

## Приложение 4

### **НОВАЯ МЕТОДОЛОГИЯ МОНИТОРИНГА**

#### **1. Краткое описание новой методологии**

Методология мониторинга «Мониторинг выбросов «парниковых газов» на Ташкентской тепловой электростанции» охватывает следующие расчеты выбросов CO<sub>2</sub> на энергоблоках.

#### **Методология мониторинга включает:**

- Перечень всех необходимых данных подлежащих мониторингу, регистрации и хранению
- График мониторинга
- Ответственный мониторинг
- Порядок мониторинга

#### **Порядок мониторинга**

В настоящее время на электростанции применяется следующий порядок мониторинга. Мониторинг выбросов CO<sub>2</sub> должен быть включен в этот порядок.

- Ежедневный сбор данных, регистрация и отчетность – во время работы энергоблоков операторами производится мониторинг выработки электроэнергии и тепла, расход топлива при помощи устройств в ЦПУ. Выработка электроэнергии и тепла и расход топлива на каждом энергоблоке регистрируется в журнале ежедневного плана работы. В условиях выработки электроэнергии, регистрируется количество выработки регистрируется каждые два часа, а данные передаются в ЦДС ГАК «Узбекэнерго» каждый день для управления энергообеспечением.
- Месячная отчетность – Каждый месяц в месячный отчет заносятся данные о месячном расходе топлива, выработке электроэнергии и тепла по каждому энергоблоку.
- Квартальная отчетность – Каждый квартал года в квартальный отчет заносятся данные о квартальном расходе топлива, выработке электроэнергии и тепла по каждому энергоблоку.
- Годовая отчетность – Каждый год в годовой отчет заносятся данные о выработке электроэнергии и тепла, расходе топлива по каждому энергоблоку.
- Отчетность – Все вышеуказанные документы передаются в ГАК «Узбекэнерго». В дополнение, каждый квартал электростанция передает данные о выработке электроэнергии и тепла в местные и областные отделения Госкомстата Республики Узбекистан.

#### **Отчетность перед Госкомприродой Республики Узбекистан**

В дополнение к мониторингу выработки электроэнергии и тепла и расходу топлива, лаборатория электростанции дважды в неделю проводит анализы CO, SO, P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, NO<sub>x</sub>, пыли и сбросных вод. Результат этих анализов передается в ГАК «Узбекэнерго» и Госкомприроду Республики Узбекистан.



**4. Использованное предположение при разработке новой методологии:**

В данной методологии все данные оценивающие выбросы CO<sub>2</sub> являются измеряемыми, доступными для расчетов или обще доступны.

5. Пожалуйста укажите были ли предприняты меры по контролю качества (КК) и гарантии качества (ГК) к пунктам подлежащим мониторингу.

Данные	Уровень неопределенности данных (Высокий/Средний/Низкий)	Планируются ли меры по КК и ГК для этих данных?	Обзор мер по КК и ГК
2.1	Низкий	Да	Меры по мониторингу, регистрации и хранению были установлены как формальная административная система на электростанции.
2.2	Низкий	Да	
2.3	Низкий	Да	
2.4	Низкий	Да	
2.5	Низкий	Да	
2.6	Низкий	Да	Должна быть включена в административную систему электростанции
2.7	Низкий	Да	
2.8	Низкий	Да	

**6. Каковы потенциальные сильные и слабые стороны данной методологии?**

**Потенциальные сильные стороны**

- Меры по мониторингу и данные мониторинга предельно просты и четко определяемы.
- Данные мониторинга легко и просто собираются, потому что выработка электроэнергии и расход топлива на каждом энергоблоке регистрируются на ежедневной основе операторами энергоблоков. (Эти данные основные для работы электростанции).
- Меры по мониторингу были разработаны и используются на других электростанциях на протяжении многих лет. Таким образом, мониторинг выбросов CO<sub>2</sub>, который должен быть включен в систему, предельно прост и ясен.

**Недостатки**

- Рассчитываемый/предполагаемый выброс CO<sub>2</sub> основан на выработке электроэнергии и расходе топлива, а не на прямом мониторинге.

**7. Было ли успешное использование данной методологии где-либо еще и при каких обстоятельствах?**

Это первый случай для применения этой методологии по определению выбросов и сокращению CO<sub>2</sub>.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 5**

**Таблица: Основные данные**  
(когда ПГУ фактически находится в эксплуатации)

Пункты	Значения
<b>Основной выброс CO<sub>2</sub></b>	
Выработка электроэнергии на существующих энергоблоках	Фактическое
Выработка на ПГУ	Фактическое
Расход природного газа на существующих энергоблоках	Фактическое
Расход мазута на существующих энергоблоках	Фактическое
Расход природного газа на ПГУ	Фактическое
Выбросы CO <sub>2</sub> на существующих энергоблоках (при работе на природном газе)	Расчетное
Выбросы CO <sub>2</sub> на существующих энергоблоках (при работе на мазуте)	Расчетное
Выбросы CO <sub>2</sub> на существующих энергоблоках, предполагая что они вырабатывают тот же объем электроэнергии что и ПГУ	Расчетное
<b>Выбросы CO<sub>2</sub> на ПГУ</b>	Расчетное
<b>Сокращение выбросов CO<sub>2</sub></b>	Расчетное

**Таблица: основные данные в "расчетах"**  
(план на 2003 год и далее)

Пункты	Значения
<b>Основные выбросы CO<sub>2</sub> по электростанции (без ПГУ)</b>	
Выработка электроэнергии	11 770 ГВтч (=42.400ТДж)
Выработка тепла	254 000 Гкал
Расход природного газа	104 300 ТДж
Расход мазута	21 200 ТДж
Общий выброс CO <sub>2</sub> по электростанции	7 460 тыс. тон CO <sub>2</sub>
<b>Выбросы CO<sub>2</sub> по электростанции (с ПГУ)</b>	
Выработка электроэнергии на ПГУ	2 800 ГВтч
Выработка электроэнергии на существующих энергоблоках	8 970 ГВтч (= 32 300 ТДж)
Выработка тепла на существующих энергоблоках	254 000 Гкал
Расход природного газа на ПГУ	17 800 ТДж
Расход природного газа на существующих энергоблоках	80 100 ТДж
Расход мазута на существующих энергоблоках	16 400 ТДж
Общий выброс CO <sub>2</sub> по электростанции	6 720 тыс. тон CO <sub>2</sub>
<b>Сокращение выброса CO<sub>2</sub></b>	740 тыс. тон CO <sub>2</sub>

