

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ДИЗАЙНА»

---

ВЫСШАЯ ШКОЛА ТЕХНОЛОГИИ И ЭНЕРГЕТИКИ

В.В. БАРАНОВСКИЙ, Т.Ю. КОРОТКОВА

# ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СОЗДАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Часть 1

Учебное пособие



Санкт-Петербург  
2018

УДК 620.98  
ББК 31.374  
Б 201

Барановский В.В., Короткова Т.Ю. Техничко-экономическое обоснование создания тепловых электрических станций: учебное пособие / ВШТЭ СПбГУПТД.- СПб., 2018. Часть 1. - 29 с.

В учебном пособии изложена методика расчета технико-экономических показателей проектируемых тепловых электростанций на базе парогазовых установок утилизационного типа и паротурбинных установок с пылеугольными котлоагрегатами.

Пособие предназначено для бакалавров и магистров всех форм обучения, обучающихся по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника», и может быть использовано для выполнения технико-экономических обоснований строительства нового источника энергоснабжения в курсовом проектировании и при выполнении выпускных квалификационных работ. Пособие может быть полезно инженерам-теплоэнергетикам, персоналу тепловых электростанций.

Рецензенты:

доктор техн. наук, профессор, заслуженный деятель науки и техники РФ, заслуженный работник высшей школы, профессор кафедры энергетических установок (неядерных) ВУНЦ ВМФ «ВМА» им. Н.Г. Кузнецова Венцюлис Л.С.;

доктор техн. наук, профессор кафедры промышленной теплоэнергетики Высшей школы технологии и энергетики Санкт-Петербургского государственного университета промышленных технологий и дизайна Суслов В.А.

Подготовлено и рекомендовано к печати кафедрой теплосиловых установок и тепловых двигателей ВШТЭ СПбГУПТД (протокол № 2 от 18.10.2018 г.).

Утверждено к изданию методической комиссией института энергетики и автоматизации ВШТЭ СПб ГУПТД (протокол № 3 от 31.10.2018)

Рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом ВШТЭ СПбГУПТД в качестве учебного пособия.

© Высшая школа технологии и энергетики СПбГУПТД, 2018  
© Барановский В.В., Короткова Т.Ю., 2018

## Введение

Одним из основных приоритетов энергетической стратегии России на период до 2030 г. является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций [1]. В качестве приоритетных направлений развития в энергетическом секторе выделены:

- создание газотурбинных установок мощностью 300-350 МВт и на их основе высокоэффективных конденсационных парогазовых установок мощностью 500-1000 МВт, работающих на природном газе, с коэффициентом полезного действия выше 60 %;

- создание типовых модульных когенерационных парогазовых установок мощностью 100 и 170 МВт с коэффициентом полезного действия выше 55 %.

В настоящее время тепловые электростанции России потребляют 39,5 % газа, расходуемого на внутренние нужды страны, при этом они вырабатывают 67 % электроэнергии и отпускают 47 % тепловой энергии. В ближайшие 15 лет основными в электроэнергетике России останутся тепловые электростанции, их удельный вес в суммарной установленной мощности существенно не изменится. Поэтому снижение удельных и суммарных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепла ТЭС является одной из основных стратегических задач электроэнергетики.

Ключевой задачей отечественной электроэнергетики в настоящее время является технологическое обновление ТЭС, которое должно осуществляться на базе газотурбинных установок (ГТУ) и парогазовых установок (ПГУ). Это обусловлено рядом преимуществ ПГУ над паротурбинными блоками (ПТУ):

- высокий КПД, достигающий в современных бинарных парогазовых установках 58÷60 %;

- снижение удельных капитальных затрат на строительство около 30 %;

- сокращение сроков монтажа оборудования и сроков ввода мощностей ПГУ;

- сокращение продолжительности пусков оборудования ПГУ;

- уменьшение вредных выбросов в окружающую среду;

- сокращение численности эксплуатационного персонала.

В последние 15-20 лет существования Советского Союза в энергетике в области парогазовых технологий имела место затяжная пауза. За эти годы в мировом газотурбостроении сменилось несколько поколений агрегатов. Начальная температура газов выросла с 800÷850 °С до 1200÷1300 °С и выше. В результате этого была преодолена граница ( $\approx 1100$  °С), за которой наиболее эффективным типом парогазовой установки становится не ПГУ с высоконапорным парогенератором (ВПГ) или низконапорным парогенератором (НПГ), а ПГУ с котлом-утилизатором (КУ).

В этих условиях определяющим в технической политике является применение при реконструкции и новом строительстве парогазовых технологий для ТЭС, использующих газообразное топливо, и ПГУ с внутрицикловой газификацией для электростанций на твердом топливе.

# 1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ТЭС

## 1.1. Актуальность технико-экономических расчетов

Электроэнергетика страны в первой половине XXI века и далее будет базироваться преимущественно на природном газе. Обеспечение ее устойчивого развития и повышение эффективности использования ресурсов углеводородов немыслимо без применения новых технологий. Ключевыми среди них должны стать отечественные газовые турбины большой мощности с перспективными характеристиками и ПГУ на их основе.

Кроме того, высокоманевренные ГТУ необходимы для эффективного покрытия переменной части графика электрических нагрузок. Особенно актуальным это станет при широкомасштабном внедрении электрогенерирующих установок на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) со стохастической энергоотдачей (ветровые и солнечные электростанции).

Природный газ в России является одним из самых востребованных продуктов экспорта. При этом только около 25 % добываемого газа продается в Европу по рыночным ценам. Остальная часть либо продается по заниженным тарифам на внутреннем рынке, либо зарубежным партнерам стран СНГ. Поэтому руководство страны и ООО «Газпром» пытаются сократить потребление газа внутри России, чтобы больше продать за рубеж. Энергетика - крупнейший внутренний потребитель природного газа, и поэтому экономить газ в первую очередь планируется именно в ней.

