

5.3 Производственный и Финансовый вклад ДП «ТашТЭС»

5.3.1 Производственный Вклад (Выработка) ДП «ТашТЭС»

В данной Главе рассматривается вклад производства ДП «ТашТЭС». В первом подпункте дано сравнение выработки ДП «ТашТЭС» с общей выработкой в Республике Узбекистан, с целью показа рабочих характеристик ДП «ТашТЭС». Во втором подпункте, исследуется месячная выработка. Дается также описание взаимосвязи ТЭС с гидроэнергетикой, сельскохозяйственной ирригацией и работой водохранилища. В четвертом подпункте дается описание видов топлива, используемых на ДП «ТашТЭС».

(1) Выработка ДП «ТашТЭС» в общей выработке в Узбекистане

Общая установленная генерирующая мощность 12 (двенадцати) существующих энергоблоков ДП «ТашТЭС» была 2,230 МВт., согласно первоначальному техническому паспорту энергоблоков; текущая мощность оценивается в 1,750МВт. Мощность 1,750МВт соответствует 18 % от общей установленной мощности 9,669МВт всех тепловых электростанций, теплоцентралей и ГЭС Узбекистана, и 23 % общей мощности тепловых станций Узбекистана - 7,730МВт, как показано в Таблице 5.3-2.

ДП «ТашТЭС» производит около 20 % общей выработки ТЭС, теплоцентралей и ГЭС Узбекистана. Валовая выработка каждой станции также показана в Таблице 5.3-2. Тот факт, что ДП «ТашТЭС» производит 20% электроэнергии в Узбекистане показывает большой вклад ДП «ТашТЭС», которая является одной из важнейших электростанций, в развитие промышленности и жизни людей.

Таблица 5.3-1 Выработка Тепловых Электростанций в Узбекистане.

ТЭС	Год ввода в эксплуатацию	Топливо	Мощн (МВт)	2001 Выработка		2002 Выработка	
				(МВт/ч)	КМ	(МВт/ч)	КМ
Ангрен	1953	уголь	200	581,853	33.2%	549,624	31.4%
Ново-Ангрен	1961	газ-уголь	1,750	7,881,617	51.4%	7,674,334	50.1%
Навои	1962	газ-мазут	1,000	6,823,619	77.9%	5,935,548	67.8%
Тахиаташ	1962-1974	газ-мазут	770	2,933,419	43.5%	2,936,411	43.5%
Ташкент	1963-1971	газ-мазут	1,770	10,502,719	67.7%	10,315,266	66.5%
Сыр-Дарья	1972-1981	газ-мазут	2,340	12,477,762	60.9%	13,148,310	64.1%
Всего			7,830	41,200,989	60.1%	40,559,493	59.1%

КМ - это коэффициент использования установленной мощности, рассчитанный по указанной ниже формуле. Данный коэффициент необходим для проверки работы и технических характеристик электростанции.

$$\text{Коэффициент мощности} = \frac{\text{Годовая выработка (МВт}\cdot\text{ч)}}{\text{Мощность станции (МВт)} \times \text{Год. часы (8760 часов)}}$$

Таблица 5.3-2 Выработка Электричества в Узбекистане

Выработка Электричества в Узбекистане						
Электростанция	Год ввода в эксплуат.	Топливо или река	Мощн. паспорт. МВт	Текущая мощн. МВт	Выработка 2001	Выработка 2002
Выработка ТЭС						
Ангрен	1953	уголь	272	200	581,853	549,624
Ново-Ангрен	1961	газ-уголь	2,340	1,750	7,881,617	7,674,334
Навои	1962	газ-мазут	1,500	1,000	6,823,619	5,935,548
Тахиаташ	1962-1974	газ-мазут	1,000	770	2,933,419	2,936,411
Ташкент	1963-1971	газ-мазут	2,230	1,770	10,502,719	10,315,266
Сыр-Дарья	1972-1981	газ-мазут	3,000	2,340	12,477,762	13,148,310
Талимарджан	(2003)	газ-мазут	(800)	(800)		
Общая по ТЭС			10,342	7,830	41,200,989	40,559,493
Выработка теплоцентралей						
Фергана	1956	газ	330	330	668,177	685,676
Мубарек	1980	газ	166	60	425,664	426,945
Ташкент	1967	газ	90	30	150,070	175,494
Общая по Теплоцентралям			586	420	1,243,911	1,288,115
Выработка ГЭС						
Чарвак	1970	Чирчик	620	620	2,612,997	3,641,208
Ходжикент	1978	Чирчик	165	165		
Газалкент	1980	Чирчик	120	120		
Таваксайская	1941	Чирчик	72	73	996,987	1,129,033
Комсомольская	1956	Чирчик	88	88		
Аккавакская	1946	Чирчик	52	52	313,516	327,275
Кибрайская		Чирчик				
Кадыринская		Чирчик				
Сафларская	1944	Чирчик	10			
Бозелекская		Чирчик			122,729	141,217
Шайхантаурская	1954	Чирчик	11			
Бурджарская	1936	Чирчик	6			
Акмелинская		Чирчик			187,596	237,912
Н-Бозсуйская №.1- 6	1944-1950	Чирчик	54	54		
Андижанская					59,107	50,412
Самаркандская					61,849	47,842
Фархадская	1949		120	120	353,504	469,548
Общая по ГЭС				1,419	4,708,285	6,044,447
Общий Итог				9,669	47,153,185	47,892,055

Коэффициент использования установленной мощности (КИ) на ДП «ТашТЭС» был 67%-68%, как показано в Таблице 5.3-1. Из 6 (шести) ТЭС, две -Ангренская и Ново-Ангренская, расположены на территории Ангренского района, где добывается около 90% узбекского угля, что составляет 3 миллиона тонн в год. Выработка Ангренской ТЭС и Ново-Ангренской ТЭС, которые используют уголь, в качестве топлива, тесно связана с угольной добычей. Тахиаташская ТЭС расположена в западной части Узбекистана и обеспечивает электричеством, в основном, западные

регионы Узбекистана. Другие 3 (три) теплоэлектростанции – Навоийская ТЭС, Сыр-Дарьинская ТЭС и ДП «ТашТЭС» сжигают газ и мазут; эти ТЭС похожи между собой. Таблица 5.3-3, также как и Рис 5.3-1, показывает последние 10 лет выработки ТЭС в Узбекистане.

Таблица 5.3-3 Годовая выработка ТЭС в Узбекистане (Ед. изм:ГВтч)

Год	Ташкент	Сырдар.	Навои	Новоангрэн	Ангрэн	Тахиаташ	Всего
1993	9,313	13,805	7,821	3,902	1,303	3,327	39,471
1994	9,263	12,084	7,762	4,904	898	2,852	37,763
1995	10,764	13,084	7,144	5,124	629	2,749	39,494
1996	9,746	11,991	6,327	5,812	657	2,684	37,217
1997	10,048	12,404	6,206	6,574	712	2,693	38,637
1998	8,332	12,606	6,015	6,852	733	2,598	37,136
1999	7,882	12,402	5,984	7,646	835	2,491	37,240
2000	9,583	13,548	5,879	7,376	766	3,353	40,505
2001	10,503	12,478	6,824	7,882	582	2,933	41,202
2002	10,315	13,148	5,936	7,674	550	2,936	40,559

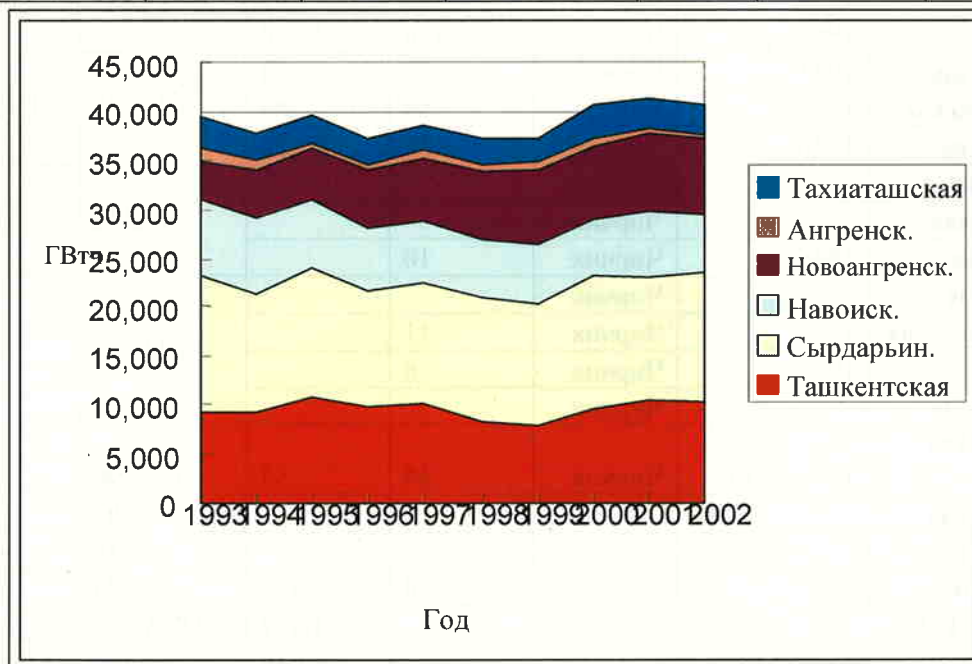


Рис. 5.3-1 Последние 10 лет выработки ТЭС в Узбекистане

Доля ДП «ТашТЭС» в общей тепловой выработке - приблизительно 25 %. Параметры выработки ДП «ТашТЭС» имеют достаточно хороший уровень и вносят свой вклад в развитие промышленности и жизнь людей в Узбекистане.

(2) Месячная выработка ДП «ТашТЭС»

Таблица 5.3-4 показывает ежемесячную выработку ДП «ТашТЭС» в 2002 году, где Валовая выработка электроэнергии означает выработку на зажимах генераторов, а Чистая выработка энергии означает электричество, поставляемое подстанцией ТашТЭС в энергосистему. Баланс между Валовой (суммарной) выработкой электроэнергии и Чистой (полезной) выработкой израсходован на ДП «ТашТЭС» для эксплуатации приводных насосов, вентиляторов, освещения, преобразования напряжения и т.д.

Таблица 5.3-4 Ежемесячная выработка ДП «ТашТЭС» в 2002 году

Ед.изм: кВтч

Месяц	Валовая выработка электроэнергии	Чистая выработка энергии	Использов. станции
январь-02	1,050,343	989,594	5.78%
февраль-02	912,425	858,262	5.94%
март-02	908,052	855,083	5.83%
апрель-02	916,498	863,791	5.75%
май-02	782,334	737,082	5.78%
июнь-02	668,007	629,415	5.78%
июль-02	657,056	619,046	5.78%
август-02	806,759	760,578	5.72%
сентябрь-02	829,186	782,398	5.64%
октябрь-02	900,180	850,738	5.49%
ноябрь-02	897,741	845,812	5.78%
декабрь-02	986,685	927,468	6.00%
Всего	10,315,266	9,719,267	5.78%

Выработка зимой больше, чем летом. Одна из причин высокой выработки зимой - это удовлетворение повышенного спроса. Рис. 5.3-2 показывает наивысшую и низшую точки спроса на электричество в Узбекистане (левая шкала) в МВт, и ежемесячную чистую выработку электроэнергии на ДП «ТашТЭС» (правая шкала).

