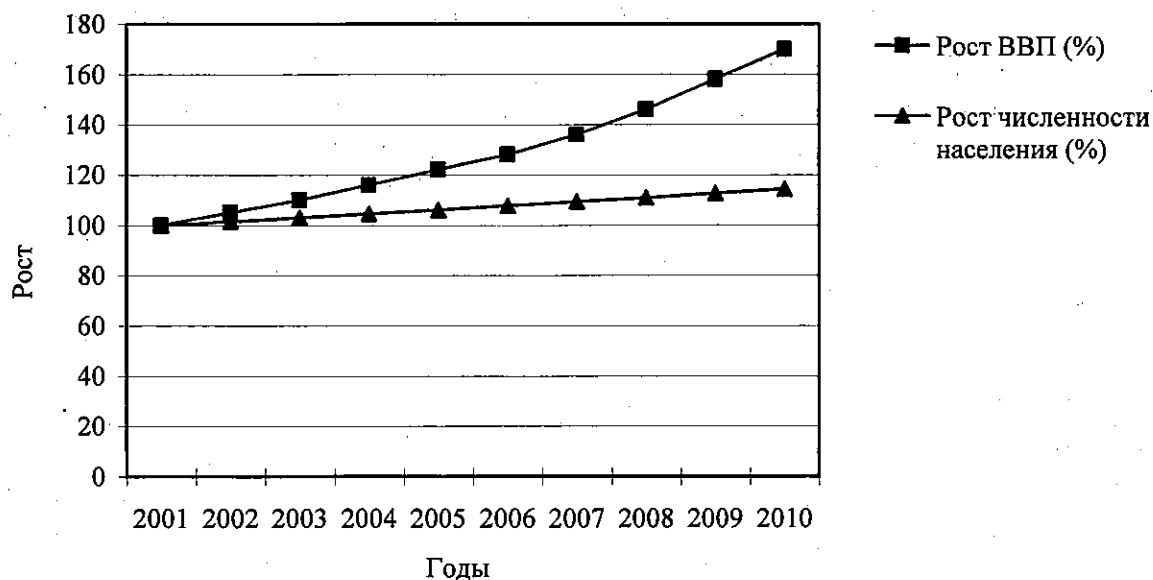


Рис. 3.1-9 Данные для прогноза роста спроса на электроэнергию

(5) Баланс спроса и потребления

Самой новой установкой среди эксплуатируемых в настоящее время в Узбекистане является энергоблок, построенный 15 лет назад. Срок эксплуатации большинства из них уже превышает 30 лет. По сравнению гидроэнергетическими блоками тепловые блоки теряют свои характеристики – вырабатываемую мощность и преобразование энергии – намного быстрее. Уменьшенная вырабатываемая мощность означает меньший объем подачи, а уменьшенное преобразование энергии означает большее потребление топлива. Состаренное оборудование вызывает проблемы с уменьшением эксплуатационных характеристик, увеличение издержек

на техническое обслуживание и более низкий коэффициент эксплуатационной готовности.

Поэтому план строительства новых установок принят для удовлетворения прогнозируемого растущего спроса в соответствии с экономическим ростом должен быть определен с учетом возможного вывода из эксплуатации, либо принимая во внимание снижение эксплуатационных характеристик существующего оборудования. Более того, для удовлетворения требований по охране окружающей среды необходимо выбирать оборудование с более высоким коэффициентом преобразования.

ГАК «Узбекэнерго» подготовило три таблицы: план строительства нового оборудования (Таблица 3.1-4), вырабатываемая мощность после вывода из эксплуатации старого оборудования по отношению к максимальному спросу до 2010 года (Таблица 3.1-13) и вырабатываемая мощность по отношению к потреблению электроэнергии (Таблица 3.1-14).

