

**МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА  
И ПРОДОВОЛЬСТВИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
АГРАРНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**КАФЕДРА ЭКОНОМИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК**

**Н.Г. Королевич  
В.В. Ширшова  
Г.И. Янукович**

**ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ  
ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ДИПЛОМНЫХ ПРОЕКТАХ  
ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК**

*Учебно-методическое пособие*

**Минск  
2008**

УДК [631.371:621.3]:33(07)

ББК 40.7я7

К68

Рекомендовано научно-методическим советом факультета предпринимательства и управления БГАТУ

Протокол № 2 от 4 октября 2007 г.

Авторы: канд. экон. наук, доц. *Н.Г. Королевич*,

канд. техн. наук, доц. *В.В. Ширшова*,

канд. техн. наук, проф. *Г.И. Янукович*

Рецензенты: канд. экон. наук, доц. кафедры менеджмента и маркетинга

БГАТУ *Л.В. Трейер*,

генеральный директор ОАО «Белсельэлектросетьстрой»

*Н.Н. Анищук*

**Королевич, Н.Г.**

К68 Экономическое обоснование технических решений в дипломных проектах по электроснабжению предприятий АПК : учеб.-метод. пособие / Н.Г. Королевич, В.В. Ширшова, Г.И. Янукович. – Минск : БГАТУ, 2008. – 78 с.

ISBN 978-985-519-001-2

УДК [631.371:621.3]:33(07)

ББК 40.7я7

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЭКОНОМИЧЕСКОМУ СОДЕРЖАНИЮ ДИПЛОМНЫХ ПРОЕКТОВ.....	6
1.1 Содержание экономической части дипломного проекта.....	6
1.2 Требования к оформлению экономического раздела дипломного проекта.....	6
2 ОСНОВНЫЕ РАЗДЕЛЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА .....	7
2.1 Сущность, актуальность и новизна разработки.....	7
2.2 Выбор вариантов технических решений и их сравнительная характеристика.....	7
2.3 Натуральные технико-экономические показатели.....	9
2.3.1 Годовой отпуск электроэнергии.....	9
2.3.2 Потери электроэнергии в элементах электрических сетей.....	9
2.3.3 Объем недоотпущенной за время перерывов электроэнергии... ..	13
2.3.4 Количество условных единиц, которыми оценивают элемент установки.....	14
2.3.5 Оформление результатов расчета технико-экономических показателей.....	14
2.4 Капиталовложения.....	16
2.5 Годовые эксплуатационные издержки.....	19
2.5.1 Амортизационные отчисления.....	20
2.5.2 Издержки на обслуживание электрической сети.....	20
2.5.3 Издержки на потери электроэнергии в элементах электрической сети.....	21
2.5.4 Оформление результатов расчета годовых эксплуатационных издержек.....	22
2.5.5 Себестоимость передачи электроэнергии.....	23
2.6 Определение ущерба от перерывов в электроснабжении.....	24
2.7 Прирост чистой прибыли и годовой доход при реализации проекта....	25
2.8 Показатели эффективности инвестиций в проект.....	27
2.8.1 Чистый дисконтированный доход и индекс доходности проекта... ..	29
2.8.2 Срок окупаемости капиталовложений.....	31
2.8.3 Критерий совокупных дисконтированных затрат.....	34
2.9 Оформление результатов расчета. Аналитическое заключение.....	35
ПРИМЕРЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ПРОЕКТОВ.....	37
ЛИТЕРАТУРА .....	55
ПРИЛОЖЕНИЯ .....	56

## ВВЕДЕНИЕ

Цель происходящих в Республике Беларусь экономических преобразований заключается в повышении эффективности производственной сферы при снижении энергоемкости процессов и продукции.

В современных условиях каждый инженер должен глубоко знать экономические аспекты производственной деятельности. Это необходимо для того, чтобы повышать эффективность использования капитальных вложений и уметь заранее рассчитать целесообразность их внедрения. Кроме того, умелое пользование экономическими рычагами позволяет повышать производительность труда, улучшать качество изделий, сокращать издержки, обеспечивать высокую рентабельность производства.

Будущий инженер должен знать о содержании и технике важнейших экономических расчетов. Обучение в университете предполагает экономическую подготовку инженеров на всех этапах обучения, в том числе при дипломном проектировании. Экономические расчеты являются неотъемлемой частью каждого дипломного проекта: только с их помощью можно ответить на вопрос, в какой степени предлагаемое инженерное решение экономически выгодно. Цель экономического обоснования проекта – выбор оптимального с точки зрения экономики варианта проектных решений.

Приступая к дипломному проектированию, студент должен хорошо уяснить круг подлежащих разрешению вопросов и уточнить размеры исходных данных, которые следует собрать и изучить во время преддипломной практики. От качества и количества собранных материалов, характеризующих состояние техники, технологии, организации и экономики производства, зависит уровень выполнения дипломного проекта, обоснованность выводов и предложений.

Экономическая часть проекта разрабатывается после того, как выявлены основные технологические требования, предъявляемые к электрооборудованию.

Таким образом, каждый дипломный проект должен содержать не только технические параметры, но и экономическую характеристику разрабатываемого объекта, сопоставление вариантов отдельных схем и конструкций с оценкой их экономической целесообразности.

Целью данного издания является оказание помощи студентам в разработке экономической части дипломных проектов, выполненных на кафедре «Электроснабжение» Белорусского государственного аграрного технического университета (БГАТУ).

За последнее время на кафедре «Электроснабжение» БГАТУ выполняются дипломные проекты основных направлений:

- 1 Реконструкция электрических сетей 10 (или 35) кВ с разгрузочной подстанцией 110-35/10 кВ;
- 2 Реконструкция или проект подстанции 110/35/10 кВ;
- 3 Реконструкция или проект воздушной линии 110 (или 35) кВ и подстанции 110-35/10 кВ;
- 4 Расширение электроснабжения сельскохозяйственных производственных кооперативов (СПК);
- 5 Реконструкция электроснабжения СПК;
- 6 Электроснабжение агропромышленных комплексов;
- 7 Электроснабжение фермерского хозяйства;
- 8 Организация эксплуатации электрооборудования хозяйства.

# 1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЭКОНОМИЧЕСКОМУ СОДЕРЖАНИЮ ДИПЛОМНЫХ ПРОЕКТОВ

## 1.1 Содержание экономической части дипломного проекта

Экономическая часть дипломного проекта должна иметь следующее содержание (параграфы):

- 1) Сущность, актуальность и новизна разработки.
- 2) Выбор вариантов технических решений и их сравнительная характеристика.
- 3) Натуральные технико-экономические показатели.
- 4) Капиталовложения.
- 5) Годовые эксплуатационные издержки.
- 6) Определение ущерба от перерывов в электроснабжении.
- 7) Прирост чистой прибыли и годовой доход при реализации проекта.
- 8) Показатели эффективности инвестиций в проект.
- 9) Оформление результатов расчета. Аналитическое заключение.
- 10) Литература.

## 1.2 Требования к оформлению экономического раздела дипломного проекта

Экономический раздел дипломного проекта состоит из пояснительной записки и графического материала.

**Пояснительная записка** должна быть выполнена в выше предложенной (п. 1.1) последовательности. Она должна быть сжатой и в то же время содержать все необходимые материалы, обосновывающие экономическую эффективность и реальность проектных решений. В ней должен содержаться наиболее важный табличный материал и иллюстрация графического материала. На каждую иллюстрацию и таблицу должны быть ссылки в тексте. На использованные литературные источники также должны быть ссылки с указанием автора, названия работы, года издания.

**Графический материал** оформляется на листе формата А1. Представляется сводная таблица технико-экономических показателей и показателей экономической эффективности для предложенных вариантов технических решений (п. 2.9).

## 2 ОСНОВНЫЕ РАЗДЕЛЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

### 2.1 Сущность, актуальность и новизна разработки

В данном разделе необходимо обосновать экономическую целесообразность разрабатываемого проекта, прогрессивность и степень новизны темы.

Важно показать, как сформулированные в дипломной работе цели позволяют решать задачи повышения экономической эффективности (снижение потерь мощности и энергии, потерь напряжения, повышение пропускной способности линий и трансформаторов), что в конечном итоге приведет к снижению издержек и повышению прибыли, к повышению отпуска электроэнергии, сокращению потерь от перерывов электроснабжения. Если имеются данные, то необходимо привести общие цифры, характеризующие разработку с экономической точки зрения.

### 2.2 Выбор вариантов технических решений и их сравнительная характеристика

При технико-экономическом обосновании дипломного проекта необходимо сравнить проектируемый вариант с базовым.

На предварительном этапе рекомендуется осуществить проработку нескольких вариантов технических решений:

- а) **новое строительство** (необходимо предложить два новых альтернативных варианта строительства);
- б) **замена существующего оборудования** и схем электроснабжения на новое, более прогрессивное (в качестве базового варианта используется существующее оборудование или схема электроснабжения; в качестве проектируемого принимается новое предлагаемое для замены оборудование);

в) **применение дополнительного оборудования**, например, системы автоматического управления.

В процессе разработки экономической части дипломного проекта необходимо выполнить анализ существующих электроустановок, определить степень их соответствия предъявляемым в соответствии с ПУЭ и ПТЭ к ним требованиям по удовлетворению перспективных нагрузок, по надежности электроснабжения и по качеству электроэнергии.

По результатам данного анализа обосновать техническую необходимость увеличения пропускной способности линий электропередачи и подстанций, проведения определенных мероприятий по повышению надежности и качества электроснабжения.

Выбор возможных альтернативных вариантов технических решений осуществляется по рекомендации руководителя технической части дипломного проекта. **Перечень сравниваемых вариантов с описанием и техническими характеристиками, а также с рассчитанными натуральными технико-экономическими показателями (п. 2.3 и таблица 1), завизированный руководителем дипломного проекта, предоставляется дипломником консультанту по экономическому разделу проекта.** В процессе выбора вариантов рекомендуется произвести:

- а) выбор схемы электроснабжения;
- б) выбор рациональных способов увеличения пропускной способности существующих сельских распределительных сетей;
- в) обоснование выбора напряжения;
- г) выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции;
- д) обоснование выбора параллельной или отдельной работы силовых трансформаторов.



