

**Японское Агентство Международного Сотрудничества (JICA)**

**Государственная Акционерная Компания «Узбекэнерго»**

**ИЗУЧЕНИЕ ДЕТАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

**по Проекту**

**МОДЕРНИЗАЦИИ ТАШКЕНТСКОЙ ТЕПЛОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

**В**

**РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН**

**ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЕТ  
(ПРИЛОЖЕНИЕ)**

**Январь, 2004**

**Токио Электрик Пауэр Сервисиз Ко., Лтд.**

MPN

CR(1)

04-025(2/2)

**ИЗУЧЕНИЕ ДЕТАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПО ПРОЕКТУ  
МОДЕРНИЗАЦИИ ТАШКЕНТСКОЙ ТЭС  
В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН**

**ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЕТ (ПРИЛОЖЕНИЕ)**

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

**1. ОСНОВНЫЕ ОТЧЕТЫ ПО ИЗУЧЕНИЮ  
ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

- 1.1 Сравнительный анализ типов расположения валов в новом энергоблоке ПГУ 370 МВт
- 1.2 Основные технические спецификации и данные для подготовки тендерных документов по строительству энергоблока ПГУ 370 МВт
- 1.3 Результаты изучения способа охлаждения генератора энергоблока ПГУ 370 МВт
- 1.4 Перечень точек подключения для инженерных сетей и коммуникаций энергоблока ПГУ 370 МВт
- 1.5 Выбор оптимальной конфигурации парового цикла
- 1.6 Объем работ и услуг
- 1.7 Сравнение и способ оценки тендерных предложений
- 1.8 Определение ставки заранее оцененных убытков по результатам гарантийных характеристик работы и позднего завершения
- 1.9 Вопросник по проектным условиям для новой Системы горячего водоснабжения

**2. ДОКУМЕНТЫ ПО ПРЕДКВАЛИФИКАЦИИ**

**3. ИССЛЕДОВАНИЕ ТРАНСПОРТНЫХ ПУТЕЙ ДЛЯ  
ПЕРЕВОЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ НОВОГО ЭНЕРГОБЛОКА  
ПГУ**

**4. МЕХАНИЗМ ЧИСТОГО РАЗВИТИЯ – ПРОЕКТНАЯ  
ДОКУМЕНТАЦИЯ (МЧР-ПД)**

**5. ОТЧЕТ ОБ ИЗУЧЕНИИ ФОНОВЫХ УСЛОВИЙ**

# **1. ОСНОВНЫЕ ОТЧЕТЫ ПО ИЗУЧЕНИЮ ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

**Японское Агентство Международного Сотрудничества (JICA)  
Государственная Акционерная Компания "Узбекэнерго"**

**Сравнительный анализ типов компоновки валов для  
энергоблока комбинированного цикла (ПГУ) 370Мвт**

Документ № TMP-0008

Октябрь 2002г.

**Токио Электрик Пауэр Сервисиз Компани Лтд.**

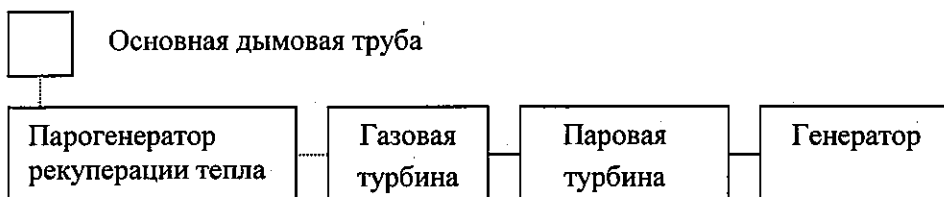
## Оглавление

1. Работоспособность.....	3
2. Опыт использования обоих типов компоновки валов.....	4
3. Выработка тепла.....	4
4. Эксплуатационные возможности (расчет вероятности).....	4
5. Техническое обслуживание.....	5
6. Требования к территории монтажа.....	5
7. Стоимость строительства.....	5
8. Стоимость выработки электроэнергии.....	5
9. Заключение.....	6

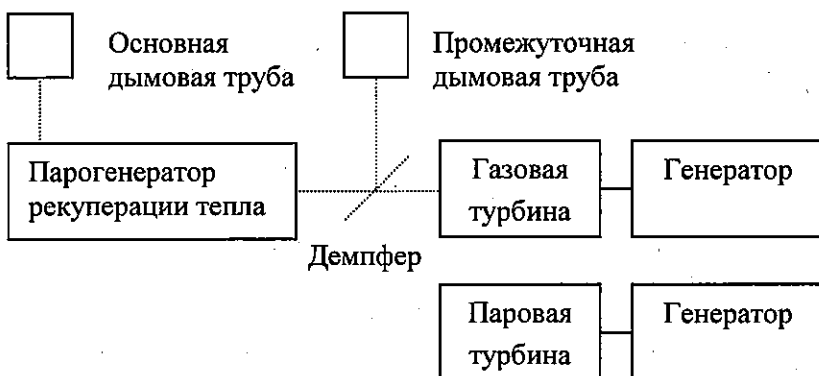
## Сравнительный анализ типа компоновки валов энергоблока ПГУ

Данный документ представляет собой сравнительный анализ типа компоновки валов энергоблока комбинированного цикла (ПГУ), который состоит из одной (1) и той же модели газовой турбины. В основном, существует два (2) типа компоновки валов. Первый тип называется одновальная установка, где газовая турбина, паровая турбина и генератор соединены одним и тем же валом. Другой тип называется двухвальной установкой, где вал газовой турбины/генератора и паровой турбины/генератора устанавливаются раздельно. На нижеследующих схемах приводятся оба типа компоновки вала:

### Одновальная установка комбинированного цикла



### Двухвальная установка комбинированного типа



Как показано выше, в случае двухвальной установки дополнительно необходимы генератор и промежуточная дымовая труба с демпфером.

Сравнительное изучение выполнено с точки зрения функциональности, теплового КПД, эксплуатационной возможности, ремонтпригодности (техобслуживания), требований к участку монтажа и стоимости строительства.

### **1. Функциональность**

В случае одновальной компоновки, энергоблок не может эксплуатироваться, если все компоненты газотурбины, парогенератора рекуперации тепла (ПГРТ) и генератора не будут в рабочем состоянии.

С другой стороны, в случае двухвальной компоновки, если даже любой из элементов ПГРТ, паровой турбины и генератора паровой турбины находится в не рабочем состоянии по любой причине, газовая турбина/генератор может работать в режиме простого цикла при условии, что выхлопные газы от газовой турбины будут выпускаться в атмосферу через промежуточную дымовую трубу.

Таким образом, эксплуатационные возможности энергоблока комбинированного цикла (ПГУ) двухвальной компоновки выше, чем у одновальной компоновки. ПГУ может эксплуатироваться только путем регулирования подачи топлива в газовую турбину, так что нет никакой разницы в эксплуатации этих двух типов электростанций. Это является причиной, почему двухвальные ПГУ обычно используются в развивающихся странах в режиме непрерывной полной нагрузки.

Кроме того, в случае двухвальной ПГУ строительство может проходить в два этапа. Преимущество заключается в том, что газовая турбина/генератор будут введены в эксплуатацию на первом этапе, так

как срок завершения строительства более короткий, и оборудование парового цикла (оборудование цикла дополнительной выработки электроэнергии с использованием отводимого тепла) будет построено на более поздней стадии, чтобы удовлетворить возрастающие потребности в электроэнергии.

В случае одновальной ПГУ, потребуется вспомогательный пар для охлаждения, изоляции и перераспределения, потому что паровая турбина должна набрать скорость с запуском газовой турбины. Для этой цели, будет необходим вспомогательный котел, если пар не поступает из внешних источников. Пока нет необходимости в таком паре для запуска двухвальной ПГУ, так как паровая турбина будет запущена после того, как будет поступать необходимый пар от ПГРТ. Однако, время запуска до выхода на полную нагрузку двухвальной ПГУ будет дольше из-за последовательного запуска газовой турбины и паровой турбины.

## 2. Опыт использования обоих типов компоновки валов

Как показано в прилагаемых Таблицах №1 и №2, имеется достаточный опыт применения обоих типов вальной компоновки ПГУ. Можно считать, что без каких-либо трудностей технически осуществимы оба типа вальной установки.

## 3. Выработка тепла

Одновальная ПГУ оборудована одним (1) генератором большого размера, в то время как на двухвальной ПГУ используются два (2) генератора небольшого размера. Поэтому, тепловая эффективность одновальной ПГУ теоретически выше по сравнению с эффективностью генераторов энергоблоков обоих типов. Однако, разница при этом не значительна.

## 4. Эксплуатационные возможности (расчет вероятности)

Эксплуатационные возможности обеих ПГУ рассчитаны при условии, что надежность компонентов будет такой, как указано ниже:

Газовая турбина:	$A_1 = 97,5 \%$
ПГРТ	$A_2 = 99,0 \%$
Паровая турбина	$A_3 = 98,5 \%$
Генератор газовой турбины и трансформатор	$A_4 = 99,7 \%$
Генератор паровой турбины и трансформатор	$A_5 = 99,7 \%$

Для данного сравнения не рассматривалось влияние фактора техобслуживания на эксплуатационные возможности, так как не предусматривалось наличие значительного различия между эксплуатационными возможностями ПГУ обоих типов.

Нижеследующие теоретические расчеты показывают эксплуатационные возможности на временной (почасовой) основе одновальной ПГУ ( $ОАН_S$ ), и двухвальной ПГУ ( $ОАН_M$ ).

$$ОАН_S = A_1 \times A_2 \times A_3 \times A_4 = 0,975 \times 0,990 \times 0,985 \times 0,997 = 0,948 = 94,8\%$$

$$ОАН_M = A_1 \times A_2 \times A_3 \times A_4 \times A_5 + A_1 \times A_4 (1 - A_2 \times A_3 \times A_5) = 0,975 \times 0,990 \times 0,985 \times 0,997 \times 0,997 + 0,975 \times 0,997 (1 - 0,990 \times 0,985 \times 0,997) = 0,945 + 0,027 - 0,972 = 97,2 \%$$

Цифра 94,5% в расчетах эксплуатационных возможностей двухвальной ПГУ (97,2%) показывает возможности, когда ПГУ эксплуатируется в комбинированном цикле. В то время как цифра 2,7% является эксплуатационной возможностью (вероятностью), когда в эксплуатации находится только газовая турбина/генератор.

Поскольку рассматриваются эксплуатационные возможности на временной (почасовой) основе, возможности двухвальной ПГУ выше, чем в случае с одновальной ПГУ на 2,4% (= 97,2% - 94,8%).

Точно так же, могут быть теоретически рассчитаны эксплуатационные возможности ПГУ обоих типов на основе электроэнергии:

Одновальная ПГУ - 94,8%

Двухвальная ПГУ - 96,3%.

Предполагается, что соотношение мощности газовой турбины составляет две трети (2/3) от общей мощности ПГУ.

В результате, эксплуатационные возможности двухвальной ПГУ на основе электроэнергии выше, чем одновальной ПГУ на 1,5% (=96,3% - 94,8%).

## 5. Техническое обслуживание

По сравнению с одновальной ПГУ, двухвальная ПГУ оборудована дополнительными компонентами типа промежуточной дымовой трубы, глушитель промежуточной дымовой трубы, демпфера выходного газа, генератора, повышающего трансформатора, системы смазки и контрольного масла. Поэтому, легко предположить, что для технического обслуживания двухвальной ПГУ потребуются больше человеко-часов и потребует больше финансовых затрат.

## 6. Требования к территории монтажа

Требования к территории монтажа для установки одного (1) блока одновальной ПГУ составляет 69000 м<sup>2</sup> (60 м × 115 м), как показано на прилагаемой схеме №1 «Типичная схема-план ПГУ одновального типа». В то время как для одного (1) блока двухвальной ПГУ требуется 86250 м<sup>2</sup> (75 м × 115 м) с необходимым увеличением территории на 25%, как показано на прилагаемой схеме №2 «Типичная схема-план ПГУ двухвального типа». Однако, один (1) блок двухвальной ПГУ может быть установлен на выделенном участке без каких-либо осложнений.

