

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
И ПРОДОВОЛЬСТВИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Учреждение образования
«БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
АГРАРНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра экономики и организации предприятий АПК

УДК 631.371(075.8)
ББК 40.76я7
О64

*Рекомендовано научно-методическим советом факультета
предпринимательства и управления БГАТУ.
Протокол № 3 от 23 декабря 2008 г.*

Составители:
кандидат технических наук, доцент *В. В. Ширшова*,
старший преподаватель *Е. В. Гриневич*,
старший преподаватель *Л. В. Наумова*

Рецензенты:
кандидат экономических наук, доцент *М. Ф. Рыжанков*;
зав. сектором приватизации
РНУП «Институт системных исследований в АПК НАН Беларуси»,
кандидат экономических наук, доцент *Н. А. Бычков*

ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

*Методические указания к дипломным работам
для студентов специальности 1-74 06 05
«Энергетическое обеспечение
сельскохозяйственного производства»*

**Организационно-экономическое обоснование энерго-
О64 сберегающих мероприятий** : методические указания к ди-
пломным работам / сост. : В. В. Ширшова, Е. В. Гриневич,
Л. В. Наумова. – Минск : БГАТУ, 2010. – 72 с.
ISBN 978-985-519-211-5.

УДК 631.371(075.8)
ББК 40.76я7

Минск
БГАТУ
2010

ISBN 978-985-519-211-5

© БГАТУ, 2010

СОДЕРЖАНИЕ

Общие положения.....	4
ТЕМА 1. Анализ эффективности источников теплоснабжения.....	4
ТЕМА 2. Планирование энергоемкости процесса отопления и вентиляции на животноводческих объектах	12
ТЕМА 3. Экономическая оценка отопительно-вентиляционных систем (ОВС).....	20
ТЕМА 4. Нормирование расхода топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).....	36
ЛИТЕРАТУРА	45
ПРИЛОЖЕНИЯ	46

Общие положения

Методические указания предназначены для выполнения дипломных и практических работ студентами агроэнергетического факультета.

В процессе изучения дисциплины «Организация производства» студенты должны овладеть теоретическими знаниями, научиться пользоваться основными приемами и методами проведения экономической оценки деятельности предприятий.

ТЕМА 1 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Цель работы:

освоение методики сравнительной оценки различных вариантов теплоснабжения потребителей.

Содержание работы:

1. Показатели работы котельной и потребляемые энергоресурсы.
2. Себестоимость отпускаемой теплоты и цена на тепловую энергию.
3. Анализ себестоимости тепловой энергии при различных вариантах теплоснабжения.
4. Сравнительная оценка эффективности инвестиций в теплоснабжение.

Характеристика объекта. Котельная предназначена для обеспечения горячей водой производственных и жилых зданий, на нужды отопления, вентиляции и горячее водоснабжение.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 — Исходные данные по вариантам

Вариант	Марка котлов	Установленная мощность $\Phi_{\text{кот}}$, МВт	Кол-во котлов $N_{\text{кот}}$, шт.	Годовой отпуск теплоты $Q_{\text{отп}}$, ГДж	Вид топлива	Норма расхода условного топлива $\beta_{\text{ул}}$, кг/т/ГДж	Коэффициент теплового потока $\eta_{\text{тп}}$, отн. Ед.	Удельный расход сырой воды $V_{\text{уд}}$, (т/ч)/МВт	Капиталовложения в котельную, млн. руб.		
									общие (в ценах 2007 г.)	в т.ч.	
										в строительную часть	в оборудование
1	КВ-ГМ-4	4,65	2	78322,4	газ	37,5	0,97	0,52	867522,2	409608,4	457913,8
2	КВ-ГМ-4	4,65	2	78322,4	мазут	39,3	0,92	0,52	972676,4	459257,9	513418,5
3	КВ-ТС-4	4,65	2	78322,4	уголь	41,6	0,96	0,86	1451952,3	830986,2	620966,1
4	КВ-ГМ-6,5	7,56	2	127337,1	газ	37,5	0,97	0,43	1305594,5	616448,1	689146,3
5	КВ-ГМ-6,5	7,56	2	127337,1	мазут	39,3	0,92	0,43	1463848,3	691169,1	772679,2
6	КВ-ТС-6,5	7,56	2	127337,1	уголь	41,6	0,96	0,69	2084231,2	1192854,1	891377,1
7	КВ-ГМ-10	11,6	2	195385,0	газ	37,8	0,97	0,39	1725464,1	814693,3	910770,8
8	КВ-ГМ-10	11,6	2	195385,0	мазут	39,4	0,92	0,39	1934611,2	913444,0	1021167,2
9	КВ-ТС-10	11,6	2	195385,0	уголь	42,2	0,96	0,56	2579623,8	1476378,9	1103244,9
10	КВ-ГМ-20	23,3	2	392454,3	газ	37,8	0,97	0,35	3172090,8	1497731,1	1674359,7
11	КВ-ГМ-20	23,3	2	392454,3	мазут	39,4	0,92	0,35	3556586,6	1679274,2	1877312,4
12	КВ-ТС-20	23,3	2	392454,3	уголь	42,2	0,96	0,52	4471693,1	2559254,3	1912438,8
13	КВ-ГМ-30	34,88	2	587502,4	газ	37,4	0,97	0,31	4264952,0	2013735,3	2251216,7
14	КВ-ГМ-30	34,88	2	587502,4	мазут	38,8	0,92	0,31	4781915,8	2257824,4	2524091,4
15	КВ-ТС-30	34,88	2	587502,4	уголь	42,3	0,96	0,48	5525293,4	3162254,3	2363039,1

Дополнительные данные:

Расчетная температура внутри помещения $T_{\text{вн}} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$;

Расчетная температура наружного воздуха отопительная $T_{\text{ро}} = -25 \text{ }^\circ\text{C}$;

Средняя температура за отопительный период $T_0 = -1,2 \text{ }^\circ\text{C}$

Продолжительность отопительного периода $N_0 = 203$ суток

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

1.1. Показатели работы котельной и потребляемые энергоресурсы

Установленная мощность котельной, МВт:

$$\Phi_{\text{уст}} = \Phi_{\text{кот}} N_{\text{кот}}, \quad (1.1)$$

где $\Phi_{\text{кот}}$ – мощность котла, МВт;

$N_{\text{кот}}$ – количество котлов, шт.

Годовая выработка теплоты котельной, ГДж:

$$Q_{\text{выр}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{\eta_{\text{тп}}}, \quad (1.2)$$

где $\eta_{\text{тп}}$ – коэффициент теплового потока, учитывающий рассеивание теплоты, отн. ед.

Число часов использования установленной мощности в году:

$$T_{\text{уст}} = \frac{Q_{\text{выр}}}{3,6Q_{\text{уст}}}. \quad (1.3)$$

Удельный расход натурального топлива на один отпущенный ГДж теплоты, т (тыс.м³)/ГДж:

$$b_{\text{н}} = b_{\text{у}} \frac{29,31}{q_{\text{н}}}, \quad (1.4)$$

где $b_{\text{у}}$ – удельный расход условного топлива, т у. т. (тыс. м²)/ГДж (таблица 1.1);

29,31 – теплотворная способность условного топлива, ГДж/т у.т.;

$q_{\text{н}}$ – теплотворная способность натурального топлива, ГДж/г н.т. (тыс. м³).

Теплотворная способность топлива: газ – 35,5 ГДж/тыс. м³; мазут – 40,5 ГДж/т; уголь – 20,85 ГДж/т.

Годовой расход топлива в котельной:

– условного, т у.т.:

$$B_{\text{у}} = b_{\text{у}} Q_{\text{отп}}; \quad (1.5)$$

– натурального, т (тыс. м³):

$$B_{\text{н}} = b_{\text{н}} Q_{\text{отп}}. \quad (1.6)$$

Годовой расход электроэнергии на собственные нужды котельной, кВт·ч:

$$W = (W'_{\text{уд}} + W''_{\text{уд}}), \quad (1.7)$$

где $W'_{\text{уд}}$ – удельный расход электроэнергии на топливоприготовление, топливоподачу и золошлакоудаление, кВт·ч / ГДж (приложение 1);

$W''_{\text{уд}}$ – удельный расход электроэнергии на выработку и транспортирование тепла, кВт·ч / ГДж (приложение 2).

Необходимое количество воды для отопительных котельных при закрытой системе теплоснабжения ориентировочно может быть определено по формуле

$$V = V_{\text{уд}} \rho \Phi_{\text{уст}} T_{\text{уст}}, \quad (1.8)$$

где $V_{\text{уд}}$ – удельный расход воды (т/ч)/МВт;

ρ – плотность воды, т/м³ ($\rho = 1$);

$\Phi_{\text{уст}}$ – установленная мощность котельной, МВт;

$T_{\text{уст}}$ – годовое число часов использования установленной мощности.

1.2. Себестоимость отпускаемой теплоты и цена на тепловую энергию

Затраты на топливо

$$T = B_{\text{н}} \Pi_{\text{т}} (1 + 0,015), \quad (1.9)$$

где $B_{\text{н}}$ – годовой расход натурального топлива, т;

$\Pi_{\text{т}}$ – оптовая цена топлива, тыс. руб./т (тыс.м³);

0,015 – коэффициент, учитывающий потери твердого топлива при транспортировке.

Затраты на электроэнергию

$$\Xi = \Pi_{\text{э}} W 10^{-3}, \quad (1.10)$$

где $\Pi_{\text{э}}$ – действующий тариф на электроэнергию, руб.

Затраты на воду

$$Z_{\text{в}} = \Pi_{\text{в}} V 10^{-3}, \quad (1.11)$$

где $\Pi_{\text{в}}$ – цена воды, руб./м³.

Амортизационные отчисления определяются из выражения

$$A = \frac{H_{A1}}{100} K_{зд} + \frac{H_{A2}}{100} K_{об}, \quad (1.12)$$

где H_{A1} , H_{A2} – годовые нормы амортизации соответственно в здание и оборудование, % ($H_{A1} = 1\%$, $H_{A2} = 5\%$).

Отчисления на техобслуживание и ремонт

$$P = \frac{H_{P1}}{100} K_{зд} + \frac{H_{P2}}{100} K_{об}, \quad (1.13)$$

где H_{P1} , H_{P2} – годовые нормы отчислений на ТО и ТР соответственно здания и оборудования, % ($H_{P1} = 3,4\%$, $H_{P2} = 7\%$).

Годовой фонд заработной платы работников котельной

$$ЗП = C_{т} N_{раб} 12, \quad (1.14)$$

где $C_{т}$ – среднемесячная зарплата одного рабочего, тыс. руб.;

$N_{раб}$ – численность рабочих котельной.

Численность рабочих определяется по формуле:

$$N_{раб} = k_{шт} \Phi_{уст}, \quad (1.15)$$

где $k_{шт}$ – штатный коэффициент (приложение 10).

Отчисления на социальные нужды

$$O_c = \frac{k_c}{100} ЗП, \quad (1.16)$$

где k_c – процент отчислений на социальные нужды из ФЗП предприятия.

Прочие расходы

$$Пр = 0,2(A + P + ЗП + O_c). \quad (1.17)$$

Производственные издержки в котельной

$$C = T + Э + И_{в} + A + P + ЗП + O_c + Пр. \quad (1.18)$$

Себестоимость отпускаемой теплоты

$$S_Q = \frac{C}{Q_{отп}}. \quad (1.19)$$

Окончательно расчеты оформляются в виде таблиц 1.2 и 1.3.

Таблица 1.2 — Структура себестоимости 1 ГДж отпускаемой теплоты

Показатели	Расчетное значение, тыс. руб.	%
1. Затраты на топливо		
2. Затраты на электроэнергию		
3. Затраты на воду		
4. Итого материальные затраты (п.1 + п.2 + п.3)		
5. Заработная плата с отчислениями на социальные нужды		
6. Отчисления на техобслуживание и ремонт		
7. Амортизация основных средств		
8. Прочие расходы		
9. Всего затрат		
10. Себестоимость 1 ГДж теплоты		

Таблица 1.3 — Расчет цены на тепловую энергию

Показатели	Формула для расчета	Расчетное значение, тыс. руб.
1. Себестоимость тепловой энергии, тыс. руб.		
2. Плановая прибыль (6%), тыс. руб.	себестоимость тепловой энергии $\times \frac{6}{100}$	
3. Отчисления в специальные фонды (2%), тыс. руб.	$\frac{(\text{себестоимость} + \text{прибыль}) \times 2}{100 - 2}$	
4. Отпускная цена на тепловую энергию без НДС, тыс. руб.	себестоимость + прибыль + отчисления в специальные фонды	
5. НДС (18%), тыс. руб.	отпускная цена без НДС $\times \frac{18}{100}$	
6. Отпускная цена на тепловую энергию с НДС, тыс. руб./ГДж	отпускная цена без НДС + НДС	

1.3. Анализ себестоимости тепловой энергии при различных вариантах теплоснабжения

Расчет зависимости себестоимости тепловой энергии от мощности котлоагрегата в котельной и от вида потребляемого топлива представляются в виде таблицы 1.4.

Таблица 1.4 — Зависимость себестоимости тепловой энергии от мощности котлоагрегата в котельной и от вида потребляемого топлива

Топливо	газ	мазут	уголь
Мощность котла, МВт			
4,65			
23,3			
34,88			

Зависимость себестоимости 1 ГДж отпускаемой теплоты от уровня загрузки котельной $C'_i = f(Y_{\text{загр}})$ представляется в виде графика.

Определяем издержки в котельной при различных значениях загрузки котельной от ее номинальной мощности

$$C'_i = T \times Y_{\text{загр}_i} \times \mathcal{E} + 3_B + A + P + 3П + O_C + Пр, \quad (1.20)$$

где $Y_{\text{загр}}$ – уровень загрузки котельной, отн. ед.

Для расчетов уровень загрузки принимается равным 0,4, 0,6, 0,8 и 1 от номинальной мощности.

Себестоимость 1 ГДж отпускаемой теплоты при различных значениях загрузки котельной определяется по формуле

$$S_{Qi} = \frac{C'_i}{Y_{\text{загр}_i} Q_{\text{отп}}} \quad (1.21)$$

где S_{Qi} – себестоимость 1 ГДж отпускаемой теплоты, тыс. руб.

1.4. Сравнительная оценка эффективности инвестиций в теплоснабжение

Целесообразность проектов затратного характера (отопление и вентиляция, водоснабжение, освещение зданий и т.п.) определяется по критерию совокупных дисконтированных затрат (СДЗ).

