

第5章 関連資料

第5章 関連資料

5.1 質問状・回答

事前に C/P に送付した質問状（日本語）およびその回答（露語のオリジナルおよび添付カバーレターの和訳）は添付のとおり。ただし、回答は質問状のすべての問いに網羅的に答えたものではない。補足的に実施したヒアリング調査の結果とも合わせて、本質問状に対する回答内容は適宜第3章、第4章の記述に反映させている。

5.2 収集資料

European Bank for Reconstruction and Development (2003) State Joint Stock Company “UZBEKENERGO”, Tashkent 2003 EBRD Annual Meeting

TECHNOPROMEXPORT, Interconnected Power Grid of Central Asia

UZBEKENERGO, 500-220kV Transmission Lines, Central and Northern Parts of Central Asia Interconnected Power Grid

質問状

1 統計・一般的事項

以下の統計を頂きたい。

- 1.1 タシケント市配電会社 (Tash Gorpes) および政府持株会社 (Uzbekenergo) の過去 10 年間電力最大需要 (MW) と電力消費量 (KWh) に関するデータを表 1 の様式に記入してください。
- 1.2 Tash Gorpes の電力需要予測と施設計画 (設備建設の承認手続き等) を含む供給計画 (このような計画やプログラムは、多くの国で「電力開発計画」として知られる) を教えてください。
- 1.3 過去 10 年間の料金表
 - (1) Uzbekenergo が配電会社に適用する卸し電力料金とその料金構造 (例えば、発電、送電、配電部門間の付け替え価格)
 - (2) Tash Gorpes が最終需要家に適用するカテゴリ別の小売り料金

2 電力部門の現状

我々は、Uzbekenergo は発電、送電、配電に責任を負う政府の持株会社であり、2001 年の政令 UP-2812 より旧電力省が改編されたものと理解している。また、Uzbekenergo はいくつかの子会社を所有し、そのうち配電子会社は 2002 年末までに独立採算事業となり、さらに 2003 年には株式会社となると聞いている。

一方、Tash Gorpes はタシケント市で独立に運営されているとも聞いている。

そこで次のことを伺いたい。

- (1) Uzbekenergo と全ての子会社の関係とそれぞれの会社の機能
- (2) Tash Gorpes は Uzbekenergo の子会社の一つと考えるのでしょうか？それとも Uzbekenergo の組織とは全く別に設立された独立した組織なのでしょうか？
- (3) 我々には、Uzbekenergo は完全に政府が所有しているように見え、他方、Tash Gorpes は市が所有しているように見えます。両者の正確な法人格はどのようになっているのでしょうか？
- (4) タシケント市配電公社の組織図 (入手済み) にそれぞれの職員数を記入してください。

3 送電・変電設備

- 3.1 送電線と配電線の定義が我々の考えているものと違うようなので、この点を明確にしてください。
- 3.2 Tash Gorpes と Uzbekenergo の設備上の責任分界点はどこでしょうか？
- 3.3 TashGorpes の設備の単線結線図と系統地図・地図情報・説明図を提供してください。

4 配電設備の状況

- 4.1 添付の表 2 と 3 を埋めてください。(表 2 は最も普通に用いられている配電設備の構成要素と履歴です。表 3 は表 2 で使われている電線やケーブルの仕様です)
- 4.2 表 2 に加えて、設備の老朽化を数値的あるいは論理的に説明できるデータがあれば、それを提供してください。
- 4.3 配電システムを計画する場合の設計クライテリアと基準を教えてください。
- 4.4 架空線および地中線の典型的な設計図を幾つか頂けないでしょうか。
- 4.5 既存の老化設備を更新するときの基準としてどのようなものがありますか？例えば、設備の使用年数や容量の限界などの考え方があると思います、
- 4.6 過去 10 年の設備更新および設備増強の時系列記録とそれに要した費用を教えてください。

5 供給サービスの質

- 5.1 供給サービスの質に関する統計
停電は何回くらい、どのくらいの規模で起きていますか？多くの国で使われている次のような指標を用意できるでしょうか？

a=総需要家数

b=停電需要家数

c=停電回数

d=停電時間(分)

指標： 1 需要家当たりの平均停電回数 = $(b \times c) / a$

1 需要家当たりの平均停電時間 = $(b \times d) / a$

指標の計算例の参考として、表 4 を参照してください。

5.2 電気事故とその原因の記録

裸線が電気事故率にどの程度影響を与えているのでしょうか？

5.3 過負荷の記録（年間の発生回数と影響を受けた需要家数）

事の重大さの程度を客観的に説明できる情報を提供してください。

5.4 電気の質

(1) 周波数変動（設計基準と実際の状態）

(2) フリッカー（同上）

(3) 電圧変動（同上）

6 環境

(1) トランス、ケーブル、その他の施設の冷却・絶縁油としてポリ塩化ビフェニール（PCB）を使っていますか？使用している場合には、それに対して何か規制はありますか？

(2) スイッチ類に六フッ化イオウを使用していますか？使用している場合は、何か規制はありますか？

7 電力会社の事業運営

7.1 電力損失

電力損失（技術損失と非技術損失の両方）について、特に以下の時系列データを頂きたい。

(1) Tash Gorpes:送電、変電、配電のレベル

ちなみに、Tash Gorpes の配電損失は 5.3% という情報も手にしていますが、これはどのようにこの数値を計算したのですか？さらに、さらにこの損失を技術損失と非技術損失に

分けることができますか？

(2) Uzbekenergo: 発電、送電、配電のレベル

7.2 電力取引と料金

我々は、Tash Gorpes は Uzbekenergo から卸し電力を購入し、それを最終消費者に供給しているものと推測している。補助金を含めて Tash Gorpes が実際に支払っている卸し料金が幾らであるのかを伺いたい。

また、料金に関連して、Tash Gorpes の需要家別の料金収入（料金表でなく収入額および販売電力量 kWh）も伺いたい。

7.3 Tash Gorpes の検針と請求システム

TashGorpes で使われている検針と請求システムの現状について、以下の情報を頂きたい。

- (1) 検針と請求の方法
- (2) 検針できていない、あるいは請求できていない需要家の割合および請求したが回収できていない請求書の割合
- (3) 請求金額を回収（入金）するまでの平均期間
- (4) 盗電および非合法的な電力使用の割合

7.4 Tash Gorpes の財務状況

我々には Tash Gorpes が市の会計から独立した勘定を持っているかどうか分からないが、市を含めた監督機関に毎年会計報告を行う必要があるはず。以下の財務報告書を頂きたい。

- (1) 損益計算書と貸借対照表を含む会計年報
- (2) 資金調達の方法

8 その他：タシケント市の地域熱供給システム

我々には旧ソ連では一般的に見られた地域熱供給システムがタシケントに存在するかどうかは分かりません。しかし、地域熱供給システムは通常冬季の家庭用暖房の電力需要を代替することから、もしタシケントにこのようなシステムが存在するならば、以下の情報を頂きたい。