Таблица 3.1-13 Разница между вырабатываемой электроэнергией и прогнозируемым максимальным спросом

Название Станции	Тип блоков	Установленная мощность существующих блоков (МВт)	Установленная мощность Установленная мощи новых блоков (МВт)	Фактор эксплуатационной готовности существ./новый (%)	Устойчивый спрос на электроэнергию (МВт) на ближайшие 10 лет																
					2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010							
Потребители Министерства энергетики	Гидро	1419	404	1200/90	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	
Потребители Министерства с/х	Гидро	290	1180	20/23	30	30	30	43	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	
Отделения ТашГЭС	Пар	29	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Потребители Министерства энергетики		1844	3112	8065/3112	8140	8190	8780	9151	9187	9116	9496	9606	9656	10456							
включая:																					
Сырдарьинская ТЭС	Пар	3000	-	2618/-	2660	2680	2690	2720	2750	2840	2870	2880	2890	2890	2890	2890	2890	2890	2890	2890	
Ново-агренинская ТЭС	Пар, пар-газ	2100	330	1463/330	1490	1500	1500	1505	1525	1570	1910	1940	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	
ТашГЭС	Пар, пар-газ	1860	376	1787/376	1790	1790	1790	2166	1866	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	
Навоийская ТЭС	Пар, пар-газ	1250	346	920/346	920	940	890	900	1246	956	966	976	1006	1006	1006	1006	1006	1006	1006	1006	
Ташки ТЭС	Пар	730	240	637/240	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	
Ангренская ТЭС	Пар	484	-	330/-	330	330	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	
Ташмарджанская ТЭС	Пар	-	1600	-1600	-	-	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	
Ферганская ТЭЦ	Пар, пар-газ	33	60	228/60	230	230	230	180	120	120	120	180	180	180	180	180	180	180	180	180	
Мубарекская ТЭЦ	Пар, пар-газ	60	100	57/100	57	57	57	57	57	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
ТашТЭЦ	Пар, пар-газ	30	60	23/60	23	23	23	23	23	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
				Общая устойчивая мощность (МВт)	9395	9445	10035	10419	10465	10394	10774	10884	10979	11824							
				Прогнозируемый максимальная спрос (МВт)	7680	7920.0	8170.0	8440.0	8730.0	8980.0	9235.0	9490.0	9745.0	10000.0							
				Коэффициент запаса (%)	22.4	19.3	22.8	23.4	19.8	15.7	16.6	14.7	12.6	18.2							

Примечание

- 1) Источник данных: прогнозные данные
- 2) Устойчивая мощность - мощность вырабатываемой энергии даже при неблагоприятных условиях в течение всего периода
- 3) Коэффициент запаса означает отношение общей устойчивой мощности к максимальному спросу на электроэнергию

Таблица 3.1-14 Разница между устойчивой вырабатываемой электроэнергией и максимальным прогнозируемым спросом

Название Станции	Тип блоков	Установленная мощность существующих блоков (МВт)	Установленная мощность новых блоков (МВт)	Фактор эксплуатационной готовности существ./новой (%)	Устойчивый спрос на электроэнергию (МВт) на ближайшие 10 лет											
					2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
Потребители Министерства энергии к/в	Гидро	1419	404	/	5000	5000	5000	5000	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5450	5900
Потребители Министерства с/х	Гидро	290	1180	/	1160	1200	1530	1560	2300	2800	3400	4000	4000	4600	5500	5500
Отделения ТашТЭС	Пар	29	-	/	130	130	130	140	140	140	150	150	150	150	150	150
Потребители Министерства энергии к/в включая:		1844	3112	/	52332	52639	56082	58755	59108	58698	61775	62565	62878	62878	67678	67678
Сырдарьинская ТЭС	Пар	3000	-	67,7/-	15775	15893	15953	16131	16308	16842	17020	17080	17139	17139	17139	17139
Ново-ангренская ТЭС	Пар, пар-газ	2100	330	70,9/85,6	9254	9316	9316	9347	9471	9751	12587	12773	12835	12835	12835	12835
ТашТЭС	Пар, пар-газ	1860	376	79,7/85,6	12497	12497	12497	15316	13221	13249	13249	13249	13249	13249	13249	13249
Навийская ТЭС	Пар, пар-газ	1250	346	72,8/87,4	5867	5994	5675	5739	8388	6539	6602	6666	6858	6858	6858	6858
Ташская ТЭС	Пар	730	240	74,9/85,6	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
Ангренская ТЭС	Пар	484	-	73,7/-	2130	2130	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032
Ташмарджанская ТЭС	Пар	-	1600	-68,5	-	-	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
Ферганская ТЭЦ	Пар, пар-газ	33	60	95,6/91,3	1926	1926	1926	1507	1005	1005	1005	1485	1485	1485	1485	1485
Мубарекская ТЭЦ	Пар, пар-газ	60	100	98,8/91,3	493	493	493	493	493	800	800	800	800	800	800	800
ТашТЭЦ	Пар, пар-газ	30	60	94,6/91,3	190	190	190	190	190	480	480	480	480	480	480	480
Общая устойчивая мощность (МВт)					58622	58969	62742	65455	66848	66938	70625	72015	73078	73078	79228	79228
Прогнозируемый максимальный спрос (МВт)					48400	49900	51500	53200	55000	56600	58200	59800	61400	61400	6300	6300
Коэффициент запаса (%)					21	18,7	21,9	23	22,4	18,2	21,3	20,4	19	25,7	25,7	