Если текущие издержки по годам расчетного периода неизменны, для расчета СДЗ используется формула

$$\text{СДЗ} = K + (C - A)\alpha_T, \quad (1.22)$$

где K – капиталовложения, тыс. руб.;

C, A – годовые текущие издержки и амортизационные отчисления.

α_T – дисконтирующий множитель (коэффициент приведения постоянных по величине денежных сумм к началу расчетного периода), лет при принятой ставке дисконтирования и расчетном периоде.

Он определяется из финансовых таблиц приложения 3 либо из выражения

$$\alpha_T = \frac{1 - (1 + E)^{-T}}{E} = \frac{(1 + E)^T - 1}{E(1 + E)^T}, \quad (1.23)$$

где T – расчетный период;

E – принятая процентная ставка (норма дисконта), отн. ед.

Удельные совокупные дисконтированные затраты определяются по формуле

$$\text{СДЗ}_{\text{уд}} = \frac{\text{СДЗ}}{Q_{\text{отп}}}. \quad (1.24)$$

1.5. Аналитическое заключение.

ТЕМА 2
ПЛАНИРОВАНИЕ ЭНЕРГОЕМКОСТИ
ПРОЦЕССА ОТОПЛЕНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ
НА ЖИВОТНОВОДЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ

Цель работы:

освоить методику планирования энергоемкости процесса отопления и вентиляции при применении различных технических средств.

Содержание работы:

1. Выбор вариантов технических средств для обеспечения микроклимата на объекте.
2. Планирование энергопотребления отопительно-вентиляционных систем (ОВС).
3. Расчет энергоемкости процесса отопления и вентиляции для различных вариантов ОВС.

Исходные данные выбираются из таблицы 2.1 и оформляются в следующем виде:

ВАРИАНТ №

- Наименование объекта.
- Средняя масса одной головы, кг.
- Теплопотери через ограждения ΣkF , Вт / °С.
- Производительность вентиляторов L , кг / ч.
- Тепловыделения животных $\Phi_{ж}$, Вт.
- Потери тепла на испарение $\Phi_{и}$, Вт.
- Расчетная температура внутри помещения $t_{вн}$, °С.
- Расчетная температура наружного воздуха $t_{нр}$, °С.
- Вид топлива, сжигаемого в котельной (принимается по варианту темы 1 (с. 6)).
- Протяженность теплотрассы, м.
- Протяженность линии электропередачи $L_{лэп}$, км.

Таблица 2.1 — Исходные данные по вариантам

№	Наименование объекта	Средняя масса одной головы, кг	Теплопотери через ограждения ΣkF , Вт / °С	Воздухопроизводительность вентиляторов L_v , кг/ч	Тепловыделение животных $\Phi_{ж}$, Вт	Потери тепла на испарение $\Phi_{и}$, Вт	Расчетная наружная температура $t_{нр}$, °С	Температура внутри помещения $t_{вн}$, °С
1	Свинарник-откормочник на 600 голов	70	1250	17640	89072	6400	-25	18
2	Телятник на 336 голов	200	1535	17350	120336	5649	-24	12
3	Телятник на 336 голов	120	1280	11800	55340	3076	-25	15
4	Телятник на 336 голов	250	1370	22830	140960	6458	-23	12
5	Птичник на 20 тыс. кур-несушек	1,6	1256	30840	217600	80150	-25	16
6	Птичник на 30 тыс. кур-несушек	1,5	1950	45760	306000	119975	-23	18
7	Коровник на 200 голов	600	1760	33490	176000	6989	-22	10
8	Коровник на 200 голов	300	1364	21600	136000	5423	-25	10
9	Свинарник для поросят-отъемышей на 2880 голов	20	1800	37104	196819	17578	-22	20
10	Свинарник для поросят-отъемышей на 2880 голов	25	1870	40186	212256	19431	-22	20
11	Свинарник-откормочник на 1200 голов	80	2450	38355	190920	14210	-23	18

Окончание таблицы 2.1

№	Наименование объекта	Средняя масса одной головы, кг	Теплопотери через ограждения ΣkF , Вт / °С	Воздухопроизводительность вентиляторов L_v , кг/ч	Тепловыделение животных $\Phi_{ж}$, Вт	Потери тепла на испарение $\Phi_{и}$, Вт	Расчетная наружная температура $t_{нр}$, °С	Температура внутри помещения $t_{вн}$, °С
12	Свинарник-откормочник на 1200 голов	100	2110	39150	233544	17533	-24	18
13	Откормочник КРС на 1000 голов	180	3230	42250	346840	15578	-25	12
14	Откормочник КРС на 1000 голов	120	3100	34800	164702	9155	-21	15
15	Откормочник КРС на 1000 голов	250	3200	56000	414080	19221	-25	12

Таблица 2.2 — Протяженность теплотрассы и линии электропередачи

№	Длина теплотрассы L_t , м	Потери тепла в теплотрассе, %	Длина ЛЭП $L_{ЛЭП}$, м
1	60	10	100
2	71	11	109
3	55	10	126
4	76	11	158
5	84	11,5	149
6	115	12,5	187
7	129	13	212
8	68	11	164
9	123	13,5	137
10	135	14	112
11	148	14	204
12	62	10	217
13	89	11,5	123
14	112	12,5	115
15	156	14	228

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

2.1. Выбор вариантов технических средств для обеспечения микроклимата на объекте

Расчеты выполняются для следующих вариантов ОВС:

вариант 1 – электрокалориферные установки;

вариант 2 – тепловентиляторы с водяными калориферами и ступенчатым регулированием теплопроизводительности;

вариант 3 – тепловентиляторы с водяными калориферами и плавным регулированием теплопроизводительности.

Тепловая мощность $\Phi_{от}$, измеряемая в кВт, необходима для отопления объекта. Она определяется из уравнения теплового баланса животноводческого помещения

$$\Phi_{от1} = \Phi_{от2} = \left[\left(\sum kF + 0,28L \right) (t_{вн} - t_{нр}) + \Phi_{и} - \Phi_{ж} \right] 10^{-3}, \quad (2.1)$$

где $\sum kF$ – теплопотери через ограждения, Вт/°С;

L_x – воздухопроизводительность вентиляторов, кг/ч;

$\Phi_{и}$ – потери теплоты на испарение, Вт;

$t_{вн}$ – температура внутреннего воздуха, °С;

$t_{нр}$ – расчетная температура наружного воздуха, °С.

Исходя из величины $\Phi_{от}$ и характеристики ОВС (приложение 4), выбираем марку, мощность и количество калориферных установок, а также способ автоматического регулирования теплопроизводительности. Данные оформляется в виде таблицы 2.3.

Таблица 2.3 — Варианты теплоснабжения

Варианты	Марка калорифера	Тепловая мощность, кВт	Мощность электродвигателя приточного вентилятора, кВт	Количество установок, шт.	Стоимость, тыс. руб.	Тип и стоимость устройства управления, тыс. руб.
1						
2						
3						

Примечание. По возможности на объекте следует предусматривать четное количество калориферных установок.

2.2. Планирование энергопотребления ОВС

Годовой фонд времени работы отопительного оборудования. Из уравнения теплового баланса животноводческого помещения находим граничную температуру, при которой включается система отопления

$$t_{нр1} = t_{вн} - \frac{\Phi_{ж} - \Phi_{и}}{\sum kF + 0,28L}. \quad (2.2)$$

Исходя из полученного значения граничной наружной температуры (приложение 5) находим среднюю температуру наружного воздуха за отопительный период $t_{н(ср)}$ и продолжительность работы калориферов $n_{от}$ (суток).

Годовое число часов использования максимальной нагрузки системы отопления по сравниваемым вариантам находим из уравнения

$$\tau_{max} = k_p k_{тс} \frac{t_{вн} - t_{н(ср)}}{t_{вн} - t_{нр}} n_{от} 24, \quad (2.3)$$

где k_p – коэффициент, учитывающий непроизводительные потери тепла на регулирование (для трехступенчатого регулятора, который по условию применяется в ОВС с электрокалориферами СФОЦ, принять равным 1,2; для двухступенчатого регулятора, которым по условию оснащены ОВС с водяными калориферами, принять равным 1,25; для плавного регулирования процесса – 1,02);

$k_{тс}$ – коэффициент, учитывающий потери тепла в теплоразводящих сетях, равный 1,12 (учитывается для ОВС с водяными калориферами);

$n_{от}$ – число суток отопительного периода.

2.3. Планирование теплотребления и расхода энергоресурсов на отопление и вентиляцию

Годовой расход теплоты на отопление $Q_{год}$ определяется по формулам

$$Q_{год1} = 3,6 \Phi_{от} \tau_{max1}, \quad (2.4)$$

$$Q_{год2} = 3,6 \Phi_{от} \tau_{max2}. \quad (2.5)$$

Годовой расход электроэнергии на отопление $W_{эк}$ при использовании электрокалориферов определяют по формуле

$$W_{эк} = \frac{0,28 Q_{год1}}{0,98}, \quad (2.6)$$

где 0,28 – коэффициент перевода мДж в кВт·ч;
0,98 – КПД электрокалориферной установки.

Годовой расход натурального топлива в котельной V_n при использовании водяного калорифера

$$V_n = \frac{Q_{год2}}{q_n \eta_k 0,98} 10^{-3}, \quad (2.7)$$

где q_n – теплотворная способность натурального топлива, сжигаемого в котельной, мДж/кг (m^3) (принять для мазута — 39,14–41,15; газа — 35,16–37,8; угля — 17,54–25,42);

η_k – КПД котельной (принять для котельных на газе 0,87, на мазуте – 0,85, на угле – 0,77).

Пересчет натурального топлива в условное производим по формуле

$$V_y = V_n \frac{q_n}{29,31}, \quad (2.8)$$

где 29,31 – теплотворная способность условного топлива, мДж/кг.

Годовой расход электроэнергии на вентиляцию помещения $W_{эд}$, измеряемый в кВт·ч, ориентировочно можно определить по формуле

$$W_{эд} = \frac{k_3 P_{эд} N_{эд} n_{от}}{\eta_{эд}}, \quad (2.9)$$

где k_3 – коэффициент загрузки ЭД по мощности (принимается 0,7–0,8);

$P_{эд}$ – номинальная мощность электродвигателя, кВт;

$N_{эд}$ – численность приточных вентиляторов;

$\eta_{эд}$ – КПД электродвигателей, отн. ед.

2.4. Энергоемкость и электроемкость процесса отопления и вентиляции

Энергоемкость процесса отопления и вентиляции ЭН, измеряемая в кг у. т./гол., определяется удельным расходом энергоресурсов в расчете на одну голову

$$\text{ЭН} = \frac{\text{Э}}{N_{ж}}, \quad (2.10)$$

где Э – суммарный расход топлива и электроэнергии по процессу, кг у. т.;

$N_{ж}$ – численность животных (птицы) в помещении, голов.

При этом для ОВС с электрокалориферами необходимо перевести электроэнергию, потребляемую калориферами $W_{эк}$ и электродвигателями вентиляторов $W_{эд}$ в условное топливо по формуле

$$\text{Э}_1 = b_{уд} (W_{эк} + W_{эд}), \quad (2.11)$$

где $b_{уд}$ – средний расход условного топлива в расчете на 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии (принимается 0,32 кг у. т.).

Для ОВС с водяными калориферами

$$\text{Э}_2 = V_y + b_{уд} W_{эд}, \quad (2.12)$$

Электроёмкость процесса отопления и вентиляции ЭЛ, измеряемая в кВт·ч/гол., определяется удельным расходом электроэнергии в расчете на 1 голову.

Для ОВС с электрокалориферами

$$\text{ЭЛ}_1 = \frac{W_{\text{ЭК}} + W_{\text{ЭД}}}{N_{\text{Ж}}} \quad (2.13)$$

Для ОВС с водяными калориферами

$$\text{ЭЛ}_2 = \frac{W_{\text{ЭД}}}{N_{\text{Ж}}} \quad (2.14)$$

Расчеты оформляются в виде таблицы 2.4.

Таблица 2.4 — Энергоемкость и электроёмкость процесса отопления и вентиляции для различных вариантов ОВС

Показатели	Варианты		
	Электрокалориферы (вариант 1)	Водяные калориферы со ступенчатым регулированием (вариант 2)	Водяные калориферы с плавным регулированием (вариант 3)
1. поголовье, гол.			
2. Продолжительность отопительного периода, ч/год			
3. Годовой расход теплоты, МДж			
4. Потребляемые энергоресурсы: топливо (в натуре), т (тыс. м ³) условное топливо, т у. т электроэнергии, кВт·ч			
5. Энергоемкость процесса, кг у. т /гол.			
6. Электроёмкость процесса, кВт·ч/гол.			

2.5. Аналитическое заключение.

ТЕМА 3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ОТОПИТЕЛЬНО-ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ (ОВС)

Цель работы:

освоить методику расчетов сравнительной экономической эффективности различных вариантов отопительно-вентиляционных систем на животноводческих объектах.

Содержание работы:

1. Расчет сравнительной экономической эффективности вариантов ОВС.
2. Расчет экономической эффективности замены действующей ОВС.
3. Оценка эффективности применения усовершенствованных систем автоматического регулирования теплопроизводительности ОВС.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные

Показатели	Варианты		
	ОВС с электрокалориферами (вариант 1)	ОВС с водяными калориферами (вариант 2)	
		позиционный регулятор производительности	плавное регулирование производительности
1. Расход тепловой энергии, ГДж	X		
2. Расход электроэнергии, кВт·ч			
3. Ориентировочная цена калорифера, тыс. руб.			
4. Стоимость шкафа управления тепловентилятора, тыс. руб.	X		
5. Цена тепловой энергии для предприятия, тыс. руб./ГДж			
6. Тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч			
7. Норма дисконта, %	10		

Дополнительные данные:

Расход энергоресурсов принимается по данным темы 1.

Стоимость ОВС и систем регулирования приведена в приложении 4.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

3.1. Расчет сравнительной экономической эффективности вариантов ОВС

Задача исследования. Требуется оценить сравнительную эффективность инвестиций в ОВС на базе различных технических средств.

Сравниваемые варианты:

вариант 1 – ОВС с электрокалориферами;

вариант 2 – ОВС с водяными калориферами и позиционными регуляторами теплопроизводительности.

Для расчета эффективности инвестиций следует определить капиталовложения, годовые текущие издержки и совокупные дисконтированные затраты по сравниваемым вариантам.