## **5. ОТЧЕТ ОБ ИЗУЧЕНИИ ФОНОВЫХ УСЛОВИЙ**

**Проект модернизации Ташкентской тепловой электростанции**

**Отчет по изучению окружающих условий**

**Ноябрь 2003 года**



## **ОГЛАВЛЕНИЕ**

1. Обзор энергетического сектора
2. Обзор сектора электроэнергетики
3. Обзор проекта
  - 3.1 Название проекта, цели и предпосылки
  - 3.2 График выполнения
  - 3.3 Территория обслуживания проекта
  - 3.4 Технология, возможности и эксплуатация
  - 3.5 Проектная площадка
4. Расчет сокращения парниковых газов (GHG) по проекту
  - 4.1 Последствия выбросов GHG
  - 4.2 Границы проекта
  - 4.3 Базовый план действий
    - (1) Базовые данные Марокешских соглашений
    - (2) Факторы для учета
    - (3) Перечень базовых планов действий
    - (4) Выбор
  - 4.4 Выбросы GHG по проекту
  - 4.5 Базовые выбросы GHG
  - 4.6 Сокращение выбросов GHG по проекту

## 1. Обзор энергетического сектора

Потребление природного газа в Узбекистане имеет тенденцию к увеличению в то время как потребление угля и нефти сокращается. В 1997 году соотношение природного газа и нефти составляло 80% 15,8% соответственно, а соотношение угля и электроэнергии 2,1% and 1,3%. Секторальный процент потребления энергии показал следующее: 37,8% от всего потребления энергии приходилось на бытовое потребление, 24,3% на электроэнергетику, 11,4% муниципальные экономические структуры и других, 10,7% промышленность, 9% транспорт, 6% сельское хозяйство, 0,8% приходилось на нужды строительства. Необходимо отметить, что потребление на бытовые цели увеличивается, с другой стороны потребление промышленностью остается низким. С точки зрения общего объема потребления энергии, оно увеличилось на 18% в период с 1990 по 1997 годы, в то время как ВВП сокращался, это говорит о том что эффективность использования энергии значительно упала вследствие замедления экономики Узбекистана и соседних государств, ослабления экономической и социальной инфраструктуры, устарелых производств и технологий, а также отсутствия экономии энергоресурсов.

### Потребление энергии в Узбекистане

	1990	1997
Первичное потребление энергоресурсов		
Газ	63.6%	80.8%
Уголь	7.7%	2.1%
Нефть	27.8%	15.8%
Электроэнергия	0.9%	1.3%
Потребление энергии по секторам экономики		
Муниципальные экономические структуры и другие	7.7%	11.4%
Бытовое потребление	16.1%	37.8%
Сельское хозяйство	7.3%	6.0%
Транспорт	17.7%	9.0%
Строительство	1.6%	0.8%
Промышленность	18.3%	10.7%
Электроэнергетика	31.3%	24.3%

Данные: Первичный доклад по Узбекистану в рамках Рамочной конвенции ООН по изменению климата

## Энергоресурсы

### Природный газ

Среди стран СНГ Узбекистан является единственной страной, которая увеличила производство природного газа после обретения независимости. Разрабатывая месторождения природного газа Узбекистан стал одним из крупнейших в мире производителей. В качестве страны обладающей богатыми запасами природного газа, правительство Узбекистана преследует политику самообеспечения с точки зрения достижения энергетической независимости и самодостаточного обеспечения энергией по всей стране. С другой стороны увеличение потребления природного газа влияет на снижение объемов его экспорта.

## Нефть

Среди стран СНГ Узбекистан является единственной страной которая увеличила производство нефти по сле обретения независимости. Страна стала самодостаточной с точки зрения обеспечения потребностей собственным производством. Однако, импорт продуктов нефтепереработки продолжается вследствие того, что добываемая в стране нефть имеет повышенное содержание серы.

Объем производства нефти составляет всего 15,8% (1997 год) от всей энергии по стране вследствие увеличения потребления природного газа.

## Уголь

Запасы угля в Узбекистане расположены в определенных местах, таких как Ангренский район, производящий примерно 2,4 миллиона тон угля ежегодно. Недавно работа угледобывающей промышленности была улучшена поставками современного оборудования, однако доля угля составляет всего лишь 2,1% (1997 год) от всего потребления энергии по стране вследствие увеличения потребления природного газа.

## Электроэнергетика

В Узбекистане энергетика развивалась на протяжении длительного времени посредством строительства ГЭС. Соответственно в 1960 году около 50% совокупной выработки электроэнергии приходилось на ГЭС. Однако со строительством тепловых электростанций процент их выработки увеличился до 90 % (2002 год) (включая выработку электроэнергии на ТЭЦ).

Хотя некоторые предприятия имеют свои электростанции, ГАК «Узбекэнерго» (бывшее Министерство энергетики и электрификации) управляет примерно 97% всех электростанций и всеми линиями электропередач и распределения в Узбекистане.

Строительство крупномасштабных тепловых электростанций началось одновременно с разработкой месторождений природного газа в 1960-х годах. На протяжении 20 лет с 1961 по 1980 годы мощность электростанций радикально увеличилась до 68% от существующей мощности выработки электроэнергии. Смотри таблицу: Электростанции в Узбекистане (с указанием мощности и выработки).