- (1) 地域熱供給を運営する組織と TashGorpes との関係
- (2) システムに使われている技術。例えば、ボイラーや熱電併給システム
- (3) 冬季の熱需要の大きさと熱供給システムの能力
- (4) 電力と熱需要の代替関係

以上

表1 :TashGorpesとUzbekenergoの電力最大需要(MW)と電力消費量(KWh)の推移と予測

産業部門	1992	1993	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
住宅・家庭										
商業										
農業										
鉱・工業										
合計										
-										
住宅・家庭										
商業										
農業										
鉱・工業										
合計										
-										

産業部門	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
住宅・家庭										
商業										
農業										
鉱・工業										
合計										
-										
住宅・家庭										
商業										
農業										
鉱・工業										
合計										
-										

表2：配電設備の構成要素と履歴（記載例）

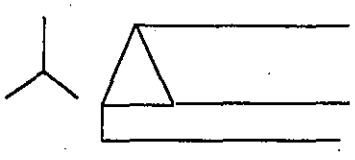
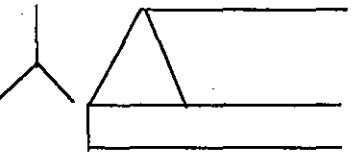
配電線の種類	電圧 (kV)	線路数	電気方式	建設年 (西暦)	設備量 (km)
架空線	10	10		～1962	0.9
				1963～1972	20
				1973～1982	1
				1983～1992	1
				1993～2002	0.4
				合計	23.3
地中ケーブル	10	10		～1962	20
				1963～1972	2500
				1973～1982	500
				1983～1992	198
				1993～2002	44.8
				合計	3262.8
・ ・ ・ ・	・ ・ ・ ・		・ ・ ・ ・		

表3：表2で使われている電線・ケーブルの仕様

<p>仕様書は次にデータを含んでいること。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 断面図 ・ 輸送容量 (MW) or 許容電流 (A) ・ 導体、絶縁体その他の材質 ・ 技術的な問題点

表4：指標の計算例

注：次の例は1年間に3回停電が発生したことを示している。

総需要家数：a = 100 (人)

停電発生日	影響を受けた 需要家数：b (人)	停電回数：c (回)	復旧に要した 時間：d (分)	b×c	b×d
1月1日	10	1	30	10	300
	5	1	60	5	300
	1	1	90	1	90
3月20日	20	1	90	20	1800
	10	1	120	10	1200
12月30日	30	1	90	30	2700
	10	1	120	10	1200
			合計	86	7590

需要家1人当たりの平均停電回数 = $\sum (b \times c) / a = 0.86$ [回/人/年]

需要家1人当たりの平均停電時間 = $\sum (b \times d) / a = 75.9$ [分/人/年]

「タシケント市配電網近代化調査」質問状への回答（カバーレター）

1 統計・一般的事項

1.1 （質問状 頁）表-1「電力消費量と電力の最大需要」参照。

1.2 同上。

1.3 （質問状 頁）表「需要者グループ別電力および熱エネルギー料金変更についての資料」参照。

2 電力部門の現状

(1) UZBEKENERGO は子会社のオーナーとして、経営を行うために子会社に自己の資産を受け渡している。子会社は UZBEKENERGO の所有資産を用いているが、経済的にも、法的にも独立している。

(2) タシケント市配電公社は、独立した株式会社で、株式の 51% は、資本金として UZBEKENERGO、に渡してあり公社はタシケント市の市行政府には従属していません。

(3) UZBEKENERGO は資本金として公社に引き渡した資産の所有者であり、国は UZBEKENERGO 設立の過程で発行した株式の所有者である。タシケント市配電公社は、その株の 51% を資本金として渡された資産の所有者であり、UZBEKENERGO の資本金に繰り込まれている。

(4) (質問状 頁) 表「タシケント市配電公社の組織図」参照。

3 送電・変電設備

3 - 1、3 - 2 頁および別紙 1 参照。

4 配電設備の状況

3 - 1、3 - 2 頁参照。

5 供給サービスの質

5 - 1、5 - 2、5 - 3 頁および別紙 1 参照。

6 環境

設問ごとにより詳細に規定された説明が必要（であり回答不能）。

7 電力会社の事業運営

7 - 1 ~ 7 - 8 頁参照。

8 その他：タ市での中央熱供給システム

タシケント市の中央熱供給システムおよびシステムに関連する企業（複数）は、市の行政府に帰属しており、情報提供不能。

タシケント市配電公社の配電網、変電所の更新プロジェクトに関する情報（「3 送電・変電設備」回答補足）

2003年7月1日現在でのタシケント市配電公社にて稼働している設備：

設 備 の タイ プ	出 力	単 位	数 量
VL - (架空線)	10 kV	km	23.35
VL-	6 kV	km	114.11
VL-	0.4 kV	km	2427.52
KL - (ケーブル線)	10 kV	km	3296.3
KL-	6 kV	km	1087.22
KL-	0.4 kV	km	2259.88
TP - (トランス変電所)	6 ~ 10 kV	基	4428
RP - (配電所)		基	169

ウズベキスタン共和国のエネルギー分野での構造改革の今後の深化、企業の投資活動の活性化や外国からの投資の誘致、安定したダイナミックな発展を目的として政府持株株式会社 Uzbekenergo は、2001～2010年のウズベキスタン共和国の発電システムの発展と更新計画を遂行しています。

株式会社タシケント市配電公社の既存の設備の近代化この計画では以下のことが予定されています。

1. 需要者への電力供給の安定性の向上を目的として毎年60 km以上の更新を伴う、延長800 kmの6～10 kVのケーブルの敷設換えを遂行する。トポグラフィック映像や建築・設計報告書（APZ）に基づく1 km当たりの価額は、3000万スムである。そのために16億スムを必要とする。土木作業（工事価額の25%）を含めると予想される経費は、22億5千万スムとなる。
2. 毎年70 km以上の更新を伴う、延長1000 kmのKL - 0.4 kVのケーブルの敷設換えを設計を含めて遂行する。トポグラフィック映像や建築・設計の結論に基づく1 km当たりの価額は、1600万スムである。そのために11億2千万スムを必要とする。土木作業（工事価額の20%）を含めると予想される経費は、13億4千4百万スムとなる。
3. 毎年70 km以上の更新を伴う、延長870 kmのVL - 0.4 kVのケーブルの敷設換えを外国の先進技術を取りいれて設計を含めて遂行する。裸線をセルフ・キャリアの絶縁線“SIP - Torsada”に交換する。1 km当たりの価額は、600万スムで、そのために4億2千万スムを必要とする。土木作業（工事価額の25%）を含めると予想される年間経費は、5億2千5百万スムとなる。全天候型のこの工法の導入と実施は、盗電の可能性をなくし、導入初年度から、修理やメンテナンス経費削減により経済効果をもたらす。オーバーホールなしでの理論的寿命は、50年。
4. 鉛の継ぎ手（接続管）の代わりに“Raikhen”社のものを採用し、25年まで寿命を延長。
5. 破損個所や老朽化設備の交換ともなう送電所（TP）の更新。毎年、50箇所以上のTPの改修が必要となり、1ヶ所当たりの価額は1千万スムで、全部で5億スムを要する。