3.1.1. Расчет капиталовложений

В зависимости от назначения проекта в состав капиталовложений включаются затраты на те основные средства, которые необходимо приобрести. В то же время при замене действующего следует учитывать балансовую стоимость заменяемого оборудования. Рассмотрим состав капиталовложений в рассматриваемых проектах.

При расчете капиталовложений по сравниваемым вариантам учитываются затраты на приобретение калориферных установок, систему автоматического управления, на монтажные работы. Для электрокалориферных систем с большим электропотреблением необходимо в общих капиталовложениях дополнительно учесть затраты на внутрихозяйственные подстанции и сети. Для подогрева приточного воздуха в системах с водяными калориферами горячая вода поступает из котельных. В этом случае общие капиталовложения должны включать стоимость котельных и теплотрасс. Как правило, котельная обслуживает несколько объектов, поэтому в расчетах следует учитывать долевою стоимость котельной с учетом максимальной мощности, вводимой в эксплуатацию ОВС.

Следовательно, для ОВС с электрокалориферами (вариант 1) в общем случае состав капиталовложений включает

$$K_1 = K_{\text{овс1}} + K_{\text{тп}} + K_{\text{лэп}}, \quad (3.1)$$

где $K_{\text{овс1}}$ – капиталовложения в калориферы в комплекте со шкафом управления;

$K_{\text{тп}}$ – капиталовложения в трансформаторную подстанцию;

$K_{\text{лэп}}$ – капиталовложения в ЛЭП напряжением 0,4 кВ.

Капиталовложения в ОВС определяются по формуле

$$K_{\text{овс1}} = C_{\text{овс1}} N_{\text{овс1}} 1,25, \quad (3.2)$$

где $C_{\text{овс1}}$ – цена калорифера в комплекте со шкафом управления (приложение 4);

$N_{\text{овс1}}$ – число ОВС в помещении;

1,25 – коэффициент, учитывающий затраты на монтаж и транспортировку оборудования.

Капиталовложения в трансформаторную подстанцию $K_{\text{тп}}$ рассчитываются в том случае, если в хозяйстве отсутствуют резервные электрические мощности. Их размер определяется по приложению 7.

Капиталовложения в ЛЭП

$$K_{\text{лэп}} = K_{\text{уд}} L, \quad (3.3)$$

где $K_{\text{уд}}$ – сметная стоимость 1 км ЛЭП (приложение 6);

L – длина ЛЭП, км.

Для ОВС с водяными калориферами (вариант 2) в общем случае состав капиталовложений включает

$$K_2 = K_{\text{овс2}} + K_{\text{кот}} + K_{\text{тс}}, \quad (3.4)$$

где $K_{\text{овс2}}$ – капиталовложения в калориферы в комплекте со шкафом управления;

$K_{\text{кот}}$ – капиталовложения в котельную (долевая стоимость);

$K_{\text{тс}}$ – капиталовложения в теплотрассу.

Капиталовложения в ОВС определяются по формуле

$$K_{\text{овс2}} = (C_{\text{к2}} N_{\text{к2}} + C_{\text{а2}} N_{\text{а2}}) 1,25, \quad (3.5)$$

где $C_{\text{к2}}$ – цена калорифера (приложение 4);

$C_{\text{а2}}$ – цена шкафа управления (приложение 4);

$N_{\text{к2}}$ – число калориферов в помещении;

$$A_2 = 0,01N_{A(k)}K_{овс2} + 0,01N_{A(tc)}K_{tc}, \quad (3.10)$$

где $N_{A(k)}$, $N_{A(tc)}$ – годовая норма амортизации калориферов и теплотрассы соответственно ($N_{A(tc)} = 4,0\%$).

В варианте 2 рассчитывается амортизация систем управления калориферными установками ($N_{A(авт)} = 14,3\%$); в варианте 3 – амортизация теплообменников-утилизаторов ($N_{A(ту)} = 14,3\%$).

Затраты на техобслуживание и ремонт основных средств в ОВС с электрокалориферами (вариант 1) определяется по формуле

$$P_1 = 0,01N_{P(k)}K_{овс1} + 0,01N_{P(лэп)}K_{лэп}, \quad (3.11)$$

где $N_{P(k)}$, $N_{P(лэп)}$ – годовая норма отчислений на ТО и Р соответственно калориферов и ЛЭП ($N_{P(k)} = 18\%$; $N_{P(лэп)} = 3,7\%$).

Затраты на техобслуживание и ремонт основных средств в ОВС с водяными калориферами (вариант 2) определяется по формуле

$$P_2 = 0,01N_{P(k)}K_{овс2} + 0,01N_{P(tc)}K_{tc}, \quad (3.12)$$

где $N_{P(k)}$, $N_{P(tc)}$ – годовая норма отчислений на ТО и Р калориферов и теплотрассы соответственно ($N_{P(tc)} = 4,0\%$).

В варианте 2 рассчитываются затраты на техобслуживание и ремонт систем управления калориферными установками ($N_{P(авт)} = 6,7\%$); в варианте 3 – амортизация теплообменников-утилизаторов ($N_{P(ту)} = 7\%$).

3.1.3. Стоимость энергоресурсов

Для ОВС с электрокалориферами стоимость энергоресурсов рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_1 = \mathcal{C}_3(W_{эк} + W_{эд}), \quad (3.13)$$

где \mathcal{C}_3 – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч;
 $W_{эк}$, $W_{эд}$ – электроэнергия, потребляемая электрокалориферами и электродвигателями вентиляторов соответственно, кВт·ч.

Для ОВС с водяными калориферами

$$\mathcal{E}_2 = \mathcal{C}_Q Q + \mathcal{C}_3 W_{эд}, \quad (3.14)$$

где \mathcal{C}_Q – цена 1 ГДж тепловой энергии (при наличии в хозяйстве собственной котельной определяется по себестоимости), тыс. руб.;

Q – расход тепловой энергии, ГДж.

Все элементы текущих затрат сводятся в таблицу 3.2.

N_{a2} – численность шкафов управления;

1,25 – коэффициент, учитывающий затраты на монтаж и транспортировку оборудования.

Долевая сметная стоимость котельной, приходящаяся на данный объект:

$$K_{кот} = K_{уд} \Phi_{от}, \quad (3.6)$$

где $\Phi_{от}$ – мощность системы отопления, кВт;

$K_{уд}$ – удельные капиталовложения в 1 МВт установленной мощности котельной (в ценах 2008г. для ориентировочных расчетов можно принять для котельных: на газомазутном топливе – 135756 тыс. руб./МВт; на твердом топливе – 180085 тыс. руб./МВт).

Капиталовложения в теплотрассу по укрупненным показателям рассчитываются по формуле

$$K = K_{уд} \Phi_{от}, \quad (3.7)$$

где $K_{уд}$ – удельные капиталовложения в теплотрассу (в ценах 2008г. для ориентировочных расчетов можно принять на уровне 41280 руб./кВт).

3.1.2. Расчет годовых текущих затрат

Текущие издержки по отопительно-вентиляционным системам определяются суммой

$$И = A + P + \mathcal{E}, \quad (3.8)$$

где A – амортизационные отчисления на реновацию основных средств;

P – затраты на техническое обслуживание и ремонт;

\mathcal{E} – затраты на потребляемые энергоресурсы.

Амортизация основных средств в ОВС с электрокалориферами (вариант 1) определяется по формуле

$$A_1 = 0,01N_{A(k)}K_{овс1} + 0,01N_{A(лэп)}K_{лэп}, \quad (3.9)$$

где $N_{A(k)}$, $N_{A(лэп)}$ – годовая норма амортизации калориферов и ЛЭП соответственно ($N_{A(k)} = 14,3\%$; $N_{A(лэп)} = 4,0\%$).

Амортизация основных средств в ОВС с водяными калориферами (вариант 2) определяется по формуле

Таблица 3.2 — Сравнение элементов текущих затрат

Элементы затрат, тыс. руб.	Варианты		Изменения (2 – 1)
	1	2	
Амортизация			
Затраты на ТО и Р			
Тепловая энергия			
Электроэнергия			
Итого:			

3.1.4. Выбор экономически целесообразного варианта ОВС

Сравнительная эффективность инвестиций в ОВС с электрическими и водяными калориферами определяется по показателю совокупных дисконтированных затрат за расчетный период

$$СДЗ = K + (C - A) \alpha_T, \quad (3.15)$$

где K – капиталовложения, тыс. руб.;

C, A – годовые текущие издержки и амортизационные отчисления.

α_T – дисконтирующий множитель (коэффициент приведения постоянных по величине денежных сумм к началу расчетного периода) при принятой ставке дисконтирования и расчетном периоде, лет.

Он определяется из финансовых таблиц приложения 3 либо из выражения

$$\alpha_T = \frac{1 - (1 + E)^{-T}}{E} = \frac{(1 + E)^T - 1}{E(1 + E)^T}, \quad (3.16)$$

где T – расчетный период;

E – принятая процентная ставка (норма дисконта), отн. ед.

Расчетный период определяется по формуле:

$$T = \frac{100}{N_A}, \quad (3.17)$$

где N_A – годовая норма амортизации ОВС, %.

Экономически целесообразным является вариант с минимальным значением СДЗ.

3.1.5. Оформление результатов расчета

Таблица 3.3 — Техничко-экономические показатели инженерных решений

Показатели	Варианты		Изменения, $\pm (2 - 1)$
	1	2	
1. Поголовье, голов			
2. Потребляемые энергоресурсы: тепловая энергия, ГДж электроэнергия, кВт·ч			
3. Энергоемкость процесса, кг у.т./гол.			
4. Капиталовложения, тыс. руб.			
5. Текущие издержки, тыс. руб./год в том числе затраты: на тепловую энергию, тыс. руб. на электроэнергию, тыс. руб.			
6. Совокупные дисконтированные затраты, тыс. руб.			

Расчеты выполнены в ценах по состоянию на «__» _____ 200__ г.

3.1.6. Аналитическое заключение

Следует указать целесообразный вариант, его преимущества и недостатки.

3.2. Расчет экономической эффективности замены действующей ОВС

Задача исследования. Требуется оценить эффективность замены ОВС с электрокалориферами на ОВС с водяными калориферами и позиционными регуляторами производительности.

3.2.1. Критерии эффективности проекта

Для расчета целесообразности замены следует определить балансовую стоимость заменяемой ОВС, капиталовложения в новую ОВС, годовые текущие издержки по сравниваемым вариантам и показатели эффективности замещающих инвестиций.

Капиталовложения в новую ОВС и текущие издержки по вариантам рассчитаны ранее. Балансовая стоимость заменяемой ОВС принимается на уровне капиталовложений в систему с электрокалориферами. Эти показатели принимаются из предыдущего задания.

Годовой доход проекта рассчитывается по формуле

$$D_t = (C_1 - C_2) + (A_2 - A_1), \quad (3.18)$$

где C_1 и C_2 – текущие издержки старых и новых (заменяемых) технических средств (ТС) соответственно;

A_1 и A_2 – амортизация старых и новых (заменяемых) технических средств (ТС) соответственно.

Показатели эффективности инвестиций в замену ОВС включают такие критерии, как чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности проекта (ИД) и срок окупаемости (T_0).

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) показывает весь эффект (выигрыш) инвестора, приведенный во времени к началу расчетного периода. Эффект определяется в сравнении с нормативным приростом на уровне ставки дисконтирования. Так, ЧДД в 500 тыс. у. е. означает, что за расчетный период инвестор, во-первых, возвращает вложенный собственный капитал, во-вторых, получает нормативный доход на уровне базовой ставки и, в-третьих, дополнительно получает сумму, эквивалентную 500 тыс. у. е. в начале расчетного периода.

ЧДД определяется из выражения

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+E)^t} - K_n, \quad (3.19)$$

где D_t – доход, получаемый в год t ;

T – расчетный период в годах;

K_n – капиталовложения, приведенные во времени к началу расчетного периода;

E – принятая ставка дисконтирования (базовая ставка, норма дисконта), отн. ед.

Дисконтирование капиталовложений осуществляется в тех случаях, когда строительство предусмотренного проектом объекта превышает один год (строительный лаг), а также если в проекте задействовано оборудование, требующее замены в течение расчетного периода, т. е. у которого $T_{\text{сл}} < T$. При этом число замен определяется из следующего выражения:

$$N_{\text{зам}} = \frac{T}{T_{\text{сл}}} - 1, \quad (3.20)$$

где T – расчетный период;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы отдельных недолговечных ТС.

В общем случае дисконтирование капиталовложений осуществляется по формуле:

$$K_n = \sum_{t=0}^{T_{\text{стр}}} \frac{K_t}{(1+E)^t} + \sum_{t=T_{\text{сл}}}^{T_{\text{сл}}+N_{\text{з}}} \frac{K_t}{(1+E)^t}, \quad (3.21)$$

где K_t – капиталовложения в год t ;

$T_{\text{стр}}$ – строительный лаг в годах.

При $T_{\text{сл}} \geq T$ и отсутствии строительного лага капиталовложения равны первоначальным единовременным капиталовложениям K , осуществляемым в год $t = 0$, т. е. в этом случае $K_n = K$.

При постоянстве годового дохода ЧДД определяют по упрощенной формуле

$$\text{ЧДД} = D_t \alpha_T - K_n, \quad (3.22)$$

где α_T – дисконтирующий множитель, лет. Определяется по формуле (3.16).

Проект целесообразен при $\text{ЧДД} \geq 0$.

Если $\text{ЧДД} < 0$, необходимо проанализировать возможность уменьшения нормы дисконта, снижения капиталовложений, увеличения годового дохода и факторов, его определяющих.

Индекс доходности инвестиций (ИД) показывает, во сколько раз увеличиваются вложенные собственные средства за расчетный период в сравнении с нормативным увеличением на уровне базовой ставки. Он представляется в виде выражения

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{K_n} + 1. \quad (3.23)$$

Проект целесообразен при $\text{ИД} \geq 1$.

Статический срок окупаемости капиталовложений показывает, за какой срок инвестор возвращает первоначальные капиталовложения. При постоянном годовом доходе этот срок определяется из выражения

$$T_0^{\text{ст}} = \frac{K}{D_t}. \quad (3.24)$$

Динамический срок окупаемости капиталовложений T_0 соответствует времени, за которое инвестор вернет израсходованные средства и получит нормативный доход на уровне принятой ставки.

Проект считается целесообразным, если динамический срок окупаемости капиталовложений находится в пределах расчетного периода, т. е. при $T_o < T$.

При постоянстве годового дохода динамический срок окупаемости определяется из выражения:

$$T_o = \frac{\lg(1 + \frac{E}{P_b})}{\lg(1 + E)}, \quad (3.25)$$

где P_b – коэффициент возврата капитала, равный:

$$P_b = \frac{D_t}{K} - E. \quad (3.26)$$

Результаты расчета оформляются в виде таблицы 3.4.

