No.

Японское Агентство Международного Сотрудничества (JICA)

Государственная акционерная компания «Узбекэнерго»

ДЕТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

ПО

ПРОЕКТУ МОДЕРНИЗАЦИИ ТАШКЕНТСКОЙ ТЕПЛОВОЙ

ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В

РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЕТ
(РЕЗЮМЕ)

январь 2004 года

Токио Электрик Пауэр Сервисиз Ко., Лтд.

MPN
CR(1)
04-028

Группа детального исследования Проекта Модернизации ДП ТашТЭС в Республике Узбекистан
Заключительного Отчета (Резюме)

Оглавление

РАЗДЕЛ 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ
1.1 Предпосылки выполнения исследования
1.1.1 Общие положения
1.1.2 Предпосылки выполнения исследования
1.1.3 Цели исследования
1.1.4 Территория для изучения
1.1.5 Объемы изучения
1.2 Формирование группы изучения
1.3 Передача технологий
1.3.1 Передача технологий во время выполнения работ на площадке
1.3.2 Передача технологии на семинаре
1.3.3 Обучение персонала партнера
РАЗДЕЛ 2 ТЕКУЩАЯ СИТУАЦИЯ В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН
2.1 Краткий обзор по Республике Узбекистан
2.2 Политическая обстановка
2.3 Экономическая ситуация
РАЗДЕЛ 3 Текущий статус электрической и тепловой энергии в Узбекистане
3.1 Состояние сектора электроэнергии
3.1.1 Общий обзор
3.1.2 Спрос и подача электроэнергии
3.2 Состояние тепловой энергетики
3.2.1 Общий обзор
3.2.2 Общий обзор тепловых станций в Ташкенте
3.2.3 Прогноз потребления тепла и план модернизации источников
3.3 Электричество и тарифы на тепловую энергию
3.4 Текущее состояние системы передачи электроэнергии
3.4.1 Текущее состояние системы передачи электроэнергии
3.4.2 Экспорт и импорт электроэнергии
РАЗДЕЛ 4 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ
4.1 Краткое изложение подготовки Тендерной Документации
4.1.1 Структурная основа Тендерной Документации
4.1.2 Содержание Тендерных документов
4.2 Геодезические и геологические изыскания на стройплощадке
4.2.1 Цели проведения изысканий
4.2.2 Местный субподряд
4.2.3 График производства работ
4.2.4 Основные положения результатов изысканий
4.2.5 Анализ
4.3 Краткий обзор подготовки Проектного ОВОС

4.3.1 Подготовка ОВОС
4.3.2 Результаты общественных слушаний по ОВОС
4.4 Обзор изучения транспортного пути
4.4.1 Цель данного исследования
4.4.2 Возможные пути:
4.5 Анализ энергосистемы
4.5.1 Цель
4.5.2 Моделируемая Система
4.5.3 Результаты расчетов электрического режима
4.5.4 Выводы и заключение
РАЗДЕЛ 5 ПЛАН РАЗВИТИЯ ДП ТАШКЕНТСКАЯ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ (ДП ТАШТЭС)
5.1 Эксплуатация и Обслуживание Оборудования, Проблемные Участки ДП ТашТЭС
5.1.1 Краткое описание
5.1.2 Оборудование Котла
5.1.3 Оборудование газовой турбины
5.1.4 Электрическое оборудование
5.1.5 Аппаратура регулирования
5.1.6 Прочее оборудование
5.1.7 Оценка текущего состояния
5.2 Предложения по Эксплуатации и Обслуживанию Существующей Энергоустановки
5.2.1 Выбор средств Обслуживания
5.2.2 Результаты ремонтных и восстановительных работ
5.2.3 План Обслуживания и Ремонта
5.2.4 Финансовый анализ Плана Обслуживания
5.3 Производственный и Финансовый вклад ДП ТашТЭС
5.3.1 Производственный Вклад (Выработка) ДП ТашТЭС
5.3.2 Финансовый Анализ Производства (Выработки) на ДП ТашТЭС
5.3.3 Вопросы и Предложения по Финансовому анализу
5.4 План эксплуатации и управления существующей энергоустановки
5.4.1 Предложение по организационной структуре
5.4.2 Управление эксплуатации оборудования
5.4.3 Безопасность труда и гигиена
5.5 Финансовый и экономический анализ нового энергоблока
5.5.1 Предположения для анализа
5.5.2 Прогноз
5.6 Эксплуатация и техническое обслуживание новой парогазовой установки
5.6.1 Система организации эксплуатации и технического обслуживания
5.6.2 Эксплуатация и техническое обслуживание новой парогазовой установки
РАЗДЕЛ 6 РАЗВИТИЕ МЧР В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН
6.1 Соответствие КИ ООН
6.2 Развитие МЧР
6.3 Организации и Системы, связанные с КИ/Охраной Окружающей Среды
6.3.1 Организации
6.3.2 Законодательная основа

Список таблиц

Таблица 1.2-1 Формирование группы изучения ЛСА
Таблица 2.3-1 Рост ВВП (в % по сравнению с предыдущим годом)
Таблица 3.1-1 Существующие Теплоэлектростанции
Таблица 3.1-2 Существующие гидроэлектростанции
Таблица 3.1-3 План развития электростанций
Таблица 3.2-1 Установленная мощность котельных в Ташкенте
Таблица 3.2-2 Потребление тепла за последние 10 лет в городе Ташкенте
Таблица 3.2-3 Месячное потребление тепла в городе Ташкенте (1999 год)
Таблица 3.2-4 Прогнозируемое потребление тепла в городе Ташкенте
Таблица 3.3-1 Тарифы на электричество и тепловую энергию, введенные с 1 апреля 2003 года
Таблица 4.3-1 Исполнительный план общественных слушаний ОВОС
Таблица 5.6-1 Управление и осмотры газовой турбины

Список рисунков

Рис. 3.1-1 Электростанции и линии электропередач в Узбекистане
Рис. 3.1-2 Выработка электроэнергии за последние 10 лет
Рис. 3.1-3 Экспорт и импорт электроэнергии за последние 10 лет
Рис. 3.1-4 Максимальный спрос на электроэнергию за последние 12 лет
Рис. 3.1-5 Общий спрос на электроэнергию за последние 12 лет, ГВт·ч
Рис. 3.1-6 Изменение месячного спроса на электроэнергию
Рис. 3.1-7 Типичные колебания спроса на электроэнергию во время рабочего дня зимой и летом
Рис. 3.1-8 Максимальный спрос на электроэнергию в течение ближайших 10 лет
Рис. 3.1-9 Данные для прогноза роста спроса на электроэнергию
Рис. 3.2-1 Спрос на тепло за последние 10 лет в городе Ташкенте
Рис. 3.2-2 Потребление тепла в городе Ташкенте
Рис. 3.2-3 Прогнозируемое потребление тепла в городе Ташкенте
Рис. 5.1-1 Причины Остановок Блока из-за Отказа оборудования
Рис. 5.1-2 Причины Остановок Блоков из-за Неполадок с Оборудованием Котла
Рис. 5.1-3 КПД турбины в дальнейшем
Рис. 5.1-4 Уровень вакуума конденсатора в дальнейшем
Рис. 5.1-5 Готовность оборудования в пересчете на количество часов наработки
Рис. 5.2-1 Затраты на выработку единицы продукции
Рис. 5.2-2 Пропорциональная разбивка затрат на выработку единицы продукции
Рис. 5.2-3 Среднесрочный график обслуживания и ремонта (2000-2010)
Рис. 5.4-1 Организационная структура ДП ТашТЭС
Рис. 5.4-2 Предполагаемая организационная структура ДП «ТашТЭС»

Список фотографий

Фото 5.1-1	Существующая Ташкентская теплоэлектростанция
Фото 5.1-2	Короб турбины
Фото 5.1-3	Проведение обслуживания корпуса турбины на открытом воздухе
Фото. 5.1-4	Отсутствие изоляции на трубопроводах
Фото 5.1-5	Внутри здания вспомогательного оборудования турбины
Фото 5.1-6	Трещины в верхней части котла блока № 6. Трещины в навесе котла (Видны раскаленные места в печи)
Фото 5.1-7	Блок 1. Вытяжной канал
Фото 5.1-8	Блок 1 Турбина среднего давления, конечная группа поворотных лопаток
Фото 5.1-9	Блок № 6. Вид БЩУ с измерительными и регистрирующими приборами.
Фото 5.1-22	Кабели около топки Блока 6

Общая оценка
и
рекомендации

ОБЩАЯ ОЦЕНКА И РЕКОМЕНДАЦИИ

I Общая оценка

Настоящий отчет представляет результаты проведения совместных работ по детальному исследованию, финансируемому грантом, выделенным Японским Агентством Международного Сотрудничества (JICA), проекта модернизации Ташкентской ТЭС в Узбекистане, которая запланирована как выполнение программы освоения кредита в рамках программы помощи Японского Банка Международного Сотрудничества (JBIC). Цели проведения исследования приведены ниже:

- подготовка тендерной документации для проведения международных торгов по проекту
- детальное проектирование оборудования ТЭС для проведения международных торгов
- оценка воздействия на окружающую среду в результате реализации проекта
- оценка влияния на энергетическую сеть Узбекистана в результате осуществления проекта
- оценка эксплуатации и управления методами технического обслуживания на существующей ТашТЭС и предложения по их усовершенствованию

В дополнение, была рассмотрена возможность осуществления проекта по Механизму Чистого Развития (МЧР) путем подготовки Проектной документации как если бы проект был проектом МЧР. Ниже приведена общая оценка по каждой позиции исследования.

- Современная высокоэффективная парогазовая установка (ПГУ), предполагаемая для установки, является первой энергогенерирующей установкой в Республике Узбекистан. На первой стадии детального изучения Узбекская сторона практически не выразила необходимости по изучению и анализу результатов и тендерной документации, подготовленной группой детального изучения. Однако, по мере углубления знаний и понимания Узбекской стороной основных аспектов установки на более поздней стадии, интерес повысился. Мы полагаем, что появление новых энергогенерирующих технологий в государстве, как результат совместной работы,является большим достижением.

  Если данная технология будет принята в стране и будет установлено больше подобных установок в будущем, это приведет к более эффективному использованию энергетических ресурсов и снижению вредного воздействия на окружающую среду, а также будет внесен вклад в развитие экономики.

- Узбекистан – одно из государств, имеющее выход к морю через территорию как минимум двух других государств. Даже если произведенные материалы и оборудование поставляются по морю, они должны транспортироваться до места по суше, через две страны. В данном изучении маршрутов транспортировки, нами были определены проблемы, связанные с весом и габаритами частей, транспортируемых по суше. Результаты анализа транспортировки по суше могут быть высоко оценены, поскольку они могут дать полезную информацию для участников торгов.

- Детальное изучение воздействия на окружающую среду (ОВОС) в результате осуществления проекта проводилось Узбекской стороной в соответствии с Руководством JBIC по охране окружающей среды. Результаты были одобрены Комитетом по охране окружающей среды и природных ресурсов и JBIC.

  в соответствии с законодательством Узбекистана и рекомендациями JICA и JBIC проводились общественные слушания среди местного населения на предмет согласия местного населения с внедрением новой установки. Результаты публичных слушаний были опубликованы в газете (Правда Востока) от 15 октября 2003 года и было получено согласие местного населения с внедрением и строительством новой установки.

  Внедрение подобной установки путем проведения подобных процедур проводится в Узбекистане впервые и данное исследование может расцениваться как положительный опыт и будет полезным при строительстве новых подобных установок в будущем.

- Было разъяснено, что в соответствии с анализом энергетической системы, проведенным во время исследования, влияния на существующую энергетическую систему Узбекистана в связи с введением новой установки в 2002 году наблюдаться не будет. Как результат, в отношении базовых технических требований, предъявляемых к электрическому оборудованию в тендерной документации, соображения на момент проведения исследования введения новой установки принимались как есть. Однако, результаты анализа показали, что существуют свойственные существующим сетям проблемы, которые были признаны Узбекской стороной как перспективные вопросы проблемного характера в будущем. Следовательно, проведение данного исследования признано удовлетворительным.

- Как результат исследования текущего состояния системы управления существующей ТашТЭС были сделаны предложения по планам ремонта, усовершенствованию системы финансового учета, организации управления и техники безопасности, а также были определены позиции, требующие усовершенствования или разъяснения. ГАК «Узбекэнерго» не проинформировало о проведении подобных исследований, следовательно, опыт проведения подобных исследований будет высоко оценен и предполагается, что это приведет к будущему изучению и анализу системы управления других станций.

- Финансовая норма дохода новой установки была вычислена на основе предварительного исследования после принятия решения о строительстве. Однако, учитывая, что условия расчета указанной нормы могут измениться, нами был проведен прогнозный анализ, отражающий поведение нормы дохода в случае изменений каких-либо показателей. По результатам анализа было выявлено, что в ходе эксплуатации нового блока, ГАК «Узбекэнерго» столкнется с различными эксплуатационными проблемами.

- Установка новой ПГУ осуществляется в Узбекистане впервые. Базовые концепции, связанные с природой эксплуатации и технического обслуживания и выработанные на основе опыта эксплуатации подобных установок в Японии будут в значительной мере полезны для ГАК «Узбекэнерго».

- Узбекистан ратифицировал Киотский протокол по изменению климата намного раньше других стран и осуществляет различные виды деятельности внутри страны, как, например, изучение существующего уровня и прогнозирование тенденций развития парниковых газов по отношению к изменению климата. Однако, это не повлекло за собой создания практических систем или принятия законодательных актов по внедрению Механизма Чистого Развития (МЧР). Однако, было признано, что путем проведения настоящего исследования Узбекистан предпринял попытку рассмотрения законодательного акта, требующего внедрения МЧР в Узбекистане, принимая во внимание, что процедуры создания проекта МЧР были определены Рамочной Конвенцией ООН по глобальному изменению климата (UNFCC).

II Рекомендации

Основываясь на результаты исследования, были предложены следующие рекомендации:

- как результат понимания и получения знаний по методам оценки тендерных предложений по строительству ПГУ в процессе проведения программы детального исследования и совместной подготовки тендерной документации для проведения торгов по данному проекту, фактическая оценка тендерных предложений должна пройти успешно.

- осуществление данного проекта также одобрено местными жителями в процессе проведения публичных слушаний при подготовке отчета по воздействию на окружающую среду (ОВОС). Надеемся, что проведение подобных процедур станет правилом при осуществлении подобных проектов в Узбекистане.

- Анализ энергетической сети Узбекистана и влияние осуществления проекта проводились на основе данных, полученных в 2002 году. Однако, желательно проведение подобного анализа прогностических данных, принимая во внимание спрос на электроэнергию, планы развития источников питания и планы развития средств передачи и распределения электроэнергии на стадии начала осуществления проекта.

  Необходимо осуществление плана по увеличению передаваемых мощностей с очень низкой степенью стабильности системы, как было определено в ходе исследования.

- Работы по техническому обслуживанию ТашТЭС в основном включают работы, проводимые после случая аварии или повреждения, а запланированных работ по профилактическому техническому осмотру не проводится. Планов по ремонту оборудования, а также планов по поддержанию или увеличению производительности станции и результатов оценки от экономических эффектов в результате проведения таковых работ не имеется. Организации для осуществления таких планов создано не было. Для того, чтобы метод запланированного технического обслуживания оборудования стал правилом для энергетических объектов в Узбекистане, необходимо следовать рекомендациям, выработанным в процессе настоящего исследования. Для этих целей необходимо более глубокое понимание вопросов Узбекской стороной и предлагается отправка инженеров с большим опытом работы в данных областях и выполнении подобных задач, основываясь на результаты

настоящего исследования для различных видов оборудования станции. Запланированный план ремонта оборудования для предупреждающего технического осмотра необходим, особенно для горячих частей газовой турбины, и, следовательно, данное предложение является архиважным.

- Местные условия на ТашТЭС не всегда являются подходящими для работы персонала, который также не обладает достаточными знаниями по технике безопасности и санитарным нормам. Любой отдел, ответственный за ТБ и санитарные условия не включен в организационную структуру ТЭС. Поскольку недостаточное осознание санитарных норм и требований к ТБ может привести к травмам, и, в свою очередь, к потерям и дополнительным расходам станции, рекомендуется создание отдела по подобным вопросам, отчитывающимся непосредственно главному инженеру.

- В соответствии с результатами исследования, прибыль Ташкентской ТЭС составляет 1.31 Сум/КВт·ч принимая во внимание отношение расходов на выработку энергии к тарифам на электричество и потери энергии при передаче и распределении. Следует также тщательно изучить данные показатели, предполагая, что данные показатели не были изучены в рамках настоящего исследования и учитывать прибыль, которая наиболее близка фактически показателям в качестве инструкций для управления станцией.

- Финансовая внутренняя норма дохода и доход от собственных средств станции не обязательно должны быть очень привлекательными для нового проекта. Одной из причин является то, что бóльшая часть материалов и оборудования производится в странах с рыночной экономикой, в то время, как тарифы на электроэнергию значительно ниже. Узбекистан намерен развиваться как государство с рыночной экономикой и тарифы на электроэнергию должны быть соответственно узаконены.

- Для осуществления проекта МЧР в Узбекистане, настоятельно рекомендуется создание законодательной базы и узаконивание соответствующих тарифов на электроэнергию, как описано выше, а также усовершенствование системы сбора платы, что не было включено в рамки настоящего исследования.

Раздел 1 Общие положения

Изучение детального проектирования по проекту Модернизации Ташкентской ТЭС в Республике Узбекистан
Заключительный Отчет (Резюме)

Оглавление

№ стр.

РАЗДЕЛ 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Предпосылки выполнения исследования

1.1.1 Общие положения

1.1.2 Предпосылки выполнения исследования

1.1.3 Цели исследования

1.1.4 Территория для изучения

1.1.5 Объемы изучения

1.2 Формирование группы изучения

1.3 Передача технологий

1.3.1 Передача технологий во время выполнения работ на площадке

1.3.2 Передача технологии на семинаре

1.3.3 Обучение персонала партнера

Список таблиц

№ Название таблицы

Таблица 1.2-1 Формирование группы изучения ЛСА

РАЗДЕЛ 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Предпосылки выполнения исследования

1.1.1 Общие положения

Республика Узбекистан (здесь и далее Узбекистан) – это государство со всех сторон окруженное сушей, расположено в центре среднеазиатского региона бывшего Советского Союза и граничит Республикой Казахстан на севере, Туркменистаном на западе, Республикой Кыргызстан на востоке и Республикой Таджикистан и Афганистаном на юге. Государство является самым густонаселенным среди пяти среднеазиатских республик с населением, насчитывающим около 24 млн. жителей.

Узбекистан обрел независимость в августе 1991 года, последовавшего после развала Советского Союза в конце 80-х, главой государства является Президент. В дополнение к традиционной ключевой хлопковой промышленности были развиты области, связанные с машиностроением и производством химических удобрений, кроме того, государство имеет большие запасы цветных металлов, как, например, золото. Наблюдается изобилие энергоносителей как нефть, природный газ и уголь. Производство газа в Узбекистане составляет 2.0 x 10^{15} Британских тепловых единиц в год (БТЕ/год), что выводит Узбекистан на второе место после России (20.8 x 1015 БТЕ/год) среди государств бывшего СССР. Стремясь обрести экономическую независимость от Советского Союза наряду с политической были поставлены задачи обеспечить государство достаточными объемами энергетических ресурсов и продуктов питания с последующим устойчивым ростом объемов производства нефти, газа и зерновых культур. Узбекистан следует курсом постепенного, но устойчивого развития открытого рынка и либерализации экономики.

1.1.2 Предпосылки выполнения исследования

ДП ТашТЭС состоит из двенадцати блоков стандартного типа и является важным объектом в столичной зоне. Однако, станция находится в эксплуатации в течение 30-40 лет, наблюдается ухудшение состояния, снижение степени надежности и производительности, что, в свою очередь увеличивает выбросы загрязнителей и парниковых газов. Принимая во

внимание вышеизложенное Правительство Узбекистана приняло решение о разработке плана модернизации с устройством паро-газовой установки (здесь и далее «Установка»), работающей на природном газе мощностью 370 МВт с применением современных технологий и более высоким тепловым КПД и обратилось к Правительству Японии с просьбой о проведении Технико-экономического обоснования плана модернизации.

В ответ на упомянутую просьбу Правительства Узбекистана JETRO (Японская организация внешней торговли) провела Технико-экономическое обоснование с целью оценки жизнеспособности плана модернизации в своей «Научно-исследовательской программе атмосферного и природоохранного развития 1998 г.». План был признан выполнимым и Правительство Узбекистана приняло решение о его выполнении.

Таким образом Правительство Узбекистана подало заявку Правительству Японии, т.е. заявку на выделение Японским Банком Международного Сотрудничества (JBIC) Йенового кредита на строительство блока в декабре 1999 года и на проведение детального изучения при поддержке Японского Агентства Международного Сотрудничества (JICA) в июле 2001 года. В ответ на указанные заявки JICA отправило в Узбекистан группу детального изучения в феврале 2002 года. По результатам исследования Правительство Японии приняло решение о проведении изучения Проекта Модернизации ДП ТашТЭС согласно заявке Правительства Узбекистана. Объем работ в рамках Изучения был определен на переговорах между Узбекской стороной и Группой Предварительного Изучения JICA, отправленной в Узбекистан в июне 2002 года.

Обмен Нотами по Изучению был осуществлен между Правительствами государств и Соглашение о предоставлении Йенового кредита было заключено между JBIC и Правительством Узбекистана в мае 2002 года.

1.1.3 Цели исследования

Цели исследования приведены ниже:

(1) Подготовка тендерной документации для контракта на Генеральный подряд для установки ПГУ на ДП ТашТЭС на средства кредита JBIC. Подготовка будет включать в себя детальное изучение площадки для

строительства, инженерные изыскания и детальный отчет о воздействии на окружающую среду (ОВОС), подготовленные Узбекской стороной. Контракт на строительство ПГУ будет присуждаться на основании результатов международных конкурентных торгов, а строительство ПГУ будет осуществляться со сдачей «под ключ» одним подрядчиком с индивидуальной ответственностью.

(2) Подготовка рекомендаций по плану улучшения и совершенствования существующей ТашТЭС с точки зрения эксплуатации, технического обслуживания, финансовых вопросов, организации, охраны окружающей среды и т. д.

В дополнение, во время проведения исследования и семинара по передаче технологий Группа изучения JICA будет передавать технологии заинтересованному персоналу с Узбекской стороны.

1.1.4 Территория для изучения

Территориями для изучения являются территория ТашТЭС и прилегающие районы.

1.1.5 Объемы изучения

В соответствии с Протоколом собрания и Объемам работ, подписанным Группой предварительного изучения JICA и ГАК «Узбекэнерго», ниже приведены позиции для изучения:

(1) Представление команды изучения
(2) Обзор и повторная оценка заявки, представленной Узбекистаном, обзор результатов предыдущей программы изучения, проведенной Экспертной миссией JBIC для проекта, обзор информации и данных, полученных предыдущей группой изучения JICA и прочей информации и данных, относящихся к проекту
(3) Изучение существующих условий устройства и эксплуатации, финансовых вопросов и вопросов, связанных с охраной окружающей среды на существующей ТашТЭС
(4) Изучение условий площадки для нового блока включая геологическую съемку, возможность доступа и транспортировки материалов на площадку, строительство временного склада для хранения

строительных и прочих материалов и т. д.

ГАК «Узбекэнерго», за свой счет, должным образом проведет изучение наличия подземных коммуникаций и сооружений и демонтаж – в случае наличия последних – для строительства ПГУ

(5) Определение условий проектирования для ПГУ таких, как атмосферные условия, условия топливного сырья, требуемые условия эксплуатации и технического обслуживания, меры по охране окружающей среды и т. д.

(6) Определение оптимальной конфигурации ПГУ включая шахтное расположение газовой и паровой турбин, систему парового цикла, конфигурацию ОРУ, распределенную систему управления, и т. д.

(7) Изучение оптимальной технологии возведения и графика производства работ, учитывая ограничения по максимальным габаритам и весу передаваемого оборудования, являющемуся предметом изменения в зависимости от выбранных маршрутов транспортировки

(8) Оценка стоимости ПГУ в зависимости от объема кредита, выделяемого JBIC

(9) Изучение принципа эксплуатации новой установки по отношению к существующим блокам

(10) Расчет годового объема выработки энергии и доходы от эксплуатации установки принимая во внимание выработку энергии как существующими так и новым блоком

(11) Расчет расходов на эксплуатацию, техническое обслуживание, персонал и прочих издержек, связанных с новой установкой

(12) Экономические и финансовые анализы, включая расчет финансовой и экономической норм внутреннего дохода, а также анализа чувствительности установки

(13) Расчет бухгалтерского баланса, условия дохода и движение наличности на долгосрочный период эксплуатации включая период строительства для ДП ТашТЭС в целом и для установки в отдельности

(14) Подготовка предквалификационной документации и тендерной документации в соответствии с «Руководством по закупкам в рамках кредита ОПР JBIC». Тендерная документация состоит из Инструкций участникам торгов, общих условий контракта, требований, предъявляемых к проекту, технических спецификаций, включающих концептуальные чертежи расположения, блок-схемы и т. д.

(15) Обзор и анализ предыдущего ОВОС и содействие Узбекской стороне в подготовке детального ОВОС в соответствии с руководством JBIC

(16) Координация деятельности между Узбекистаном и JBIC и оказание необходимого содействия в подготовке тендерной документации

(17) Рекомендации по плану усовершенствования вопросов эксплуатации, технического обслуживания, финансовых вопросов, организации, вопросов охраны окружающей среды и т. д. для всей ТашТЭС

(18) Передача технологий заинтересованному персоналу во время проведения Технико-экономического обоснования и Семинара по передаче технологий. Вопросы, рассматриваемые во время Семинара охватят ознакомление с новейшими технологиями выработки электроэнергии, международную практику проведения торгов, технику управления установкой и т. д.

(19) Проведение программ обучения в Японии в течение около двух (2) недель одного (1) сотрудника ГАК «Узбекэнерго» в 2002 финансовом году и в течение около трех (3) недель четырех (4) сотрудников ГАК «Узбекэнерго» в 2003 финансовом году.