Примечание

- 1) Источник данных: расчетный прогноз
- 2) Коэффициент готовности = $(8,760 - \text{принудительные и планируемые простои}) \times 100 / 8,760$ = Продолжительность состояния эксплуатационной готовности $\times 100 / 8,760$
- 3) Продолжительность эксплуатационной готовности - это время в часах, в течение которого энергоблок должен быть готов к эксплуатации
- 4) Гарантированная мощность = $8,76 \times \text{установленная мощность (МВт)} \times \text{коэффициент эксплуатационной готовности (\%)} / 1,000$ (ГВт ч)
- 5) Гарантированная мощность - это мощность вырабатываемой энергии, имеющаяся при неблагоприятных условиях в течение всего периода
- 6) Коэффициент резерва - это отношение общей гарантированной мощности к максимальному прогнозируемому спросу на электроэнергию

В соответствии с указанными таблицами коэффициент резерва – отношение выработанной мощности к максимальному спросу – колебался от 15 до 23% в 2001 году и позже. Данный показатель резерва может не учитываться, поскольку большинство из существующих средств уже состарилось. Другой коэффициент резерва – отношение вырабатываемой мощности к потреблению – составляет 18-25%. Данный показатель резерва также может не учитываться из-за более низкого коэффициента эксплуатационной готовности устаревших средств и оборудования.

Для обеспечения стабильной подачи электроэнергии и удовлетворения максимального спроса и потребления, прогнозируемого ГАК «Узбекэнерго» следует, по крайней мере, осуществить проекты, показанные в Таблице 3.1-3. Таблица приводит план строительства энергоустановки на 60 МВт на ТашТЭЦ к 2006 году. План строительства является побочным продуктом ТЭО по внедрению новейших систем по выработке тепла для обеспечения стабильной и эффективной подачи тепла в город Ташкент. Станция слишком мала для удовлетворения растущего спроса.

3.2 Состояние тепловой энергетики

3.2.1 Общий обзор

Обеспечение теплом является ответственностью ТЭЦ при ГАК «Узбекэнерго». ГАК «Узбекэнерго» обеспечивает подачу электроэнергии, выработанной ТЭС, общественным организациям. Из девяти ТЭС, входящих в структуру ГАК «Узбекэнерго» городов Коканда, Ферганы, Мубарека и Ташкента, станции поставляют тепло (горячую воду) соответствующим жилищно-коммунальным хозяйствам.

Настоящий отчет описывает текущее состояние спроса и предложения на тепло, которое было изучено во время настоящего визита, а также ее будущее состояние.

3.2.2 Общий обзор тепловых станций в Ташкенте

В Ташкенте имеется 10 котельных (котельная 1-котельная 10) и одна ТЭЦ. Последняя охватывает центральную часть города, в то время, как котельные 1-10 охватывают остальные районы города. Эти котельные обеспечивают горячей водой и паром. Горячая вода включает в себя отопление жилых домов, административных зданий и прочих коммерческих потребителей. Пар поставляется промышленным потребителям около котельных.

Общий показатель подачи тепла составляет 4,462 Гкал/ч для горячей воды и 288 Гкал/ч для пара. Общая установленная мощность котельных составляет 5,650 Гкал/ч в сумме для горячей воды и пара. Таблица 3.2-1 приводит показатели по установленной мощности каждой котельной.