## 2.3 Натуральные технико-экономические показатели

Расчет натуральных технико-экономических показателей производится под контролем руководителя дипломного проекта. По завершению результаты подсчетов оформляются в виде таблицы (п. 2.3.5 таблица 1) и с подписью технического руководителя предоставляются консультанту экономического раздела.

### 2.3.1 Годовой отпуск электроэнергии

Годовой отпуск электроэнергии определяется по формуле:

$$W_{\Gamma} = P_p T_M, \quad (1)$$

где  $P_p$  – перспективная расчетная мощность трансформаторной подстанции, кВт;

$T_M$  – количество часов использования максимума нагрузки (определяется по Приложению 1).

### 2.3.2 Потери электроэнергии в элементах электрических сетей

а) в линиях электропередачи:

• **потери активной мощности** определяются по формуле:

$$\Delta P = \left( \frac{S_{\max}}{U_H} \right)^2 r_0 L \times 10^{-3}, \quad (2)$$

где  $S_{\max}$  – максимальная мощность расчетного звена линии, кВт·А;

$U_H$  – номинальное напряжение линии электропередачи, кВ;

$r_0$  – погонное активное сопротивление одного километра провода линии, Ом/км (приложение 2, 3);

$L$  – длина линии электропередачи с данной нагрузкой и проводом данного сечения, км.

Если нагрузка задана мощностью, то:

$$\Delta P = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_{\text{H}}^2} r_0 L \times 10^{-3}. \quad (3)$$

- **потери реактивной мощности определяются по формуле:**

$$\Delta Q = \left( \frac{S_{\max}}{U_{\text{H}}} \right)^2 x_0 L \times 10^{-3} \quad (4)$$

или

$$\Delta Q = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_{\text{H}}^2} x_0 L \times 10^{-3}, \quad (5)$$

где  $x_0$  – индуктивное сопротивление одного километра линии, Ом/км (приложение 4).

- **потери активной энергии в линии определяются:**

$$\Delta W_{\text{Л}a} = \left( \frac{S_{\max}}{U_{\text{H}}} \right)^2 r_0 L \tau \times 10^{-3}, \quad (6)$$

где  $\tau$  – время максимальных потерь, ч (определяется по графику приложения 5 в зависимости от времени использования максимума нагрузки).

С учетом потерь реактивной мощности потери энергии в линиях определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{Л}} = (\Delta P_{\max} + K_{\text{Э}} Q_{\max}) \tau, \quad (7)$$

где  $K_{\text{Э}}$  – экономический эквивалент, который показывает, сколько киловатт нужно для производства и распределения 1 кВ·Ар (приложение 6).

#### **б) в трансформаторах:**

В трансформаторах имеют место **потери мощности:**

1) *активные потери короткого замыкания* (потери в обмотках) ( $\Delta P_{\text{КЗ}}$ ), обусловленные нагревом омического сопротивления обмоток; эти потери изменяются пропорционально квадрату загрузки трансформатора, т. е. квадрату отношения нагрузки трансформато-

ра к его номинальной мощности. В каталогах они указываются в киловаттах, отнесенных к номинальной мощности трансформатора (приложение 7).

Потери короткого замыкания или потери в обмотках при заданной максимальной нагрузке трансформатора определяется:

$$\Delta P_{\text{КЗ}} = \Delta P_{\text{об}} = \Delta p_{\text{КЗном}} \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (8)$$

где  $\Delta p_{\text{КЗном}}$  – потери короткого замыкания при номинальной мощности трансформатора, Вт;

2) *активные потери холостого хода* ( $\Delta p_{\text{ХХ}}$ ) на перемагничивание стали и вихревые токи, вызывающие нагрев сердечника; эти потери не зависят от нагрузки трансформатора. В каталогах они даются в ваттах (Приложение 7);

3) *реактивные потери короткого замыкания* ( $\Delta q_{\text{КЗ}}$ ), вызываемые прохождением тока нагрузки через индуктивные сопротивления обмоток. Эти потери также пропорциональны квадрату загрузки трансформатора. Значение  $\Delta q_{\text{КЗ}}$ , отнесенное к номинальной мощности трансформатора, находится в зависимости от напряжения короткого замыкания ( $U_{\text{КЗ}\%}$ ), которое приводится в приложении 7, кВ·Ар:

$$\Delta q_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\text{КЗ}\%}}{100} S_{\text{ном}}; \quad (9)$$

4) *реактивные потери холостого хода* ( $\Delta q_{\text{ХХ}}$ ), обусловленные намагничиванием сердечника трансформатора. Эти потери пропорциональны току холостого хода и номинальной мощности трансформатора, т. е.:

$$\Delta q_{\text{ХХ}} = \frac{I_{\text{ХХ}\%}}{100} \cdot S_{\text{ном}}, \quad (10)$$

где  $I_{\text{ХХ}}$  – ток холостого хода, %.

Таким образом, **полные потери активной мощности** в двух-обмоточном трансформаторе будут равны:

$$\Delta P_T = \Delta p_{K3ном} \left( \frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 + \Delta p_{XX}. \quad (11)$$

**Полные потери реактивной мощности:**

$$\Delta Q_T = \Delta q_{K3} \left( \frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 + \Delta q_{XX}. \quad (12)$$

Потери мощности в «*n*» параллельно работающих трансформаторах определяется по формулам:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n} \Delta p_{K3ном} \left( \frac{S_{max \Sigma}}{S_{ном}} \right)^2 + n \Delta p_{XX} \quad (13)$$

и

$$\Delta Q_T = \frac{1}{n} \Delta q_{K3} \left( \frac{S_{max \Sigma}}{S_{ном}} \right)^2 + n \Delta q_{XX}, \quad (14)$$

где  $S_{max \Sigma}$  – суммарная максимальная нагрузка подстанции, кВ·А;

$S_{ном}$  – номинальная мощность одного трансформатора, кВ·А.

**Потери энергии в трансформаторе за год:**

$$\Delta W_T = (\Delta p_{K3ном} + K_{\Delta} \Delta q_{K3}) \left( \frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \tau + (\Delta p_{XX} + K_{\Delta} \Delta q_{XX}) t, \quad (15)$$

где  $t$  – годовое количество часов работы включения трансформатора.

При круглосуточном включении трансформатора  $t = 8760$  ч.

Потери энергии в нескольких ( $n$ ) параллельно включенных трансформаторах определяются по следующему выражению:

$$\Delta W_T = \frac{1}{n} (\Delta p_{K3ном} + K_{\Delta} \Delta q_{K3}) \left( \frac{S_{max \Sigma}}{S_{ном}} \right)^2 \tau + n (\Delta p_{XX} + K_{\Delta} \Delta q_{XX}) t. \quad (16)$$

### 2.3.3 Объем недоотпущенной за время перерывов электроэнергии

Объем недоотпущенной электроэнергии за время перерывов в электроснабжении зависит от потребляемой мощности и продолжительности перерывов. По проектируемой сети он складывается из величин недоотпущенной электроэнергии по отдельным участкам сети в связи с аварийными отключениями:

$$\Delta Q_{\text{эз}} = \sum_{i=1}^m P_i K_0 T_{ni}, \quad (17)$$

где  $m$  – количество расчетных участков сети;

$P_i$  – мощность трансформаторных подстанций по  $i$ -му участку, кВ·А;

$K_0$  – коэффициент одновременности (при отсутствии данных принять равным 0,6);

$T_{ni}$  – суммарная продолжительность отключений за год по  $i$ -му участку, ч.

В общем случае для схемы электроснабжения продолжительность отключений во всех элементах сети за год можно определить:

$$T_{\text{ПО}} = T_{\text{ПЛ}} + T_{\text{РТП}} + T_{\text{Р}} + T_{\text{ТП}} + T_{\text{НС}}, \quad (18)$$

где  $T_{\text{ПЛ}} = a_{\text{П}} L_{\text{ПЛ}}$  – количество часов перерывов в питающей линии 35–110 кВ;

$T_{\text{РТП}}$  – количество часов перерывов на районной подстанции 35–110/10 (6) кВ;

$T_{\text{Р}} = a_{\text{Р}} L_{\text{Р}}$  – количество часов перерывов в распределительных линиях, включая ответвления;

$T_{\text{ТП}}$  – количество часов перерывов на потребительской подстанции;

$T_{\text{НС}} = a_{\text{Н}} L_{\text{НС}}$  – количество перерывов в низковольтной сети, включая ответвления;

$a_{\text{П}}, a_{\text{Р}}, a_{\text{Н}}$  – удельная продолжительность отключений на 1 км линии соответственно в питающей, распределительной и низковольтной, ч/год (приложение 8);

$L_{\text{ПЛ}}, L_{\text{Р}}, L_{\text{НС}}$  – длина питающей, распределительной и низковольтной линии, км.

### 2.3.4 Количество условных единиц, которыми оценивают элемент установки

Количество условных единиц, которыми оценивают элемент установки, рассчитывается по приложению 9. Данный показатель в общем случае для всех элементов сети может определяться:

$$n_{\text{у.е.}} = n_{\text{ТП}} + \sum n_{\text{ЛП}}, \quad (19)$$

где  $n_{\text{ТП}}$  – количество условных единиц, которыми оценивается трансформаторная подстанция, у. е.;

$n_{\text{ЛП}}$  – количество условных единиц, которыми оцениваются линии электропередачи, у. е.

### 2.3.5 Оформление результатов расчета технико-экономических показателей

Рассчитанные натуральные технико-экономические показатели и технические характеристики предлагаемых вариантов после контроля руководителя дипломного проекта заносятся в таблицу 1.