(20) Расчет снижения парникового эффекта от газов в результате осуществления проекта

(21) Подготовка проектной документации проекта по механизму чистого развития (МЧР)

(22) Проведение анализа энергетической системы

1.2 Формирование группы изучения

Таблица 1.2-1 описывает имена и задачи членов группы изучения JICA.

Таблица 1.2-1 Формирование группы изучения JICA

Имя	Задача
Кенджи МИКАТА	Руководитель группы Общее планирование системы выработки электроэнергии Газовая турбина и вспомогательное оборудование
Хидеюки ОКАНО	Заместитель руководителя группы Паровая турбина и вспомогательное оборудование установки
Тошио ШИОМИ	Котел и вспомогательное оборудование установки
Хидея КАНО	Гражданское строительство и архитектура
Сачио КОСАКА	Управление электростанцией План строительства Расчет издержек проекта
Тейзо АКИЗУКИ	Экономический и финансовый анализ
Тетсуя УШИЯМА	Оценка воздействия на окружающую среду
Тадаюши ВАКИТА	Система контроля и мониторинга
Шоичи КИМУРА	Электрические системы
Кенжи ХИРАМАЦУ	Механизм чистого развития (МЧР)
Киёши НОМУРА	Анализ энергетической системы
Такаши ЧУДЖО	Анализ энергетической системы
Мисаки КИТТАКА	Администрирование и координация

1.3 Передача технологий

1.3.1 Передача технологий во время выполнения работ на площадке

Согласно содержанию Объемов работ во время программы обучения работы на площадке будут осуществляться совместно с персоналом группы изучения и ГАК «Узбекэнерго». Такой подход позволит обеспечить наиболее эффективную передачу технологий. Передача технологий на площадке будет сфокусирована на следующих позициях:

(1) Подготовка тендерной документации для международных конкурентных торгов (общие условия контракта, особые спецификации, технические спецификации и т. д.)
(2) Современная парогазовая установка
(3) Последние технологии, используемые в газовых турбинах, паровых турбинах и котлах-утилизаторах
(4) Распределенная система управления для эксплуатации современных ПГУ
(5) Оценка воздействия на окружающую среду
(6) Эксплуатация и технической обслуживание установки
(7) Финансовая оценка новой установки
(8) МЧР (Механизм чистого развития)
(9) Анализ электрических режимов
(10) Прочие позиции, включенные по просьбе ГАК «Узбекэнерго»

1.3.2 Передача технологии на семинаре

Семинар по передаче технологии будет проводиться на площадке во время пятой фазы изучения на площадке. На семинаре будет представлена информация по вышеупомянутым технологиям.

1.3.3 Обучение персонала партнера

Обучение персонала будет проводиться по следующей программе: один (1) представитель в 2002 году и четыре (4) представителя в 2003 году.

Раздел 2 Общая ситуация в Республике Узбекистан

Изучение детального проектирования по проекту Модернизации Ташкентской ТЭС в Республике Узбекистан
Заключительный Отчет (Резюме)

Оглавление

РАЗДЕЛ 2 ТЕКУЩАЯ СИТУАЦИЯ В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

2.1 Краткий обзор по Республике Узбекистан

2.2 Политическая обстановка

2.3 Экономическая ситуация

СПИСОК ТАБЛИЦ

№	Название таблицы
Таблица 2.1-2	Рост ВВП (в % по сравнению с предыдущим годом)

РАЗДЕЛ 2 ТЕКУЩАЯ СИТУАЦИЯ В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

2.1 Краткий обзор по Республике Узбекистан

Узбекистан, после своей более, чем тысячелетней историей, обрел независимость от бывшего Советского Союза в 1991 году. Теперь государство открывает свои границы для мирового сообщества с курсом на развитие свободной рыночной экономики.

Узбекистан – государство с общей площадью 447,400 км2, расположенное в центре Средней Азии, на перекрестке древних торговых путей. При численности населения свыше 24 млн. человек Узбекистан занимает лидирующее положение в Средней Азии с точки зрения экономического и геополитического влияния. Столицей Узбекистана является город Ташкент, с более, чем 2000-летней историей; Ташкент является самым крупным городом в регионе (около 2.3 млн. жителей) и выполняет роль центра для политической, промышленной, финансовой и культурной деятельности. Социально-экономические показатели государства приведены ниже.

Прирост населения:	2.3%(1995 г.)
Коэффициент детской смертности:	43 на 1,000 рождений
Средняя продолжительность жизни:	мужчины 70.7 женщины 64.3
Уровень грамотности среди взрослого населения:	мужчины 99.6% женщины 99.8%

Узбекистан, имея границы с другими государствами Средней Азии, играет важную роль в транспортном сообщении и энергетической сети. Более 3/5 территории заняты пустынными степями, чередующимися орошаемыми, плодородными оазисами вдоль рек Аму-Дарья и Сыр-Дарья. Зимы в Узбекистане довольно мягкие, объем осадков составляет не более 200 мм в год, но жаркие и сухие летние периоды, продолжающиеся с мая по октябрь создают идеальные условия для выращивания таких культур, как хлопок, табак, фрукты и овощи.

Потенциал Узбекистана в трудовых ресурсах является одним из самых высоких во всей Азии, преимуществом является самый высокий уровень общего образования и опыта рабочей силы. Население Узбекистана делится на следующие этнические группы: узбеки – 74.7%, русские – 6.5%, таджики – 4.8%, казахи – 4.1% и прочие группы составляют 10.1%. Официальным языком государства является узбекский, хотя наряду с этим широко используется и русский язык. Плотность населения составляет 50.4 человека на км2. Боле 60% населения проживают в сельской местности. Недавний прирост населения составлял 2.3%, что на много выше, чем средний общемировой показатель. Согласно данным Программы Развития ООН (UNDP) к 2000 году численность населения должна составлять 25 млн. человек. Высокий прирост населения, т.е. увеличение численности молодого населения обеспечит поддержку статуса Узбекистана как крупнейшего рынка труда и потребления в Средней Азии.

Экономика государства начала восстанавливаться в течение последних нескольких лет. Среди стран СНГ Узбекистан выделяется своим стабильным переходом, без резкого падения цен, крайней бедности и инфляции. Узбекистан является вторым крупнейшим экспортером хлопка в мире. В дополнение к вышесказанному, имеющиеся в изобилии минеральные ресурсы ставят Узбекистан в ряд с наиболее привлекательными странами для международных инвестиций в горный сектор промышленности. Узбекистан занимает свое место среди первых 10 стран в сфере добычи цветных металлов. Узбекистан также занимает 7 место в мире по производству золота, объемы добычи составляют более 70 т в год. С точки зрения производства газа Узбекистан занимает 10 место в мире.

Правительство страны начало политику приватизации вскоре после обретения независимости и работа над этим ведется в настоящее время: 82.7% всех предприятий находится в форме негосударственной собственности, что обеспечивает около 70% национального ВВП.

В настоящее время Узбекистан следует политике «открытых дверей» в привлечении прямых иностранных инвестиций, что является привлекательной площадкой для инвесторов.

2.2 Политическая обстановка

В процессе развала Советского Союза в конце 80-х, Узбекская Советская Социалистическая Республика объявила о принятии республиканской системы правления в июне 1990 года, а затем провозгласила независимость 31 августа 1991 года после провала путча в Москове. После развала Советского Союза в конце того же года, Узбекистан обрел фактическую независимость и 8 декабря 1992 года принял новую Конституцию.

Президент, Ислам Каримов, начал свою деятельность в качестве Президента в марте 1990 года после принятия должности лидера бывшей Коммунистической партии в 1989 году.

Он был избран первым Президентом Республики Узбекистан в декабре 1991 года вскоре после обретения государством независимости. Затем референдум в апреле 1995 года принял решение о переизбрании его в качестве Президента до 2000 года. В январе 2000 года во время прямых президентских выборов он был переизбран, набрав 92% голосов.

Народная Демократическая Партия, бывшая Коммунистическая Партия, переименованная в апреле 1991 года удерживает свою власть, поддерживая при этом администрацию Каримова. Главой партии является И. Каримов. В декабре 1994 года прошли первые после обретения независимости выборы в парламент. Победа на выборах была одержана Народной Демократической Партией и Партией Развития Отечества.

Следующие парламентские и президентские выборы назначены на январь 2005 и декабрь 2004 гг. соответственно.

После развала Советского Союза Узбекистан шел своим путем развития, продолжая выделять важность обновления и государственного управления в отличие от других государств, как Казахстан и Кыргызстан, последовавших рекомендациям МВФ по поддержке либерализации экономики и структурных реформ. За период от развала Союза до 1996 года большинство стран СНГ испытывало серьезные экономические кризисы, в то время, как Узбекистан смог свести снижение ВВП до минимума благодаря политике «постепенного обновления».

Решительное лидерство Президента наряду с политикой «постепенного обновления» вносят свой вклад в удерживание довольно стабильной политической и экономической ситуации. Администрация Каримова является твердой.

2.3 Экономическая ситуация

Рассчитывая на значительные объемы полезных ископаемых и высокообразованную рабочую силу Правительство Узбекистана предприняло попытку к разработке механизма экономического развития, при этом обращая внимание на сохранение макроскопической стабильности и промышленных мощностей для увеличения объемов международной торговли и поступающих инвестиций.

Вскоре после провозглашения независимости Правительство Узбекистана выработало экономическую политику, которая определенно была направлена на «шоковую терапию», которая предполагала поддержку государственных предприятий и защиту потребителей от инфляции путем объединения государственных субсидий, жесткого контроля цен и периодических увеличений заработной платы. Первоначально данная политика позволила в 1991-1994 годах удерживать спад ВВП в размере 17% по сравнению с 40%, наблюдавшимся в странах СНГ. Однако, данный консервативный подход становился все более неприемлемым в 1993 году, после чего Узбекистан вышел из Рублевой зоны. Столкнувшись с возникающими проблемами, осложненными повышающейся инфляцией переходной валюты, известной как «Сум-купон», правительство начало выполнение программы экономических реформ включая более жесткую финансовую политику, установление свободных цен на многие товары народного потребления, сотрудничество с международными финансовыми институтами, были предприняты шаги к приватизации, созданию рабочих отношений с иностранными инвесторами и введение постоянной национальной валюты «Сум».

После осуществления описанных шагов Правительство достигло внушительных показателей против инфляции – уровень инфляции 27.6% в конце 1997 года против 64.4% в конце 1996. Похожий прогресс наблюдался в удерживании показателей ВВП, которые изменились с падения на 4.2% в 1994 году до роста 5.2% в 1997 году. Таблицы 2.1-2 и 2.1-3 показывают фактический ВВП (изменение в процентах по сравнению с предыдущим годом) и вклад различных секторов в ВВП с 1993 по
1997 гг. В 1997 году вклад каждого сектора в ВВП в реальных показателях составлял: 26% – сельское хозяйство, 17% – производственный сектор, 8% – торговля, 6% – транспортные перевозки и телекоммуникации и 24% –

прочие. Следовательно, наибольший вклад в ВВП осуществляется сельским хозяйством.

Таблица 2.1-2 Рост ВВП (в % по сравнению с предыдущим годом)

Год	1995	1996	1997	1998	1999
Сельское хозяйство	2.0	-7.0	5.8	4.0	6.0
Промышленность	-5.6	1.7	2.2	2.3	1.0
Транспорт и связь	-5.0	-1.0	-1.0	5.0	3.3
Строительство	-4.1	0.6	2.6	6.0	3.6
Торговля	-6.2	19.5	17.1	10.3	7.3
Прочие услуги	2.3	2.0	4.1	3.0	3.9
Непрямые субсидии минус налоги	-0.4	14.1	8.1	4.8	2.9
Итого	-0.9	1.6	5.2	4.4	4.1

Источник: Отчет МВФ №00/36

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

Изучение детального проектирования по проекту Модернизации Ташкентской ТЭС в Республике Узбекистан

Заключительный Отчет (Резюме)

Оглавление

РАЗДЕЛ 3 Текущий статус электрической и тепловой энергии в Узбекистане

3.1 Состояние сектора электроэнергии

3.1.1 Общий обзор

3.1.2 Спрос и подача электроэнергии

3.2 Состояние тепловой энергетики

3.2.1 Общий обзор

3.2.2 Общий обзор тепловых станций в Ташкенте

3.2.3 Прогноз потребления тепла и план модернизации источников

3.3 Электричество и тарифы на тепловую энергию

3.4 Текущее состояние системы передачи электроэнергии

3.4.1 Текущее состояние системы передачи электроэнергии

3.4.2 Экспорт и импорт электроэнергии

Список таблиц

№	Название Таблицы
Таблица 3.1-3	Программа развития электростанций
Таблица 3.1-2	Максимальный спрос на электроэнергию за последние 10 лет
Таблица 3.1-12	Прогноз годового потребления электроэнергии (ГВт·ч)
Таблица 3.2-1	Установленная мощность котельных в Ташкенте
Таблица 3.2-2	Потребление тепла за последние 10 лет в городе Ташкенте
Таблица 3.2-3	Месячное потребление тепла в городе Ташкенте (1999 год)
Таблица 3.2-4	Прогнозируемое потребление тепла в городе Ташкенте
Таблица 3.3-1	Тарифы на электричество и тепловую энергию, применимые с 1 апреля 2003 года

Список рисунков

№	Название рисунка
Рис. 3.1-1	Электростанции и линии электропередач в Узбекистане
Рис. 3.1-2	Выработка электроэнергии за последние 10 лет
Рис. 3.1-3	Экспорт и импорт электроэнергии за последние 10 лет
Рис. 3.1-4	Максимальный спрос на электроэнергию за последние 12 лет
Рис. 3.1-5	Максимальный спрос на электроэнергию в течение ближайших 10 лет
Рис. 3.2-1	Спрос на тепло за последние 10 лет в городе Ташкенте
Рис. 3.2-2	Потребление тепла в городе Ташкенте
Рис. 3.2-3	Прогнозируемое потребление тепла в городе Ташкенте

РАЗДЕЛ 3 ТЕКУЩИЙ СТАТУС ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В УЗБЕКИСТАНЕ

3.1 Состояние сектора электроэнергии

3.1.1 Общий обзор

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

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

Энергетическая система Узбекистана состоит из 9 теплоэлектростанций (три из которых производят энергию и тепло) и 28 гидроэлектростанций, в общей сложности производящих 11,26 млн. КВт (9.84 млн. КВт вырабатывается ТЭС и 1.42 млн. МВт – гидроэлектростанциями). Из станций, входящих в систему энергетики, только перечисленные имеют установленную мощность свыше 1 млн. КВт, а именно: Сырдарьинская ТЭС (3 млн. КВт), Новоангренская ТЭС (2.1 млн. КВт), Ташкентская ТЭС (1.86 млн. КВт) и Навоийская ТЭС (1.25 млн. КВт).

Общее количество паровых турбин, установленных на этих станциях составляет 64, включая 37 блоков с производящей мощность свыше 150 тыс. КВт. Крупнейший генератор паровой турбины на 0.8 млн. КВт находится в процессе строительства на Талимарджанской ТЭС.

Гидроэлектростанции несут ответственность за выработку электроэнергии, являющейся частью спроса, который не может быть удовлетворен ТЭС.

Крупнейшей станцией является Чарвакская ГЭС с установленной мощностью в 0.62 млн. КВт и водохранилищем, вмещающим 2 млрд. тонн. Всего на этих ГЭС установлено 67 гидроагрегатов с мощностью блока варьирующейся от 1 до 165 МВт.

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

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

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

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

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

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

В целом, планируется ввод в эксплуатацию 1,620 МВт (включая ПГУ на 376 МВт на ТашТЭС и на 346 МВт в Навои) к 2005 году. Осуществление указанной программы позволит снизить расход топлива для выработки электроэнергии на 30г/КВт·ч. Более того, в течение ближайших лет – до 2010 года – планируется строительство блока парового цикла на 800 МВт на Талимарджанской ТЭС и такого же блока на 404 МВт на Пскемской ТЭС. Таблица 3.1-1 показывает планы на строительство энерговырабатывающих средств до 2010 года. Общая установленная мощность устанавливаемых блоков составляет 3,276 МВт.

Таблица 3.1-3 Программа развития электростанций

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

Источник: ГАК «Узбекэнерго»

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

На сегодняшний день установленная мощность, находящаяся в юрисдикции ГАК «Узбекэнерго» составляет 11,263 МВт, включая выработку ТЭС на 9,844 МВт и выработку ГЭС на 1,419 МВт, производя около 50 млрд. КВт·ч. Таблица 3.1-1 показывает перечень электростанций и линий передач в Узбекистане. Таблица 3.1-2 показывает рост общей установленной мощности за последние 10 лет. С 1992 года новых мощностей в эксплуатацию не вводилось частично из-за временного падения спроса, частично из-за экономического кризиса, наступившего после обретения независимости.

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

Таблица 3.1-2 Максимальный спрос на электроэнергию за последние 10

Год	Установленная мощность (МВт)			Максимальный спрос (МВт)	Мощность крупнейшего блока (МВт)
	Гидро-	Тепло-	Итого		
1990	1,399	9,452	10,851	8,374	300
1991	1,399	9,544	10,943	8,608	300
1992	1,419	9,544	10,963	7,873	300
1993	1,419	9,544	10,963	7,900	300
1994	1,419	9,544	11,263	7,556	300
1995	1,419	9,844	11,263	7,379	300
1996	1,419	9,844	11,263	7,478	300
1997	1,419	9,844	11,263	7,476	300
1998	1,419	9,844	11,263	7,579	300
1999	1,419	9,844	11,263	7,494	300

лет

Источник: ГАК «Узбекэнерго»

Рис. 3.1-1 Электростанции и линии электропередач в Узбекистане

3.1.2 Спрос и подача электроэнергии

(1) Общий обзор

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

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

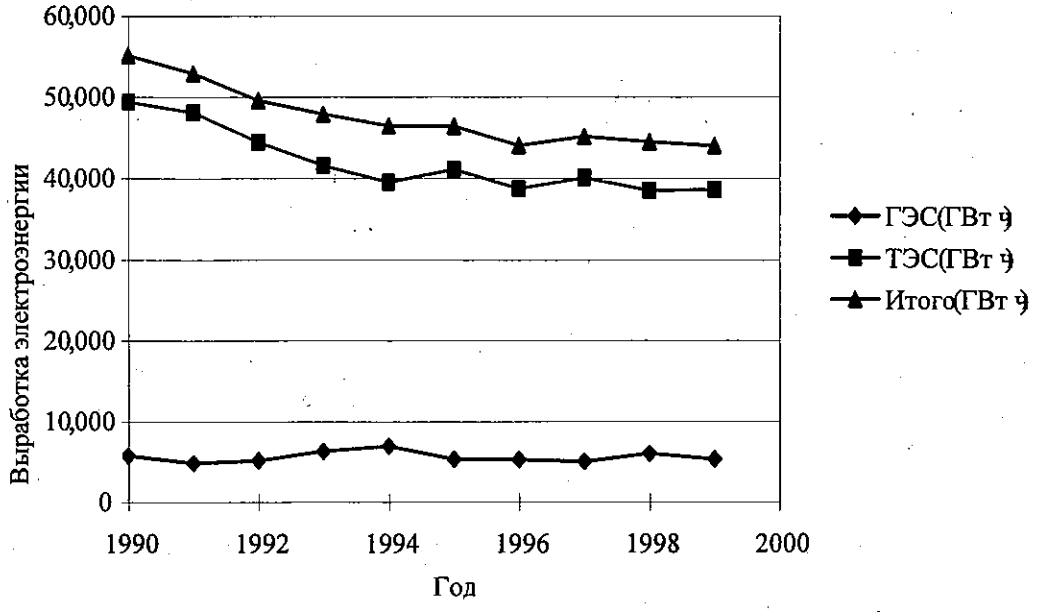

Рис. 3.1-2 Выработка электроэнергии за последние 10 лет

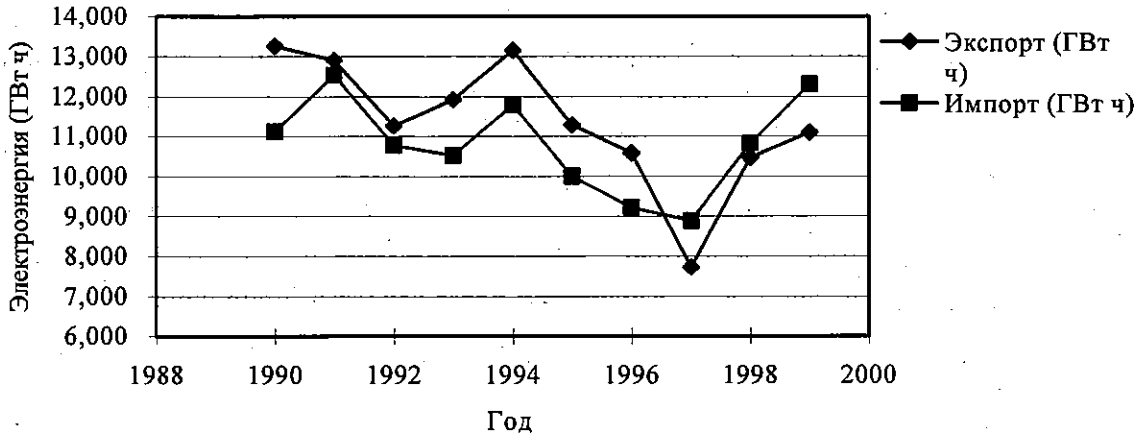

Рис. 3.1-3 Экспорт и импорт электроэнергии за последние 10 лет

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

(2) Текущее состояние спроса на электроэнергию

Общий годовой спрос (ГВт·ч) в Узбекистане постепенно повышался после приобретения независимости. Однако, с 1991 года, спрос падал до 14% в 1995 году в связи с застоем в промышленности. С 1996 года спрос оставался неизменным.

(3) Текущее состояние системы подачи электроэнергии

Как показано в Таблице 3.1-2 Рост установленной мощности гидроэнергетики и ТЭС за последние 10 лет, объемы вырабатываемой электроэнергии в Узбекистане выросли только на 4% за последние 10 лет и вышли на 11,263 МВт: 1,419 МВт (12.6%) гидроэнергетика плюс 9,844 (87.4%) – теплоэнергетика. Крупнейший блок на 300 МВт установлен на Сырдарьинской ТЭС. Узбекистан богат запасами природного газа, поэтому многие ТЭС спроектированы для работы на природном газе.

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

55 из 67 гидроэнергетических блоков находятся в эксплуатации в течение свыше 50 лет, включая даже те, которые эксплуатируются в течение 70 лет.

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

(4) Будущие планы по энергогенерирующему оборудованию

В связи с отсутствием экономической активности в промышленности потребление электроэнергии снизилось до 14.3% в 1995 году по сравнению с показателями, зарегистрированными до обретения независимости в 1990 году. Однако, с того момента потребление электроэнергии осталось на прежнем уровне. Между тем максимальный спрос на электроэнергию начал расти с 1995 года. Для удовлетворения растущего пикового спроса и поддержания развития экономики Узбекистана ГАК «Узбекэнерго» осуществляет строительство крупнейшей в Средней Азии ТЭС на 800 МВт, работающей на природном газе на юге страны. Запуск блока №1 запланирован на 2000 год. ГАК «Узбекэнерго» прогнозирует рост максимального спроса на электроэнергию на ближайшие 10 лет. Результаты прогноза приведены на Рис. 3.1-5. Согласно графику, представленному на рисунке, спрос на электроэнергию в 2010 году увеличится на 2,320 МВт (= 10,000 – 7,680) при среднем экономическом росте в 3% в год.

Таблица 3.1-12 показывает рост потребления электроэнергии за период с 2000 по 2010 гг., в соответствии с прогнозом ГАК «Узбекэнерго».

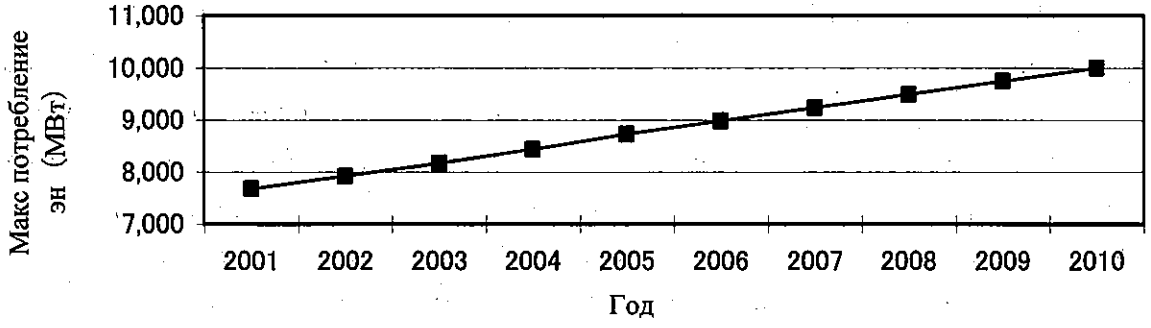

Рис. 3.1-5 Максимальный спрос на электроэнергию в течение ближайших 10 лет

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

Год	Бытовое	Коммерческое	Промышленность		Уличное освещение	Прочие государственные	Прочие	Итого
			Малая	Крупная				
2001	6,850	180	900	18,600	160	1,870	12,240	40,800
2002	7,070	190	920	19,200	160	1,930	12,630	42,100
2003	7,300	200	930	19,800	170	2,000	13,000	43,400
2004	7,540	200	980	20,500	180	2,100	13,400	44,900
2005	7,840	210	1,020	21,300	180	2,150	14,000	46,700
2006	8,100	210	1,060	22,000	200	2,210	14,420	48,200
2007	8,300	220	1,100	22,800	200	2,280	14,880	49,780
2008	8,600	230	1,120	23,300	210	2,330	15,310	51,100
2009	8,800	230	1,140	24,000	210	2,420	15,800	52,600
2010	9,100	250	1,200	24,600	220	2,500	16,230	54,100

Примечание: 1) Источник: ГАК «Узбекэнерго»

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

Как видно из таблицы, потребление электроэнергии будет расти в среднем на 3.2% в год с небольшой разницей в уровне роста в зависимости от сектора. Данный коэффициент роста немного превышает максимальный спрос на электроэнергию. Для удовлетворения максимального спроса и растущего потребления ГАК «Узбекэнерго» планирует строительство новых энергоблоков, как показано в Таблице 3.1-3. За ближайшие 10 лет будет построено средств, вырабатывающих 3,276 МВт. План предполагает строительство двух газовых турбин вырабатывающих энергию и тепло небольшой мощности (60 МВт каждая), четырех блоков ПГУ (100-376 МВт каждый), двух газовых ТЭС на 800 МВт каждая и ГЭС на 404 МВт.