## 7. Стоимость строительства

Двухвальная ПГУ состоит из большего количества компонентов, как указывалось в выше приведенных пунктах. Поэтому, стоимость строительства увеличится по сравнению с одновальной ПГУ. Прилагаемая таблица №3 показывает сравнение ориентировочной стоимости строительства ПГУ двухвального и одновального типов. Как показано в таблице, стоимость первого типа выше приблизительно на 4%, чем второго. Детальное сравнение стоимости будет произведено в ходе исследований.

## 8. Стоимость выработки электроэнергии

Стоимость выработки электроэнергии одновальной ПГУ оценивается в 2,13 цента США, как указано в Таблице №13-2 в Отчете стадии разработки ТЭО. В то же время стоимость двухвальной ПГУ может быть рассчитана следующим образом:

### (1) Стоимость топлива

Стоимость топлива увеличивается на 2,4%, вследствие усовершенствования коэффициента оперативной готовности на почасовой основе. Поэтому, расчетная стоимость топлива составила 41,28 MMUS\$ (= 40,313 × 1,024).

### (2) Затраты на эксплуатацию и техобслуживание

Если установленная стоимость техобслуживания пропорциональна стоимости строительства, а переменная стоимость техобслуживания пропорциональна операционным возможностям, затраты на эксплуатацию и техобслуживание могут быть рассчитаны следующим образом в соответствии с подпунктом 3) пункта 13.1.3.

$$1,8 \times 1,041 + 1,8 \times 1,024 + 0,091 + 1 = 4.81 \text{ MMUS\$}$$

### (3) Капитальные затраты

Так как капитальные затраты пропорциональны стоимости строительства, они равны 41,28 MMUS\$ (40,313 × 1,04).

### (4) Тарифы на электроэнергию

Так как тарифы на электроэнергию пропорциональны операционным возможностям на основе выработки электроэнергии, расчет показывает 2,558 MM киловаттчасов (2,520 × 1,015).

Таким образом, стоимость выработки электроэнергии двухвальной ПГУ оценена в 2,16 цента США /киловаттчас (= (41,28 + 4,81 + 41,28) × 100/2,558)



## 9. Заключение

Все результаты данного исследования подведены следующим образом:

### (1) Функциональность

Двухвальная ПГУ более гибкая, чем одновальная ПГУ, потому что газовая турбина/генератор могут работать в режиме простого цикла, даже если какой-либо вид оборудования парового цикла (ПГРТ, паровая турбина, генератор паровой турбины) находится в не рабочем состоянии по каким-либо причинам.

Кроме того, в случае двухвальной ПГУ, ожидается, что строительство будет проходить в два этапа.

### (2) Опыт

Как показано в прилагаемых Таблицах №1 и №2, существует большой опыт строительства обоих типов ПГУ. Поэтому оба типа можно считать технически обоснованными.

### (3) Выработка тепла

Разница в выработке тепла между обоими типами энергоблоков комбинированного цикла не значительна.

### (4) Эксплуатационные возможности

Эксплуатационные возможности обоих типов ПГУ на почасовой основе и на основе выработки электроэнергии рассчитаны следующим образом:

Эксплуатационная возможность	Одновальный тип	Двухвальный тип
на временной основе	Базовая (1,0)	1,024
на основе электроэнергии	Базовая (1,0)	1,015

### (5) Ремонтопригодность

Для техобслуживания двухвальной ПГУ необходимо большее количество человеко-часов и финансовых затрат.

### (6) Требования к участку монтажа

Для монтажа двухвальной ПГУ необходимо больше площади, тем не менее, на выделенной территории вполне можно разместить все компоненты двухвальной ПГУ без каких-либо трудностей.

### (7) Стоимость строительства

Расчет показывает, что стоимость строительства двухвальной ПГУ дороже приблизительно на 4%, чем в случае строительства одновальной ПГУ. Детальная оценка стоимости обоих типов электростанций комбинированного цикла будет осуществлена посредством проведения исследования, но предполагается, что любая цифра, показывающая затраты на строительство будет в рамках выделенного бюджета.

### (8) Стоимость выработки электроэнергии

Стоимость выработки электроэнергии двухвальной ПГУ оценивается в 2,16 цента США /киловаттчас по сравнению с 2,13 цента США/киловаттчас для одновальной ПГУ как описано в пункте 13.2.4 Отчета ТЭО. Разница в стоимости выработки электроэнергии составляет приблизительно 1,4%.

На основании вышеприведенных показателей, нет никакой существенной разницы между одновальной и двухвальной электростанциями комбинированного цикла.

Мы понимаем, что тип компоновки валов для энергоблока комбинированного цикла, который будет построен на Ташкентской ТЭС, будет определяться в зависимости от намерений Узбекской стороны.