Таблица 1

Характеристика вариантов и их натуральные технико-экономические показатели

Показатели	Сравниваемые варианты	
	1 (базовый)	2 (проектируемый)
<b>Техническая характеристика вариантов</b>		
Количество и мощность трансформаторов		
Длина линий электропередач, км		
Напряжение линии, кВ		

## Окончание таблицы 1

Показатели	Сравниваемые варианты	
	1 (базовый)	2 (проектируемый)
Марка проводов		
Наличие и наименование потребителей первой категории		
Наличие резервных источников питания, их тип и мощность		
Время использования максимума нагрузки, ч		
Время потерь, ч		
Максимальная мощность расчетного участка линии, кВт·А		
Активное сопротивление провода линии, Ом/км		
Потери мощности в обмотках трансформатора при номинальной нагрузке (потери короткого замыкания), кВт		
Потери мощности в стали трансформатора (потери холостого хода), кВт		
Потери реактивной мощности, кВ·Ар: - холостого хода - короткого замыкания		
Суммарная продолжительность отключений за год, ч		
<i>Другие показатели</i>		
<b>Натуральные технико-экономические показатели</b>		
Годовой отпуск электроэнергии, кВт·ч		
Потери электроэнергии в элементах электрических сетей (кВт·ч): - в линиях электропередачи; - в трансформаторах		
Объем недоотпущенной электроэнергии за время перерывов, кВт·ч		
Количество условных единиц, которыми оценивают элементы установки, у. е.		
Руководитель дипломного проекта	<i>(подпись)</i> /ФИО/	

## 2.4 Капиталовложения

**Капитальные вложения** – это финансовые вложения (затраты) предприятий на приобретение основных средств, включающие стоимость строительства объектов, стоимость машин и оборудования, дополнительные затраты, связанные с транспортировкой оборудования и аппаратуры, их установкой, монтажом, наладкой и пробным пуском.

В общем виде **капитальные вложения на строительство электрической сети** ( $K_{ЭС}$ ) определяется по формуле:

$$K_{ЭС} = K_{РП} + K_{ТП} + K_{ПЛ} + K_{РЛ} + K_{СП} + K_{НЛ} \quad (20)$$

где  $K_{РП}$  – капитальные вложения в районную подстанцию, 110/35 кВ; 110/35/10 кВ; 35/10 кВ, тыс. руб.;

$K_{ТП}$  – капитальные вложения в потребительские подстанции 6/0,4 кВ; 35/0,4 кВ, тыс. руб.;

$K_{ПЛ}$  – капитальные вложения в питающие линии электропередачи, 35 кВ, 110 кВ, тыс. руб.;

$K_{РЛ}$  – капитальные вложения в распределительные линии электропередачи 6, 10 и 35 кВ, тыс. руб.;

$K_{СП}$  – капитальные вложения на строительство секционирующих пунктов и пунктов автоматического ввода резерва, тыс. руб.;

$K_{НЛ}$  – капитальные вложения в низковольтные электрические линии потребителей 0,38 кВ, тыс. руб.

Размер капитальных вложений в подстанции и линии электропередачи для создаваемых основных средств определяют согласно калькуляции стоимости работ, для закупаемых – по цене приобретения. Для расчета, при необходимости, составляются сметы на приобретение и монтаж основных средств.

**При отсутствии проектно-сметной документации капитальные вложения в оборудование** можно взять по данным пред-



приятый, эксплуатирующих это оборудование, из типовых проектов или рассчитать в укрупненном виде по формуле:

$$K_{\text{об}} = Ц_0 \left( 1 + \frac{k_{\text{тр}}}{100} + \frac{k_{\text{м}}}{100} \right), \quad (21)$$

где  $k_{\text{тр}}$  – коэффициент, учитывающий затраты на упаковку и транспортировку (принимается примерно 8–10 % от отпускной цены – контрактной стоимости);

$k_{\text{м}}$  – коэффициент, учитывающий затраты на монтаж оборудования и пусконаладочные работы, зависящий от вида технических средств (он обычно составляет 10–20 % от отпускной цены оборудования, требующего монтажа);

$Ц_0$  – отпускная цена оборудования, согласно прайс-листу завода-изготовителя.

Если расширение или реконструкция подстанции связана с демонтажем действующего на них оборудования, то **капиталовложения замены оборудования** определяют по формуле:

$$K_{\text{р}} = K_{\text{н}} + K_{\text{д}} - K_{\text{л}}, \quad (22)$$

где  $K_{\text{н}}$  – капиталовложения в новое оборудование, тыс. руб.;

$K_{\text{д}}$  – стоимость демонтажа старого оборудования (принимается равной 0,5 стоимости монтажа), тыс. руб.;

$K_{\text{л}}$  – ликвидационная стоимость демонтируемого оборудования, тыс. руб.

Стоимость монтажа ( $C_{\text{м}}$ ) обычно составляет 10–20 % стоимости отпускной цены оборудования, требующего монтажа. Таким образом, **стоимость демонтажа** можно определить по формуле:

$$K_{\text{д}} = \frac{C_{\text{м}}}{2} = \frac{0,2 \times Ц_0}{2}. \quad (23)$$

При реконструкции ликвидационная стоимость демонтируемого оборудования может быть рассчитана по формуле:

$$K_O = K_{\Pi} \left( 1 - \frac{H_A}{100} t \right), \quad (24)$$

где  $K_{\Pi}$  – первоначальная балансовая стоимость оборудования, тыс. руб.;

$H_A$  – годовая норма амортизации на полное восстановление, %;

$t$  – время эксплуатации оборудования до его демонтажа, лет.

**Капиталовложения в питающие и распределительные линии электропередачи**, в том числе и 0,38 кВ определяются по формулам:

$$K_{\text{ПЛ}} = l_{\text{ПЛ}} Y_{\text{КП}}; \quad (25)$$

$$K_{\text{РЛ}} = l_{\text{РЛ}} Y_{\text{КР}}; \quad (26)$$

$$K_{\text{НЛ}} = l_{\text{НЛ}} Y_{\text{КН}}; \quad (27)$$

где  $l_{\text{ПЛ}}, l_{\text{РЛ}}, l_{\text{НЛ}}$  – протяженность, соответственно, питающих, распределительных и низковольтных линий, км;

$Y_{\text{КП}}, Y_{\text{КР}}, Y_{\text{КН}}$  – удельные показатели стоимости сооружения, соответственно, питающих, распределительных и низковольтных линий, тыс. руб./ км.

**Стоимость строительных работ, связанных с реконструкцией помещений**, определяют по укрупненным измерителям:

$$K_C = V_{\text{зд}} Ц_{\text{зд}} \left( 1 + \frac{Z_{\text{ОВ}}}{100} \right), \quad (28)$$

где  $V_{\text{зд}}$  – строительный объем зданий и сооружений, м<sup>3</sup>;

$Ц_{\text{зд}}$  – стоимость 1 м<sup>3</sup> объема зданий и сооружений, руб.;

$Z_{\text{ОВ}}$  – затраты на строительство отопления, освещения, вентиляции, канализации, % (в среднем 10–20 % от стоимости строительства зданий и сооружений.)

Приведенные показатели стоимости сооружения подстанции и удельные показатели стоимости строительства линий электропередачи соответствуют нормальным условиям производства строительно-монтажных работ.

Расчетные значения капитальных вложений (КВ) в элементы электрической сети сводят в таблицу (таблица 2).

Укрупненные показатели стоимости сооружения подстанций находятся в Приложении 12.

Таблица 2

Расчет капитальных вложений по вариантам  
схем электроснабжения сельскохозяйственного района

Элементы электрической сети	Ед. изм.	Стоимость единицы, тыс. руб.	Вариант 1		Вариант 2	
			Кол-во	КВ, тыс. руб.	Кол-во	КВ, тыс. руб.
<b>Итого:</b>						

## 2.5 Годовые эксплуатационные издержки

Текущие затраты рассчитываются по каждому анализируемому варианту технических решений. При этом следует иметь в виду, что нередко реализация проектного решения влияет на изменение лишь отдельных статей затрат. При этом затраты на основные материалы, общехозяйственные и общепромышленные расходы не изменяются и в расчетах их можно не учитывать. Поэтому в большинстве случаев можно ограничиться только расчетом затрат, связанных с эксплуатацией технических средств, т. е. годовых эксплуатационных издержек.

К годовым эксплуатационным издержкам относятся все расходы, связанные с поддержанием сетей в нормальном техническом состоянии, а также годовая стоимость потерь электрической энергии в элементах электросети. В общем виде расчетная **формула эксплуатационных издержек** имеет вид:

$$I_{\Sigma} = I_A + I_{OB} + I_{ПЭ}, \quad (29)$$

где  $I_A$  – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$I_{OB}$  – издержки на обслуживание электрических сетей, тыс. руб.;

$I_{ПЭ}$  – издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.

## 2.5.1 Амортизационные отчисления

**Амортизационные отчисления** – процесс постепенного перенесения стоимости средств труда по мере их физического и морального износа на стоимость производимых с их помощью продукции, работ и услуг в целях аккумуляции денежных средств для последующего полного восстановления. Амортизационные отчисления производятся по установленным нормам амортизации, их размер устанавливается за определенный период по конкретному виду основных фондов (группе, подгруппе) и выражается, как правило, в процентах к их балансовой стоимости.

Амортизационные отчисления определяются в процентах от балансовой стоимости (капиталовложений) оборудования в соответствии с действующими нормами амортизационных отчислений по основным средствам:

$$И_A = \sum_1^n KB_i \frac{H_{Ai}}{100}, \quad (30)$$

где  $KB_i$  – капиталовложения в  $i$ -й элемент сети, тыс. руб.;

$H_{Ai}$  – годовая норма амортизационных отчислений по  $i$ -му элементу сети, % (определяется исходя из нормативного срока службы оборудования):

$$H_A = \frac{100}{T}, \quad (31)$$

где  $T$  – нормативный срок службы оборудования (Приложение 10).

Годовые нормы амортизационных отчислений дифференцированы по элементам электрической сети.