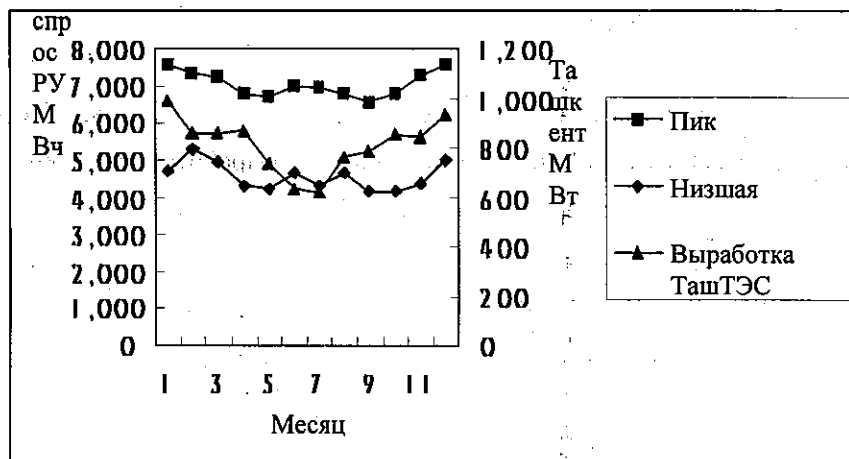


Рис. 5.3-2 Спрос на электроэнергию в РУз в 2001г. и Чистая выработка в 2002г.

На Рис. 5.3-2 представлены для сравнения данные по Спросу на электроэнергию в Узбекистане за 2001г., поскольку данные за 2002г. не получены. Тем не менее, образец месячной потребности в электроэнергии за 2002г. похож на образец данных за 2001г. и выработка электричества на ДП «ТашТЭС» соответствовала спросу.

(3) Взаимосвязь с ГЭС и ирригацией

Кривые диаграммы на Рис. 5.3-2 показывают, что уровень выработки на ДП «ТашТЭС» в июне и июле был относительно ниже, чем потребность в электроэнергии в эти месяцы. Это означает, что гидроэнергетика вырабатывает больше электроэнергии в сухой летний период, и что топливо, сжигаемое для тепловой выработки, может быть сохранено. Вода выпускается из водохранилищ для ирригационных целей, и приводит в действие гидротурбинные генераторы.

Водоохранилища существуют не только в Узбекистане, но и в соседних Азиатских странах. Существует несколько водохранилищ и ГЭС в Киргизстане, в верхнем русле Сырдарьи в частности, Токтогульская ГЭС - 1,200 МВт, Курпсальская ГЭС - 800 МВт и Ташкумырская ГЭС - 450 МВт. Вода, сбрасываемая из этих водохранилищ в Кыргызстане, орошает земли Узбекистана, а также вырабатываемое на этих ГЭС электричество, экспортируется в Узбекистан. Такие же особенности найдены в Таджикистане.

Ситуация меняется зимой. Климат в Средней Азии таков, что дожди и снега идут с декабря по апрель, и климат сухой с мая по ноябрь. Таблица 5.3-5 показывает последние средние данные по осадкам в Ташкенте.

Таблица 5.3-5 Среднее количество осадков в мм по Ташкенту

Месяц	янв.	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сент	окт	нояб	дек	Всего
Осадки в Ташкенте	52.8	46.2	70.6	62.9	31.8	6.8	3.4	1.8	4.0	33.8	43.8	52.1	410.0

Вода от снега и дождя стекается в водохранилище верхнего русла и сохраняется до выпуска во время сезона орошения. Сельское хозяйство является важной отраслью экономики в Узбекистане, его доля, с точки зрения вклада, самая большая - приблизительно 35 %, что равно двум отраслям - горной промышленности и обрабатывающей промышленности.

Хлопок и золото являются еще более важными экспортными позициями. (Рис. 5.5-8 показывает приток иностранной валюты в 1997-1999 годах.) Роль ирригации очень важна. Для сохранения воды в водохранилище Кыргызстана, работа ГЭС в Кыргызстане, зимой ограничивается, с целью контроля над сливом воды. В связи с этой мерой, Узбекистану необходимо экспортировать электричество Кыргызстану для поддержания контролируемой выработки. Часть электричества, вырабатываемая в Узбекистане, экспортируется в Кыргызстан и Таджикистан.

Таблица 5.3-6 показывает экспорт и импорт электричества каждый месяц 2002 года с соседними Азиатскими странами. Данные в МВт/ч, показанные на Рис. 5.3-6 - это чистый экспорт или импорт за каждый месяц, после вычета экспортного объема из импортного, если экспорт больше и наоборот.

Таблица 5.3-6 Сбыт Узбекской электроэнергии соседним азиатским странам в 2002г.

Ед.изм.: МВтч

Страна	В/из Кыргызстана		В/из Таджикистана		В/из Туркменистана		Всего	
	Экспорт	Импорт	Экспорт	Импорт	Экспорт	Импорт	Экспорт	Импорт
Месяц 2002г.								
Январь	63,800		32,400				96,200	0
Февр.	22,900		28,200				51,100	0
Март		65,500	32,400				32,400	65,500
Апрель		2,900	46,200			4,900	46,200	7,800
Май	50,000		1,700		6,200		57,900	0
Июнь		20,500		18,500	100		100	39,000
Июль		207,900		49,000	300		300	256,900
Август		203,600		4,400		2,200	0	210,200
Сент.	59,500		37,800			800	97,300	800
Октяб.	70,500		82,500			600	153,000	600
Ноябрь		22,800	30,600			3,300	30,600	26,100
Декаб.			66,200			1,000	66,200	1,000
Всего	266,700	523,200	358,000	71,900	6,600	12,800	631,300	607,900

(4) Сжигание топлива в ДП «ТашТЭС»

Котлы на ДП «ТашТЭС» сжигают природный газ, перевозимый по газопроводам из Шуртанского и Бухарского месторождений, а также мазут, доставляемый по железной дороге. Таблица 5.3-7 показывает расход топлива за каждый месяц на ДП «ТашТЭС» за 2002г. Выявлено, что эксплуатация котла зависела от поставки мазута зимой, в частности с декабря по февраль 60% - 70% источника энергии был мазут, а с июня по октябрь котлы работали только на газе.

Узбекистан производит примерно 56 млрд. м³ (2 Ткуб.футов) природного газа в год и 8 млн. тонн в год (140,000 б/д) неочищенной нефти. Как газа, так и нефти в последнее время производится больше, чем необходимо для внутреннего потребления. Зимой спрос на электроэнергию и расход возрастает из-за отопления. Использовать мазут по сравнению с газом сложнее. Поэтому большинство потребителей предпочитают газ, если он есть в наличии. Горелки, установленные на котлах ДП «ТашТЭС», могут сжигать либо смесь газа и мазута, либо мазут. Установка имеет дымовую трубу высотой 120м. Хотя нет оборудования для обессеривания дымового газа на установке, она может сжигать мазут. Использование мазута на предприятиях иных, чем ТЭС, не очень хорошо, если только они не оснащены средствами защиты окружающей среды.

Таблица 5.3-7 Расход топлива генерирующими блоками ДП «ТашТЭС» в 2002г.

Месяц 2002г.	Расход Топлива (тыс м ³)		Расход мазута 000 кг	Расход эквивалентный энергии (Гкал)		Соотношение газа и мазута		Удельный расход тепла (ккал/кВтч)	
	Шуртан	Бухара		Газ	Мазут	Газ	Мазут	Валов.	Чист.
Январь	66,900	32,700	199,000	814,828	1,928,310	29.7%	70.3%	2,612	2,772
Февр.	88,800	19,000	155,500	881,912	1,506,795	36.9%	63.1%	2,618	2,783
Март	54,900	154,900	65,200	1,716,374	631,788	73.1%	26.9%	2,586	2,746
Апрель	24,800	243,700	12,900	2,196,599	125,001	94.6%	5.4%	2,533	2,688
Май	56,600	185,700	1,200	1,982,256	11,628	99.4%	0.6%	2,549	2,705
Июнь	101,000	107,400	0	1,704,920	0	100.0%	0.0%	2,552	2,709
Июль	63,700	140,400	0	1,669,742	0	100.0%	0.0%	2,541	2,697
Август	38,600	212,400	0	2,053,431	0	100.0%	0.0%	2,545	2,700
Сент.	23,900	232,200	0	2,095,154	0	100.0%	0.0%	2,527	2,678
Октяб.	49,500	226,300	0	2,256,320	0	100.0%	0.0%	2,507	2,652
Ноябрь	77,100	139,300	55,000	1,770,368	532,950	76.9%	23.1%	2,566	2,723
Декаб.	70,400	20,600	195,500	744,471	1,894,395	28.2%	71.8%	2,674	2,845
Всего	716,200	1,714,600	684,300	19,886,375	6,630,867	75.0%	25.0%	2,571	2,728

Выше в Главе (3) говорилось о взаимосвязи между выработкой и сельскохозяйственной ирригацией. Для хранения воды в водохранилищах Киргизстана и Таджикистана в зимний период и сброса воды в летний период, Узбекистану необходимо экспортировать энергию в Киргизстан и Таджикистан. Зимой в горных местностях Киргизстана и Таджикистана холоднее, чем в Узбекистане. Для экспорта газа в Киргизстан, газопроводы проходят через Казахстан, а в Таджикистан есть прямые газопроводы. Газ более приемлем для потребителей в Киргизстане и Таджикистане. Для этой деятельности, теплоэлектростанции Узбекистана, использующие мазут, играют важную роль и поддерживают сельское хозяйство Узбекистана. Таким образом, ДП «ТашТЭС» вносит свой вклад, как в международное сотрудничество, так и в развитие сельского хозяйства в Узбекистане.

В расчетах тепловой энергии в Таблице 5.3-7 предположено, что содержание чистой энергии в природном газе - 8181 ккал/м³ и 9690 ккал/кг в мазуте. При использовании тех же уровней преобразования энергии, были получены средние уровни расхода топлива (удельный расход тепла) - 2571 ккал/кВтч на генерирующих зажимах (что эквивалентно 33,5% теплового КПД) и 2728 ккал/кВтч при чистом удельном расходе энергоустановки (что эквивалентно 31,5%). Обычный удельный расход тепла

энергоустановок подобного типа бывает лучше, чем 2,500 ккал/кВтч при чистом удельном расходе тепла энергоустановки (что эквивалентно 34.4% теплового КПД). Уровни расхода топлива существующих 12 блоков не считаются хорошими, хотя содержание топливной энергии является предположительным значением, поскольку метод измерения объема газа не подтвержден.

5.3.2 Финансовый Анализ Производства (Выработки) на ДП «ТашТЭС»

В этой Главе стоимость выработки ДП «ТашТЭС» изучается в подпунктах (1) и (2). В Узбекистане уровень инфляции по-прежнему высок, хотя в настоящее время она умеренная. Цены на газ и электричество выросли за последние 2 (два) месяца. Как упоминалось выше в предшествующей главе 5.3.1, котлы на ДП «ТашТЭС» сжигают зимой мазут. Цена на мазут при эквивалентной энергии выше, чем на газ. С учетом инфляции, выполнена корректировка цен на смесь газа и мазута с целью изучения затрат на выработку энергии на ДП «ТашТЭС».