(5) Баланс спроса и потребления

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

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

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

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

Для обеспечения стабильной подачи электроэнергии и удовлетворения максимального спроса и потребления, прогнозируемого ГАК «Узбекэнерго» следует, по крайней мере, осуществить проекты, показанные в Таблице 3.1-1. Таблица приводит план строительства энергоустановки на 60 МВт на ТашТЭЦ к 2006 году. План строительства является побочным продуктом

ТЭО по внедрению новейших систем по выработке тепла для обеспечения стабильной и эффективной подачи тепла в город Ташкент. Станция слишком мала для удовлетворения растущего спроса.

3.2 Состояние тепловой энергетики

3.2.1 Общий обзор

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

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

3.2.2 Общий обзор тепловых станций в Ташкенте

В Ташкенте имеется 10 котельных (котельная №1 по № 10) и одна ТЭЦ. Последняя охватывает центральную часть города, в то время, как котельные 1-10 охватывают остальные районы города. Эти котельные обеспечивают горячей водой и паром. Горячая вода включает в себя отопление жилых домов, административных зданий и прочих коммерческих потребителей. Пар поставляется промышленным потребителям около котельных.

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

Таблица 3.2-1 Установленная мощность котельных в Ташкенте

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

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

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

Год	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Спрос ($x10^3$ Гкал/год)	10,239	10,431	10,857	12,045	11,560	11,758	11,612	10,113	12,186	10,867

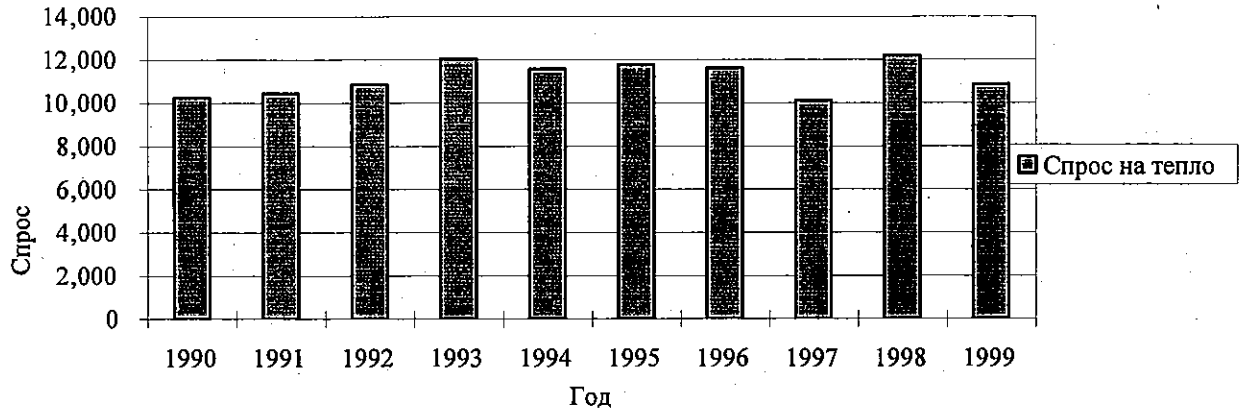

Рис. 3.2-1 Спрос на тепло за последние 10 лет в городе Ташкенте

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

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

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

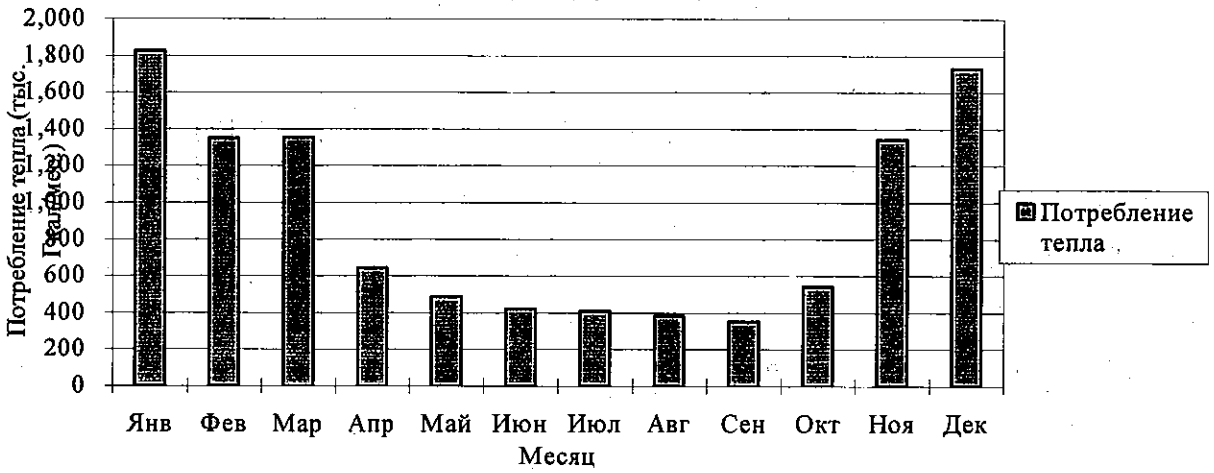

Рис. 3.2-2 Потребление тепла в городе Ташкенте

3.2.3 Прогноз потребления тепла и план модернизации источников

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

Таблица 3.2-4 Прогнозируемое потребление тепла в городе Ташкенте

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

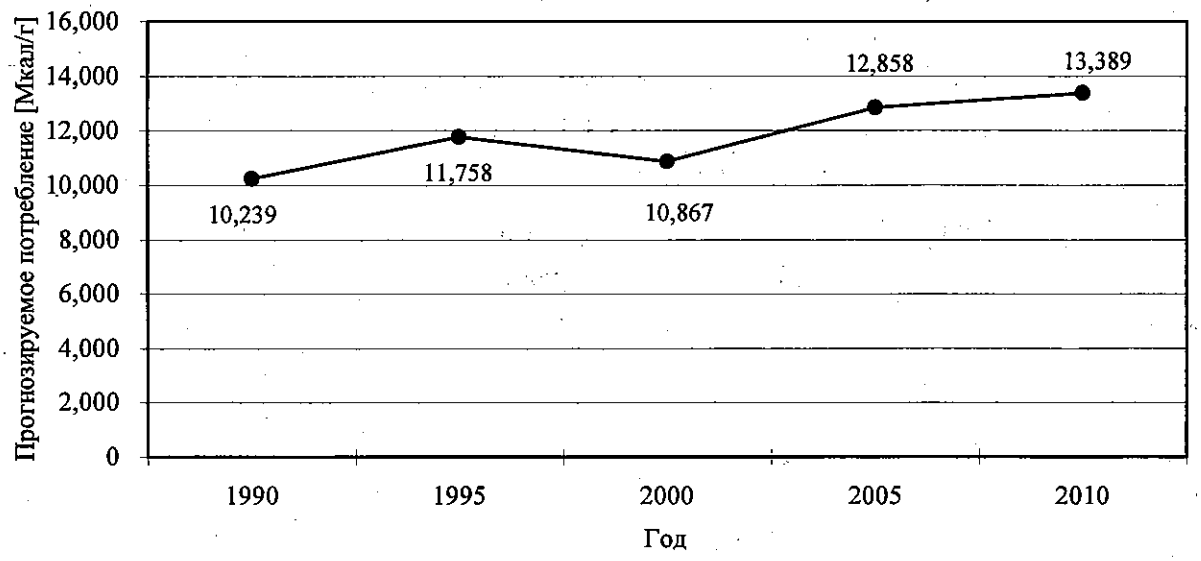

Рис. 3.2-3 Прогнозируемое потребление тепла в городе Ташкенте

3.3 Электричество и тарифы на тепловую энергию

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

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

Группа	Тариф на электричество (Сум/КВт·ч)		Группа	Тариф на электричество (Сум/КВт·ч)	
I	Промышленный пользователь, потребляющий не менее 750 КВ·А	*22,690	I	Все потребители за исключением II и III	5,555
		10.65	II	Массовые потребители	4,710
II	Промышленный пользователь, потребляющий менее 750 КВ·А	17.00	III	Использование энергетической системой	4,080
III	Сельское хозяйство	12.10			
IV	Транспорт и городской транспорт	17.00			
V	Общественные организации	13.85			
VI	Коммерческие потребители	34.00			
VII	Жилье	12.10			
	Жилье для электрических плит	6.05			
VIII	Отопление и кондиционирование воздуха	34.00			
IX	Реклама	110.00			
X	Использование энергетической системой	11.75			

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

Все тарифы указаны с НДС.

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

3.4 Текущее состояние системы передачи электроэнергии

3.4.1 Текущее состояние системы передачи электроэнергии

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

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

Воздушная линия электропередачи

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

Подземная линий электропередач

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

Мощность трансформатора

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

3.4.2 Экспорт и импорт электроэнергии

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

Импорт:	Из Туркменистана	13 ГВт·ч
	Из Кыргызстана	523 ГВт·ч
	Из Таджикистана	72 ГВт·ч
	Итого	608 ГВт·ч
Экспорт:	В Туркменистан	6 ГВ·ч
	В Кыргызстан	267 ГВт·ч
	В Таджикистан	358 ГВт·ч
	Итого	631ГВт·ч

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

Энергетическая система Средней Азии

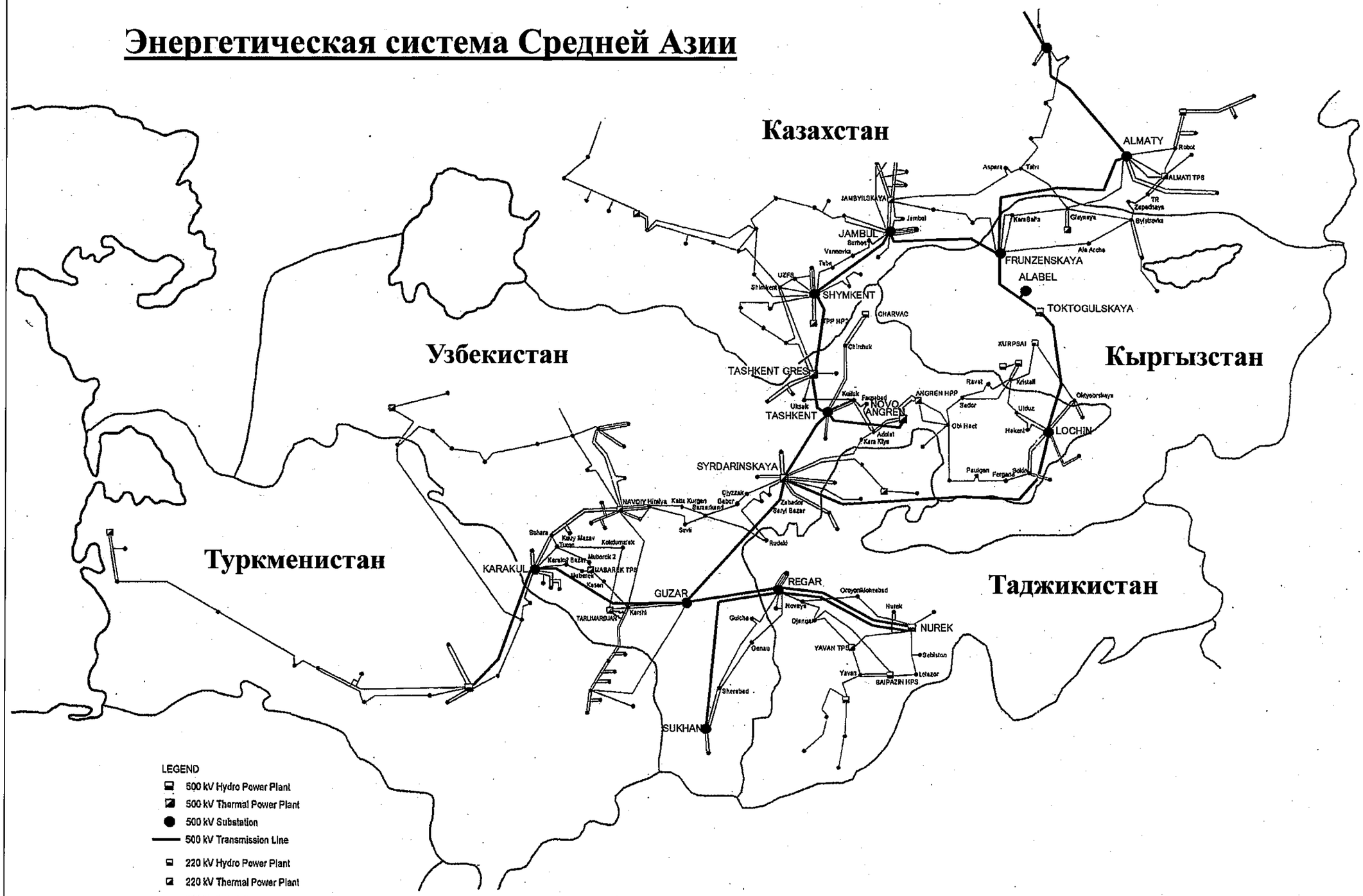

Рис. 3.4-1 Энергетическая система Средней Азии

Раздел 4 Подготовка тендерной документации и соответствующие исследования

Изучение детального проектирования по проекту Модернизации Ташкентской ТЭС в Республике Узбекистан

Заключительный Отчет (Резюме)

Оглавление

4.1 Краткое изложение подготовки Тендерной Документации

4.1.1 Структурная основа Тендерной Документации

4.1.2 Содержание Тендерных документов

4.1.3 Базовые исследования

4.2 Геодезические и геологические изыскания на стройплощадке

4.2.1 Цели проведения изысканий

4.2.2 Местный субподряд

4.2.3 График производства работ

4.2.4 Основные положения результатов изысканий

4.2.5 Анализ

4.3 Краткий обзор подготовки Проектного ОВОС

4.3.1 Подготовка ОВОС

4.3.2 Результаты Общественных слушаний ОВОС

4.4 Обзор изучения транспортного пути

4.4.1 Цель данного исследования

4.4.2 Возможные пути:

4.5 Анализ энергосистемы

4.5.1 Цель

4.5.2 Моделируемая Система

4.5.3 Результаты расчетов

4.5.4 Выводы и заключение

Список таблиц

№ Название Таблицы

Таблица 4.3-1 Исполнительный план общественных слушаний ОВОС

Таблица 4.3-2 Основные моменты ОВОС по проекту

РАЗДЕЛ 4 ПОДГОТОВКА ТЕНДЕРНЫХ ДОКУМЕНТОВ И СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

4.1 Краткое изложение подготовки Тендерной Документации

4.1.1 Структурная основа Тендерной Документации

Тендерная Документация для Проекта строительства ПГУ на ДП Ташкентская ТЭС состоит из 4 (четырех) томов .

Том I: Коммерческие условия
Том II : Технические условия
Том III: График Работ и Технические детали
Том IV: Чертежи и Приложения

4.1.2 Содержание Тендерных документов

Том I: Определение контрактных вопросов, связанных с Проектом.
Томе II: Описание общих технических вопросов и технических условий
Том III: Представление Форм, заполняемых Участниками Тендера
Том IV: Описание Чертежей и Приложений, связанных с Проектом

4.2 Геодезические и геологические изыскания на стройплощадке

4.2.1 Цели проведения изысканий

Целью проведения изысканий является получение информации, необходимой для проектирования ПГУ на ТашТЭС. Геодезические и геологические изыскания на площадке охватывают два вида изысканий, описанных ниже. Основные позиции, требующие подтверждения – это границы территории, исходные координаты, общее превышение и состояние почв предлагаемой площадки, а также наличие каких-либо объектов на площадке.

- Почвенно-геологические изыскания
- Топографическая съемка

Для выполнения изысканий был заключен договор с местными подрядчиками для соблюдения технологии и управления работами.

4.2.2 Местный субподряд

7 октября проводился тендер, на котором приняло участие 3 кандидата. Оценка позиций приведена ниже, а обсуждение цены, субподряда на проведение изыскательских работ, было поручено провести АО «Теплоэлектропроект» (здесь и далее именуемый ТЭП) 17 октября с утверждения и одобрения Японского Агентства Международного Сотрудничества (JICA).

- Оцененная ведомость объемов работ и расхода материалов на объект
- Условия управления и предыдущий опыт работы компании на похожих проектах
- Знание заинтересованного персонала ТашТЭС
- Наличие валютного банковского счета

4.2.3 График производства работ

(1) Почвенно-геологические изыскания

- Полевые работы: 21 октября 2002-15 декабря 2002 г
- Представление проекта отчета: 15 января 2003 года
- Представление окончательного отчета: 15 февраля 2003 года

(2) Топографическая съемка

- Полевые работы: 21 октября 2002-30 ноября 2002 года
- Представление проекта отчета: 15 января 2003 года
- Представление окончательного отчета: 15 февраля 2003 года

4.2.4 Основные положения результатов изысканий

(1) Почвенно-геологические изыскания

Испытания на динамическое зондирование были заменены другим видом испытаний, поскольку данный вид испытаний не проводился в бывшем Советском Союзе и соответствующее уведомление было разослано различным органам. Местные методы испытания образцов в основном основаны на лабораторных испытаниях и анализе образцов, отобранных на площадке. Химические свойства и анализ химических элементов в почве по важности приравнивается к испытанию физико-механических свойств грунтов с точки зрения качества последних под землей. Для приведения к общему показателю проведенной работы по бурению и соответствия

требованиям испытания динамического зондирования была сделана поправка.

Результаты геодезических и геологических испытаний приведены в Приложении А тома IV тендерной документации. Характерное описание геологии, взятое из данных по вышеописанным изысканиям приведено ниже:

- Глубина существующей поверхности (по состоянию на ноябрь 2002 года) составляет 0-1 м

  Нарушенный поверхностный слой почвы/нагромождения нарушенного верхнего слоя почвы, почва комковатая с галькой, гравий и мусор
- С подошвы верхнего слоя почвы до, примерно, превышения 494 м над уровнем моря наблюдается: слой супеси/суглинки, имеют комковатую крупнопористую структуру, от полужесткого до мягкого пластичного, глинистый песок

  Между указанной выше толщей на разной глубине залегает слой песчаной глины мощностью примерно от 1 до 4 м.
- От подошвы указанного выше слоя до превышения 495 м над уровнем моря:

  Песок с различными зернами, глинистый с различными гравийными включениями
- Вниз от указанного выше слоя: суглинки, твердые, плотные трещиноватые глины

Последовательность определения механических свойств почв детально описано в отчете, приложенном к вышеуказанным документам. В соответствии с представленными данными анализ-определение несущей способности грунта (=R) представлено ТЭПом в следующем виде:

a. Водонасыщенная глина с учетом веса воды, поскольку основание фундамента закладывается на глубину 3 м (501.15 м над уровнем моря)
   - -2.0 м: R=20.0 т/м^2
   - -2.5 м: R=22.1 т/м^2
   - -3.0 м: R=24.1 т/м^2

b. Водонасыщенная супесь с учетом веса воды, поскольку основание фундамента закладывается на глубину 3 м (501.15 м над уровнем моря)
   - Основание фундамента шириной 3.0 м: R=18.5 т/м^2

- Основание фундамента шириной 4.5 м: R=19.5 т/м^2

Химический анализ показывает наличие элементов серы в почве, что означает, что следует уделить внимание бетонному основанию фундамента.

Уровень подземных вод должен учитываться во время проектирования площадки и прокладки новых подземных коммуникаций, поскольку он изменяется сезонно, вместе с уровнем воды в канале, протекающем на территории площадки. Необходимо проведение работ по осушению во время проведения строительных работ на площадке.

(2) Топографическая съемка

Результаты топографической съемки приведены в Приложении А Тома IV проекта Тендерной документации. Согласно геодезическим картам площадки, была получена детальная и точная информация площадки. Информация отражена на чертеже генерального плана площадки (TMP-G-002, и т.д.)

Исходной отметкой для всей территории ДП ТашТЭС является отметка 501 м над уровнем моря со стороны существующей насосной для блоков №№ 7 и 8. Превышение площадки колеблется от 501 до 507 м над уровнем моря. Самая высокая точка находится в северо-восточной части территории, а самая низкая – в северо-западной части площадки, предполагаемой для строительства ПГУ. На площадке остались одноэтажные складские помещения и прочие конструкции, показанные на геодезической карте. Превышение существующих трубопроводов между расширением новой линии электропередач и площадкой для строительства ПГУ варьируется от 506 до 515 м над уровнем моря.

В соответствии с результатами проведенной работы ТЭП предложил принять превышение для земляных работ равным 504.3 м над уровнем моря после сноса ранее описанных конструкций и минимального снятия растительного слоя грунта.

4.2.5 Анализ

Результаты изысканий являются достаточными и полезными как часть проекта Тендерной Документации. Кроме обоснованности результата следует учесть несколько позиций, так же, как и для процесса изысканий.

Хотя персонал, выполнявший работы на площадке и инженеры в лабораториях является искренним, с хорошими принципами, с достаточных опытом и навыками, инструменты, используемые на площадке и оборудование, установленное в лабораториях уже старое. Несчастных случаев за время проведения работ зарегистрировано не было. Техника безопасности должна инспектироваться местным подрядчиком, а журнал проведения изысканий и описания процессов был в неудовлетворительном состоянии.

Поскольку технологии компьютерного автоматизированного проектирования не являются преобладающими в Ташкенте, карты геодезических изысканий выполнены вручную. Качество и размер бумаги, имеющейся на рынке, для проведения таких работ ограничено. Будут иметь место сложности с обращениями к этим документам международными подрядчиками.

4.3 Краткий обзор работ по ОВОС

4.3.1 Краткий обзор подготовки ОВОС

Отчет об Оценке Воздействия на Окружающую Среду (ОВОС) по Проекту Модернизации Дочернего Предприятия «Ташкентская Тепловая Электростанция» (далее именуется "Проект"), был подготовлен в 1999 году ОАО «Теплоэлектропроект», компанией входящей в ГАК «Узбекэнерго» (Представление проекта Отчета Воздействия на Окружающую Среду, 1999). Данный отчет был утвержден Государственным Комитетом Охраны Природы Республики Узбекистан (Госкомприроды), но, тем не менее, Госкомитет Охраны Природы выдвинул запрос о подготовке детального отчета ОВОС по Проекту Модернизации ДП ТашТЭС для утверждения.

Когда делегация JICA по определению объема работ посетила Узбекистан, JICA и ГАК «Узбекэнерго» согласились, что узбекская сторона подготовить детальный отчет ВОС по проекту, а японская сторона окажет содействие по подготовке и обеспечит перевод документа на английский язык. По данным договоренностям, Группа изучения детального проектирования JICA (здесь и далее Группа) оказала содействие в подготовке детального Отчета ВОС и обеспечила перевод и подготовку документа на английский язык.

Процедура подготовки Отчета ОВОС для строительства тепловой электростанции свыше 300 М Вт в Узбекистане, обычно включает в себя три этапа. На первом этапе, готовится проект Заявление о Воздействии на Окружающую Среду (Проект ЗВОС) до финансирования проектов. На втором этапе, готовится Заявление о Воздействии на Окружающую Среду (ЗВОС), на случай, если Госкомприроды потребует подготовку данного документа, из-за необходимости дополнительного анализа, обзора, принятия дополнительных мер и т.д. по проекту. На первом этапе подготовки Отчета ОВОС, готовится Заявление об Экологических Последствиях (ЗЭП) до ввода в эксплуатацию. Заявление об Экологических Последствиях является обновленной версией Заявления о Воздействии на Среду. Что касается данного Проекта, первоначальный проект Отчета ОВОС, соответствующий ЗВОС был уже подготовлен. Впоследствии, ГАК «Узбекэнерго» и Госкомприроды приняли решение о подготовке остальных документов – Отчета ОВОС и Заявления об Экологических Последствиях.

Исследовательская Группа JICA содействовала этой работе и обеспечила перевод ЗВОС на английский язык.

Детальный Отчет ОВОС выполнялся ОАО «Теплоэлектропроект» так же, как и первоначальный проект Отчета ОВОС.

Русская версия детального Отчета ОВОС была передана Исследовательской Группе JICA в декабре 2002 года. Исследовательская Группа JICA передала результаты обзора, в виде краткого резюме в Таблице комментариев ОАО «Теплоэлектропроект» в феврале 2003 г. (в период третьего этапа пребывания на площадке).

После месячного рассмотрения, детальный Отчет ОВОС, наконец, получил одобрение Госкомприроды.

На основании заключительной версии отчета в таблице 4.3-1 приведены основные моменты ОВОС по проекту.

Таблица 4.3-1 Основные моменты ОВОС по проекту

Пункт	Влияние ПГУ	Меры по снижению уровня загрязнения	Ожидаемые результаты
Общее	Воздействие на окружающую среду	Использование чистой и высокоэффективной технологии ПГУ	Снижение потребления топлива и выбросов загрязнителей в отношении на МВт
Качество воздуха	Выбросы NOx, SOx и пыли	Использование газа в качестве топлива и применение газовой турбины с низким уровнем выбросов	Снижение выбросов NOx, SOx,и пыли
Качество воды	Сбросные воды ПГУ	Установка системы очистки сбросных вод и использование очистки дождевых вод	Снижение влияния на качество воды канала Боз-Су
Тепловое загрязнение	Тепловое загрязнение вод канала Боз-Су	Меньшее количество используемой воды и жесткое ограничение повышения температуры	Снижение влияния на водяную среду канала Боз-Су
Почвы и подземные воды	Утечка нефтепродукто в в почву и подземные воды	Установка и применение профилактических мер	Предотвращение загрязнения почв и подземных вод
Отходы	Образование	Установка соответствующего порядка	Снижение возможного вредного и

	отходов	утилизации отходов	химического воздействия на человеческий организм
Шум и вибрация	Шум при работе	Установка ПГУ на площадке существующей электростанции и применение мер шумизоляции	Соответствие стандартам по шумам в жилых районах и на рабочих местах
Экология	Воздействие на флору и фауну	Установка ПГУ на территории существующей электростанции	Усиление влияния на живую среду флоры и фауны в принципе не ожидается
Социально-экономический фактор	Замена существующих блоков	Положительный эффект	Улучшение безопасности и стабильности выработки электроэнергии Меньшее количество операторов Обеспечение занятости и повышение квалификации рабочих
Строительные работы	Шум, вибрация и дорожные пробки	Ограничение производства строительных работ с повышенным шумом и вибрацией в течение дня Планирование транспортного графика с учетом транспортной ситуации на дорогах	Охрана живой среды и предотвращение транспортных пробок на и вокруг площадки
Чрезвычайные ситуации	Возможность несчастных случаев	Использование системы автоматического управления, применение расчета оценки риска окружающей среды, меры безопасности и обучение персонала	Снижение вероятности несчастных случаев Реализация мер по устранению чрезвычайных ситуаций Персонал, имеющий навыки по действиям при чрезвычайных ситуациях

4.3.2 Обзор общественных слушаний по результатам ОВОС

Вместе с процессом подготовки детального Отчета ОВОС, со стороны JICA и JBIC было предложено провести общественные слушания по детальному Отчету ОВОС (далее именуются “общественные слушания ОВОС”). График и процедура проведения общественных слушаний по ОВОС, подготовленные ОАО «Теплоэлектропроект» были переданы Исследовательской Группе JICA через ГАК «Узбекэнерго».