## 2.5.2 Издержки на обслуживание электрической сети

Издержки на обслуживание электрической сети включают стоимость израсходованного сырья, топлива, энергии и других материальных средств, заработную плату персонала, расходы на тех-

ническое обслуживание, текущий ремонт, общестанционные и общесетевые расходы. Данные издержки можно определить для проектируемой электрической сети путем составления соответствующих эксплуатационных смет. Однако, при технико-экономическом сравнении вариантов схем электроснабжения целесообразно использовать среднестатистический расход на эксплуатацию 1 у. е. электрических сетей, что позволяет упростить расчеты и снизить их трудоемкость. Среднестатистический расход средств на эксплуатацию 1 усл. ед. электросетей составлял по состоянию на 01.01.2001 г. – 43,57 доллара США [3].

Таким образом, **издержки по обслуживанию** элемента электрической сети определяются по формуле:

$$I_{об} = \gamma n_{у.е.}, \quad (32)$$

где  $\gamma$  – годовые расходы на обслуживание 1 условной единицы, тыс. руб.;

$n_{у.е.}$  – количество условных единиц, которыми оценивают элемент установки, у. е. (п. 2.3.3).

### 2.5.3 Издержки на потери электроэнергии в элементах электрической сети

Издержки на потери электроэнергии в элементах электрических сетей представляют собой народнохозяйственные затраты. Как и другие составляющие общих эксплуатационных затрат, они определяются для каждого из вариантов сети.

Потери электроэнергии учитываются во всех элементах сетей, включая существующие. Исключение составляют те линии и подстанции, параметры и нагрузки которых в сравниваемых вариантах одинаковы.

**Затраты на потери электроэнергии в элементах электрических сетей:**

$$I_{ПЭ} = I_{ПЛ} + П_{ПТ}, \quad (33)$$

где  $I_{\text{ПЛ}}$  – затраты на потери электроэнергии в линиях электропередач, тыс. руб.;

$I_{\text{ПТ}}$  – затраты на потери электроэнергии в трансформаторах, тыс. руб.

**2.5.3.1 Затраты на потери электроэнергии в линиях электропередач** рассчитываются по формуле:

$$I_{\text{ПЛ}} = \Delta W_{\text{Л}} Z_{\text{ПЛ}}, \quad (34)$$

где  $\Delta W_{\text{Л}}$  – потери электроэнергии в линиях электропередачи, кВт·ч;

$Z_{\text{ПЛ}}$  – удельные затраты потерь в проводах линий электропередачи, руб./кВт·ч.

**2.5.3.2 Затраты на потери электроэнергии в трансформаторе** рассчитываются по формуле:

$$I_{\text{ПТ}} = \Delta W_{\text{T}} Z_{\text{ПТ}}, \quad (35)$$

где  $\Delta W_{\text{T}}$  – потери электроэнергии трансформаторе, кВт·ч;

$Z_{\text{ПТ}}$  – удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии в меди и стали трансформаторов, руб./кВт·ч.

В качестве удельных затрат на потери электроэнергии в проводах линий электропередачи, а также затрат на возмещение потерь электроэнергии в трансформаторах может применяться среднесистемный тариф на электроэнергию либо топливная составляющая тарифа на электроэнергию (около 60 %).

#### **2.5.4 Оформление результатов расчета годовых эксплуатационных издержек**

Сопоставление эксплуатационных издержек при сравнении вариантов технических решений выполняется в табличной форме (таблица 3).

**Изменение элементов  
эксплуатационных издержек при сравнении вариантов**

Элементы издержек, руб./год	Варианты		Изменения, ±(2-1)
	базовый (1)	проектируемый (2)	
Амортизационные отчисления			
Издержки на обслуживание			
Издержки на возмещение потерь электроэнергии			
<b>Итого:</b>			

После оформления таблицы необходимо написать выводы.

### 2.5.5 Себестоимость передачи электроэнергии

**Себестоимость** – один из важнейших экономических показателей деятельности предприятий. В связи с этим представляет интерес уровень снижения себестоимости передачи электроэнергии при внедрении разработок дипломного проекта в производство.

**Себестоимость передачи одного кВт·ч** электроэнергии определяется как:

$$S = \frac{I_{\text{Э}}}{W_{\Gamma}}, \quad (36)$$

где  $W_{\Gamma}$  – годовой отпуск электроэнергии, кВт·ч;

$I_{\text{Э}}$  – годовые эксплуатационные издержки, тыс. руб.

**Уровень снижения себестоимости** определяется по формуле:

$$\Delta S = \frac{S_1 - S_2}{S_1} \times 100 \%, \quad (37)$$

где  $S_1$  и  $S_2$  – себестоимость в существующем и проектном вариантах, руб.

## 2.6 Определение ущерба от перерывов в электроснабжении

Перерывы электроснабжения сельскохозяйственных производителей приводят в ряде случаев к порче и недоотпуску продукции, нарушению или прекращению технологических процессов, отрицательно влияют на животных. Поэтому обеспечить надежность электроснабжения потребителей – одна из важнейших задач проектирования, сооружения и эксплуатации сельских электрических сетей.

В дипломных проектах ущерб необходимо рассчитывать в двух ситуациях:

1 При разработке специальных технических и организационных мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей или направленных на сокращение времени перерывов в подаче электроэнергии сельскохозяйственным объектам (рассматривается в спецвопросе);

2 При технико-экономическом сравнении вариантов схем электроснабжения сельскохозяйственного района с различной степенью надежности.

В практике проектирования и технико-экономического сравнения вариантов схем электроснабжения чаще встречаются сведения лишь о потребляемой мощности объекта или о мощности трансформаторных подстанций, присоединенных к проектируемой сети, параметры которой известны (длина, марка и сечение провода и т. д.).

В этих случаях целесообразно использовать данные о средних вероятных ущербах, отнесенных к 1 кВт·ч, недоотпущенной электроэнергии, а также среднестатистические значения продолжительности отключений в год в расчете на одну подстанцию и 1 км линий электропередачи. В практике технико-экономических расчетов рекомендуется использовать показатель, характеризующийся предельной величиной затрат на предотвращение недовыпуска 1 кВт·ч электрической энергии. По состоянию на 01.01.2001 г. эта величина составляла 0,65 доллара США [3].



Это значение рекомендовано как исходное при экономическом обосновании решений, связанных с повышением надежности сельских электрических сетей, в том числе при расчетах народнохозяйственного эффекта от внедрения мероприятий по повышению надежности в проектируемых и действующих сетях, при разработке новой техники для этой цели.

Общий вид формулы **вероятностного ущерба от перерывов в электроснабжении** имеет вид:

$$Y_B = y \Delta Q_{ЭЭ}, \quad (38)$$

где  $y$  – удельный вероятностный ущерб от перерывов в электроснабжении, руб./ кВт·ч;

$\Delta Q_{ЭЭ}$  – количество недоотпущенной электроэнергии за время перерывов электроснабжения у потребителей, кВт·ч.

## **2.7 Прирост чистой прибыли и годовой доход при реализации проекта**

При внедрении в производство эффективной новой техники возрастает получаемая предприятием прибыль. Для отдельных вариантов капиталовложений прирост прибыли от реализации проекта может определяться:

- сокращением производственных издержек (например, за счет изменения затрат живого труда при автоматизации трудоемких процессов, затрат энергоресурсов, потерь электроэнергии в линиях электропередачи и в трансформаторах), а также сокращением ущерба от перерывов в электроснабжении;
- увеличением количества передаваемой электроэнергии;
- увеличением количества передаваемой электроэнергии и сокращением производственных издержек одновременно.

Если капиталовложения вызывают сокращение производственных затрат и не влияют на количество и качество продукции

(случай 1), прирост чистой прибыли при реализации проекта определяется по формуле:

$$\Delta\text{ЧП} = (И_1 - И_2) \left( 1 - \frac{C_{\text{нп}}}{100} \right), \quad (39)$$

где  $И_1, И_2$  – соответственно текущие издержки до и после реализации проекта (таблица 3);

$C_{\text{нп}}$  – ставка налоговых отчислений из прибыли, %.

Для случаев 2 и 3:

$$\Delta\text{ЧП} = (В_2 - В_1) - (И_2 - И_1) - (Н_2 - Н_1), \quad (40)$$

где  $В_1, В_2$  – выручка от передачи электроэнергии до и после внедрения разработки;

$Н_1, Н_2$  – налоги и отчисления до и после внедрения разработки.

Налоги и отчисления, которые должны быть учтены в формуле (40), определяются суммой:

$$Н = \text{НОВ} + \text{НП} + \text{НН}, \quad (41)$$

где  $\text{НОВ}$  – налоги и отчисления из выручки: налог на добавленную стоимость, отчисления в специальные бюджетные фонды;

$\text{НП}$  – налоги и отчисления из прибыли;

$\text{НН}$  – налог на недвижимость.

Изменение налога на прибыль при реализации проекта рассчитывается из выражения:

$$\Delta\text{НП} = \text{НП}_2 - \text{НП}_1 = [(В'_2 - В'_1) - (И_2 - И_1)] \cdot \frac{C_{\text{нп}}}{100}, \quad (42)$$

где  $В'_1, В'_2$  – выручка, очищенная от косвенных налогов и отчислений.

Следует отметить, что в приведенных расчетах налог на недвижимость не учитывается, поскольку, как правило, его величина незначительна и находится в пределах допустимой погрешности вычислений.

**Доход от инвестиций (годовой инвестиционный доход)** в случае приобретения дополнительного оборудования определяется по выражению:

$$Д = \Delta\text{ЧП} + A_n . \quad (43)$$

В случае замены действующего оборудования на более совершенный аналог годовой доход определяется по формуле:

$$Д = \Delta\text{ЧП} + (A_n - A_c) , \quad (44)$$

где  $A_n$  и  $A_c$  – соответственно амортизация новых и старых (заменяемых) технических средств (ТС).