## Электростанции Узбекистана

Эл.станция	Год пуска	Тип топлива	Заводская мощность (МВт)	Настоящая мощность (МВт)	Выработка в 2001 году (МВтч)	Выработка в 2002 году (МВтч)
<b>ТЭС</b>						
Ангренская	1953	Уголь	272	200	581,853	549,624
Ново-Ангренская	1961	Газ-уголь	2,340	1,750	7,881,617	7,674,334
Навоийская	1962	Газ-уголь	1,500	1,000	6,823,619	5,935,548
Тахиаташская	1962-1974	Газ-уголь	1,000	770	2,933,419	2,936,411
Ташкентская	1963-1971	Газ-уголь	2,230	1,770	10,502,719	10,315,266
Сырдарьинская	1972-1981	Газ-уголь	3,000	2,340	12,477,762	13,148,310
Талимарджанская	(2003)	Газ-уголь	(800)	(800)		
Итого по ТЭС			10342	7830	41,200,989	40,559,493
<b>ТЭЦ</b>						
Ферганская		Газ	330	330	668,177	685,676
Мубарекская	1980	Газ	166	60	425,664	426,945
Ташкентская	1967	Газ	90	30	150,070	175,494
Итого по ТЭЦ			586	420	1,243,911	1,288,115
<b>ГЭС</b>						
Чарвакская	1970	Чирчик	620	620	2,612,997	3,641,208
Ходжикентская	1978	Чирчик	165	165		
Газалкентская	1980	Чирчик	120	120		
Тавакская	1941	Чирчик	72	73	996,987	1,129,033
Комсомольская	1956	Чирчик	88	88		
Аккавакская	1946	Чирчик	52	52		
Кубрайская		Чирчик			313,516	327,275
Кадыринская		Чирчик				
Сафларская	1944	Чирчик	10			
Бозелеская		Чирчик			122,729	141,217
Шейхантавская	1954	Чирчик	11			
Бурджарская	1936	Чирчик	6			
Акмелинская		Чирчик				
Ново-Бозуйская No.1-6	1944-1959	Чирчик	54	54	187,596	237,912
Андижанская		Чирчик			59,107	50,412
Самаркандская		Чирчик			61,849	47,842
Фархадская	1949	Чирчик	120	120	353,504	469,548
Итого по ГЭС				1,419	4,708,285	6,044,447
<b>ВСЕГО</b>				9,669	47,153,185	47,892,055

Данные: ГАК «Узбекэнерго»

### Потребление электричества

Потребление электричества в Узбекистане после обретения независимости

сокращалось из года в год (коэффициент сокращения составлял 14%), вследствие замедления промышленной деятельности до 1995 года. Однако тенденция в потреблении изменилась на увеличение, порядка 1,5 % ежегодно начиная с 1996 года.

Электричество используется в коммерческих целях до сих пор сокращается и составляет до 50% от наибольшего его показателя в прошлом. Относительно потребления электричества в промышленности, оно также уменьшилось до 36%, но после 1996 года показатели потребления стали увеличиваться. Уменьшение потребления в сельском хозяйстве относительно мало, оно также стало увеличиваться начиная с 1994 года, а в 1996 году перекрыло максимальный объем потребления за прошлые годы. Потребление электричества в бытовых целях в настоящее время установилось на временном стабильном уровне после своего интенсивного роста сразу же после обретения независимости.

В Узбекистане использование электроэнергии имеет средние пики потребления в летний период вследствие работы ирригационных насосов и в зимний период вследствие отопления. За год минимальный объем потребления составляет 60 - 70% от максимально потребляемого. ГАК «Узбекэнерго» прогнозирует увеличение потребления электроэнергии к 2010 году на 30% от уровня 2000 года. Смотри прилагаемую таблицу «Таблица: Потребление электроэнергии в Узбекистане».

**Таблица: Потребление электроэнергии в Узбекистане**

ГВтч

Год	Бытовое потребление	Промышленность	Сельское хозяйство	Коммерческое потребление	Транспорт и другие	ВСЕГО
1991	5,669	22,175	11,688	3,488	2,176	45,196
1992	6,356	19,953	10,977	3,269	1,773	42,328
1993	7,013	18,926	10,577	3,013	1,656	41,185
1994	7,134	16,382	11,175	2,845	1,630	39,166
1995	6,387	15,713	11,841	3,340	1,586	38,867
1996	6,651	15,500	12,709	2,982	1,624	39,466
1997	6,718	16,347	12,615	2,732	1,525	39,937
1998	6,313	15,790	14,759	2,040	1,520	40,422
1999	7,622	16,601	14,068	2,000	1,140	41,431
2000	5,493	19,143	14,209	2,000	660	41,505
2001	6,499	15,832	13,163	2,559	2,817	40,870
2002	7,120	17,400	15,000	3,250	2,830	45,600
2003	7,180	17,700	15,600	3,510	2,910	46,900
2004	7,240	18,000	16,000	3,740	3,120	48,100
2005	7,300	18,500	16,200	4,040	3,360	49,400
2006	7,340	18,900	16,300	4,260	3,500	50,300
2007	7,380	19,300	16,500	4,450	3,670	51,300
2008	7,420	19,700	16,600	4,690	3,790	52,200
2009	7,460	20,100	16,800	4,920	3,920	53,200
2010	7,500	20,600	17,000	5,050	3,950	54,100

Данные : ГАК «Узбекэнерго»

### 3. Описание проекта

#### 3.1 Название проекта, цели и предпосылки

Данный проект является проектом модернизации Ташкентской тепловой электростанции, его цели и предпосылки приведены ниже.

#### Цели проекта

Проект имеет следующие цели: увеличение выработки электроэнергии на Ташкентской тепловой электростанции (здесь и далее электростанция) для покрытия увеличивающегося спроса, сокращение эксплуатационных расходов наряду с увеличением стабильности выработки, увеличение теплового КПД выработки электроэнергии для содействия сбережению энергоресурсов (таких как природный газ и нефть), а также уменьшению вредного воздействия на окружающую среду (сокращение выбросов CO<sub>2</sub>). С этой целью, планируется замещение 12 энергоблоков Ташкентской теплоэлектростанции 9 современными высокоэффективными энергоблоками комбинированного цикла – парогазовыми установками (ПГУ), данный первый этап – первый шаг указанного процесса. Планируется установить одну ПГУ, которая должна вступить в строй в конце 2007 года. В дополнение к указанным целям, наряду с реализацией этого проекта предполагается также передача современных передовых технологий.

#### Предпосылки проекта

Столица Республики Узбекистан город Ташкент с населением около 2,2 миллиона человек (примерно 9% от всего населения страны), является одной из самых энергопотребляющих зон в республике. Электростанция призвана обеспечивать данную зону вырабатываемой электроэнергией. В настоящее время мощность электростанции составляет 1860 МВт, электроэнергия вырабатывается 12 энергоблоками обычного типа с использованием в качестве топлива природного газа и мазута. Однако, все энергоблоки были построены в период 1963-1971 годы, при этом первый блок находится в эксплуатации уже свыше 40 лет. Как результат среднегодовой показатель работы этих блоков достигает 70%, а мощность 60%. С другой стороны, тепловой КПД 34.55% (2001 год) значительно ниже, чем у современных энергоустановок (средний показатель теплового КПД свыше 50%). Также устаревшее оборудование отличается не только сниженной выходной мощностью, но и с повышенными расходами выработки электроэнергии, что затрудняет улучшение показателя эксплуатации.