- 6 . 古い金属製の設備を新しい技術を用いた設備（真空および電気・ガス遮断機）への更新の遂行。毎年、
1基のRPの価額が、2500万スムする配電所（RP）10箇所以上更新する必要があり、
そのために2億5千万スムを要する。取り付けおよび調整の費用は、3億2000万スム。
- 7 . 専用車や機械手段を配車場に補充する。
- 8 . 電力消費量の計測と支払いシステムの改善、そのために誘導式積算計を電子積算計に順次交換する必要がある。使用量計測器の作動に干渉しないように磁気カード付きが望ましい。
毎年、1台の計器の価額が75米ドルの計器25000台以上の交換が必要で、そのために187万5000米ドルを要する。取り付けおよび調整の費用は、200万米ドル。

これら全ての近代化プロジェクトが実現すれば、ウズベキスタン共和国の首都、タシケント市の需要者に停電なしで電力を供給することができる。

5 供給サービスの質（補足）

5.1 電力供給に関する統計

需要者への電力供給での事故停電の統計として毎日、未遂クレーム件数として記録され、クレームの対策実施済み件数、翌日に持ち越した件数も記録される。

毎月、下記の式にて未遂クレーム除去の機動性係数を計算している。

$K = 1 - b/a$ 、ここで、
a：受け付けられて未遂クレーム件数
B：翌日持ち越しとなった未遂クレーム

タシケント市配電会社の故障クレーム未処理報告書が、表の No.4(5 - 2 頁)に提示されている。設備や電力網の過負荷（オーバーロード）についてのデータは記録されていない。

6 kV、10 kV のケーブル線の電流（出力）に関する過負荷が観測されたようなある個別なケースの場合、KL - 6 kV、KL-10 kV もしくは、その他の電気設備の負荷低減を緊急に行う対策がとられる。

5.4 電気の質

配電網内の周波数チェックは Uzbekienergo の中央指令所（CDS）でおこなう。

系統内の周波数低下の際には、補足的な発電設備の稼働の決定がなされる。そして、共役している隣国の電力系統から電力の受け入れをおこなう。



25.07.03 № RP-01-21/154/

№ _____

Советнику Представительства
по формированию проектов
Японского Агентства
Международного
Сотрудничества JICA
Косюке Накаджима

Касательно: «Исследование в целях формулирования проекта по
исследованию Генерального Плана Модернизации Распределительных
Электросетей города Ташкента»

В соответствии с Вашим письмом от 11.07.2003 г. № 707
касательно «Исследование в целях формулирования проекта по
исследованию Генерального Плана Модернизации Распределительных
Электросетей города Ташкента», направляем Вам ответы по вопросу.

С уважением

Заместитель
Председателя Правления

Р.О. Раимов

Исп. ОПИИ 136 34 69

Ответы по вопроснику «Исследование в целях формулирования
проекта по исследованию Генерального Плана Модернизации
Распределительных Электросетей города Ташкента»

По разделу 1 «Статистика» смотрите приложения:

1.1 Смотрите табл. 1 «Расход электроэнергии и максимальная потребность в электроэнергии»:

1.2 См. табл. 1:

1.3 См. Табл. 2 «Справка об изменении тарифов на электро и теплоэнергию по группам потребителей» и табл. 2а «Справка об изменении тарифов на электро и теплоэнергию и цен на топливо».

По разделу 2 «Нынешнее состояние сектора энергетики»:

Открытое акционерное общество «Ташкентские городские электрические сети» (ОАО «ТашгорЭС») является самостоятельным акционерным обществом. 51 % акций АО переданы в Уставной фонд ГАК «Узбекэнерго» и ОАО «ТашгорЭС» не подчинен городской администрации г. Ташкента.

2.1. Отношение Узбекэнерго, его дочерних компаний и деловые функции отдельных компаний:

ГАК «Узбекэнерго» передает в хозяйственное ведение дочерним предприятиям свое имущество, оставаясь его владельцем. Дочерние предприятия используют собственность ГАК «Узбекэнерго», будучи экономически и юридически независимыми.

2.2. Является ли ТашгорЭС одной из дочерних компаний Узбекэнерго или учреждена как независимое юридическое лицо вне организационной структуры Узбекэнерго?

ОАО «ТашгорЭС» не является дочерним предприятием ГАК «Узбекэнерго». Оно создано на базе дочернего предприятия ДП «ТашгорЭС».

2.3. Нам кажется, что Узбекэнерго, с одной стороны, все еще полностью принадлежит правительству, а ТашгорЭС, с другой стороны, - городской администрации. Каков точный юридический статус этих предприятий коммунального обслуживания?

ГАК «Узбекэнерго» является собственником имущества переданного ему в уставной фонд, а государство является собственником акций, эмитированных в процессе создания ГАК «Узбекэнерго».

ОАО «ТашгорЭС» является собственником имущества, переданного в его уставной фонд. 51% акций ОАО «ТашгорЭС» переданы в уставной фонд ГАК «Узбекэнерго».

По разделу 3 «Объекты электропередачи и трансформаторные подстанции»-стр. **3-1, 3-2**.

По разделу 4 «Объекты для распределения электроэнергии»-стр. **3-1, 3-2**.

По разделу 5 «Качество энергоснабжения»-стр. **5-1, 5-2, 5-3**.

По разделу 6 «Окружающая среда».

Необходимы разъяснения по заданным вопросам.

По разделу 7 «Деловые операции электроэнергетической компании»-стр. **7-1 ÷ 7-8**.

По разделу 8 «Прочие: Система централизованного теплоснабжения в Ташкенте».- Система централизованного теплоснабжения г. Ташкента, предприятия этой системы подчинены городской администрации г. Ташкента. ГАК «Узбекэнерго» не может предоставить информации по этому разделу.

ОБ АКЦИОНИРОВАНИИ ТАШГОРПЭС

В 2002г в соответствии с распоряжением УГКИ по г.Ташкенту № 91 от 14.05.02 " О разгосударствлении имущества ТашГорПЭС " Дочернее предприятие ТашГорПЭС переведено в Открытое Акционерное Общество.

Размещен проспект Эмиссии в Депозитарии (I-я Эмиссия), подписан тройственный договор-соглашение о взаимных обязательствах сторон (ОАО ТашГорПЭС - ГЭК Узбекэнерго - ГКИ), а также подготовлены ряд необходимых документов.