В параграфе (3) стоимость выработки изучена на основе тарифов на продажу электричества и она сравнивается со стоимостью выработки в первом подпункте (1). Результат показал, что ДП ТашТЭС вносит свой финансовый вклад в ГАК «Узбекэнерго».

(1) Стоимость Выработки на ДП «ТашТЭС»

Таблица 5.3-8 показывает стоимость выработки за 2000г., 2001г. и 2002г. и Таблица 5.3-9 показывает стоимость выработки на месячной основе в 2002 году.

Таблица 5.3-8 Стоимость Выработки на ДП «ТашТЭС» за последние 3 года

Ед.изм.: 1000 сум

Год	2000г.		2001г.		2002г.	
	Стоимость топлива	16,278,764	88.3%	23,699,804	84.2%	35,291,127
Расходные материалы	328,645	1.8%	515,273	1.8%	926,603	2.3%
Техобслуживание	477,734	2.6%	672,875	2.4%	932,441	2.3%
Зарплата	677,370	3.7%	940,992	3.3%	1,376,013	3.4%
Страховая премия	368,128	2.0%	492,248	1.7%	536,506	1.3%
Прочие расходы	286,174	1.6%	1,732,173	6.2%	855,153	2.1%
Амортизация	29,015	0.2%	82,492	0.3%	365,703	0.9%
Всего	18,445,831	100.0%	28,135,857	100.0%	40,283,546	100.0%
Чистая выработка	9,032,670 МВт/ч		9,881,233 МВт/ч		9,719,267 МВт/ч	
Сред ст-ть кВт/ч	2.04 сум/кВт/ч		2.85 сум/кВт/ч		4.14 сум/кВт/ч	

В стоимости выработки 2000г., 85% и более составляют затраты на топливо. Первый энергоблок на ДП «ТашТЭС» начала работать в 1963 году, а последний блок № 12 начал работать в 1971 году. Поскольку с тех пор прошло больше 30 лет, недавние амортизационные затраты в выработке были очень низкие.

Таблица 5.3-9 показывает стоимость выработки на ДП «ТашТЭС» в каждом месяце 2002 года, и Таблица 5.3-10 показывает то же самое при единичной стоимости на кВт/ч.

Таблица 5.3-9 Стоимость Выработки на ДП «ТашТЭС» в 2002 год

Ед. изм: 1000 сум

2002 год	Ст-сть топлива	Расходм ат-лы	Техобсл ужив.	Зарплата	Страхов. премия	Проч. расход	Амортиз.	Всего
Январь	4,222,702	65,682	76,247	95,087	36,952	34,142	30,843	4,561,654
Февраль	3,215,928	47,579	66,384	100,568	38,060	53,051	27,462	3,549,032
Март	2,565,067	49,166	82,762	96,020	38,915	99,813	31,501	2,963,244
Апрель	2,550,209	48,943	56,343	115,932	45,214	22,268	31,147	2,870,055
Май	2,121,068	71,489	70,070	113,958	44,597	87,536	27,886	2,536,604
Июнь	1,927,682	58,833	62,835	103,586	41,887	76,433	27,111	2,298,367
Июль	1,887,833	57,833	78,624	115,504	44,430	41,454	32,140	2,257,817
Август	2,509,610	161,157	73,147	125,654	47,316	48,491	32,194	2,997,569
Сентябрь	2,560,450	97,382	84,653	126,024	48,268	55,408	32,157	3,004,340
Октябрь	2,965,252	87,266	85,321	122,243	47,775	47,090	32,002	3,386,949
Ноябрь	3,827,357	51,275	118,056	123,862	48,634	179,516	28,406	4,377,106
Декабрь	4,937,971	129,999	78,001	137,576	54,457	109,951	32,854	5,480,810
Всего	35,291,127	926,603	932,441	1,376,013	536,506	855,153	365,703	40,283,546

Таблица 5.3-10 Стоимость Выработки на ДП «ТашТЭС» в 2002 году

Ед.изм: сум/кВт/ч

2002 год	Ст-сть топлива	Расход мат-лы	Тех - обслуж	Зарплата	Страхов. премия	Проч. расход	Амортиз.	Всего
Январь	4.27	0.07	0.08	0.10	0.04	0.03	0.03	4.61
Февраль	3.75	0.06	0.08	0.12	0.04	0.06	0.03	4.14
Март	3.00	0.06	0.10	0.11	0.05	0.12	0.04	3.47
Апрель	2.95	0.06	0.07	0.13	0.05	0.03	0.04	3.32
Май	2.88	0.10	0.10	0.15	0.06	0.12	0.04	3.44
Июнь	3.06	0.09	0.10	0.16	0.07	0.12	0.04	3.65
Июль	3.05	0.09	0.13	0.19	0.07	0.07	0.05	3.65
Август	3.30	0.21	0.10	0.17	0.06	0.06	0.04	3.94
Сентябрь	3.27	0.12	0.11	0.16	0.06	0.07	0.04	3.84
Октябрь	3.49	0.10	0.10	0.14	0.06	0.06	0.04	3.98
Ноябрь	4.53	0.06	0.14	0.15	0.06	0.21	0.03	5.18
Декабрь	5.32	0.14	0.08	0.15	0.06	0.12	0.04	5.91
Всего	3.63	0.10	0.10	0.14	0.06	0.09	0.04	4.14

(2) Анализ Стоимости Выработки

Рис.5.3-3 показывает месячные изменения каждой позиции затрат, индексируемого в январе 2002 года как 100.

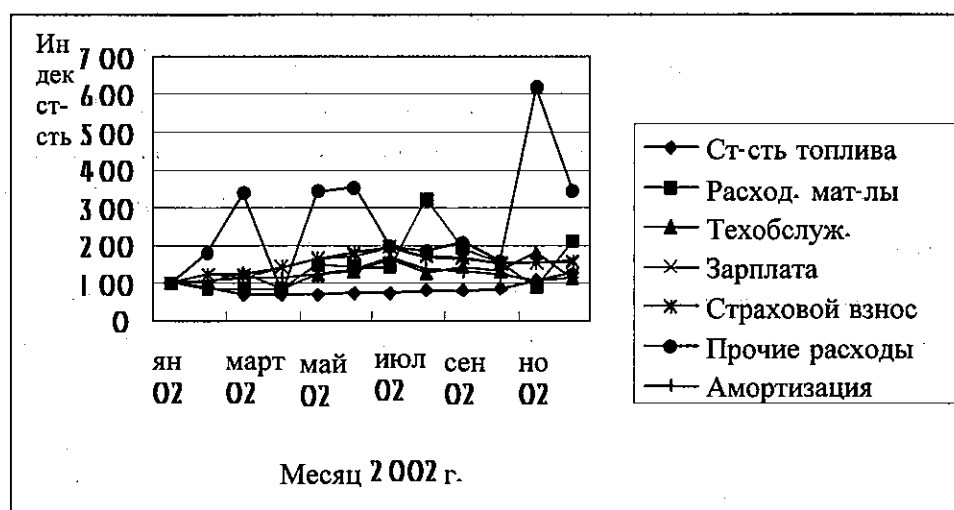


Рис. 5.3-3 Индексированная Выработка в 2002 году на ДП «ТашТЭС» за янв. 2002 г = 100

(на основе стоимости сум/кВт/ч)

Стоимость единицы топлива летом ниже, чем зимой, а на другие элементы цены выше летом. Для более простого обзора Рисунка 5.3-3, он расширен в Рисунок 5.3-4 для показа стоимости топлива, индексируемой при единичной стоимости сум/кВт/ч и

других затрат, индексированных по стоимости за январь 2002 года, кроме позиции «Прочие расходы», которая исключена из-за больших изменений.

График на Рис. 5.3-4, другими словами, основан на указанной переменной стоимости топлива по сравнению с вырабатываемыми кВт/ч, а другие затраты являются фиксированными и не зависят от выработанных кВт/ч.

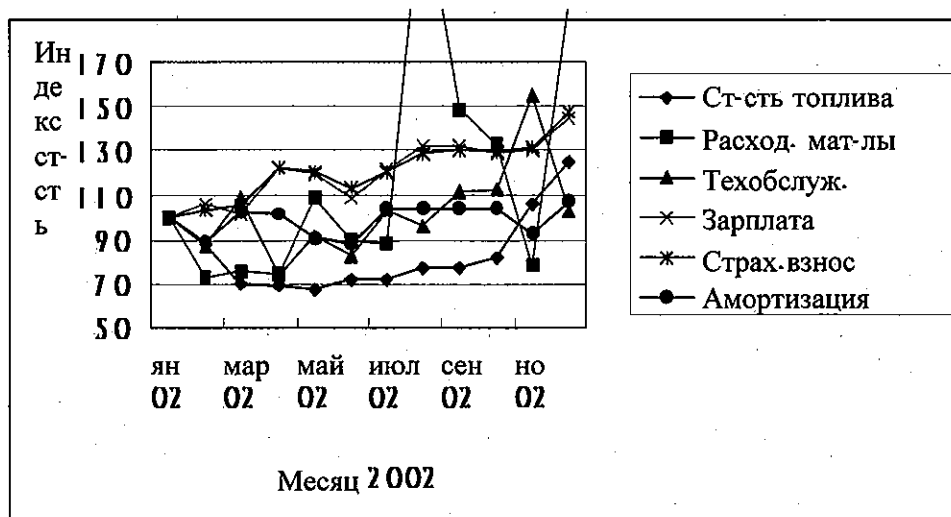


Рис. 5.3-4 Индексированная Выработка в 2002 году на ДП «ТашТЭС» по янв. 2002 г = 100

(на основании того, что стоимость топлива переменная величина в сравнении с кВт/ч, а другие месячные затраты фиксированные)

На Рисунке 5.3-4 показана более высокая стоимость на топливо в зимний период. Это происходит из-за использования мазута. Процентное соотношение доли мазута за январь, февраль, ноябрь и декабрь 2002г. было соответственно 70.3%, 63.1%, 23.1% и 71.8%. Тенденция изменения других компонентов затрат на Рисунке 5.3-4, показывает, что затраты за декабрь были выше чем, в январе. В основном это, похоже, происходит из-за инфляции. Компоненты затрат были реиндексированы в топливо и другие отдельные и совмещенные компоненты затрат; было также предположено, что все затраты подверглись одному и тому же инфляционному уровню роста. Результат расчетов показан на Рис. 5.3-5, с использованием изменения цен на газ, в качестве инфляционного показателя.