#### 3.2 График реализации

График реализации проекта после подписания контракта на генеральный подряд, планируется следующим образом. Контракт с генеральным подрядчиком должен быть заключен в конце 2003 года, а начало работы ПГУ ожидается в конце 2007 года.

#### ГРАФИК РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

Задачи	Кол-во месяцев
Строительный и архитектурный дизайн	3
Закладка фундаментов для зданий и под оборудование	6
Производство котла-утилизатора, монтаж и проверка	16
Производство газовой и паровой турбин, генератора. Сборка и проверка	19
Установка оборудования и проверочные испытания	26

### 3.3 Территория обслуживания проекта

Целью проекта является обеспечения электроэнергией в основном для города Ташкент, имеющего население 2,2 миллиона человек, что составляет 9% от всего населения страны.

### 3.4 Технология, возможности и эксплуатация

#### (1) Устанавливаемая энергоустановка

Проектом предусматривается установка ПГУ для модернизации электростанции. ПГУ вобрало в себя современные экологически чистые технологии, позволяющие уменьшить вредное воздействие на окружающую среду и обеспечить большую тепловую эффективность, что позволит также уменьшить выбросы парниковых газов на единицу вырабатываемой электроэнергии по сравнению с энергоблоками обычного типа. Предполагается, что ПГУ будет вырабатывать тепло для местной системы ГВС в зимний период в дополнение к вырабатываемой электроэнергии. ПГУ будет состоять из следующих компонентов:

- Газовая турбина;
- Парогенератор рекуперации тепла – котел-утилизатор (HRSG);
- Паровая турбина;
- Генератор с собственным электрическим оборудованием;
- Газовый компрессор;
- Зал распределительного оборудования;
- Вспомогательное оборудование (питательные насосы и др.);
- Оборудование подачи топлива и воды;
- Оборудование водозабора и сбросное; and
- Здания систем управления и контроля, газовой турбины и паровой турбины.

#### (2) Ташкентская тепловая электростанция

##### Сооружения

Электростанция состоит из 12 блоков обычного типа использующих природный газ в качестве основного топлива и мазут как запасное. Общая мощность всех блоков 1860 МВт (каждый блок мощностью по 150-160 МВт). Первый блок был сдан в эксплуатацию в 1963 году, а последний 1971 году. Блоки №11 и №12 наряду с выработкой электроэнергии спроектированы для выработки тепловой энергии 78 Гкал/час. Охлаждающая вода забирается из отводного канала канала Боз-Су, протекающего вдоль западной границы электростанции.

##### Подача топлива

В качестве основного топлива используется природный газ, который подается по газопроводу от Бухарского и Шуртанского месторождений газа. Подача газа из месторождения в Шуртане достаточна чтобы обеспечить работу всех 12 блоков на номинальной мощности. Даже после завершения строительства ПГУ, объемы поставки сохраняться на достаточном уровне. Мазут, являющийся вторичным топливом хранится в семи резервуарах (10 000 м<sup>3</sup>) установленных в южной части электростанции и подаются через шесть питательных резервуаров (5000 м<sup>3</sup>) расположенных рядом с энергоблоками. Мазут поставляется с нефтеперерабатывающих заводов по железной дороге непосредственно на электростанцию, где цистерны разгружаются.

### **Распределение электроэнергии**

Распределительная станция построена в восточной части электростанции с установленными линиями воздушной электропередачи в северном направлении: две линии по 500 кВ каждая, 7 линий 220 кВ и 12 линий 110 кВ.

### **Работа электростанции**

Ташкентская тепловая электростанция работает при относительно высокой степени эксплуатации в качестве базовой электростанции. Хотя эксплуатационный коэффициент все блоков с момента ввода в строй составляет 72%, коэффициент несколько варьирует по всем 12 блокам, то есть наименьший показатель имеет блок №5 (65,8%) и блок №7 (66,9%), а наиболее высокий у блоков №1 (78,8%) №2 (79,0%). На электростанции работает персонал численностью 1400 человек, руководит работой станции Директор. Четыре эксплуатационные группы по 50 человек управляют работой блоков в четыре смены. Свыше 700 человек осуществляют техническое обслуживание и ремонтные работы.

### **3.5 Проектная площадка**

Проектная площадка по строительству ПГУ находится на территории электростанции. Настоящее состояние площадке приведено ниже.

#### **Расположение**

Ташкентская электростанция расположена примерно в 10 км к северо-востоку от города Ташкент и является одной из важнейших электростанций, обеспечивающих город электроэнергией и теплом. Территория станции занимает 2 км с севера на юг и примерно 1 км с востока на запад с общей площадью около 146 гектаров.

#### **Климат и состояние грунта**

Территория близко расположена к пустынным районам (Каракумы и Кызылкумы к западу от Ташкента) и к предгорьям (горные хребты Курамин, Чаткал, Пскем, Угам, к западу от Тянь-Шаньских гор – на южной, восточной и северо-восточной части от Ташкента). Климатические условия определяют резко континентальный климат с значительными перепадами температуры зимой и летом. Среднегодовая атмосферная температура равняется +14,85°C. Максимально зарегистрированная в июле температура +44,6 °С, минимальная в январе -14,2 °С.