В соответствие с переданным графиком, проведение общественных слушаний по ОВОС было разделено на 5 (пять) этапов. На первом этапе, ОВОС был представлен заинтересованным сторонам для ознакомления. На втором этапе, были подготовлены и розданы заинтересованным сторонам аннотации с кратким изложением детального Отчета ОВОС, а также детальный Отчет ОВОС (полный объем) был выставлен для общественного

обзора. На третьем этапе, было проведено собрание для общественного слушания ОВОС. На четвертом этапе, были собраны и проанализированы мнения жителей посредством вопросника. На последнем этапе, результаты деятельности, связанной с общественными слушаниями ОВОС были переданы в виде отчета Японской стороне (Таблица 4.3-2).

Таблица 4.3-2 Исполнительный план общественных слушаний ОВОС (Получен от ГАК «Узбекэнерго» в конце мая 2003 г.)

Этапы	Виды деятельности	Время	Ответственные стороны
Этап 1	Ознакомление заинтересованных сторон (органов местного управления, махаллинского комитета, жителей и т.д.) с проведением обществ. слушаний ОВОС	10.06.03	ОАО «Теплоэлектропроект» ДП Ташкентская ТЭС (именуемая далее ДП ТашТЭС) ГАК «Узбекэнерго»
Этап 2	Подготовка аннотации по детальному отчету ОВОС и раздача аннотаций заинтересованным сторонам Выставление детального Отчета ОВОС для общественного ознакомления на ДП ТашТЭС и в махаллинском комитете	20.06.03	ОАО «Теплоэлектропроект», ДП ТашТЭС
Этап 3	Проведение собрания для общественного слушания ОВОС	30.06.03	ОАО «Теплоэлектропроект», ДП ТашТЭС
Этап 4	Проведение опроса жителей и анализ результатов опроса	10.08.03	ОАО «Теплоэлектропроект», ДП ТашТЭС
Этап 5	Отчет о результатах общественных слушаний ОВОС перед JICA и JBIC	30.08.03	ОАО «Теплоэлектропроект», ДП ТашТЭС, ГАК «Узбекэнерго»

Каждый вид деятельности выполнялся почти в соответствие с графиком. Аннотации по детальному Отчету ОВОС были подготовлены на узбекском (государственный язык) и русском языках и были розданы заинтересованным сторонам. Детальный Отчет ОВОС в полном объеме на русском языке был выставлен для общественного ознакомления на ДП ТашТЭС и в махаллинском комитете – организации, которая объединяет жителей.

Собрание по общественным слушаниям ОВОС с целью прямого диалога с жителями, было проведено на ДП ТашТЭС 8 (восьмого) июля 2003 года. Многие работники ДП ТашТЭС, а также люди, не работающие на данном предприятии, но проживающие вблизи этого предприятия, присутствовали на собрании. Инженеры ДП ТашТЭС и ответственное лицо ОАО «Теплоэлектропроект» дали пояснения по осуществляемому Проекту модернизации, преимуществах новой Парогазовой установки (ПГУ) и воздействию на окружающую среду Проекта. Проведен был также обмен вопросами и ответами. В основном, жители высказывались по трем вопросам. Первый вопрос касался уровня шума, издаваемого газовой турбиной. Было высказано ошибочное мнение, что газовая турбина при работе издает такой же шум, как и реактивный двигатель самолета. Жителям было разъяснено, что на новой ПГУ будут приняты все меры по предотвращению шума и не следует об этом беспокоиться. Второй вопрос касался обеспокоенности по поводу потери работы, из-за остановки существующих энергоблоков после ввода в эксплуатацию ПГУ. Третий вопрос - это просьба благоустроить и озеленить территорию вокруг ДП ТашТЭС и построить детскую игровую площадку. Не было высказано никаких протестов против осуществления Проекта, и было признано, что понимание жителей достигнуто.

На четвертом этапе, жителям были розданы вопросники. Затем вопросники собрали и мнения жителей проанализировали. Было роздано 100 (сто) экземпляров вопросников и собрано обратно 88 (восемьдесят восемь).

На основании результатов анализа вопросников, следует отметить относительно высокий интерес жителей к Проекту, поскольку многие работники ДП ТашТЭС живут вблизи ДП ТашТЭС, а аннотации по детальному Отчету ОВОС были розданы заранее. Процент жителей, считающих, что текущее состояние экологии – плохое, сравнительно низкий. Что касается вклада в улучшение экологической обстановки, “Да (Ожидается)” – наиболее частый ответ, однако ответ “Я не знаю” также занимает значительный процент. Видно, что небольшое число жителей все же сомневаются в том, что Проект приведет к значительным улучшениям экологии, несмотря на то, что общественные слушания отчета ОВОС показали, что экологическая нагрузка снизится. В целом, жители, проживающие возле ДП ТашТЭС, были ознакомлены с Проектом, и

большинство жителей ожидает, что Проект улучшит экологическую обстановку, условия жизни и здоровье людей.

В августе 2003г. (в период 4-3 этапов изучения площадки), было проведено собрание в ГАК «Узбекэнерго» по результатам общественных слушаний ОВОС, на котором присутствовали представители ГАК «Узбекэнерго», ОАО «Теплоэлектропроект» и ДП ТашТЭС. На этом собрании, ГАК «Узбекэнерго» отчиталась перед Исследовательской Группой JICA о проделанной по общественным слушаниям ОВОС работе. Было отмечено, что почти все виды деятельности выполнялись в соответствие с графиком, и махаллинский комитет согласился поддержать Проект. Было также отмечено, что результаты некоторых видов деятельности по общественным слушаниям ОВОС, будут опубликованы в местной прессе, с учетом комментарий Японской стороны. Работа по ОВОС была завершена после получения Исследовательской Группой JICA отчет по общественным слушаниям ОВОС.

4.4 Обзор изучения транспортного пути

4.4.1 Цель данного исследования

Целью данного исследования является определение наиболее приемлемого транспортного пути и определение транспортных расходов с места транспортировки, включая по Японии, до места доставки Ташкентской ТЭС для материалов и оборудования, используемых при строительстве нового энергоблока ПГУ.

Основные моменты изучения

- Определить наиболее приемлемого транспортного пути для наиболее тяжелых агрегатов – газовой турбины весом в 372 мт и генератора весом 200 мт.
- Отдельно определить наиболее приемлемый путь доставки для обычных грузов.

4.4.2 Возможные пути:

(1) Существующие пути:

Имеются следующие существующие пути:

a) Железнодорожная транспортировка через восточное побережье России, Сибирский путь
b) Железнодорожная транспортировка через северо-восточный регион Китая, Китайский путь
c) Наземная транспортировка через Иран
d) Морская доставка через Черное море и Каспийское море, затем наземная транспортировка от г.Туркменбаши (Туркменистан) до г.Ташкента
e) Железнодорожная транспортировка до г.Баку (Азербайджан) от портов на Черноморском побережье, затем паромная транспортировка от г.Баку до г.Туркменбаши, в заключении наземная транспортировка от г.Туркменбаши до г.Ташкента

(2) Воздушные пути:

Кроме того возможны следующие воздушные пути:

a) Из Японии в Ташкент через Корею:

Будут использоваться регулярные пассажирские рейсы. Таким образом, возможность использования воздушной перевозки зависит от размеров груза, веса, и наличия места на момент транспортировки.

b) Из Люксембурга до Ташкента на транспортном грузовом рейсе.
1 рейс в неделю регулярный транспортный грузовой рейс. В этом случае возможна транспортировка грузов свыше 3 метров в длину и 1,65 метра высоты для одной единицы груза, которая не может быть транспортирована обычным регулярным пассажирским рейсом.

(3) Наилучший транспортный маршрут:

Относительно трансформаторов и генераторов и другого оборудования, массой порядка 125 мт (для одного элемента оборудования), большинство грузов из Японии предлагается доставить морской перевозкой до порта Туркменбаши с использованием речных судов посредством перегрузки на них в порту Мариуполя на Черном море. Затем в Туркменбаши грузы будут перегружены на тяжеловозные трейлеры с помощью существующих портовых кранов.

За исключением вышеуказанных грузов, другие грузы должны будут доставляться в Ташкент через восточное побережье России посредством упаковки в контейнеры.

(4) Транспортные расходы:

На основании вышеупомянутого транспортного пути, и оценивая условия транспортировки, общая сумма транспортировки оценивается в 7.500.000,00 долл. США. При этом морской фрахт до Туркменбаши, стоимость внутренней наземной транспортировки до Ташкента, и частичная стоимость транспортировки через восточное побережье России, стоимость услуг портовых кранов в порту Туркменбаши, и восстановительно-ремонтные работы для мостов и дорог (обоснование приведено выше) составит (в долл. США):

Морской (океанский) фрахт из Японии до Туркменбаши:	2,300,000.00
Внутренний фрахт от Туркменбаши до Ташкента:	2,300,000.00
Стоимость портового крана в Туркменбаши: (ожидается 3 месяца)	700,000.00
Восстановительно-ремонтные работы для мостов и дорог, а также восстановление покрытия дорог	2,100,000.00
Железнодорожная транспортировка от восточного побережья России (приблизительно 30 20-ти футовых контейнеров, общим объемом 500 $м^3$)	100,000.00

Вышеприведенные расчеты включают оплату на весь период аренды грузовиков и трейлеров, который предполагается нами. Однако здесь не указывается стоимость получения дорожных разрешений на транспортировку.

4.5 Анализ энергосистемы

4.5.1 Цель

В 2008 году на Ташкентской ТЭС планируется ввести в эксплуатацию парогазовый энергоблок мощностью 370 МВт. Цель анализа энергосистемы заключается в выполнении расчетов электрических режимов для изучения влияния нового энергоблока в нормальном и аварийном состоянии. В ходе проведения Анализа энергосистемы будут исследованы такие вопросы как потокораспределение мощности, токи короткого замыкания, устойчивость, и нестабильность частоты.

4.5.2 Моделируемая Система

В идеальном случае, состояние энергосистемы в 2008 году можно было бы смоделировать с помощью расчетов, но у нас нет точных данных прогноза потребления, плана развития генерирующих мощностей и плана расширения сети линий электропередачи на ближайшие несколько лет. Поэтому анализ энергосистемы будет выполняться на базе фактических данных за 2002 год с учетом подключения генератора нового парогазового блока мощностью 370 МВт на Ташкентской ТЭС.

Для выполнения расчетов были смоделированы почти все подстанции и линии электропередачи 500 и 220 кВ, кроме некоторых радиальных электрических сетей. Последовательно, блок за блоком были смоделированы 8 крупных электростанций.

4.5.3 Результаты расчетов

(1) Потокораспределение

Для всех линий электропередачи 500 кВ и большинства линий 220 кВ расчетный поток был в пределах допустимой пропускной способности.

(2) Уровни напряжения

Напряжение на шинах каждой подстанции 500 кВ, было в пределах от 535 кВ (107.1) % до 500 кВ (100.0) %. Напряжение на шинах каждой подстанции 220 кВ было в пределах от 229 кВ (104.0) % до 201 кВ (91.4) %. Во всех случаях было зафиксировано изменение уровня напряжения в пределах допустимого диапазона ±10%.

(3) Токи короткого замыкания

Максимальный ток короткого замыкания для шин 500 кВ составляет 13,1 кА и 27,5 кА для шин 220 кВ, соответственно. Во всех случаях величина тока была в пределах допустимой нагрузки по току для оборудования - 40 кА.

(4) Устойчивость

Результаты расчетов статической и динамической устойчивости, выполненные для случая, когда происходит выключение вблизи от ТашТЭС, показали, что система стабильна.

(5) Нестабильность частоты

Был выполнен расчет электрического режима при снижении частоты, в случае если блок 800 МВт Талимарджанской станции, самый крупный блок энергосистемы Центральной Азии, будет отключен от энергосистемы, а также при 10 % снижении нагрузки во всей системе.

Результатом выключения Талимарджанского блока 800 МВт является понижение на 0,1 Гц и повышение на 0,1 Гц соответственно. Данные значения нестабильности частоты находятся в допустимых пределах 48,5 Гц – 51,5 Гц.

4.5.4 Выводы и заключение

Анализ показал, что после ввода в эксплуатацию парогазового блока мощностью 370 МВт на ТашТЭС и его подключения его к существующей энергосистеме не возникнет каких-либо проблем с потокораспределением, напряжением, токами короткого замыкания, устойчивостью системы или нестабильностью частоты.

Однако, интенсивные перетоки мощности из восточной части энергосистемы в западную делают энергосистему слабой в отношении динамической устойчивости. В частности, динамическая устойчивость становиться нестабильной, когда происходят аварии на линии электропередачи Сырдарьинская ГРЭС и Гузар.

Поэтому в сети электропередачи потребуется построить новую линию электропередачи 500 кВ для сохранения устойчивости системы.

Данный анализ был проведен с использованием данных за 2002 год, а не 2008 год когда новая ПГУ будет пущена в эксплуатацию. Для точного плана развития энергосистемы необходимо выполнить анализ на уровне данных 2008 года и последующих лет. Таким образом, необходимо уточнить проблемы энергосистемы относительно перетока мощностей, напряжения,

тока коротких замыканий, стабильности и изменений частоты, основанных на точном анализе с учетом прогноза потребления, плана развития генерирующих мощностей и планом развития линий электропередач ГАК «Узбекэнерго».

Раздел 5 План усовершенствования Ташкентской ТЭС (ДП «ТашТЭС»)

Изучение детального проектирования по проекту Модернизации Ташкентской ТЭС в Республике Узбекистан

Заключительный Отчет (Резюме)

Оглавление

№ стр.

РАЗДЕЛ 5 ПЛАН РАЗВИТИЯ ДП ТАШКЕНТСКАЯ ТЕПЛОЭЛЕКТРОС ТАНЦИЯ (ДП ТАШТЭС)

5.1 Эксплуатация и Обслуживание Оборудования, Проблемные Участки ДП ТашТЭС

5.1.1 Краткое описание

5.1.2 Оборудование Котла

5.1.3 Оборудование турбины

5.1.4. Электрическое оборудование

5.1.5. Аппаратура регулирования

5.1.6. Прочее оборудование

5.1.7 Оценка текущего состояния

5.2 Предложения по Эксплуатации и Обслуживанию Существующей Энергоустановки

5.2.1 Выбор средств Обслуживания

5.2.2 Результаты ремонтных и восстановительных работ

5.2.3 План Обслуживания и Ремонта

5.2.4 Финансовый анализ Плана Обслуживания

5.3 Производственный и Финансовый вклад ДП ТашТЭС

5.3.1 Производственный Вклад (Выработка) ДП ТашТЭС

5.3.2 Финансовый Анализ Производства (Выработки) на ДП ТашТЭС

5.3.3 Вопросы и Предложения по Финансовому анализу

5.4 План эксплуатации и управления существующей энергоустановки

5.4.1 Предложение по организационной структуре

5.4.2 Управление эксплуатации оборудования

5.4.3 Безопасность труда и гигиена

5.5 Финансовый и экономический анализ нового энергоблока

5.5.1 Оценка стоимости строительства и эксплуатации нового энергоблока

5.5.2 Прогноз

5.5.3 Вопросы и Предложения Финансово-экономического анализа

5.6 Эксплуатация и техническое обслуживание новой парогазовой установки

5.6.1 Система организации эксплуатации и технического обслуживания

5.6.2. Эксплуатация и техническое обслуживание новой парогазовой установки

LСписок таблиц

No.	Название таблицы
Таблица 5.3-1	Месячная выработка на ДП «ТашТЭС» в 2002 г.
Таблица 5.3-2	Объем продаж электричества Узбекистана с соседними государствами Центральной Азии в 2002 г.
Таблица 5.3-3	Потребление топлива на генерирующих блоках ДП «ТашТЭС» в 2002 г.
Таблица 5.3-4	Стоимость выработки на ДП «ТашТЭС» в 2002 г.
Таблица 5.3-5	Стоимость выработки на ДП «ТашТЭС» в 2002 г.
Таблица 5.6-1	Управление газовой турбиной и ее проверка

Список рисунков

№	Название рисунка
Рис. 5.1-1	Причины Остановок Блоков из-за Неполадок с Оборудованием Котла
Рис. 5.1-2	КПД турбины в дальнейшем
Рис. 5.1-3	Уровень вакуума конденсатора в дальнейшем
Рис. 5.1-6	Количество отработанных часов блока
Рис. 5.1-5	Готовность оборудования в пересчете на количество часов наработки
Рис. 5.2-1	Затраты на выработку единицы продукции
Рис. 5.2-2	Пропорциональная разбивка затрат на выработку единицы продукции
Рис. 5.3-1	Последние 10 лет выработки ТЭС в Узбекистане
Рис. 5.4-1	Организационная структура ДП ТашТЭС
Рис. 5.4-2	Организационная структура Отдела эксплуатации
Рис. 5.4-3	Предполагаемая организационная структура ДП «ТашТЭС»

Список фотографий

№	Название фотографии
Фото 5.1-1	Существующая Ташкентская теплоэлектростанция
Фото 5.1-2	Короб турбины
Фото 5.1-3	Проведение обслуживания корпуса турбины на открытом воздухе
Фото. 5.1-4	Отсутствие изоляции на трубопроводах
Фото 5.1-5	Внутри здания вспомогательного оборудования турбины
Фото 5.1-6	Трещины в верхней части котла блока № 6. Трещины в навесе котла (Видны раскаленные места в печи)
Фото 5.1-5	Блок 1. Вытяжной канал

Фото 5.1-6 Блок 1 Турбина среднего давления, конечная группа поворотных лопаток

Фото 5.1-7 Блок № 6. Вид БЩУ с измерительными и регистрирующими приборами.

Фото 5.1-8 Кабели около топки Блока 6

РАЗДЕЛ 5 ПЛАН РАЗВИТИЯ ДП ТАШКЕНТСКАЯ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ (ДП ТАШТЭС)

5.1 Эксплуатация и Обслуживание Оборудования, Проблемные Участки ДП ТашТЭС

5.1.1 Краткое описание

ДП Ташкентская Теплоэлектростанция (далее именуемая ДП Таш ТЭС) имеет 12 (двенадцать) энергоблоков. Как показано на Таблице 5.1-1, выходная мощность энергоблоков No.1 по блок No.5 и блок No.9 составляет 150МВт, выходная мощность энергоблоков No.6, No.11 и No.12 составляет 155МВт; выходная мощность блоков No.7, No.8 и No.10 равна 165МВт. Все оборудование изготовлено в России (в Советское время). Энергоблоки сданы в эксплуатацию в период с 1963 года (блок No.1) по 1971 год, (блок No.12). Энергоблок No.1 находится в эксплуатации уже сорок лет, и даже самый новый блок - No.12 – функционирует больше 30 лет, то есть все оборудование устарело. На Фото 5.1-1 приведен вид сверху существующих энергоблоков ДП Таш ТЭС.

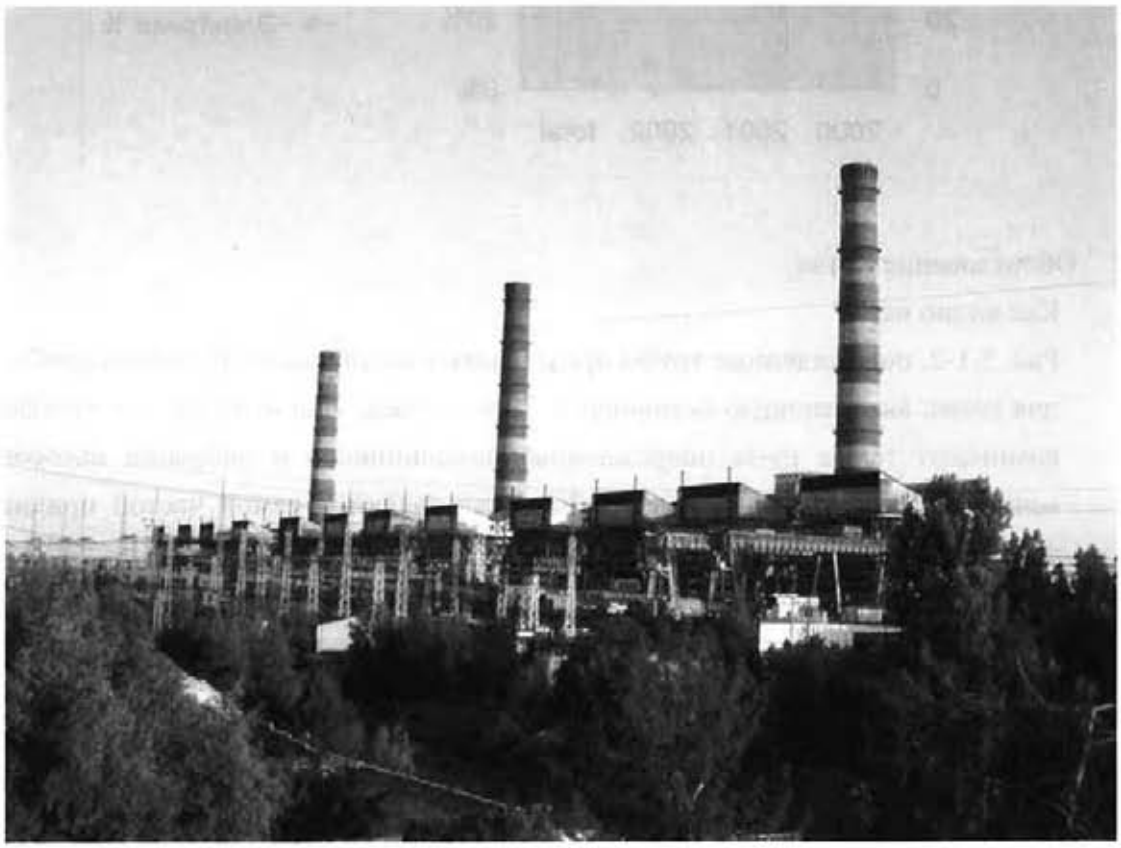

Фото 5.1-1 Существующая Ташкентская теплоэлектростанция

После ввода в эксплуатацию, теплоэлектростанция управлялась и обслуживалась Советскими инженерами. Однако после распада Советского Союза в 1990 году, ответственность за эксплуатацию и технический уход теплоэлектростанции, была возложена на персонал станции.

Большинство ремонтных работ, производимых на электростанции, носит восстановительный характер, с целью устранения возникшей поломки; нет единой стратегии, направленной на принятие профилактических мер по уходу и планированию мероприятий по продлению срока действия оборудования.

На рисунке 5.1-1 показаны случаи остановок оборудования и узлов в 2000 и 2002 годах. В частности, следует отметить, что более 75% проблем, приведших к остановкам, связаны с оборудованием котла.

5.1.2 Оборудование Котла

Как видно на

Рис. 5.1-2, поврежденные трубы представляют собой самую большую проблему для котла, вызывающую остановку в 70% случаев. Наиболее частые проблемы возникают также из-за поврежденных подшипников и вибрации насосов и вентиляторов. Поврежденные трубы котла являются самой частой причиной остановки блока – свыше 50% случаев.

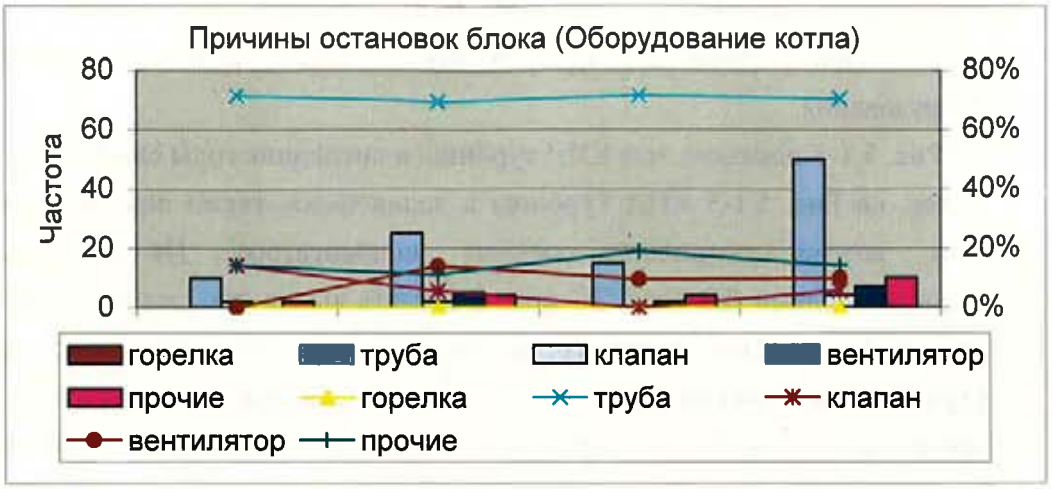

Рис. 5.1-2 Причины Остановок Блоков из-за Неполадок с Оборудованием Котла

В качестве превентивной меры, во избежание отказов оборудования, следует выполнять тщательный осмотр оборудования во время планового ремонта, чтобы выявить на ранней стадии любые проблемы. Все выявленные проблемы должны быть устранены во время планового ремонта, а точки на трубе, где высока вероятность возникновения утечек должны быть обозначены, так, чтобы можно было выполнить запланированное усиление и обновление оборудования.