В инвестиционный доход, как это видно из выражений (43) и (44), включаются амортизационные начисления (поступления), поскольку они являются источником финансирования капиталовложений. Здесь также учитывается изменение суммы налогообложения при реализации данного инвестиционного проекта, что немало важно в условиях хозяйственной самостоятельности предприятий.

## **2.8 Показатели эффективности инвестиций в проект**

Анализ эффективности проекта предполагает четкое определение решаемой задачи. В частности, различают следующие задачи:

- *оценку целесообразности отдельного проекта;*
- *оценку эффективности замены оборудования;*
- *оценку эффективности при сравнении проекта.*

Проект может оцениваться на основе критерия «эффективность» путем сопоставления капиталовложений с получаемым доходом, а также на основе критерия «затраты» путем сопоставления затрат по проекту с затратами, принятыми за базу сравнения.

Проекты могут оцениваться при одной схеме финансирования и при различных схемах. В качестве типовой наиболее распространена схема финансирования за счет собственных средств. В результате достигается сопоставимость проектов. С целью выбора наиболее целесообразного варианта финансирования проект может оцени-

ваться при различных реально возможных схемах его финансирования, например, собственные средства, ссуда, лизинг.

Финансово-экономические расчеты выполняются в постоянных или в переменных ценах с учетом инфляции. Анализ в постоянных ценах проще и обеспечивает большую сопоставимость проектов, однако его точность может быть недостаточной. Так при высоком уровне инфляции, для анализа проектов, финансируемых за счет ссуды, как правило, необходимо использовать переменные цены.

Эффективность инвестиций зависит от размера капиталовложений и получаемого при реализации проекта дохода, расчетного периода, принятой ставки дисконтирования (нормы дисконта).

Оценка предстоящих затрат и результатов при определении эффективности инвестиционного проекта осуществляется в пределах *расчетного периода*, длительность которого (*горизонт расчета*), как правило, принимается с учетом средневзвешенного нормативного срока службы оцениваемого оборудования. В отдельных случаях расчетный период устанавливается с учетом требований инвестора.

Нормативный срок службы оборудования определяется по формуле:

$$T = \frac{100}{N_A}, \quad (45)$$

где  $N_A$  – годовая норма амортизации оборудования.

Горизонт расчета измеряется количеством шагов расчета. На практике за шаг расчета в большинстве случаев принимается год (иногда квартал или месяц).

**Понятие дисконтирования.** При оценке эффективности ЭСМ соизмерение разновременных показателей осуществляется с помощью специального приема, называемого дисконтированием. Под *дисконтированием* понимается приведение всех будущих доходов и расходов к первоначальному моменту времени (началу реализации проекта). Для приведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется *процентная ставка (норма дисконта) E*.

Она определяет нормативный годовой доход от вложения средств, то есть нормативное превышение поступлений над капиталовложениями. Ставка играет роль базового уровня, в сравнении с которым оценивается эффективность проекта. Величина ставки обычно определяется исходя из приемлемой и реально достижимой для инвестора нормы дохода на капитал. Так, при ставке 10 % и расчетном периоде 1 год капиталовложения в 10 млн. руб. должны быть возвращены инвестору с нормативным доходом 1 млн. руб.

В большинстве случаев для практических расчетов принимается ставка дисконтирования  $E = 10 \%$ , что соответствует расчетам в постоянных ценах и обеспечивает сопоставимость показателей.

Показатели эффективности ЭСМ определяются исходя из объема капиталовложений и получаемого от проекта дохода. Они представлены рядом показателей:

- чистый дисконтированный доход ЧДД (NPV) за расчетный период;
- совокупные дисконтированные затраты;
- индекс доходности (рентабельности) инвестиций ИД (PI);
- статический (элементарный) срок окупаемости капиталовложений;
- динамический срок окупаемости капиталовложений.

### **2.8.1 Чистый дисконтированный доход и индекс доходности проекта**

**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:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+E)^t} - K_H, \quad (46)$$

где  $D_t$  – доход, получаемый в год  $t$ ;

$T$  – расчетный период в годах;

$K_H$  – 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 количество замен определяется из выражения:

$$N_{\text{зам}} = \frac{T}{T_{\text{сл}}} - 1, \quad (47)$$

где  $T$  – расчетный период;

$T_{\text{сл}}$  – срок службы отдельных недолговечных ТС (Приложение 10).

В общем случае дисконтирование капиталовложений осуществляется по формуле:

$$K_H = \sum_{t=0}^{T_{\text{стр}}} \frac{K_t}{(1+E)^t} + \sum_{t=T_{\text{сл}}}^{T_{\text{сл}}N_3} \frac{K_t}{(1+E)^t}, \quad (48)$$

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  $K_H = K$ .

При постоянстве годового дохода ЧДД определяют по упрощенной формуле:

$$\text{ЧДД} = D_t \alpha_T - K_H, \quad (49)$$

где  $\alpha_T$  – 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 11 либо из выражения:

$$\alpha_T = \frac{1 - (1 + E)^{-T}}{E} = \frac{(1 + E)^T - 1}{E(1 + E)^T}. \quad (50)$$

Проект целесообразен при ЧДД  $\geq 0$ .

Если 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:

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{K_n} + 1. \quad (51)$$

Проект целесообразен при ИД  $\geq 1$ .

### 2.8.2 Срок окупаемости капиталовложений

Различают статический (элементарный) и динамический срок окупаемости капиталовложений.

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

$$T_o^{\text{ст}} = \frac{K}{D_t}. \quad (52)$$

**Динамический срок окупаемости капиталовложений  $T_0$  (DPB)** 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  $T_0 < T$ .**

Показатель  $T_0$  можно рассчитать графоаналитически, построив зависимость ЧДД =  $f(t)$ . Этот график называется **финансовым профилем проекта**. Построение графика осуществляется в следующей последовательности.

На горизонтальной оси  $X$  откладываются равные промежутки времени, соответствующие годам расчетного периода  $T$ . По вертикальной оси откладываются величины чистого дисконтированного дохода (ЧДД) в соответствующем году. Та точка, где график пересекает ось  $X$ , т. е. где ЧДД обращается в ноль, и будет искомым значением срока окупаемости.

Для иллюстрации метода построим график на основании данных, приведенных в таблице 4. Точка пересечения кривой с осью  $X$  определяет динамический срок окупаемости, равный 3,7 года, что меньше установленной величины расчетного периода – 10 лет.

Таблица 4

Зависимость ЧДД =  $f(t)$  (млн. руб.) при ставке дисконтирования  $E = 0,1$  и расчетном периоде  $T = 10$  лет

Показатели	Годы расчетного периода										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Капиталовложения	100,0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Годовой доход	–	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4
Чистый дисконтированный доход	-100,0	-69,6	-42,0	-16,9	5,9	26,6	45,4	62,5	87,2	101,3	114,2

Расчет указанных показателей и построение графика удобно выполнить при помощи компьютера с применением приложения Microsoft Excel и встроенного мастера диаграмм.



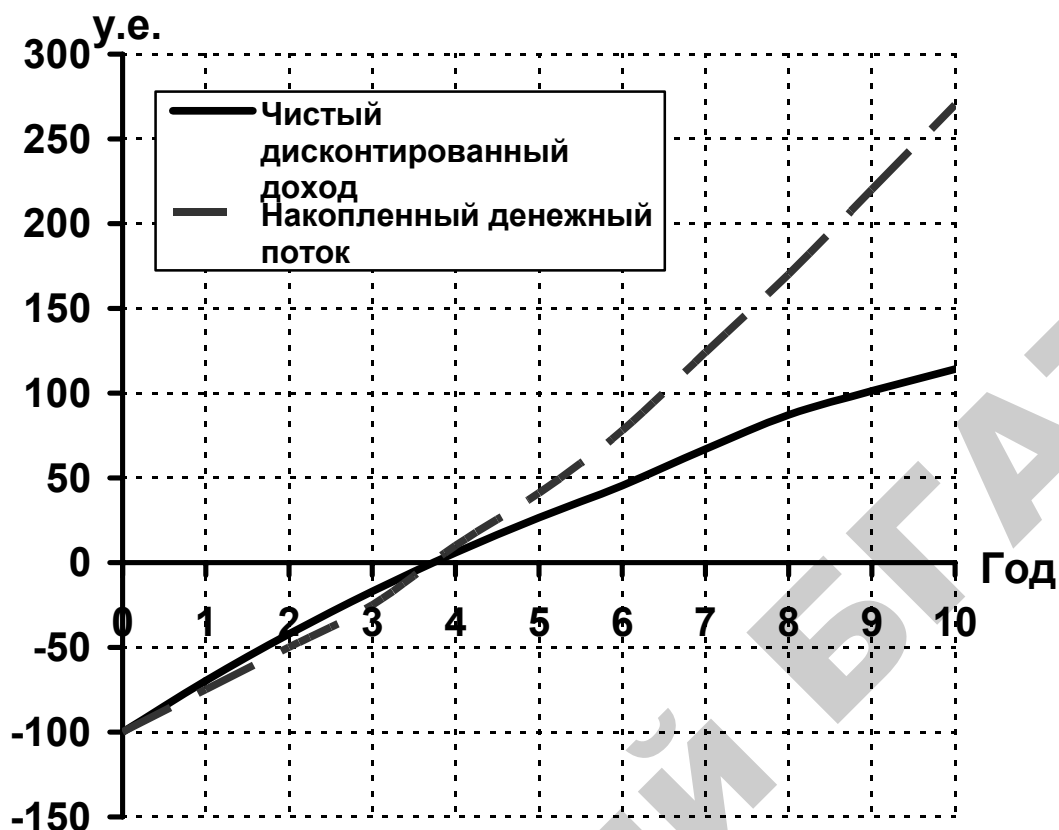


Рисунок 1 – Финансовый профиль проекта

При постоянстве годового дохода динамический срок окупаемости определяется из выражения:

$$T_0 = \frac{\lg(1 + E/P_B)}{\lg(1 + E)}, \quad (53)$$

где  $P_B$  – коэффициент возврата капитала, равный:

$$P_B = \frac{D_t}{K} - E. \quad (54)$$

Величина  $T_0$  может быть также рассчитана из финансовых таблиц приложения 1 по известным значениям процентной ставки  $E$  и предельной величине дисконтирующего множителя  $\alpha_{т(пр)}$ , которая соответствует статическому сроку окупаемости, определяемому из выражения (52).