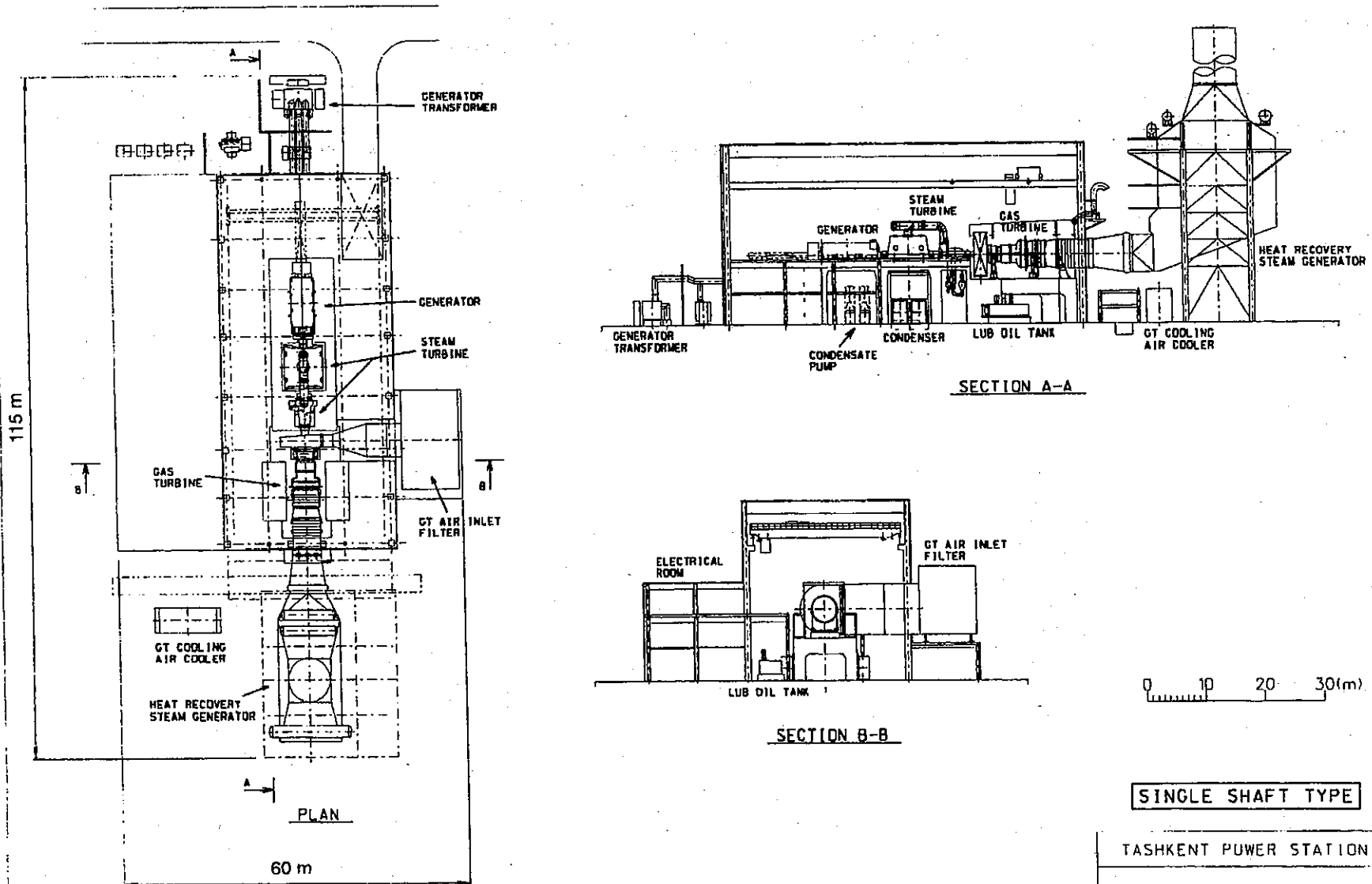


Figure 1 Typical Layout of Single-Shaft Combined Cycle Power Plant

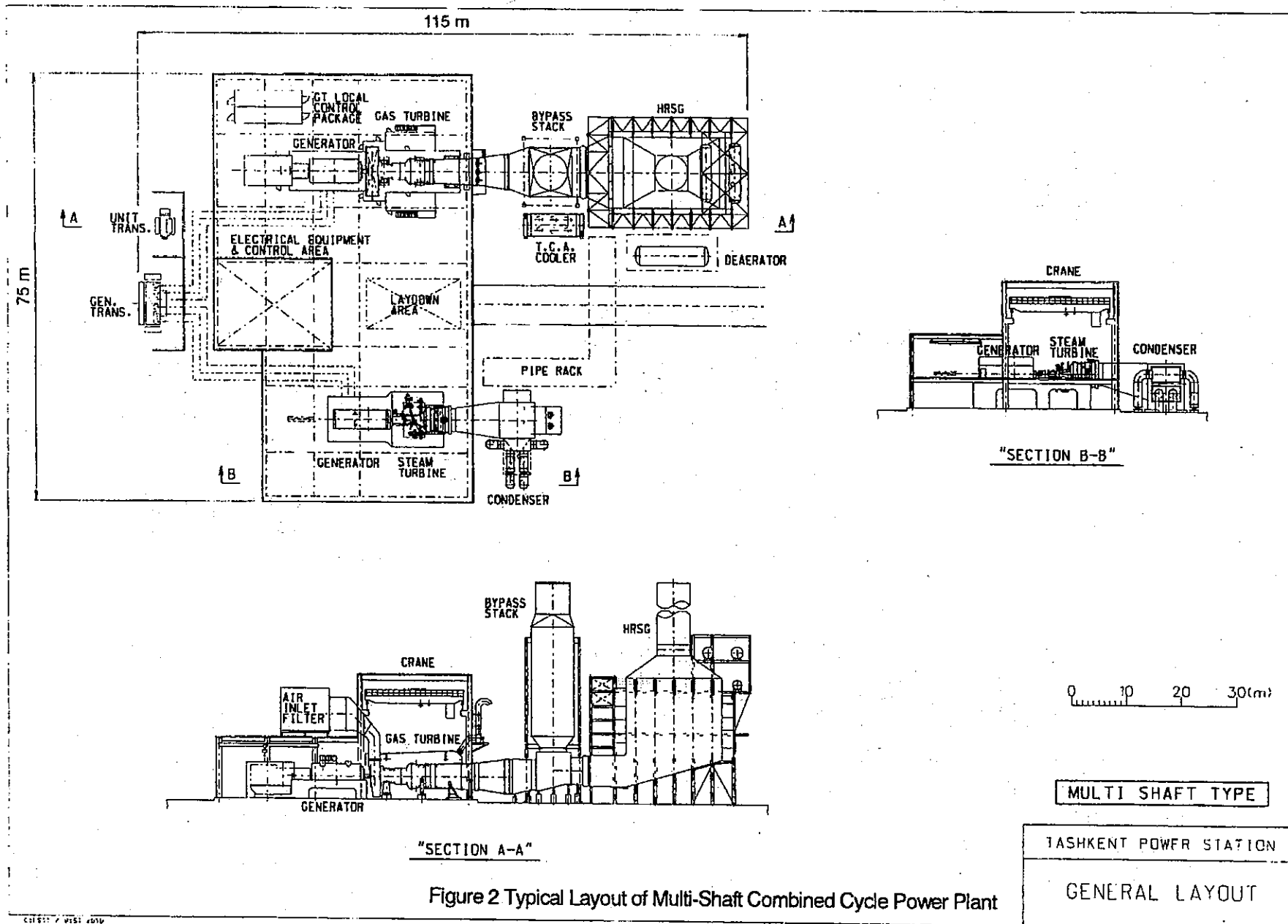


Figure 2 Typical Layout of Multi-Shaft Combined Cycle Power Plant

CSI 511 / WES 4010

DEC 21, 2001

Таблица 1 Одновальные ПГУ мощностью свыше 100 МВт

<u>Модель</u>	<u>Название электростанции</u>	<u>Страна</u>	<u>Год сдачи в эксплуатацию</u>	<u>Мощность</u>	<u>Количество блоков</u>
<b>ABB</b>					
KA26	Staythorpe	UK	2003	400	4
KA24	Monterrey	Mexico	2003	250	4
KA26	San Roque	Spain	2002	400	2
KA26	B sos	Spain	2002	400	2
KA26	Bowin	Thailand	2002	350	2
KA26	Chiba	Japan	2002	400	1
KA26	Swanbank	Austraria	2002	380	1
KA26	Bang Bo	Thailand	2002	350	1
KA26	Castejan	Spain	2002	380	1
KA24	Termobahia	Brazil	2002	185	1
KA24	Termorio	Brazil	2002	185	1
KA24	Hermosillo	Mexico	2001	253	1
KA24	Milford	USA	2001	265	2
KA24	Bellingham	USA	2001	265	2
KA26	Enfield	UK	1999	396	1
KA24	Agawan	USA	1999	271	1
KA11N2	Dighton	USA	1999	168	1
KA26	Taranaki	NZ	1998	360	1
KA26	RDK-4S	Germany	1998	360	1
KA13E2	AP11GCC	Italy	1998	275	1
KA11N2	Bao Shan	China	1997	150	1
KA13E2	Meishi II	China	1996	237	1
KA13E2	Diemen 33	NZ	1995	160	1
KA11N	West Winsor	Canada	1995	120	1
KA13E2	Lage Weide 6	NZ	1994	248	1
KA13D	Deep	Dubai	1993	135	1
KA11N	Orland	USA	1993	120	1
KA13E	Roosecote	UK	1991	224	1
KA11	Hazleton	USA	1989	135	1
KA13E	MK 12	NZ	1989	225	1
KA13E	Hemweg	NZ	1988	200	1
KA13D	Korneuburg	Austria	1980	128	1
<b>TOTAL</b>					<b>43</b>
<b>GE</b>					
STAG 109 FA	Shinagawa	Japan	2001-2003	380	3
STAG 109 FA	Chiba	Japan	1998	360	4
STAG 109 FA	Akzo	NZ	1998	360	1

**GE**

STAG 106FA	Baffolora	Italy	1998	110	1
STAG 107FA	Kawagoe	Japan	1998	235	7
STAG 109 FA	Yokohama	Japan	1997	350	8
STAG 107FA	Hermiston	USA	1996	213	2
STAG 107FA	Cogentrix	USA	1996	248	1
STAG 109FA	Gent	Belgium	1996	350	2
STAG 109FA	Black Point	China	1995	340	8
STAG 109FA	EPON	Netherland	1995	350	5
STAG 107F	Connah's Quey	UK	1995	350	4
STAG 107EA	Shin-Oita	Japan	1992	138	5
STAG 107F	Yanai	Japan	1990	125	6
STAG 107E	Yokkaichi	Japan	1988	112	5
STAG 109E	Futtsu	Japan	1986	165	14
<b>TOTAL</b>					<b>76</b>

**MHI**

MPCP1(M701F)	Serervaya	Azerbaijan	2002	438	1
MPCP1(M701F)	Harripur	Bangladesh	2001	365	1
MPCP1(M701F)	Tuas II	Singapore	2001	360	2
MPCP1(M701F)	PPN	India	2001	348	1
MPCP1(M701F)	Saltend	UK	2000	400	3
MPCP1(M701F)	San Ishidro	Chile	1998	370	1
MPCP1(M701F)	Chiba	Japan	1999	360	4
MPCP1(M701D)	JR Kawasaki	Japan	1999	190	1
MPCP1(M501F)	Nanpu	Taiwan	2003	251	1
MPCP1(M501F)	Trans Alta	Mexico	2002	282	1
MPCP1(M501D)	Hunamachi	Japan	1999	149	1
MPCP1(M501F)	Shin-Ohita	Japan	1997	218	2
MPCP1(M501F)	Kawagoe	Japan	1997	243	7
MPCP1(M701D)	STEAG	Netherland	1997	145	1
MPCP1(M501F)	Shin-Ohita	Japan	1996	218	2
MPCP1(M501D)	Fukuyama	Japan	1996	145	1
MPCP1(M501D)	Mizushima	Japan	1995	145	2
MPCP1(M701D)	Kawasaki Steel	Japan	1988	145	1
<b>TOTAL</b>					<b>33</b>

**Siemens**

GUD 1S. V94.3A	Campo de Gibraltar	Spain	2003	385	2
GUD 1S. V94.3A	Pulau Seray	Singapore	2002	370	2
GUD 1S. V84.3A	San Lorenzo	Philippines	2002	250	2

**Siemens**

GUD 1S. V94.3A Donaustadt	Austria	2001	385	1
GUD 1S. V64.3A San Pedro	Dominican	2001	100	3
GUD 1S. V64.3A Rzeszow	Poland	2001	100	1
GUD 1S. V94.3A Seabank 2	U.K	2000	385	1
GUD 1S. V64.3A Terni	Italy	2000	100	1
GUD 1S. V94.3A Cottam	UK	1999	380	1
GUD 1S. V84.3A Santa Rita	Philippine	1999	260	4
GUD 1S. V94.3A Otahuhu	NZ	1998	260	1
GUD 1S. V84.3A St. Francis	USA	1998	260	2
GUD 1S. V94.3A Quteiro	Portugal	1996	260	3
GUD 1S. V94.3 King's Lynn	U.K	1996	340	1
GUD 1S. V94.2 Buggenum	Netherlands	1993	280	1
<b>TOTAL</b>				<b>26</b>

Таблица 2 Опыт установки ПГУ многовального типа (1/3)

<u>Модель</u>	<u>Название электростанции</u>	<u>Страна</u>	<u>Год сдачи в эксплуатацию</u>	<u>Конфигурация</u>	<u>Мощность</u>	<u>Кол. Блоков</u>	<u>Вид топлива</u>
<b>ABB</b>							
KA26-1	RDK Karlsruhe	Германия	1997	1 on 1	360	1	NG/DO
KA26-2	Rocksavage	Великобритания	1997	2 on 1	720	1	NG
KA26-2	Dock Sud	Аргентина	2000	2 on 1	775	1	NG/DO
KA26-2	Coryton	Великобритания	2001	2 on 1	775	1	NG/DO
KA26-1	Senoko	Сингапур	2001	1 on 1	400	1	NG/DO
<i>Total</i>						5	
<b>GE</b>							
S209FA	Keadby	Великобритания	1995	2 on 1	780	2	NG
S209FA	Little Barford	Великобритания	1996	2 on 1	780	2	NG
S209FA	AES Medway	Великобритания	1996	2 on 1	780	2	NG
S209FA	South Bangkok II	Таиланд	1997	2 on 1	780	2	NG/DO
S109FA	Gent-Ringvaart	Бельгия	1998	1 on 1	390	1	NG
S109FA	Nueva Renca	CL	1998	1 on 1	390	1	NG/DO
S109FA	Saint-Ghislain	Бельгия	1999	1 on 1	390	1	NG
S209FA	Dabhol Power	Индия	1999	2 on 1	780	2	NG/DO
S209FA	Rachaburi	Таиланд	2000	2 on 1	780	1	NG/DO
S209FA	Tri Energy	Таиланд	2000	2 on 1	780	2	NG/DO
S209FA	Sutton Bridge	Великобритания	2000	2 on 1	780	2	NG
S209FA	Rachaburi	Таиланд	2000	2 on 1	780	4	NG/DO
S109FA	Pulau Sakra	Сингапур	2000	1 on 1	390	1	NG/DO
S109FA	Esch-Sur-Alzette	Люксембург	2001	1 on 1	390	1	NG/DO
S209FA	Dabhol Power	Индия	2001	2 on 1	780	4	NG/DO
S209FA	Castellon	Испания	2001	2 on 1	780	2	NG/DO
<i>Total</i>						30	

**MHI**

MPCP2(M701F)	EGAT Wang Noi I	Таиланд	1997	2 on 1	650	2	NG/DO
MPCP2(M701F)	EGAT Wang Noi II	Таиланд	1998	2 on 1	720	1	NG/DO
MPCP1(M701F)	San Isidro	Колумбия	1998	1 on 1	370	1	NG/DO
MPCP2(M701F)	TEAS Bursa	Турция	1999	2 on 1	700	2	NG
MPCP2(M701F)	Costanera	Аргентина	1999	2 on 1	830	1	NG/DO
MPCP3(M701F)	Phu My I	Вьетнам	2001	3 on 1	1,090	1	NG/DO
MPCP2(M701F)	AES Parana	Аргентина	2001	2 on 1	740	1	NG/DO
MPCP1(M701F)	AES Haripur	Бангладеш	2001	1 on 1	360	1	NG
MPCP1(M701F)	PPN	Индия	2001	1 on 1	360	1	NG/Naphtha
MPCP2(M701F)	Damhead	Великобритания	2001	2 on 1	790	1	NG
MPCP2(M701F)	Port Dickson	Малайзия	2004	2 on 1	730	1	NG/DO
MPCP2(M701F)	Cairo North	Египет	2004	2 on 1	750	1	NG/DO
<b>Total</b>						<b>14</b>	

**Siemens**

GDU 1. 94.3A	Lujan De Cuyo	AR	1998	1 on 1	380	1	NG/DO
GDU 1. 94.3A	Nehuenco	Швейцария	1998	1 on 1	380	1	NG/DO
GDU 2. 94.3A	Didcot	Великобритания	1998	2 on 1	760	1	NG
GUD 2. 94.3A	Genelba	Аргентина	1999	2 on 1	760	1	NG/DO
GUD 3. 94.3A	Al Taweelah	ОАЭ	2000	3 on 1	1,155	2	NG/DO
GUD 3. 94.3A	Peterhead	Великобритания	2000	3 on 1	1,155	1	NG
GUD 2. 94.3A	Seabank	Великобритания	2000	2 on 1	770	1	NG
GUD 2. 94.3A	Salta	Аргентина	2000	2 on 1	770	1	NG/DO
GUD 3. 94.3A	Al Taweelah	ОАЭ	2001	3 on 1	1,155	2	NG/DO
GDU 1. 94.3A	Porto Marghera	Италия	2001	1 on 1	385	1	NG
GDU 1. 94.3A	Verbrande Brug	Бельгия	2001	1 on 1	385	1	NG
GDU 1. 94.3A	-	GR	2001	1 on 1	385	1	NG
GUD 3. 94.3A	Jebel Alik	ОАЭ	2002	3 on 1	1155	2	NG/DO



GUD 1. 94.3A	La Casella	Италия	2002	1 on 1	385	5	NG
GUD 1. 94.3A	Hunstown PWR Stat	Ирландия	2002	1 on 1	385	1	NG
GUD 2. 94.3A	Teluk Gong	ML	2002	2 on 1	770	1	NG/DO
GUD 2. 94.3A	Phu My 3	Вьетнам	2003	2 on 1	770	1	NG/DO
GUD 2. 94.3A	Knapsack	GR	2004	2 on 1	770	1	NG
GUD 2. 94.3A	Rijnmond	Голландия	2004	2 on 1	770	1	NG
<i>Total</i>						<i>26</i>	