Зимой, когда природный газ используется в качестве основного вида топлива для отопительных целей региона, поставка его на энергоустановки сокращается, поэтому установка использует и другой вид топлива - мазут. Из-за этого повышается объем эмиссий окиси азота (NOx) и двуокиси серы (SO_2) до уровней, превышающих нормативные значения для Ташкента.

Другим следствием сжигания мазута является прилипание сажи к стенкам труб котла, что снижает тепловую проводимость пара и подпиточной воды. Это означает, что тепло исходящее от горения не абсорбируется потоком в трубах, а теряется, увеличивая, таким образом, расход топлива установкой.

Кроме того, на некоторых блоках возле котлов чувствуется неприятный запах. По-видимому, имеются утечки газа из котла или дымохода. Очевидно, что вентиляторы собственных нужд котлов вынуждены потреблять больше электроэнергии из-за повышенных утечек. В результате этого рост потребления электроэнергии оборудованием собственных нужд блока также увеличивается.

5.1.3 Оборудование турбины

Для турбинного оборудования основными причинами отключений блока являются повреждения и вибрация подшипников как самой турбины, так и насосов. Также как и в случае оборудования котлов, основным условием его нормальной работы является проведение тщательных полных осмотров при

выполнении планового текущего обслуживания и ремонта, а также осуществление таких мероприятий, как плановое усиление и модернизация оборудования.

На Рис. 5.1-3 показано, что КПД турбины в последние годы снижается.

Далее, на Рис. 5.1-3 КПД Турбины в дальнейшем также показано, что также идет резкое ухудшение вакуума конденсатора. Из обсуждений с представителями ДП ТашТЭС можно сделать вывод, что они полностью знают эту проблему. Они также согласились с нами, что возможной причиной ухудшения вакуума является подсос воздуха в конденсаторе. Во время каждого текущего планового ремонта, выполняемого на электростанции, персонал проводит проверки и ремонт эжекторного вакуум-насоса, и сразу после проведения технического обслуживания уровень вакуума восстанавливается. Однако, в течение короткого времени эксплуатации уровень вакуума снова снижается. А потеря вакуума конденсатора выражается в уменьшении КПД турбины, что в свою очередь напрямую связано и ведет к снижению КПД блока. Поэтому необходимо срочно выполнить следующие мероприятия.

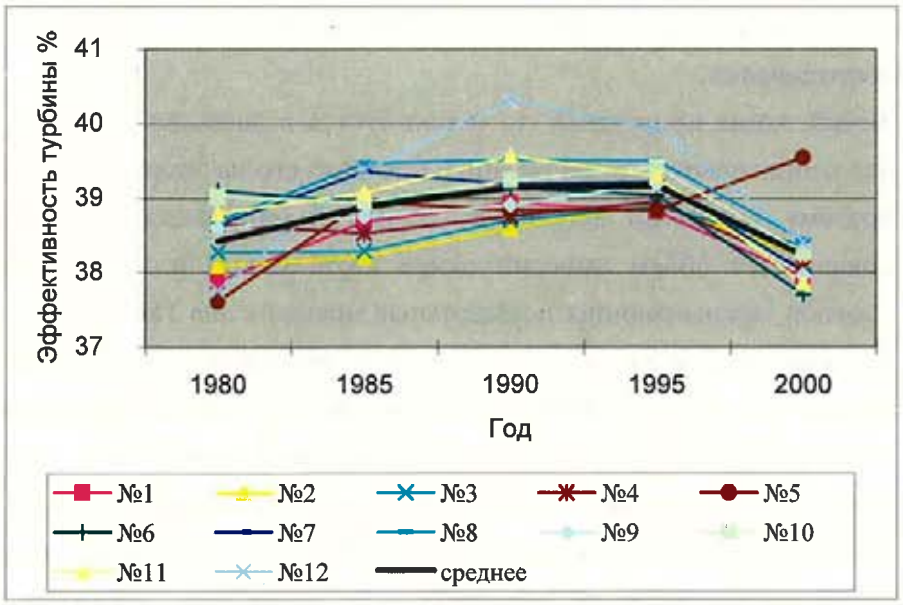

Рис. 5.1-3 КПД турбины в дальнейшем

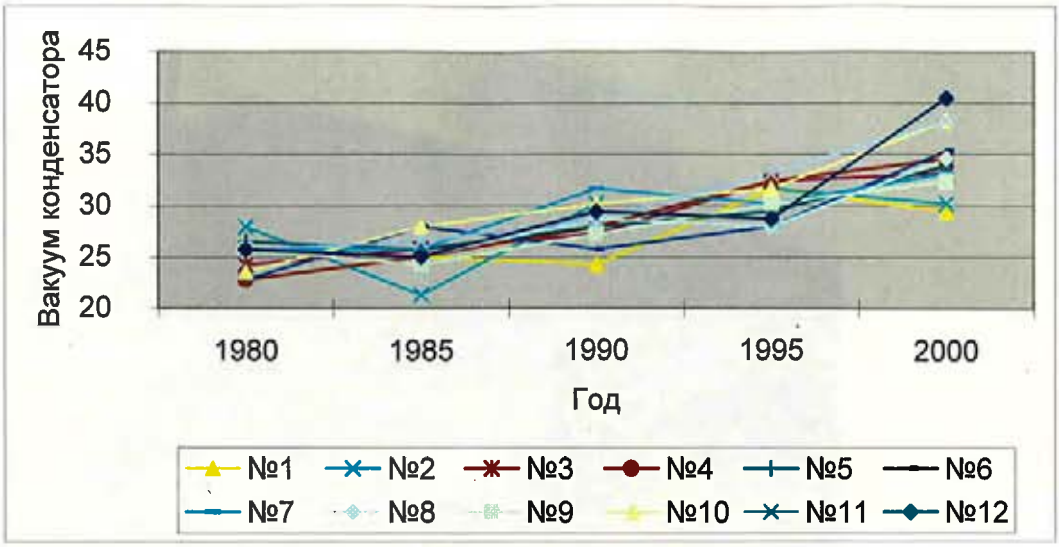

Рис. 5.1-4 Уровень вакуума конденсатора в дальнейшем

Модернизация оборудования может повысить КПД. Кроме того, в конденсаторе и трубках нагревателя появились отверстия из-за старения и дефицита материалов, которые стали причиной просачивания жидкости изнутри. Когда это происходит, обслуживающий персонал станции ДП ТашТЭС устанавливает заглушки на концах этих трубок. В этих случаях замена трубок не производилась из-за высокой стоимости материалов. Чтобы предупредить дальнейшее снижение КПД, очень важно собрать данные и проанализировать их во время проведения очередного планового обслуживания и произвести плановую замену трубок.

Как видно на Рис. 5.1-3 , оборудование турбины является наружной, а не внутренней установкой, как это принято в Японии. Короб, который закрывает всю турбину, вообще не ремонтируется, поэтому на ее корпус, по всей видимости, попадает дождь. Оборудование, предназначенное для наружной установки, имеет преимущество в стоимости сооружения, но при эксплуатации на него попадает дождь и оно подвергается коррозии. Кроме того, при наружной установке на оборудование попадает пыль или другие чужеродные частицы. Такие условия монтажа является слишком жесткими для такого точного оборудования, как турбины. Потому что, во время проведения планового обслуживания оборудование вынимается из турбины, и если эта работа производится на открытом воздухе, требуется более строгое, чем обычно соблюдение процедур. Как видно на Фото 5.1-3, турбина, которая является самым важным агрегатом, мокнет под дождем. Поэтому, естественно, возникают проблемы, связанные с появлением коррозии.

Фото 5.1-2 Короб турбины

Фото 5.1-3 Проведение обслуживания корпуса турбины на открытом воздухе

5.1.4. Электрическое оборудование

Во многих случаях отключения блока были вызваны неисправностями электрооборудования. Однако, не было отмечено ни одного случая отключения блока из-за неисправности или отказа генератора с системой водородного охлаждения или любого другого оборудования подачи водорода. ОРУ 220 кВ представляет собой распределительную станцию наружного типа, которая состоит в основном из выключателей цепей на сжатом воздухе. Данное оборудование обслуживается соответствующим образом и в целом не создает каких-либо проблем по эксплуатации.

5.1.5. Аппаратура регулирования

В основном все блоки спроектированы с автоматическим регулированием для регулирования всех установившихся значений в системах подачи топлива, подачи воздуха, регулирования температуры пара, при изменении выходной мощности генератора. Тем не менее, неисправности и повреждения регуляторов и механических приводов были проблемой в течение последних двадцати лет, так как их было невозможно отремонтировать из-за трудностей с приобретением запасных частей и устройств. За исключением некоторых частей системы автоматического контроля, оборудование не может регулироваться автоматически, так что при изменении нагрузки все изменения выполняются вручную. Даже выходная мощность генератора регулируется вручную с помощью регулятора паровой турбины. Поэтому изменение нагрузки блока будет небольшим, т.е. 2 МВт/мин (в Японии - 5 МВт/мин), что означает, что быстрота реагирования меньше требуемой.

Различные регулирующие клапаны и большая часть заслонок и трубопроводной арматуры управляется вручную с ЦЩУ.

5.1.6. Прочее оборудование

(1) Оборудование топливной системы

Большая часть топлива, используемого на электростанции это природный газ, который подается по газопроводу. Используется местный природный газ. Поскольку Узбекистан имеет большие запасы природного газа, поставка его обеспечена на многие годы. Обстоятельства оставляют открытой возможность загорания топливного газа от разрядов статического электричества, в случае утечки газа, таким образом необходимы меры по устранению неисправности.

(2) Теплоизоляция

На территории ДП ТашТЭС имеется много мест, где на трубопроводах отсутствует листовое изолирующее покрытие, и изоляционный материал труб подвергается атмосферным воздействиям. Кроме того, в некоторых частях трубопроводов наблюдаются места, где повреждена или полностью отсутствует изоляция. Вследствие этого, трубопроводы горячей воды и паропроводы имеют прямой контакт с атмосферой. Это все приводит не только к значительным тепловым потерям в сетях, но является также нарушением техники безопасности в связи с вероятностью получения ожогов эксплуатационным персоналом, поэтому требуется срочно принять меры по устранению неисправностей. На Фото 5.1-4 показаны места, где отсутствует изоляция.

Фото. 5.1-4 Отсутствие изоляции на трубопроводах

(3) Окружающая обстановка

Как видно на фото 5.1-5, внутри помещения, где размещаются вспомогательные устройства турбины очень тусклое освещение даже днем при солнечном свете. Во многих местах на рабочих отметках блоков недостаточное освещение, и особенно в здании, где установлено вспомогательное оборудование турбины. На отдельных участках даже в дневное время суток царит кромешная тьма, такая, что не видно собственных ног, когда проходишь по этому участку. Это очень опасно, когда приходиться идти, не различая, что у тебя под ногами, и поэтому необходимо срочно принять меры по устранению этих недостатков.

Фото 5.1-5 Внутри здания вспомогательного оборудования турбины

Отсутствуют специально отведенные рабочие места для проведения ремонта или плановых текущих технических осмотров, так что любой человек, даже тот,

кто не занимается ремонтом или обслуживанием, может свободно пройти к месту проведения ремонта. Кроме того, не устанавливается ограждений у открытых канализационных люков, а это значит, что персонал станции работает в опасных условиях.

5.1.7 Оценка текущего состояния

(1) Существующая электростанция в целом

Несмотря на то, что все блоки эксплуатируются в течение более тридцати лет и отработали уже более чем 200 000 часов, среднее количество часов наработки ежегодно составляет более чем 6,000 часов.

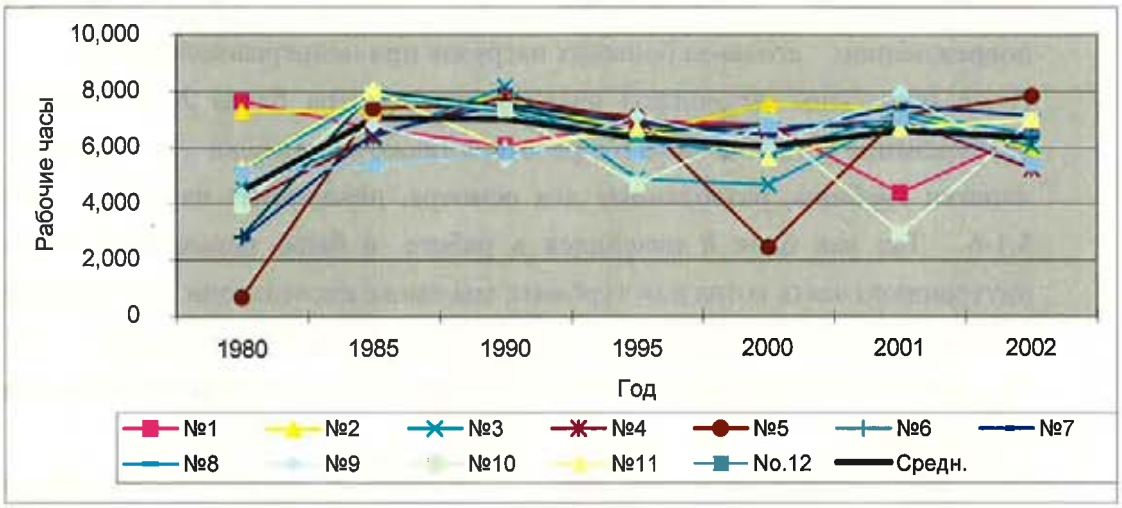

Рис. 5.1-5 Готовность оборудования в пересчете на количество часов наработки

На Рис. 5.1-5 показан коэффициент эксплуатационной готовности всех блоков, рассчитанный по количеству отработанных часов блока. Блоки с высоким коэффициентом готовности работают более 80% времени, а средний коэффициент готовности для всех блоков - постоянно достаточно высокий.

a. Важные проверки блока

В ходе обсуждений с представителями ДП ТашТЭС было решено, что мы проведем осмотр блока № 6.

С 2000 до 2002 было отмечено семь аварийных остановок (ни одной в 2000), которые были классифицированы следующим образом:.

2001

① Перегрев подшипника No. 4 турбогенератора

② Износ подшипника No. 3 турбогенератора

③ Утечка водорода из части уплотнения из-за механического износа уплотнения подшипника No. 5 турбогенератора

④ Утечка водорода из части уплотнения из-за износа уплотнения подшипника No. 6 турбогенератора

2002

⑤ Свищ в изгибе трубопровода, соединяющего корпус первичного пароперегревателя впрыскивающего пароохладителя, из-за длительного использования.

⑥ Дефектный вал для B-FDF

⑦ Свищ на выходе маслонасоса воздухоподогревателя

Анализ причин этих аварийных отключений показывает, что они в основном были вызваны использованием оборудования больше его срока службы, а также повреждением его из-за больших нагрузок при непрерывной работе.

Ниже приведены результаты визуального осмотра блока № 6, фотографии оборудования котла блока № 6 в работе, а также зоны топки котла блока №1 и лопатки турбины, разобранные для осмотра, показанные на Фото, начиная с 5.1-6. Так как блок 6 находился в работе, и было невозможно осмотреть внутреннюю часть котла или турбины, мы также исследовали 1 блок, который в это время подвергался периодическому плановому ремонту. Мы применили тот же самый подход в отношении электрической контрольно-измерительной аппаратуры.

Относительно всех объектов, а не только блока 6, можно сказать, что чистка должным образом не выполняется. Хотя оборудование старое, оно часто кажется еще более старым, потому что не поддерживается чистота и оборудование имеет грязный вид. Может показаться, что все внимание было сосредоточено только на использовании оборудования, что является самым простым и дешевым подходом к эксплуатации оборудования. Но едва ли можно сказать, что это правильная долгосрочная стратегия, поскольку откладывание на неопределенный срок обслуживания и осмотров, в ходе которых могут быть обнаружены уже незначительные изменения или отклонения от нормы, приводит в дальнейшем к большим проблемам с оборудованием.

a. Механическое оборудование

Что можно сказать в целом о механическом оборудовании, это - старение, и, как уже говорилось выше, наблюдается значительно ухудшение функциональности оборудования в виде утечек воздуха и газа из различных частей оборудования котла, серьезного уменьшения уровня вакуума в конденсаторе и утечек пара в оборудовании турбины. Для решения этих проблем необходимо выполнить меры, описанные выше.

Фото 5.1-6 Трещины в верхней части котла блока № 6. Трещины в навесе котла (Видны раскаленные места в печи)

Фото 5.1-7 Блок 1. Вытяжной канал

(Со снятой изоляцией, имеются существенные повреждения и много отверстий из-за коррозии)

Фото 5.1-8 Блок 1 Турбина среднего давления, конечная группа поворотных лопаток

c. Электрооборудование

Подобно механическому оборудованию, электрооборудование устаревает. Хотя имелись аварийные отключения из-за проблем с механическим оборудованием, подключенного к электрооборудованию, не было зарегистрировано ни одного случая, связанного с повреждением электрооборудования, которое бы серьезно повлияло на электроснабжение.

Во многих местах стоит устаревшая и неисправная контрольно-измерительная аппаратура, она работает достаточно исправно только у того оборудования, которое фактически выполняют функции управления. Эксплуатация блока фактически выполняется вручную. Имеется серьезное повреждение кабельной коробки, она больше не имеет первоначальной формы. Кроме того, имеется большая вероятность замыкания на землю или короткого замыкания. Если произойдет возгорание кабеля из-за замыкания на землю или короткого замыкания, ущерб, по видимому, будет значительный.

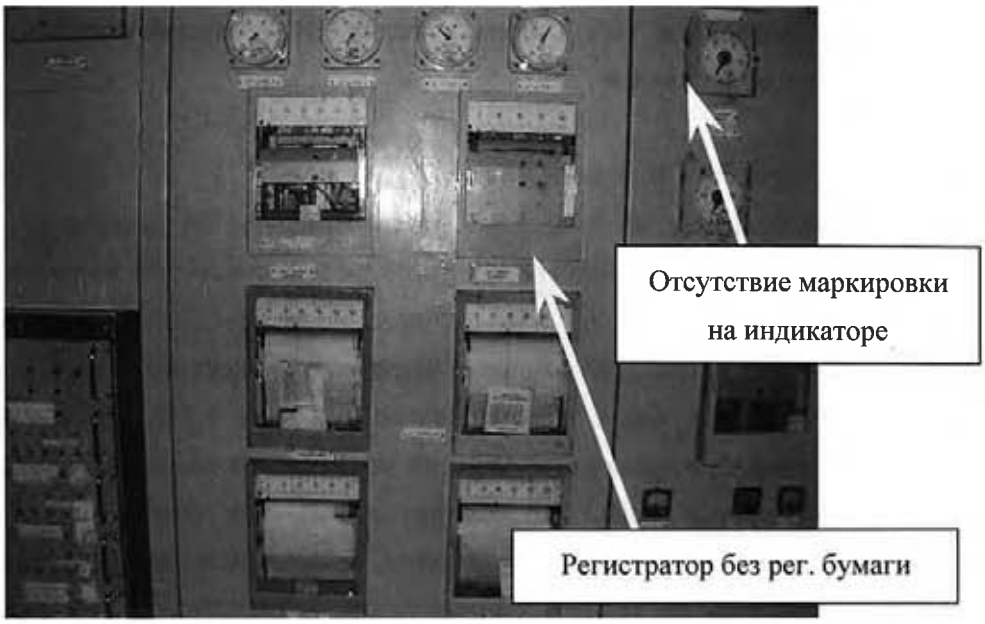

Фото 5.1-9 Блок № 6. Вид БЩУ с измерительными и регистрирующими приборами.

Фото 5.1-4 Кабели около топки Блока 6

(Кабели покрыты пылью, и очевидные повреждения на внешней оболочке.)

5.2 Предложения по Эксплуатации и Обслуживанию Существующей Энергоустановки

5.2.1 Выбор средств Обслуживания

Как показано на Рис. 5.2-1, общие затраты на выработку электроэнергии и стоимость производства единицы продукции резко возросли, начиная с 1995 года. Похоже на то, что причина не в том, что резко выросли отдельные позиции затрат, связанные с выработкой электроэнергии, но из-за инфляции вообще все цены. Как показано на Рис. 5.2-2, каких-либо значительных изменений в пропорции позиций затрат на производство энергии, не произошло в указанные годы. Это говорит о том, что затраты на выработку единицы продукции возросли не столько из-за роста стоимости техобслуживания, связанного со сбоями оборудования и снижением эксплуатационных часов, сколько из-за инфляционных процессов.

Стоимость топлива является одной из важнейших позиций затрат на выработку единицу продукции. Доля стоимости топлива в соотношении затрат снизилась за последние годы, хотя до сих пор составляет более 85%. Доля затрат на персонал постепенно возрастает и по прогнозам эта тенденция усилится. Однако пропорциональная доля эксплуатационных затрат на обслуживание немного снизилась, хотя сами по себе затраты возросли, как и другие позиции. Это снижение указывает на то, что техобслуживание оборудования финансируется недостаточно, и поэтому содержать оборудование в работоспособном виде крайне сложно.

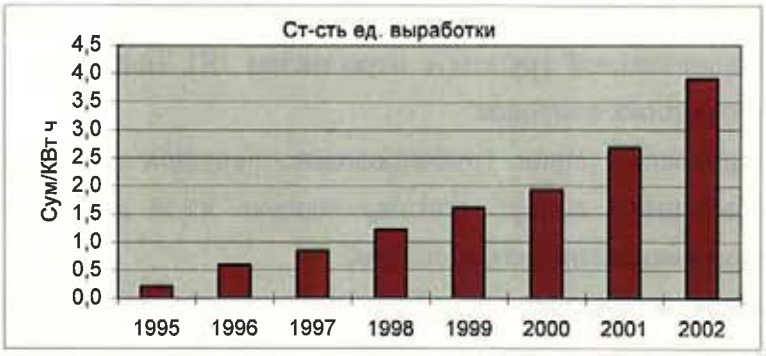

Рис. 5.2-1 Затраты на выработку единицы продукции во времени

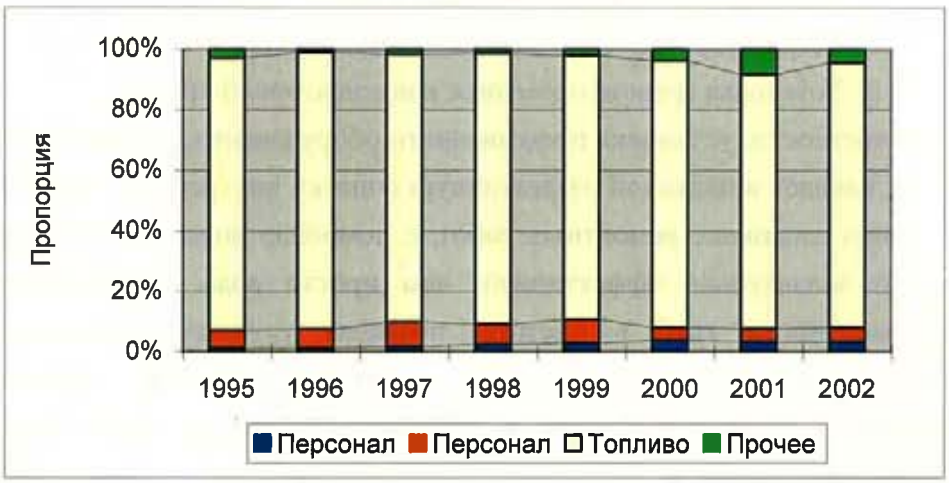

Рис. 5.2-2 Пропорциональная разбивка затрат на выработку единицы продукции

Крайне важной причиной низкой эффективности на ДП ТашТЭС, является снижение вакуума конденсатора. Для того чтобы решить эти проблемы низкой эффективности, необходимо повысить, в целом, эффективность блоков и направить средства, сбереженные на топливе и повышении эффективности, на обслуживание оборудования.

5.2.2 Результаты ремонтных и восстановительных работ

Далее приводится краткий список наиболее эффективных восстановительных мер.

(1) Восстановление Вакуума Конденсатора

Расчетный вакуум конденсатора на ДП ТашТЭС равен 25.7 мм рт.ст (значение полученное от абсолютного вакуума 0 мм Рт.ст. при атмосферном давлении 1 атм = 760 мм Рт.ст.). Как показано на Рис. 5.1-4 в настоящее время

наблюдается довольно значительное отклонение уровня вакуума конденсатора от расчетного значения 25.7 мм. Рт.ст. из-за снижения уровня вакуума.

Следующие причины возникновения проблем были выявлены во время встреч Исследовательской группы с персоналом ДП Таш ТЭС с целью обсуждения вышеуказанных вопросов.

a. Искривление швов трубопроводов, ведущих в резервуар горячей воды конденсатора и труб притока воздуха из-за коррозии в конденсаторе и подогревателе низкого давления
b. Низкая выпускная способность входящего потока воздуха из-за плохой работы парового вакуумного эжектора (вакуумное устройство)
c. Почва внутри конденсаторных труб

Мы наметили следующие действенные меры для решения этих проблем:

i. Замена/ремонт вакуумных эжекторов
ii. Устранение пропуска воздуха в конденсатор
iii. Установка средств промывки конденсаторной трубы

В частности, установка промывочного оборудования, необходимого для пункта 3), сделает возможной эффективную очистку внутренней поверхности труб во время плановых ремонтных работ, с помощью воды под давлением и щеток, что значительно эффективней, чем просто вода. Содержание внутренней поверхности труб в чистоте, позволит улучшить уровень теплообмена охлаждающей воды и пара. Указанные меры позволят достичь соответствующего вакуума в конденсаторе, что, в свою очередь, улучшит парообразование и эффективность работы турбины.

(2) Снижение Собственного Потребления

Снижение собственного потребления прямо связано со снижением энергии, потребляемой вспомогательным оборудованием в каждом блоке.

Когда эффективность блоков, в целом, снижается из-за износа, на первых порах, вспомогательное оборудование используется для поддержания максимальной выходной мощности.

Можно предположить, что поскольку большая часть вспомогательного оборудования в настоящее время работает с максимальной нагрузкой, для того, чтобы поддержать выходную мощность блоков, наблюдается небольшой рост уровня собственного потребления.