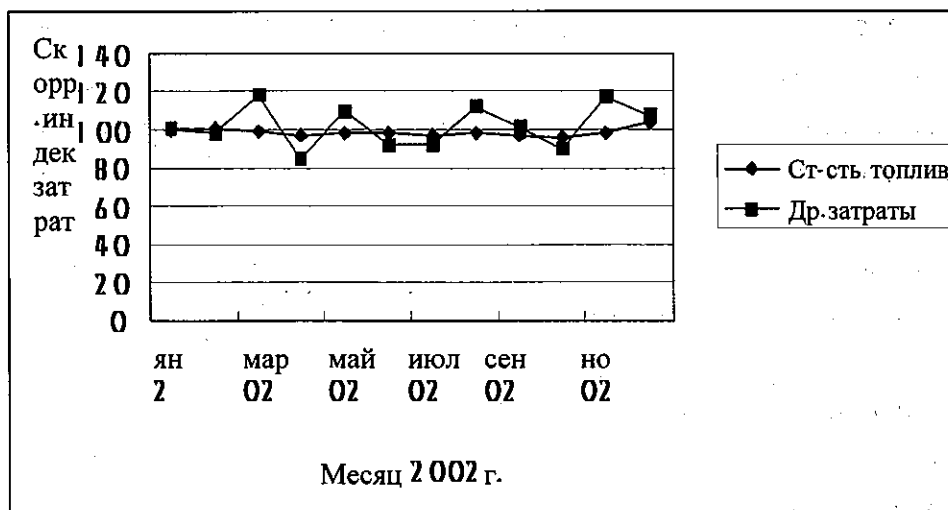


Рис. 5.3-5 Скорректированный Показатель Месячной Стоимости Выработки в 2002г. на ДП «ТашТЭС»

На Рисунке 5.3-5 видно следующее:

- (а) стоимость выработки может быть разделена на два компонента,
- (б) один компонент стоимости - переменная стоимость для выработки кВтч, которая является, главным образом, стоимостью топлива, и
- (с) другая стоимость - это фиксированная стоимость, не меняющаяся в сравнении с выработанными кВтч; это, в основном, затраты, иные, чем затраты на топливо.

Таблица 5.3-11 показывает стоимость топлива в Узбекистане в 2002 году.

Таблица 5.3-11 Стоимость Топлива в Узбекистане в 2002 году

	Ед изм.: сум							
	январь-март 02	апрель-май 02	июнь-июль 02	август-сентябрь 02	октябрь-ноябрь 02	декабрь 02	сред. 02	сред на 1000 кал
газ/м ³	9,28	10,4	11,1	12,0	12,9	13,8	11,20	1,37
мазут/тонн	15,098	18,181	19,081	20,081	21,181	24,904	18,937	1,95
уголь/тонн	11,777	11,777	11,777	*12,35 5	*14,33 3	14,333	12,328	*2,24

(Примеч.) Цены включают НДС 20%.

Цена на уголь 12,355 сум применяется с 15 августа 2002 года.

Цена на уголь в 14,333 сум применяется с 1 ноября 2002 года.

Предположительная энергия угля - 5,500 ккал/кг (как основа поставки).

Средняя стоимость топлива в выработке на ДП «ТашТЭС», считается равной средней цене закупки топлива эквивалентной энергии - 2,728 ккал на один кВтч чистой выработки, указанной в Таблице 5.3-7. Применяя данные по топливу на 1 декабря 2002

года в Таблице 5.3-11, стоимость топлива на выработку один кВтч по ценам декабря 2002 г. рассчитано следующим образом:

Природный Газ:	4.60 сум/кВт/ч, включая НДС	3.83 сум/кВт/ч без НДС
Тяжелое Топливо:	7.01/кВт/ч, включая НДС	5.84 сум/кВт/ч без НДС

Фиксированные затраты можно также показать в сравнении с мощностью 1,770МВт и 9.52/кВт/день по ценам декабря 2002 года.

(3) Финансовый Вклад в ДП «ТашТЭС»

Тариф на электричество в Узбекистане на 2002год показан в Таблице 5.3-12.

Таблица 5.3-12 Тариф на Электричество в Узбекистане, включая НДС на 2002год

в сумах

Группа		январь-март 02	апрель-май 02	июнь-июль 02	август-сентябрь 02	октябрь-ноябрь 02	декабрь 02
I	Промышленный потребитель не менее, чем 750кВт	12,800	14,080	15,000	16,300	17,800	19,300
		5.90	6.50	7.00	7.60	8.40	9.05
II	Промышленный потребитель меньше, чем 750кВт	10.00	11.40	12.30	13.15	14.35	15.55
III	Сельское хозяйство	6.45	7.30	7.90	8.70	9.50	10.30
IV	Транспорт	9.35	10.60	11.45	12.45	13.60	14.75
	Городской Транспорт	9.35	10.60	11.45	12.45	13.60	14.75
V	Общественные Организации	7.75	8.80	9.50	10.30	11.25	12.20
VI	Коммерческий потребитель	26.90	30.60	33.00	33.05	33.50	34.00
VII	Жилой	6.50	7.40	8.00	8.70	9.50	10.30
	Жилой для электроплиты	3.25	3.70	4.00	4.35	4.75	5.15
VIII	Обогрев и кондиционирование	26.90	33.60	33.00	33.05	33.50	34.00
IX	Реклама	92.00	104.70	105.00	110.00	110.00	110.00
X	Пользования Энергосистемой	5.90	6.70	7.30	8.00	8.90	9.70
Средневзвешенная единичная цена		9.45	10.75	11.60	12.37	13.32	14.27

(Примечание)

- Тариф в верхней колонке Группы I Промышленный потребитель применен к 1 кВт контрактной мощности в год, а другой тариф применяется к 1 кВт потребленной энергии.
- Средневзвешенная Единичная Цена рассчитана с предположением, что расход был 38.2% для промышленного потребителя, 32.9% для сельскохозяйственных нужд, 7.1% для коммерческого потребителя, 15.6% для жилья и 6.2% на транспорт и прочие нужды.

(Ссылка)

- Тариф в Группе X, Использование электроэнергетической системы – для таких нужд, как расход на ТЭС.
- Тариф для жилого пользования по Группе VII должен быть низким, потому что он напрямую влияет на расходы людей.
- Средневзвешенный годовой тариф в 2002 г. с января по декабрь рассчитывается как 11.56 сум/кВтч, включая НДС и 9.63 сум/кВтч без НДС.

Таблица 5.3-13 показывает выработку, импорт, потребность и системные потери за последние 10 лет в системе обеспечения электроэнергией Узбекистана.

Таблица 5.3-13 Выработка, Импорт, Потребность и потери системы за последние 10 лет

Год	Гидро	Тепло	Центра ли	Всего	Импорт	Общ. выраб.	Потреб ность	Систем потери
1992	5,160	44,423	1,297	50,880	1,845	52,725	42,328	19.7%
1993	6,330	41,586	1,205	49,121	1,508	50,629	41,185	18.7%
1994	6,934	39,549	1,254	47,737	1,438	49,175	39,166	20.4%
1995	5,337	41,086	1,006	47,429	1,224	48,653	38,867	20.1%
1996	5,291	38,735	1,375	45,401	2,160	47,561	39,466	17.0%
1997	5,044	40,089	867	46,000	1,800	47,800	39,937	16.4%
1998	6,009	38,495	1,408	45,912	728	46,640	40,422	13.3%
1999	5,326	38,607	1,386	45,319	1,654	46,973	41,431	11.8%
2000	4,248	41,787	806	46,841	2,239	49,080	41,505	15.4%
2001	4,708	41,201	1,244	47,153	2,239	49,392	40,870	17.3%
Итого	54,387	405,558	11,848	471,793	16,835	488,628	405,177	17.1%

Расход на ДП «ТашТЭС» в 2002 г. был 5.78% при выработке 2002 г. Если расход выработки этого предприятия - 5.78% характерен для всей тепловой выработки, то потери при передаче и распределении равны 12.9% чистой выходной мощности установки. В индустрии поставки электроэнергии стоимость выработки примерно 50%-70% от общих затрат, включая передачу и распределение.

Предположим, что проданная энергия это 87.1% от выходной энергии энергоустановки и 65% тарифа на электричество принадлежит выработке, тогда стоимость выработки в Узбекистане равна 5.45 сум/кВтч без НДС. С другой стороны, средняя стоимость выработки 1 кВтч на основе чистой выходной мощности ДП «ТашТЭС» в 2002г. рассчитана равной 4.14 сум/кВтч без НДС, как в Таблице 5.3-8 и в Таблице 5.3-10. Разница 1.31 сум/кВтч, что соответствует добавленной стоимости ДП «ТашТЭС». Стоимость в 2002 году при данном вычислении составляет 12838 миллионов сум за 9800 ГВт чистого выходного электричества, выработанного на электростанции.

Расчеты показывают, что ДП «ТашТЭС» вносит свой финансовый вклад в ГАК «Узбекэнерго».

5.3.3 Вопросы и Предложения по Финансовому анализу

Глава 5.3.2 (2) повествует о том, что ДП «ТашТЭС» вкладывает 1.31 сум/кВтч при средних ценах 2002г. Эта величина становится 12,838 млн. сум при 9,800ГВтч чистой выходной мощности предприятия за год. Другими словами, существует возможность того, что ДП «ТашТЭС» может израсходовать более 12,838 млн. сум, в качестве максимально допустимых затрат.

Таким образом, следует изучить, лучше ли ДП «ТашТЭС» увеличить расходы или делать такие большие инвестиции, которые будут соответствовать расходу 12-13 млрд. сум. Первый блок на ДПП ТашТЭС начал работать в 1963, а последний 12 блок - в 1971 году. Срок действия 12 блоков 32 - 40 лет. Они устарели и есть опасность, что некоторые блоки не будут работать с хорошим уровнем и дальше. Следовательно, если можно увеличить срок эксплуатации блоков путем годового капиталовложения 12-13 млрд. сум или дополнительной инвестиции в 12-13 млрд. сум на обслуживание, для того, чтобы блоки работали стабильно и надежно, ДП «ТашТЭС» должно будет израсходовать дополнительные 12-13 млн. на техобслуживание.

Таблица 5.3-9 показывает, что ДП «ТашТЭС» израсходовало 932 млн. сум в 2002 году на техобслуживание. Можно было бы потратить в 13-14 раз больше на обслуживание, если бы это обеспечило надежную и стабильную работу 12 энергоблоков на ДП «ТашТЭС».

5.4 План эксплуатации и управления существующей электростанции

5.4.1 Предложение по организационной структуре

ДП «ТашТЭС» планирует стать официально независимой корпорацией к 2008 году. Однако ДП «ТашТЭС» в финансовом плане зависит от ГАК «Узбекэнерго» и оно не может функционировать как независимое предприятие.

В конце 2002 года на предприятии работало примерно 1300 человек. Организационная структура предприятия показана на Рис. 5.4-1. Руководит предприятием Директор, каждый отдел имеет своего начальника, координирующего работу отдела, напрямую подчиненного Директору; примерно 200 человек составляют не технический персонал. Главный инженер отвечает как за Отдел Эксплуатации, так и за Отдел Техобслуживания. Главный инженер координирует работу более чем 1000 работников. Для условий данной ТЭС, текущая организация труда весьма подходящая. Однако, если предприятие намерено стать независимой прибыльной корпорацией, финансовая структура должно быть улучшена, путем повышения эффективности и готовности установки. Хотя в настоящее время в объеме затрат на выработку электроэнергии, доля затрат на персонал низкая – менее 10 %, в дальнейшем, ожидается рост трудовых затрат. Поскольку пока затраты низкие, работы по вводу в эксплуатацию и суб-подряды передаются внешним компаниям, что позволяет снизить общие затраты на труд.