- положения о Наблюдательном Совете, Ревизионной и Счетной комиссии и т.д., подлежащих утверждению на общем собрании акционеров. Приказом ГКИ по г.Ташкенту № 198 от 19.06.03 внесено изменение в распоряжение № 91 от 14.05.02 в части распределения Уставного фонда, составляющего на 01.01.02 9746100000 сум. Уставной фонд распределен следующим образом:

51 % - 4970510000 сум - доля государства, которая будет направлена для формирования Уставного фонда ГЭК Узбекэнерго

49 % - 4678130000 сум - для иностранного инвестора, подлежащая реализации за свободно конвертируемую валюту

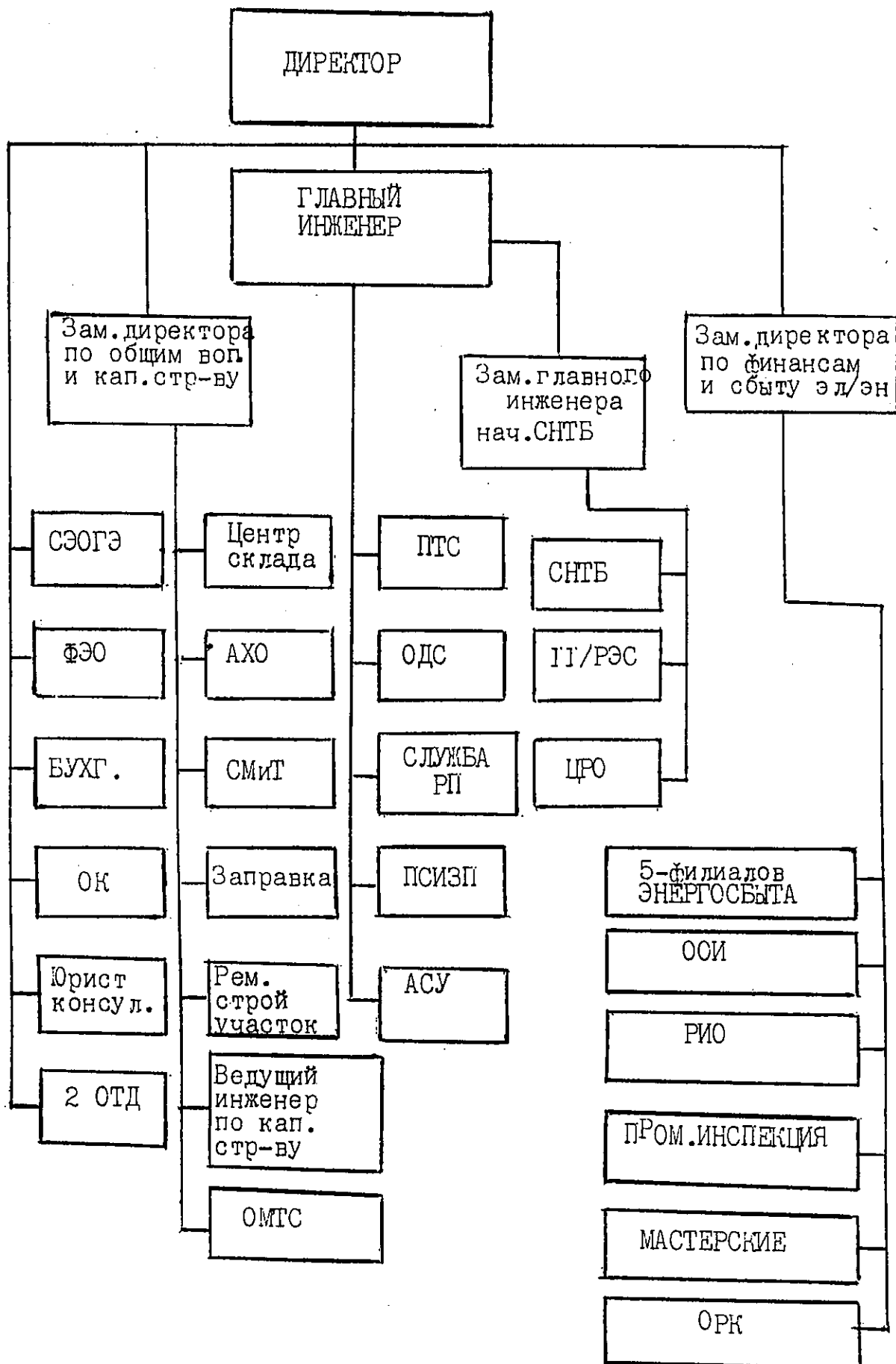
1 % - 97460000 сум - доля коллектива ОАО ТашГорПЭС.

Номинальная стоимость одной акции 10000 сум.

30 июня 2003г проведено первое заседание Совета ОАО ТашГорПЭС.

В настоящее время ведутся работы по привлечению иностранного инвестора.

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ТАШГОРПЭС



На 17.07.03 года численность ТашГорПЭС составляет 1342 человека.

Раздел 3 «Объекты электропередачи и трансформаторных подстанций».

П. 3 и п. 4 «Информация о проектах реконструкции распределительных сетей и подстанций ОАО «ТашгорЭС».

На 01.07.03 г. в ОАО «ТашгорЭС» эксплуатируется:

Тип оборудования	Мощность	Ед. изм.	Кол-во
ВЛ- (воздушные линии)	10 кВ	км	23,35
ВЛ-	6 кВ	км	114,11
ВЛ-	0,4 кВ	км	2427,52
КЛ- (кабельные линии)	10 кВ	км	3296,3
КЛ-	6 кВ	км	1087,22
КЛ-	0,4 кВ	км	2259,88
ТП- (трансформаторный пункт)	6-10кВ	шт	4428
РП- (распределительный пункт)		шт	169

В целях дальнейшего углубления структурных преобразований в энергетике республики, активизации инвестиционной деятельности предприятий и широкого привлечения иностранных инвестиций, достижения устойчивого и динамичного развития, ГАК «Узбекэнерго» проводится программа развития и реконструкции энергосистемы Республики Узбекистан на 2001-2010 годы.

В рамках данной программы для модернизации существующего оборудования ОАО «ТашгорЭС» намечено:

1. В целях повышения надежности электроснабжения потребителей выполнить перекладку кабелей 6-10 кВ протяженностью 800 км, с ежегодной реконструкцией не менее 60 км, стоимостью 30 млн. сум за 1 км, с проектом, архитектурно-проектным заключением (АПЗ), топографической съемкой. Для чего необходимо 1 600 млн. сум. Со строительными-монтажными работами (составляющими 25% стоимости работ), ожидаемые затраты будут равны 2250 млн. сум.

2. Выполнить перекладку КЛ-0,4 кВ протяженностью 1000 км, с ежегодной реконструкцией не менее 70 км стоимостью 16 млн. сум за 1 км, с учетом проектирования, архитектурно-проектного заключения, топографической съемкой, для чего необходимо 1120 млн. сум, со строительными-монтажными работами (составляющими 20% стоимости работ), ожидаемые затраты будут равны 1344 млн. сум.