При этом уточненное значение срока окупаемости рассчитывается методом линейной интерполяции:

$$T_o = T_{\min} + (T_{\max} - T_{\min}) \frac{\alpha_{\text{т(пр)}} - \alpha_{\min}}{\alpha_{\max} - \alpha_{\min}}, \quad (55)$$

где  $\alpha_{\max}$ ,  $\alpha_{\min}$  – ближайшее максимальное и минимальное значение дисконтирующего множителя в интервале « $T_{\max} - T_{\min}$ » при принятой ставке дисконтирования.

### 2.8.3 Критерий совокупных дисконтированных затрат

Вышеперечисленные критерии эффективности инвестиций применимы для оценки проектов, приносящих доход. Однако на практике встречаются проекты затратного характера. В первую очередь к ним относятся проекты, связанные с созданием объектов инженерной инфраструктуры (отопление и вентиляция, водоснабжение, освещение зданий и т. п.). Такие проекты могут отличаться друг от друга сроками службы и надежностью конструкций и оборудования, потерями энергии, размером капиталовложений и текущих затрат. Как правило, вариант, в котором задействовано более дорогое энергосберегающее оборудование, обеспечивает меньший размер текущих издержек.

В этом случае требуется произвести сравнение нескольких альтернативных вариантов технических решений с точки зрения их экономической целесообразности. Целесообразный проект выбирается из нескольких возможных по критерию совокупных дисконтированных затрат.

Задача ТЭО сводится к выбору такого альтернативного варианта, который будет сопряжен с наименьшими **совокупными дисконтированными затратами (СДЗ)** за расчетный период.

Если текущие издержки по годам расчетного периода неизменны, для расчета СДЗ используются формулы:

$$\text{СДЗ}_1 = K_{\text{Н1}} + (I_{\text{Э1}} - I_{\text{А1}}) \alpha_T, \quad (56)$$

$$\text{СДЗ}_2 = K_{\text{Н2}} + (I_{\text{Э2}} - I_{\text{А2}} + \Delta\text{НП}) \alpha_T, \quad (57)$$

где соответственно по вариантам:

$K_H$  – дисконтированные капиталовложения, определяемые по формуле (47) с учетом временного лага и числа замен оборудования за расчетный период;

$I_{Э}$ ,  $I_A$  – годовые текущие издержки и амортизационные отчисления;

$\Delta НП$  – изменение налога на прибыль во втором варианте;

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

Изменение налога на прибыль определяется по формуле:

$$ДНН = \frac{C_{нп}}{100} (I_{Э1} - I_{Э2}). \quad (58)$$

Налогом на недвижимость пренебрегаем.

## 2.9 Оформление результатов расчета.

### Аналитическое заключение

Результаты экономических расчетов оформляются на листе графической части виде таблицы 5. В дипломном проекте после данной таблицы необходимо записать аналитические выводы.

Таблица 5

Технико-экономические показатели проекта

Показатели	Варианты		Изменения, (2–1)
	1	2	
Мощность подстанции, МВ·А			
Годовой отпуск электроэнергии, кВт·ч			
Потери электроэнергии, кВт·ч, в том числе: - потери холостого хода - потери короткого замыкания			
Капиталовложения, млн.руб.			
Эксплуатационные издержки, млн. руб./год: - амортизационные отчисления - расходы на обслуживание - стоимость потерь электроэнергии			
Ущерб от перерывов в электроснабжении, млн. руб./ год			

## Окончание таблицы 5

Показатели	Варианты		Изменения, (2-1)
	1	2	
Себестоимость передачи электроэнергии, руб./ кВт·ч			
Годовой инвестиционный доход, млн. руб.			
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.			
Индекс доходности инвестиций			
Срок окупаемости капиталовложений, лет: - статический - динамический			
Совокупные дисконтированные затраты, млн. руб.			

# ПРИМЕРЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ПРОЕКТОВ

## Пример 1

### Технико-экономическое обоснование выбора числа и мощности трансформатора для районной трансформаторной подстанции 35/10 кВ

#### 1 Сущность, актуальность и новизна разработки

При техническом обосновании выбора числа и мощности трансформаторов необходимо учитывать характер (категорию) потребителя, степень надежности электроснабжения и допустимость перерывов подачи электроэнергии, наличие резерва, перспективы развития предприятия и др. В случае, когда несколько вариантов удовлетворяют предъявляемым техническим требованиям, производят экономическую оценку каждого варианта и, на этой основе, выбирают наиболее эффективный.

#### 2 Выбор вариантов технических решений и их сравнительная характеристика

С учетом технических требований к рассмотрению принять три варианта:

I – вариант – один трансформатор мощностью 2500 кВ·А  
(ТМ – 2500/35);

II – вариант – два трансформатора мощностью по 1000 кВ·А  
(ТМ – 1000/35);

III – вариант – два трансформатора мощностью по 1600 кВ·А  
(ТМ – 100/35).

#### 3 Натуральные технико-экономические показатели

*Годовой отпуск электроэнергии* определяется по формуле (1):

$$W_{\Gamma} = P_p T_M = S_p \cdot \cos \phi \cdot T_M = 2000 \times 0,8 \times 2400 = 3,8 \times 10^6 \text{ кВт}$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле (15):

$$W_{\text{ПЭ}} = (\Delta p_{\text{КЗНОМ}} + K_{\text{Э}} \Delta q_{\text{КЗ}}) \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \tau + (\Delta p_{\text{ХХ}} + K_{\text{Э}} \Delta q_{\text{ХХ}}) t.$$

Потери мощности короткого замыкания ( $\Delta p_{\text{КЗНОМ}}$ ) принимаем по приложению 7. Для трансформатора I варианта потери равны 25 кВт; для II – 12,2 кВт и для III – 18 кВт.

Коэффициент перевода реактивной мощности в активную ( $K_{\text{Э}}$ ) по приложению 6 принимаем равным 0,08.

Реактивные потери мощности короткого замыкания ( $\Delta q_{\text{КЗ}}$ ) определяются по уравнению (9):

$$\Delta q_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\text{КЗ}\%}}{100} S_{\text{НОМ}},$$

где  $U_{\text{КЗ}\%}$  – напряжение короткого замыкания определяется по приложению 7 (в данном случае для всех типов трансформаторов  $U_{\text{КЗ}\%} = 6,5 \%$ );

$S_{\text{max}}$  – максимальная нагрузка подстанции (определяется по графику нагрузки по данным РЭС), для примера принята 2000 кВ·А;

Время максимальных потерь ( $\phi$ ) зависит от продолжительности использования максимальной нагрузки  $T_{\text{М}}$ , которое определяется по формуле (59):

$$T_{\text{М}} = \frac{W_{\text{Г}}}{P_{\text{max}}} = \frac{W_{\text{Г}}}{S_{\text{max}} \cos \phi} = \frac{3,8 \times 10^6}{2000 \times 0,8} = 2375 \text{ ч}, \quad (59)$$

где  $W_{\text{Г}}$  – годовая отпущенная (потребляемая) электроэнергия, кВт·ч;

$P_{\text{max}}$  – максимальная активная нагрузка подстанции, кВт;

$\cos \phi$  – коэффициент мощности (принят 0,8).

Зная  $T_{\text{М}}$  по графику (Приложение 5), определим время максимальных потерь,  $\phi = 1250$  ч.

Потери мощности холостого хода ( $\Delta p_{XX}$ ) находят по каталогу (приложение 7). Для трансформатора I варианта они равны 6,8 кВт; II – 2,75 кВт; III – 3,65 кВт);

Потери реактивной мощности ( $\Delta q_{XX}$ ) определяются по уравнению (10):

$$\Delta q_{XX} = \frac{I_{XX\%}}{100} S_{\text{НОМ}},$$

где  $I_{XX\%}$  – ток холостого хода (для I варианта – 1,1 %; для II – 1,5 % и III – 1,4 %).

Подставив соответствующие значения этих величин в уравнение (15), определим потери электроэнергии в трансформаторах по вариантам:

**I вариант.** Работает один трансформатор ТМ – 2500/35.

$$\begin{aligned} \Delta W_1 = & \left( 25 + 0,08 \times \frac{6,5}{100} \times 2500 \right) \left( \frac{2000}{2500} \right)^2 \times \\ & \times 1250 + \left( 6,8 + 0,08 \times \frac{1,1}{100} \times 2500 \right) \times 8760 = 109240 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

**II вариант.** Два трансформатора ТМ – 1000/35 работают параллельно.

$$\begin{aligned} \Delta W_2 = & \frac{1}{2} \times \left( 12,2 + 0,08 \times \frac{6,5}{100} \times 1000 \right) \left( \frac{2000}{1000} \right)^2 \times 1250 + \\ & + 2 \times \left( 2,75 + 0,08 \times \frac{1,5}{100} \times 1000 \right) \times 8760 = 112704 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

**III вариант.** Работают два трансформатора ТМ-1600/35 в параллель.

$$\begin{aligned} \Delta W_3 = & \frac{1}{2} \times \left( 18 + 0,08 \times \frac{6,5}{100} \times 1600 \right) \left( \frac{2000}{1600} \right)^2 \times 1250 + \\ & + 2 \times \left( 3,65 + 0,08 \times \frac{1,4}{100} \times 1600 \right) \times 8760 = 123248 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

Оформляем расчеты в таблице 1<sup>1</sup>.