Штатный состав ТЭС довольно рационален, на одного служащего приходится пять рабочих, занятых непосредственно в производстве. Поскольку работников на этом предприятии приблизительно в три раза больше, чем на Японском ТЭС схожей мощности, можно было бы существенно сократить число работников. Однако сокращение персонала ДП «ТашТЭС» не желательно с точки зрения обеспечения занятости, поэтому мы предлагаем следующие пути сокращения персонала, поддерживая, при этом, занятость.

Организационная Структура ДП Ташкентская ТЭС

Примеч.: См. детальную организационную структуру, обращая особое внимание на заштрихованные участки

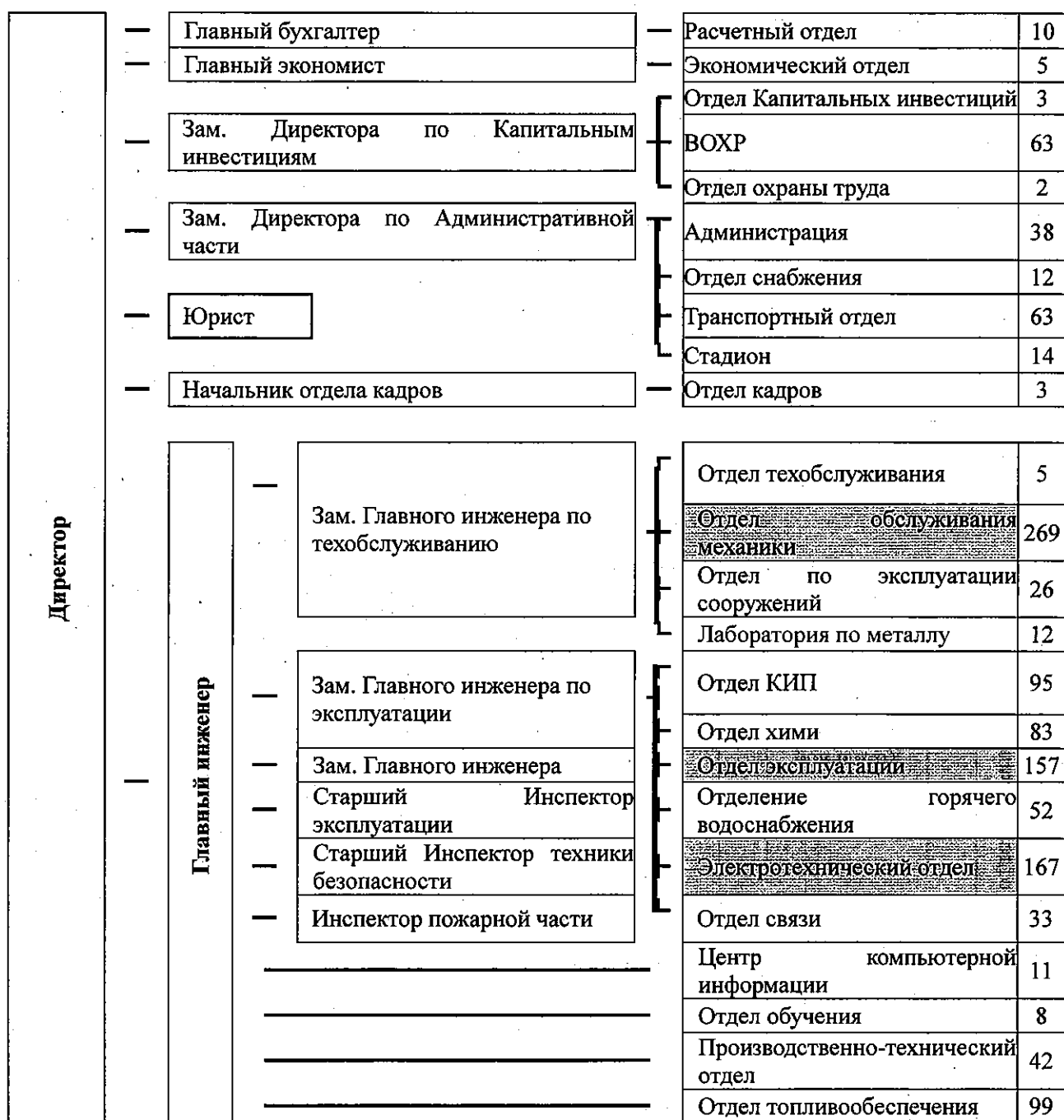


Рис. 5.4-1 Организационная структура ДП «ТашТЭС»

Рис. 5.4-2, Рис. 5.4-3 и Рис. 5.4-4 соответственно показывают организационные структуры Отдела эксплуатации, Отдела механики и Электротехнического отдела.