3. Выполнить реконструкцию ВЛ-0,4 кВ протяженностью 870 км, с ежегодным переводом не менее 70 км линий на передовую технологию зарубежных стран: замена голых проводов на самонесущие изолированные провода «СИП-Торсада», стоимостью 6,0 млн. сум за 1 км, для чего необходимо 420 млн. сум. Со строительными-монтажными работами (составляющими 25% стоимости работ), ожидаемые затраты в год составят 525,0 млн. сум. Ввод и эксплуатация данной технологии, надежной в работе в любую погоду, исключает возможность хищения электроэнергии, дает экономический эффект уже в первый год эксплуатации за счет снижения расходов на ремонт и техническое обслуживание. Расчетный срок службы без капитального ремонта 50 лет.

4. Применение муфт фирмы «Райхен» взамен свинцовых, что увеличивает срок службы муфт до 25 лет.

5. Реконструкция трансформаторных пунктов (ТП) с заменой поврежденного и морально устаревшего оборудования. Ежегодно необходимо реконструировать не менее 50 штук ТП стоимостью 10 млн. сум за каждую, для чего необходимо 500 млн. сум.

6. Проведение реконструкции оборудования с использованием новых технологий (вакуумные и элегазовые выключатели) на старых металлоконструкциях. Ежегодно необходима реконструкция не менее 10 распределительных пунктов (РП) стоимостью 25 млн. сум за одну РП, для чего необходимо 250 млн. сум. С монтажом и наладкой затраты составят 320 млн. сум.

7. Пополнение парка спецмашин и механизмов.

8. Усовершенствование системы учета и оплаты за электрическую энергию, для чего необходимо последовательно заменять индукционные счетчики электронными, желательно с магнитными карточками, для исключения вмешательства в работу приборов учета. Ежегодно необходимо заменять не менее 25000 счетчиков стоимостью 75 долларов США за каждый прибор, для чего потребуется 1875000 долларов США. С монтажом и наладкой затраты составят 2 млн. долларов США.

Реализация всех этих проектов модернизации позволит бесперебойно снабжать электрической энергией потребителей в столице Республики Узбекистан, г. Ташкенте.

Раздел 5 «Качество энергоснабжения».

Качество энергоснабжения.

Статистика по энергоснабжению.

Для статистики аварийных перерывов в энергоснабжении потребителей, ежедневно регистрируется количество не выполненных заявок (н/в), количество выполненных заявок, а также оставшихся на второй день, и ежемесячно вычисляется коэффициент оперативности устранения невыполненных заявок по формуле:

$K=1-v/a$, где

а - количество принятых н/в заявок,

в- количество н/в заявок, оставшихся на второй день.

Отчет по н/в заявкам повреждений по ОАО «ТашгорЭС» представлен в таблице № 4 (стр.5-2).

Регистрация данных о перегрузке оборудования и электрических сетей не ведется. В тех единичных случаях, когда обнаруживается перегрузка по току (мощности) кабельных линий 6 кВ, 10 кВ, принимаются меры по незамедлительной разгрузке этих КЛ- 6 кВ, КЛ- 10 кВ или же другого электрооборудования.

Качество электроэнергии.

Контроль за частотой в электрических сетях ведет ЦДС (Центральная диспетчерская служба) ГАК «Узбекэнерго».

При снижении частоты в системе принимаются решения по вводу дополнительных генерирующих мощностей, и осуществляется прием мощностей от энергосистем сопредельных государств.

О Т Ч Е Т

по н/в заявкам повреждений по ОАО ТашГорПЭС

Таблица № 4.

Г о д	Месяц	Количество н/в заявок		Коэффициент оперативности устранения н/в заявок, к
		Принято, а	Осталось на 2-й день, в	
2001	Январь	3772	88	0,98
	Февраль	2650	26	0,99
	Март	2504	14	0,99
	Апрель	2478	13	0,99
	Май	3952	134	0,97
	Июнь	3363	90	0,97
	Июль	2547	31	0,99
	Август	2358	11	0,99
	Сентябрь	1928	14	0,99
	Октябрь	3493	95	0,97
	Ноябрь	2617	7	0,99
	Декабрь	3867	27	0,99
Всего за 2001 год		35529	550	0,98
2002	Январь	2967	20	0,99
	Февраль	3254	100	0,97
	Март	3833	155	0,96
	Апрель	4130	158	0,96
	Май	4561	300	0,93
	Июнь	5418	318	0,94
	Июль	4079	419	0,90
	Август	2723	25	0,99
	Сентябрь	1861	1	1,0
	Октябрь	2114	6	1,0
	Ноябрь	2911	192	0,93
	Декабрь	6167	390	0,94
Всего за 2002 год		44018	2084	0,95

	1	2	3	4	5
2003	Январь		2820	23	0,99
	Февраль		3191	175	0,95
	Март		3299	21	0,99
	Апрель		2841	65	0,98
	Май		4768	339	0,93
	Июнь		5576	1141	0,8
За I-е полугодие 2003г.			22495	1764	0,92

Раздел 7 «Деловые операции электроэнергетической компании».

Ўзбекистон Республикаси Молия вазирлигининг 2002 йил 7 февралдаги 31-сонли буйруғига 1-сонли илова.

Приложение № 1 к приказу Министра финансов Республики Узбекистан от 7 февраля 2002 года № 31.

БУХГАЛТЕРИЯ БАЛАНСИ — 1-сонли шакл
БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС — форма № 1

_____ 200__ йилга
на 1 Января _____ 2003 год

Корхона, ташкилот _____
Презирятие, организация _____

ОАТТ Ташх Зорпазо

Тармоқ (фаолият тури) _____
Отрасль (вид деятельности) _____

Энергетика

Давлат мулкни бошқариш органи _____
Орган управления государственным имуществом _____

Улчас бирлиги, минг сўм _____
Единица измерения, тыс. сум _____

Манзилгоҳ _____
Адрес _____

Т.п. Маварацуннак, б.

БХУТ буйича 1-шакл Форма № 1 по ОКУД	Кодлар Коды		
Сана (йил, ой, кун) Дата (год, число, месяц)	0710001		
КТУТ буйича по ОКПО	2003	01	01
ХХТУТ буйича по ОКНХ	18150533		
КТУТ буйича по ОКПО	11170		
Назоратдаги миқдор Контрольная сумма			

Жўнатилган сана Дата высылки	
Қабул қилинган сана Дата получения	
Топшириш муддати Срок представления	