Таблица 3.2-1 Установленная мощность котельных в Ташкенте

	Наименование	Расположение	Количество котлов	Общая мощность (Гкал/ч)	Номер котла, модель, год установки					
					1	2	3	4	5	6
1	Северо-восточная	Район ТашТЭС	6	500	1 ПТВМ-100 1968	2 ПТВМ-100 1969	3 ПТВМ-100 1970	4 ПТВМ-100 1975	5 ПТВМ-100 1978	6 ПТВМ-100 1999
2	Кара-су	Район Кара-су	3	300	1 ПТВМ-100 1978	2 ПТВМ-100 1980	3 ПТВМ-100 1999			
3	Западная	Район Кукча	5	400	1 ПТВМ-100 1971	2 ПТВМ-50 1971	3 ПТВМ-100 1972	4,5 ПТВМ-100 1978		
4	Северная	Район Юнус-абад	10	900	1,2 ПТВМ-50 1970	2 ПТВМ-100 1970	4,5 ПТВМ-100 1975-76	6,7 КВГМ-100 1981	8,9 КВГМ-100 1991, 1998	Прочие 100
5	Чиланзарская	Район Чиланзар	7	600	1,2 ПТВМ-50 1969-70	3 ПТВМ-100 1971	4 ПТВМ-100 1975	5 ПТВМ-100 1977	6,7 ПТВМ-100 1981	
6	Юго-восточная	Куйлюк	3	200	1,2 ПТВМ-50 1973	3 ПТВМ-100 1981				
7	Авиастроителей	Район авиастроителей	5	400	1 ПТВМ-50 1976	2 ПТВМ-50 1978	3 ПТВМ-100 1980	4 КВГМ-100 1988	5 КВГМ-100 1998	
8	Сергели	Сергели	4	300	1 ПТВМ-50 1980	2 ПТВМ-50 1981	3 КВГМ-100 1990	4 КВГМ-100 1993		
9	Ново-чиланзарская	Поселение Назарбек	3	540	1 КВГМ-180 1986	2 КВГМ-180 1987	3 КВГМ-180 1988			
10	Северо-западная	Около мед. Университета 2	3	540	1 КВГМ-180 1986	2 КВГМ-180 1987	3 КВГМ-180 1988			
11	ТашТЭЦ	Район аэропорта	12	970	1 ПТВМ-50 1965	2,3 ПТВМ-100 1968-70	4,5 ПТВМ-100 1970-74	6,7 ПТВМ-100 1977-80	Прочие 5-320	
	Итого		61	5,650						

Годовой спрос на тепло в городе в 1999 году составлял 10,867 Мкал/год со спросом в час-пик, составляющим 5,604 Гкал/ч. Таблица 3.2-2 и Рис. 3.2-3 показывают годовой спрос на тепло за последние 10 лет. Почти неизменный спрос, наблюдавшийся после обретения независимости (1992 г), как показано на рисунке указывает на наличие четкой экономической активности и большее потребление в быту. Относительно небольшие изменения спроса год за годом можно отнести на изменение температуры в зимний сезон.

Таблица 3.2-2 Потребление тепла за последние 10 лет в городе Ташкенте

Год	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Спрос ($\times 10^3$ Гкал/год)	10,239	10,431	10,857	12,045	11,560	11,758	11,612	10,113	12,186	10,867