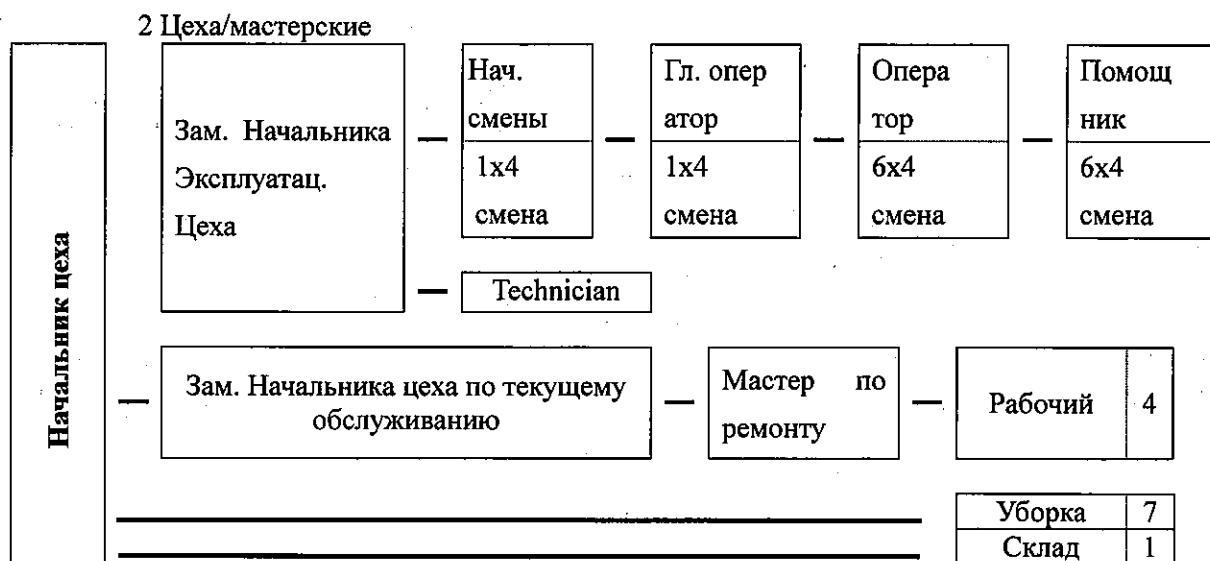


Рис. 5.4-2 Организационная структура Отдела эксплуатации

Организационная структура Электротехнического цеха

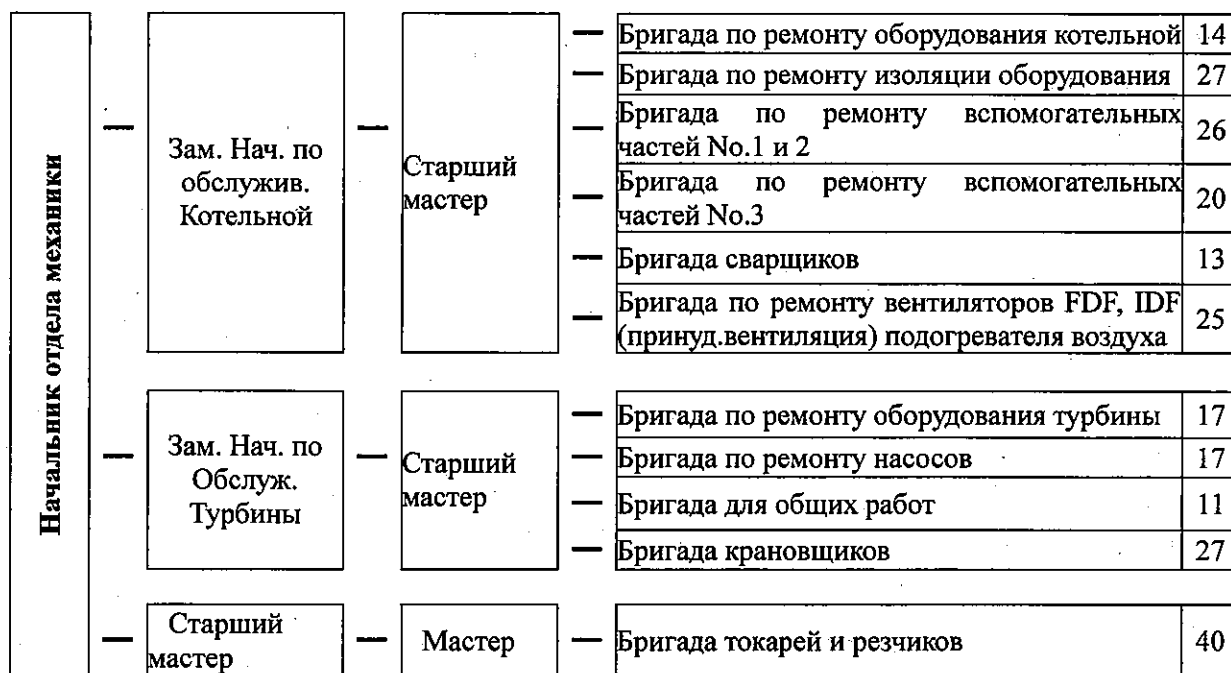


Рис. 5.4-3 Организационная структура Отдела обслуживания Механики

Организационная структура Электротехнического цеха

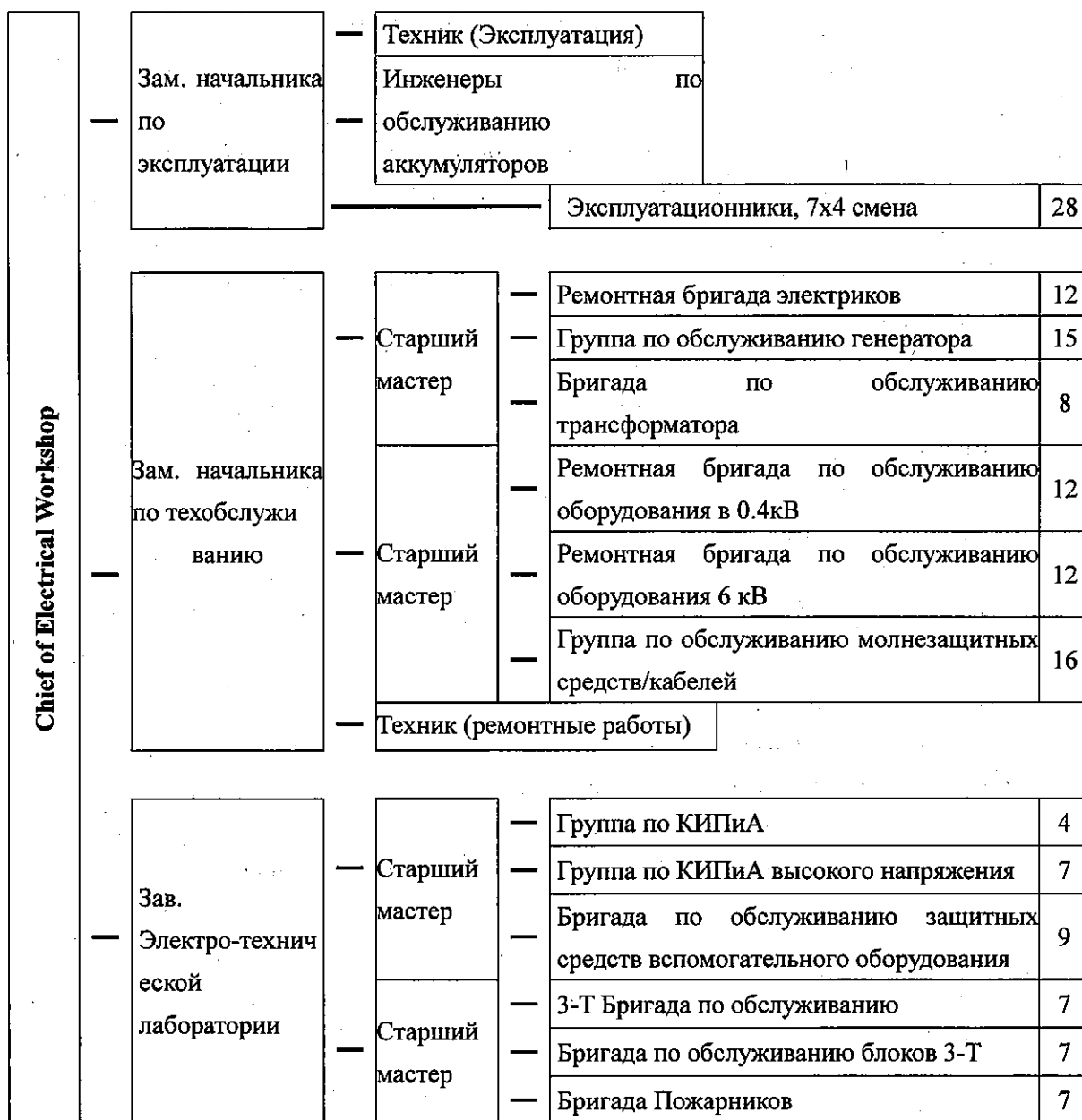


Рис. 5.4-4 Организационная структура электротехнического цеха

(1) Реорганизация технических отделов

Организационная структура технического отдела, руководимого Главным Инженером, сложная, и как видно на Рис. 5.4-1, разница между эксплуатационным отделом и отделом техобслуживания не совсем понятна.

Работники технических отделов имеют высокий уровень технической подготовки.

Согласно плану ДП «ТашТЭС» должна стать юридически независимой организацией примерно в 2008 году.

Работники технических отделов имеют высокий уровень технической подготовки. Работники обходятся со старым оборудованием аккуратно и эксплуатируют генерирующее оборудование согласно различным инструкциям, практически полностью осуществляя наладку вручную. Сотрудники отдела техобслуживания

обеспечивают ремонт большинства неполадок и поломок оборудования, которые происходят на всей электростанции. Однако, вследствие высокого уровня навыков у сотрудников, существует слишком сильная специализация и сильное разделение ответственности, что делает организацию негибкой и может даже привести к низкой приспособляемости среди персонала. С целью использования нужного специалиста для нужных работ, система в которой имеется такой специалист с высоким уровнем навыков, предоставляет возможность продемонстрировать свои навыки в различных областях.

В настоящее время, Отдел эксплуатации и Отдел технического обслуживания существуют как отдельные подразделения с подчинением Главному инженеру. Оба отдела возглавляются заместителями главного инженера и на первый взгляд, кажется, что существует четкое разделение ответственности. Однако, сравнения с относительно простой организацией Отдела механической наладки, отдел электрической наладки является электрическим цехом Отдела эксплуатации. В дополнение к работникам смены Отдела эксплуатации, которые осуществляют эксплуатацию оборудования, существует подразделение электрической эксплуатации в Электрическом цеху, который отслеживает и осуществляет эксплуатацию электрического оборудования.

В такой сложной организации сложно координировать деятельность различных отделов, отвечающих за техобслуживание и ремонт. В периоды, когда осуществляется периодическое техническое обслуживание, когда должна обеспечиваться безопасность рабочих при переводе оборудования из-под подчинения отдела эксплуатации в подчинение отдела техобслуживания и ремонта, структура подчинения не совсем ясна при возникновении несчастных случаев. В случае если же несчастный случай все-таки произошел, чья-либо ответственность за происшедшее не совсем прослеживается.

После рассмотрения организации в целом с учетом возникновения подобных ситуаций, Группа ЛСА предлагает четкое разделение полномочий между отделом эксплуатации и технического обслуживания и ремонта, при сохранении одинакового статуса отделов во всей структуре. Далее следуют детальные предложения по каждому подразделению.

- a. Вся работа, имеющая отношение к эксплуатации генерирующего оборудования, мониторингу и соответствующему управлению процессами, такому как управление эффективностью, должна быть централизована в Отделе эксплуатации. Задачей данного отдела должно быть обеспечение эффективности эксплуатации оборудования.
- b. Задачей отдела техобслуживания должно быть рациональное техобслуживание и ремонтные работы. Ежедневные мелкие работы по техобслуживанию должны выполняться самим отделом техобслуживания, в то время как крупные такие как периодическое техобслуживание должны выполняться с позиций подрядчиков. Отдел техобслуживания должен подготовить график и бюджет средств для работ по техобслуживанию, а также должен управлять и осуществлять надзор за

выполнением работ. Отдел техобслуживания также должен включать группу механического техобслуживания и группу электрического техобслуживания, а также должно четко определяться оборудование, с которым работает каждая из групп. Практика при которой один работник осуществляет надзор за одной единицей каждого оборудования должна быть прекращена в пользу системы при которой каждый член группы детально знаком со всем оборудованием, за обслуживание которого отвечает данная группа. Система должна быть организована так, чтобы позволить гибкое использование специалистов.

- c. Новый технический отдел должен быть образован для управления эксплуатацией оборудования обработки воды и другого разделяемого оборудования, а также для топлива.
- d. Косвенные отделы должны быть централизованы под Отделом общей администрации непосредственно в подчинении директора.
- e. Должен быть образован новый Отдел управления техникой безопасности.

(2) Образование отдела управления техникой безопасности

В настоящее время ответственность за вопросы безопасности возложена на Старшего инспектора техники безопасности и Инспектора пожарной безопасности, оба которых находятся в подчинении у Главного инженера. Ни одна из должностей не имеет подконтрольные подразделения, и как кажется что стремление к обеспечению безопасности труда слабо в целом по системе. В целом по всей организации. Конечно, некоторые рабочие на территории используют защитные каски, но в целом не все находящиеся на территории одевают их или какое-либо другие защитные приспособления. Установился порядок, когда ответственный инспектор по технике безопасности проводит необъявляемые проверки и штрафует рабочих, которые не носят каски и другие защитные принадлежности, хотя это и дает некоторый эффект.

За 2002 год на ДП «ТашТЭС» произошло 5 несчастных случаев на рабочих местах. Смертельных исходов не было, а само количество не так уж велико. Однако, учитывая низкую осведомленность о технике безопасности, представляется возможным предположить, что происходило гораздо больше несчастных случаев, которые проходили незарегистрированными. Должны быть приложены максимальные усилия для предотвращения несчастных случаев. Для достижения данного уровня на рабочих местах должен быть поднят уровень осознания безопасности, а все подходы к не безопасному проведению работ должны быть прекращены. Искоренение несчастных случаев на рабочих местах должно восприниматься как одна из самых важных целей на ДП «ТАШТЭС», наряду с достижением высокой эффективности эксплуатации и пригодности к работе. Мы предлагаем образовать отдел безопасности труда с прямым подчинением Директору для обеспечения безопасных и гигиеничных рабочих мест. Данный отдел должен поддерживать директора, который несет основную ответственность за обеспечение безопасности труда. Избыточный персонал из отдела

техобслуживания, после проведения его реструктуризации, может быть перераспределен в отдел безопасности труда. Эти специалисты будут достаточно квалифицированы, чтобы обеспечить всестороннее соблюдение безопасности труда на рабочих местах, поскольку они знают сферы в которых обеспечение безопасности труда вызывает проблему. Подобная организация возможно поможет сократить количество несчастных случаев на местах.

(3) Взаимный обмен сотрудниками между отделом эксплуатации и отделом техобслуживания

Кажется что персонал из технических отделов не очень легко переходит в другие отделы. Как результат, штатные сотрудники развивают высокоспециализированные навыки по части своей специализации. Данные специалисты становятся незаменимыми в своей области знаний, а как побочный эффект они становятся чересчур специализированными, и люди, кажется, теряют всякий интерес к другим сферам эксплуатации оборудования. Кажется что структура отказывает работникам в возможности развить более широкие знания в других областях специализации.

Мы предлагаем что персонал из одного технического отдела проходит ротацию в отделах эксплуатации и технического обслуживания, для того чтобы развить широкие знания и навыки и учиться объективно видеть сильные и слабые стороны работы различных отделов. Данная практика будет развивать в персонале способности к анализу проблем и проводить улучшения. В дополнение, система карьерного продвижения и увеличения заработной платы людей, которые обрели новые знания и навыки, помогающие в работе, позволит сделать электростанцию динамичным и привлекательным местом работы. Это будет побуждать каждого работника к совершенствованию, а также позволит реформировать организацию труда, позволяя адекватно реагировать на изменения в обществе.

(4) Дополнительные возможности отдела техобслуживания

В настоящее время, члены отдела техобслуживания не только осуществляют техобслуживание и ремонт оборудования, но также и имеют возможность и способность производить самостоятельно некоторые простые запасные части, которые можно приобрести в Японии. Данный высокий уровень профессионализма может быть активно использован при осуществлении техобслуживания на других предприятиях, равно как и на самой электростанции.

Может показаться что работники отдела техобслуживания, особенно те которые напрямую связаны с ремонтными работами и проводят техобслуживание, могут использоваться в самых различных сферах. Мы предлагаем, чтобы подобные высококвалифицированные ремонтники были собраны в одно подведомственное подразделение (предприятие) для обеспечения и проведения общего техобслуживания

и ремонтных работ. Данное предприятие могло бы принимать заказы от других электростанций на проведение технического обслуживания и ремонтных работ в качестве субподрядчика, а также активно проводить различные работы за пределами электростанции. После того как будет обеспечена финансовая база, электростанция сможет сократить расходы по персоналу и техобслуживанию, сокращая стоимость генерации электроэнергии.

Организовывая подобное предприятие, электростанция сможет избавиться от излишнего персонала, сохраняя при этом рабочие места. Таким образом это сможет стать важным и выгодным пунктом реорганизации.