Далее приведены причины возросшей потребности в энергии вентиляторов:

1. Утечки воздуха и отработанных газов из котла и дымовых труб
2. Засоренные части подогревателя воздуха

Причины возросшей потребности в энергии насосов:

1. Сужение водопроводов и паропроводов из-за посторонних предметов
2. Износ лопастных колес насоса

3. Пропуск воды и пара

Большая часть энергии, потребляемой энергоустановкой, приходится на вспомогательное оборудование.

Особенно зимой, когда сжигается мазут, образуется сажа, которая налипает на детали подогревателя воздуха, и, таким образом, подогреватель воздуха засоряется, а расход энергии IDF возрастает.

Во многих подогревателях воздуха, если воздух просачивается со стороны положительного значения давления воздуха в сторону отрицательного значения давления отработанного воздуха, через трещины в роторе, потребление энергии вентиляторами FDF и IDF возрастает, поэтому структура должна иметь минимальные утечки. Таким образом, необходимо установить уплотнение, когда отверстие маленькое, потому что когда отверстие расширяется, происходят большие утечки и персоналу ДП ТашТЭС, опираясь на свой опыт, следует выполнить точные замеры во время осмотра, съема и повторной сборки оборудования, чтобы установить уплотнение, не изменяя размера отверстия.

Насосы используются для откачки жидкостей, в основном, воды, но когда твердые вещества прилипают к внутренней поверхности труб, диаметр уменьшается и проходимость потока жидкости снижается. Для того, чтобы насос достиг своего расчетного расхода, следует увеличить давление на выходе насоса, которое увеличивает потребление мощности насоса.

(3) Повышение готовности оборудования

Готовность оборудования в большой степени зависит от длительности остановок блоков. Усилия ДП ТашТЭС увенчались успехом, поскольку им удается сохранять в довольно хорошем состоянии устаревшее оборудование и поддерживать почти такую же, как в начале, выходную мощность оборудования.

Более 70% аварийных остановок, произошедших между 2000 г. и 2002 г. произошли из-за сбоев оборудования котла. Из них, большинство случаев вызваны пробоинами труб котла. на всех блоках, и на всех частях котлов, поэтому причину этой проблемы трудно определить. Однако, можно выявить такие тенденции, как порча частей и материалов из-за износа оборудования, что влечет за собой потерю прочности, и расширение из-за перегрева, вызываемого засоренными твердыми частицами трубами.

Для того, чтобы поддержать срок службы оборудования еще несколько лет, и сократить, прежде всего, число остановок за счет необходимости ремонтных работ, рекомендуется выполнить во время планового осмотра, инспекцию ключевых узлов блока, где высока вероятность сбоев.

С помощью этого метода, во время инспекции, выявляются проблемы, требующие немедленного вмешательства, а результаты инспекции, планового

осмотра и ремонта анализируются и хранятся в архиве. Собранные данные могут помочь понять причины плохой работы оборудования, так, чтобы оборудование, приближающееся к сроку своего полного износа, во время следующего планового осмотра могло быть идентифицировано и перечислено. Необходимо произвести учет финансовых средств, необходимых для ремонта и составления плана технического обслуживания, соответствующего ремонту. Данный метод повысит готовность оборудования и продлит срок его действия.

(4) Результаты ремонта и улучшения условий

a. Снижение расхода топлива

Анализ повышения эффективности от принятия мер, основываясь на рабочих данных за 2002 год по блоку № 6покажет следующее

- Ежегодная выработка электроэнергии: 879,3 × 10^6 кВтч
- Общий тепловой КПД: 33.4%, чистый тепловой КПД: 31,6%
- Расход топливного газа: 230.2 × 10^6 $м^3$; мазута: 94,6 × 10^6 кг

Предполагая что вышеприведенные данные верны и что ежегодно генерируемая электроэнергия и вырабатываемая тепловая энергия такие же, с ростом теплового КПД на один процент до 34.4% (в 1980 общий тепловой КПД составлял 35.4%), ежегодный расход природного газа составил бы 220,7 × 10^6 $м^3$, снижение на 9.5 × 10^6 $м^3$. По ценам 2002 года природный газ для одного блока составлял 9,5 сум/$м^3$, ежегодная экономия по топливу составила бы 90,25 сум × 10^6, эквивалентно 90250 долл. США.

Если данное сокращение потребления топлива, используемого в блоке № 6 применить ко всей ТЭС в целом, использование природного газа за 2002 г. снижается с 2833.9 × 10^6 $м^3$ до 2716.9 × 10^6 $м^3$, сокращение на 117.0 × 10^6 $м^3$. Это эквивалентно 1,112 млн. сум, таким образом, затраты на выработку за 2002 год - 3.90 сум/кВтч были бы 3.79 сум/кВтч, и можно получить снижение стоимости выработки - 2.8% .

b. Снижение Уровня Загрязнения Атмосферы

Этот раздел оценивает влияние сокращения объема используемого мазута на эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу. В 2002 г., ТЭС, в целом, использовала 684.3 × 10^3 тонн мазута, но тепловая эффективность улучшиться на 1% при описанных здесь условиях, то можно ожидать годового сокращения в 117.0 × 10^3 тонн.

При указанном уровне снижения расхода мазута, годовые эмиссии ТЭС равные примерно 305,000 тоннам CO_2, 839.6 тоннам NO_2 и 8,424 тоннам SO_2 снизились бы на 19.8%, 16.0%, и 17.1%, соответственно.

5.2.3 План Обслуживания и Ремонта

(1) Текущее состояние обслуживания и ремонта

Каждый год, десятилетний график обслуживания и ремонта каждого блока предлагается и обновляется, исходя из плана обслуживания и ремонта, показанного на Рис. 5.2-3. Есть три типа работ, включающих уход и ремонт: Капитальный ремонт (К), Среднесрочный ремонт (С), и Расширенный текущий ремонт (РТР). Капитальный ремонт, Расширенный текущий ремонт и Среднесрочный Ремонт повторяются примерно каждые два года.

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ПЛАН КАПИТАЛЬНЫХ, СРЕДНИХ И РАСШИРЕННЫХ ТЕКУЩИХ РЕМОНТОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТАШКЕНТСКОЙ ТЭС на 2000 – 2010 года

Станционный № блока	Установленная мощность	Планируемые виды ремонтов по годам											Примечание
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
1	150		С		К		РТР		С		К		Капитальный ремонт блока ст. № 11 в 2000 году проведен без вскрытия ЦВД, которое запланировано на с.р. 2004 год
2	150			РТР		К		РТР		С		К	
3	150			С		К		РТР		С		К	
4	150	С		К		РТР		С		К		РТР	
5	150		К		С		С		К		РТР		
6	155				С		К		РТР		С		
7	165	С			К		РТР		С		К		
8	165	РТР			С		К		РТР		С		
9	150	К		С		С		К		РТР		С	
10	165		К		РТР		С		К		РТР		
11	155	К	РТР			С		К		РТР		С	
12	155			К		РТР		С		К		РТР	
Распределение ремонтов по годам		2/2/1	2/1/1	2/2/1	2/3/1	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	

Номер паровой трубы	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1	ремонт							осмотр		ремонт			
2			ремонт						осмотр		ремонт		
3				осмотр		ремонт							

Условное обозначение: 1/2/3
1 – количество капитальных ремонтов;
2 – количество средних ремонтов;
3 – количество расширенных текущих ремонтов.

ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР Л.А. КОЛЬЯН

Рис. 5.2-3 График среднесрочного обслуживания и ремонта (2000 - 2010)

ГРАФИК

РЕМОНТОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТОШКЕНТ ТЭС НА 2003 год

Станционный номер агрегата	Установленная мощность т/час (МВт)	Год последнего капремонта	I квартал			II квартал			III квартал			IV квартал			Продолжительность ремонта сут.	Потребность в ремонтном персонале							
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		всего	УЭТ	СРП ОАО ЭНЕРГОТАЛМИР	СП ЭКБ ЛЕКТРОНОЛИТ	ЭКО	АГГ-4 ГАК УЗБЕКЭНЕРГО	АОТГ ЖЕРКОЖАЗ	Собственно производ. ТЭС
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
КАПИТАЛЬНЫЕ РЕМОНТЫ																							
Блок – 1	150	08.10.97			6			5							90	342	147	42	28	6	-		119
Блок – 7	165	29.08.96							1		11				70	343	147	42	28	6	-		119
СРЕДНИЕ РЕМОНТЫ																							
Блок – 5	150	09.02.01	24		27							8		11	30	307	137	42	28	6	-		94
Блок – 6	150	22.03.99													30	307	137	42	28	6	-		94
Блок – 8	165	08.09.98				16		10							30	307	137	42	28	6	-		94
РАСШИРЕННЫЕ ТЕКУЩИЕ РЕМОНТ																							
Блок – 10	155	14.11.01						9			4				90	517	100	42	28	6	—		341
Блок-8	150	10.06.00						15			4				21	372			25	6			
КАПИТАЛЬНЫЕ РЕМОНТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ																							
Т-1 ТДЦ-200000/110 ввод в работу 10.1989г						14		16							34	8		8					
ТС-1 ТДН-15000/35 - к.р.в 07.1997г						14		16							15	8		8					
Т-7 ТДЦГ-180000/220		1996г								1	4				34	8		8					
ТС-7 ТДНС-16000/35		1996г								1	10				15	8		8					
капремонт дымовой трубы ст.№1								6							30	10						10	

ПРИМЕЧАНИЯ :1. На энергоблоках ст. № № 1 и 10 – замена пароперевода острого пара при условии поставки.
2.Капремонт дымовой трубы ст.№1 с остановом блоков ст.№№9-12 на 30 дней. Ограничение мощности на 625 Мвт.

ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР ТОШКЕНТ ТЭС — Л.А.ЮЛЬЯН

ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР ПО "УЗБЕКЭНЕРГОТАЛМИР" — С.У.КАМАЛОВ

ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР СП «ЭЛЕКТРОНОЛИТ» — С.Г.ТОКУНОВ

ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР СРП ОАО "ЭНЕРГОТАЛ: ПР" — Р.М. САЛИХОВ

Рис. 5.2-4 2003 График обслуживания и ремонта

Детали выполняемых работ решают в предыдущий вперед, исходя из бюджета. Отдел Обслуживания создает план, который утверждается Главным инженером и наконец принимается. Окончательно утвержденный рабочий план за 2003 г. показан на Рис. 5.2-4.

Как описано выше, основная цель обслуживания и ремонтных работ на ДП Таш ТЭС – это организация ухода и проведение ремонта. На ДП Таш ТЭС, есть руководство по проверкам и проблемные участки проверяются во время обслуживания и ремонта. Опираясь на указанные проверки, определяются материалы и период времени, необходимые для следующего обслуживания и ремонта. Однако, профилактическая проверка и обслуживание с целью регистрации изменений, произошедших с оборудованием со временем, для исправления изменений и определения срока дальнейшего действия оборудования, не выполняются. Поскольку невозможно заменить все устаревшее оборудование сразу, следует разработать программу профилактических мер при первой же возможности, с целью замены текущей программы ответного обслуживания. Путем определения изношенных частей на ранней стадии и принятия мер по исправлению, можно предотвратить сбои и повысить готовность блоков.

(2) План Обслуживания и Ремонта

Работы по обслуживанию и ремонту должны быть начаты по оборудованию, совершенствование работы которого приведет к повышению тепловой эффективности. В качестве приоритета, работа должна начаться по

исправлению вакуума конденсатора и устранению утечек в тех точек, которые уже выявлены.

После этого, следует запланировать работу по ремонту другого оборудования, где выявлены проблемы, при проведении планового обслуживания, с целью постепенного продления срока службы и эффективности оборудования.

Далее приведен пример графика обслуживания и ремонта, который идет за графиком планового обслуживания и ремонта по блоку № 6, и включает в себя меры по обновлению, ремонту и осмотру оборудования, перечисленного выше.

Годы	2005	2007	2009
Тип работ	Капитальный ремонт	Расш. текущий ремонт	Среднесрочный ремонт
Перечень работ и модернизаций	• Обновление вакуумного эжектора. • Установка промывочного устройства для труб конденсатора. • Устранение утечки воздуха во конденсатору. • Проведение детальной проверки основного оборудования: котла и турбины, так же как и вспомогательного оборудования и основных клапанов.	• Устранение утечек воздуха и газа в котле. • Ремонт уплотнителей подогревателя воздуха. • Обновление регулирующих клапанов и КИП. • Восстановление и обновление оборудования, используемого в условиях горячих температур и высокого давления, как результат предварительно проведенных детальных проверок, показавших ненадежность указанного оборудования	• Обновление элементов подогревателя воздуха. • Огнеупорные электрические части вокруг котла • Устранение утечек в системах воды и пара • Восстановление теплоизоляционных листов систем горячей воды и пара • Ремонт проходов и поручней. • Добавочное освещение
Приблизительные затраты	500 тыс. долл. США	1,1 млн. долл. США	700 тыс. долл. США

5.2.4 Финансовый анализ Плана Обслуживания

Обслуживание выполняется с целью поддержания хорошего работоспособного состояния оборудования, совершенствования характеристик и/или продления срока действия оборудования.

Финансовая выгода от готовности оборудования и поддержания технических характеристик на соответствующем уровне – это выручка, соответствующая затратам на обслуживание. Затраты на обслуживание старого блока выше, чем затраты на новый блок того же типа. Блоки на ДП ТАШ ТЭС эксплуатируются 30-40 лет. Затраты на обслуживание считаются выше по сравнению с периодом пуска и первым годам эксплуатации. Финансовая оценка затрат на обслуживание с целью поддержания рабочих характеристик и готовности оборудования не должна выполняться исходя из первоначальной стоимости в первые годы эксплуатации, а опираться на выручку, которую дают блоки.

В главе 5.3.2 (2) предположено, что ДП ТАШ ТЭС вносит свой финансовый вклад - 1.31 сум/кВтч, что соответствует 12 838 млн. сум при выработке 9 800 ГВтч чистой электроэнергии в год на ТЭС. При использовании этой суммы, ДП ТАШ ТЭС разрешено тратить 12 838 млн.сум в год на обслуживание с целью поддержания готовности и рабочих характеристик. Если достигнута экономия затрат на техобслуживание, сэкономленная сумма становится финансовой прибылью.

В случае с выработкой электроэнергии, необходимо определенное время для строительства электростанции. На строительство и ввод в эксплуатацию нужно несколько лет. Есть вероятность того, что любой из блоков системы выработки электроэнергии выйдет из строя из-за аварийной ситуации, которая может создаться, несмотря на хорошее техобслуживание. Поэтому необходима разумная маржа (разница) между выработкой и поставкой. Блок находящийся в состоянии готовности (резервном) также имеет свои затраты. Генерирующие мощности должны поддерживаться в рабочем состоянии до момента введения в эксплуатацию новой ПГУ, даже включая те блоки которые планируется заменить новой ПГУ.

ДП ТАШ ТЭС является одним из важных генерирующих объектов Республики Узбекистан. Нужно выполнять соответствующее техническое обслуживание и предусмотреть разумный объем затрат на осмотр, уход и техобслуживание.

В пункте 5.2.4 (3) приведен финансовый обзор по планам проведения ремонта и техобслуживания. Все планы проведения обслуживания имеет целью улучшить факторы надежности и готовности оборудования. Обслуживание и повышение надежности и готовности, основаны на обслуживании и ремонте оборудования, составляющего энергоблок. Для существующих 12 блоков, эксплуатируемых 30-40 лет, Обслуживание и ремонт крайне важны для

поддержания готовности и надежности. Предполагается провести изучение и разработку планов ремонта и техобслуживания как это предполагается в пункте 5.2.3 (2).

Ремонт и обслуживание не гарантируют, что оборудование не будет останавливаться и простаивать, но уменьшает риск остановок и простоев. Не все будет идеально, но важно хотя бы уменьшить риски.

ДП ТАШ ТЭС должно приложить все усилия для обеспечения готовности и надежности оборудования. Важно создать План Обслуживания и ремонта на несколько лет вместе с годовым бюджетом на эти цели. План Обслуживания и ремонта должен включать в себя обеспечение готовности и надежности. План также необходим для обсуждения с ДП ТАШ ТЭС и руководством ГАК "Узбекэнерго", потому что сумма 1,000 млн. сум на энергоблок (1/12 от 12838 млн. сум) предположена в анализе финансового вклада ДПТАШ ТЭС и она должна быть окончательно утверждена ГАК «Узбекэнерго», с учетом всех факторов.

5.3 Производственный и Финансовый вклад ДП ТашТЭС

5.3.1 Производственный Вклад (Выработка) ДП ТашТЭС

Общая установленная генерирующая мощность 12 (двенадцати) существующих энергоблоков ДП ТашТЭС оценивается в 1750МВт при текущей мощности, что соответствует 18 % от общей установленной мощности 9669МВт всех тепловых электростанций, теплоцентралей и ГЭС Узбекистана, и 23 % общей мощности тепловых станций Узбекистана - 7730МВт.

ДП ТашТЭС произвело 10315 ГВтч на концах генератора, что составляет около 20 % общей выработки ТЭС, теплоцентралей и ГЭС Узбекистана. 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 5.3-3 Годовая выработка на ДП ТашТЭС в 2002 г. (Ед. изм:кВтч)

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

Генерация на ДП ТашТЭС в зимний период больше чем в летний, как указано в Таблице 5.3-1, показывающей выработку по месяцам в течении 2002 года. Одной из причин высокой генерации в зимний период является повышенное потребление.

Другая причина это то, 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. Водохранилища существуют не только в Узбекистане, но и в Киргизстане и Таджикистане. В верхнем русле Сырдарьи в Киргизстане имеются крупные водохранилища и ГЭС такие как 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. Таблица 5.3-2 показывает экспорт и импорт электричества каждый месяц 2002 года с соседними Азиатскими странами. В зимний период Узбекистан должен экспортировать электроэнергию и природный газ в Киргизстан и Таджикистан с целью накопления воды в водохранилищах Киргизстана и Таджикистана для будущей ирригации.

Таблица 5.3-2 Сбыт Узбекской электроэнергии соседним азиатским странам в 2002г.

Ед.изм.: МВтч

Страна	В/из Кыргызстана		В/из Таджикистана		В/из Туркменистана		Всего	
Месяц 2002г.	Экспорт	Импорт	Экспорт	Импорт	Экспорт	Импорт	Экспорт	Импорт
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

Таблица 5.3-3 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.

Зимой спрос в Узбекистане на природный газ растет из-за включения отопления и др, а также возрастает экспорт газа в Ки ргизстан и Таджикистан. ДП ТашТЭС также вносит свой вклад в экспорт газа.

Таблица 5.3-3 Потребление топлива на генерирующих энергоблоках ДП ТашТЭС в 2002 г.

месяц	Расход газа (тыс. M^3)		Расход мазута (1000 кг)	Эквивалент расхода энергии (Гкал)		Доли газа и мазута		Удельный расход тепла (ккал/кВтч)	
	Шуртан. газ	Бухар. газ		Газ	Мазут	Газ	Мазут	Всего	Чист.
январь	66,900	32,700	199,000	814,828	1,928,310	29.7%	70.3%	2,612	2,772
февраль	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
сентябрь	23,900	232,200	0	2,095,154	0	100.0%	0.0%	2,527	2,678
октябрь	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
декабрь	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

Подразумевается, что ДП ТашТЭС вносит свой весомый вклад.

5.3.2 Финансовый Анализ Производства (Выработки) на ДП ТашТЭС

Стоимость выработки в 2002 году на ДП ТашТЭС как указано в Таблице 5.3-4 и 5.3-5. показывающих стоимость выработки в каждом месяце, и среднегодовая стоимость в 4,14 сум/кВтч (на стороне более высокого напряжения основного трансформатора). В 4,14 сум/кВтч стоимость топлива составляет 3,63 сума/кВтч, а другая часть состоит из 0,51 сум/кВтч (расходные материалы, обслуживание, заработная плата, управление, амортизация и др) (стоимость без учета НДС).

Стоимость топлива при сжигании мазута выше чем при сжигании газа. Стоимость топлива на один кВтч по ценам декабря 2002 г.:

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

Таблица 5.3-4 Стоимость выработки на ДП «ТашТЭС» в 2002 году (тыс. сум)

месяц	Стоимость топлива	Расход. материал	Обслуживание	Заработ. плата	Страхов. премии	Другие	Амортизация	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 5.3-5 Стоимость выработки на ДП «ТашТЭС» в 2002 году (Сум/кВтч)

месяц	Стоимость топлива	Расход. материал	Обслуживание	Заработ. плата	Страхов. премии	Другие	Амортизация	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

Средневзвешенный тариф на электроэнергию в 2002 году (январь-декабрь) был 11,56 сум/кВтч (с учетом НДС). Предполагая потери при передаче и распределении на уровне 12,9% и стоимости выработки в 65%, в структуре стоимости, включая передачу, распределение, администрирование головного офиса, цена соответствует стоимости на стороне высокого напряжения основного трансформатора ДП ТашТЭС, то есть полученной стоимости в 5,45 кВтч без учета НДС.

При вышеуказанных обстоятельствах предполагается, что ДП ТашТЭС, вносит свой вклад в пределах 5,45 сум и 4,14 сум. Ежегодный вклад составляет 9800 ГВтч, как рассчитано от 12838 млн. Сум.

5.3.3 Вопросы и Предложения по Финансовому анализу

Параграф 5.3.2 показывает, что ДП ТашТЭС вносит вклад в 12,838 млн. сум в год.

Первый блок на ДЛП ТашТЭС начал работать в1963, 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. Если како-то блок теряет свою работоспособность, то это означает потерю вложения мощности блока в общий вклад.

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. Предполагается, что более крупные суммы по техобслуживание будут выделены на обслуживание с целью повышения готовности и надежности блоков.

5.4 План эксплуатации и управления существующей энергоустановки

5.4.1 Предложение по организационной структуре

В конце 2002 года на предприятии работало примерно 1300 человек. Организационная структура предприятия показана на Рис. 5.4-1. В прямом подчинении у Директора находятся начальники различных отделов, составляющих примерно 200 человек административного персонала. Главный инженер отвечает как за Отдел Эксплуатации, так и за Отдел Техобслуживания. Главный инженер координирует работу более чем 1000 работников.

Далее, 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.

Организационная Структура ДП Ташкентская ТЭС

Примеч.: См. детальную организационную структуру заштрихованных участков

Рис. 5.4-1 Организационная структура ДП ТашТЭС

(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.

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, сравнивания 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 JICA 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.

Предлагаемая организационная схема, которая включает техническую часть и добавленный инженерный отдел и отдел техники безопасности, показана на схеме 5.4-2.

(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. Кажется что стремление к обеспечению безопасности труда слабо развито.

За 2002 год на ДП «ТашТЭС» произошло 5 несчастных случае на рабочих местах. Смертельных исходов не было, а само количество не так уж велико. 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.

(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 данная схема отказывает работникам в возможности развить более широкие знания в других областях специализации.
Мы предлагаем что персонал из одного технического отдела проходил 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.

(4) Дополнительные возможности отдела техобслуживания

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.

Предлагаемая организационная структура ДП «ТашТЭС»

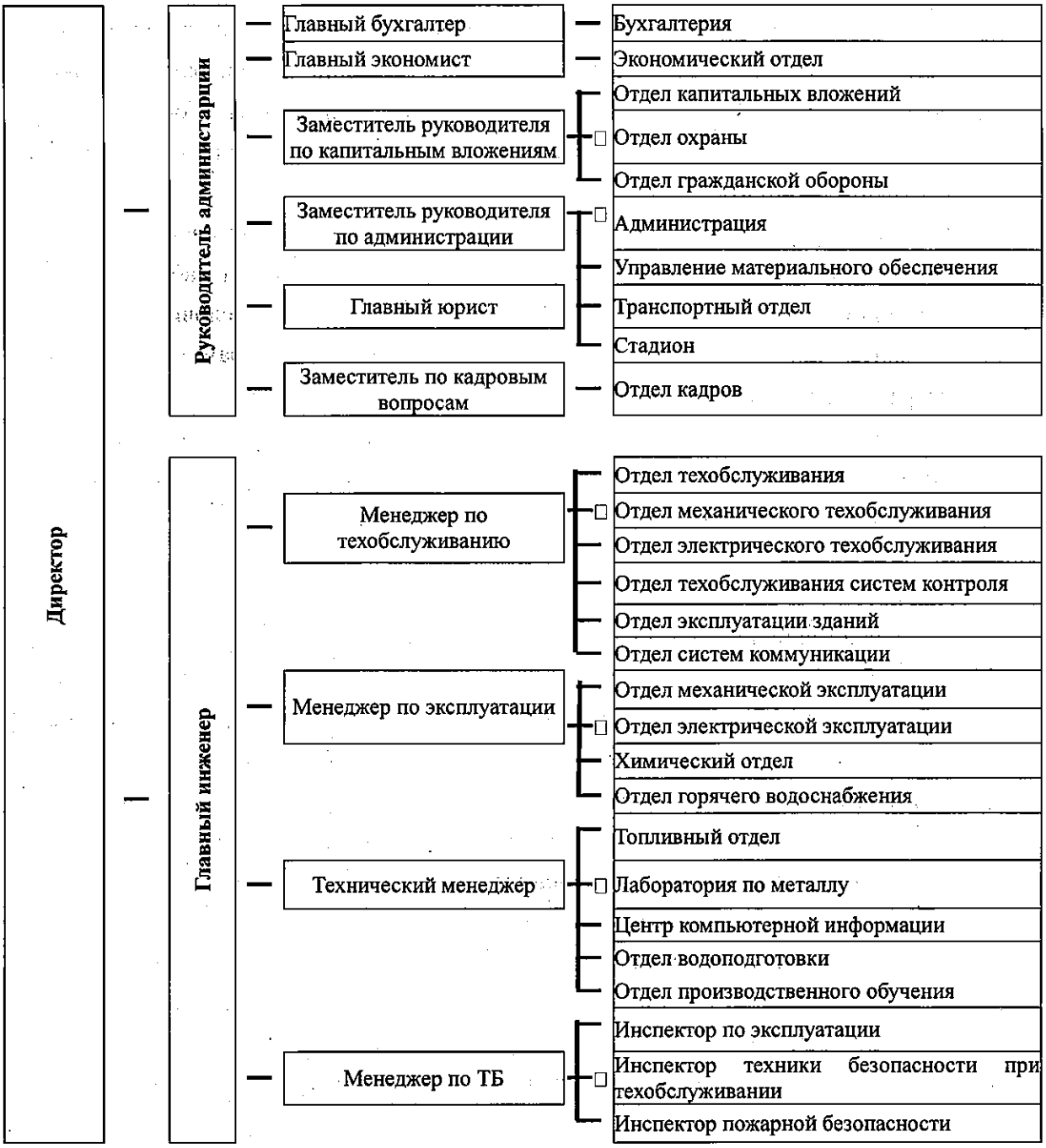

Рис. 5.4-2 Предлагаемая организационная структура ДП «ТашТЭС»

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 работопригодности и эффективности.