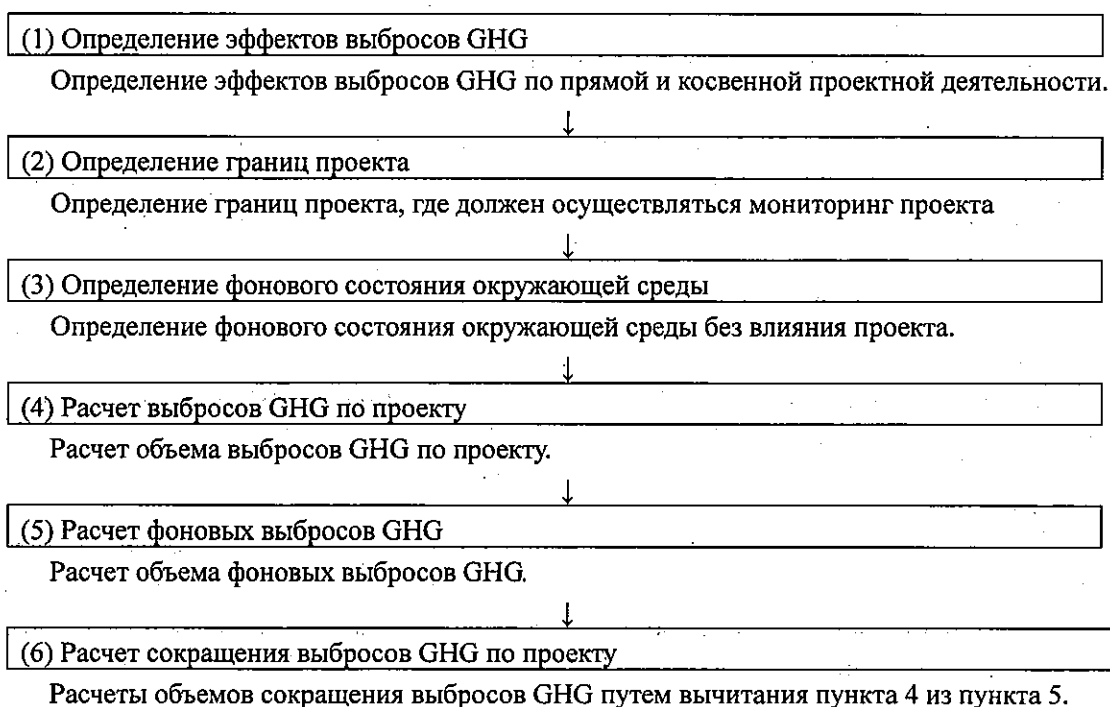
В Ташкенте выпадение осадков относительно низкое (среднегодовой уровень 449,8 мм). Наблюдается только один сезон дождей с октября по май. Возможно выпадение снега в период с октября по март. Влажность ниже в летний период (средний уровень влажности в июле 40%) и выше в зимний период (средняя влажность в декабре 75%).

Электростанция расположена на высоте 501,5 м над уровнем моря. Почвы под электростанцией состоят из трех геологических уровней. Первый уровень содержит глину (толщиной 9-12 м) и слоя илистых наносов (в некоторых местах до 2-3 слоев песчаных суглинков толщиной 2-3 м). Второй слой состоит из слоя галечника толщиной 2-3 м. Третий слой содержит твердый известняковый уровень, находящийся на глубине 15 и более метров. Глубина протекающих подземных вод составляет 497 и 499 м над уровнем моря.



#### 4. Расчеты сокращения выбросов парниковых газов по проекту

Учитывая предпосылки и состояние проекта, далее приводятся расчеты и эффект от выбросов GHG. При обсуждении определения границ проекта и базового плана действий для расчетов выбросов GHG, принимается во внимание "Технические процедуры для проектов МЧР на стадии планирования, Промежуточного отчета в Министерство охраны окружающей среды, Правительство Японии, октябрь 2001 года, Рабочая группа по базовым разработкам для проекта МЧР". Работа была проведена по следующим этапам.



##### 4.1 Эффект от выбросов GHG

Во-первых, принимая во внимание всю деятельность по выработке электроэнергии, была разработана схема 1, отражающая все работы имеющие отношение к выбросам GHG. При этом были определены прямые и косвенные эффекты:

###### Прямой эффект :

"Прямой эффект" определен как выбросы GHG или сбросы от прямой деятельности при достижении целей проекта. "Прямой эффект" далее разбивается на "Прямой проектный целевой эффект" имеющий отношение к деятельности по достижению целей проекта и "Прочий прямой эффект" вызванный деятельностью исполнителя проекта или по его собственной инициативе.

###### Косвенный эффект :

"Косвенный эффект" определен как имеющий косвенное отношение к деятельности выбросам GHG и/или сбросам в ходе деятельности по реализации проекта. "Косвенный эффект" далее разделяется на "Косвенный проектный целевой эффект", имеющий отношение к деятельности по достижению целей проекта, и "Прочий косвенный эффект" вызванный деятельностью исполнителя проекта по собственной инициативе.

Во-вторых, принимаемая во внимание деятельность по достижению эффекта определена в

“Таблице 1 Выбора деятельности имеющей отношение к эффектам”. В классификации применяются “Схема А” для “Прямого эффекта” и “Схема В” для “Косвенного эффекта».

## 4.2 Границы проекта

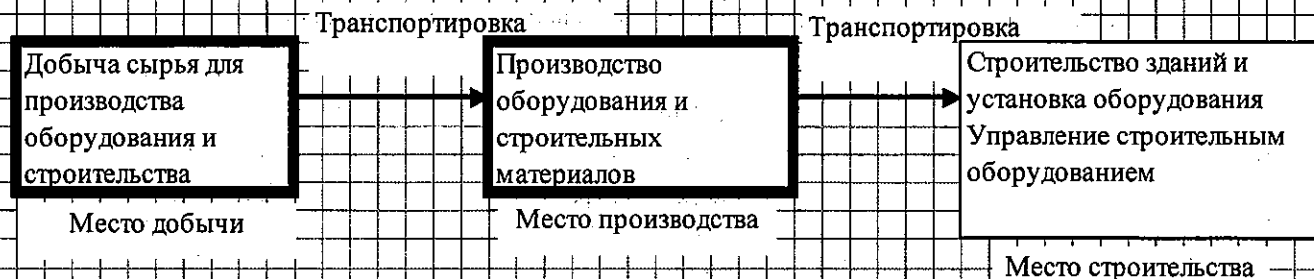
Границы проекта которые включают проектную деятельность, имеющую отношение к достижению эффекта определенному и указанному в “Отношения между деятельностью, имеющей отношение к проекту”.

Вся деятельность по выработке электроэнергии, состоящая из поставки топлива, работы электростанции по выработке электроэнергии и единой энергосистемы, включая потери при передаче и распределении, учитывается при определении границ проекта. Однако, незавершенность в определении, надежности данных, реальных показателей выбросов GHG и др., границы проекта определены в деятельности по работе электростанции.