Предлагаемая организационная структура ДП «ТашТЭС»

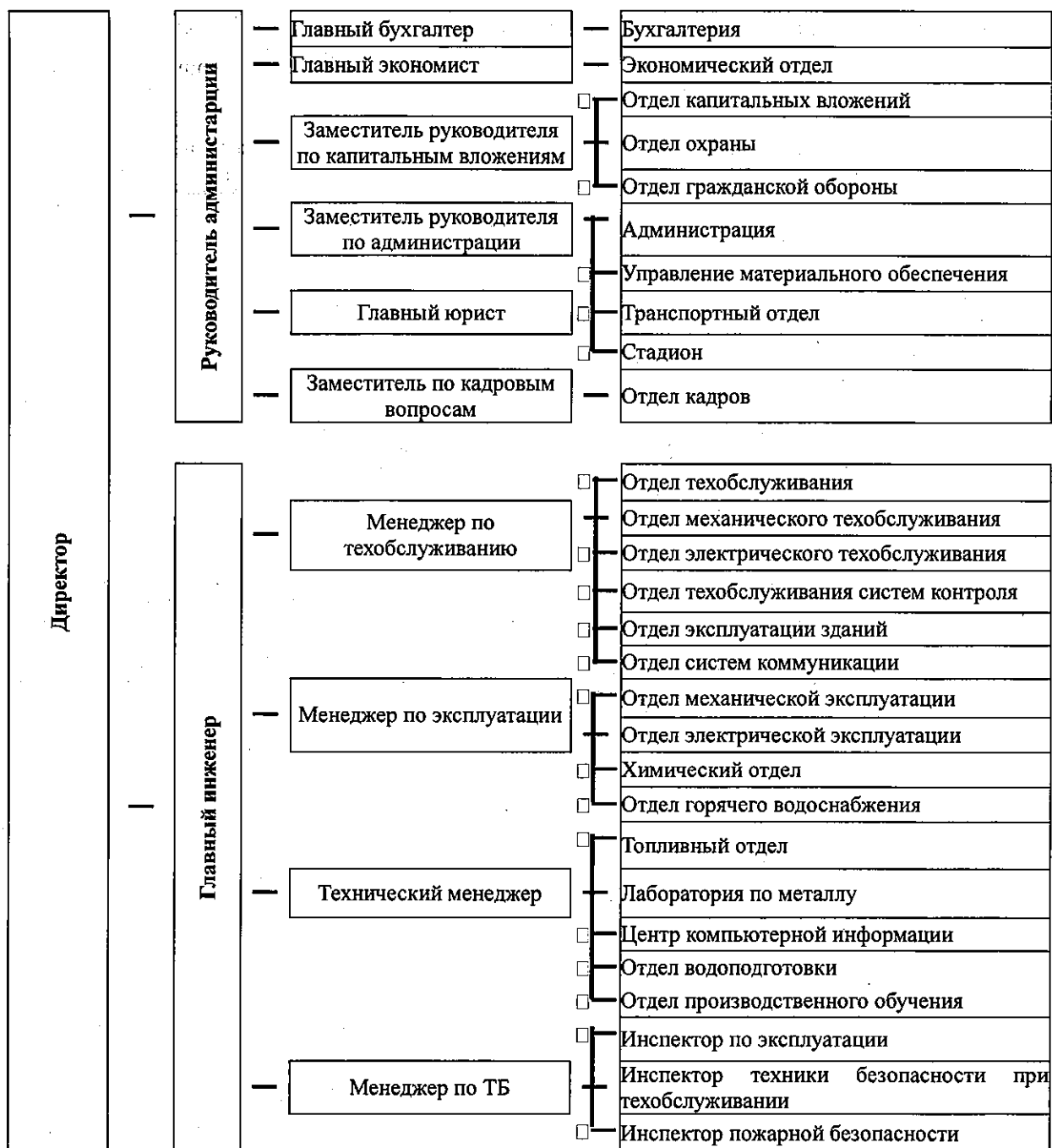


Рис. 5.4-5 Предполагаемая организационная структура ДП «ТашТЭС»

5.4.2 Управление эксплуатации оборудования

Целью тепловой электростанции является выделение тепловой энергии из топлива и превращение его в электрическую энергию высокой эффективности насколько это возможно, используя котлы, турбины и генераторы. Таким образом, важно чтобы поддерживалась надежность оборудования электростанции, и чтобы оборудование всегда эксплуатировалось на высоком уровне работоспособности и эффективности.

Когда мы анализировали оперативные данные, полученные в ходе нескольких визитов для проверки на местах, мы столкнулись с проблемой того, что запрашивая один и тот же тип данных мы всегда получали различные цифровые показатели. Данная проблема является показателем того, что данные собираются централизованно, что привело нас к тому, что данные проверок также как и данные эксплуатации эффективно не управляются.

Учитывая вышеприведенные проблемы, мы предлагаем следующие улучшения в работе в основном тех сотрудников, которые эксплуатируют оборудование, определяя проблемные моменты в области эксплуатации оборудования.

Работа по управлению эксплуатацией генерирующего оборудования включает следующие области. Первое, оборудование должно быть под наблюдением и надзором для сбора информации об эксплуатационных условиях каждого элемента оборудования. Целевые эксплуатационные параметры должны удерживаться, поддерживаться эффективность, а также проверяться и управляться рабочие параметры оборудования. В заключении оборудование должно сохраняться в приемлемых условиях, так как это обеспечивает надежность и тепловую эффективность оборудования.

1. Управление эксплуатацией

а. Предложения по мониторингу оборудования

Эксплуатационный статус оборудования меняется ежеминутно в зависимости от нагрузки. Это необходимо для того, чтобы оборудование могло эксплуатироваться стабильно при высоком КПД на любых уровнях нагрузки в пределах эксплуатационных допусков. Таким образом, это необходимо чтобы операторы, работающие в БЩУ, постоянно отслеживали эксплуатационный статус оборудования. Они должны быть очень внимательны постоянно наблюдая за приборами, чтобы не пропустить малейшие изменения.

Также должно учитываться, что невозможно полностью исключить возможность человеческой ошибки вследствие небрежности и невнимательности. Важно чтобы все меры были приняты для предотвращения нештатных ситуаций вследствие ошибочного чтения показаний приборов или эксплуатации. Вот почему размещающиеся в БЩУ операторы наблюдают за эксплуатационным состоянием каждого блока через показания приборов мониторинга, таких как индикаторы, записывающие устройства – регистраторы, и оповещающие устройства. Данные

приборы нужны, чтобы обеспечить отличный мониторинг оборудования. Индикаторы измерителей давления и термометры должны иметь некоторые обозначения допустимых пределов, с тем чтобы даже операторы с различным уровнем навыков мониторинга могла легко определить находится ли оборудование в допустимых эксплуатационных пределах.

b. Улучшение условий мониторинга

Персонал, работающий и имеющий отношение к эксплуатации оборудования должен иметь достаточные знания и опыт чтобы быть способными определить по результатам проведения проверок находится ли оборудование в пригодном состоянии. Таким образом, операторы должны работать с отделом техобслуживания по следующим направлениям:

- Составление перечня оборудования, которое нуждается в мониторинге и критерии по оценке состояния оборудования
- Изучение процесса проведения проверок
- Обход внутренних помещений, когда они доступны при проведении периодического техобслуживания
- Обход мест, где возникли проблемы

Подобные меры должны применяться для предоставления операторам возможности увидеть реальное оборудование и расширить свои знания и повысить свой уровень технического образования посредством прямого опыта. Также важно чтобы люди которые имеют большой опыт, включая опыт решения проблемных вопросов, не держали подобные знания в себе. Когда возникают проблемы, люди вовлеченные в процесс должны составить детальные отчеты по обстоятельствам при которых возникла проблема, причинах, принятых мерах, с тем чтобы обеспечить операторов из других групп данной информацией. Основываясь на данных отчетах, группы могут представить аварийную ситуацию, обсудить ее и найти пути ее решения, что повысит уровень технических навыков и улучшит взаимосвязь между группами. Путем обмена понимания проблем, группы могут работать совместно при эксплуатации оборудования.

2. Управление характеристиками

Целью управления характеристиками генерирующих блоков на тепловой электростанции является тщательное понимание эксплуатационного статуса энергоблоков в любой момент времени, с тем чтобы улучшить тепловой КПД. Для достижения этого, при эксплуатации энергоблока должно быть отражено понимание характеристик. Ниже приводятся важные методы достижения понимания.

- ① Должны быть установлены стандартные значения для показательной цифровой информации, имеющей отношение к эксплуатации энергоблока, и управляемыми блоками на основании разницы между реальными данными и установленными значениями. Стандартные значения для каждой единицы оборудования должны

быть значениями, которые могут быть получены при нормальной эксплуатации (проектные значения и значения полученные в реальной практике эксплуатации). Существует два типа значений: значения эксплуатационного статуса, такие как температура и давление, и рабочие характеристики, такие как КПД блока и КПД котла/турбины. Если последние цифровые значения могут изменяться в зависимости от внешних условий, существует необходимость их корректировки для отражения согласующихся условий с целью сравнения.

- ② Из ежедневных эксплуатационных записей возможно получить понимание эксплуатационного статуса. В дополнение, представительные значения влияют на характеристики (такие как разность уровня вакуумного конденсатора, температура уходящего газа и содержание в уходящих газах CO₂) должны проверяться ежедневно, еженедельно и ежемесячно на предмет тенденций в отклонениях.
- ③ Для оценки эффективности принятых во время периодических проверок мер по повышению эффективности и теплового КПД, должны осознаваться пункты проверки характеристик (такие как внутренняя эффективность турбины высокого давления, эффективность подогревателя воздуха и подогревателя питательной воды). Далее, должны сохраняться записи по каждому блоку в целом, чтобы улучшить точность управления.

Данные, приведенные выше очень важны для эксплуатации генерирующего оборудования, и должны быть использованы соответственно. По меньшей мере, улучшения должны быть произведены для обеспечения минимального уровня централизации данных, достаточные чтобы позволить персоналу немедленно предоставить данные, когда таковые необходимы для групп изучения.

Как мера по достижению вышеуказанного уровня управления данными, вход тепла и выход тепла по каждому параметру должны управляться с использованием графиков теплового баланса, который используется для понимания уровня использования тепла входящего в агрегат. Данный метод описывает распределение тепла на основании анализа процессов генерации, абсорбции и потерь тепла от камеры сжигания топлива до генерации электроэнергии. Данный график теплового баланса важен при определении находится ли тепловой энергоблок в хорошем эксплуатационном состоянии и ли нет, а также учета путей улучшения теплового КПД. Примерный образец приведен в Рис. 5.4-6.