Работу по управлению эксплуатацией генерирующего оборудования включае 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

a. Предложения по мониторингу оборудования

Необходимо, 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. Индикаторы измерителей давления и термометры должны иметь некоторые обозначения допустимых пределов, с тем чтобы даже операторы с различным уровнем навыков мониторинга могла легко определить находиться 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 находиться ли оборудование в пригодном состоянии.

Подобные меры должны применяться для предоставления операторам возможности увидеть реальное оборудование и расширить свои знания и повысить свой уровень технического образования посредством прямого опыта.

(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.

a 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.

b 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.

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.

(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.

a. Внедрение технологии предупреждающих техосмотров

Существующие генерирующие мощности ДП «ТашТЭС» в основном содержаться в хорошем состоянии, проводятся техосмотры и осуществляется их управление. 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.

Проведение предупреждающих техосмотров на тепловых электростанциях и тщательных проверок и ремонта оборудования гарантирует безопасность оборудования и предотвращает незапланированные остановки. Это обеспечивает стабильную генерацию и возможное сокращение стоимости.

b. 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.

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 работопригодность и эффективность. Данная связь необходима для понимания всеми работниками электростанции, которые должны поощряться к осознанию важности безопасности труда и гигиены.

(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.

(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.

5.5 Финансовый и экономический анализ нового энергоблока

5.5.1 Оценка стоимости строительства и эксплуатации нового энергоблока

Финансовый анализ был подготовлен для прогноза финансовых показателей эксплуатации новой ПГУ при нижеприведенных ожидаемых параметрах.

(1) Характеристики и Стоимость нового энергоблока комбинированного цикла

Основные характеристики нового энергоблока ПГУ, планируемого к строительству на ДП «ТашТЭС» ожидаются на уровне показателей, приведенных ниже

Чистая выходная электрическая мощность блока	370 МВт
Расход топлива	1536 ккал/кВтч

Стоимость строительства энергоблока приблизительно оценивается в 226,5 млн. долл. США исключая НДС в течение 34 месяцев.

(2) Эксплуатационный режим нового энергоблока ПГУ

Расход топлива на новой ПГУ достаточно экономичен, даже если расход в среднем составит при реальной эксплуатации 1567 ккал/кВтч – 1582 ккал/кВТч, то есть на 2%-3% выше 1536 ккал/кВТч при новых и чистых условиях номинальной эксплуатации.

Хороший расход топлива означает, что энергоблок будет использоваться более чаще чем другие блоки во всей генерирующей системе, с тем чтобы сократить расходы по топливу. При режиме долгосрочной эксплуатации предполагается, что новый энергоблок будет иметь следующие показатели:

Долгосрочный производственный фактор энергоблока	85,0%
Средний расход топлива энергоблока	1597 ккал/кВтч

(3) Расчет прибыли от эксплуатации

Средний взвешенный тариф на электричество включая НДС на апрель 2003 года составляет 15,83 сум/кВтч.

Ежегодный доход нового энергоблока при генерировании 2 755 020 МВт рассчитан в 21 261 миллионов Сум без учета НДС по ценам на апрель 2003 на выходе из подстанции ТЭС на основании 58,5% от продажного тарифа с учетом

после 10% потерь от передачи и распределения и 65% распределении дохода на генерирование.

(4) Стоимость топлива

Уровень потребления топлива предположительно 1597ккал/кВтч на основе чистой энергии при предположении, что энергия природного газа - 8181 ккал/м^3, годовой расход топлива будет составлять 537 803 000 м^3 для годовой выработки 2 755 020 МВтч.

При цене на природный газ в 15,52 сум/м^3, включая НДС, годовая стоимость топлива составляет по расчетам 6 954 млн. сум без НДС.

(5) Другие расходы по эксплуатации и техобслуживанию

Не легко спрогнозировать закупочную стоимость запасных частей для техобслуживания и замены. Даже при грубом подсчете, средне ежегодная стоимость запасных частей может составить 5% от стоимости газовой турбины, что эквивалентно 2 750 000 долл. США, а средняя стоимость закупки других запасных частей может быть 1% от стоимости строительства, что эквивалентно 1 420 000 долл. США. Таким образом, общая стоимость закупки всех запасных частей по данному методу составит 4 170 000 долл. США. Грубая оценка ежегодных расходов по техобслуживанию составляет в пределах 4-4,5 млн. долл. США. В дополнение к закупкам запасных частей, требуется присутствие инженеров производителя при капитальном обслуживании газовой турбины и важных проверках, с тем чтобы техобслуживание высокотехнологичной газовой турбины проводилось на адекватном уровне. Стоимость присутствия таких инженеров также включенаЕжегодный расход на приобретение запасных частей и техническую поддержку инженеров составит в целом 4-4,7 млн. долл. США. Анализ был проведен на предположении, что ежегодное техобслуживание будет составлять 4 350 000 долл. США.

В дополнение к расходам по техобслуживанию, 336 миллионов Сум заработной платы, 680 миллионов Сум страховой премии, 250 миллионов Сум на расходные материалы и 200 миллионов Сум на другие расходы также учитываются в данном анализе по ценам 2003 года.

(6) Срок действия ПГУ

Срок действия ПГУ с газовой турбиной считается короче, чем традиционной установки с паровой турбиной и котлом, потому что температура горения газовой турбины выше. Длительность действия зависит от обслуживания. В данном исследовании срок действия установки - 25 лет, обычно применяемый

для финансовых расчетов по ПГУ и немного короче, чем использовались традиционные установки.

(7) **Стоимость привлечения средств**

Для финансового прогноза предполагается, что процентная ставка кредита 1.9% в год и расходы за обслуживание входят в финансовые затраты, 85% строительных работ оплачиваются кредитом, а выплаты осуществляются посредством равных взносов с 2012 по 2031г.

(a) Амортизация энергоустановки

Уведомление Министерства Финансов No. 7 от 27 февраля 1997 гласит, что годовая амортизационная ставка для зданий - 5% , для турбин и оборудования - 8%. 14% затрат на строительство обесцениваются при 5%, а 86% амортизируются при 8% пропорционально смете затрат для гражданских и архитектурных работ и для других объемов, указанных в Таблице 5.5-2.

(b) Совокупный подоходный налог

Предполагается, что проект будет оплачивать совокупный подоходный налог при прибыли 35%, если чистая прибыль – положительная в году. Допустима также предположительная потеря в 5 летний срок.

(c) Рост цен

Далее приведена предположительная эскалация цен в долларах США на весь срок действия проекта.

Газ :	4 % в год
Зарплата:	5% в год
Электроэнергия:	3,8%
Прочее :	3% в год

5.5.2 Прогноз

Прогноз финансовых показателей в долларах США приведен в следующих таблицах

Таблица 5.5-1	прогноз стоимости выработки
Таблица 5.5-2	прогнозируемый отчет о доходах
Таблица 5.5-3	прогноз потока наличности
Таблица 5.5-4	прогноз балансового отчета

Прибыль на уставной капитал в данном прогнозе был определен в 2,05% годовых. Уставная НП соответствующая 5% и 10% в год достигнута путем изменения ставки роста тарифа. Получен следующий результат расчетов;

Рост тарифа в долларах США на 3,80% в год 2,05 % в год

Рост тарифа в долларах США	на 4,25% в год	5,03 % в год
Рост тарифа в долларах США	на 5,46% в год	10,00 % в год

В случае 4,25 % увеличения в год, прибыль на уставной капитал ожидается в размере 5,03 %, а рост в 5,46 % даст отдачу в 10 %. Прибыль на уставной капитал желательна на уровне не менее банковского процента. Указ Президента Республики Узбекистан УП-2812 определяет значительное будущее устойчивое развитие энергетического сектора и привлечение иностранных и частных инвестиций в энергетический сектор Узбекистана. Для исполнения политики в соответствии с указом УП-2813, важно проведение корректировки тарифов до рационального уровня.

Таблица 5.5-1 Прогноз стоимости выработки новой энергоустановки (Ед.изм.: тысяч долл.США)

	1 2007	2 2008	3 2009	4 2010	5 2011	6 2012	7 2013	8 2014	9 2015	10 2016	11 2017	12 2018	13 2019
Покупка газа	8,137	8,463	8,801	9,153	9,519	9,900	10,296	10,708	11,136	11,582	12,045	12,527	13,028
Годовая ст-сть запчастей	4,896	5,043	5,194	5,350	5,510	5,676	5,846	6,021	6,202	6,388	6,580	6,777	6,980
Зарплата	408	429	450	473	496	521	547	575	603	634	665	699	733
Страховой взнос	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680
Ст-сть расход. материалов	281	290	299	307	317	326	336	346	356	367	378	389	401
Прочие расходы	225	232	239	246	253	261	269	277	285	294	303	312	321
Аморт. ст-сть гражд. и строит	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620
Амор ст-сть машин/обор.	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	7,959
Стоимость выработки (Исключая финансовые затраты)	32,165	32,673	33,200	33,747	34,314	34,902	35,512	36,144	36,801	37,482	38,188	38,921	31,722
Ср. ст-сть выработки цент/кВтч (Исключая проценты)	1.17	1.19	1.21	1.22	1.25	1.27	1.29	1.31	1.34	1.36	1.39	1.41	1.15
Проце	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,567	3,384	3,201	3,018	2,835	2,652	2,469	2,286
Общая стоимость выработки	35,823	36,331	36,858	37,405	37,972	38,468	38,895	39,345	39,818	40,317	40,840	41,390	34,008
Средняя ст-сть выработки	1.30	1.32	1.34	1.36	1.38	1.40	1.41	1.43	1.45	1.46	1.48	1.50	1.23

	14 2020	15 2021	16 2022	17 2023	18 2024	19 2025	20 2026	21 2027	22 2028	23 2029	24 2030	25 2031	Total
Покупка газа	13,549	14,091	14,654	15,241	15,850	16,484	17,144	17,829	18,542	19,284	20,056	20,858	338,875
Годовая ст-сть запчастей	7,190	7,406	7,628	7,857	8,092	8,335	8,585	8,843	9,108	9,381	9,663	9,952	178,503
Зарплата	770	809	849	892	936	983	1,032	1,084	1,138	1,195	1,254	1,317	19,492
Страховой взнос	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	17,000
Ст-сть расход. материалов	413	426	438	452	465	479	493	508	523	539	555	572	10,259
Прочие расходы	331	340	351	361	372	383	395	407	419	431	444	458	8,207
Аморт. ст-сть гражд. и строит	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	0	0	0	0	0	32,391
Амор ст-сть машин/обор.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	198,974
Стоимость выработки (Исключая финансовые затраты)	24,552	25,371	26,220	27,101	28,015	28,964	29,948	29,350	30,410	31,510	32,652	33,837	803,701
Ср. ст-сть выработки цент/кВтч (Исключая проценты)	0.89	0.92	0.95	0.98	1.02	1.05	1.09	1.07	1.10	1.14	1.19	1.23	1.17
Проце	2,103	1,920	1,738	1,555	1,372	1,189	1,006	823	640	457	274	91	54,870
Общая стоимость выработки	26,655	27,291	27,957	28,656	29,387	30,153	30,954	30,173	31,051	31,968	32,926	33,928	858,571
Средняя ст-сть выработки	0.97	0.99	1.01	1.04	1.07	1.09	1.12	1.10	1.13	1.16	1.20	1.23	1.25

Таблица 5.5-2 Прогноз Отчета о доходах по новой ПГУ (Ед.изм.: тысяч долларов США)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Year Год	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	24,681	25,619	26,593	27,603	28,652	29,741	30,871	32,044	33,262	34,526	35,838	37,200	38,613
	32,165	32,673	33,200	33,747	34,314	34,902	35,512	36,144	36,801	37,482	38,188	38,921	31,722
	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,567	3,384	3,201	3,018	2,835	2,652	2,469	2,286
	−11,142	−10,712	−10,265	−9,801	−9,319	−8,727	−8,024	−7,301	−6,556	−5,791	−5,002	−4,190	4,605
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	−11,142	−10,712	−10,265	−9,801	−9,319	−8,727	−8,024	−7,301	−6,556	−5,791	−5,002	−4,190	4,605
	0	−11,142	−21,854	−32,119	−41,921	−51,240	−59,967	−67,991	−75,292	−81,848	−87,639	−92,641	−96,831
	−11,142	−21,854	−32,119	−41,921	−51,240	−59,967	−67,991	−75,292	−81,848	−87,639	−92,641	−96,831	−92,226
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	−11,142	−21,854	−32,119	−41,921	−51,240	−59,967	−67,991	−75,292	−81,848	−87,639	−92,641	−96,831	−92,226

	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
Выручка	40,081	41,604	43,185	44,826	46,529	48,297	50,133	52,038	54,015	56,068	58,198	60,410	1,000,626
Ст-сть выработки без процентов	24,552	25,371	26,220	27,101	28,015	28,964	29,948	29,350	30,410	31,510	32,652	33,837	803,701
Проценты	2,103	1,920	1,738	1,555	1,372	1,189	1,006	823	640	457	274	91	54,870
Прибыль до уплаты налогов	13,425	14,313	15,227	16,170	17,142	18,144	19,178	21,864	22,964	24,100	25,272	26,481	142,055
Совокупный подоходный налог	0	6,076	5,330	5,660	6,000	6,351	6,712	7,652	8,038	8,435	8,845	9,268	78,366
Прибыль после упл. налог.	13,425	8,237	9,898	10,511	11,142	11,794	12,466	14,212	14,927	15,665	16,427	17,213	63,689
Удерж прибыль в начале	−92,226	−78,801	−70,564	−60,666	−50,156	−39,013	−27,220	−14,754	−542	0	0	0	
Нераспред. прибыль	−78,801	−70,564	−60,666	−50,156	−39,013	−27,220	−14,754	−542	14,385	15,665	16,427	17,213	
Дивиденды	0	0	0	0	0	0	0	0	14,385	15,665	16,427	17,213	63,689
Удерж. прибыль в конце	−78,801	−70,564	−60,666	−50,156	−39,013	−27,220	−14,754	−542	0	0	0	0	

Таблица 5.5-13 Прогноз отчета о наличности по новой ПГУ (Ед.изм.: тысяч долларов США)

Уставная НП = -10.53% в год

Год	-3 2004	-2 2005	-1 2006	1 2007	2 2008	3 2009	4 2010	5 2011	6 2012	7 2013	8 2014	9 2015	10 2016	11 2017	12 2018
Выручка с выработки				24,681	25,619	26,593	27,603	28,652	29,741	30,871	32,044	33,262	34,526	35,838	37,200
Приток наличн.				24,681	25,619	26,593	27,603	28,652	29,741	30,871	32,044	33,262	34,526	35,838	37,200
Эксплуатац. затраты				-32,165	-32,673	-33,200	-33,747	-34,314	-34,902	-35,512	-36,144	-36,801	-37,482	-38,188	-38,921
Минус амортизация				17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537
Налоговые выплаты				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отток наличн. от эксплуатации				-14,628	-15,136	-15,663	-16,209	-16,776	-17,364	-17,974	-18,607	-19,263	-19,944	-20,651	-21,383
Поток наличн. от эксплуатац.				10,053	10,483	10,930	11,394	11,876	12,377	12,897	13,438	13,999	14,582	15,187	15,816
Строительство	-50,000	-88,000	-88,500												
Поток наличн. от инвестиций	-50,000	-88,000	-88,500												
Основные выплаты (Заем)	42,500	74,800	75,225	0	0	0	0	0	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626
Проценты с кредита	-404	-1,518	-2,943	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,567	-3,384	-3,201	-3,018	-2,835	-2,652	-2,469
Влив. капитала (Дивиденды)	7,904	14,718	16,218	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Поток наличн. от финансир.	50,000	88,000	88,500	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-13,193	-13,010	-12,827	-12,644	-12,461	-12,278	-12,095
Рост наличных ср-в	0	0	0	6,396	6,825	7,272	7,736	8,218	-816	-113	611	1,355	2,121	2,909	3,721
Наличность в начале	0	0	0	0	6,396	13,221	20,493	28,229	36,447	35,631	35,519	36,129	37,484	39,605	42,514
Наличность в конце	0	0	0	6,396	13,221	20,493	28,229	36,447	35,631	35,519	36,129	37,484	39,605	42,514	46,235

Год	13 2019	14 2020	15 2021	16 2022	17 2023	18 2024	19 2025	20 2026	21 2027	22 2028	23 2029	24 2030	25 2031	Total
Выручка с выработки	38,613	40,081	41,604	43,185	44,826	46,529	48,297	50,133	52,038	54,015	56,068	58,198	60,410	1,000,626
Приток наличн.	38,613	40,081	41,604	43,185	44,826	46,529	48,297	50,133	52,038	54,015	56,068	58,198	60,410	1,000,626
Эксплуатац. затраты	-31,722	-24,552	-25,371	-26,220	-27,101	-28,015	-28,964	-29,948	-29,350	-30,410	-31,510	-32,652	-33,837	-803,701
Минус амортизация	9,579	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	0	0	0	0	0	231,365
Налоговые выплаты	0	0	-6,076	-5,330	-5,660	-6,000	-6,351	-6,712	-7,652	-8,038	-8,435	-8,845	-9,268	-78,366
Всего Долг и & Уставн.	-22,144	-22,933	-29,827	-29,930	-31,141	-32,395	-33,695	-35,041	-37,003	-38,448	-39,945	-41,497	-43,105	-650,702
Поток наличн. от эксплуатац.	16,470	17,148	11,777	13,255	13,685	14,134	14,602	15,091	15,035	15,567	16,122	16,701	17,304	349,924
Строительство														
Поток наличн. от инвестиций														
Основные выплаты (Заем)	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	0
Проценты с кредита	-2,286	-2,103	-1,920	-1,738	-1,555	-1,372	-1,189	-1,006	-823	-640	-457	-274	-91	-59,735
Влив. капитала (Дивиденды)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-14,385	-15,665	-16,427	-17,213	-24,849
Поток наличн. от финансир.	-11,912	-11,730	-11,547	-11,364	-11,181	-10,998	-10,815	-10,632	-10,449	-24,651	-25,748	-26,327	-26,930	-84,584
Рост наличных ср-в	4,557	5,419	230	1,891	2,504	3,136	3,787	4,459	4,585	-9,084	-9,626	-9,626	-9,626	38,840
Наличность в начале	46,235	50,792	56,211	56,441	58,332	60,836	63,971	67,759	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	
Наличность в конце	50,792	56,211	56,441	58,332	60,836	63,971	67,759	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840	

Таблица 5.5-16 Прогноз балансового отчета по новой ПГУ (Ед.изм.: тысяч долларов США)

Год	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Наличные	0	0	0	6,396	13,221	20,493	28,229	36,447	35,631	35,519	36,129	37,484	39,605	42,514
Гражд. и строит. работы	7,057	19,589	32,391	30,772	29,152	27,532	25,913	24,293	22,674	21,054	19,435	17,815	16,196	14,576
Машины и оборуд.	43,347	120,333	198,974	183,056	167,138	151,220	135,302	119,384	103,467	87,549	71,631	55,713	39,795	23,877
Всего осн. фондов	50,404	139,922	231,365	220,223	209,511	199,246	189,444	180,125	161,772	144,122	127,195	111,012	95,595	80,967
Кредит	42,500	117,300	192,525	192,525	192,525	192,525	192,525	192,525	182,899	173,273	163,646	154,020	144,394	134,768
Удерж. прибыль (потери)	0	0	0	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,848	-87,639	-92,641
Капитал	7,904	22,622	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840
Итого Долг и Уставной	50,404	139,922	231,365	220,223	209,511	199,246	189,444	180,125	161,772	144,122	127,195	111,012	95,595	80,967

Год	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Наличные	46,235	50,792	56,211	56,441	58,332	60,836	63,971	67,759	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840
Гражд. и строит. работы	12,956	11,337	9,717	8,098	6,478	4,859	3,239	1,620	0	0	0	0	0	0
Машины и оборуд.	7,959	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего осн. фондов	67,150	62,129	65,928	64,538	64,810	65,694	67,210	69,378	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840
Кредит	125,141	115,515	105,889	96,263	86,636	77,010	67,384	57,758	48,131	38,505	28,879	19,253	9,626	0
Удерж. прибыль (потери)	-96,831	-92,226	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,754	-542	0	0	0	0
Капитал	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840
Итого Долг и Уставной	67,150	62,129	65,928	64,538	64,810	65,694	67,210	69,378	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840

5.5.3 Вопросы и Предложения Финансово-экономического анализа

(1) Рост тарифа

Финансовый анализ и прогноз финансовых отчетов показывают, что текущий тариф на электроэнергию не обеспечит достаточной выручки для проекта. Электроэнергия является важной инфраструктурой для людей и промышленности. Рост тарифа окажет большое влияние на жизнь людей и промышленность, поэтому лучше повышать тарифы через разумные промежутки времени.

С другой стороны, существующие блоки могут давать финансовую прибыль. Однако все установки недолговечны и когда-то приходят в негодность. По этой причине, инвестиции в новый проект необходимы, а финансовые аспекты нового проекта, в основном, будут те же.

Финансовый прогноз в сумах при 4,25% увеличении тарифа в год показывает, что чистая прибыль по проекту в ранние годы обернется потерями, а поток наличности – положительный в течение всего эксплуатационного периода. Данный случай может быть одним из минимальных уровней для подготовки сильной финансовой базы, хотя продолжительные обзоры и изучения нужны в случае многих предположений для отражения будущих изменений и развития. Финансовый прогноз был подготовлен только для нового энергоблока, а изучение роста тарифов должно быть проведено для финансового прогноза всей ГАК «Узбекэнерго».

(2) Техническое обслуживание существующих энергоблоков

Считается, что существующие энергоблоки вносят финансовый взнос. Поскольку энергоблоки делают финансовый взнос, их техническое обслуживание должно быть таким, чтобы блоки могли работать. Для того, чтобы существующие блоки работали хорошо, можно увеличить затраты на техобслуживание.

В этой связи, можно было бы подготовить план демонтажа 2-х энергоблоков из 12 существующих. Данный план следует еще раз тщательно изучить, поскольку:

(a) трудно определить какой из энергоблоков выйдет из строя;

(b) лучше продолжать эксплуатировать существующие блоки до тех пор, пока не станут неработоспособными или пока стоимость выработки, включая техобслуживание не станет выше, чем маржа, когда стоимость выработки становится выше, значение выработки и,

(c) не эксплуатируемые блоки могут служить резервными и функционировать по необходимости, в тех случаях, когда произойдет какая-то авария в каком-либо блоке ДП ТашТЭС или других установках Узбекистана.

(3) Обеспечение топливом

Доля газа в используемом зимой топливе ниже. Это соотношение было 28.2% в декабре 2002, в частности, было получено 91,000,000 $м^3$. Новая ПГУ будет расходовать примерно 50 000 000 $м^3$ в месяц при полной нагрузке. Если новая ПГУ находится в работе, расход газа используемых существующих блоков можно уменьшить зимой и часть газа можно сжигать на новой энергоустановке.

Необходимо изучить минимальные требования безопасности газа и стабильной работы существующих блоков, а также какой объем газа будет поставляться и необходим ДП ТашТЭС.

(4) Будущее расширение

Энергоустановка комбинированного цикла (парогазовая) превосходит по расходу газа. Однако, эксплуатация с использованием мазута не приемлема. Тем не менее, необходимо изучить производство топлива и план поставки в Узбекистан наилучшей смеси газа и нефтепродукта. Существует связь между эксплуатацией водохранилищ в Узбекистане и соседними странами.

(5) Техническое обслуживание газотурбинного комбинированного цикла

Техобслуживание газовой турбины смешанного цикла требует траты больших средств для покупки импортных запасных частей. Ситуация сильно отличается от той, в которой действуют существующие блоки, когда техническое обслуживание выполняется силами ДП ТашТЭС или ГАК «Узбекэнерго», без покупки многих запчастей со стороны.

Более низкий расход топлива дает преимущества при работе установки. Чтобы установка работала регулярно, необходимо поставить запасные части. Следует разработать слаженную систему поставки запасных частей и организовать их инвентаризацию.

5.6 Эксплуатация и техническое обслуживание новой парогазовой установки

5.6.1 Система организации эксплуатации и технического обслуживания

Для новой ПГУ потребуется совершенно новые, отличные от существующей, системы организации эксплуатации и технического обслуживания. Поэтому люди, которые будут работать на новом оборудовании и которые будут выбраны из числа работающих на существующем оборудовании, будут составлять новое подразделение, т.е. начнут работу с самого начала до проведения пробного пуска и до эксплуатации нового оборудования. Единственно новые отделы, которые должны быть дополнительно созданы - это отдел эксплуатации, который будет заниматься вопросами эксплуатации и отделение для выполнения обслуживания и проведения ремонта нового блока.

Эксплуатационный персонал нового блока должен быть сбалансированным, т.е состоять как из квалифицированных опытных работников, т.е ветеранов труда, так и молодых начинающих рабочих.
В отделе эксплуатации должны остаться работать те сотрудники, которые участвовали в монтажных и пуско-наладочных работах по новому блоку. Должны быть сформированы три бригады для проведения проверок и обслуживания газовой и паровой турбин, котла-утилизатора, электрической системы и устройств управления. Новый энергоблок - это первая парогазовая установка, которая будет эксплуатироваться в Узбекистане, и многие рабочие будут впервые работать с газовой турбиной. Поэтому потребуется приложить все усилия, чтобы научить рабочих новой технологии с помощью таких средств, как курсы обучения, организуемые предприятием-изготовителем.