Границы проекта		
Включено: ○ Не включено: ×	Деятельность	Причины
×	Поставка топлива (включая утечки)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Выбросы GHG незначительны по сравнению с всем объемом выбросов в границах проекта (по расчетам около 0,7% от общего объема).</li> <li>Трудности в сборе точных данных</li> </ul>
○	Работа электростанции	<ul style="list-style-type: none"> <li>Выбросы GHG при работе</li> </ul>
×	Энергосистема (включая потери при передаче и распределении)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Трудно рассчитать уровень эффективности</li> <li>Эффект одинаков до начала и после реализации проекта</li> </ul>

## Отношения между работами по проекту Проект модернизации Ташкенской ТЭС

### Строительство нового блока



### Работа электростанции



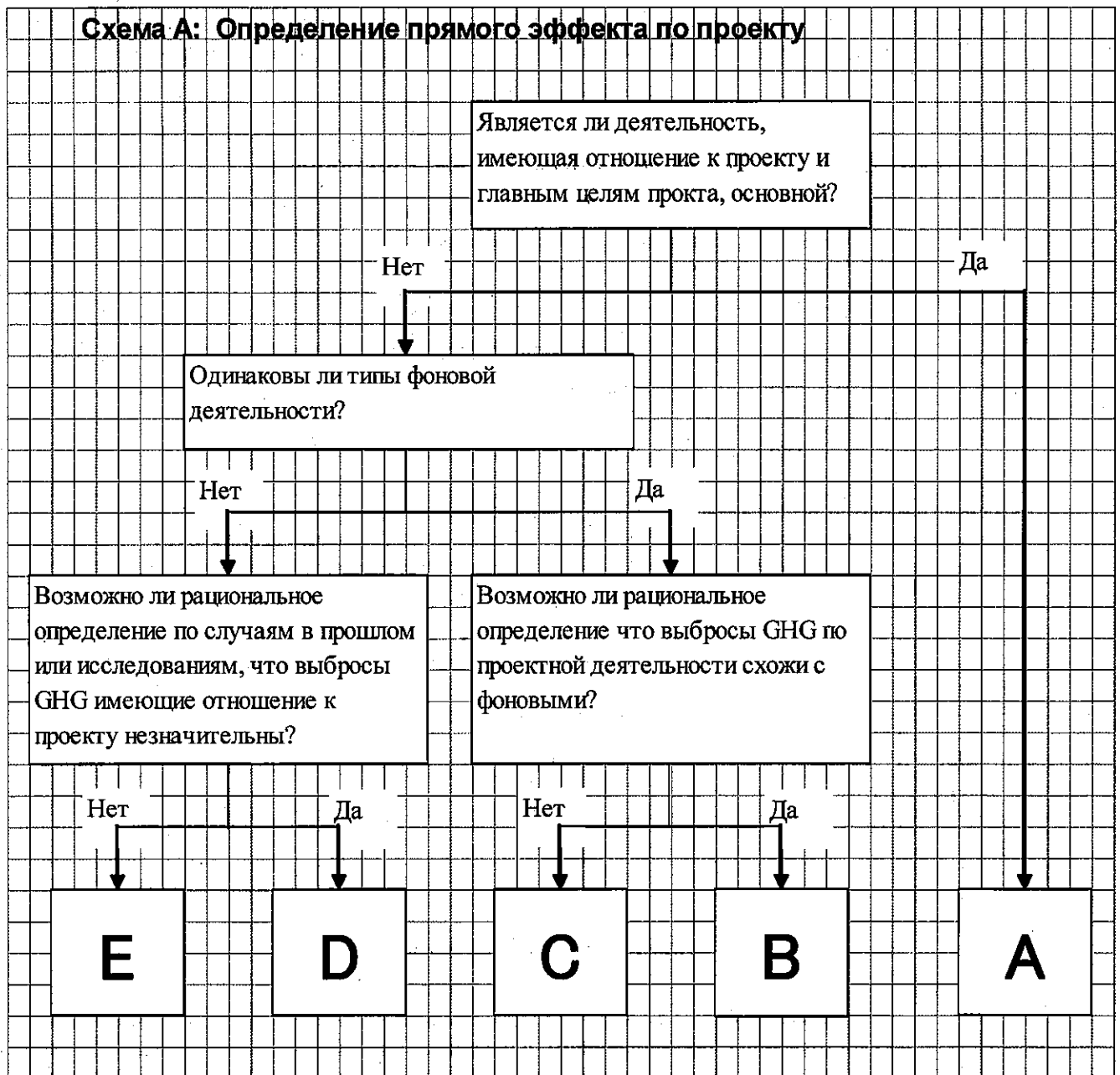
### Подача электроэнергии



### <Примечани>

**□** : Деятельность, имеющая косвенный эффект

### Схема А: Определение прямого эффекта по проекту



### Определение прямого эффекта

Категория	Определение
A	Включает расчеты всех выбросов GHG имеющих отношение к прямому эффекту по проектной деятельности
B	В расчеты на включены выбросы GHG, имеющие отношение к соответствующим выбросам по проектной деятельности, но включены в границы проекта
C	В расчеты включены выбросы GHG имеющие отношение к соответствующим эффектам по проектной деятельности, осуществляемой в границах проекта
D	Исключает выбросы GHG в границах проектной деятельности и расчеты после сверки с документами и/или прошедшими случаями по выбросам GHG, имеющим отношение к прямым эффектам, что выбросы GHG по прямому эффекту являются

	незначительными по сравнению с общим объемом.
Е	Включает в расчеты выбросы GHG имеющие отношение к соответствующим эффектам проектной деятельности, осуществляемой в границах проекта

### Схема В: Определение косвенного эффекта по проекту



### Определение косвенного эффекта

Категория	Определение
a	Исключая выбросы GHG в границах проекта и расчетов, после документального удостоверения по прошедшим случаям выбросов GHG, что соответствующие косвенные выбросы являются незначительными в сравнении с общим объемом выбросов.
b	Включая соответствующие косвенные эффекты по проектной деятельности в рамках проекта и расчеты косвенных выбросов GHG. Также определение параметров мониторинга и регистрации фактических выбросов GHG (и/или сбросов) путем мониторинга при начале работы. Применяется мониторинг выбросов GHG для проведения расчетов.
c	Включая соответствующие косвенные эффекты проектной деятельности в рамках проекта и использование уровня выбросов GHG по этим косвенным эффектам (например 10% от всех выбросов) в качестве вычитаемого коэффициента и как неизмеряемого показателя при проведении расчетов. Данная процедура должна основываться на документах проведенных в прошлом количественных анализов.
d	Включая соответствующие косвенные эффекты от деятельности в рамках проекта, и определение показателей для обоснования являются ли эффекты косвенными или нет. При четком определении косвенного эффекта во время или после завершения проекта, должен применяться такой же подход, как и в "случае c"

e	Не включает соответствующие косвенные эффекты от деятельности в рамках проекта. Однако, соответствующие косвенные эффекты наряду с важными данными, должны быть задокументированы с ссылками на похожие случаи, и изучены на момент предоставления кредита.
f	Не включает соответствующие косвенные эффекты от деятельности в рамках проекта, но пересматривает с позиции данной схемы при перерасчетах базовых выбросов GHG для предоставления кредита