Основных путей экономии газа в энергетике не более трех:

- строительство новых АЭС взамен газовых ТЭС;
- строительство ТЭС на твердом топливе взамен газовых ТЭС;
- альтернативный вариант – повышение эффективности использования газа в самой энергетике путем внедрения парогазовых установок на действующих газовых ТЭС.

Развитию ядерной энергетики помешали последствия чернобыльской катастрофы (1986 г.), когда недооценка важности надежного обеспечения безопасности ядерных объектов надолго затормозила развитие атомной отрасли. Другими причинами недостаточно бурного развития ядерной энергетики явились: невысокая стоимость добычи и достаточное количество запасов углеводородного топлива, научно-технический прогресс и достижения в развитии традиционных энергетических технологий. Сегодня грандиозные планы развития ядерной энергетики во всем мире, по сути, всеми забыты.

Вариант строительства ТЭС на твердом топливе взамен газовых ТЭС имеет ряд существенных недостатков: КПД существующих и перспективных угольных технологий значительно ниже КПД существующих и перспективных газовых технологий; себестоимость выработки электроэнергии на ТЭС, работающих на природном газе, значительно ниже себестоимости электроэнергии, производимой на угольных ТЭС, удельные капиталовложения при строительстве ТЭС, работающей на твердом топливе в два раза выше, чем капиталовложения на строительство парогазовых ТЭС. С учетом низкого качества угля, поставляемого для электроэнергетики, и удаленностью основных угледобывающих регионов, электроэнергия, вырабатываемая на угольных электростанциях европейской части России не будет востребована из-за своей дороговизны, поэтому новые и расширяемые угольные электростанции намечается вводить в Сибири и Дальнем Востоке, то есть в угледобывающих регионах. Кроме того, потребуется построить мощные линии электропередачи для выдачи избыточной мощности сибирских ТЭС на угольном топливе в европейскую часть страны.

При выполнении технико-экономического обоснования эффективности строительства парогазовой ТЭС в качестве примера сравниваются два альтернативных варианта наращивания мощностей в энергетике:

- за счет строительства пылеугольных энергоблоков;
- за счет внедрения парогазовых установок.

## **1.2. Расчёт основных технико-экономических показателей проектируемой конденсационной парогазовой электростанции**

В рассматриваемом примере рассчитывается себестоимость электрической энергии на проектируемой станции мощностью 1800 МВт. В качестве основного оборудования на станции используются четыре энергоблока парогазовой установки ПГУ-450. Каждый энергоблок имеет в своем составе:

- две газовые турбины ГТЭ-160, каждая мощностью 150 МВт;
- два двухконтурных котла-утилизатора, каждый паропроизводительностью 335 т/ч;
- одну паровую турбину К-180-8/0,7.

### ***1.2.1. Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией***

В составе затрат на производство и реализацию продукции, включаемых в себестоимость, учитываются:

- материальные затраты (топливо, покупная электроэнергия, вода на производственные и хозяйственно-бытовые нужды);
- затраты на оплату труда с начислениями и налогами от фонда заработной платы;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизация основных производственных фондов;
- прочие расходы (в том числе затраты на все виды ремонтов, плата за выбросы, налоги и др.).

При укрупненных проектных технико-экономических расчетах эксплуатационные расходы складываются из (млн руб./год):

$$U_{\text{э}} = U_T + U_{\text{эл}} + U_A + U_{\text{ТР}} + U_{\text{ПР}}, \quad (1)$$

где  $U_T$  - затраты на топливо;

$U_{ЗП}$  - расходы на оплату труда;

$U_A$  - амортизация основных производственных фондов;

$U_{ТР}$  - расходы на ремонт основных фондов;

$U_{ПР}$  - прочие расходы.

### 1.2.2. Расчёт затрат на топливо

Проектный расход топлива на одну газовую турбину определяется по формуле:

$$B_{ГТУ} = \frac{N_{\text{Э}}}{Q_H^P \cdot \eta_{\text{эл}}} = \frac{150000}{46916 \cdot 0,331} = 9,659 \text{ кг/с} \quad (2)$$

где  $N_{\text{Э}} = 150\ 000$  – электрическая мощность газовой турбины, кВт;

$Q_H^P = 46\ 916$  – низшая теплота сгорания топлива (природного газа), кДж/кг;

$\eta_{\text{эл}} = 0,331$  – электрический КПД газовой турбины ГТЭ-160 (принят с учетом механического КПД ГТЭ-160 и КПД электрического генератора).

Число часов фактической работы турбоагрегата, т.е. календарное время за вычетом простоя в капитальном и текущем ремонте определяется по формуле, ч/год:

$$T_p = 8760 - T_{\text{РЕМ}}, \quad (3)$$

где  $T_{\text{РЕМ}}$  - время простоя в ремонте, ч;  $T_{\text{РЕМ}}$  принимается с учетом 3-х выводов агрегатов в течение года на регламентные работы продолжительностью по 482 ч каждый.

Среднее время простоя для газовой турбины за 5 лет эксплуатации (что включает время 4-х текущих и одного капитального ремонта) составляет приблизительно 6-8 дней в год, либо 2,2 % от полного времени.

«Правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений, электростанций и сетей» [2], продолжительность ремонта паровых турбин в зависимости от мощности



составляет: капитальный ремонт- 35-90 сут, средний- 18-36 сут, текущий - 8-12 сут.

$$T_p = 8760 - 3 \cdot 482 = 7314 \text{ ч/год}$$

Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт·ч:

$$W = N_{уст} \cdot T_{уст}, \quad (4)$$

где  $N_{уст}$  - установленная мощность станции, МВт;

$T_{уст}$  - число часов использования установленной мощности, ч,

$$T_{уст} = 7000 \text{ ч};$$

$$W = 1800 \cdot 7000 = 12600000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P_{ТЭС} = W / T_p, \quad (5)$$

где  $T_p$  - число часов фактической работы, ч;

$$P_{ТЭС} = 12600000 / 7314 = 1722,7 \text{ МВт.}$$

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт:

$$P_{БЛ} = P_{ТЭС} / n_{БЛ}, \quad (6)$$

где  $n_{БЛ}$  - число блоков;

$$P_{БЛ} = 1722,7 / 4 = 430,7 \text{ МВт}$$

Годовой расход топлива блоками ТЭС на выработку электрической нагрузки в установившемся режиме, т/год:

$$B_{уст} = B_{ГТУ} \cdot n_{ГТУ} \cdot 3,6 \cdot T_p \cdot n_{БЛ}, \quad (7)$$

где  $B_{ГТУ}$  - расход натурального газообразного топлива на одну газотурбинную установку, кг/с;

$n_{ГТУ}$  - количество ГТУ в одном блоке.

$$B_{уст} = 9,659 \cdot 2 \cdot 3,6 \cdot 7314 \cdot 4 = 2034603 \text{ т/год.}$$

Потери топлива в неустановившемся режиме (для пылеугольных энергоблоков), т.у.т./год:

$$B_{НЕУСТ} = B_{П6-10ч} \cdot n_{П6-10ч} \cdot n_{БЛ} + B_{ПХ.С.} \cdot n_{ПХ.С.} \cdot n_{БЛ}, \quad (8)$$

где  $B_{П6-10ч}$  и  $B_{ПХ.С.}$  - пусковые потери соответственно при останове на 6-10 часов и при пуске из холодного состояния;

$n_{П6-10ч}$  и  $n_{ПХ.С.}$  - число пусков и остановов соответственно на 6-10 часов и из холодного состояния ( $n_{П6-10ч} = 2$ ,  $n_{ПХ.С.} = 2$ ).

Для парогазовых установок потери топлива в неустановившемся режиме могут быть приняты равными 0.

Нормы потерь топлива для пылеугольных энергоблоков при останове и при пуске из холодного состояния могут быть определены по табл. 1 [3].

Таблица 1

Нормы потерь топлива при пусках энергоблоков, работающих на угле,  
(т.у.т)

Энергоблок	Продолжительность простоя, ч				
	6-10	15-20	30-35	50-60	холодное состояние
Моноблок 160 МВт с барабанным котлом	48/50	54,6/56	54,9/59	68/77	80,7/98
Дубль-блок 160 МВт с прямоточным котлом	61,7/65	71,6/77	83,1/88	97/107	111,2/128
Моноблок 200 МВт с барабанным котлом	60,7/63	70,1/75	75,8/82	86,5/95	88,1/104
Дубль-блок 200 МВт с барабанным котлом	65,3/69	81,5/88	93,6/96	109,2/118	110,9/128
Моноблок 200 МВт с прямоточным котлом	69,6/72	87,8/92	86,8/93	97,7/105	104,2/121
Дубль-блок 200 МВт с прямоточным котлом	75,4/80	96,7/103	107,8/115	119/129	124,5/142
Моноблок 300 МВт	100,3/105	136,4/143	141,1/145	158,7/167	173,7/191
Дубль-блок 300 МВт	119,5/125	170,2/177	182,4/187	202,8/212	215,7/236
Моноблок 500 МВт	167,5/178	230/243	231,9/246	264/284	292,4/325
Моноблок 800 МВт	267,2/284	414,2/435	422,2/443	455,2/476	573,4/606

Примечание. В числителе - значения потерь без учета перерасхода топлива при снижении экономичности работы энергоблоков на частичных нагрузках в период нагружения, а в знаменателе - с учетом этой составляющей

Расход условного топлива на ТЭС, т.у.т./год:

$$B = B_{уст} + B_{неуст}, \quad (9)$$

$$B = 2034603 + 0 = 2034603 \text{ т.у.т./год.}$$

Расход натурального топлива, тыс. м<sup>3</sup>/год:

$$B_{нат} = \frac{B \cdot 29310}{Q_n^p \cdot \rho_g}, \quad (10)$$

где  $Q_n^p$  - низшая теплота сгорания природного газа, кДж/кг,  $Q_n^p = 46916$ ;

$\rho_g$  - плотность природного газа, кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_g = 0,762$ ;

$$B_{нат} = \frac{2034603 \cdot 29310}{46916 \cdot 0,762} = 1668090 \text{ тыс. м}^3/\text{год.}$$

Затраты на топливо, млн руб./год:

$$U_T = C \cdot V_{уст} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_l}{100}\right) \cdot 10^{-6}, \quad (11)$$

где  $C$  - цена природного газа, руб./тыс. м<sup>3</sup>,  $C = 6240$ ; (принята по данным на 2018 г.); при использовании в качестве топлива угля его цена устанавливается в пределах  $1150 \div 1850$  руб./т, при теплотворной способности угля -  $Q_n^p = 5100$  ккал/кг;

$V_{уст}$  - годовой расход топлива, тыс.м<sup>3</sup>;

$\alpha_l$  - потери топлива в пределах норм естественной убыли (для твердого топлива  $\alpha_l = 0,5-1,0$  %, для природного газа  $\alpha_l = 0$ ).

$$U_T = 6240 \cdot 1668090 \cdot 10^{-6} = 10409 \text{ млн руб./год.}$$

### **1.2.3. Расходы на оплату труда**

Для приближённых расчётов заработной платы работников тепловой электростанции можно использовать формулу, млн руб./год:

$$U_{зп} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{зп} \cdot (1 + ECH / 100) \cdot 10^{-6}, \quad (12)$$

где  $n_y$  - штатный коэффициент, представляющий собой численность промышленно-производственного персонала в расчете на единицу установленной мощности, чел/МВт,  $n_y=0,89$ . Величина  $n_y$  может быть определена по табл.2 в зависимости от мощности станции и вида используемого топлива.