Таблица 3.4 — Техничко-экономические показатели проекта

Показатели	Варианты		Изменения, $\pm (2 - 1)$
	базовый	проектируемый	
1. Расход тепловой энергии, кВт·ч/год			
2. Расход электроэнергии, кВт·ч/год			
3. Капиталовложения в новое оборудование, у.е.	–		
4. Цена реализации старого оборудования после налогообложения, у.е.	–		
5. Балансовая стоимость действующего оборудования, у.е.		–	
6. Текущие издержки, в том числе энергозатраты, у.е./год			
7. Прирост прибыли, у.е./год	–		–
8. Годовой доход, у.е.	–		–
9. Чистый дисконтированный доход за расчетный период, у.е.	–		–
10. Индекс доходности проекта, отн. ед.	–		–
11. Срок окупаемости капиталовложений, лет:			
- статический	–		–
- динамический	–		–

Расчеты выполнены в ценах по состоянию на «__» _____ 200__ г.

3.2.2. Аналитическое заключение.

3.3. Оценка эффективности применения усовершенствованных систем автоматического регулирования теплопроизводительности ОВС

Задача исследования. Требуется оценить эффективность замены позиционной системы автоматического регулирования (САР) теплопроизводительности водяных калориферов (вариант 2) на систему с плавным регулированием теплопроизводительности (вариант 3).

3.3.1. Расчет капиталовложений

Для расчета целесообразности замены следует определить балансовую стоимость заменяемой системы регулирования, капиталовложения в новую систему, текущие издержки по сравниваемым вариантам и показатели эффективности замещающих инвестиций.

Балансовая стоимость заменяемой САР (СБ) и капиталовложения в новую САР (К) рассчитываются по формулам

$$СБ = Ц_{a1} N_{a1}, \quad (3.27)$$

$$К = Ц_{a2} N_{a2}, \quad (3.28)$$

где $Ц_{a1}$, $Ц_{a2}$ – цена одного шкафа управления с позиционным и пропорциональным регулятором соответственно, тыс. руб.;

N_{a1} , N_{a2} – количество шкафов управления для действующей и предлагаемой САР соответственно.

3.3.2. Расчет годовых текущих затрат

Годовые текущие затраты по сравниваемым САР определяются суммой

$$С = А + Р + Э, \quad (3.29)$$

где $А$ – амортизационные отчисления на реновацию основных средств, тыс. руб.;

$Р$ – затраты на техническое обслуживание и ремонт, тыс. руб.;

$Э$ – стоимость потребляемых энергоресурсов, тыс. руб.

Амортизационные отчисления по сравниваемым вариантам определяются по формулам

$$А_1 = \frac{H_A}{100} СБ, \quad (3.30)$$

$$A_2 = \frac{H_A}{100} K, \quad (3.31)$$

где H_A – годовая норма амортизационных отчислений САР, % ($H_A = 14,3\%$).

Затраты на техническое обслуживание и ремонт систем управления калориферными установками по сравниваемым вариантам рассчитываются по формулам

$$P_1 = \frac{H_P}{100} \text{СБ}, \quad (3.32)$$

$$P_2 = \frac{H_P}{100} K, \quad (3.33)$$

где H_P – годовая норма отчислений на техническое обслуживание и ремонт САР, % ($H_P = 6,7\%$).

Стоимость энергоресурсов рассчитывается по формулам

$$\Theta_1 = \text{Ц}_Q Q_1 + \text{Ц}_Э W_{\text{эд1}}, \quad (3.34)$$

$$\Theta_2 = \text{Ц}_Q Q_2 + \text{Ц}_Э W_{\text{эд2}}, \quad (3.35)$$

где Q_1, Q_2 – расход тепловой энергии для ОВС с водяными калориферами для позиционной и пропорциональной САР соответственно, ГДж;

$W_{\text{эд1}}, W_{\text{эд2}}$ – электроэнергия, потребляемая электродвигателями вентиляторов, кВт·ч;

Ц_Q – цена тепловой энергии для предприятия, тыс. руб./ГДж;

$\text{Ц}_Э$ – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч.

Все элементы текущих затрат сводятся в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 — Сравнение элементов текущих затрат

Элементы затрат, тыс. руб.	Варианты		Изменения (2 – 1)
	1	2	
Амортизация			
Затраты на ТО и Р			
Тепловая энергия			
Электроэнергия			
Итого:			

3.3.3. Критерии эффективности проекта

Для расчета целесообразности замены следует определить балансовую стоимость заменяемой ОВС, капиталовложения в новую ОВС, годовые текущие издержки по сравниваемым вариантам и показатели эффективности замещающих инвестиций.

Капиталовложения в новую ОВС и текущие издержки по вариантам рассчитаны ранее. Балансовая стоимость заменяемой ОВС принимается на уровне капиталовложений в систему с электрокалориферами. Эти показатели принимаются из предыдущего задания.

Годовой доход проекта рассчитывается по формуле

$$D_t = (C_1 - C_2) + (A_2 - A_1), \quad (3.36)$$

где C_1 и C_2 – текущие издержки старых и новых (заменяемых) технических средств (ТС) соответственно;

A_1 и A_2 – амортизация старых и новых (заменяемых) технических средств (ТС) соответственно.

Показатели эффективности инвестиций в замену ОВС включают такие критерии, как чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности проекта (ИД) и срок окупаемости (T_o).

Чистый дисконтированный доход ЧДД показывает весь эффект (выигрыш) инвестора, приведенный во времени к началу расчетного периода. Эффект определяется в сравнении с нормативным приростом на уровне ставки дисконтирования. Так, ЧДД в 500 тыс. у.е. означает, что за расчетный период инвестор, во-первых, возвращает вложенный собственный капитал, во-вторых, получает нормативный доход на уровне базовой ставки и, в-третьих, дополнительно получает сумму, эквивалентную 500 тыс. у.е. в начале расчетного периода.

ЧДД определяется из выражения

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+E)^t} - K_n, \quad (3.37)$$

где D_t – доход, получаемый в год t ;

T – расчетный период в годах;

K_n – капиталовложения, приведенные во времени к началу расчетного периода;

E – принятая ставка дисконтирования (базовая ставка, норма дисконта), отн. ед.

Дисконтирование капиталовложений осуществляется в тех случаях, когда строительство предусмотренного проектом объекта превышает один год (строительный лаг), а также если в проекте задействовано оборудование, требующее замены в течение расчетного периода, т. е. у которого $T_{сл} < T$. При этом число замен определяется из выражения

$$N_{зам} = \frac{T}{T_{сл}} - 1, \quad (3.38)$$

где T – расчетный период;

$T_{сл}$ – срок службы отдельных недолговечных ТС.

В общем случае дисконтирование капиталовложений осуществляется по формуле

$$K_n = \sum_{t=0}^{T_{стр}} \frac{K_t}{(1+E)^t} + \sum_{t=T_{сл}}^{T_{сл}N_3} \frac{K_t}{(1+E)^t}, \quad (3.39)$$

где K_t – капиталовложения в год t ;

$T_{стр}$ – строительный лаг в годах.

При $T_{сл} \geq T$ и отсутствии строительного лага капиталовложения равны первоначальным единовременным капиталовложениям K , осуществляемым в год $t = 0$, т. е. в этом случае $K_n = K$.

При постоянстве годового дохода ЧДД определяют по упрощенной формуле

$$\text{ЧДД} = D_t \alpha_T - K_n, \quad (3.40)$$

где α_T – дисконтирующий множитель, лет. Определяется по формуле (3.16).

Проект целесообразен при $\text{ЧДД} \geq 0$.

Если $\text{ЧДД} < 0$, необходимо проанализировать возможность уменьшения нормы дисконта, снижения капиталовложений, увеличения годового дохода и факторов, его определяющих.

Индекс доходности инвестиций (ИД) показывает, во сколько раз увеличиваются вложенные собственные средства за расчетный период в сравнении с нормативным увеличением на уровне базовой ставки. Он представляется в виде выражения

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{K_n} + 1. \quad (3.41)$$

Проект целесообразен при $\text{ИД} \geq 1$.

Статический срок окупаемости капиталовложений показывает, за какой срок инвестор возвращает первоначальные капиталовложения. При постоянном годовом доходе этот срок определяется из выражения

$$T_o^{ст} = \frac{K}{D_t}. \quad (3.42)$$

Динамический срок окупаемости капиталовложений T_o соответствует времени, за которое инвестор вернет израсходованные средства и получит нормативный доход на уровне принятой ставки. Проект считается целесообразным, если динамический срок окупаемости капиталовложений находится в пределах расчетного периода, т. е. при $T_o < T$.

При постоянстве годового дохода динамический срок окупаемости определяется из выражения:

$$T_o = \frac{\lg(1 + E/P_b)}{\lg(1 + E)}, \quad (3.43)$$

где P_b – коэффициент возврата капитала, равный:

$$P_b = \frac{D_t}{K} - E. \quad (3.44)$$

Результаты расчета оформляются в виде таблицы 3.6.

Таблица 3.6 — Техничко-экономические показатели проекта

Показатели	Варианты		Изменения, ± (2 – 1)
	базовый	проектируемый	
1. Расход тепловой энергии, кВт·ч/год			
2. Расход электроэнергии, кВт·ч/год			
3. Капиталовложения в новое оборудование, у.е.	–		
4. Цена реализации старого оборудования после налогообложения, у.е.	–		
5. Балансовая стоимость действующего оборудования, у.е.		–	
6. Текущие издержки, у.е./год, в том числе энергозатраты			

Окончание таблицы 3.6

Показатели	Варианты		Изменения, ± (2 – 1)
	базовый	проектируемый	
7. Прирост прибыли, у.е./год	–		–
8. Годовой доход, у.е.	–		–
9. Чистый дисконтированный доход за расчетный период, у.е.	–		–
10. Индекс доходности проекта, отн. ед.	–		–
11. Срок окупаемости капиталовложений, лет:			
- статический	–		–
- динамический	–		–

Расчеты выполнены в ценах по состоянию на «__» _____ 200__ г.

3.3.4. Аналитическое заключение.

ТЕМА 4 НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ (ТЭР)

Цель работы:

нормирование и анализ расхода ТЭР на основе энергетических характеристик технологического оборудования.

Задачи исследования:

1. Расчет операционных норм расхода электроэнергии.
2. Расчет операционных норм расхода тепловой энергии.
3. Расчет операционных норм расхода топлива.
4. Расчет сверхнормативных потерь ТЭР при работе технологического оборудования в неоптимальном режиме.

Содержание работы:

1. Составить аналитический энергобаланс технологического оборудования.
2. Определить энергетическую характеристику и рассчитать энергетический КПД технологического процесса при нормативной загрузке оборудования.
3. Построить график, отображающий зависимость энергетического КПД от уровня загрузки оборудования.
4. Определить операционные нормы расхода энергоресурсов на производство единицы продукции.
6. Рассчитать сверхнормативные потери энергии при работе технологического оборудования в неоптимальном режиме и соответствующие штрафные санкции для предприятия.
7. Составить аналитическое заключение.

Общие сведения

Главная цель энергетического нормирования состоит в разработке обоснованных норм расхода энергии и топлива на отдельные операции и процессы, а также на каждый вид сельскохозяйственной продукции. Норма расхода – это максимально допустимое количество топлива, электрической и тепловой энергии для производства единицы продукции (или работы) установленного качества с учетом местных природных и организационно-технических условий.

В своей повседневной работе персонал энергохозяйства использует нормы энергопотребления в качестве технической базы для:

- а) планирования энергоснабжения хозяйства и анализа энергоиспользования;

б) разработки планов организационно-технических мероприятий по экономии энергии и топлива и оценки фактического их выполнения;

в) оценки работы персонала в области энергоиспользования и премирования работников за достигнутую экономию энергии и топлива.

Нормы расхода ТЭР должны быть прогрессивными и экономически обоснованными, т. е. обеспечивать наиболее рациональное и эффективное использование энергоресурсов. Они должны периодически пересматриваться и совершенствоваться по мере технического прогресса и изменения условий производства.

Основные исходные данные для определения норм расхода энергии:

- первичная техническая и технологическая документация, данные технологического процесса, его физико-химические параметры (температура, давление, электрохимический эквивалент и др.), технические данные оборудования (мощность, ток, напряжение, КПД и др.), а также режим его работы (по времени и нагрузке);

- данные специальных замеров и испытаний;

- экспериментально проверенные энергобалансы и энергетические характеристики оборудования.

Для разработки прогрессивных норм следует в первую очередь изучить энергетический баланс и энергетическую характеристику каждого технологического процесса сельскохозяйственного производства.

Балансы, выполненные для отдельных технологических процессов и агрегатов, являются базой для разработки топливно-энергетического баланса хозяйства. Топливо-энергетический баланс отдельного хозяйства предназначен для анализа эффективности использования энергии и топлива, определения прогрессивных норм их расхода, изменения структуры ТЭР, выявления эффективности замены энергоносителей более экономичными и определения перспективной потребности хозяйства в энергоресурсах.

Энергетический баланс отдельного технологического процесса или агрегата так же, как и другие балансы, складывается из приходной $\Sigma \mathcal{E}_{\text{пр}}$ и расходной $\Sigma \mathcal{E}_{\text{р}}$ частей, т. е.

$$\sum \mathcal{E}_{\text{пр}} = \sum \mathcal{E}_{\text{р}} \quad (4.1)$$

В приходную часть $\Sigma \mathcal{E}_{\text{пр}}$ входит энергия, подводимая от энергообеспечивающих систем $\mathcal{E}_{\text{с}}$, физическая теплота материальных компонентов $\mathcal{E}_{\text{фк}}$ теплота экзотермических реакций $\mathcal{E}_{\text{экз}}$

$$\sum \mathcal{E}_{\text{пр}} = \mathcal{E}_{\text{с}} + \mathcal{E}_{\text{фк}} + \mathcal{E}_{\text{экз}} \quad (4.2)$$

В расходной части баланса находит свое отражение полезная энергия $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ и потери энергии $\Delta \mathcal{E}_{\text{пот}}$.

Энергобаланс в аналитическом виде включает переменные потери $\Delta \mathcal{E}_{\text{пер}}$, зависящие от уровня загрузки оборудования, и постоянные потери $\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}}$. Постоянные потери $\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}}$ не зависят от нагрузки. Это потери на излучение теплоты от котлов, трубопроводов в окружающую среду, постоянная составляющая потерь энергии холостого хода оборудования.