**Таблица 1 выбор деятельности в зависимости от эффекта**

Эффект	Параметр	Деятельность по выбросам GHG, сбросам	Показатель деятельности	Категория	Граница проекта (да/нет)
<b>Прямой эффект</b>					
Основные цели проекта	Потребление топлива	Потребление при работе блоков	Количество потребляемого топлива	A	Да
		Потребление при транспортировке	Количество транспортируемого топлива и расстояние транспортировки	A	Да
	Утечки топлива	Утечки при транспортировке	Количество транспортируемого топлива	A	Да
Другие эффекты	Потребление топлива	Потребление при строительстве	Размер проекта	D	Нет
		Потребление при доставке оборудования и строительных материалов	Количество оборудования и строительных материалов, удаленность от места строительства	D	Нет
	Потери энергии	Потери при распределении и передаче	Вырабатываемая электроэнергия и территория обеспечения	B	Нет

Эффект	Параметр	Деятельность по выбросам GHG, сбросам	Показатель деятельности	Категория	Граница проекта (да/нет)
<b>Косвенный эффект</b>					
Основные цели проекта	Потребление топлива	Стабильный уровень цен на топливо при излишках топлива	Потребление топлива Цена и количество на рынке топлива	f	Нет
Другие эффекты	Потребление топлива	Добыча и переработка оборудования и строительных материалов	Количество сырьевых материалов, используемых в оборудовании и строительных материалах Система добычи и переработки	a	Нет

		Увеличение потребления электроэнергии в обществе, промышленности при стабильном энергообеспечении.	Увеличение выработки электроэнергии для покрытия увеличения потребления в обществе и промышленности.	f	Нет
	Сокращение выбросов GHG	Больше подобных проектов способствующих сокращению выбросов GHG	Улучшение технологии выработки электроэнергии в стране. Применение современных технологий.	f	Нет

### 4.3 Базисный план действий

#### (1) Определение базиса (фона) по Марокешским соглашениям

В Марокешских соглашениях технические условия по определению базиса приведены следующим образом.

- Участники проекта должны выбрать один из следующих способов при выборе базисного основания.
  - Существующие или бывшие фактические выбросы
  - Выбросы с применением наиболее привлекательных технологий с учетом трудностей инвестирования.
  - Средний показатель выброса за последние пять лет 20% схожих проектов, которые находятся в аналогичных условиях.
- Базис должен быть определен с учетом планов расширения энергетического сектора, возможностей использования топлива в регионе, соответствующие условия и национальная политика в этой сфере.
- Базис должен определяться консервативными и прозрачными методами в определении подхода, метода, параметров, источников данных и ключевых коэффициентов.

Период кредитования также указывается в Марокешских соглашениях следующим образом.

- Относительно периода кредитования, участники проекта имеют возможность выбрать одну из следующих альтернатив.
  - До 7 лет, данный период кредитования может быть продлен до двух раз в случае если ответственный эксплуатационный орган подтверждает и удостоверяет истинность начального базиса или обновленного базиса с доступными данными, и заявленными в Исполнительный Совет МЧР.
  - 10 лет без права продления кредитного периода.

В Марокешских соглашениях, также указывается, что Исполнительный Совет должен разработать руководство для соответствующих инструментов применяемых в определении базиса, метода мониторинга и информирования COP/MOP.

- Руководство, включающее использование схем принятия решений и другие инструменты для содействия выбору, должно быть разработано для целей обеспечения выбора наиболее соответствующего метода.

#### (2) Учет условий

Принимая во внимание Марокешские соглашения, прогноз ГЭК «Узбекэнерго» по выработке электроэнергии до 2010 года, приведение в порядок соответствующих нормативных документов в секторе энергетики и информация, полученная на переговорах с заинтересованными участниками дали следующий результат, условия которые должны быть учтены при определении базиса.

- Планы строительства новых электростанций.
- Баланс между мощностью выработки электроэнергии и максимальным потреблением, возможные объемы выработки электроэнергии и максимальным потреблением.



- Производство природного газа и строительство газопроводов.
- Производство мазута и модернизация нефтеперерабатывающих заводов.
- Развитие возобновляемых источников энергии (ветер, солнечный свет).

### (3) Перечень базисных планов действия

В Марокешских соглашениях записано "При выборе базисной методологии по проектной деятельности, участники проекта должны выбрать среди прочих подходов один, который считается наиболее соответствующим проектной деятельности: Существующие фактические или прошлые выбросы при этом учитываются; или Выбросы от технологии, представляющей план действий наиболее предпочтительный с экономической точки зрения, принимая во внимание трудности инвестирования; или Средний уровень выбросов от схожей проектной деятельности за предыдущие пять лет в схожих социальных, экономических, экологических и технологических условиях, и чья деятельность является в числе первых 20% по своей категории."

Принимая во внимание вышеуказанное и что проект подразумевает модернизацию Ташкентской тепловой электростанции путем строительства новой ПГУ для обеспечения стабильного и экономически выгодного уровня энергообеспечения, выбирается метод "Существующие фактические или прошлые выбросы" в качестве руководства для определения базисного плана действий.

При определении базисного плана действий, были получены три схемы принятия решения. В Марокешских соглашениях описано, что схема принятия решения является инструментом для определения соответствующего базиса и должны использоваться для этих целей. Вариант С был выбран в качестве базисного плана действий по проекту на основании причин, указанных в свойствах.

#### **Вариант А: Все электростанции Узбекистана**

В Узбекистане в основном три типа электростанций: теплоэлектростанции, теплоэлектроцентрали и гидроэлектростанции, которые составляют соответственно 84,7%, 2,7% и 12,6% в 2002 году от общего объема производства электроэнергии в Узбекистане. Таким образом видно что основная выработка электроэнергии приходится на тепловые электростанции. Относительно мощности электростанций, почти все блоки являются устаревшими (90% гидроэлектростанций устарели полностью выработали свой срок эксплуатации), и все они кажется не имеют достаточно резерва чтобы переключиться на другие станции. Таким образом выработка на устаревших блоках, соединенных в национальную энергосистему не определяется как базисная.