Таблица 2

Штатный коэффициент					
Мощность станции, МВт	300	960	1200	1800	2000
ТЭС на твердом топливе	1,96	1,4	1,3	1,07	
ТЭС на газе и жидком топливе	1,59	1,2	1,1	0,89	0,68

$\Phi_{зп}$  - средняя зарплата одного работника за год (среднемесячная зарплата в энергетической отрасли примерно 53 000 руб. (по состоянию на 2018 г));

ЕСН – налоги в пенсионный фонд, медицинское и социальное страхование, ЕСН=30 %

$$U_{зп} = 1800 \cdot 0,89 \cdot 636000 \cdot (1 + 30/100) \cdot 10^{-6} = 1324,53 \text{ млн руб./год.}$$

#### **1.2.4. Амортизационные отчисления**

Размер амортизационных отчислений, млн руб/год:

$$U_A = K \cdot H_A, \quad (13)$$

где  $H_A$  - средняя норма амортизации станции в целом (приложение 1);

$K$  - капитальные вложения в ТЭС, млн руб:

Капитальные вложения  $K$  в ТЭС, млн руб, принимаются на основе статистических данных по удельным затратам для аналогичных проектов ПГУ. Для ориентировочных расчетов могут быть приняты данные табл. 3.

$$K = 208018 \text{ млн руб,}$$

$$U_A = 208018 \cdot 0,075 = 15601 \text{ млн руб/год.}$$

## Удельные капитальные затраты на строительство ПГУ-ТЭС

Показатель	ПГУ-ТЭС (природный газ)					ТЭС (уголь)		
	Установленная электрическая мощность станции, МВт	226	260	372	424	454	420	300
Удельные капитальные затраты, долл.США/кВт	2209	2330	1739	1850	1751	2688	3312	3745

**1.2.5. Расходы по ремонтному обслуживанию**

Расходы по ремонту, млн руб/год:

$$U_{TP} = K \cdot H_{TP}, \quad (14)$$

где  $H_{TP}$  - норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в ТЭС [4];

$$U_{TP} = 208018 \cdot 0,0638 = 13271,5 \text{ млн руб/год.}$$

**1.2.6. Прочие расходы**

К прочим расходам относятся:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и технике безопасности;
- налоги и сборы;
- плата за землю и др.

Их величина принимается 20-30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату с учётом единого социального налога, млн руб./год:

$$U_{PP} = 0,25 \cdot (U_{AM} + U_{TP} + U_{ЗП}), \quad (15)$$

$$U_{PP} = 0,25 \cdot (15601 + 13271,5 + 1324,53) = 7549 \text{ млн руб./год.}$$

Эксплуатационные расходы составят, млн руб./год:

$$U_{Э} = 10409 + 1324,53 + 15601 + 13271,5 + 7549 = 48155 \text{ млн руб./год.}$$

Для оценки достоверности расчётов определим удельный вес топливной составляющей в структуре затрат ТЭС, %:

$$T_{\text{топл}} = U_T / U_{\Sigma}, \quad (16)$$

$$U_{TP} = (10409 / 48155) \cdot 100\% = 21,6\%.$$

Для оценки полученного результата можно воспользоваться данными табл.4, отражающими реальные значения затрат в структуре себестоимости отпускаемой от ТЭС продукции.

Таблица 4

Структура себестоимости продукции энергопредприятий

Элементы затрат	ТЭС
Топливо	50-70
Амортизация	18-28
Заработная плата	6-10
Прочие	6-12

Таким образом, топливная составляющая себестоимости занимает 22 % от полной производственной себестоимости, что позволяет сделать вывод о приемлемости результатов расчёта издержек производства.

### 1.3. Расчёт себестоимости единицы электроэнергии

Годовой отпуск электроэнергии с шин станции, МВт·ч;

$$W_{\text{отп}} = W \cdot (1 - \alpha_{\text{сн}}), \quad (17)$$

где  $\alpha_{\text{сн}}$  - коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции (табл.5).

$$W_{\text{отп}} = 12600000 \cdot (1 - 0,03) = 12222000 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт·ч:

$$U_{\text{отп}}^{\Sigma} = U_{\Sigma} / W_{\text{отп}}, \quad (18)$$

$$U_{\text{omn}}^{\text{э}} = (48155 / 12222000) \cdot 1000 = 3,94 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Таблица 5

Максимальная нагрузка собственных нужд ТЭС

Электростанция		Максимальная нагрузка собственных нужд станции*, %
ТЭС	пылеугольная	8-14
	газодизельная	5-7
КЭС	пылеугольная	6-8
	газодизельная	3-5
АЭС		5-8

\*Большие значения соответствуют меньшим единичным мощностям энергоблоков

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт·ч:

$$U_{\text{вып}}^{\text{э}} = U_{\text{э}} / W, \quad (19)$$

$$U_{\text{вып}}^{\text{э}} = (48155 / 12600000) \cdot 1000 = 3,82 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Удельный расход условного топлива на выработанный кВт·ч электроэнергии, кг.у.т/кВт·ч:

$$b_{\text{вып}} = B / W, \quad (20)$$

$$b_{\text{вып}} = 2034603 / 12600000 = 0,161 \text{ кг.у.т/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт·ч, кг.у.т/кВт·ч:

$$b_{\text{отп}} = B / W_{\text{отп}}, \quad (21)$$

$$b_{\text{отп}} = 2034603 / 12222000 = 0,166 \text{ кг.у.т/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Полученные показатели могут быть сопоставлены с технико-экономическими данными электростанций различной единичной мощности и применяемых технологий генерации энергии РФ (табл. 6).