Таким образом, аналитический энергобаланс оборудования представляется в виде

$$\sum \mathcal{E}_{\text{р}} = \mathcal{E}_{\text{пол}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{пер}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} \quad (4.3)$$

Зависимость расхода энергоресурсов от уровня загрузки оборудования называется энергетической характеристикой технологического процесса. Выражение, отражающее зависимость потребности в энергоресурсах от производительности оборудования, называется энергетической характеристикой и рассчитывается по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = \alpha_{\text{п}} V + \alpha_{\text{пер}} V + \Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} \quad (4.4)$$

где $\alpha_{\text{п}}$ – удельный (на единицу продукции) полезный расход энергии;

$\alpha_{\text{пер}}$ – удельная величина переменных потерь энергии;

V – объем производимой продукции;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}}$ – постоянная составляющая потерь энергии холостого хода оборудования.

Энергетическая характеристика позволяет установить наиболее экономичный режим работы оборудования.

Исходя из выражения (4.4) КПД энергоустановки определяется по формуле

$$\eta = \frac{\mathcal{E}_{\text{пол}}}{\mathcal{E}_{\text{п}}} = \frac{\alpha_{\text{п}} V}{\alpha_{\text{п}} V + \alpha_{\text{пер}} V + \Delta \mathcal{E}_{\text{пост}}} = \frac{\alpha_{\text{п}}}{\alpha_{\text{п}} + \alpha_{\text{пер}} + \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}}}{V}} \quad (4.5)$$

Таким режимом является номинальный режим работы оборудования, т. е. загрузка оборудования на 100 %.

Задача 1.

1. Составить аналитический энергобаланс технологического оборудования.

2. Определить энергетическую характеристику и рассчитать энергетический КПД технологического процесса при нормативной загрузке оборудования.

3. Построить график, отображающий зависимость энергетического КПД от уровня загрузки оборудования.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Определяем фактическую суточную энергетическую характеристику и КПД насосной станции, подающей воду в напорный резервуар водоснабжения МТФ.

Применяем аналитический метод. Приходную часть энергетического баланса находим как суточный расход по показаниям счетчика $\mathcal{E}_{\Pi} = 49,2$ кВт·ч.

Для определения суточного объема продукции измеряем суточную работу насоса $t_C = 15$ ч и его продолжительность для подъема 1 м^3 воды (определяется по рискам водомерного стекла) $t_M = 4$ мин $10 \text{ с} = 0,07$ ч.

Суточная производительность (суточный расход воды) определяется по формуле

$$V = q_{\text{ч}} \times t_C, \quad (4.6)$$

где $q_{\text{ч}}$ – часовая производительность насосной станции, $\text{м}^3/\text{ч}$;

t_C – время работы насоса в сутки, ч.

Часовая производительность насосной станции

$$q_{\text{ч}} = \frac{1}{t_M}, \quad (4.7)$$

где t_M – время работы насоса для подъема 1 м^3 воды, ч.

Удельный (на 1 м^3 воды) полезный расход электроэнергии α_{Π} находим расчетным методом

$$\alpha_{\Pi} = \frac{N_{\Pi}}{q_{\text{ч}}}, \quad (4.8)$$

где N_{Π} – полезная мощность подъема воды, кВт.

Полезная мощность подъема воды определяется по формуле

$$N_{\Pi} = 9,8 \times q_C \times H, \quad (4.9)$$

где q_C – расход воды в 1 с , $\text{м}^3/\text{с}$, ($q_C = \frac{1}{3600 t_M}$);

H – высота подъема воды, м ($H = 40 \text{ м}$).

Постоянную составляющую потерь $\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}$ находим измеряя расход энергии в период холостого хода t_X

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}} = \frac{\Delta \mathcal{E}'_{\text{ПОСТ}} \times t_C}{t_X}, \quad (4.10)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}$ – расход электроэнергии в период холостого хода, кВт·ч ($\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}} = 0,06$ кВт·ч);

t_X – продолжительность холостого хода, ч ($t_X = 0,1$ ч).

Удельная величина переменных потерь $\alpha_{\text{ПЕР}}$ рассчитывается по формуле

$$\alpha_{\text{ПЕР}} = \frac{\mathcal{E}_{\Pi} - \alpha_{\Pi} V - \Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}}{V}. \quad (4.11)$$

Запишем энергетическую характеристику оборудования, подставив значения α_{Π} , $\alpha_{\text{ПЕР}}$ и $\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}$. Соответственно суточная энергетическая характеристика насосной станции будет иметь вид, кВт·ч/сут:

$$\mathcal{E}_{\Pi} = \alpha_{\Pi} V + \alpha_{\text{ПЕР}} V + \Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}. \quad (4.12)$$

Определяем энергетический КПД насосной станции по формуле (4.5) при различных условиях загрузки оборудования (10 %, 25 %, 50 %, 75 % и 100 %) и строим график зависимости энергетического КПД от уровня загрузки (суточной производительности) $\eta = f(V)$.

Определяем перерасход электроэнергии при 50 % загрузке насосной станции.

Рассчитаем норму расхода электроэнергии при 100-процентной загрузке насосной станции

$$N_p = \frac{\mathcal{E}_{\Pi}}{V}, \quad (4.13)$$

Суточное потребление электроэнергии при 50-процентной загрузке (фактическое)

$$\mathcal{E}_{\Pi}^{\text{ФАКТ}} = \alpha_{\Pi} V \times 0,5 + \alpha_{\text{ПЕР}} V \times 0,5 + \Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}. \quad (4.14)$$

Суточное потребление электроэнергии при 50-процентной загрузке (нормативное)

$$\mathcal{E}_{\text{П}}^{\text{НОРМ}} = N_p V \times 0,5, \quad (4.15)$$

Определяем перерасход энергии при 50-процентой загрузке насосной станции

$$\mathcal{E}_{\text{СУТ}}^{\text{ПЕРЕРАСХОД}} = \mathcal{E}_{\text{П}}^{\text{ФАКТ}} - \mathcal{E}_{\text{П}}^{\text{НОРМ}}, \quad (4.16)$$

Рассчитать соответствующие штрафные санкции для предприятия за электрическую энергию, израсходованную сверх количества, предусмотренного на соответствующий период Договором (приложение 8).

Задача 2.

1. Определить операционные нормы расхода энергоресурсов на производство единицы продукции.

2. Рассчитать сверхнормативные потери энергии при работе технологического оборудования в неоптимальном режиме и соответствующие штрафные санкции для предприятия.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Определяем прогрессивную энергетическую характеристику котла ДКВРТ-2,5 (производительность $q = 2,5$ т/ч пара, параметры пара – 1,4 МПа, 550 К), энергетический баланс которого приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 — Энергетический баланс парового котла ДКВРТ-2,5 на производство 1 т пара

Статья баланса	Масса, т	Теплосодержание, кДж/кг	Количество тепловой энергии	
			кДж·10 ⁶	%
Приход энергии				
Топливо (уголь)	0,15	24300	3,640	86,2
Воздух (288 К)	1,76	15,2	0,025	0,6
Питательная вода (383 К)	1,1	503	0,554	13,1
Свежая вода для охлаждения балок и панелей (284 К)	0,09	46	0,04	0,1
Итого	3,1	1450	4,223	100

Окончание таблицы 4.1

Статья баланса	Масса, т	Теплосодержание, кДж/кг	Количество тепловой энергии	
			кДж·10 ⁶	%
Расход энергии – 1,4 МПа (550К)				
Перегретый пар	1,0	2730	2,730	66,5
Продувочная вода	0,1	1000	0,101	2,4
Использованная вода для охлаждения балок и панелей (350 К)	0,09	323	0,029	0,7
В том числе ее энергия, которая может быть использована вторично	–	61	0,005	0,1
Шлаки, провал, унос	0,085	7550	0,764	16,3
В том числе их энергия, которая может быть использована вторично	–	1830	0,264	6,5
Отходящие газы (453 К)	1,825	299	0,566	13,3
В том числе их энергия, которая может быть использована вторично	–	150	0,282	6,6
Потери наружного охлаждения	–	–	0,033	0,8
Итого	3,1	1450	4,223	100,0
в том числе:				
полезная энергия	1	3230	2,730	66,5
безвозвратные потери	2,1	305	0,942	20,3
вторичные энергоресурсы	–	167	0,551	13,2

Составляющие баланса, которые отражают суточную энергетическую характеристику:

– удельный (на 1 т пара) полезный расход энергии $\alpha_{\text{п}}$ (перегретый пар $\alpha_{\text{п}} = 2,73 \times 10^6$ кДж/т (таблица 4.1.));

– удельная величина переменных потерь $\alpha_{\text{ПЕР}}$ (96 % расходной части баланса, исключение в 4 % соответствует доле постоянных потерь);

$\alpha_{\text{ПЕР}} = (\text{шлаки, провал, унос} + \text{отходящие газы} - 4\% \times (\text{шлаки, провал, унос} + \text{отходящие газы})) = (0,764 + 0,566 - 0,05)10^6 = 1,28 \times 10^6$ кДж/т;

Постоянную составляющую потерь $\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}$ определяем исходя из потерь холостого хода на производство 1 т пара. Это позиции 2, 3, 8 (таблица 4.1.) (продувочная вода + использованная вода для охлаждения балок и панелей + потери наружного охлаждения) и 4 % позиций 5, 7 (шлаки, провал, унос + отходящие газы). То есть

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}} = (0,101 + 0,029 + 0,033 + 0,05) 10^6 = 0,213 \times 10^6 \text{ кДж/т}$$

Исходя из рассчитанной величины $\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}$ определяем потери холостого хода:

– в течение 1 ч (при производительности $q = 2,5$ т пара в 1ч), кДж

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}^{\text{Ч}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}} 10^6 q, \quad (4.17)$$

– в течение суток (24ч)

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}^{\text{СУТ}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}^{\text{Ч}} 10^6 \times 24. \quad (4.18)$$

Запишем энергетическую характеристику оборудования подставив значения $\alpha_{\text{П}}$, $\alpha_{\text{ПЕР}}$ и $\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}$. Соответственно суточная энергетическая характеристика котла будет иметь вид, кДж

$$\mathcal{E}_{\text{П}} = \alpha_{\text{П}} \times 10^6 \times V + \alpha_{\text{ПЕР}} \times 10^6 \times V + \Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}} \times 10^6. \quad (4.19)$$

Прогрессивная энергетическая характеристика $\mathcal{E}_{\text{П}}^{\text{НОРМ}}$ определяется при условии использования вторичных энергоресурсов. Вторичные энергоресурсы применяем на подогрев питательной воды.

Они составляют $\alpha_{\text{ПЕР}}^{\text{ВТОР}} = (0,264 + 0,282) 10^6 = 0,546 \times 10^6$ кДж (таблица 4.1) от переменных потерь и $\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}^{\text{ВТОР}} = 0,005$ кДж (таблица 4.1) от постоянных потерь теплоты на 1 т пара. Соответственно прогрессивная суточная энергетическая характеристика котла будет иметь вид, кДж

$$\mathcal{E}_{\text{П}}^{\text{НОРМ}} = \alpha_{\text{П}} \times 10^6 \times V + (\alpha_{\text{ПЕР}} - \alpha_{\text{ПЕР}}^{\text{ВТОР}}) \times 10^6 \times V + (\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}}^{\text{ВТОР}}) \times 10^6. \quad (4.20)$$

Определяем энергетический КПД котла ДКВРТ-2,5 по формуле (4.5) при различных условиях загрузки оборудования (10 %, 25 %, 50 %, 75 % и 100 %) и строим график зависимости энергетического КПД от уровня загрузки (производительности) $\eta = f(V)$.

Используя прогрессивную энергетическую характеристику котла ДКВРТ-2,5 после внедрения энергосберегающих мероприятий, определить:

- прогрессивную норму расхода угля для производства 1 т пара в котельной;
- суточную экономию (перерасход) топлива при условии, что для сельскохозяйственного объекта требуется $V = 15$ т пара в сутки.

Данные специальных замеров отражены в энергобалансе котла (таблица 4.1), где указано, что на производство 1 т пара требуется $b_y = 0,15$ т каменного угля.

Данные специальных замеров также показывают, что из потерь энергии можно использовать вторичные энергоресурсы на подогрев питательной воды в количестве $0,551 \times 10^6$ кДж на 1 т пара. Использование этих ресурсов следует включить в план оргтехмероприятий, предусмотренный производственной программой хозяйства. После реализации этих мероприятий вводится прогрессивная норма расхода топлива (угля теплосодержанием 24,3 кДж/т) на производство 1 т пара

$$H_{\text{П}}^{\text{НОРМ}} = \frac{(Q_{\text{У}}^{\text{ТЭ}} - Q_{\text{ВТ}}) 10^6}{24,3 \times 10^6}, \quad (4.21)$$

где $Q_{\text{У}}^{\text{ТЭ}} = 3,64 \times 10^6$ кДж/т – количество в базовом варианте тепловой энергии, поступающей за счет сжигания угля на производство 1 т пара (энергобаланс котла);

$Q_{\text{ВТ}} = 0,551 \times 10^6$ кДж/т – снижение потребности в угле на производство 1 т пара за счет использования вторичных энергоресурсов.

Определяем экономию (перерасход) тепловой энергии, поступающей за счет сжигания угля на производство 15 т пара

$$\mathcal{E}_{\text{СУТ}}^{\text{ПЕРЕРАСХОД}} = (H_{\text{П}}^{\text{ФАКТ}} - H_{\text{П}}^{\text{НОРМ}}) V, \quad (4.22)$$

где $H_{\text{П}}^{\text{ФАКТ}}$ – фактический расход топлива на производство 1 т пара;

$H_{\text{П}}^{\text{НОРМ}}$ – норма расхода топлива на производство 1 т пара;

V – объем производства.

Рассчитать соответствующие штрафные санкции для предприятия за тепловую энергию и мощность, израсходованные сверх количества, предусмотренного на соответствующий период Договором (приложение 9).

ЛИТЕРАТУРА

1. Дегтяревич, И. И. Бизнес-планирование в АПК: учебно-методическое пособие / И.И. Дегтяревич. – Минск : УМЦ Минсельхозпрода, 1999.

2. Коссов, В.В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / В.В. Коссов, В.Н. Лифшиц, А.Г. Шахназаров. – Москва : Экономика, 2000.

3. Правила пользования электрической и тепловой энергией. – Минск : Тыздзень, 1996.