Кўрсаткичларнинг номи Наименование показателей	Сатр коди Код строки	Хисобот йили бошига На начало отчетного года	Хисобот йили охирига На конец отчетного года
1	2	3	4
АКТИВ			
I. Узоқ муддатли активлар			
I. Долгосрочные активы			
Асосий воситалар:			
Основные средства:			
бошланғич (қайта тиклаш) қиймат (01, 03) первоначальная (восстановительная) стоимость (01, 03)	010	22108289,9	22484568,5
эскириш (02) износ (02)	011	12329975,3	14081814,6
қолдиқ қиймат (010-011) остаточная стоимость (010-011)	012	9778314,6	8402753,9
Номоддий активлар:			
Нематериальные активы:			
бошланғич қиймат (04) первоначальная стоимость (04)	020		
эскириш (05) износ (05)	021		
қолдиқ қиймат (020-021) остаточная стоимость (020-021)	022		
Капитал қўйилмалар (07, 08) Капитальные вложения (07, 08)	030	—	48329,9
Шўъба хўжалик жамиятларидаги акциялар (06) Акции в дочерних хозяйственных обществах (06)	040		
Шўъба хўжалик жамиятларига берилган қарзлар (06) Займы, предоставленные дочерним хозяйственным обществам (06)	050		
Қарам хўжалик жамиятларлардаги акциялар (06) Акции в зависимых хозяйственных обществах (06)	060		
Қарам хўжалик жамиятларига берилган қарзлар (06) Займы зависимым хозяйственным обществам (06)	070		
Узоқ муддатли инвестициялар (06) Долгосрочные инвестиции (06)	080		
Бошқа қарзлар (08) Прочие займы (06)	090		
Бошқа активлар Прочие активы	100		
I бўлим бўйича жами (012+022+030+040+050+060+070+080+090+100) Итого по разделу I (012+022+030+040+050+060+070+080+090+100)	110	4778314,6	8457083,8
II. Жорий активлар			
II. Текущие активы			
Ишлаб чиқариш захиралари (10, 11 12-13, 15, 16) Производственные запасы (10, 11, 12-13, 15, 16)	120	150239,5	395556,4
Тугалланмаган ишлаб чиқариш (20, 21, 23, 29) Незавершенное производство (20, 21, 23, 29)	130		
Тайёр маҳсулот (40) Готовая продукция (40)	140		

07 13232,0
08 35097,9

Кўрсаткичларнинг номи Наименование показателей	Сатр коди Код строки	Ҳисобот йили бошига На начало отчетного года	Ҳисобот йили охирига На конец отчетного года
1	2	3	4
диган товарлар (41-42) перепродажи (41-42)	150		
сарфлари (31) ущих периодов (31)	160		
ари (51, 55, 56, 57) редства (51, 55, 56, 57)	170	187005,8.	41433,1.
аглари (50, 52, 55, 56, 57) редства (50, 52, 55, 56, 57)	180		
л маблағлари (50) редства в касса (50)	190	0,1.	
гли молиявий қўйилмалар (58) ые финансовые вложения (58)	200		
ан хусусий акциялар (56) е собственные акции (56)	210		
р, жами 250+260+270+280+290+300) всего 40+250+260+270+280+290+300)	220	9255289,5	14574476,6
ов муддати ўтган дебиторлик қарзлари роченная дебиторская задолженность	221	-	3136575,3.
буортмачилар билан ҳисоблашишлар (62-82) окупателями и заказчиками (62-82)	230	9128594,4.	14041266,6.
с) тўловлари (61) латежи (61)	240		
ан ҳисоблашишлар (68) юджетов (63)	250	5244,9	25574,3.
ациялар бўйича ходимлар билан ҳисоблашишлар ерсоналом по прочим операциям (73)	260		
рам жамиятлар билан ҳисоблашишлар (78) рчерними и зависимыми хозяйственными и (78)	270	91852,5	239687,0
даги ҳисоблашишлар (79) йственные расчеты (79)	280		
р билан ҳисоблашишлар (75) редителями (75)	290		
торлик қарзлари (63, 70, 71, 76) сть прочих дебиторов (63, 70, 71, 76)	300	29597,7.	268008,7.
йича жами -140+150+160+170+180+190+200+210+220) аделу II -140+150+160+170+180+190+200+210+220)	310	9592534,9.	15011466,1.
ансникг активи бўйича ЖАМИ (110+310) ВСЕГО по активу баланса (110+310)	320	19370849,5	23462549,9

Ўзбекистон Республикаси Молия вазирлигининг 2002 йил 7 февралдаги 31-сонли буйруғига 2-сонли илова.

Приложение № 2 к приказу Министра финансов Республики Узбекистан от 7 февраля 2002 года № 31.

**МОЛИЯВИЙ НАТИЖАЛАР ТЎҒРИСИДАГИ ҲИСОБОТ — 2-сонли
ОТЧЕТ О ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ — форма № 2**

1 январдан _____ 200__ йилгача
с 1 января по 1 января _____ 2003 года

Корхона, ташкилот _____
Предприятие, организация

ОАВ Таш ТоргТЭС

Тармоқ (фаолият тури) _____
Отрасль (вид деятельности)

Энергетика

Давлат мулкани бошқариш органи _____
Орган управления государственным имуществом

Ўлчов бирлиги, минг сўм
Единица измерения, тыс. сум.

Манзилгоҳ
Адрес Тўра Мава рақинах Р. 6.

Кодлар Коды		
0710002		
БХУТ бўйича 2-шакл Форма № 2 по ОКУД		
Сана (йил, ой, кун) Дата (год, число, месяц)		
КТУТ бўйича по ОКПО		
ХХТУТ бўйича по ОКНХ		
КТУТ бўйича по ОКПО		
Назоратдаги миқдор Контрольная сумма		