Таблица 6

## Основные технико-экономические показатели ТЭС РФ

Показатели	Электростанции на газе			Электростанции на угле		
	ПГЭС (парогазовая электростанция)	ПГУ- ТЭЦ	ГТ- ТЭЦ	КЭС 24МПа	КЭС 30МПа	ТЭЦ
Мощность блока, МВт	400	450	110	330	660	115
Удельный расход топлива:						
- на эл. энергию, г.у.т./кВт ч	225	124- 234	129- 342	300	267- 280	228- 391
- на тепло, кг.у.т./Гкал	-	154	154	-	-	174

#### 1.4. Расчёт основных технико-экономических показателей альтернативной паротурбинной установки, работающей на твердом топливе

Во втором варианте расчёта установленная мощность ТЭС на базе паротурбинных технологий, остаётся прежней, состав основного оборудования: 6 блоков турбин К-300-240 с котельными агрегатами паропроизводительностью 980 т/ч, работающих на твердом топливе (расход топлива на один котел составляет 83,5 т/ч).

Методика расчета технико-экономических показателей ТЭС, работающей на угле та же, что и для первого варианта сооружения тепловой электростанции. Результаты второго варианта расчёта представлены в табл.7.

Таблица 7

## Расчет технико-экономических показателей ТЭС, работающей на угле

Наименование показателя	Значение показателя
Число часов фактической работы турбоагрегата, ч	$T_p = 8760 - 3 \cdot 482 = 7314$
Выработка установленной мощности на ТЭС, МВт·ч	$W = 1800 \cdot 7000 = 12600000$
Средняя нагрузка электростанции, МВт	$P_{кэс} = \frac{12600000}{7314} = 1722,7$
Среднегодовая нагрузка блока, МВт	$P_{бл} = 1722,7 / 6 = 287,1$
Годовой расход топлива, т у.т./год	$B_{уст} = 2565020$
Потери топлива в неустановившемся режиме, т у.т./год	$B_{неус} = 105 \cdot 2 \cdot 6 + 191 \cdot 2 \cdot 6 = 3552$
Расход топлива на ТЭС, т у.т./год	$B = 2565020 + 3552 = 2568572$
Затраты на топливо, млн руб./год	$U_T = 1500 \cdot 2568572 \cdot 10^{-6} = 3852,9$



Наименование показателя	Значение показателя
Расходы на оплату труда, млн. руб./год	$U_{ЗП} = 1800 \cdot 1,07 \cdot 636000 \cdot (1 + 30/100) \cdot 10^{-6} = 1592$
Амортизационные отчисления, млн руб./год	$U_A = 399427 \cdot 0,075 = 29957$
Расходы по ремонтному обслуживанию, млн руб./год	$U_P = 399427 \cdot 0,0638 = 25483$
Прочие расходы, млн руб./год	$U_{ПП} = 0,25 \cdot (29957 + 25483 + 1592) = 14258$
Годовой отпуск энергии с шин ТЭС, МВт·ч	$W_{ОТП} = 12600000 \cdot (1 - 0,07) = 11718000$
Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт·ч	$U^{\varnothing}_{ОТП} = (75142,9 / 11718000) \cdot 1000 = 6,41$
Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт·ч	$U^{\varnothing}_{ВЫР} = (75142,9 / 12600000) \cdot 1000 = 5,96$
Удельный расход топлива на выработанный кВт·ч, кг у.т./кВт·ч	$b_{ВЫР} = 2568572 / 12600000 = 0,204$
Удельный расход топлива на отпущенный кВт·ч, кг у.т./кВт·ч	$b_{ОТП} = 2568572 / 11718000 = 0,219$

Результаты расчётов двух вариантов даются в табл.8.

Таблица 8

#### Основные технико-экономические показатели ТЭС

Наименование показателя	Значение показателя	
	вариант 1	вариант 2
Установленная мощность, МВт	1800	1800
Состав основного оборудования	4×ПГУ-450	6×К-300-240
Число часов использования установленной мощности, ч/год	7000	7000
Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт·ч	12600000	12600000
Годовой отпуск энергии с шин станции, МВт·ч	12222000	11718000
Удельный расход условного топлива на выработанный кВт·ч, кг у.т./кВт·ч	0,161	0,204
Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт·ч, кг у.т./кВт·ч	0,166	0,219
Себестоимость единицы электроэнергии, руб./кВт·ч:		
а) выработанной	3,82	5,96
б) отпущенной	3,94	6,41
Штатный коэффициент	0,89	1,07
Удельные капитальные вложения, тыс. руб/кВт	115,6	221,9

Сравнивая полученные технико-экономические показатели, можно сделать вывод о предпочтительности сооружения ТЭС с использованием парогазовых технологий.