4. Покотилов, В.В. Методика технико-экономического обоснования энергосберегающих мероприятий / В.В. Покотилов, С.А. Макаревич, В.В. Ширшова // Архитектура и строительство. – Минск : 2001. – № 3. – С. 68–71.

5. Рекомендации по разработке бизнес-планов инвестиционных проектов. Министерство экономики Республики Беларусь. – Минск, 1999.

6. Ширшова, В.В. Оценка эффективности замены оборудования при модернизации производства / В.В. Ширшова, А.В. Королев // Экономика, финансы, управление – Минск : 2005. – № 7. – С. 32–37.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Удельный расход электроэнергии на топливоприготовление, топливоподачу и золошлакоудаление, кВт·ч/ ГДж

Мощность котельной, МВт	Вид топлива	
	Жидкое топливо	Твердое топливо
До 5,8	0,26	1,67
5,8–11,6	0,24–0,25	1,57–1,62
23,2–34,9	0,23–0,24	1,53–1,57
Свыше 34,9	0,14–0,23	0,95–1,53

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Удельные расходы электроэнергии на выработку и транспортирование тепла, кВт·ч/ ГДж

Расчетная тепловая нагрузка отопительных котельных малой мощности, МВт	Удельный расход электроэнергии
До 0,58	4,77
0,59–1,16	4,77
1,17–2,33	3,89
2,34–3,49	3,7
3,50–5,82	3,7
5,83–11,6	3,7
11,64–58,2	3,7

Коэффициент приведения денежных сумм к началу расчетного периода
(дисконтирующий множитель) α_m , лет

Годы	Процентная ставка E													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	0,990	0,980	0,971	0,962	0,952	0,943	0,935	0,926	0,917	0,909	0,901	0,893	0,885	0,877
2	1,970	1,942	1,913	1,886	1,859	1,833	1,808	1,783	1,759	1,736	1,713	1,690	1,668	1,647
3	2,941	2,884	2,829	2,775	2,723	2,673	2,624	2,577	2,531	2,487	2,444	2,402	2,361	2,322
4	3,902	3,808	3,717	3,360	3,546	3,465	3,387	3,312	3,240	3,170	3,102	3,037	2,975	2,914
5	4,853	4,713	4,580	4,452	4,329	4,212	4,100	3,993	3,890	3,791	3,696	3,605	3,517	3,433
6	5,795	5,601	5,417	5,242	5,076	4,917	4,767	4,623	4,486	4,355	4,231	4,111	3,998	3,889
7	6,728	6,472	6,230	6,002	5,786	5,582	5,389	5,206	5,033	4,868	4,712	4,564	4,423	4,288
8	7,652	7,325	7,020	6,733	6,463	6,210	5,971	5,747	5,535	5,335	5,146	4,968	4,799	4,639
9	8,566	8,162	7,786	7,435	7,108	6,802	6,515	6,247	5,995	5,759	5,537	5,328	5,132	4,946
10	9,471	8,983	8,530	8,111	7,722	7,360	7,024	6,710	6,418	6,145	5,889	5,650	5,426	5,216
11	10,368	9,787	9,253	8,760	8,306	7,887	7,499	7,139	6,805	6,495	6,207	5,938	5,687	5,453
12	11,255	10,575	9,954	9,385	8,863	8,384	7,943	7,536	7,161	6,814	6,492	6,191	5,918	5,660
13	12,134	11,348	10,635	9,986	9,394	8,853	8,358	7,904	7,487	7,103	6,750	6,424	6,122	5,842
14	13,004	12,106	11,296	10,563	9,899	9,295	8,745	8,244	7,786	7,367	6,982	6,628	6,303	6,002
15	13,865	12,849	11,938	11,118	10,380	9,712	9,108	8,559	8,061	7,606	7,191	6,811	6,462	6,142
16	14,718	13,578	12,561	11,652	10,838	10,106	9,447	8,851	8,313	7,824	7,379	6,974	6,604	6,265
17	15,562	14,292	13,166	12,166	11,274	10,477	9,763	9,122	8,544	8,022	7,549	7,120	6,729	6,373
18	16,398	14,992	13,754	12,659	11,690	10,828	10,059	9,372	8,756	8,201	7,702	7,250	6,840	6,467

47

Продолжение приложения 3

Годы	Процентная ставка E													
	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	30	35	40
1	0,870	0,862	0,855	0,848	0,840	0,833	0,826	0,820	0,813	0,807	0,800	0,769	0,741	0,714
2	1,626	1,605	1,585	1,566	1,547	1,528	1,510	1,492	1,474	1,457	1,440	1,361	1,289	1,225
3	2,283	2,246	2,210	2,179	2,140	2,107	2,074	2,042	2,011	1,981	1,952	1,816	1,696	1,589
4	2,855	2,798	2,743	2,690	2,639	2,589	2,540	2,494	2,448	2,404	2,362	2,166	1,997	1,849
5	3,352	3,274	3,159	3,127	3,058	2,991	2,926	2,864	2,804	2,745	2,689	2,436	2,220	2,035
6	3,785	3,685	3,589	3,498	3,410	3,326	3,245	3,168	3,092	3,021	2,951	2,643	2,385	2,168
7	4,160	4,039	3,922	3,812	3,706	3,605	3,508	3,416	3,327	3,242	3,161	2,802	2,508	2,263
8	4,487	4,344	4,207	4,078	3,954	3,837	3,726	3,619	3,518	3,421	3,329	2,925	2,598	2,331
9	4,772	4,607	4,451	4,303	4,163	4,031	3,905	3,786	3,673	3,566	3,463	3,019	2,665	2,379
10	5,019	4,833	4,659	4,494	4,339	4,193	4,054	3,923	3,799	3,682	3,571	3,092	2,715	2,414
11	5,234	5,029	4,836	4,656	4,487	4,327	4,177	4,035	3,902	3,776	3,656	3,147	2,752	2,438
12	5,421	5,197	4,988	4,793	4,611	4,439	4,279	4,127	3,985	3,851	3,725	3,190	2,779	2,456
13	5,583	5,343	5,118	4,910	4,715	4,533	4,362	4,203	4,053	3,912	3,780	3,223	2,799	2,469
14	5,725	5,468	5,229	5,008	4,802	4,611	4,432	4,265	4,108	3,966	3,824	3,249	2,814	2,478
15	5,847	5,576	5,324	5,092	4,876	4,676	4,489	4,315	4,153	4,001	3,859	3,268	2,826	2,484
16	5,954	5,669	5,405	5,162	4,938	4,730	4,536	4,357	4,189	4,033	3,887	3,283	2,834	2,489
17	6,047	5,487	5,475	5,222	4,990	4,775	4,576	4,391	4,219	4,059	3,910	3,295	2,840	2,492
18	6,128	5,818	5,534	5,273	5,033	4,812	4,608	4,419	4,243	4,080	3,928	3,304	2,844	2,494

48

Окончание приложения 3

Годы	Процентная ставка Е											
	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
1	0,690	0,667	0,645	0,625	0,606	0,588	0,571	0,555	0,541	0,526	0,513	0,500
2	1,165	1,111	1,061	1,016	0,973	0,934	0,898	0,864	0,833	0,819	0,776	0,750
3	1,493	1,407	1,330	1,260	1,196	1,138	1,0855	1,096	0,991	0,961	0,911	0,875
4	1,720	1,605	1,503	1,412	1,331	1,258	1,191	1,131	1,076	1,034	0,980	0,938
5	1,876	1,737	1,615	1,508	1,413	1,328	1,252	1,184	1,122	1,072	1,015	0,969
6	1,983	1,824	1,687	1,605	1,492	1,394	1,307	1,213	1,147	1,091	1,034	0,984
7	2,057	1,883	1,734	1,605	1,492	1,394	1,307	1,230	1,161	1,101	1,043	0,992
8	2,109	1,922	1,764	1,628	1,511	1,408	1,318	1,219	1,168	1,106	1,048	0,996
9	2,144	1,948	1,783	1,642	1,522	1,417	1,325	1,244	1,172	1,108	1,050	0,998
10	2,168	1,965	1,796	1,652	1,528	1,422	1,328	1,247	1,174	1,110	1,051	0,999
11	2,185	1,977	1,804	1,657	1,532	1,424	1,331	1,248	1,175	1,110	1,052	0,999
12	2,197	1,985	1,809	1,661	1,535	1,426	1,332	1,249	1,176	1,111	1,052	1,000
13	2,205	1,990	1,812	1,663	1,536	1,427	1,332	1,249	1,176	1,111	1,053	1,000
14	2,210	1,993	1,810	1,664	1,537	1,428	1,333	1,250	1,176	1,111	1,053	1,000
15	2,214	1,995	1,826	1,665	1,538	1,428	1,333	1,250	1,176	1,111	1,053	1,000
16	2,216	1,997	1,817	1,666	1,538	1,428	1,333	1,250	1,176	1,111	1,053	1,000
17	2,218	1,998	1,817	1,666	1,538	1,428	1,333	1,250	1,176	1,111	1,053	1,000
18	2,220	2,000	1,818	1,666	1,538	1,428	1,333	1,250	1,177	1,111	1,053	1,000

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Характеристика отопительно-вентиляционных систем.
Электрокалориферные установки
(в комплекте со шкафом управления)

Показатель	Тепловая мощность, кВт	Мощность электродвигателя приточного вентилятора, кВт	Стоимость в ценах 2008 г., тыс. руб.
СФОЦ-25	22,5	1,1	1504,5
СФОЦ-40	45	1,5	1646,1
СФОЦ-60	67,5	2,5	2318,7
СФОЦ-100	90	5,5	2790,7
СФОЦ-160	157,5	7,5	4006,1
СФОЦ-250	250	7,5	5487,0

Тепловентиляторы (в комплекте со шкафом управления)

Показатель	Тепловая мощность, кВт	Мощность электродвигателя приточного вентилятора, кВт	Стоимость в ценах 2008 г., тыс. руб.
ТВ-6,1М	60	2,2	4803,7
ТВ-9,1М	80	2,2	4893,4
ТВ-12,1М	110	2,2	4723,3
ТВ-18,1М	160	7,5	5774,1

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Характеристика отопительного периода
в зависимости от граничной температуры
наружного воздуха (Минск)

Граничная температура, °С	Отопительный период		Граничная температура $t_{нв}$, °С	Отопительный период	
	Продолжительность периода $n_{от}$, сут.	Средняя температура за период $t_{н(ср)}$, °С		Продолжительность периода $n_{от}$, сут.	Средняя температура за период $t_{н(ср)}$, °С
10	220	-0,9	-6	66	-11,3
9	213	-1,1	-7	56	-12,0
8	205	-1,4	-8	48	-12,9
7	198	-1,8	-9	40	-13,7
6	190	-2,2	-10	35	-14,4
5	182	-2,5	-11	30	-15,3
4	172	-3,0	-12	27	-16,0
3	163	-3,6	-13	23	-16,8
2	153	-4,2	-14	20	-17,6
1	143	-4,7	-15	13	-18,3
0	134	-5,4	-16	15	-19,4
-1	120	-6,4	-17	12	-20,4
-2	107	-7,6	-18	10	-21,4
-3	95	-8,7	-16	9	-22,5
-4	84	-9,5	-20	8	-23,5
-5	73	-10,5	-	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Сети электроснабжения

Наименование коммуникаций	Площадь сечения, мм	Вид прокладки	Ориентировочная стоимость 1 км в базисных ценах 1991 г., тыс. руб.
Линии электропередачи напряжением до 1 Кв	4-50	в траншее	3,2-5,25
		на конструкции	3,0-4,85

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Отпускные цены на комплектные трансформаторные подстанции
(в ценах по состоянию на 01.01.2009 г.)

Наименование изделия	КТП-25	КТП-40	КТП-63	КТП-100	КТП-160	КТП-250
Отпускная цена, тыс. руб.	6835,7	7819,2	9314,9	13395,4	15442,1	19300,7

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

ДОГОВОР №

На снабжение электрической энергией

(для промышленных и приравненных к ним потребителей)

«__» _____ 200__ г. г. Минск

Минское республиканское унитарное предприятие электроэнергетики «Минскэнерго», в лице _____

(должность, Ф.И.О.)

действующего на основании _____

(Устав; Положение; Доверенность, номер, дата)

именуемое в дальнейшем «Энергоснабжающая организация», с одной стороны, и _____

(полное наименование субъекта хозяйствования)

в лице _____

(должность, Ф.И.О.)

действующего на основании _____

(Устав; Положение; Доверенность, номер, дата)

именуемого в дальнейшем «Абонент», заключили настоящий ДОГОВОР о нижеследующем:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

1.1. Энергоснабжающая организация обязуется подавать Абоненту через присоединенную электрическую сеть энергосистемы электрическую энергию и мощность, а Абонент обязуется принять и своевременно произвести оплату за электрическую энергию и мощность.

2. ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

2.1. Обязанности Энергоснабжающей организации

2.1.1. Осуществлять подачу электрической энергии Абоненту в соответствии с договорными величинами потребления электрической энергии, мощности и категорией электроприемников Абонента, определяемой фактической схемой внешнего электроснабжения.

2.1.2. Поддерживать на границе балансовой принадлежности электрических сетей Энергоснабжающей организации показатели качества электрической энергии и соответствии с ГОСТ-13109-97

«Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» и иными актами республиканских органов государственного управления.

2.1.3. Доводить Абоненту дату и продолжительность изменений в схеме внешнего электроснабжения и возможного отключения при проведении планового ремонта в электрических сетях энергосистемы.

2.1.4. При введении в энергосистеме графиков ограничения и отключения потребителей электрической энергии и мощности доводить соответствующий режим потребления электрической энергии и мощности.

2.1.5. Информировать Абонента об изменении тарифов на электрическую энергию в любой форме (письмо, факс, телеграмма, электронная почта и другие виды связи).

2.1.6. Доводить Абоненту письменным уведомлением не позднее чем за 15 дней до начала очередного квартала предельную величину потребляемой электрической мощности и часы максимальных нагрузок энергосистемы по месяцам квартала.

2.2. Обязанности Абонента

2.2.1. Обеспечивать надлежащее техническое состояние и эксплуатацию электроустановок, безопасность электрических сетей, приборов и оборудования, связанных с потреблением электрической энергии.

2.2.2. Своевременно производить оплату электрической энергии и мощности в порядке и на условиях, определенных разделом 4 настоящего договора.

2.2.3. Своевременно и в полном объеме оплачивать предъявленные Энергоснабжающей организацией платежные документы в порядке предварительного акцепта.

2.2.4. Обеспечивать нахождение платежных документов Энергоснабжающей организации в картотеке банка до полной их оплаты в соответствии с «Инструкцией о банковском переводе».