ТАБЛИЦА СРАВНЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНОЙ СТОИМОСТИ

Приложение 2

Наименование Компонента	Одновальная ПГУ			Многовальная ПГУ			
	Доля Инопарт.	Доля Узбек. Партнера	Всего	Доля Инопарт.	Доля Узб. Партнера	Всего	
Газовая Турбина и Вспомогательное оборудование	41,625	3,963	45,588	51,725	4,925	56,650	
Генератор Вспомогательное оборудование- Газовая Турбина	28,776	2,986	31,762				
Паровая Турбина и Вспомогательное оборудование				21,805	2,263	24,068	
Генератор -Вспомогательное оборудование -Паровая Турбина	1,250	234	1,484	4,322	716	5,038	
Электрические системы-Генератор/Паровая Турбина	5,945	1,189	7,134	3,389	678	4,067	
Электрические системы-Генератор Паровой Турбины	2,273	682	2,955	2,386	716	3,102	
Распределительное Устройство Высокого Напряжения	18,805	4,870	23,675	18,805	4,870	23,675	
Паровой Генератор Рекуперации Теплоты и Принадлежности	3,421	416	3,837	3,421	416	3,837	
Конденсатор и Вспомогательное оборудование	2,060	1,488	3,548	2,060	1,488	3,548	
Система Циркуляции Воды	836	621	1,457	836	621	1,457	
Система Обработки Воды	191	94	285	191	94	285	
Система Обработки Сброса (Дренажа)	527	210	737	527	210	737	
Замкнутая Система Воды Охлаждения	13,222	8,101	21,323	13,222	8,101	21,323	
Здания	778	500	1,278	778	500	1,278	
Противопожарная Система	7,080	2,994	10,074	7,080	2,994	10,074	
Система Предв. Обработки Газа/Топлива и Компрессорная ст.	0	0	0	2,069	650	2,719	
Обводная Труба и Отклоняющая Заслонка	510	119	629	510	119	629	
Система Воздуха для Станции и Измерительных Приборов	2,186	296	2,482	2,186	296	2,482	
Профиль Установки и Система Мониторинга	503	319	822	503	319	822	
Система Мониторинга Непрерывной Эмиссии	<b>ВСЕГО</b>	129,988	29,082	159,070	135,815	29,976	165,791
Обучение Персонала Заказчика на Предприятии	153	0	153	153	0	153	
Надзор Инженеров в течении 1 (одного) года	878	0	878	878	0	878	
Транспортировка на стройплощадку	10,399	0	10,399	10,865	0	10,865	
Запасные части	12,999	0	12,999	13,582	0	13,582	
<b>ВСЕГО</b>	154,417	29,082	183,499	161,293	29,976	191,269	
Эскалация цен (3,5%)	5,513	1,038	6,551	5,758	1,070	6,828	
<b>ВСЕГО</b>	159,930	30,120	190,050	167,051	31,046	198,097	
Непредвиденные расходы	12,794	2,410	15,204	13,364	2,484	15,848	
Консультационные Услуги, включая P/S (3%) и P/C (5%)	4,700	700	5,400	4,700	700	5,400	
<b>ИТОГО</b>	177,424	33,230	210,654	185,115	34,230	219,345	

Ед. Измерения: 1,000 долларов США (132.66 Яп.Йен/US\$)

Государственная Акционерная Компания «Узбекэнерго»

**Проект модернизации Ташкентской  
тепловой электростанции**

**Основные технические спецификации и данные для  
подготовки тендерных документов по  
энергоблоку ПГУ мощностью 370 МВт**

Документ No. TMP-0006

27 ноября 2002 г.

**Японское агентство международного сотрудничества (JICA)**

**Токио электрик пауэр сервисиз ко., Лтд.**

## Вступление

Данный документ имеет целью сбор основных технических спецификаций и данных, необходимых для подготовки Тендерных документов для международных конкурентных торгов на проектирование, закупку оборудования и строительство энергоблока ПГУ мощностью 370 МВт. Энергоблок будет установлен на территории Ташкентской тепловой электростанции.

Некоторые основные технические спецификации и данные были уже переданы Группой JICA на основании информации, которая была передана на этапе подготовки ТЭО проекта, соответствующих отчетов JICA/JBIC и из опыта ТЭПСКО. Данная информация будет обсуждена и утверждена на переговорах с ГАК «Узбекэнерго» во время первого исследования на площадке. Оставшаяся часть спецификаций и данных должна будет передана ГАК «Узбекэнерго» до начала второго исследования на площадке, когда начнутся работы по подготовке тендерных документов.

Мы бы хотели просить оказать содействие и поддержку при определении основных технических спецификаций, как указано выше, на прилагаемых вопросниках для того чтобы мы могли их получить.

## **Оглавление**

1. Тендерные требования
2. Условия проектирования и/или Основные технические спецификации
3. Гарантийные требования
4. Техническая информация и/или данные предоставляемые ГЭК «Узбекэнерго»

**Основные Технические спецификации и Данные, которые должны быть  
предоставлены и/или разъяснены Узбекэнерго**

Описание	Спецификации и Данные
1. Тендерные Требования	
(1) Условия для требований	
a. Температура окружающей среды	16°C
b. Барометрическое давление	96кПа
c. Высота над уровнем моря	500м
d. Относительная влажность	52%
e. Температура Охлаждающей воды	12°C
f. Тип топлива	<u>Бухара газ (Март-Октябрь)</u> <u>Шуртан газ (Ноябрь-Февраль)</u>
g. Давление подачи природного газа в конечной точке	<u>Норм. 7.84 бар</u> <u>Мин. 6.0 бар</u>
h. Температура подачи природного газа в выводе	14°C
i. Тип газовой турбины	Одновальная газовая турбина промышл. типа с простым разомкнутым циклом для тяжелых условий работы с темп. горения 1.350°C
j. Тип конфигурации вала паросиловой установки	Многовальная конфигурация с одной (1) газовой турбиной
(2) Требования	
a. Чистая Выходная мощность установки	350МВт ~ 380 МВт
b. Чистая Тепловая мощность при полной нагрузке на основе НТС природного газа	Макс. _____ кДж/кВт-ч
2. Номинальный режим и/или Основные Технические спецификации	
(1) Условия окружающей среды	
a. Температурный диапазон	от -15,6 до +41,1 °C

Описание	Спецификации и Данные
b. Расчетная температура	16 °C
c. Относительная влажность	от 9 до 73 %
d. Температурный диапазон Охлаждающей воды	от 3 до 16 °C
e. Расчетная Температура охлаждающей воды	12 °C
(2) Срок службы по ISO 3977 Часть 3	25 лет
(3) Ожидаемый диапазон рабочих нагрузок	от 50 до 100 % нагрузки
(4) Ожидаемый усредненный коэффициент нагрузки	91,2 % в год
(5) Минимальная регулируемая нагрузка	30%
(6) Ожидаемая ежегодная продолжительность работы в часах.	8000 часов
Всего	8000 часов
a. При полной нагрузке	7980 часов
b. При нагрузке 50%	0 часов
c. При нагрузке 30%	20 часов
(7) Ожидаемое количество пусков в год	
a. Пуск из холодного состояния после остановки в течение более 36 часов	2 раза
b. Пуск из теплого состояния после остановки в течение менее 36 часов	--- раз
c. Пуск из горячего состояния после остановки более 8 часов	1 раз
d. Пуск из очень горячего состояния после остановки в течение менее 1 часа	--- раз
(8) Время, требуемое для ввода в действие к предельной нагрузке (время для продувки и синхронизации не включено)	
a. Пуск из холодного состояния	Самое большее 4 ч.
b. Пуск из теплого состояния	Самое большее 3 ч.
c. Пуск из горячего состояния	Самое большее 2 ч.

Описание	Спецификации и Данные
d. Пуск из очень горячего состояния	Самое большее 1 ч.
(9) Конфигурация Установки	С учетом будущего расширения на парогазовую установку таких же размеров
(10) План размещения оборудования	
a. Генераторы с газовыми и паровыми турбинами	Установлены внутри здания с вент. системой, подъемным краном и местом для укладки
b. Размещение генераторов с газовыми и паровыми турбинами	Параллельное расположение
c. Оборудование управления и электрическое оборудование	Установлено в помещениях, встроенных в здание
d. Станция предварительной обработки/сжатия природного газа	Установлена вблизи здания
e. Новое распределительное устройство	Установлено вблизи существующего
f. Водозаборное сооружение охлаждающей воды	Установлено в конце искусственного водозаборного канала
(11) Управление Установкой	
a. Тип управления	Дисплей с ЭЛТ и мышью в новом диспетчерском помещении
b. Функции существующей диспетчерской	Световое табло оповещения о рабочем режиме с минимумом рабочих параметров
c. Тип переключений	3 переключения с 4 постоянными и 1 подготовительным группами
(12) Работа на мазуте	нет
(13) Управление скоростью и нагрузкой	
a. Автоматическое регулирование частоты	да
b. Управление Постоянной нагрузкой	да
c. Статизм работы (без регулятора)	да
d. Контроль Предельной нагрузки	да
d. Расцепитель при превышении скорости вращения	Оборудована приборами как механического, так и электрического типа



Описание	Спецификации и Данные	
(14) Управление газовой турбиной		
a. Контроль пределов бросков	да	
b. Регулирование температуры	да	
c. Контроль ускорения скорости	да	
d. Управление Лопатками входного направляющего аппарата	да	
(15) Допустимое изменение частоты при котором допускается работа под нагрузкой.	50 ±1.5 Гц	
(16) Способность сброса полной нагрузки без расцепления	да	
(17) Контроль Рабочего давления	Скользящее давление выше нагрузки 60 % 60 %	Постоянное давление ниже нагрузки
(18) Воздушные выбросы в сухом состоянии (75 - 100 % нагрузки газовой турбины при всех условиях окружающей среды)		
a. NOx	< 25ppmv (сухой)	
b. SOx	Зависит от содержания серы в природном газе	да
b. CO	да < 15ppmv (сухой)	
c. Частицы	да < 5mg/Nm3 (сухой)	
(19) Излучения шума в условиях установившегося режима	подлежит обсуждению с ТЭП	
a. На пределе границы электростанции (без фонового шума)	__dB (A)	
b. На расстоянии 1 м от оборудования или корпуса	__dB (A)	
(20) Повышение температуры Охлаждающей воды при прохождении через конденсатор.	Не больше 5°C	
(21) Сточные воды	Директива Всемирного Банка или нормы Узбекистана, оба жетские	
(22) Способность пуска из полностью обесточенного состояния	нет	
(23) Тип пускового устройства газовой турбины	Следующие оба типа являются доступными: а) Асинхронный двигатель с преобразователем частоты тристера	

Описание	Спецификации и Данные
	б) Двигатель бельевой клетки с преобразователем вращающего момента

Описание	Спецификации и Данные
(24) Тип выхлопного направления паровой турбины	Зависит от выбора изготовителей.
(25) Очищающее устройство компрессора газовой турбины	да
(26) Тип котлов -утилизаторов	Имеются оба типа: для вертикального потока и для горизонтального потока выхлопного газа
(27) Соединение вспомогательного паропровода с существующим паропроводом среднего давления (коллектором)	да
Состояние пара:	1.0МПа(шкала) x 270C
(28) Способ охлаждения генератора	Подлежит обсуждению
(29) Тип цикла дополнительной выработки энергии с использованием сбрасываемого тепла	Подлежит обсуждению
(30) Тип распределительного устройства 220kV Рабочее напряжение Максимальное расчетное напряжение Выдерживаемое напряжение ВIL Выдерживаемое напряжение низкой частоты Минимально требуемые зазоры: Метал-метал: Фаза-Фаза Фаза-Земля Проектируемый зазор шины Междуфазное расстояние (от центральной линии к центральной) Главная шина Местная шина Высота фазы над землей Главная шина Местная шина	<p>На Открытой площадке</p> <p>220 кВт ____кВт ____кВт ____кВт</p> <p>____мм ____мм</p> <p>____мм ____мм</p> <p>____мм ____мм</p>
(31) Обходная вытяжная труба для работы по простому циклу	да
(32) Высота вытяжной трубы над уровнем земли	____ м (будет уточнена на основе результатов ОВОС)
(33) Прочность Вала газовых и паровых турбин	Должна быть рассчитана, чтобы выдерживать переходный крутящий момент при коротком замыкании или выпадания из синхронизма, в зависимости от того, что больше
(34) Запасные части	На пять (5) лет эксплуатации
(35) Период обучения 10 человек на предприятиях подрядчика ЕРС	В течение (4) недель
(36) Три (3) резидентных инженера подрядчика ЕРС (механик, электрик и специалист по управлению) в течение периода ответственности за дефекты	да