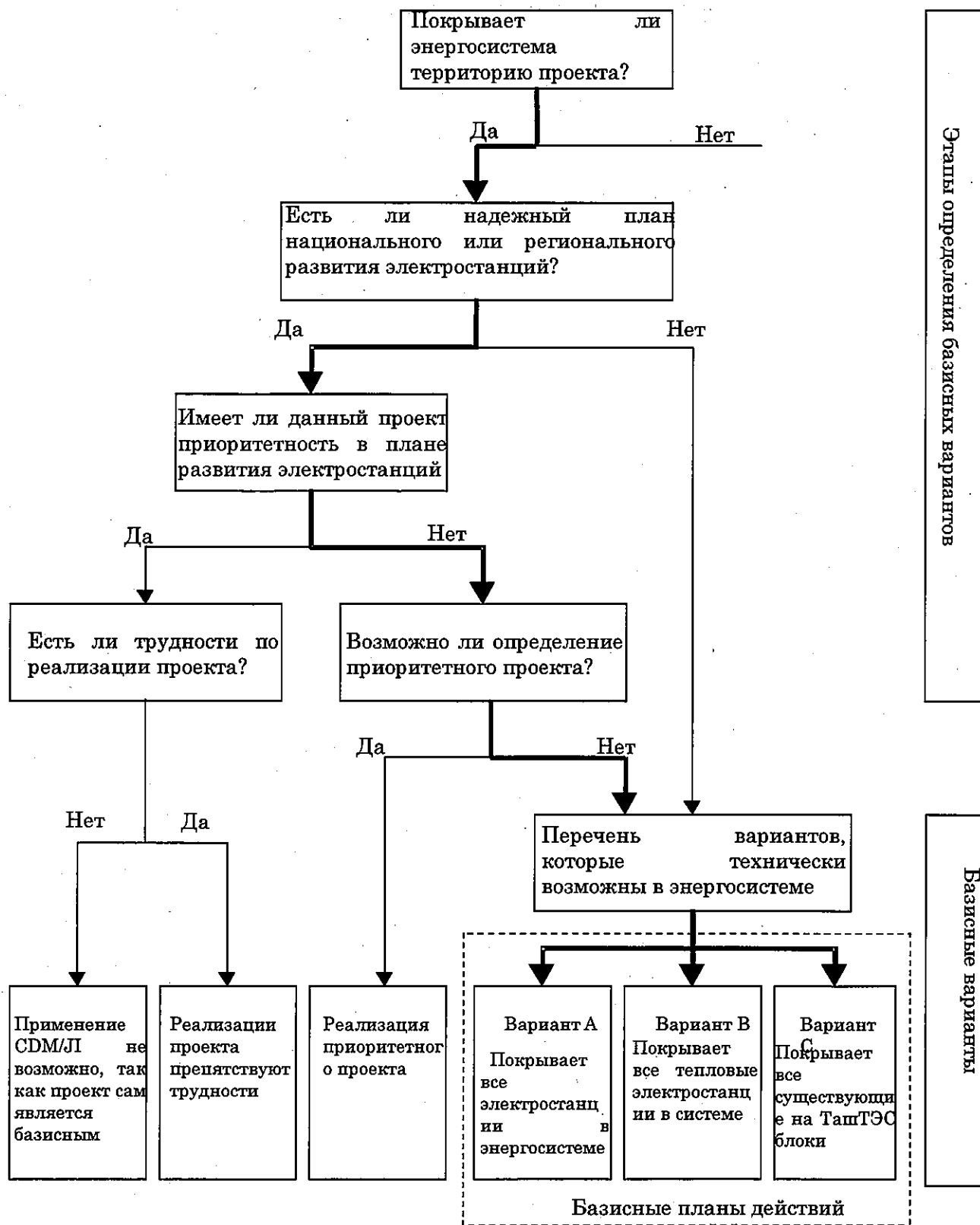
#### **Вариант В: Энергоблоки всех тепловых электростанций Узбекистана**

Все энергоблоки на тепловых электростанциях в Узбекистане соединены в национальной энергосистеме и были введены в эксплуатацию в 1960-х. Эти блоки оборудованы паровыми турбинами и средствами обеспечения тепловой энергией, они имеют низкий КПД с точки зрения выработки электроэнергии на единицу потребления топлива. Уже договорено и запланировано строительство ПГУ на многих электростанциях с точки зрения эффективности выработки электроэнергии и экономической эффективности. Средняя эффективность данных блоков равняется или ниже по сравнению с существующими на Ташкентской теплоэлектростанции блоками, вследствие устаревания оборудования. Таким образом, данный план действий не применим в качестве базисного.

**Вариант С: Все энергоблоки Ташкентской теплоэлектростанции**

На Ташкентской теплоэлектростанции установлены 12 энергоблоков с паровыми турбинами и средствами обеспечения тепловой энергией. Хотя данные блоки могут использоваться для продолжительной выработки электроэнергии, их необходимо заменить новыми энергоблоками с современными технологиями по надежному генерированию электроэнергии и с точки зрения экономической эффективности. Вопрос замены старых энергоблоков на современные уже обсуждался, и данный проект (Проект модернизации Ташкентской тепловой электростанции, является его первым этапом. Таким образом, считается наиболее рациональным определить выработку электроэнергии на данных блоках в качестве базисного уровня.

□ Схема С



#### 4.4 Выбросы GHG по проекту

Вариант С плана действий взят в качестве базового. Следующая таблица показывает результаты расчетов выбросов CO<sub>2</sub> на новом блоке при выработке 2 800 ГВтч в год.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Выбросы GHG (тон CO <sub>2</sub> ) ПГУ	6,720,000	6,720,000	6,720,000	6,720,000	6,720,000	6,720,000	6,720,000

#### 4.5 Базовые выбросы GHG

Вариант С плана действий взят в качестве базового. Следующая таблица показывает расчет результатов выбросов CO<sub>2</sub> при выработке 2 800 ГВтч, которые должны будут вырабатываться ПГУ, но вырабатываются на существующих блоках.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Выбросы GHG (тон CO <sub>2</sub> ) существующими блоками	7,460,000	7,460,000	7,460,000	7,460,000	7,460,000	7,460,000	7,460,000

#### 4.6 Сокращение выбросов GHG по проекту

Следующая таблица показывает результаты расчетов сокращения выбросов GHG.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Сокращение выбросов GHG (тон CO <sub>2</sub> )	740,000	740,000	740,000	740,000	740,000	740,000	740,000

Расчитано, что сокращение выбросов CO<sub>2</sub> по проекту составит 740 000 тон CO<sub>2</sub> в год, то есть 5 180 000 тон CO<sub>2</sub> за 7 (семь) лет.