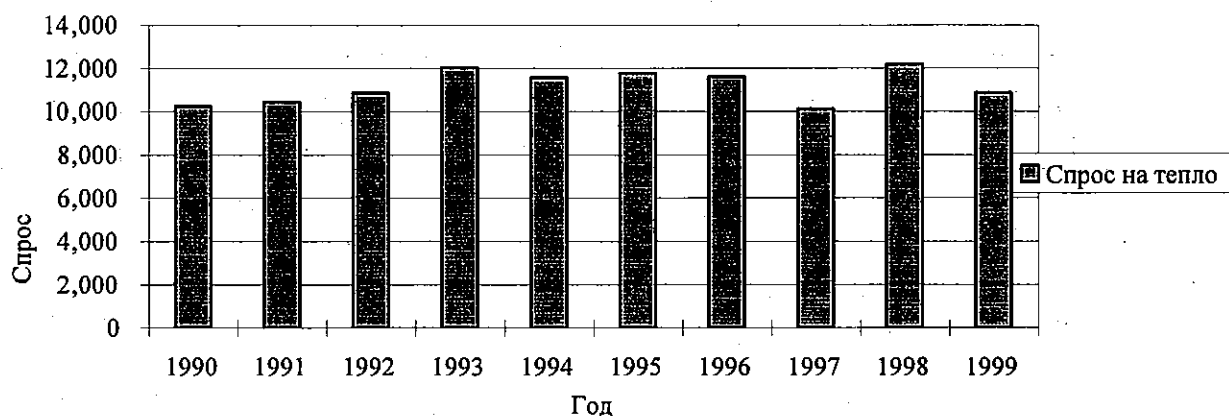


Рис. 3.2-1 Спрос на тепло за последние 10 лет в городе Ташкенте

Месячные колебания потребления тепла в городе характеризуются повышенным потреблением тепла в зимний период, включая потребление горячей воды для отопления помещений за период с ноября по март, т.е. 1,826 Мкал/мес. по состоянию на январь 1999 года и меньший показатель потребления в летний период, на что указывает потребление 351 Мкал/мес. по состоянию на сентябрь 1999 года (см. таблицу 3.2-3 и Рис. 3.2-2).

Таблица 3.2-3 Месячное потребление тепла в городе Ташкенте (1999 год)

Месяц	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
Потребление тепла (тыс. Гкал/мес.)	1826	1348	1355	643.8	489.5	419.6	411.2	382.5	351.2	543.3	1342	1730

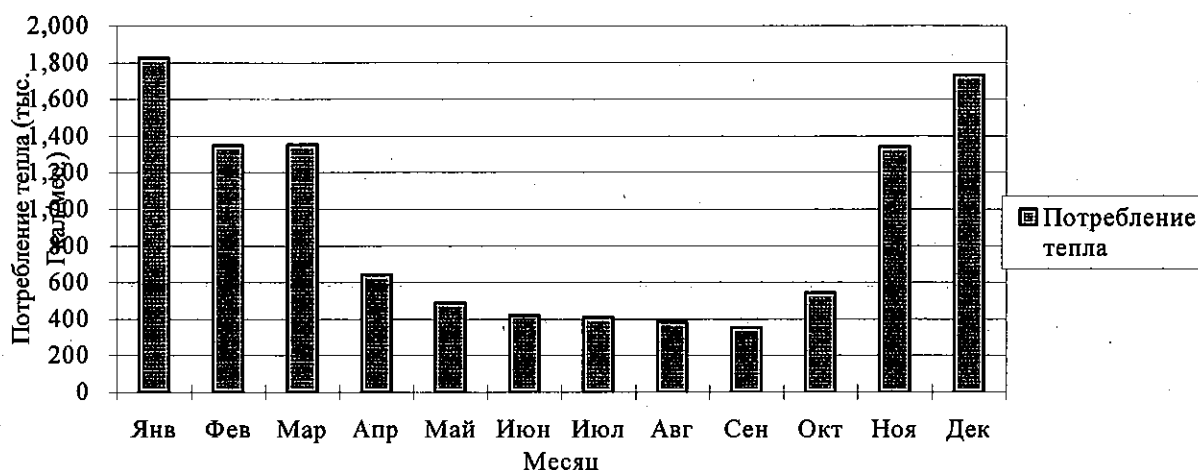


Рис. 3.2-2 Потребление тепла в городе Ташкенте

3.2.3 Прогноз потребления тепла и план модернизации источников

План модернизации источников выработки тепла города на ближайшие 10 лет описывает положительный рост спроса вместе с ростом численности населения: увеличение потребления тепла на 18% в 2005 году и на 23% – в 2010 году по сравнению с аналогичными показателями 2000 года. Прогнозируемый спрос на тепло в 2010 году составляет 13,398 Мкал/г, как приведено в Таблице 3.2-4 и показано на Рис. 3.2-3.

Таблица 3.2-4 Прогнозируемое потребление тепла в городе Ташкенте

Год	Потребление тепла (Мкал/год)	Население
1990	10,239	-
1995	11,758	-
2000	10,867	1,394,500
2005	12,858	1,535,000
2010	13,389	1,667,600