2.2.5. Соблюдать установленные договором режимы и величину потребления электрической энергии и мощности. При введении в энергосистеме графиков ограничения и отключения потребителей электрической энергии и мощности, выполнять требования Энергоснабжающей организации по выполнению доведенных величин потребления электрической энергии и мощности.

2.2.6. Соблюдать режимы потребления реактивной составляющей электрической энергии и мощности, обеспечивать требуемые

уровни компенсации.

2.2.7. Передавать в письменной форме в Энергоснабжающую организацию до 3-го числа каждого месяца, следующего за отчетным показанием средств коммерческого учета о потреблении электрической энергии и мощности за прошедший месяц.

2.2.8. Обеспечивать соответствие схемы электроснабжения категоричности электроприемников согласно «Правил устройства электроустановок» и эксплуатационную готовность устройств, исключая растройство технологического процесса при кратковременных перерывах в электроснабжении и снижении напряжения, обусловленных аварийными режимами и действиями устройств релейной защиты автоматики.

2.2.9. Поддерживать на границе балансовой принадлежности электрических сетей с Энергоснабжающей организацией показатели качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ-13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

2.2.10. Обеспечивать сохранность схемы, целостность средств коммерческого учета и сохранность пломб. О нарушениях в работе средств коммерческого учета своевременно сообщать в Энергоснабжающую организацию.

2.2.11. Безотлагательно сообщать в Энергоснабжающую организацию в письменной форме сведения об изменении юридических и банковских реквизитов в случае реорганизации, ликвидации и т.п., а также данные об субабонентах, арендаторах и иные изменения, в том числе и по перечню объектов, указанных в приложении № 3 к настоящему договору.

2.2.12. Не передавать без письменного разрешения Энергоснабжающей организации через присоединенную сеть электроэнергию другим субъектам хозяйствования (субабонентам).

2.2.13. Немедленно сообщать в письменной форме в Энергоснабжающую организацию сведения об авариях, пожарах, гибели людей от поражения электрическим током.

3. ПРАВА СТОРОН

3.1. Энергоснабжающая организация имеет право:

3.1.1. Регулировать режим потребления электрической энергии и мощности.

3.1.2. Отказаться в одностороннем порядке от исполнения Договора в случае неоднократного нарушения Абонентом сроков опла-

ты потребленной электрической энергии и мощности, за исключением случаев, установленных законодательством.

3.1.3. Для принятия неотложных мер по предупреждению и ликвидации аварий Энергоснабжающая организация имеет право без согласования прервать, ограничить или прекратить подачу электроэнергии с последующим сообщением абоненту о причинах принятия неотложных мер.

3.1.4. Предварительно предупредив Абонента в сроки, необходимые для окончания технологического процесса, прекратить подачу электроэнергии полностью или частично в случаях:

3.1.4.1. техническое состояние электроустановок Абонента создает реальную угрозу жизни и здоровью людей, возникновению пожара;

3.1.4.2. самовольного присоединения электроприемников Абонента к сети Энергоснабжающей организации или увеличение разрешенной к использованию мощности сверх предусмотренного договором и техническими условиями;

3.1.4.3. невыполнение Абонентом обязанностей по оплате потребленной энергии;

3.1.4.4. отсутствия персонала для обслуживания электроустановок;

3.1.4.5. не допуска должностного лица Энергонадзора или Госэнергонадзора к электроустановкам Абонента или средствам коммерческого учета электрической энергии.

3.1.5. При необеспечении Абонентом договорных обязательств по своевременной оплате за электрическую энергию и мощность прекращать или ограничивать отпуск электрической энергии в соответствии с существующими законодательными актами.

3.2. Абонент имеет право:

3.2.1. По согласованию с Энергоснабжающей организацией в письменной форме корректировать договорные величины потребления электрической энергии в течение месяца, но не позднее, чем за 10 календарных дней до его окончания.

3.2.2. По согласованию с Энергоснабжающей организацией письменно корректировать договорные величины потребления электрической мощности не позднее чем за 10 календарных дней до начала расчетного периода.

Примечание:

1. Действие пункта 3.2.2. договора распространяется на Абонента с присоединенной мощностью 750 кВА и выше.

2. Корректировка считается произведенной после согласия Энергоснабжающей организации на изменение количества потребления электрической энергии и (или) мощности.

4. ФОРМА РАСЧЕТА И ПОРЯДОК ОПЛАТЫ

4.1. Расчеты за электроэнергию производятся по тарифам для соответствующей группы потребителей согласно Декларации об уровне тарифов на электрическую энергию, реализуемую предприятиями концерна «Белэнерго» и утвержденным в установленном порядке.

4.2. Абонент, оплативший задолженность за потребленную электрическую энергию, предоставляет самостоятельно в Энергоснабжающую организацию копии оплаченных платежных документов за каждый вид расчета.

4.3. Расчеты за электрическую энергию между Энергоснабжающей организацией и Абонентом производятся в форме предоплаты в следующие сроки:

4.3.1. потребители электрической энергии с присоединенной мощностью 750 кВА и более в объеме десятидневного потребления до 1, 10, 20 числа расчетного периода (месяца);

4.3.2. остальными потребителями электрической энергии – в объеме потребления за расчетный период до 3 числа расчетного месяца;

4.3.3. расчеты за договорную мощность - в первый рабочий день расчетного периода (месяца);

4.3.4. окончательный расчет за потребленную электрическую энергию в расчетном периоде в течение 6 дней после окончания расчетного месяца на основании данных средств коммерческого учета.

В случае не поступления от Абонента предоплаты в течение 3-х рабочих дней с начала расчетной) периода (для одноставочных потребителей) или в течение 2-х рабочих дней с начала декады (для двухставочных потребителей) Энергоснабжающая организация вправе направлять платежные требования в обслуживающий банк Абонента по всем платежам не позднее 15 числа расчетного месяца.

4.4. Количество электрической энергии и мощности, учтенное коммерческими средствами учета, установленными не на границе балансовой принадлежности электрических сетей увеличивается (+) или уменьшается (-) на величину потерь на участке от места установки средств коммерческого учета до границы ее раздела. Процент потерь определяется расчетным путем и указывается в приложении № 3 к договору.

4.5. Контроль за фактической нагрузкой Абонента осуществляется по измерительной системе, а при ее неисправности или отсутствии – по электросчетчикам путем измерения получасового потребления электроэнергии и определения максимальной получасовой мощности расчетным путем.

4.6. В случае не сообщения потребителем в установленный п.2.2.6 настоящего договора срок показаний средств коммерческой учета расчет производится по среднесуточному расходу электроэнергии за предыдущий расчетный период, но не менее предусмотренного за расчетный период Договором. Период расчета по среднесуточному расходу не должен превышать определенного Договором одного расчетного периода. При отсутствии показаний более одного расчетного периода Энергоснабжающая организация определяет расход электроэнергии по установленной мощности токоприемников и числу часов их работы до сообщения показаний средств коммерческого учета, без последующего перерасчета.

4.7. В случае снятия пломб Госповерителя и Энергоснабжающей организации, расчет производится по установленной мощности токоприемников и числу часов их работы за расчетный период.

4.8. Энергоснабжающей организацией в течение расчетного периода могут быть направлены в банк дополнительные платежные документы за:

4.8.1. перебор договорных величин электропотребления и мощности;

4.8.2. нарушение режимов работы или самовольное использование электронагревательных приборов;

4.8.3. безучетное или самовольное потребление электрической энергии, а также в других случаях, предусмотренных нормативными документами.

4.9. Оплата энергии производится Абонентом по действующим тарифам в белорусских рублях, с применением коэффициента перевода белорусского рубля в эквивалент доллара США, с учетом его официального курса на день оплаты. Ежемесячно производится индексация задолженности за потребленную, но не оплаченную в срок энергию.

4.10. Датой оплаты считается дата поступления средств на расчетный счет Энергоснабжающей организации.

4.11. Оплата Абонентом потребленной электрической энергии и мощности в иностранной валюте допускается в случаях и на условиях, определенных законодательством Республики Беларусь.

4.12. Расчеты за электрическую энергию могут производиться Абонентом по дифференцированному по зонам суток тарифу при наличии у Абонента соответствующей системы учета электрической энергии. Условия и порядок расчетов оговариваются в дополнительном соглашении по настоящему договору.

4.13. Расчеты за реактивную энергию и мощность производятся в соответствии с приложением № 4 к договору.

4.14. Все платежные документы, выставляемые Абоненту на основании данного договора, подлежат оплате с предварительным акцептом, для чего Абонент обязуется своевременно направить в обслуживающий его банк заявление на предварительный акцепт.

5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

5.1. В случаях ненадлежащего исполнения обязательств по Договору сторона, допустившая невыполнение обязательств, несет ответственность в соответствии с законодательством Республики Беларусь.

5.2. Граница ответственности сторон за техническое состояние и обслуживание электроустановок определяется «Актом разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон».

5.3. Размер ущерба в случае перерыва в электроснабжении по вине Энергоснабжающей организации определяется в размере 10-кратной стоимости не отпущенной электрической энергии, за исключением случаев, оговоренных «Правилами пользования электрической энергией» и дополнительными соглашениями о надежности электроснабжения.

5.4. Абонент уплачивает Энергоснабжающей организации 10-кратную стоимость электрической энергии и мощности, израсходованной сверх количества, предусмотренного на соответствующий период Договором.

Примечание: Для потребителей двухставочного тарифа в среднеотпускной тариф включается основная и дополнительная ставка.

5.5. При нарушении Абонентом установленного Энергоснабжающей организацией режима работы электронагревательного оборудования или его самовольного включения, Абонент уплачивает 10-ти кратную стоимость мощности электронагревателей, работающих в неразрешенное время расчетного периода. Стоимость одного киловатта принимается в соответствии с основной ставкой

двухставочного тарифа.

5.6. Абонент уплачивает Энергоснабжающей организации штраф в 5-кратном размере от суммы ущерба, причиненного в результате нарушения Правил пользования электрической энергией. Размер ущерба определяется по тарифам на момент обнаружения нарушения.

5.7. За невыполнение Абонентом в срок обязательств по оплате потребленной электрической энергии и мощности, Абонент уплачивает Энергоснабжающей организации пеню в размере единой учетной ставки Национального банка Республики Беларусь, действующей на момент взыскания денежных средств. Пеня за просрочку исполнения обязательств по оплате электрической энергии начисляется исходя из стоимости электрической энергии, потребленной за месяц, без учета проиндексированной задолженности за предыдущие периоды.

5.8. Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное неисполнение обязательства по настоящему договору, если это неисполнение является следствием: наводнения, пожара, землетрясения, урагана, градобития, снегопада и других стихийных бедствий, возникших после заключения договора. Сторона, ссылающаяся на форс-мажорные обстоятельства, обязана в 10-тидневный срок с момента их возникновения письменно информировать другую сторону о наступлении обстоятельств непреодолимой силы. Неуведомление или несвоевременное уведомление лишает права сторону ссылаться на любое вышеуказанное обстоятельство как на основание, освобождающее от ответственности за невыполнение обязательств.

6. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ

6.1. В случае, если во время срока действия договора законодательными актами, обязательными для исполнения сторонами, установлено правило, исключающее действие какого-либо условия договора, данное условие утрачивает силу со дня вступления в силу нового законодательного акта. Внесение изменений в договор производится сторонами, если того требует вновь принятый законодательный акт.

6.2. По всем вопросам, не урегулированным настоящим договором, стороны руководствуются действующим законодательством Республики Беларусь, «Правилами пользования электрической энергией», «Правилами устройства электроустановок», «Правилами тех-

нической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Положением о графиках ограничения и отключения потребителей электрической энергии и мощности в энергосистемах Республики Беларусь», другими нормативными документами.

6.3. В процессе исполнения договорных обязательств по соглашению сторон могут вноситься изменения и дополнения в договор, путем подписания дополнительного соглашения.

6.4. Исходя из интересов Сторон, Энергоснабжающая организация может принимать обеспечение исполнения по оплате потребителя электроэнергией залогом, поручительством, векселем, гарантией в соответствии с Гражданским кодексом Республики Беларусь.

6.5. Стороны по взаимному согласию могут определять отношения по снабжению электроэнергией в кредит с оформлением соответствующих договорных обязательств.

6.6. Абоненту запрещается: присоединение новых мощностей без согласования с Энергоснабжающей организацией и получения технических условий; использование электрической энергии для целей отопления и горячего водоснабжения без получения разрешения Энергоснабжающей организации; использование брони не по назначению.

6.7. Приложения к настоящему договору являются неотъемлемой его частью и обязательны для исполнения:

Приложение № 1 ОБЪЕМ ОТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Приложение № 2 ПРЕДЕЛЬНАЯ ВЕЛИЧИНА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

Приложение № 3 ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ

Приложение № 5 НОРМАТИВЫ НАДЕЖНОСТИ

Приложение № 10 ПРИМЕНЕНИЕ ПО ЗОНАМ СУТОК ТАРИФОВ

Приложение № _____
(наименование приложения)

Приложение № _____
(наименование приложения)

7. СРОК ДЕЙСТВИЯ ДОГОВОРА

7.1. Договор вступает в силу с момента его подписания и действует до «__» _____ 200__ г.

(число, месяц, год)

7.2. Договор считается продленным на тот же срок и на тех же условиях, если не позднее 10-ти дней до окончания срока действия ни одна

из сторон письменно не заявила о прекращении либо о заключении нового договора. До заключения нового договора отношения сторон регулируются настоящим договором.

8. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

8.1. Договор составлен в двух экземплярах, по одному для каждой из сторон, имеющих равную юридическую силу.

8.2. Споры по настоящему договору разрешаются в соответствии с законодательством Республики Беларусь.

9. ЮРИДИЧЕСКИЕ АДРЕСА СТОРОН

Наименование	Энергоснабжающая организация	Абонент
Адрес	220013, г. Минск, Б. Хмельницкого, 6	
Наименование банка	ОАО Белпромстройбанк Октябрьское отделение	
Код банка	153001357	
Расчетный счет	3012000160011	
УНН	102299802	
Телефон (факс)		

Энергоснабжающая организация

Абонент

(подпись, Ф.И.О.)

М.П.

(подпись, Ф.И.О.)

М.П.