Жўнатилган сана
Дата высылки

Қабул қилинган сана
Дата получения

Топшириш муддати
Срок предоставления

II

Курсаткичлар Показатели	Сатр раками Номер строки	Утган йилнинг шу даврида За соответствующий период прошлого года		Хисобот даврида За отчетный период	
		даромадлар (фойда) доходы (прибыль)	харажатлар (зарар) расходы (убыток)	даромадлар (фойда) доходы (прибыль)	харажатлар (зарар) расходы (убыток)
1	2	3	4	5	6
Маҳсулот (иш, хизмат) сотишдан тушган тушум <i>д.а.</i> Выручка от реализации продукции (работ, услуг) <i>д.а.</i>	010	6967853,7	x	32380843,1	x
Кўшилган қиймат солиғи	020	x	900646,3	x	4053584,5
Налог на добавленную стоимость	030	x		x	
Акциз солиғи	040	x		x	
Экспорт бўйича божхона божлари	050		x		x
Экспортные таможенные пошлины	050	6067207,4		28327258,6	
Маҳсулот (иш, хизмат)ларни сотишдан олинган соф тушум (010-020-030-040) Чистая выручка от реализации продукции (работ, услуг) (010-020-030-040)	050		x		x
Сотилган маҳсулот (иш, хизмат)ларнинг ишлаб <i>д.а.</i> чиқариш таннари	060	x	5575196,6	x	29975927,9
Производственная себестоимость реализованной продукции (работ, услуг)	060		459899,5		3498290,0
Маҳсулот (иш, хизмат)ларни сотишдан тушган ялли фойда (зарар) (050-060) Валовая прибыль (убыток) от реализации продукции (работ, услуг) (050-060)	070	32144,3		1552440,7	
Сотиш харажатлари	080	x	127360,6	x	720074,4
Расходы по реализации	090	x	18445,2	x	127314,7
Маъмурий харажатлар	100				
Административные расходы	100	1073406,5	740355,9	192853,3	3618492,2
Асосий фаолиятнинг бошқа жараёнларидан даромадлари ва: харажатлари	105	x		x	
Прочие операционные расходы и доходы от основной деятельности	105				
Келгусида солиққа тортиладиган базадан чиқариладиган ҳисобот даври харажатлари	110				
Расходы отчетного периода, исключаемые из налогооблагаемой базы в будущем	110	219356,1			2720784,2
Асосий фаолиятнинг фойдаси (зарари) (070-080-090-105+100) Прибыль (убыток) от основной деятельности (070-080-090-105+100)	120				
Шўба ва қарам ҳўжалик жамиятларидан олинган дивидендлар	120		x		x
Дивиденды, полученные от дочерних и зависимых хозяйственных обществ	125		x		x
Бошқа олинган дивидендлар	130				
Прочие дивиденды полученные	130				
Шўба ва қарам ҳўжалик жамиятларидан олинган ва берилган қарзлар бўйича фўизлар	135				
Проценты по займам, полученным и выданным дочерним и зависимым хозяйственным обществам	140				
Бошқа тўланган ва олинган фўизлар	145				
Прочие проценты, уплаченные и полученные	145	80,8		474,3	
Валюта курс фарқи	150				
Курсовые валютные разницы	150				
Молиявий фаолият бўйича бошқа даромад ва харажатлари	160				
Прочие доходы и расходы по финансовой деятельности	160				
Умумҳўжалик фаолиятнинг фойдаси (зарари) (110+120+125+130+135+140+145) Прибыль (убыток) от общехозяйственной деятельности (110+120+125+130+135+140+145)	170	219436,9			2719710,1
Фавқулўддаги фойда ва зарар	170				
Чрезвычайные прибыли и убытки	170	219436,9			
Даромад (фойда) солиғи тўлангунга қадар фойда (зарар) (150 ±160)	180				
Прибыль (убыток) до уплаты налога на доход (прибыль) (150 ±160)	180				
Даромад (фойда)дан солиқ	190	x	139287,4	x	
Налог на доходы (прибыли)	190	x	6412,0	x	
Юқоридаги моддаларга кирмайдиган бошқа солиқ ва ажратмалар	200				
Прочие налоги и отчисления, не входящие в вышеперечисленные статьи	200				
Хисобот давридаги соф фойда (зарар) (170-180-190) Чистая прибыль (убыток) отчетного периода (170-180-190)	200	73737,5			2219710,

**БЮДЖЕТГА ТЎЛАНМАЛАР ТЎҒРИСИДА МАЪЛУМОТ
СПРАВКА_О ПЛАТЕЖАХ В БЮДЖЕТ**

Кўрсаткичнинг номи Наименование показателя	Сатр коди Код строки	Ҳисобланган миқдор Причисляется по расчету	Ҳақиқатда тўланган Фактически внесено
Даромад (фойда) дан солиқ, шу жумладан: Налог на доходы (прибыль), в том числе:	210	3498,0	143060,9
юрідик шахслардан с юридических лиц	211		
ҳисмоний шахслардан с физических лиц <i>мароҳаф. и а. и. и.</i>	212	269176,7	230724,2
Ялпи даромаддан солиқ Налог на валовой доход	220		
Ягона ер солиғи Единый земельный налог	230	21837,2	20472,0
Ягона солиқ Единый налог	240		
Қўшилган қиймат солиғи Налог на добавленную стоимость	250	202219,3	704962,4
Акциз солиғи Акцизный налог	260		
Ер ости бойликларидан фойдаланганлик учун солиқ Налог за пользование недрами	270		
Экология солиғи Экологический налог	280	38194,9	66092,7
Сувдан фойдаланиш тўловлари Налог за пользование водными ресурсами	290	372,0	307,0
Экспорт буйича божхона божлари Экспортные таможенные пошлины	300		
Импорт буйича бож тўловлари Импортные пошлины	310		
Мол-мулк солиғи Налог на имущество	320	134791,5	110435,5
Ер солиғи (ер учун тўланма) Земельный налог	330		
Реклама солиғи Налог на рекламу	340		
Инфраструктура ривожлантириш солиғи Налог на развитие инфраструктуры	350	197,0	7358,7
Бошқа солиқлар Прочие налоги	360	206,2	55,3
Маҳаллий бюджетга тўланмалар Платежи в местный бюджет	370		
Бюджет тўловларининг кечиктирилиши туфайли белгиланган молиявий огоҳлантиришлар Финансовые санкции за просроченные платежи в бюджет	380	99,9	99,9

1271592,7

1286571,6



Расчетные электросчетчики предназначенные для расчетов потребителей с энергоснабжающей организацией за израсходованную электроэнергию приобретаются и устанавливаются потребителями и передаются безвозмездно на баланс энергоснабжающей организации. Подключение расчетных приборов и их плановая замена выполняется персоналом энергоснабжающей организации.

Ежемесячно, в сроки установленные договором на потребление электроэнергии, представителем потребителя считываются показания расчетных счетчиков и информация предоставляется в энергоснабжающую организацию для последующего расчета. Энергоснабжающая организация производит расчет и выставляет платежное требование на инкассо. Оплата за потребленную энергию производится путем безакцептного списания со счета потребителя на основании поступившего платежного требования. Такой порядок оплаты действует для всех групп потребителей, за исключением бытовых абонентов. Для бытовых абонентов принят порядок оплаты самообслуживанием (потребитель самостоятельно выписывает квитанцию и оплачивает в кассах). Вновь вводимые потребители, в случае отсутствия счетчиков, не подключаются к электросетям, независимо от группы потребителей, к которой они относятся. Исключение делается только в отдельных случаях для бытовых потребителей, но в данной ситуации расчет с абонентом производится по временной шкале, разработанной и утвержденной совместно с городским Хокимятом.

Независимо от группы потребителя для оплаты потребленной энергии, на расчетные счета потребителей выставляются платежные требования, взимание платы производится путем безакцептного списания с указанных счетов.

Пакет документов представляемые в банки на инкассо состоит из платежного требования, счета, счета-фактуры.

Расчетный период составляет срок в 30 дней Один раз в месяц, в сроки оговоренные условиями договора, потребитель представляет показания приборов учета. Расчетные службы энергоснабжающей организации производят расчет и распечатку документов, которые после проверки и окончательного оформления бухгалтерией сдаются в банк энергоснабжающей организации.

Сроки сдачи платежных документов определен до 5 числа месяца следующего за расчетным, периодичность - ежемесячно.

Банк энергоснабжающей организации производит рассылку документов по банком потребителей электроэнергии.

Средний срок прохождения платежей с момента выставления счета в банк по платежеспособным потребителям 5-7 дней.

Перечисление денежных средств на счет Узэнергосбыта производится банком ежедневно.

Таблица 1. Расход электроэнергии и максимальная потребность в электроэнергии.