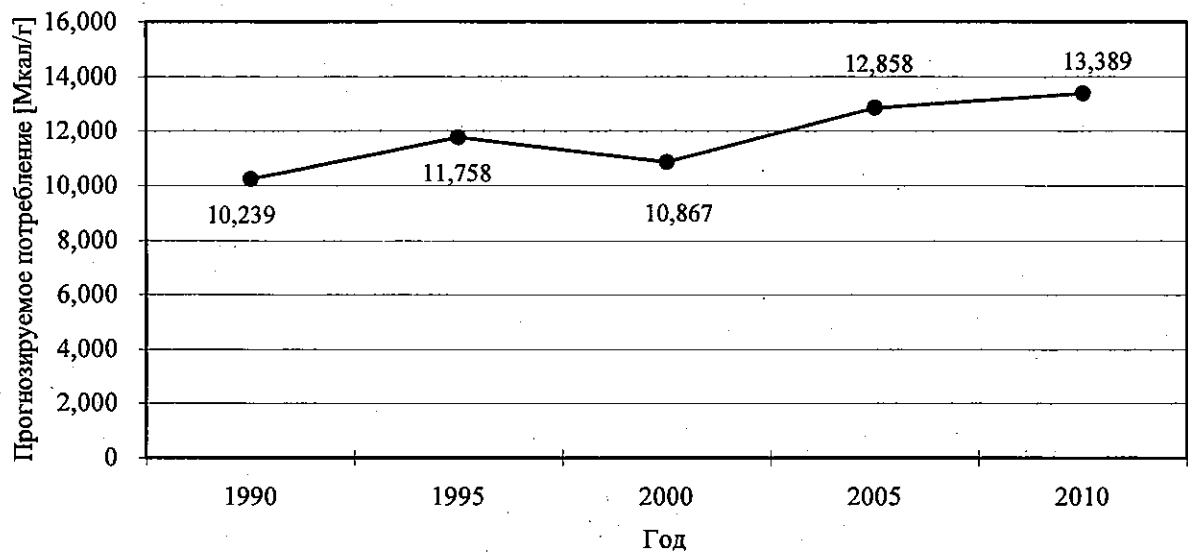


Рис. 3.2-3 Прогнозируемое потребление тепла в городе Ташкенте

3.3 Электричество и тарифы на тепловую энергию

Тарифы на электричество и тепловую энергию по состоянию на 1 апреля 2003 года приведены в Таблице 3.3-1.

Таблица 3.3-1 Тарифы на электричество и тепловую энергию, применимые с 1 апреля 2003 года

Группа	Тариф на электричество (Сум/КВт·ч)	Группа	Тариф на электричество (Сум/КВт·ч)
I	Промышленный пользователь, потребляющий не менее 750 КВ·А	I	Все потребители за исключением II и III
		II	Массовые потребители
II	Промышленный пользователь, потребляющий менее 750 КВ·А	III	Использование энергетической системой
III	Сельское хозяйство		
IV	Транспорт и городской транспорт		
V	Общественные организации		
VI	Коммерческие потребители		
VII	Жилье		
	Жилье для электрических плит		
VIII	Отопление и кондиционирование воздуха		
IX	Реклама		
X	Использование энергетической системой		

(Примечание): ставка 22,960 Сум за КВт определена для потребителей менее 750 КВ·А в год.

Все тарифы указаны с НДС.

Средневзвешенный тариф за электроэнергию включая НДС составляет 15.83 Сум за КВт·ч. Метод вычислений применялся такой же, как для Таблицы 5.3-12.

3.4 Текущее состояние системы передачи электроэнергии

3.4.1 Текущее состояние системы передачи электроэнергии

Энергетическая система Средней Азии была построена с целью объединения пяти стран (Узбекистана, Казахстана, Кыргызстана и Туркменистана) не учитывая наличия границ, существующих сегодня.

Магистральная система передач состоит из одной цепи на 500 Кв и линии на 220 КВ и поддерживает уровень надежности путем замыкания обеих цепей (см. Рис. 3.4-1). Краткое описание состояния линий электропередач и подстанций Узбекистана по состоянию на 2002 год приведено ниже:

Воздушная линия электропередачи

500 КВ	1,657.2 км
220 КВ	5,910.9 км
110 КВ	15,048.7 км
35 КВ	12,730.6 км
6 КВ-10 КВ	86,607.5 км
400 В	100,092.7 км

Подземная линий электропередач

110 КВ	19.8 км
35 КВ	281.5 км
6 КВ-10 КВ	7,56.9 км
400 В	2,640.6 км

Мощность трансформатора

500 КВ	4,509.0 МВ·А
220 КВ	12,209.0 МВ·А
110 КВ	13,419.0 МВ·А
35 КВ	5,731.2 МВ·А

3.4.2 Экспорт и импорт электроэнергии

Результаты импорта и экспорта электроэнергии из/в соседние страны в 2002 году приведены ниже:

Импорт: Из Туркменистана	13 ГВт·ч
Из Кыргызстана	523 ГВт·ч
Из Таджикистана	72 ГВт·ч
Итого	608 ГВт·ч

Экспорт: В Туркменистан	6 ГВт·ч
В Кыргызстан	267 ГВт·ч
В Таджикистан	358 ГВт·ч
Итого	631 ГВт·ч

В целом экспорт электроэнергии превышает импорт на 23 ГВт·ч.