Описание	Спецификации и Данные
<p>(37) Периодичность осмотров газовой турбины на ЕОН основе</p> <p>а. Инспекция Сгорания</p> <p>б. Осмотр Турбины</p> <p>с. Основная проверка</p>	<p>Мин. 8.000 часов</p> <p>Мин. 16.000 часов</p> <p>Мин. 32.000 часов</p>
<p>(38) Температуры окружающей среды и охлаждающей воды для определения максимальной возм ожности газовой турбины парогазовой установки</p>	<p>Температура окружающей среды <u>3</u> °C</p> <p>Температура Охлаждающей воды <u>3</u> °C</p>
<p>(39) Оборудование Обработки подпиточной воды</p>	<p>Новое</p>
<p>(40) Оборудование обработки сточных вод</p>	<p>Новое</p>
<p>(41) Система непрерывного мониторинга выбросов в воздушную среду</p>	<p><u>да</u></p>
<p>(42) Канал сброса охлаждающей воды</p>	<p><u>Частичное повторное использование существующего бетонного коллектора для охлаждающей воды.</u></p>
<p>3. Гарантийные требования</p>	
<p>(1) Условия Гарантии</p>	
<p>а. Температура окружающей среды</p>	<p><u>16</u> °C</p>
<p>б. Барометрическое давление</p>	<p><u>96</u>кПа</p>
<p>с. Высота над уровнем моря</p>	<p><u>500</u> м</p>
<p>д. Относительная влажность</p>	<p><u>52</u>%</p>
<p>е. Температура Охлаждающей воды</p>	<p><u>12</u>°C</p>
<p>ф. Тип топлива</p>	<p>Бухарский и Шуртанский газ</p>
<p>г. Давление подачи природного газа</p>	<p><u>7.84</u> бар</p>
<p>h. Температура подачи природного газа</p>	<p><u>14</u>°C</p>
<p>i. Продувка и подпитка</p>	<p><u>0</u>%</p>
<p>j. Коэффициент мощности, напряжение и частота на выходе генератора</p>	<p>Равный заданным величинам</p>

Описание	Спецификации и Данные
k. Температура на входе газовой турбины при полной нагрузке	Равный заданной величине
(2) Гарантируемые параметры	
a. Выходная мощность	
a) Полная выходная мощность газовой турбины	<u>да</u>
b) Полезная выходная мощность установки	да
b. Тепловая мощность	
a) Полезная тепловая мощность установки при полной нагрузке	да
b) Полезная тепловая мощность установки при нагрузке в 75 %	<u>да</u>
c) Полезная тепловая мощность установки при нагрузке в 50 %	<u>да</u>
c. Воздушные выбросы (75 - 100 % нагрузки) в сухих условиях	
a) NOx	да
b) SOx	да
c) CO	да
e) Частицы	да
d. Излучения шума	
a) Уровень шума на пределе границы станции на предельной нагрузке в установившемся режим	да
e	
b) Уровень шума на расстоянии 1 м от оборудования при предельной нагрузке в установившемся режиме	да
f. Двухнедельный (2-недельный) прогон для определения надежности	да
4. Техническая информация и/или данные, которые должны быть предоставлены компанией Узбекэнерго	
(1) Метеорологическая информация в зоне строительной площадки или на ТашТЭС	Позиция 1 в прилагаемых перечнях должна быть заполнена компанией Узбекэнерго
(2) Водяные условия для сырой, подпиточной и охлаждающей воды	Позиция 2 в прилагаемых перечнях должна быть заполнена компанией Узбекэнерго

Описание	Спецификации и Данные
(3) Спецификации топлива	Позиция 3 в прилагаемых перечнях должна быть заполнена компанией Узбекэнерго
(4) Номинальное напряжение новой силовой установки	Позиция 4 в прилагаемых перечнях должна быть заполнена компанией Узбекэнерго
(5) Нормы и правила Охраны окружающей среды	Позиция 5 в прилагаемых перечнях должна быть заполнена компанией Узбекэнерго
(6) Данные для финансового и экономического анализа	Позиция 6 в прилагаемых перечнях должна быть заполнена компанией Узбекэнерго
(7) Чертежи, иллюстрирующие форму строительной площадки с размерами и границами площадки	Д. быть предоставлено компанией Узбекэнерго
(8) Чертежи, иллюстрирующие точки подвода природного газа	Д. быть предоставлено компанией Узбекэнерго.
(9) Однолинейная схема существующего распределительного устройства 220kV	Д. быть предоставлено компанией Узбекэнерго.
(10) Чертежи, иллюстрирующие стальные конструкции распределительного устройства 220kV	Д. быть предоставлено компанией Узбекэнерго.
(11) Чертежи, иллюстрирующие поперечное сечение иск. бассейна водозаборного сооружения охл. воды в пункте предполагаемого забора охлаждающей воды для новой установки	Д. быть предоставлено компанией Узбекэнерго
(12) Перечень услуг, которые должны быть бесплатно предоставлены компанией Узбекэнерго, включая электрич. нагрузку, топливо, подпиточную воду, питьевую воду при вводе в эксплуатацию	Д. быть предоставлено компанией Узбекэнерго
(13) Перечень позиций, которые должны контролироваться на входе вытяжной газовой трубы	Д. быть предоставлено компанией Узбекэнерго.

Описание	Данные и/или информация предоставляемая Узбекэнерго
----------	---

## 1. Метеорологические данные

## i. Ежемесячная температура окружающей среды (°C)

	Мин.	Сред.	Макс
январь	<u>-15.6</u>	<u>-0.3</u>	<u>16.6</u>
февраль	<u>-8.4</u>	<u>-5.3</u>	<u>19.8</u>
март	<u>-2.8</u>	<u>11.9</u>	<u>28.6</u>
апрель	<u>3.3</u>	<u>17.2</u>	<u>31.5</u>
май	<u>12.2</u>	<u>24.9</u>	<u>38.3</u>
июнь	<u>11.4</u>	<u>28.2</u>	<u>41.1</u>
июль	<u>14.9</u>	<u>27.2</u>	<u>38.8</u>
август	<u>14.4</u>	<u>25.8</u>	<u>38.1</u>
сентябрь	<u>2.8</u>	<u>19.7</u>	<u>36.4</u>
октябрь	<u>-1.3</u>	<u>12.8</u>	<u>31.5</u>
ноябрь	<u>0.2</u>	<u>10.6</u>	<u>26.4</u>
декабрь	<u>-8.5</u>	<u>4.7</u>	<u>20.5</u>

## ii. Ежемесячная относительная влажность (%)

	Мин.	Сред.	Макс
январь	<u>16</u>	<u>73</u>	<u>---</u>
февраль	<u>22</u>	<u>66</u>	<u>---</u>
март	<u>11</u>	<u>55</u>	<u>---</u>
апрель	<u>11</u>	<u>53</u>	<u>---</u>
май	<u>12</u>	<u>40</u>	<u>---</u>
июнь	<u>10</u>	<u>30</u>	<u>---</u>
июль	<u>9</u>	<u>34</u>	<u>---</u>
август	<u>10</u>	<u>39</u>	<u>---</u>
сентябрь	<u>12</u>	<u>39</u>	<u>---</u>
октябрь	<u>12</u>	<u>62</u>	<u>---</u>
ноябрь	<u>17</u>	<u>68</u>	<u>---</u>
декабрь	<u>18</u>	<u>69</u>	<u>---</u>

## iii. Выпадение дождей

Среднегодовое 423 мм\годМаксимально в час --- мм\годСезон дождей с Окт. по Май месяцыОбщее среднее количество осадков в сезон дождей 18.3 мм

## iv. Выпадение снега

Максимальное 13 смЧисло дней со снегом 15

## v. Данные по ветрам





Описание	Данные и/или информация предоставляемая Узбекэнерго
----------	---

пресная вода из каналов

iii. Условия снабжения

Имеющаяся скорость потока Макс. 44.000 м<sup>3</sup>/ч

Температура Мин. 3<sup>0</sup>С

Сред 9.5<sup>0</sup>С

Макс. 16<sup>0</sup>С

Давление 0 Бар

Расположение пункта забора

Водозаборное сооружение

в конце канала водозаборного сооружения

Сброс

В конце существующего бетонного кульверта.

iv. Ограничение в использовании водных ресурсов

Ограничение: Да.

Максимальное повышение температуры. 5<sup>0</sup>С

Максимальная температура сброса. Не должна вызывать увеличение температуры фона более чем на 5<sup>0</sup>С

-----<sup>0</sup>С

v. Уровень речной воды в подводящем канале

Поднятие выше условного уровня 501.00м

Уровень нормальной воды 497.10м

Высший уровень воды 498.00м

Низший уровень воды 496.75м

vi. Данные анализа охлаждающей воды

(заполнить в таблице 2 "Данные анализа охлаждающей воды")

### 3. Топливо

(1) Шуртан газ

i. Тип газа

Высокосернистый природный газ

Дезодорированный природный газ

Сжиженный природный газ

Колошниковый газ

Коксовый газ

Другие

ii. Источник снабжения

Название предприятия снабжения

АК "Узтрансгаз"

Описание	Данные и/или информация предоставляемая Узбекэнерго
----------	---

## iii. Условия снабжения в пункте распределения

Расстояние от новой установки до конечного пункта \_\_\_\_\_м

Максимальный расход топлива на новую установку за исключением зимнего сезона 75.000м<sup>3</sup>/час

Температура

Макс. 26<sup>0</sup>С  
Мин. 2<sup>0</sup>С

Давление

Макс. 0.98 МПа  
Норм. 0.78Мпа  
Мин. 0.60Мпа

Максим. величина изменения 0.2 МПа

Максим. скорость изменения 0.7 кПа/сек.

Твердые частицы.

	Всего	--- мг/м <sup>3</sup> N
Размер	≥ 10 μ	--- %
	≥ 5 μ	--- %
	≥ 1μ	--- %
	<1μ	--- %

Температура конденсации \_\_\_\_\_°С

## iv. Состав (объем %, сухой)

	<u>Сред.</u>	<u>Мин.</u>	<u>Макс.</u>
CO <sub>2</sub>	2.35	2.11	2.66
N <sub>2</sub>	0.73	0.61	0.92
O <sub>2</sub>	-	-	-
CH <sub>4</sub>	91.79	91.23	92.03
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3.89	3.53	4.15
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.92	0.76	1.05
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.12	0.08	0.19
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.13	0.06	0.18
C <sub>5</sub> H <sub>10</sub> + усилитель	-	-	-

Описание	Данные и/или информация предоставляемая Узбекэнерго		
H <sub>2</sub> S	0.07	0.06	0.09
Всего	100.00		
Меркаптан S (гр/м <sup>3</sup> )	0.024	0.020	0.029
Плотность (кг/Нм <sup>3</sup> )		0.790	
Удельная ТС Нетто(МД/ Нм <sup>3</sup> )		36.53	
Удельная ТС Брутто(МД/ Нм <sup>3</sup> )		40.53	
Макс. расчетная H <sub>2</sub> S (объем. %)	0.12		

## (2) Бухара газ

## i. Тип газа

- Высокосернистый природный газ  
 Дезодорированный природный газ  
 Сжиженный природный газ  
 Колошниковый газ  
 Коксовый газ  
 Другие

## ii. Источник снабжения

Название предприятия снабжения  
АК "Узтрансгаз"

## iii. Условия снабжения в пункте распределения

Расстояние от новой установки до конечного пункта \_\_\_\_\_ м

Максимальный расход топлива на новую установку 75.000 м<sup>3</sup>/час

Температура

Макс. Окруж. среда °С

Мин. Окруж. среда °С

Давление

Макс. 0.98 МПа

Норм. 0.78 МПа

Мин. 0.60 МПа

Максим. величина изменения 0.2 МПа

Максим. скорость изменения 0.7 кПа/сек.