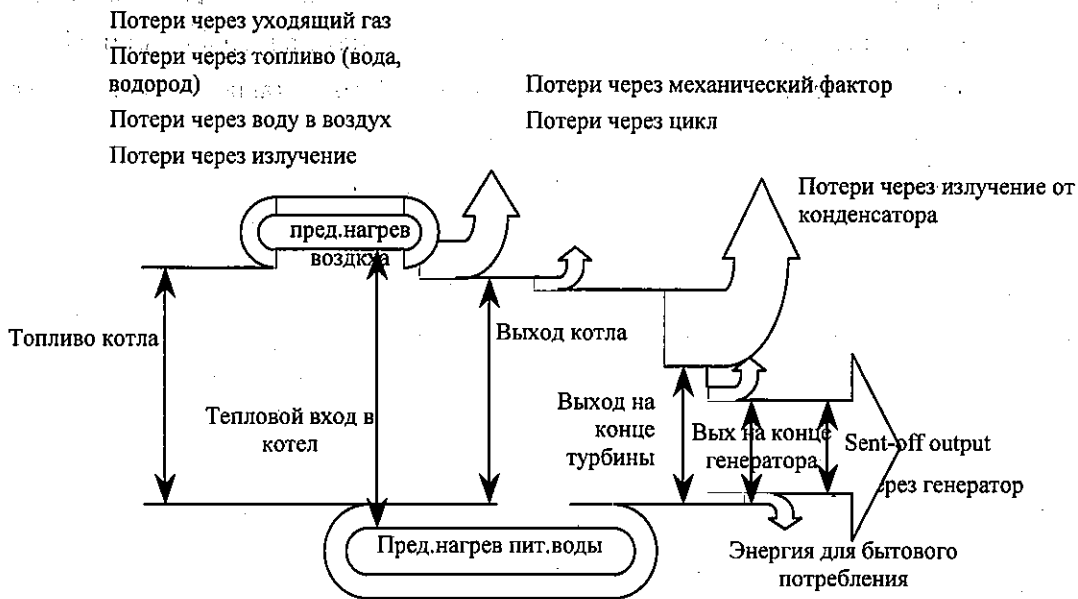


Рис. 5.4-6 Пример графика теплового баланса

3. Техническое обслуживание

Не будет преувеличением сказать что самым важным моментом в генерирующем оборудовании, которое должно использоваться продолжительный период времени, это обеспечение надежности и поддержание теплового КПД. Таким образом, необходимо проводить соответствующее техобслуживание, предпринимать шаги по предотвращению неполадок, изучать технологию и методику проведения техобслуживания и проверок по предотвращению неполадок, и полное понимание статуса разрушения/улучшения устаревающего генерирующего оборудования. Важно также реализовывать меры предотвращающего техобслуживания генерирующего оборудования и поддержание оборудования в хорошем рабочем состоянии.

а. Внедрение технологии предупреждающих техосмотров

Существующие генерирующие мощности ДП «ТашТЭС» в основном содержатся в хорошем состоянии, проводятся техосмотры и осуществляется их управление. Однако, ухудшающиеся характеристики и существующие проблемы вследствие старения являются неизбежными для оборудования, которое было произведено свыше 30 лет назад. С целью определения неполадок до того как они произойдут, основываясь на результатах прошедших проблем, и гарантируя, что будущие нужды в электроэнергии будут покрыты, критическим моментом является внедрение технологии проведения предупреждающих техосмотров. Данная технология позволяет определять проблемы, до того как они произойдут, что тесно связано с эксплуатацией основного оборудования, позволяя предотвращать проблемы путем предварительной замены уязвимых частей.

Проводя предупреждающие техосмотры на тепловых электростанциях и тщательные проверки и ремонт оборудования гарантирует безопасность оборудования и

предотвращает незапланированные остановки. Это обеспечивает стабильную генерацию и возможное сокращение стоимости.

В идеале, оборудование должно эксплуатироваться стабильно и продолжительно за исключением запланированных остановок. Для достижения этого, первым требованием является проведение различных диагностик и проверок (используя оценку срока службы и технологию диагностики) в течение периодических техосмотров и проверок. Затем могут предотвращаться проблемы разрушения в разных частях оборудования, что позволит предотвратить возникновение различных других проблем. Также необходимо тщательно проверить проблемные зоны и принять соответствующие меры, такие как запланированная замена деталей и их ремонт.

в. Оборудование, требующее проведения предупреждающих техосмотров

При проведении предупреждающих техосмотров и диагностике оставшегося периода срока эксплуатации, жизненно важным является четкое понимание состояния оборудования. Для обеспечения точного понимания состояния оборудования необходимо проведение тщательной проверки всех важных агрегатов генерирующего оборудования. Нижеследующее представляет собой показательный пример перечня оборудования требующего проведения тщательных проверок.

- Трубы котла, коллекторы и барабаны, являющиеся элементами оборудования котла и через которые протекают высокотемпературные жидкости под высоким давлением
- Подвижные и неподвижные лопатки турбины, ротор, корпус турбины
- Корпуса клапанов, штоки золотников и клапанные коробки основных клапанов (клапана высокого давления)
- Насосы и вентиляторы
- Обмотка генератора и электродвигателей
- Подшипники вращающихся частей оборудования

5.4.3 Безопасность труда и гигиена

Программы безопасности труда и гигиены придают высший приоритет безопасности человека на площадке, ставя целью предотвращение несчастных случаев до их наступления, с тем чтобы избежать ситуации когда люди будут находиться в опасности. Они также ставят целью улучшить рабочую среду для обеспечения и поддержания здоровья работников электростанции.

Безопасность труда и гигиена таким образом имеют отношение к поддержанию оборудования в хорошем рабочем состоянии, таком где главные и самые важные элементы в эксплуатации генерирующего оборудования имели высокую работоспособность и эффективность. Данная связь необходима для понимания всеми работниками электростанции, которые должны поощряться к осознанию важности безопасности труда и гигиены.

В Японии, площадки поддерживаются в строгом соответствии с положениями четкой политики порядка и чистоты. Обеспечивая безопасность на площадке понимается как начинание усилий по поддержанию площадки в хорошем гигиеничном состоянии. Корридоры, которые часто используются операторами и территории, где ремонтные рабочие осуществляют проверку и наладку постоянно чистые и в порядке. Однако на ДП «ТашТЭС», кажется что почти на всех площадках рабочие еще развили уровень осознания данного вопроса; оборудование в пыли, а рабочая униформа никак не является чистой. На проходах вокруг котлов мы находили остатки огнеупорных материалов обшивки, лежащие там куда они когда-то упали.

(1) Рабочие условия

Поддерживая надлежащую рабочую обстановку на рабочих местах является важной мерой, гарантирующей что рабочие могут сконцентрироваться на своей работе по мониторингу, когда они эксплуатируют или осматривают оборудование, не будучи отвлекаемыми какими-либо другими проблемами. Концентрация позволяет им определять проблемные области оборудования на ранних этапах, а также определять мгновенные изменения во время периодического техобслуживания и проверок. Ниже приведены некоторые меры по решению проблемных областей, которые мы встретили на энергоблоках.

- a. Проходя внутрь, особенно, в здание вспомогательного оборудования турбины, везде темно, во многих местах освещение недостаточно и ниже допустимых стандартов. В некоторых местах даже трудно разглядеть свои ноги, что создает чрезвычайно опасную ситуацию. Эти условия ухудшают видимость людей, работающих на площадке, и не позволяют им соблюдать высокий уровень точности проверки соответствующего оборудования и техосмотра, а также раннего определения потенциально опасных областей. Достаточное освещение также необходимо для предотвращения ошибочных действий, которые могут быть результатом неправильного восприятия в Центральном щите управления. Для поддержания соответствующего освещения недостаточно только одной установки необходимых ламп. Стандарты освещения должны быть установлены для всех мест, а проверка работоспособности систем освещения должна проводиться периодически, начиная с момента их установки для гарантирования соблюдения уровней освещения. Соответствующие менеджеры должны установить системы для принятия необходимых мер по ремонту, в случае выявления несоответствующего стандартам освещения. В дополнение, важным является понимание того сколько осветительных приборов и ламп используется в течении года, и поддержание достаточного запаса в случае возникновения необходимости их немедленной замены. На рабочих территориях на площадке должно быть установлено освещение направленного типа, используемое для освещения рук рабочих в дополнение к обычным внутренним системам освещения. Конечно, заранее должны быть

определены места подключения подобных осветительных систем к электропитанию, а также предусмотрены дополнительные подключения в случае дальнейшей необходимости.

b. Респираторные заболевания являются наиболее распространенными среди работников электростанции, чем другие заболевания, что также должно быть включено в рассмотрение среды внешних работ. Группа ЛСА предполагает, что одной из причин респираторных проблем среди рабочих на самом деле является то, что зимой когда сжигается мазут, уходящий газ опускается на площадку электростанции и вдыхается работниками, потому что он не рассеивается, особенно когда отсутствует или слабый ветер. В качестве лечебной меры, рабочие должны одевать пылевые маски, когда выполняют работы зимой вне зданий. В дополнение существует много утечек газа вокруг котлов, что тоже представляет опасность, особенно в верхней части котлов, где уходящие газы высококонцентрированы, рабочие могут пострадать от недостатка кислорода, равно как и вдыхания пыли. Таким образом, утечки должны немедленно быть ликвидированы, чтобы улучшить рабочую среду вокруг котлов. Это также скажется на повышении эффективности котлов.

c. Существует несколько мест, где уровень шума превышает допустимый стандарт (80 дБ(А)), включая область вокруг котлов и турбин, внутри строений вспомогательного оборудования турбин. Для того, чтобы предотвратить ухудшение слуха рабочих, работающих в данных местах на протяжении длительного времени, необходимо принять меры, как например использование берушей (затычек для ушей).

Для того чтобы обеспечить желаемый эффект от таких мер, площадки на территории должны иметь на карте площадки цветовую кодификацию по уровням шумов, а также особенно территории где необходимы защитные принадлежности, такие как беруши (ушные затычки), такие зоны должны быть четко указаны и обозначены посредством цепей по границе зоны.

(2) Охрана труда

На любой площадке, обеспечение безопасности труда должно быть первым приоритетом. Отдел охраны труда должен возглавить эту работу и периодически проверять рабочие места с целью предупреждения опасностей вследствие неполадок оборудования и человеческих ошибок до того как он и произойдут. Очень важно не только предотвращать опасность и тщательно осуществлять деятельность по выявлению опасностей, но также и привлекать персонал к участию в программах по охране труда и предотвращению несчастных случаев и травм.

Для достижения этого, необходимо чтобы сам руководитель подразделения и его подчиненные осознали продолжительность таких усилий будет иметь оптимальные последствия для управления электростанцией. Они также должны способствовать в поддержании рабочих мест в безопасном состоянии и образовании соответствующей среды, чтобы поддерживать безопасность труда. В дополнение к этому, индивидуальные группы и их подчиненные группы должны установить поставить целью охрану рабочих мест как цель для своих подразделений, а электростанция должна учредить приз за достижение уровней по безопасности труда и установке режимов безопасности.

Как предполагается, руководитель подразделения и каждый работник должны проводить надлежащие мероприятия, техобслуживание и контроль оборудования для предотвращения возникновения любых несчастных случаев. Если возникает несчастный случай, должны быть приняты прямые и надлежащие меры во избежание вторичных травм. Причина любого несчастного случая должна быть четко определена и найдено эффективное решение с целью предотвращения повторения подобных случаев. Для предотвращения несчастных случаев, на регулярной основе должны проводиться пожарные учения и встречи по обсуждению мер безопасности с привлечением всего персонала электростанции с тем, чтобы повысить сознание людей о необходимости соблюдения техники безопасности.