Экономический эффект от реализации первого варианта составит, млн руб/год:

$$\mathcal{E}_{x.p.} = (U_{COII}^{\mathcal{E}} - U_{PEK}^{\mathcal{E}}) \cdot W_{PEK} \cdot 10^{-6}, \quad (22)$$

где  $U_{COII}^{\mathcal{E}}$  - себестоимость единицы отпущенной электроэнергии по сопоставляемому варианту, руб/кВт·ч;

$U_{PEK}^{\mathcal{E}}$  - себестоимость единицы отпущенной электроэнергии по рекомендуемому варианту состава основного оборудования, руб/кВт·ч;

$W_{PEK}$  - годовой отпуск электроэнергии по рекомендуемому вариант, МВт·ч.

$$\mathcal{E}_{x.p.} = (6,41 - 3,94) \cdot 12222000 \cdot 10^{-6} = 30,2 \text{ млн руб/год.}$$

### **1.5. Расчёт срока окупаемости капитальных вложений по проекту ТЭС**

Срок окупаемости - это период времени (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), необходимый для того, чтобы доходы предприятия покрыли инвестиции (затраты) в данное предприятие. У срока окупаемости есть недостаток. Этот показатель не учитывает факт неравноценности одинаковых сумм поступлений или платежей, относящихся к разным периодам времени. Учет этого фактора имеет большое значение для объективной оценки проектов, связанных с долгосрочным вложением капитала.

Проблема эффективности вложения капитала заключается в определении того, насколько будущие поступления оправдывают сегодняшние затраты.

Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени предполагают приведение расходов и доходов, разнесенных во времени, к базовому моменту времени, например к дате начала реализации проекта. Процедура приведения разновременных денежных потоков к базовому периоду называется дисконтированием, а получаемая оценка - дисконтированной стоимостью денежного потока.

Расчет коэффициентов приведения производится на основании ставки или нормы дисконта. Смысл этого показателя заключается в оценке снижения стоимости денежных ресурсов с течением времени.

Сравнение различных инвестиционных проектов и выбор лучшего из них производится с использованием различных показателей, к которым относятся:

- Чистый дисконтированный доход (ЧДД).
- Индекс доходности (ИД).
- Внутренняя норма доходности (ВНД).

Соотношение между доходами и расходами при реализации проекта определяется показателем чистого дисконтированного дохода (ЧДД).

Использование в практике оценки инвестиционных проектов чистого дисконтированного дохода вызвано очевидной неравноценностью для инвестора сегодняшних и будущих доходов. Иными словами, доходы инвестора, полученные в результате реализации проекта, подлежат корректировке на величину упущенной им выгоды в связи с «замораживанием» денежных средств, отказом от их использования в других сферах.

Если ЧДД больше нуля, то все затраты по проекту окупаются доходами, т.е. данный проект инвестиций можно рекомендовать к практической реализации. Отрицательное значение чистого дисконтированного дохода свидетельствует о неэффективности проекта, т.е. при заданной норме прибыли проект приносит убытки предприятию и (или) его инвесторам.

Чистый дисконтированный доход, млн руб.:

$$\text{ЧДД} = \left\{ \left[ (T - U_{\text{отп}}^{\text{э}}) \cdot W_{\text{отп}} + U_{\text{ам}} \right] \cdot \frac{1}{(1 + 0.1)^n} \right\} - K, \quad (23)$$

где  $K$  - стоимость строительства станции, млн руб.;

$U_{\text{отп}}^{\text{э}}$  - себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч.;

$U_{\text{ам}}$  - амортизация основных производственных фондов;

$W_{\text{отп}}$  - годовой отпуск энергии с шин станции, МВт;

$n$  - текущий год;

$T$  - тариф на отпущенный кВт·ч с учётом планируемой рентабельности, принимаем фиксированный тариф, руб./кВт·ч, на уровне 5,0 руб/кВт ч; (данные взяты на 2018 г.)

Чистый денежный поток по отпущенной электроэнергии, млн руб:

$$ЧД = (T - U_{отп}^3) \cdot W_{отп}, \quad (24)$$

$$ЧД = (5,0 - 3,94) \cdot 12222000 \cdot 10^{-3} = 12955 \text{ млн руб.}$$

Расчёт срока окупаемости станции сведём в табл.10.

Как показал расчет, капитальные вложения в проект ТЭС мощностью 1800 МВт с парогазовыми установками ПГУ-450 окупаются на четырнадцатый год эксплуатации при условии, что тариф на электроэнергию принимается равным 5,0 руб./кВт·ч и стоимость топлива 6240 руб./тыс. м<sup>3</sup>.

Если по прогнозам в перспективе цена на топливо будет увеличиваться при сохранении тарифов на отпускаемую электроэнергию, то рентабельность электростанции будет снижаться.

В перспективе к 2025 году цена на топливо будет увеличена до 7500 руб./тыс. м<sup>3</sup>, поэтому произведем перерасчет показателей, а результаты представим в табл.9.

Таблица 9

Экономические показатели эффективности проекта при новой цене на газ

Цена топлива, руб./тыс м <sup>3</sup>	Процент топливной составляющей, %	Рост цены на топливо, %	Себестоимость отпущенной электроэнергии, руб./кВт·ч	Доход по отпущенной эл.энергии, млн руб./год	Год окупаемости
6240	22	–	3,94	12955	14
7500					

На основании анализа табл.9 необходимо сделать заключение о рентабельности или нерентабельности электростанции при сохранении тарифа на электрическую энергию и повышении цены на топливо, и обосновать вывод о целесообразности повышения тарифов на отпускаемую электроэнергию.