Твердые частицы.

Всего --- мг/м<sup>3</sup>N

Описание	Данные и/или информация предоставляемая Узбекэнерго
----------	---

Размер  $\geq 10 \mu$  \_\_\_ % $\geq 5 \mu$  \_\_\_ % $\geq 1 \mu$  \_\_\_ % $< 1 \mu$  \_\_\_ %

Температура конденсации \_\_\_ °C

## v. Состав (объем %, сухой)

	<u>Сред.</u>	<u>Мин.</u>	<u>Макс.</u>
CO <sub>2</sub>	1.44	1.18	1.75
N <sub>2</sub>	0.45	0.30	0.66
O <sub>2</sub>	-	-	-
CH <sub>4</sub>	93.12	92.37	93.56
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3.76	3.53	4.02
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.99	0.84	1.07
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.10	0.07	0.13
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.15	0.10	0.27
C <sub>5</sub> H <sub>10</sub> + усилитель	-	-	-
Всего	100.00		
H <sub>2</sub> S	0.009	0.003	0.014
Меркаптан S (гр/м <sup>3</sup> )	0.010	0.005	0.020
Плотность (кг/Нм <sup>3</sup> )		0.777	
Удельная ТС Нетто(МД/ Нм <sup>3</sup> )		36.97	
Удельная ТС Брутто(МД/ Нм <sup>3</sup> )		40.92	
Макс. проектная H <sub>2</sub> S (объем. %)		0.02	

## 4. Номинальное напряжение

i. Номинальное напряжение питания, освещения, КИПиА и контроль

Генератор	AC <u>18_kV</u>
Собственные нужды	
<u>150 kW</u> ≤ P	AC <u>6.300 V</u>
<u>1 kW</u> ≤ P ≤ <u>150 kW</u>	AC <u>400 V</u>
P ≤ <u>1 kW</u>	AC <u>230 V</u>
Освещение	AC <u>230 V</u>
КИПиА	AC <u>230 V</u>
Регулирование мощности	AC <u>230 V</u>

Описание	Данные и/или информация предоставляемая Узбекэнерго
----------	---

Контрольный сигнал

DC 230 V

## 5. Охрана окружающей среды

Если на следующие статьи применяются какие-либо законодательные или нормативные акты вашей страны, предоставьте их регистрационный номер и копию с полным содержанием.

## Зарегистрированный №

Окись серы	<input checked="" type="checkbox"/> Да	<input type="checkbox"/> Нет
Окись азота	<input checked="" type="checkbox"/> Да	<input type="checkbox"/> Нет
Аэрозоли (твер. частицы)	<input checked="" type="checkbox"/> Да	<input type="checkbox"/> Нет
Дым (Цвет)	<input type="checkbox"/> Да	<input checked="" type="checkbox"/> Нет
Шум. ГОСТ 12.1.003-86	<input checked="" type="checkbox"/> Да	<input type="checkbox"/> Нет
Общие требования безопасности		
Вибрация земли	<input type="checkbox"/> Да	<input type="checkbox"/> Нет
Отходы воды	<input type="checkbox"/> Да	<input checked="" type="checkbox"/> Нет
Сточные воды	<input checked="" type="checkbox"/> Да	<input type="checkbox"/> Нет
Размещение отходов	<input checked="" type="checkbox"/> Да	<input type="checkbox"/> Нет

1. Перечень предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест на территории Республики Узбекистан. СанПиН № 0015-94 (Санитарные нормы, правила и гигиенические нормативы Республики Узбекистан, Ташкент 1994).

2. КМК 2.01.08-96 "Защита от шума" (Государственный комитет Республики Узбекистан по архитектуре и строительству, Ташкент 1996). (Нормативы для жилой застройки).

3. ГОСТ 12.1.003-86. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности (нормативы, шумы на рабочих местах).

4. КМК 2.07.01-94 (пункт 12.39). Планировка и застройка городских и сельских поселений. Допустимые уровни вибраций.

5. Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения. СанПиН

Описание	Данные и/или информация предоставляемая Узбекэнерго
----------	---

№ 0056-96, Ташкент 1996.

6. РД 118.0027714.31-94. Порядок проведения государственного экологического контроля (инспекции) на объектах размещения токсичных промышленных отходов предприятий Республики Узбекистан, Ташкент 1994.

7. РД 118.0027714.62-97. Обращения с отходами производства и потребления. Методические указания по определению лимита размещения отходов производства, Ташкент 1997.

8. РД 118.0027714.61-97. Обращения с отходами производства и потребления. Инструкция. Организация и порядок проведения инвентаризации отходов производства и потребления на предприятии.

6. Данные для финансового и экономического анализа

i. Длительность Проекта 25 л е т

ii. Дата сметной стоимости Проекта на март, 2002

iii. Обменный курс валют:

US\$ 1.00 = 132.66 японских йен

           =            японских йен

iv. Таможенные сбора и пошлины 0 %  
стоимость СИФ

v. Страховые взносы     %стоимости проекта

vi. Ставка годовых процентов во время строительства

1.8 % для офшорной доли

1.8 % без офшор.льгот

vii. Процент годовых надбавок и накидок

1.1 % для офшорной доли

1.1 % без офшор.льгот

viii. Условия и сроки долгосрочного займа

Источник финансирования JBIC

Описание	Данные и/или информация предоставляемая Узбекэнерго
	<p>Срок выплаты</p> <p>Строительные работы <u>30</u> лет</p> <p>Консультационные услуги <u>40</u> лет</p> <p>Льготный период</p> <p>Строительные работы <u>10</u> лет</p> <p>Консультационные услуги <u>10</u> лет</p> <p>Ставка годового процента</p> <p>Строительные работы <u>1.8</u> %</p> <p>Консультационные услуги <u>1.8</u> %</p>
	<p>ix. Непредвиденные расходы</p> <p>Строительные работы <u>8</u> %</p> <p>Консультационные услуги <u>5</u> %</p>
	<p>x. Условия и сроки краткосрочного займа (если таковые будут иметь место)</p> <p>Источник финансирования _____</p> <p>Срок выплаты _____ лет</p> <p>Льготный период _____ лет</p> <p>Годовой процент _____ %</p>
	<p>xi. Тип и сроки амортизации инвестиционных расходов</p> <p>Т и п <u>прямая</u></p> <p>Срок <u>25</u> лет</p>
	<p>xii. Остаточная стоимость установки после амортизации</p> <p>Стоимость <u>    </u> US\$</p> <p>и л и <u>0</u> % от общей инвестиционной стоимости</p>
	<p>xiii. Цены реализации электроэнергии на терминалах производства электроэнергии</p> <p><u>    </u> US центы /kWh or</p> <p><u>    </u> С у м /kWh</p>
	<p>xiv. Стоимость природного газа</p> <p><u>    </u> US центы/MJ or Nm<sup>3</sup></p>

Описание	Данные и/или информация предоставляемая Узбекэнерго
----------	---

Таблица 1 Данные анализа сырой воды

Источник воды:

Свежая вода из канала Боссу

Предел		Мин.	Макс.
Температура	°C	11°C	28°C
РН	°C	7.95	8.2
Удельная проводимость	микро S/см	155	245
Мутность	Степень	0	40
Взвешенные твердые частицы	мг/л	5	348
Общая жесткость	Мг/л как CaCO <sub>3</sub>	36.47	52.71
Жесткость Ca	Мг/л как CaCO <sub>3</sub>	28.06	43.69
Жесткость Mg	Мг/л как CaCO <sub>3</sub>	8.02	14.03
Сульфат	Мг/л как SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	14	22
Нитрат	Мг/л как NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0.14	2.0
Ион железа	Мг/л как Fe	0.012	0.47
Ион хлора	Мг/л как Cl <sup>-</sup>	0.5	1.2
Кварц	Мг/л как SiO <sub>2</sub>	5.5	7.5
COD (KMnO <sub>4</sub> )	Мг/л как O	0.4	1.62
Двуокись углерода	Мг/л как HCO <sub>3</sub>		
Всего растворенных твердых веществ	Мг/л как HCO <sub>3</sub>	118	170
Калий	Мг/л как K <sup>+</sup>		
Натрий	Мг/л как Na <sup>+</sup>	0.36	4.14



Описание	Данные и/или информация предоставляемая Узбекэнерго
----------	---

Таблица 2 Данные анализа охлаждающей воды

Источник воды:

Свежая вода из канала Боссу

Предел		Мин.	Макс.
Температура	°C	3°C	16°C
PH	°C	7.95	8.2
Растворенный кислород	Ppm		
Ион хлора	Mг/л как Cl <sup>-</sup>	0.5	1,2
Коэффициент SO <sub>4</sub> /Cl		0.4	1.14
БПК 5	Ppm		
BOD	Ppm		
COD	Ppm		
Удельная проводимость	микро S/см	155	245
Мутность	Степень		
Взвешенные твердые частицы	мг/л	5	348

**Японское Агентство Международного Сотрудничества**

**Государственная Акционерная Компания «Узбекэнерго»**

**Результат исследования способа охлаждения генератора  
по установке энергоблока комбинированного цикла ПГУ  
мощностью 370 МВт**

**Документ № TMP – 0021R**

**Ноябрь 2002 года**

**Токио Электрик Пауэр Сервис Ко., Лтд.**

## **Выбор системы охлаждения генераторов**

В предыдущем ТЭО, ГАК Узбекэнерго запросила применение системы охлаждения водой, как для статора, так для ротора генераторов. Они пояснили, что в Советское время произошел мощный взрыв генератора охлаждаемого водородом, в связи с чем, было решено применять генераторы, охлаждаемые водой.

Согласно исследованиям, выполненным Исследовательской Группой ЛСА, были выявлены следующие факты, связанные с технологией охлаждения генераторов водой.

- а) Завод «Электросила» в Санкт-Петербурге является единственным производителем в мире, имеющим опыт производства генераторов с роторами и статорами, которые охлаждаются водой.
- б) Хотя некоторые европейские производители заявляют в своих справочниках, что могут производить генераторы охлаждаемые водой, у них нет регистрации поставок такого вида оборудования.
- в) Большинство производителей могут поставить генераторы, охлаждаемые водой большей мощности, однако, технология охлаждения водой применяется только к статору большей мощности, а не к ротору с любой мощностью или статору схожей мощности.

В качестве альтернативы генератору, полностью охлаждаемому водой без риска водородного взрыва, рассмотрен тип генератора, охлаждаемый воздухом. Поскольку выбрана многовальная система для такой установки комбинированного цикла, мощность генератора примерно 250 МВт (300 МВА) для узла газовой турбины и 125 МВт (150 МВА) для паровой турбины соответственно и компания «Alstom Power» в Швейцарии является единственным подходящим производителем в мире для подготовки предварительной оценочной документации для Тендера; компания имеет опыт производства (3) узлов мощностью примерно 250 МВт, с генераторами, охлаждаемыми воздухом. (См. Приложение "Опыт работы с Генераторами, Охлаждаемыми Воздухом")

Поскольку производители поставляют генераторы полностью охлаждаемые водой или воздухом, определенных характеристик, трудно выбрать какую из этих систем охлаждения водой или воздухом использовать для Установки (ПГУ), поскольку Тендер будет проводиться через Международные Конкурентные Торги при финансовой поддержке ODA.

Следует отметить, что охлаждаемые водородом генераторы используются с 1930 годов и накоплен достаточный опыт, поясняющий их применение.

Исходя из вышеуказанного, рекомендуется рассмотреть использование типа генератора с водородным охлаждением для Установки и для Международных Торгов.