5.6.2. Эксплуатация и техническое обслуживание новой парогазовой установки

(1) Характеристики новой ПГУ

a) Тепловой КПД

Отличительной характеристикой парогазовой установки является то, что она имеет тепловой КПД до 55 % при работе с высокой нагрузкой, обеспечивая при этом высокую теплопроизводительность. Однако, если снижается нагрузка газовой турбины в целях снижения нагрузки энергоблока, то соответственно снижается и КПД, поскольку уменьшается нагрузка. Это

происходит потому, что КПД блока в основном зависит от характеристики КПД газовой турбины. Поэтому для того, чтобы обеспечить высокий тепловой КПД новой парогазовой установки, строительство которой планируется на ДП ТашТЭС, необходимо поддерживать максимально высокую нагрузку газовой турбины.

b) Характеристики ПГУ

У большей части газовых турбин количество отходящих газов постоянно при любой нагрузке, при изменении нагрузки меняется только температура отработанных газов. Что же касается парогазовой установки, то здесь наоборот, поскольку входной направляющий аппарат компрессора газовой турбины спроектирован так, что с помощью регулирования его положения можно уменьшить количество отходящих газов при работе с низкой нагрузкой. В результате этого повышается температура отходящих газов, что способствует максимальной регенерации тепла в котле-утилизаторе, и в то же время обеспечивает требуемую температуру основного пара.

Что касается характеристики котла-утилизатора, то здесь температура пара зависит от температуры отходящих газов.

c) Управление парогазовой установки

(a) Устройства управления газовой турбины

Существуют два способа регулирования газовой турбины: регулирование расхода топлива и регулирование угла входного направляющего аппарата. Регулирование расхода топлива предполагает регулирование подачи топлива на газовую турбину. Это регулирование осуществляется с помощью программы регулирования подачи топлива при запуске турбины, регулирования скорости и нагрузки с помощью регулятора, и регулирование температуры для того, чтобы ограничить температуру сжигания газа и, тем самым, предупредить перегрев высокотемпературной части турбины. Регулирование положения входного направляющего аппарата применяется для того, чтобы при повышении температуры отходящего газа, когда газовая турбина работает с частичной нагрузкой, уменьшить диапазон изменения температуры пара, вырабатываемого в котле-утилизаторе после подключения генератора к сети.

При работе с частичной нагрузкой угол входного направляющего аппарата открыт наполовину. Он открывается по мере повышения температуры выхлопа из-за повышения мощности и увеличения потока воздуха.

Кроме того, ведется контроль камеры сгорания с низким показателем NOx, который позволяет отрегулировать соотношение рассеиваемой и заранее приготовленной сжигаемой смеси, регулировка момента зажигания или впрыска подаваемого потока воздуха.

(b) Регулирование паровой части

Производство пара в котле-утилизаторе меняется в зависимости от выходной мощности газовой турбины, для чего предусмотрена функция осаждения с задержкой по времени. Во время пуска открытие регулирующего клапана согласуется с обходной системой турбины, чтобы не очень сильно изменился уровень воды в барабане при повышении выходной мощности турбины. С помощью регулирующего клапана также ограничивается увеличение пусковых потерь и увеличивается разница температуры охладителя на входе и выходе конденсатора при прохождении сгенерированного пара в конденсатор через задвижку обводного трубопровода. Во время работы с номинальной нагрузкой этот клапан полностью открыт.

Уровень воды в барабане в основном регулируется по измерению отклонения воды, расходом питательной воды, и количеством пара. Задаваемое значение уровня воды в барабане при запуске устанавливается ниже задаваемого при нормальном режиме эксплуатации, будет ограничивать внезапное повышение уровня воды в барабане, вызванного внезапным поглощением теплоты. Питательная вода подается в барабан прямо из конденсатора с помощью конденсатного насоса. Поэтому, необходимо учитывать баланс всей системы в целом, когда нужно определить ответное действие регулирующего питательного клапана на изменение уровня воды в барабане.

(2) Операции пуска/останова парогазовой установки

Операция пуска/останова предполагает выполнение пяти основных процессов.

a) Операция пуска

(a) Запуск системы охлаждения

После запуска циркуляционного насоса, открываются клапаны в системе подачи циркуляционной воды и трубы и камера конденсатора заполняются водой.

(b) Повышение вакуума

Выполняется герметизация сальника с помощью уплотнительного пара.

(c) Запуск котла-утилизатора (Регулирование уровня воды в барабане)

Запускается питательный насос и питательная вода подается в барабан до тех пор, пока уровень воды не поднимется до заданного уровня. После того, как регулирование уровня воды в барабане выполнено, открывается выходная заслонка котла-утилизатора и готовится к запуску газовая турбина.

(d) Пуск газовой турбины

Для выполнения пуска газовой турбины требуется дополнительный источник энергии на стадии между продувкой и зажиганием, и после зажигания в период набора скорости. После зажигания, начинается процесс регулирования частоты вращения газовой турбины, которая регулируется количеством подаваемого топлива (расходом топлива).

Конструкция котла-утилизатора имеет секции высокого давления, промежуточного и низкого давления, но поскольку вытяжные и вентиляционные трубопроводы являются прямоточными, поэтому все влияния на стороне входа отражаются и на стороне выхода. Источником теплоты является отходящий газ газовой турбины, так что, когда повышается скорость газовой турбины, невозможно увеличивать или уменьшить количество отходящего тепла со стороны потребления котла-утилизатора.

(e) Синхронизация /повышение нагрузки

Сначала с помощью регулятора газовой турбины генератор подключается к источнику энергии для достижения синхронного режима. После синхронизации и выхода на первоначальную нагрузку, мощность увеличивается. Регулирование нагрузки осуществляется с помощью увеличения расхода топлива. При пуске газовой турбины в автономном режиме, с нормальной скоростью увеличения нагрузки расход, необходимо

учитывать увеличение теплового напряжения на выходе котла-утилизатора, а также тепловое напряжение паровой турбины из-за повышения температуры пара. Необходимо установить соответствующее значение увеличения расхода топлива и удерживать нагрузку в течение заданного времени.

До тех пор, пока вакуум конденсатора и параметры пара не достигнут заданного значения, контрольный клапан паровой турбины должен быть закрыт. Когда температура основного пара достигнет предельное значение допустимой температуры металла паровой турбины, необходимо выполнить аэрацию. После этого необходимо установить контрольный клапан в положение, при котором происходит парообразование. Давление основного пара регулируется контрольным клапаном, и повышается при открытии клапана до заданного значения. Если он открывается слишком медленно, это приведет к резкому повышению давления основного пара, поэтому необходимо регулировать в соответствии с выходной мощностью газовой турбины.

b. Операции отключения

(a) Снижение нагрузки

При снижении нагрузки паровой турбины, уменьшается расход пара, вызывая закрытие распределительного клапана до снижения выходной мощности газовой турбины, чтобы не вызвать снижения температуры пара.

(b) Отключение от параллельной работы/Отключение газовой турбины

После того, как газовая турбина отключилась от энергосистемы, поддерживается горение, снижается расход топлива и количество оборотов, постепенно уменьшается температура продуктов горения, уменьшается поток воздуха до прекращения горения, чтобы уменьшить тепловое напряжение газовой турбины.

(c) Отключение котла-утилизатора

Остановите насос котла-утилизатора после того, как прекратилось горение и отрегулирован уровень воды в барабане, так же, когда он стабилизируется при выключении на ночь. Для проверки выключения, выполните продувку барабана.

(d) Потеря вакуума

Следуйте той же процедуре, как и для стандартного оборудования

(e) Отключение системы охлаждения

Следуйте той же процедуре, как и для стандартного оборудования

(3) Техническое обслуживание энергоблока комбинированного цикла

Техническое обслуживание всего оборудования электростанции с комбинированным циклом такое же, как и на обычной тепловой электростанции за исключением газовой турбины. Поэтому следующий раздел объясняет техническое обслуживание газовой турбины, наиболее важной часть комбинированного цикла.

a. Основные принципы технического обслуживания газовой турбины

Чтобы гарантировать работу газовой турбины и поддержание ее в хорошем состоянии в течение долгого времени, необходимо для профилактики, проводить кропотливые краткосрочные и длительные профилактические ремонты, соответствующие режиму эксплуатации объекта. В Таблице 5.6-1 перечислены пункты необходимого управления и осмотров для включения в план технического обслуживания и ремонта газовой турбины. Эти пункты объясняются ниже.

Таблица 5.6-1 Управление и осмотры газовой турбины

Пункт	Управление/Осмотры
Управление	Установите стандарт управления для каждого пункта функционирования, чтобы проверять его состояние все время и выполнить соответствующее управление
Ежедневный осмотр	Установите процедуру визуального контроля для осмотров, выполняемых, по крайней мере, один раз в день и подтвердите позиции, приведенные в листе контроля.
Осмотр Камеры сгорания	Разберите камеру сгорания на части, включая всасывающую трубу насоса, которые находятся в неблагоприятных условиях, и осматривайте их, по крайней мере, один раз в год.
Периодические осмотры	Для всего оборудования: ① Разберите и осмотрите оборудование. ② Проверьте эксплуатацию оборудования, и, если это необходимо, приведите его в порядок. ③ Подтвердите отчетом. Выберите действия, которые будут выполняться в соответствующих комбинациях в зависимости от оборудования, и выполняете их с интервалом не больше чем два года.

(a) Управление

Для понимания эксплуатационного режима газовой турбины и стабильной работы и сохранения оборудования в любое время, необходимо установить стандарты управления эксплуатацией множества следующих параметров для составления ежечасных отчетов и соответствующего управления.

(b) Ежедневные осмотры

Непрерывный осмотр работы оборудования во время эксплуатации - важная ежедневная работа, которая прогнозирует проблемы, позволяя обнаружить отклонения на раннем этапе и заблаговременно регистрировать отклонения в условиях вибрации. Особенно важно осматривать узлы после запуска и останова.

(c) Осмотр камеры сгорания

Обычно, осмотр камеры сгорания выполняется как часть периодических осмотров. Однако, из-за того, что это оборудование работает в неблагоприятных условиях, при которых возможны внезапные вспышки и увеличение тепловых нагрузок, оно более подвержено износу, деформации и повреждению, чем прочие узлы. Поэтому оно должно быть осмотрено один раз в шесть месяцев, пока не будет приобретен опыт эксплуатации оборудования и будет установлено управление службой ремонта и технического обслуживания.

(d) Периодический осмотр

a. Для стабильной и высокопроизводительной эксплуатации газовой турбины регулярно должны производиться всесторонние осмотры, во время которых проблемные места должны быть отремонтированы, а также должен быть выполнен внутренний осмотр и техническое обслуживание. Желательный интервал для периодического контроля - один раз в год.

b. Управление ремонтом и техническим обслуживанием высокотемпературных частей

Так как в газовой турбине используются продукты горения, которые превышают точку плавления металла как рабочее тело, важно обратить внимание на повреждения во внутренней облицовке камеры сгорания, выхлопной трубе, поворотных и неподвижных лопатках, которые вступают в прямой контакт с продуктами горения. Неотъемлемой частью является управление сроком службы.

(e) Причины повреждения высокотемпературных частей

На повреждение высокотемпературных частей естественно воздействуют факторы характеристик газовой турбины, таких как количество запусков и число часов эксплуатации. Так как газовая турбина работает с незамкнутым циклом, то большое влияние на повреждаемость оказывают используемое топливо и качество воздуха. Поэтому, в ежедневное обслуживание как часть входит управление количеством металлических примесей в топливе и периодическая замена фильтра камеры воздухозаборника.

(f) Причины старения и повреждения

Высокотемпературные части газовой турбины подвержены различным формам повреждения из-за старения, из-за операционной среды. Формы повреждения включают высокотемпературные окислительные и коррозийные повреждения, повреждения при ползучести или структурные изменение материала, вызванные высокой температурой и тепловым напряжением, тепловой пластической усталостью, и высокой вибрационной циклической усталостью. Формы повреждения высокотемпературных частей газовой турбины сильно варьируют, и необходимо получить детальное понимание состояния различных видов повреждения во время их периодических осмотров и осмотров камеры сгорания. Другими словами, чтобы предотвратить проблемы с эксплуатацией газовой турбины, необходимо принимать соответствующие профилактические меры, основанные на результатах осмотров, типа замены частей, поддерживать и улучшать долговечность работы оборудования.

(g) Контроль высокотемпературных частей оборудования

Оборудование, работающее в зоне высоких температур, после отработки значительного количества часов подвержены таким явлениям, как возникновение трещин, износа и деформации. Для выявления таких дефектов используется следующий метод проверки.

- Образование трещин: проверка путем использования жидкости с красителем или жидкости с люминофором (цветная дефектоскопия). Однако для высокотемпературных поверхностей, имеющих покрытие, представляется невозможным получение достоверных результатов, применяя вышеуказанную процедуру. Поэтому наиболее часто употребляемым методом проверки является визуальный осмотр с применением увеличительного стекла.
- Износ: использование таких инструментов, как линейка, штангенциркуль или глубиномер для оценки величины износа.
- Деформация: использование таких инструментов, как линейка или глубиномер для определения величины деформации.
- Коррозия/эррозия: измерение величины коррозионного или эрозионного износа путем визуального контроля или снятия слепка

с использованием заливочной смеси.

Основные пункты осмотров и проверок, которые меняются со временем, которые необходимы для ремонта или замены высокотемпературных частей оборудования перечислены ниже.

i. Внутреннее покрытие горелки

- Трещины внутреннего покрытия: ремонт образовавшихся трещин размеры которых превышают допустимые.
- Ремонт фиксированных частей: ремонт частей, износ которых превысил допустимый
- Округлость, цилиндричность: ремонт частей, деформация которых превысила допустимую
- Отслаивание внутреннего покрытия: повторное покрытие, если величина отслаивания превысила допустимый предел

ii. Выхлопная труба

- Трещины в корпусе: ремонт образовавшихся трещин размеры которых превышают допустимые.
- Износ уплотнения неподвижного соединения: ремонт частей, износ которых превысил допустимый
- Ползучая деформация наружного корпуса: ремонт частей, деформация которых превысила допустимый предел
- Отслоение внутреннего покрытия: повторное покрытие, если величина отслаивания превысила допустимый предел

iii. Лопатки ротора турбины

- Отслаивание нанесенного покрытия: повторное покрытие, если величина отслаивания превысила допустимый предел
- Коррозия / эррозия: замена, если коррозионный /эрозионный износ превысил допустимый
- Образование трещин: ремонт образовавшихся трещин размеры которых превышают допустимые
- Износ кромки лопатки: замена или ремонт если износ превысил допустимый допустимый предел

(h) отслеживание срока службы оборудования горячего тракта

Определяется срок эксплуатации частей газовой турбины, работающих при высоких температурах: повреждение при ползучести, малоцикловая усталость, повреждение материала подверженного воздействию высоких температур и высокотемпературная коррозия и эрозия.

В дополнение к вышеуказанным причинам, которые влияют на срок службы частей оборудования работающих в области высоких температур, необходимо указать фактор – разрушение материала. Однако, т.к. механизм разрушения термостойких сплавов на основе никеля и кобальта, используемых в высокотемпературных частях оборудования, до конца не понятен, точность предсказания срока эксплуатации для них в настоящее время низкая. Таким образом, в настоящее время контроль срока службы указанных частей оборудования осуществляют путем ограничения числа часов использования. Что касается максимально допустимого времени использования, контроль основан только на опыте эксплуатации, а также методе, посредством которого время эксплуатации определяется по количеству пусков и остановов.

Во время быстрого набора нагрузки, являющегося отличительной чертой газовой турбины, термическое напряжение в направляющих лопатках и лопатках ротора турбины достигает своего максимума сразу же после розжига. Чем меньше разность температур, тем меньше тепловое напряжение. Но оно возрастает постепенно с ростом нагрузки. Также, проблема ползучести и малоцикловой усталости, которая является типичной для материалов, имеют тенденцию оказывать больший вред совместно нежели раздельно.

Соответственно, метод эксплуатационного времени является более приемлемым и более точным для прогнозирования срока эксплуатации.

Т.к. срок службы частей оборудования работающих в области высоких температур варируется в широких пределах в зависимости от эксплуатационных условий и условий окружающей среды для каждой установки, для более точного отслеживания периода эксплуатации необходимо установить метод подходящий для точных характеристик установки, основанных на действительных эксплуатационных показателях.

(i) Технология ремонта частей оборудования работающих в области высоких

температур

Высокотемпературные части газовой турбины могут быть разделены на следующие категории.

iv. детали, прогнозируемый конец срока службы которых определен на время периодической проверки и которые должны быть заменены.
   - Лопатки ротора турбины
   - Сегменты бандажей турбины

v. детали должны быть отремонтированы, тогда когда возникла необходимость в его проведении, на основании критериев применяемых для периодической проверки или проверки горелок турбины и заменены, когда общее количество часов работы достигло прогнозируемого конца срока эксплуатации.
   - Направляющие лопатки турбины
   - Внутренняя облицовка горелок
   - Выхлопная труба (выходной патрубок)

Ремонт, описанный в общих чертах выше b) для частей оборудования работающих в области высоких температур должен быть выполнен качественно. В общем, эти ремонты включают в себя процессы сварки/термической обработки и механической обработки. Т.к. материалами являются термостойкие сплавы на основе никеля и кобальта, необходимо проведение специальных процедур для процесса сварки. Поэтому, желательно, проведение этих работ в специально оборудованных для этого мастерских. Отремонтированные части не восстановят своих первоначальных условий, а напротив, структурное разрушение самого материала будет прогрессировать с увеличением числа часов эксплуатации и пусков/остановов. Более того, не верно, что эти части могут быть отремонтированы любое количество раз до истечения срока их эксплуатации. Таким образом, необходимо определить шаги, являющиеся наиболее экономически выгодными, принимая во внимание стоимость ремонта и выгодность ожидаемого продления срока эксплуатации.

(j) Эксплуатация частей оборудования работающих в области высоких температур

Как говорилось выше, регламентирование срока службы необходимо для частей оборудования работающих в области высоких температур. Их необходимо заменять или ремонтировать в плановом порядке. Для замены,

необходимо четко уяснить, взаимосвязь между проектным сроком эксплуатации и эксплуатационными часами работы, и приготовить необходимые детали для замены заранее.

Такие части, как направляющие лопатки турбины, которые ремонтируются и, в то время продолжают использоваться, обычно считаются как взаимозаменяемыми т.к. очень трудно завершить ремонтные работы во время процесса периодического осмотра.

a. Управление и ремонт паровой турбины.

Не существует особых отличий в управлении и ремонте паровой турбины от способа проверки и ремонта выполняемых до настоящего времени на ТашТЭС. Поэтому, этот раздел представляет простое объяснение особого ухудшения увиденного в паровой турбине.

b. Управление и ремонт котла-утилизатора (КУ).

КУ отличается от парогенератора традиционного типа тем, что он не имеет горелочных устройств и скорее действует как теплообменник. У него отсутствуют водяные панели и по этому его конструкция проще. Однако следует учитывать следующие обстоятельства.

i. Трубы с оребрением.

Температура газа в котле–утилизаторе ниже, чем в паровом котле традиционного типа, и по причине того, что природный газ используется в газовой турбине как топливо, дымовые газы на выходе из нее относительно чистые. Следовательно, в поверхностях нагрева используются трубы с оребрением. ПГУ имеют короткий период пуска, поэтому напряжение создается в штуцерах и на сварных концах труб из-за разности температур, которая возникает в теплопередающих трубопроводах во время пуска. Эти напряжения приводят к ползучести и тепловым усталостным повреждениям.

ii. Барабан.

Обычно барабан устанавливается в верхней части КУ и не омывается дымовыми газами из газовой турбины, и не используется в области ползучести высоких температур, поэтому возникновение усталости остается основной причиной возможного повреждения.

iii. Коллектор

Такие части, как основной материал и боковая обшивка коллектора и продольные и поперечные сварные соединения коллектора, штуцера и сварные концы труб, пролегающие в высокотемпературных зонах, подвергаются повреждениям при ползучести.

iv. Пароохладитель

Впрыскивающий пароохладитель КУ используется в случае необходимости возникающей при резком изменении нагрузки и пусках. Поэтому необходимо уделять внимание предупреждению усталости, вызываемой термическим ударом, причиной которого является холодный теплоноситель (впрыскиваемая вода).

v. Корпус/короба.

Корпус и короба КУ отличаются от стенок традиционного парогенератора тем, что они не охлаждаются котловой водой, и поэтому есть поверхности которые подвержены воздействию высоких температур. Например, части омываемые газами с температурой 600°C, т.е. в условиях более жестких чем традиционный котел. Т.к. каждая часть КУ имеет различные тепловые конструкции, то температура корпуса и коробов может изменяться от температуры наружного воздуха до температуры дымовых газов на выходе из ГТ, поэтому причины повреждения различны.

В основном, усталостные повреждения возникают там, где корпус и короба омываются газами высокой температуры и та, где они подвержены низкотемпературной коррозии. Термические напряжения вызываются резкими скачками температуры дымовых газов в период пуска. Температура плит корпуса и коробов также повышается, но повышение температуры выходного армированного материала происходит с запаздыванием. Это вызывает перепад температур между плитами и армированным материалом, и таким образом возникает высокое термическое напряжение в таких местах как фланцы и углы корпуса и коробов.

c. Управление и техническое обслуживание генератора с воздушным охлаждением.

(a) Отличительные особенности генератора с воздушным охлаждением.

Т.к. теплоемкость воздуха используемого, как охлаждающая среда, ниже чем у водорода, то по сравнению с генератором с водородным охлаждением, генератор воздушного охлаждения больше по размерам, а следовательно и

по весу. Плотность воздуха также больше, чем плотность водорода, поэтому имеется недостаток – большие потери во время эксплуатации связанные с сопротивлением воздуха. Однако, не возникает опасности взрыва при появлении утечки охлаждающей среды во время эксплуатации. Также нет необходимости в схеме уплотняющего масла, для исключения утечек водорода, панели наблюдения водорода, а следовательно упрощается вспомогательное оборудование. В дальнейшем отпадает необходимость не только в периодической проверке вспомогательного оборудования, но и в замене водорода углекислотой, а углекислоты водородом при вскрытии генератора (не говоря о повторении процесса при сборке). Следовательно, время периодической проверки сокращается, также сокращается количество персонала занятого в ней.

(b) Повреждения генератора и его проверка

В основном проблемы с генератором могут возникнуть при его эксплуатации в течении продолжительного времени.

i. Малоцикловая усталость и износ ротора из-за большого количества пусков и остановов.

ii. Усталость и износ катушки и изоляции из-за повторяющихся тепловых изменений вызванных колебаниями нагрузки, пусками и остановами.

iii. Ослабление деталей и высокочастотной усталости и износ ротора из-за электромагнитной вибрации и вибрации ротора.

Раздел 6 Развитие МЧР в Узбекистане

Детальное Исследование Проекта Модернизации
ДП Ташкентская ТЭС Республики Узбекистан
Заключительный Отчет (Резюме)

Оглавление

РАЗДЕЛ 6 РАЗВИТИЕ МЧР В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

6.1 Соответствие КИ ООН

6.2 Развитие МЧР

6.3 Организации и Системы, связанные с КИ/Охраной Окружающей Среды

6.3.1 Заинтересованные Организации

6.3.2 Законодательная основа

РАЗДЕЛ 6 РАЗВИТИЕ МЧР В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

6.1 Соответствие КИ ООН

В 1993 Узбекистан подписал Конвенцию ООН по КИ, нацеленной на стабилизацию выбросов в атмосферу концентраций парниковых газов. Впоследствии Узбекистан подписал Киотский Протокол в 1998г., который ратифицировал в 1999 году.

В 1993г. была учреждена Национальная Комиссия по Климатическому Изменению Республики Узбекистан в составе 34 (тридцати четырех) соответствующих правительственных ведомств и органов. Комиссия выполнила работу, требуемую от подписавших Конвенцию стран (в частности, передала информацию по эмиссиям и поглощению парниковых газов в стране). Комиссия выполнила Исследование Климатического Изменения в Республике Узбекистан и кратко изложила полученные результаты в "Первом Национальном Коммюнике по Климатическому Изменению Республики Узбекистан". Правительство Узбекистана назначило Главгидромет органом поддержания связей в рамках Конвенции по КИ.

6.2 Развитие МЧР

Узбекистан активно участвует в деятельности по уменьшению глобального климатического изменения путем разработки законодательства по охране окружающей среды, выполнил исследование климатического изменения, и планирует 40 (сорок) проектов по сокращению Парниковых Газов (ПГ). Однако до сих пор нет разработанной правовой базы в этой сфере и национальной организации с соответствующими МЧР обязанностями, также Узбекистан реализовал ни одного проекта МЧР.

Данное требование означает что должны начаться реализовываться меры по разработке проектов МЧР и созданию соответствующих систем управления МЧР в Республике Узбекистан на национальном уровне.

6.3 Организации и Системы, связанные с КИ/Охраной Окружающей Среды

6.3.1 Заинтересованные Организации

Нижеследующие правительственные ведомства в Республике Узбекистан занимаются вопросами климатического изменения и охраны окружающей среды.

- Главное управление Гидрометеорологии при Кабинете Министров (Главгидромет) предоставляет правительственным органам данные и прогнозы по водным и климатическим вопросам, а также уровням загрязнения.
- Государственный Комитет Охраны Природы (Госкомприрода) является основной организацией, которая регулирует деятельность организаций с учетом воздействия на окружающую среду, осуществляя мониторинг соответствия экологическим стандартам и критериям, оценку воздействия на окружающую среду, выдает/отзывает разрешения на выбросы загрязняющих веществ и отходов, а также составляет общенациональные экологические программы.
- Министерство Экономики составляет прогноз среднесрочного и долгосрочного воздействия на экологию, затрат и выгод от защитных мер.

Правительственные ведомства, такие как Министерство Внутренних Дел, Госкомитет Контроля Безопасности Труда в Промышленности и Надзора над Добывающей отраслью, Министерство Сельского и Водного Хозяйства, Государственный земельный комитет также вносят свой вклад и предложения по экологическим вопросам в сфере своей деятельности.

6.3.2 Законодательная основа

Существует примерно 100 законов и регулирующих актов по охране окружающей среды и природных ресурсов во многих областях, включая нижеследующие: Рациональное Использование Электроэнергии, Охрана Природы, Вода и Водопользование, Охраняемые Природные Зоны, Защита Воздуха, Защита животных и их использование, Пользование Растительностью.