Таблица 10

## Результаты расчёта срока окупаемости станции

Показатели	Расчетный период															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Капитальные вложения в проект (К), млн руб/год	208018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Денежный поток по основной деятельности, млн руб/год:		28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556
- амортизационные отчисления, млн руб/год		15601	15601	15601	15601	15601	15601	15601	15601	15601	15601	15601	15601	15601	15601	15601
- доход от продажи электроэнергии, млн руб/год		12955	12955	12955	12955	12955	12955	12955	12955	12955	12955	12955	12955	12955	12955	12955
Чистый денежный поток, млн руб/год	-208018	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556	28556
Коэффициент дисконтирования $1/(1+0,1)^n$	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424	0,386	0,350	0,319	0,290	0,263	0,239
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	-208018	25957,4	23587,3	21445,6	19503,7	17733,3	16105,6	14649,2	13335,7	12107,7	11022,6	9994,6	9109,4	8281,2	7510,2	6824,9
ЧДД нарастающим итогом	-208018	-182060,6	-158473,3	-137027,8	-117524,0	-99790,8	-83685,2	-69035,9	-55700,3	-43592,6	-32569,9	-22575,3	-13466,0	-5184,7	2325,5	9150,4

## **1.6. Варианты заданий по технико-экономическому обоснованию перспективных ТЭС**

Произвести технико-экономическое обоснование проектируемой ТЭС на основе парогазовых технологий для заданной для каждого варианта мощности тепловой электростанции согласно табл. 11.

Пользуясь справочной информацией и материалами Приложения 2-4, обосновать выбор состава основного оборудования (количество энергоблоков, состав энергоблока, тип, мощность и количество ГТД, тип котлов-утилизаторов, тип, мощность паровой турбины).

Произвести сравнительный анализ технико-экономических характеристик альтернативной ТЭС аналогичной мощности на основе паротурбинных технологий (состав паротурбинной ТЭС аналогичной мощности выбрать по своему усмотрению).

По полученным данным сделать вывод о целесообразности проектирования ТЭС на базе парогазовых либо паротурбинных технологий.

Таблица 11

## Исходные данные к технико-экономическому обоснованию проектируемой ТЭС

Наименование показателей	Обозначение, размерность	Численное значение															
		варианты задания															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Электрическая мощность станции	$N_{Э}, МВт$	80	110	160	220	325	400	420	440	600	650	800	850	1200	1300	1600	1700
Низшая теплота сгорания топлива	$Q_{Н}^P, кДж/кг$	46900	46800	46700	46500	46400	46300	46200	46100	46000	45500	45800	45300	45200	45000	45100	47000
Электрический КПД газовой турбины	$\eta_{Эл}$	0,331	0,330	0,332	0,333	0,331	0,330	0,332	0,333	0,331	0,330	0,332	0,333	0,331	0,330	0,332	0,331

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках учебного пособия приведено технико-экономического обоснование строительства парогазовой станции мощностью 1800 МВт. На проектируемой ТЭС установлено четыре парогазовых блока, каждый из которых включает в себя две газовые турбины ГТЭ-160, паровую турбину К-180-8/0,7 и два котла-утилизатора. В качестве топлива используется природный газ.

Расчетным путем была произведена оценка основных технико-экономических показателей проектируемой перспективной ТЭС на основе парогазовых технологий. Произведена сравнительная оценка технико-экономической эффективности альтернативной ТЭС на основе паротурбинных технологий.



## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение 1

#### Амортизация основных фондов

Наименование групп (видов) основных фондов	Среднегодовая норма амортизации, %
Рабочие машины и оборудование	12,5
Здания и сооружения	1,3
Лабораторное оборудование	6,7
Инструменты и технологическая оснастка	7,1
Транспортные средства	8,3
Производственный и хозяйственный инвентарь	6,25
Прочие основные фонды	6,25

### Приложение 2

#### Технические характеристики газовых турбин

Газовая турбина	Производитель	Топливо	Установленная мощность, МВт	Температура выхлопа, С
SGT-500	Siemens	Газ	19,06	369
SGT-600	Siemens	Газ	24,48	538
LM2500+DLEHSPT	General Electric	Газ	30,1	539
SGT-700	Siemens	Газ	32,22	538
SGT-750	Siemens	Газ	41,0	468
LM6000 PDSprint	General Electric	Газ	45,3	453,5
SGT-800	Siemens	Газ	50,5	553
V 64.3A	Ansaldo	Газ	68,2	582
PG 6111FA	General Electric	Газ	77	620
ГТЭ-110	НПО «Сатурн»	Газ	110	517
SGT6-2000E	Siemens	Газ	117	532
PG 9171E	General Electric		131,75	544
ГТЭ-160	ОАО Силовые машины (по лицензии Siemens)	Газ	156,3	537
SGT5-2000E	Siemens	Газ	187	536
SGT6-5000F	Siemens	Газ	250	598
PG 9351FA	General Electric	Газ	270	609
GT-26B	Alstom	Газ	280,9	615
SGT6-8000H	Siemens	Газ	310	645
SGT5-4000F	Siemens	Газ	329	599
SGT5-8000H	Siemens	Газ	450	630

## Технические характеристики паровых турбин

Паровая турбина	Производитель	Установленная мощность, МВт
T-10/11-5,2	Калужский турбинный завод	10
T-15,5/20,3-5,4/0,2	Калужский турбинный завод	17
T-25/34-3,4/0,12	Калужский турбинный завод	25
T-25/38-8,8/0,1	Калужский турбинный завод	25,1
T-25/34-3,4/0,12	Калужский турбинный завод	25,9
T-28/35-8,8/0,1	Калужский турбинный завод	28,1
T-44/60-7,4/0,12	Калужский турбинный завод	44,1
T-48/62-7,4/0,12	Калужский турбинный завод	48
T-50/70-6,8/0,12	Калужский турбинный завод	50
T-56/73-7,8/0,04	Калужский турбинный завод	55,3
SSTPAC 600	Siemens	55,9
T-60/73-7,8/0,04	Калужский турбинный завод	60
K-110-6,5	ОАО Силовые машины	110
T-125/150-7,4	ОАО Силовые машины	125
T-130/160-12,8	ОАО Силовые машины	130
D-10	General Electric	130
SST5-5000	Siemens	139,6
STF-30C	Alstom	140
SST5-3000	Siemens	140
K-160-7,5	ОАО Силовые машины	160
T-150-7.7	Калужский турбинный завод	161,6
K-165-130	ОАО Силовые машины	165
K-225-12,8	ОАО Силовые машины	225
K-245-13,3	Ленинградский металлический завод	231
T-250/300-240	Уральский турбинный завод	260
K-300-240-4	Ленинградский металлический завод	310
K-800-240	Ленинградский металлический завод	800
K-1200-240	Ленинградский металлический завод	1200