# **ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ С ВОЗДУШНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ**

**12 марта 2002 года**

**ТОКИО ЭЛЕКТРИК ПАУЭР СЕРВИС Ко., Лтд.  
Центр зарубежной деловой деятельности**

**Опыт эксплуатации генераторов с воздушным охлаждением**

Страна	Название проекта	Номинальная мощность (МВА)	Ном.выход. мощность (МВт)	Скорость вращения	Год пуска	Рабочие часы
<b>Мицубиси Электрик Компани ( &gt;150 МВА)</b>						
Япония	Токио электрик пауэр Ко., Йокосука	160	144		1992	
Япония	Т-Плант	286	272		1996	
Япония	Коа Ойл, Осака	166	150		1997	
Япония	Эндеса Санисидро, Чили	162	138		1997	
Австралия	АЕС, Маунт Стюарт	172	155		1993	
Япония	Накаяма Электрик Пауэр Ко., Фунамачи	166	150		1993	
Япония	Акеми Пауэр Ко.,	163	147		1989	
Япония	Накаяма Электрик Пауэр Ко., Нагоя	166	150		1999	
Мексика	СЕФ, Мексика ПТГ	178	160		1999	
Мексика	СЕФ, Мексика ПТГ	160	144		1999	
	Коноко	171	146		2000	
Япония	Ниппон стил Ко., Муроран	161	145		2000	
DOMINICA	АЕС, Доминика ГТГ	219	197		2000	
США, Алабама	Алабама	212	191		2000	
Мексика	Тукспан ГТГ	189	170		2000	
Мексика	Тукспан ПТГ	210	189		2000	
Япония	Осака газ ко., Лтд. Торишима	167	150		2001	
	Алтамира ПТГ	210	189		2001	

Страна	Название проекта	Номинальная мощность (МВА)	Ном.выход. мощность (МВт)	Скорость вращения	Год пуска	Рабочие часы
	Алтамира ГТГ	190	171		2001	
	Рио Дженерал пауэр плант ГТГ	204	173		2001	
США	АЕС/Кентукки, Грейстоун ГТГ	219	197		2001	
	Тенаска ГТГ ПГУ	213	192		2002	
	PG&E ГТГ ПГУ	173	147		2002	
TAIWAN	Чанг-Бин/Фонг-Дер ГТГ ПГУ	188	160		2002	
Япония	Космо Ойл Лтд., Йоккаичи	248	223		2003	
	Коа ойл, Марибу	166	149		2004	
<b>Тошиба (&gt;100 МВА)</b>						
Пакистан	Костал Саба	170	136		1998	
Япония	Ниппон Стил Ко., Камаиси №1	166	149		1999	
Канада	Нова Кемикал, Жоффри	157	133		1999	
Сауд. Аравия	SWCC Аль Хобар 3, №6	150	120		1995	
Сауд. Аравия	SWCC Аль Хобар 3, №7	150	120		1995	
Сауд. Аравия	SWCC Аль Хобар 3, №8	150	120		1996	
Сауд. Аравия	SWCC Аль Хобар 3, №9	150	120		1996	
Япония	Токио электрик пауэр ко., ОI №1	142	128		1993	
Малайзия	Неб, Пака №1	124	105		1936	
Малайзия	Неб, Пака №2	124	105		1987	
Малайзия	Неб, Пака №3	124	105		1937	
США	Флуор Дэниел, Солт сити	107	91		1992	

Страна	Название проекта	Номинальная мощность (МВА)	Ном.выход. мощность (МВт)	Скорость вращения	Год пуска	Рабочие часы
<b>Хитачи (&gt; 200 МВА)</b>						
Япония	ТОА ПТГ	217		3000	2002	
Корея	Ханва-4	202		3600	2001	
Корея	Ханва-3	202		3600	1999	
<b>Фуджи (&gt;100 МВА)</b>						
Индонезия	Амосеас Индонезия инк., Даражат II	101		3000	1997	
Индонезия	Мандара Нусантара Лтд, Вайанг	138		3000	1997	
Тайвань	Формоза кемикал энд фибер Корп	174		3600	1998	
Япония	Тайхей-йо Цемент, Итогава	166		3000	1998	
Япония	Энергоцентр UBE	240		3600	1998	
Индия	Венкатеш Коук энд Пауэр Лтд.	138		3000	1999	
Бангладеш	AES Харипур прайват Лтд.	165		3000	1999	
Тайвань	Формоза кемикал энд фибер Корп.	203		3600	1999	
Тайвань	Китайская нефтяная корпорация,	125		3600	1999	
Тайвань	Китайская нефтяная корпорация,	125		3600	1999	
Бангладеш	AES Мегнагат Лтд.	238		3000	2000	
Тайвань	Формоза кемикал энд фибер Корп.	130		3600	2000	
Малайзия	TNB электростанция Гелугор	130		3000	2000	
Мексика	ЭНРОН, ПГУ Витро Алкали	127		3600	2000	
Канада	КАЛПАЙН, Проект энергоцентра в	158		3600	2001	
Бразилия	Termonorte energia Ltda.	138		3600	2001	
<b>Алстом (&gt;100 МВА)</b>						
	I Вар Таранто	129	103		1994	
	Зарани	185	148		1995	
	Порьонг	200	180		1995/96	

Страна	Название проекта	Номинальная мощность (МВА)	Ном.выход. мощность (МВт)	Скорость вращения	Год пуска	Рабочие часы
	Василикос	173	138		1997	
	Хай Фу	208	177		1997	
	Рувайс	210	168		1993	
	Берджин Кентукки	208	177		1998	
	Керман	200	160		1999	
	Джебей али	153	122		1999	
	Хасси Берклне	145	117		1999	
	Пеликан пойнт	210	168		1999	
	Хей Род 8	206	185		2000	
	Испытательный центр Бирр	300	240		1994	
	Карлсруе	300	240		1995	
	Роксэвэдж	300	255		1995	
	Пекин	235	200		1997	
	Агавам	280	238		1997	
	Ла специа	290	261		1997	
	Монтеррей	280	252		1998	
	Форд/Руж	280	238		1998	
	Айленд Коген	280	238		1993	
	Мидлосиан	280	238		1993	
	Коритон	300	255		1998	
	Пуэрто Рико	300	255		1999	
	Базовые генераторы	280	238		1998/99	



**Государственная акционерная компания  
«Узбекэнерго»**

**Проект модернизации Ташкентской теплоэлектростанции  
Перечень необходимых точек соединения для инженерных  
сетей и коммуникаций 370 МВт энергоблока  
комбинированного цикла**

Документ №. TMP-0030P

28 ноября 2002 г.

**Японское агентство международного сотрудничества  
Токио Электрик Пауэр Сервисиз Ко., Лтд.**



**Государственная Акционерная компания “Узбекэнерго”  
Республика Узбекистан**

**Выбор Оптимального Цикла для Системы Отстоя  
по  
Проекту Модернизации  
Ташкентской Тепловой Электростанции**

Документ No. TMP-0032P

декабрь 2002

**Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.**

Комбинированный цикл это сочетание «Газовой системы» (в частности, газовой турбины с циклом Брайтона) и «Паровой Системы» (котла-паровой турбины с Циклом Рэнкина). Цикл газовой системы принципиально не меняется, потому что газовая турбина является стандартизированной машиной. Однако, модель паровой системы может быть в принципе выбрана вне зависимости от модели газовой турбины. Выбор паровой системы влияет на эксплуатационные характеристики и Проектную стоимость.

В общем, для комбинированного цикла с низкой температурой выхлопного газа, исходящего из газовой турбины, выбрана паровая система двойного давления/без перегрева, в отличие от случая с высокой температурой выхлопного газа современной газовой турбины высокой производительности, более комплексной системы, где применяется обычно система тройного давления/перегрев.

В данном отчете, проводится сравнительный анализ четырех паровых систем, как с технической, так и с экономической точек зрения, в частности, с двойным давлением/без перегрева (2P-NR), с двойным давлением/перегревом (2P-R), с тройным давлением/без перегрева (3P-NR) и с тройным давлением/перегревом (3P-R).

## 1. Базовые условия Сравнительного анализа

### 1.1 Техничко-эксплуатационные характеристики

Учитывались нижеследующие стандартные требования к площадке:

Температура окружающей среды	15 °С
Отметка площадки над уровнем моря	500 м
Атмосферное давление	95.5 кПа
Температура охлаждающей воды	12 °С
Используемый топливный газ	Не серный газ (Бухара)
Подача тепла	Отсутствует

### 1.2 Финансово-экономические параметры:

Эксплуатационный период	25 лет
Процентная ставка кредита	5.0 % (1.8 % от JVIC)
Стоимость топливного газа	Переменная величина
Эскалация цены на газ	2 % в год.
Эскалация Операционных и Эксплуатационных затрат	2 % в год.
Ставка дисконта (учетная ставка)	5 % в год.
Обменный курс	1,000 сум/доллар

Текущая цена на газ - 12,900 сум/1,000 Нм<sup>3</sup> на 1 октября 2002. Данная цена крайне низкая по сравнению с мировыми ценами продажи газа. По этой причине, в данном отчете, цена на газ рассматривается как переменная величина.

## 2. Результаты Сравнительного анализа

### 2.1 Сопоставление Эксплуатационных и Строительных затрат

На табл. 1 сопоставлены эксплуатационные и строительные затраты четырех паровых систем.

Все системы имеют одинаковое потребление топливного газа, но разную выработку энергии. В объеме чистой выработки всей установки, производительность систем 2P-R и 3P-NR почти одинаковая и примерно на 0.7 % выше, чем у системы 2P-NR. Производительность системы 3P-R самая высокая и примерно на 1.7 % выше, чем у системы 2P-NR.

**Таблица 1 Сопоставление Эксплуатационных и Строительных Затрат**

Условное Обозначение	Ед.измер.	2Р-Без перегр	2Р-Перегрев	3Р-Без перегр	3Р-Перегрев
Эксплуатационные условия:					
Темп-ра окружающей среды	°С		15		
Отметка площадки	м		500		
Топливо		Бухарский газ			
Подача тепла		No			
ВД пара ПГРТ (Пароген. Рекуп.Тепла)	кПа абс	10,440	10,440	10,440	12,340
Темп-ра пара ВД на ПГРТ	°С	541	541	541	543
Поток пара ВД на ПГРТ	кг/с	88.56	74.49	88.7	69.27
Давл. пара горяч. перегрева ПГРТ	кПа абс		2,630		3,130
Темп.пара горяч. перегрева ПГРТ	°С		541		543
Поток пара горяч. перегрева ПГРТ	кг/с		74.49		84.95
ПД пара ПГРТ	кПа абс			3,197	3,200
Темп. пара ПД на ПГРТ	°С			276	276
ПД потока пара на ПГРТ	кг/с			10.44	15.68
НД пара на ПГРТ	кПа абс	546	546	546	546
Темп. пара НД на ПГРТ	°С	189	189	189	189
Поток пара НД на ПГРТ	кг/с	17.87	22.63	7.06	9.80
Валовая выработка ГТ	кВт	250,055	250,055	249,830	249,830
Валовая выработка ПТ	кВт	121,679	123,924	124,680	127,959
Общая валовая выработка	кВт	371,734	373,979	374,510	377,789
Дополнит. Энергия	кВт	10,641	10,362	10,711	10,575
Чистая выработка энергии	кВт	361,093	363,617	363,799	367,214
Коэффициент чист. выработки тепла (Н)	кДж/кВтч	6,606	6,560	6,556	6,496
Чистый КПД установки	%	54.50	54.88	54.91	55.42
Коэффициент мощности	%	90	90	90	90
Год. выработка энергии в чист.виде	МВт	2,846,857	2,866,756	2,868,191	2,895,115
Нижн. Тепл. Знач. Газа	МДж/Нм <sup>3</sup>		36.97		
Расход топливного газа	1000Нм <sup>3</sup> /год	508,700	508,700	508,600	508,700
Общая стоимость установки	10 <sup>6</sup> долл.США	208.3	213.0	214.0	219.3
Ст-сть един. на чист. выработку	долл.США/кВт	576.9	585.8	588.2	597.2

В то же время, затраты на модернизацию системы, с целью увеличения выработки электроэнергии, значительно превосходят первоначальные оценки. Системы 2P-R и 3P-NR требуют дополнительных затрат в размере 2.3 % и 2.7 % соответственно, для достижения большей выработки электроэнергии на 0.7 % . Система 3P-R требует дополнительных затрат в размере 5.3 % для увеличения выработки электроэнергии на 1.7 % . В принципе, решение использовать более современную систему зависит от оправданности дополнительных затрат с целью увеличения выработки энергии, и компенсации этих затрат за счет совершенствования тепловой эффективности систем.