Таблица 1<sup>1</sup>

**Характеристика вариантов и их натуральные  
технико-экономические показатели**

Показатели	Сравниваемые варианты		
	1	2	3
<b>Техническая характеристика вариантов</b>			
Количество и мощность трансформаторов	1×2500 кВ·А	2×1000 кВ·А	2×1600 кВ·А
Время использования максимума нагрузки, ч	2375	2375	2375
Время потерь, ч	1250	1250	1250
Максимальная нагрузка подстанции, кВ·А	2000	2000	2000
Потери мощности в обмотках трансформатора при номинальной нагрузке (потери короткого замыкания), кВт	25	12,2	18
Потери мощности в стали трансформатора (потери холостого хода), кВт	6,8	2,75	3,65
Напряжение короткого замыкания, %	6,5	6,5	6,5
Ток холостого хода, %	1,1	1,5	1,4
<b>Натуральные технико-экономические показатели</b>			
Годовой отпуск электроэнергии, кВт·ч	$3,8 \cdot 10^6$	$3,8 \cdot 10^6$	$3,8 \cdot 10^6$
Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч	109240	112704	123248
Руководитель дипломного проекта	<i>Иванов И.И. /Иванов И.И./</i>		

#### 4 Капиталовложения

Капиталовложения (КВ) формируются из расходов на приобретение, транспортировку и монтаж самих трансформаторов, т. к. стоимость зданий трансформаторной подстанции, пускорегулирующей и защитной аппаратуры практически одинакова для всех сравниваемых вариантов. Сумма капитальных вложений можно рассчитать по укрупненной формуле 21, но в данном случае воспользуемся данными предприятий, эксплуатирующих это оборудование. Расчет капиталовложений представлен в таблице 6.



Таблица 6

Расчет капитальных вложений, у. е.

Показатели	Варианты		
	1	2	3
Цена приобретения трансформаторов	336,6	541,5	611,7
Расходы на доставку	40,4	64,9	73,4
Затраты на монтаж и пуско-наладку	84,1	135,4	52,9
<b>Итого:</b>	460,8	741,8	838,0

### 5 Годовые эксплуатационные издержки

Эксплуатационные затраты учитывают амортизационные отчисления, расходы на ремонт и техническое обслуживание и стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах, которая имеет чрезвычайно важное значение при оценке вариантов, т. к. величина затрат на оплату потерь электроэнергии представляется косвенным показателем технической стороны сравниваемых вариантов:

$$I_{\text{Э}} = I_{\text{А}} + I_{\text{РТО}} + I_{\text{ПЭ}} + I_{\text{пр}}, \quad (60)$$

где  $I_{\text{А}}$  – амортизационные отчисления, у. е.:

$$I_{\text{А}} = \text{КВ} \frac{N_{\text{А}}}{100}, \quad (30^1)$$

где  $N_{\text{А}}$  – годовая норма амортизационных отчислений, % (определяется исходя из нормативного срока службы оборудования (формула 31), в данном случае  $N_{\text{А}} = 3,5$  %);

$I_{\text{РТО}}$  – расходы на ремонт и техническое обслуживание, у. е.:

$$I_{\text{РТО}} = \text{КВ} \frac{Z}{100}, \quad (61)$$

где  $Z$  – годовая норма отчислений на ремонт и техобслуживание, % ( $Z = 2,9$  %);

$I_{\text{ПЭ}}$  – стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах;

$I_{\text{пр}}$  – прочие расходы (1 % от КВ), у. е.

Определяем элементы эксплуатационных затрат по рассматриваемым вариантам.

*Амортизационные отчисления:*

$$I_{A_1} = 460,8 \times \frac{3,5}{100} = 16,13 \text{ у. е.}$$

$$I_{A_2} = 741,8 \times \frac{3,5}{100} = 25,96 \text{ у. е.}$$

$$I_{A_3} = 838,0 \times \frac{3,5}{100} = 30,24 \text{ у. е.}$$

*Расходы на ремонт и техническое обслуживание трансформаторов:*

$$I_{PTO_1} = 460,8 \times \frac{2,9}{100} = 13,36 \text{ у. е.}$$

$$I_{PTO_2} = 741,8 \times \frac{2,9}{100} = 21,51 \text{ у. е.}$$

$$I_{PTO_3} = 838,0 \times \frac{2,9}{100} = 30,24 \text{ у. е.}$$

*Стоимость потерь электроэнергии (формула 35):*

$$I_{ПЭ_1} = \Delta W_{ПЭ_1} Z_{ПТ} = 109240 \times 0,41 = 44788,4 \text{ у. е.}$$

$$I_{ПЭ_2} = \Delta W_{ПЭ_2} Z_{ПТ} = 112704 \times 0,41 = 46208,64 \text{ у. е.}$$

$$I_{ПЭ_3} = \Delta W_{ПЭ_3} Z_{ПТ} = 123248 \times 0,41 = 50531,68 \text{ у. е.}$$

Примем среднесистемный тариф равным 0,41 у. е.

*Прочие расходы:*

$$I_{пр_1} = 460,8 \times 0,01 = 4,61 \text{ у. е.}$$

$$I_{пр_2} = 741,8 \times 0,01 = 7,42 \text{ у. е.}$$

$$I_{пр_3} = 838,0 \times 0,01 = 8,38 \text{ у. е.}$$

Итоги расчетов сводят в таблицу 3<sup>1</sup>.

**Изменение элементов  
эксплуатационных издержек при сравнении вариантов**

Элементы издержек, руб./год	Варианты		
	1	2	3
Амортизационные отчисления	16,13	25,96	30,24
Издержки на ремонт и техническое обслуживание	13,36	21,51	24,30
Издержки на возмещение потерь электроэнергии	44788,40	46208,64	50531,68
Прочие расходы	4,61	7,42	8,38
<b>Итого:</b>	<b>44822,50</b>	<b>46263,53</b>	<b>50594,60</b>

Проведенные расчеты демонстрируют, что наибольшими являются годовые эксплуатационные издержки для третьего варианта, в котором работают два трансформатора ТМ-1600/35 в параллель.

### 6 Себестоимость передачи электроэнергии

Себестоимость передачи одного кВт·ч электроэнергии определяется по формуле 36:

$$S = \frac{I_{\text{Э}}}{W_{\Gamma}},$$

где  $W_{\Gamma}$  – годовой отпуск электроэнергии, кВт·ч;

$I_{\text{Э}}$  – годовые эксплуатационные издержки, тыс. руб.

Подставив соответствующие значения этих величин в уравнение (38), определим себестоимость передачи одного кВт·ч в трансформаторах по вариантам:

**I вариант.**

$$S_1 = \frac{I_{\text{Э}1}}{W_{\Gamma}} = \frac{44788,4}{3,8 \times 10^6} = 0,011 \text{ у. е.}$$

**II вариант.**

$$S_2 = \frac{I_{\text{Э}2}}{W_{\Gamma}} = \frac{46208,64}{3,8 \times 10^6} = 0,012 \text{ у. е.}$$

### III вариант.

$$S_3 = \frac{I_{\text{Э}_3}}{W_{\Gamma}} = \frac{50531,68}{3,8 \times 10^6} = 0,013 \text{ у. е.}$$

## 7 Показатели эффективности инвестиций в проект

### 7.1 Критерий совокупных дисконтированных затрат

В данном случае требуется произвести сравнение трех альтернативных вариантов технических решений с точки зрения их экономической целесообразности. Целесообразный проект выбираем из нескольких возможных по критерию совокупных дисконтированных затрат.

Задача сводится к выбору такого альтернативного варианта, который будет сопряжен с наименьшими **совокупными дисконтированными затратами (СДЗ)** за расчетный период.

Для расчета СДЗ используются формулы (56) и (57):

$$\text{СДЗ}_1 = K_{\text{Н1}} + (I_{\text{Э}_1} - I_{\text{А}_1})\alpha_T, \quad (56)$$

$$\text{СДЗ}_2 = K_{\text{Н2}} + (I_{\text{Э}_2} - I_{\text{А}_2} + \Delta \text{НП})\alpha_T, \quad (57)$$

где, соответственно по вариантам:

$K_{\text{Н}}$  – дисконтированные капиталовложения, определяемые по формуле (47) с учетом временного лага и числа замен оборудования за расчетный период;

$I_{\text{Э}}$ ,  $I_{\text{А}}$  – годовые текущие издержки и амортизационные отчисления;

$\Delta \text{НП}$  – изменение налога на прибыль во втором варианте; (предположим, что данная трансформаторная подстанция стоит на балансе сельскохозяйственной организации, что позволит нам не учитывать изменения налогов);

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

$\alpha_T$  – дисконтирующий множитель (коэффициент приведения постоянных по величине денежных сумм к началу расчетного периода), лет при принятой ставке дисконтирования и расчетном периоде (в данном случае  $\alpha_T = 6,145$ ).

Подставив соответствующие значения этих величин в уравнение (56), определим СДЗ по вариантам:

**I вариант.**

$$\begin{aligned} \text{СДЗ}_1 &= K_1 + (I_{\text{Э}1} - I_{\text{А}1})\alpha_T = 460,8 + (44788,4 - 16,13) \times 6,145 = \\ &= 275586,4 \text{ у. е.} \end{aligned}$$

**II вариант.**

$$\begin{aligned} \text{СДЗ}_2 &= K_2 + (I_{\text{Э}2} - I_{\text{А}2})\alpha_T = 741,8 + (46208,64 - 25,96) \times 6,145 = \\ &= 2839625,4 \text{ у. е.} \end{aligned}$$

**III вариант.**

$$\begin{aligned} \text{СДЗ}_3 &= K_3 + (I_{\text{Э}3} - I_{\text{А}3})\alpha_T = 838,0 + (50531,68 - 30,24) \times 6,145 = \\ &= 311169,1 \text{ у. е.} \end{aligned}$$

## **8 Оформление результатов расчета.**

### **Аналитическое заключение**

Результаты экономических расчетов оформляются в виде таблицы 5<sup>1</sup>.

Очевидно, что наиболее эффективным следует признать вариант 1, где наименьшее значение суммарных дисконтированных затрат. Обусловлено это тем, что этот вариант наименее капиталоемкий, требуется меньше инвестиций на его реализацию и годовых эксплуатационных издержек. При этом следует указать и на негативные аспекты этого варианта – большие потери электроэнергии и по надежности он уступает варианту 2 и 3, где предусматривается установка двух трансформаторов.