## Технические характеристики котлов-утилизаторов

Марка	Производитель	Паропроизводительность, т/ч	Давление пара, МПа	Температура пара, С
П-103	ЗИО-Подольск	39	5,5	487
Пр-75-4,0-440Д	ЗИО-Подольск	75	4,0	440
ПК-69 (Е-99,6/14,5-7,71/0,55-545/212)	ЗИО-Подольск	99,6	7,71	545
HRCG-108/20,8-9,3/0,6-545/227	Austrian Energy&Environment	108	9,3	545
ПК-53 (Е-148/35-6,7/0,6-493/229)	ЗИО-Подольск	148	6,7	493
П-88	ЗИО-Подольск	179	7,3	502
П-142 (Е-186/39-7,5/0,7-515/229)	Атомэнергомаш	186	7,49	515
П-107	ЗИО-Подольск	224	7,7	509
П-96	ЗИО-Подольск	232	7,75	510
П-132 (Ен-258/310/35-15/3014/0,44-540/535/263)	Белэнергомаш-БЗЭМ ЗИО-Подольск	258	15	540
Ен-264/297/43-13,0/3,0/0,47-558/558/237-11,6 вв	ЭМАльянс	264	13	558
ЭМА-0,24-КУ	Таганрогский котельный завод	264	12,53	538
ЭМА-0,29-КУ (Ен-270/316/46-12,5/3,06/0,46-560/560/237)	Таганрогский котельный завод	270	12,5	560
HRSГ-285/43/41-10,4/2,5/0,5-556/300/294	СМІ-Group	285	10,4	556
ПР-230/55-8,38/0,66-505/207	ЗИО-Подольск	285	8,38	505
П-133	ЗИО-Подольск	313	13,87	565
Е-500-13,8-560ГН	Таганрогский котельный завод	500	13,8	560
Ен-630-13,8-565/570 КТ	ЭМАльянс	630	14,0	567
Пп-1000-25-545(П-74)	ЗИО-Подольск	1000	25,5	545

## Библиографический список

1. Об энергетической стратегии России на период до 2030 г. Утверждено Распоряжением правительства РФ от 13 ноября 2009 г. №1715-р.
2. СО 34.20.611-2003 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений, электростанций и сетей.-М.: ОАО РАО "ЕЭС России", 2003.
3. РД 34.09.106-94 Нормы потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках энергоблоков мощностью 160-1200 МВт тепловых электростанций.- М.: АОТ "ВТИ", 1994.
4. Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций. –М.:РАО электроэнергетики и электрификации «ЕЭС России», 2004.
5. Руководящий технический материал / Е.Н. Прутковский, В.С. Варварский, В.П. Дробот, Н.Д. Маркозов и др. // Установки парогазовые стационарные – РТМ 108.020.22-84, 1984. – 54 с.
6. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. – М.: Минэнерго СССР, 1981.
7. Кузнецов Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). – М.: Энергия, 1973.
8. Тепловые и атомные электрические станции: справочник /В.А. Григорьев, В.М. Зорин. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 624 с.
9. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1967.
10. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С.Л. Ривкин, А.А. Александров. – М.: Энергия, 1980. – 425 с.
11. Проектирование тепловых электрических станций: учеб.пособие / А.П. Цыганок, С.А. Михайленко; КрПИ– Красноярск, 1991.–119 с.
12. Турбины и дизели: каталог, 2010.
13. СТО 70238424.27.100.016-2009 Парогазовые установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.- М: НП ИНВЭЛ, 2009.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Техничко-экономическое обоснование проектируемых ТЭС	5
1.1. Актуальность технико-экономических расчетов	5
1.2. Расчёт основных технико-экономических показателей проектируемой конденсационной парогазовой электростанции	7
1.2.1. Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией	7
1.2.2. Расчет затрат на топливо	8
1.2.3. Расходы на оплату труда	11
1.2.4. Амортизационные отчисления	12
1.2.5. Расходы по ремонтному обслуживанию	13
1.2.6. Прочие расходы	13
1.3. Расчет себестоимости единицы электроэнергии	14
1.4. Расчёт основных технико-экономических показателей альтернативной паротурбинной установки, работающей на твердом топливе	16
1.5. Расчёт срока окупаемости капитальных вложений по проекту ТЭС	18
1.6. Варианты заданий по технико-экономическому обоснованию перспективных ТЭС	22
Заключение	24
Приложения	25
Библиографический список	28

*Учебное издание*

Владимир Владимирович Барановский  
Татьяна Юрьевна Короткова

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СОЗДАНИЯ ТЕПЛОВЫХ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Часть 1

Учебное пособие

Редактор и корректор Т.А.Смирнова  
Технический редактор Л.Я. Титова

Тем. план 2018, поз. № 114

---

Подписано к печати 20.11.18. Формат 60x84/16. Бумага тип. № 1.  
Печать офсетная. Объем 2,0 печ. л.; 2,0 уч.-изд. л.  
Тираж 200 экз. Изд. № 114. Цена «С». Заказ

---

Ризограф Высшей школы технологии и энергетики Санкт-Петербургского государственного университета промышленных технологий и дизайна, 198095, Санкт-Петербург, ул. Ивана Черных, 4.