ДОГОВОР №

На пользование тепловой энергией в горячей воде

«__» _____ 200__ г. _____ г. Минск
Минское республиканское унитарное предприятие электроэнергетики
РУП Минскэнерго именуемой в дальнейшем «Энергоснабжающая организация» в лице

действующего на основании доверенности № _____

с одной стороны, и _____

именуемое в дальнейшем «Абонент», в лице _____

действующего на основании _____

с другой стороны, именуемые в дальнейшем "Договаривающиеся стороны", заключили настоящий договор на теплоснабжение и потребление тепловой энергии в горячей воде.

1. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ДОГОВАРИВАЮЩИХСЯ СТОРОН

Энергоснабжающая организация обязана:

1.1. Отпускать Абоненту, включая субабонентов, тепловую энергию в горячей воде в течение договорного периода в количестве _____ Гкал с максимумом тепловой нагрузки Гкал/час, из них:

- а) на технологические нужды _____ Гкал/час;
- б) на отопление _____ Гкал/час при $T_{н.в.} = -25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- в) на вентиляцию _____ Гкал/час при $T_{н.в.} = \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- г) на горячее водоснабжение _____ Гкал/час.

Данные о субабонентах прилагаются к настоящему договору: (Приложение № 1).

1.2. Количество тепловой энергии, подаваемой Энергоснабжающей организацией Абоненту для отопления вентиляции, устанавливается в зависимости от температуры наружного воздуха и может изменяться в зависимости от поставок энергоносителей в Республику, выполнения Абонентом условий по своевременной оплате и предоплате за тепловую энергию.

Количество тепловой энергии, подаваемой для нужд горячего водоснабжения технологических целей – по представленному Абонентом

суточному графику нагрузки, согласованному с Энергоснабжающей организацией с разбивкой по кварталам (Приложение № 2).

1.3. Энергоснабжающая организация поддерживает среднесуточную температуру подающей сетевой воды на коллекторах электростанций (котельных) в соответствии с прилагаемым температурным графиком:

а) расход сетевой воды не более расчетного значения _____ м³/час;

б) среднегодовой нормы утечки сетевой воды не более 0,25 % от общего объема системы тепло потребления Абонента;

в) среднесуточной температуры обратной сетевой воды не выше 3 град, против температурного графика.

За Энергоснабжающей организацией сохраняется право корректировки договорных величин тепловой энергии с учетом складывающегося баланса выработки и потребления тепловой энергии в энергосистеме.

2. АБОНЕНТ ОБЯЗАН

2.1. В письменном виде сообщать Энергоснабжающей организации сведения о передаче в аренду полностью или частично своих зданий, помещений, производственных площадей, оборудования и заключении договоров о совместной деятельности (Приложение № 4).

Подключение к сетям Абонента субабонентов без согласования с Энергоснабжающей организацией запрещается.

2.2. Обеспечить беспрепятственный доступ полномочных представителей Энергоснабжающей организации по их служебным удостоверениям к пунктам установки приборов коммерческого учета теплоэнергии в тепловые пункты, находящиеся как на балансе Абонента, так и Энергоснабжающей организации, а также ко всем теплоустановкам и теплоиспользующему оборудованию, в том числе к приборам технического учета и контроля.

2.3. Для определения величины потребленной тепловой энергии Абонент представляет в Минские тепловые сети показания приборов учета в последние три рабочих дня расчетного месяца.

2.4. Немедленно сообщать в Энергоснабжающую организацию о повреждениях и неисправностях в работе коммерческих приборов учета и схемах их включения.

2.5. В срок до 1 октября текущего года представлять для согласования годовую потребность в тепловой энергии в горячей воде, подтвержденную объемами и номенклатурой производства продукции (работ, услуг), нормами расхода на единицу продукции.

2.6. По указанию Энергосберегающей организации, при введении графиков ограничения и отключения потребителей тепловой энер-

гии и мощности в энергосистеме, снижать потребление тепловой энергии в горячей воде в соответствии с заданными величинами.

3. ГРАНИЦЫ ОТВЕТСТВЕННОСТИ СТОРОН

3.1. Границы ответственности сторон за состояние и обслуживание теплоустановок по каждому объекту Абонента установлены актом разграничения балансовой принадлежности сторон АКТ от _____

3.2. Количество тепловой энергии в горячей воде, учтенной расчетными приборами учета, установленными не на границе балансовой принадлежности, определяется с учетом потерь теплоэнергии на участке теплосети от места установки приборов учета до границы раздела.

Величина потерь ежемесячно определяется Энергоснабжающей организацией, исходя из характеристики сетей на балансе потребителя, температуры теплоносителя и наружного воздуха.

3.3. Учет отпускаемой теплоэнергии в горячей воде производится по приборам, установленным на ТП Предприятия.

При отсутствии приборов учета количество отпускаемой тепловой энергии Абоненту рассчитывается Энергоснабжающей организацией согласно «Правилам учета отпуска тепловой энергии».

3.4. Абонент несет ответственность за сохранность установленных приборов учета и автоматики и гарантирует их нормальную работу.

4. ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ

4.1. Все виды расчетов на тепловую энергию в горячей воде производятся по установленным и доведенным тарифам (надбавкам и скидкам) платежными документами в соответствии с действующим порядком и действующими нормативными документами. Платежные требования оплачиваются в порядке предварительного акцепта в белорусских рублях.

4.2. Уведомление Энергоснабжающей организации об изменении тарифов на теплоэнергию в горячей воде (письмо, телеграмма, телетайпограмма, телефонограмма) является неотъемлемой частью договора. Сведения об изменении тарифов могут сообщаться через средства массовой информации (печать, радио, телевидение).

4.3. Расчеты за тепловую энергию в горячей воде производятся по платежным документам, выписываемым Энергоснабжающей организацией, а также в порядке плановых платежей Абонентом.

Выставление счетов Энергоснабжающей организацией и оплата Абонентом осуществляются в следующие сроки:

– окончательный расчет за прошедший расчетный месяц в течение 10 рабочих дней платежными документами, действующими на момент расчета.

– предплата за каждую десятидневку, в случае непоступления от Абонента предплаты Энергоснабжающая организация направляет в банк платежное требование на оплату Абонентам теплоэнергии. Фактическое потребление теплоэнергии производится по данным Минтеплосетей.

4.4. Энергоснабжающей организацией в течение расчетного периода могут быть направлены исполнительные платежные документы за: перебор договорных величин теплопотребления в горячей воде; нерациональное либо расточительное использование теплоэнергии; нарушение режимов теплопотребления; хищение, утечки и загрязнения сетевой воды и другие случаи, оговоренные действующими нормативными документами.

4.5. При заполнении сетевой водой тепловых сетей и систем Абонент обязан дополнительно оплатить стоимость полученной исходной воды и расходы по ее очистке.

В соответствии с «Изменениями и дополнениями в Положение о государственном регулировании тарифов на тепловую энергию, отпускаемую потребителям от тепловых сетей концерна «Белэнерго», утвержденными Министерством экономики Республики Беларусь от 19.04.2000 № 461, концерном «Белэнерго» от 19.04.2000 г. № 56 и согласованными Министерством финансов Республики Беларусь от 18.04.2000 № 03-12/843.

Тарифы на химочищенную воду для подпитки тепловых сетей являются договорными и могут изменяться один раз в квартал в связи с изменением тарифов на воду, условий оплаты труда, затрат на материалы и химреагенты, а также предельных индексов отпускных цен в соответствии с законодательными актами Республики Беларусь.

4.6. Оплата за тепловую энергию производится Абонентом по действующим тарифам в белорусских рублях с применением коэффициента перевода белорусского рубля в эквивалент доллара США, с учетом его официального курса на день оплаты.

Ежемесячно производится индексация задолженности за потребленную, но не оплаченную в срок тепловую энергию.

5. ИМУЩЕСТВЕННАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

5.1. При несвоевременной оплате за потребленную тепловую энергию Абонент уплачивает Энергоснабжающей организации пени в размере ____% суммы просроченного платежа за каждый день просрочки платежа, но не менее учетной ставки Национального банка Республики Беларусь на день расчетов.

5.2. Независимо от уплаты неустойки (штрафа, пени) Абонент за нарушение условий настоящего договора возмещает Энергоснабжающей организации убытки в части, не покрытой неустойкой.

Абонент обязан уплатить за время просрочки сумму долга, увеличенную с учетом инфляции. Уплата неустойки (штрафа, пени) и возмещение убытков, причиненных ненадлежащим исполнением обязательств настоящего договора, не освобождают стороны от исполнения обязательств в натуре.

5.3. В случае перерывов в теплоснабжении по вине Энергоснабжающей организации, последняя уплачивает Абоненту штраф в размере 5-кратной стоимости не отпущенной тепловой энергии, за исключением случаев, оговоренных в «Правилах пользования тепловой энергией».

5.4. Энергоснабжающая организация или Абонент, допустившие отклонения показателей качества теплоэнергии на границе балансовой принадлежности сверх допустимых пределов, уплачивает другой стороне штраф в размере 25% стоимости этой теплоэнергии, подтвержденной инструментальными замерами.

5.5. При дефиците тепловой мощности и энергии Энергоснабжающая организация вводит графики ограничений (отклонений). В случае несоблюдения вводимого режима Абонент уплачивает Энергоснабжающей организации 5-кратную стоимость тепловой энергии, израсходованной сверх установленных графиком величин с нарастающим итогом за расчетный период.

5.6. Абонент уплачивает Энергоснабжающей организации 5-кратную стоимость тепловой энергии и мощности, израсходованных сверх количества, предусмотренного на соответствующий период договором.

5.7. Для обеспечения жизнедеятельности предприятий энергосистемы Абонент поставляет Энергоснабжающей организации продукцию производственно-технического назначения, определяемую отдельным договором.

5.8. При обнаружении представителем Госэнергонадзора либо лицом, уполномоченным им, расточительного или нерационально-

го расходования теплоэнергии, а также резко неравномерного потребления в течение суток тепловой мощности Абонент оплачивает Энергоснабжающей организации повышенную плату в размере 5-кратной стоимости указанной энергии и мощности.

5.9. За каждую одну гигакалорию вновь присоединенной (допущенной в эксплуатацию) мощности и прирост потребляемой мощности Абонент вносит средства на развитие энергосистемы по существующим расценкам (рублей). Величина оплаты будет меняться по мере изменения коэффициента удорожания строительства.

5.10. При превышении Абонентом расхода сетевой воды на подпитку тепловых сетей против установленных договором максимальных часовых значений или при самовольном водоразборе, Абонент оплачивает Энергоснабжающей организации 5-кратную стоимость воды, включая тарифную.

5.11. Самовольно подключенные объекты Абонента отключаются Энергоснабжающей организацией с момента обнаружения.

Абонент оплачивает самовольно подключенные тепловые нагрузки в пятикратном размере с начала отопительного сезона и до момента отключения.

6. ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ

6.1. Запрещается присоединение Абонентом новых мощностей без согласования с Энергоснабжающей организацией и получения технических условий.

6.2. В случае неоплаты потребленной тепловой энергии в течение расчетного периода, оплата ее производится по тарифам, действующим на момент оплаты.

6.3. _____

7. САНКЦИИ

7.1. В соответствии с Указами Президента Республики Беларусь от 15.08.94 г. № 50 и постановлением Кабинета Министров от 31.01.95 г. № 64 при невыполнении Абонентом обязательств по своевременной оплате и предоплате на тепловую энергию Энергоснабжающая организация в установленном порядке после предупреждения прекращает отпуск энергии до полного погашения задолженности и обеспечения предоплаты, подтвержденных банковскими документами.

7.2. Ответственность за последствия, связанные с прекращением отпуска энергии из-за невыполнения обязательств по своевременной оплате, возлагается на Абонента.

8. СРОК ДОГОВОРА, ИЗМЕНЕНИЕ ДОГОВОРА, РАССМОТРЕНИЕ СПОРОВ

8.1. Настоящий договор вступает в силу со дня его подписания и считается ежегодно продленным, если за месяц до окончания срока не последует заявление одной из сторон об отказе от настоящего договора или его пересмотра.

Договор составлен в 2-х экземплярах, один из которых находится в Энергоснабжающей организации, другой – у Абонента.

8.2. Приложения к настоящему договору:

№ _____	200 г.	На _____	листах
№ _____	200 г.	На _____	листах
№ _____	200 г.	На _____	листах

и извещения Энергоснабжающей организации являются неотъемлемой его частью, обязательны для исполнения как Энергоснабжающей организацией, так и Абонентом.

8.3. Изменение условий договора возможно только по обоюдному согласию Сторон.

8.4. Досрочное расторжение договора может иметь место по согласованию Сторон, а также в случаях:

8.4.1. неоднократного неисполнения одной из Сторон обязательств по настоящему договору;

8.4.2. при объявлении Абонента банком неплатежеспособным;

8.4.3. в случае наличия обстоятельств непреодолимой силы, а также решений государственных органов, препятствующих выполнению условий настоящего договора.

В случае расторжения договора Сторона должна предупредить об этом другую Сторону письменно за 1 месяц.

8.5. При выполнении настоящего договора и по вопросам, в нем не оговоренным. Стороны руководствуются действующим законодательством РБ, решениями Государственных органов, «Правилами пользования тепловой энергией» и другими нормативными документами.

8.6. Споры по настоящему договору рассматриваются в Хозяйственном суде РБ.

9. ЮРИДИЧЕСКИЕ АДРЕСА СТОРОН

ДЛЯ ЗАМЕТОК

Информация	Энергоснабжающая организация	Абонент
Почтовый индекс	220013	
Адрес	г. Минск ул. Б.Хмельницкого, 6	
Наименование банка	Октябрьское отделение ОАО «ПСБ-Банк» г. Минска	
Код банка	153001357	
Расчетный счет	3012018680017	
УНП	100013276	
ОКПО	01797319	
Телефон	293-82-48(бух.) 293-82-03 (расч.гр.)	

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
И ПРОДОВОЛЬСТВИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Учебное издание

ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Методические указания к дипломным работам

Составители:

Ширшова Вера Владимировна,
Гриневич Елена Владимировна,
Наумова Лилия Васильевна

ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Ответственный за выпуск *А. А. Зеленовский*
Редактор *Ю. П. Каминская*
Компьютерная верстка *Ю. П. Каминской*

Подписано в печать 27.01.2010. Формат 60×84¹/₁₆. Бумага офсетная.
Ризография. Усл. печ. л. 4,18. Уч.-изд. л. 3,27. Тираж 100 экз. Заказ 109.

Издатель и полиграфическое исполнение:
учреждение образования
«Белорусский государственный аграрный технический университет».
ЛИ № 02330/0131734 от 10.02.2006.
ЛП № 02330/0131656 от 02.02.2006.
Пр. Независимости, 99–2, 220023, Минск.

МИНСК
БГАТУ
2010