## 2.2 Финансово-экономическая оценка систем

Каждая система оценивалась исходя из средних стоимостей выработки энергии, рассчитанных на 25-летний период, с учетом вариации цены на топливо.

В таблице 2 показаны средние цены на выработку энергии с указанием стоимости топлива для каждой паровой системы. На таблице 3 приведены расчеты по средним ценам на выработку энергии в случае с природным газом - 13,700 сум/1,000 Нм<sup>3</sup>.

**Таблица 2**  
**Средняя Стоимость Выработки с учетом Цен на Топливо**

(Средняя стоимость выработки: \$/МВтч)

Стоимость топлива (сум/1000 Нм <sup>3</sup> )	13,700 (0.354 \$/ММВТУ)	60,000 (1.54 \$/ММВТУ)	120,000 (3.10 \$/ММВТУ)
2 Давление-Без перегрева	10.37	21.46	34.53
2 Давление-Перегрев	11.42	21.44	34.42
3 Давление-Без перегрева	11.45	21.46	34.43
3 Давление-Перегрев	11.48	21.40	34.26

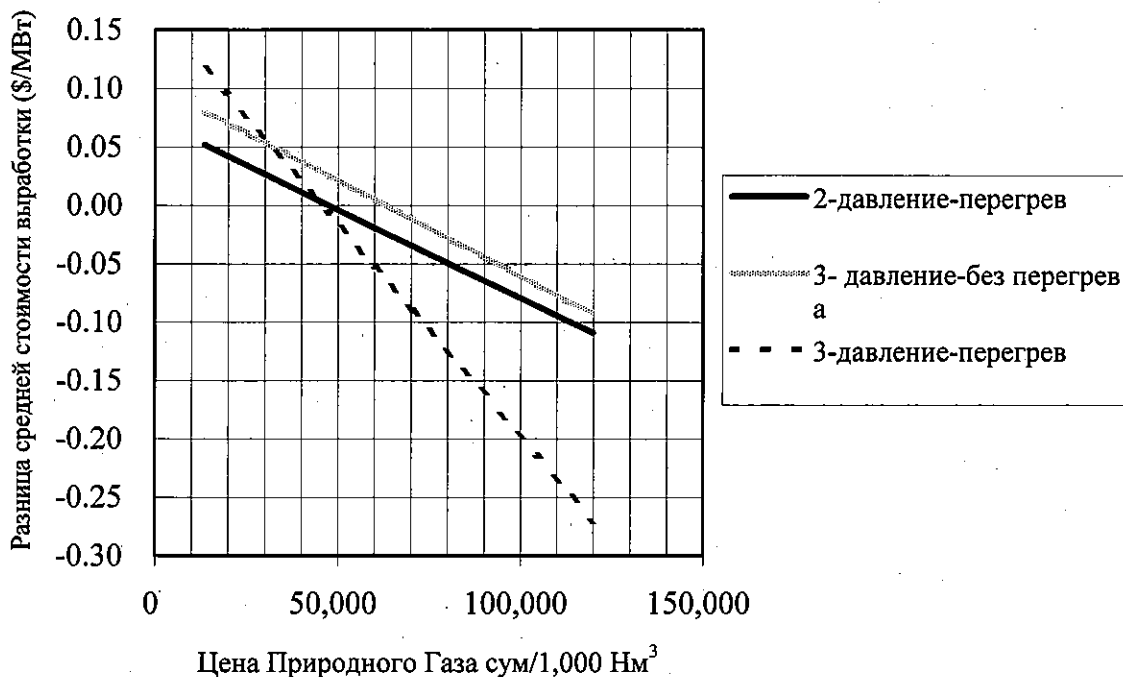
Стоимость топлива: на 2005 с учетом эскалации - 2 %

Топливная цена 13,700 сум/1,000 Нм<sup>3</sup> рассчитана исходя из цены на 2002 год (12,900 сум/Нм<sup>3</sup>) со ставкой роста 2 % в год. Цена 60,000 сум/1,000 Нм<sup>3</sup> почти такая же, какая была использована в Проекте на 400 МВт на ГРЭС Северная, в Азербайджане, где стоимость

газа - 60 долларов/1,000 Н м<sup>3</sup> и где выбрана система тройного давления-Перегрева. Цена 120,000 сум/1,000 н м<sup>3</sup> сопоставима с мировыми ценами на природный газ, которые находятся в диапазоне 2.5 ~ 3.5 \$/MMBTU для конечного потребителя. В этой связи, цена на природный газ для финансово-экономической оценки в Технико-Экономическом Обосновании была принята равной 1.16 \$/MMBTU (45,000 сум/Нм<sup>3</sup>).

На рис. 1 приведено соотношение средних стоимостей выработки с учетом стоимости природного газа для системы 2P-NR и трех других систем.

**Рис. 1**  
**Разница в Средних Затратах на Выработку в зависимости от стоимости Природного Газа**



Текущая цена природного газа системы 2P-NR показывает самые низкие затраты на выработку, 2-ые по величине низкие затраты у системы 2P-R, 3-ьи самые низкие у



системы 3P-NR и наиболее высокие затраты у системы 3P-R. Однако, в диапазоне цен выше, чем 60,000 сум/Нм<sup>3</sup>, все три системы, а именно системы 2P-R, 2P-NR и 3P-R дают более низкие затраты на выработку, чем система 2P-NR. Среди трех систем, система 3P-R показывает наиболее низкие затраты на выработку в диапазоне цен свыше 50,000 сум.

Разница в средней стоимости выработки между 3P-R и 2P-NR, при стоимости природного газа 120,000 сум/1,000 Нм<sup>3</sup> - 0.27 \$/МВтч, а разница между 3P-R и 2P-R/3P-NR примерно 0.17 \$/МВтч. Это дает в результате годовую экономию примерно 0.78 и 0.49 миллионов долларов США соответственно.

### 3. Заключение и Рекомендации

При текущем уровне цен на природный газ, самая простая система, в частности, система 2-давления-без перегрева, имеет преимущества, как с точки зрения эксплуатационно-ремонтной, так и с финансово-экономической. Однако, текущая цена природного газа считается крайне низкой по сравнению с мировой ценой на природный газ. Республика Узбекистан находится на этапе перехода от централизованной экономики к открытой рыночной системе и либерализации цен. Следовательно, цена природного газа будет постепенно расти и приближаться к уровню мировых цен.

В вышеуказанной финансово-экономической оценке предлагаемых четырех систем, система 3-давления-перегрева показывает самую низкую среднюю стоимость выработки энергии в диапазоне цен на природный газ выше, чем 50,000 сум/Нм<sup>3</sup>. Стоимость 50,000 сум/Нм<sup>3</sup> достаточно низкая и составляет примерно половину цены на природный газ на мировом рынке.

Таким образом, паровая система 3-давления-перегрева кажется наиболее приемлемой и рекомендуется нами, несмотря на некоторую сложность управления системой. Система 3-давления-перегрева уже стала самой распространенной в современных крупных установках комбинированного цикла. Поэтому возможная сложность управления системой будет преодолеваться спроектированной соответствующим образом системой контроля. В дополнение, наиболее высокая тепловая эффективность системы 3-давления-перегрева делает свой вклад в сокращение парникового эффекта.



## Объем услуг и работ

1. Виды работ и услуг выполняемые Подрядчиком

Работы и услуги, выполняемые подрядчиком, включают в себя проектирование, изготовление, производство, испытание в фабричных условиях, упаковку, перевозку на площадку, разгрузку и хранение на стройплощадке, монтаж, тестирование, наладку, сдачу в эксплуатацию, контрольные испытания, проверку технико-эксплуатационных характеристик и передачу в промышленную эксплуатацию энергоблока «под ключ» в полном объеме. Нижеследуют основные работы и услуги, но их перечень не ограничивается на этом:

- (1) Газовая турбина и вспомогательное оборудование
- (2) Генератор газовой турбины и вспомогательное оборудование
- (3) Паровой генератор регенерации тепла и вспомогательное оборудование
- (4) Паровая турбина и вспомогательное оборудование
- (5) Генератор паровой турбины и вспомогательное оборудование
- (6) Электрическая система для генератора газовой турбины
- (7) Электрическая система для генератора паровой турбины
- (8) Распределительное устройство 220кВ
- (9) Конденсатор паровой турбины и вспомогательное устройство
- (10) Система циркуляции охлаждающей воды
- (11) Система горячего водоснабжения
- (12) Система обработки подпиточной воды
- (13) Система обработки сточной воды
- (14) Замкнутая система охлаждающей воды для охлаждения смазочного масла и другие охлаждающие средства
- (15) Работы с оборудованием, фундаментами сооружений и определенными устройствами
- (16) Архитектурные работы с необходимым оборудованием
- (17) Система противопожарной безопасности энергоблока
- (18) Предварительная обработка природного газа и газокompрессорная станция

- (19) Обводная труба и отводная заслонка
- (20) Оборудование и система подачи воздуха
- (21) Система контроля и мониторинга деятельности энергоблока
- (22) Система наблюдения за непрерывной эмиссией энергоблока
- (23) Монтажные работы всего оборудования в рамках снабжения
- (24) Обучение персонала Заказчика на предприятии сроком четыре (4) недели
- (25) Вся необходимая документация по контролю, управлению и сервисному обслуживанию энергоблока
- (26) Все чертежи и схемы фактического расположения оборудования и систем
- (27) Компактная компьютерная модель-симулятор эксплуатации и управления энергоблоком
- (28) Один (1) год надзорных работ инженеров Подрядчика на гарантированный период
- (29) Запасные части на пять (5) лет работы
- (30) Осмотр и анализ предприятия и площадки
- (31) Пусконаладочные испытания и сдача в эксплуатацию
- (32) Контрольные испытания и проверка гарантийных технико-эксплуатационных характеристик
- (33) Транспортировка оборудования до площадки

## 2. Виды работ и Услуг, выполняемых ГАК «Узбекэнерго»

Нижеследующие виды работ и/или услуг, связанные с энергоблоком, обеспечиваются ГАК «Узбекэнерго»:

- (1) Подпиточная вода, питьевая вода, рабочий воздух и пар, дополнительный пар, электроэнергия низкого и среднего напряжения для строительных нужд, сдача в эксплуатацию и гарантийные и пусконаладочные испытания.
- (2) Детальный отчет об оценке воздействия на окружающую среду (EIA Report)
- (3) Содействие в получении разрешений со стороны соответствующих экологических органов необходимых для строительства и функционирования энергоблока.
- (4) Топографическая съемка и картография.
- (5) Исследование грунта площадки/Бурение скважин.

- (6) Запрос природного газа, электроэнергии и горячей воды необходимых для сдачи в эксплуатацию и пусконаладочных испытаний.
- (7) Подготовка нивелирование (планировка) площадки, включая зону временного хранения в период строительства и подготовка подъездных путей для доставки крупногабаритных компонентов оборудования.
- (8) Демонтаж и ликвидация наземных и подземных структур площадки, если имеются.
- (9) Перемещение существующих трубопроводов природного газа и горячей воды.
- (10) Перемещение и модификация существующих линий воздушной электропередачи на 35 кВ и 220 кВ.
- (11) Место для склада дополнительных частей и специальных средств технического обслуживания.
- (12) Ограждение площадки энергоблока, подъездные пути к оборудованию и водосточным трубам на территории энергоблока.