Энергетическая система Средней Азии

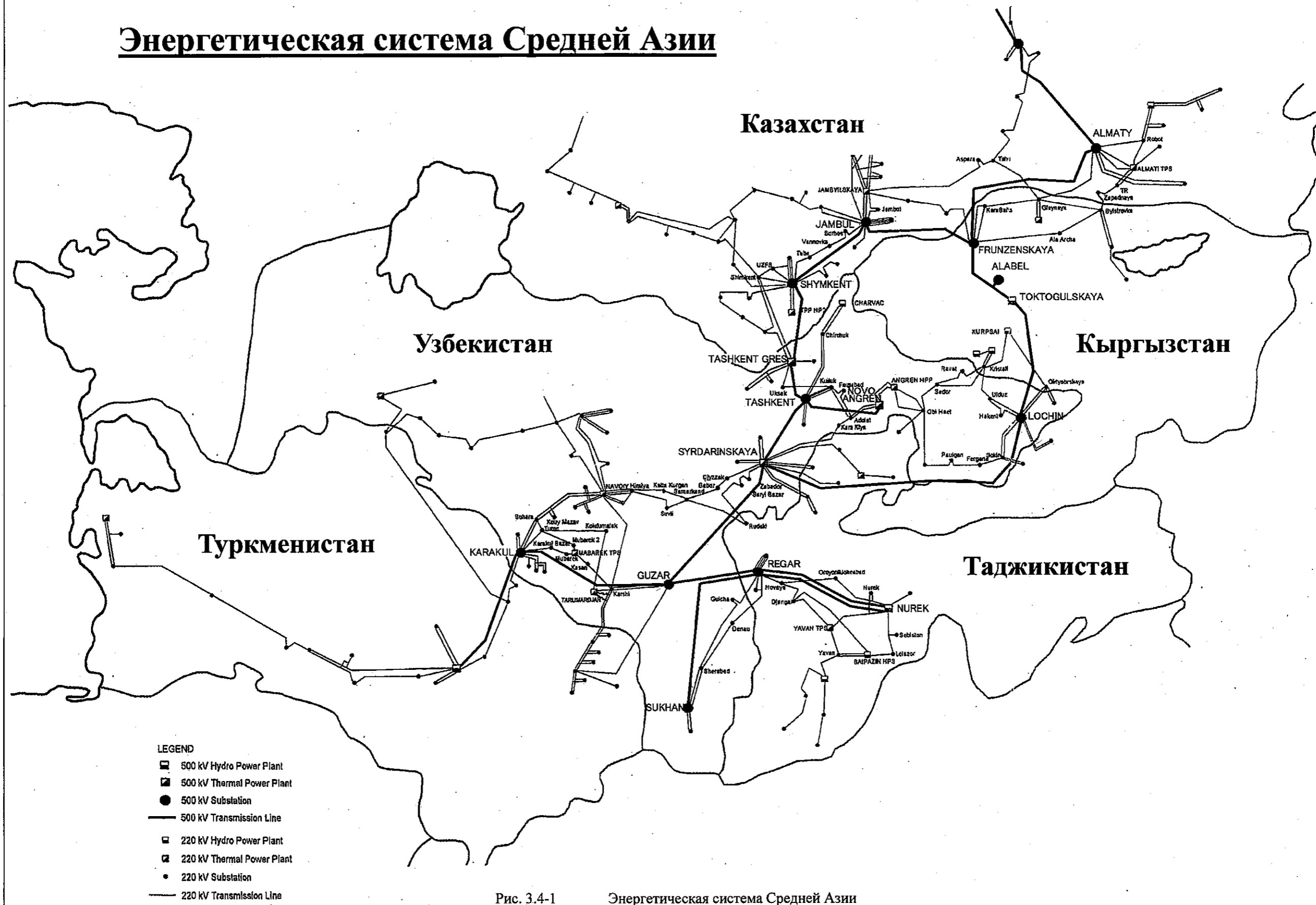


Рис. 3.4-1

Энергетическая система Средней Азии