Регион	Пункт	Ед.	Сектор	1992	1993	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Район обслуживания ТашгорЭС	Расход электро энергии	ГВтч	Жилой	845,6	827,3	800,2	923,2	902,7	834,7	816,3	905,4	916,3	865,2
			Коммерческий	1264,2	1042,5	1104,3	1133,4	1284,3	1070,0	1108,8	1204,8	1153,6	1003,№
	Сельскохозяйственный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Промышленный	1833,2	1763,4	1899,0	1943,2	1862,3	1796,4	1944,5	1863,4	1777,0	1863,4	1777,0	1968,4
Итого	3943,0	3633,2	3803,5	3999,3	4040,3	3691,1	3869,2	3973,6	3846,9	3973,6	3846,9	3836,9	
	Макс.пот ребность	МВт											
Вся страна	Расход электро энергии	ГВтч	Жилой	6400	7000	6400	6700	6700	7000	7400	6500	5900	5800
			Коммерческий	10940	11300	11030	10960	10740	10960	11550	11520	10830	10000
	Сельскохозяйственный	11000	10600	11800	11700	12600	11200	10400	10500	11200	11200	11800	
	Промышленный	20400	19310	15960	16800	16630	16150	16590	17900	16000	16000	16500	
Итого	42330	41190	38870	39470	39940	38310	38520	39470	37930	39470	37930	38300	
	Макс.пот ребность	МВт	7837	7900	7379	7478	7476	7679	7494	7571	7567	7925	

С 2003 г. показаны планируемые показатели

Регион	Пункт	Ед.	Сектор	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Район обслуживания ТашгорЭС	Расход электро энергии	ГВтч	Жилой	1360,8	1291,7	1319,1	1353,6	1271,8	1300,3	1197,8	1235,4	1283,9	1240,7
			Коммерческий	1020,0	1198,0	1131,2	1238,4	1293,4	1346,7	1220,4	1258,4	1273,8	1342,1
	Сельскохозяйственный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Промышленный	1970,4	1732,1	1843,1	1942,1	1903,3	2093,4	1993,7	1833,8	1974,5	1833,8	1974,5	1981,8
Итого	4351,2	4221,3	4293,4	4534,1	4465,5	4740,4	4411,9	4587,6	4632,2	4587,6	4632,2	4564,6	
	Макс.пот ребность	МВт											
Вся страна	Расход электро энергии	ГВтч	Жилой	6000	6210	6420	6650	6880	7070	7320	7530	7750	8000
			Коммерческий	10340	10720	11070	11470	11850	12190	12610	12980	13370	13780
	Сельскохозяйственный	12200	12630	13060	13530	13990	14390	14880	15310	15780	16270	16270	
	Промышленный	17060	17670	18270	18920	19560	20120	20810	21410	22060	22750	22750	
Итого	39600	41000	42400	43900	45400	46700	48300	49700	51200	51200	52800		
	Макс.пот ребность	МВт	7950	7859	8137	8398	8659	8917	9195	9472	9753	10030	

В коммерческий сектор вошли показатели, которые не учитываются по другим секторам.

№2 п/п	Группа по потребителям	Единица измерения	Среднегодовые тарифы									
			С 01.08.1999 г.	С 01.08.2000 г.	С 01.08.2001 г.	С 01.10.2001 г.	С 01.04.2002 г.	С 01.06.2002 г.	С 01.08.2002 г.	С 01.10.2002 г.	С 01.12.2002 г.	С 01.02.2003 г.
	ных электропитаниями	сум	1,75	2,35	2,75	3,25	3,70	4,00	4,35	4,75	5,15	5,60
III	Электроэнергия, используемая на нужды отопления, горяч. водоснабж.	сум	20,00	23,40	26,90	30,60	33,00	33,05	33,50	34,00	34,00	34,00
IX	Реклама и иллюминация	сум	70,00	80,00	92,00	104,70	105,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00
X	Хозяйственные нужды энергосистемы	сум	4,40	5,15	5,90	6,70	7,30	8,00	8,90	9,70	10,65	
	Итого:	сум	4,70	5,50	6,50	7,40	8,00	8,70	9,52	10,31	11,20	
<u>Теплоэнергия</u>												
	Индекс увеличения (раз)		1,40	1,16	1,15	1,14	1,082	1,087	1,090	1,084	1,087	
I	Промышленные и приравненные к ним потребители	сум/Гкал	2240	2600	3000	3420	3700	4020	4370	4735	5145	
II	Оптовые потребители-перепродавцы	сум/Гкал	1895	2170	2500	2850	3080	3350	3700	4010	4360	
III	Хозяйственные нужды энергосист.	сум/Гкал	1025	1630	2100	2460	2660	2900	3200	3470	3775	
	Итого:		2136,6	2476,5	2850,3	3249,3	3514,7	3820,2	4165,1	4513,3	4905,0	

tarif

САЛОН 1 XLS

Код	Наименование	с 01.01.1992г.		с 01.05.1993г.		с 01.07.1994г.		с 01.09.1994г.		с 01.12.1994г.		с 01.01.1995г.		с 01.04.1995г.		с 01.07.1995г.		с 01.08.1997г.		с 01.01.1998г.	
		кв.	руб/гидр	кв.	руб/гидр	кв.	руб/гидр	кв.	руб/гидр	кв.	руб/гидр	кв.	руб/гидр	кв.	руб/гидр	кв.	руб/гидр	кв.	руб/гидр	кв.	руб/гидр
1	Базис	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	Базис	9,4	1,8	4,4	1,8	4,4	1,8	4,2	1,5	4,0	1,7	1,20	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
	Базис	137	1288	2346	10300	18540	18540	18,54	77,87	117,0	468	594	713	713	713	720	720	720	720	720	720
	Базис	118	1109	2070	8899	16000	16000	16	67,20	101,0	404	513	616	616	620	620	620	620	620	620	620
	Базис	126	1184	2160	9590	17100	17100	17,10	71,82	106,0	422	547	659	659	660	660	660	660	660	660	660
	Базис	154	1240	2290	10090	18140	18140	18,14	76,59	115,0	460	584	701	701	710	710	710	710	710	710	710
	Базис	137	1288	2346	10300	18540	18540	18,54	77,87	117,0	468	594	713	713	720	720	720	720	720	720	720
	Базис	139	1307	2380	10770	18940	18940	18,94	79,15	119,0	474	602	726	726	730	730	730	730	730	730	730
	Базис	151	1419	2580	11350	20430	20430	20,43	85,81	129,0	516	655	786	786	790	790	790	790	790	790	790
	Базис	91	855	1540	6640	12350	12350	12,35	51,87	78,0	312	396	475	475	475	475	475	475	475	475	475
	Базис	42	395	720	10100	18540	18540	18,54	77,87	117,0	468	594	699	699	699	699	699	699	699	699	699
	Базис	43	404	740	11580	20430	20430	20,43	85,81	129,0	516	655	786	786	790	790	790	790	790	790	790
	Базис	20	188	340	5900	2700	2700	2,70	11,34	17,0	68	81	103	103	110	110	110	110	110	110	110
	Базис	39	777	870	3950	5540	5540	5,54	22,70	34,0	136	178	208	208	210	210	210	210	210	210	210

БС (2487x342x256 gr)

JICA