## Технико-экономические показатели проекта

Показатели	Варианты		
	1	2	3
Мощность подстанции, МВ·А	1×2500	2×1000	2×1600
Годовой отпуск электроэнергии, кВт·ч	3,8·10 <sup>6</sup>	3,8·10 <sup>6</sup>	3,8·10 <sup>6</sup>
Потери электроэнергии, кВт·ч / год	109240	112704	123248
Капиталовложения, у. е.	460,8	741,8	838,0
Эксплуатационные издержки, у. е./год:	44822,50	46263,53	50594,60
- амортизационные отчисления	16,13	25,96	30,24
- издержки на ремонт и техническое обслуживание	13,36	21,51	24,30
- издержки на возмещение потерь электроэнергии	44788,40	46208,64	50531,68
- прочие расходы	4,61	7,42	8,38
Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии, у. е.	0,011	0,012	0,013
Совокупные дисконтированные затраты, у. е.	275586,4	2839625,4	311169,1

**Пример 2**

**Технико-экономическое обоснование выбора оптимального варианта распределительного трансформатора (с элементами научных исследований)**

**1 Сущность, актуальность и новизна разработки**

Опыт участия УП «Минский электротехнический завод им. В.И. Козлова» в международных торгах по продаже силовых распределительных трансформаторов (РТ) показывает, что предпочтение отдается (при одинаковых параметрах надежности) изделиям, имеющим не самую низкую продажную цену, а самую низкую т. н. сравнительную цену, учитывающую и капиталовложения, и степень эксплуатационной выгоды трансформаторов, выраженную через дисконтированные текущие издержки, вызванные потерями холостого хода и короткого замыкания за срок их службы [9]. Эта

сравнительная цена – не что иное, как несколько упрощенный показатель совокупных дисконтированных затрат (СДЗ) за расчетный период, определяемый нормативным сроком службы трансформаторов. Контракт закупки присуждается на торгах тому претенденту, который обеспечил условие  $СДЗ \rightarrow \min$  [8]. Такой подход совершенно понятен, ибо дисконтированные затраты на компенсацию потерь при трансформации электроэнергии сопоставимы с капиталовложениями и даже превышают их.

## **2 Выбор вариантов технических решений и их сравнительная характеристика**

### **2.1 Общие сведения**

Рассмотрим данный вопрос с точки зрения потребителей электроэнергии – покупателей трансформаторов. Анализ выполняем для вариантов, отличающихся мощностью трансформаторов и режимом их работы (коэффициентом загрузки по мощности и годовым числом часов использования максимума нагрузочных потерь). Исходные данные по сравниваемым вариантам приведены в таблице 1 для трех масляных герметичных трансформаторов серии ТМГ номинальной мощностью: 400 кВ·А (вариант 1), 630 кВ·А (вариант 2) и 1000 кВ·А (вариант 3). В расчетах принят двухставочный тариф в приведении к доллару США на 01.01.2005 г.:  $a = 5,29$  USD/кВт – первая ставка за потребляемую (заявленную) мощность в часы максимума нагрузок в энергосистеме;  $b = 0.05$  USD/кВт·ч – вторая ставка за потребленную электроэнергию, учтенную приборами коммерческого учета.

Таблица 1

## Исходные данные

Показатель	Усл. обозн.	Время потерь <sup>т</sup> , ч					
		1000	6000	1000	6000	1000	6000
Номинальная мощность, кВ·А	$S_H$	400	400	630	630	1000	1000
Максимальная нагрузка, кВ·А	$S_{max}$	320	320	320	320	320	320
Коэффициент загрузки в часы максимума	$k_3 = S_{max}/S_H$	0,8	0,8	0,508	0,508	0,32	0,32
Капиталовложения, USD*	$K$	3775	3775	5797	5797	8567	8567
Срок службы, годы	$T_{сл}$	25	25	25	25	25	25
Потери холостого хода, кВт	$\Delta P_{xx}$	0,83	0,83	1,24	1,24	1,6	1,6
Потери короткого замыкания при $S_H$	$\Delta P_{кз}$	5,4	5,4	7,6	7,6	10,8	10,8
Продолжительность работы в году, ч	$T_{год}$	8760	8760	8760	8760	8760	8760
Ставка дисконтирования, %	$E$	5	5	5	5	5	5

\*Размер капиталовложений принят по данным Минского электротехнического завода по состоянию на 01.01.2005 г. [1]

## 2.2 Принятые условия и допущения

1 Подстанция находится на балансе потребителя. Максимум нагрузок потребителя совпадает с максимумом нагрузок в энергосистеме.

2 Издержками на эксплуатацию и ремонт современных герметичных необслуживаемых РТ допустимо пренебречь, так как эти трансформаторы не нуждаются в ревизиях, лабораторных испытаниях, ремонтах, регенерации масла на протяжении всего срока службы.

3 Опускаем из рассмотрения и годовые издержки, связанные с компенсацией реактивной мощности трансформаторов, как выходящие за пределы рассматриваемого вопроса.

4 Если предприятие, приобретающее трансформаторы, не уплачивает налоги на прибыль (такое упрощение принято в работе



[1]), амортизационные отчисления также не должны учитываться в расчетах. Если же предприятие платит налог на прибыль, что на практике имеет место в большинстве случаев, в расчетах следует учитывать налоговую составляющую амортизации.

5 С целью упрощения расчеты приведены в предположении, что  $S_{\max}$  имеет одинаковое значение в каждом месяце, иначе при расчете стоимости годовых потерь короткого замыкания пришлось бы брать сумму платежей за каждый месяц в году.

6 Расчеты выполнены в постоянных ценах при реальной ставке дисконтирования  $E = 5\%$ , которая определена с учетом ставки рефинансирования Нацбанка и годового темпа инфляции.

7 Налог на недвижимость в расчетах не учитывается, так как его значение невелико и находится в пределах допустимой погрешности расчетов.

8 Анализ выполняется для двух значений годового числа часов максимума нагрузочных потерь трансформаторов:  $\tau_1 = 1000$  ч и  $\tau_2 = 6000$  ч в год.

### **3 Натуральные технико-экономические показатели**

Учитывая специфику настоящего исследования, натуральные показатели включают активные потери мощности и электроэнергии в исследуемых трансформаторах.

#### **3.1 Потери мощности**

**3.1.1** Активные потери холостого хода не зависят от нагрузки трансформатора. Они определяются каталожными данными трансформаторов и приведены в таблице 1:  $\Delta P_{xx1} = 0,83$  кВт;  $\Delta P_{xx2} = 1,24$  кВт;  $\Delta P_{xx3} = 1,6$  кВт.

**3.1.2** Активные потери короткого замыкания (потери в обмотках) при заданной максимальной нагрузке трансформатора определяются по формуле (8):

$$\Delta P_{\text{кз}} = \Delta P_{\text{кз(НОМ)}} \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{H}}} \right)^2 = \Delta P_{\text{кз(НОМ)}} k_3^2$$

Соответственно, для анализируемых вариантов получим:

$$\Delta P_{\text{кз1}} = 5,4 \times 0,83^2 = 3,72 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{кз2}} = 7,6 \times 0,508^2 = 1,96 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{кз3}} = 10,8 \times 0,32^2 = 1,106 \text{ кВт};$$

## 3.2 Потери электроэнергии в трансформаторах за год

**3.2.1 Активные потери холостого хода** определяем по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{xx}} = T_{\text{год}} \Delta P_{\text{xx}}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{xx1}} = 8760 \times 0,83 = 7\,271 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{xx2}} = 8760 \times 1,24 = 10\,862 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{xx3}} = 8760 \times 1,6 = 14\,016 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

**3.2.2** На потери короткого замыкания влияют нагрузка трансформатора  $S_{\text{max}}$  и годовое число часов максимальных потерь  $\tau$ :

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{кз}} = \Delta P_{\text{кз}} \times \tau.$$

А) При  $\tau = 1000$  ч эти потери составят:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{кз1}} = 3,72 \times 1000 = 3720 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{кз2}} = 1,96 \times 1000 = 1960 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{кз3}} = 1,106 \times 1000 = 1106 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

В) Соответственно, при  $\tau = 6000$  ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{кз1}} = 3,72 \times 6000 = 22320 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{кз2}} = 1,96 \times 6000 = 11760 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{кз3}} = 1,106 \times 6000 = 6636 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

**3.2.3** Суммарные активные потери электроэнергии составят:

А) При  $\tau = 1000$  ч

$$\Delta \mathcal{E}_1 = 7271 + 3720 = 10991 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta \mathcal{E}_2 = 10862 + 1960 = 12822 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta \mathcal{E}_3 = 14016 + 1106 = 15122 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

В) При  $\tau = 6000$  ч:

$$\Delta \mathcal{E}_1 = 7271 + 22320 = 29591 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta \mathcal{E}_2 = 10862 + 11760 = 22622 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta \mathcal{E}_3 = 14016 + 6636 = 20652 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

#### 4 Расчет ежегодных издержек

При принятых допущениях ежегодные издержки включают затраты на компенсацию потерь электроэнергии. Если предприятие платит налог на прибыль, в издержках дополнительно следует учесть налоговую составляющую амортизации.

**4.1** Годовые издержки на компенсацию потерь при двухставочном тарифе определяются из выражения:

$$\begin{aligned} I_{\text{пот}} &= (12a + T_{\text{год}} b) \Delta P_{\text{xx}} + (12a + b \phi) \Delta P_{\text{кз}} = \\ &= (12 \times 5,29 + 8760 \times 0,05) \Delta P_{\text{xx}} + (12 \times 5,29 + 0,05 \times \phi) \Delta P_{\text{кз}} = \\ &= 501,5 \times \Delta P_{\text{xx}} + (63,48 + 0,05 \phi) \Delta P_{\text{кз}}. \end{aligned}$$

Издержки на компенсацию потерь составят:

А) При  $\tau = 1000$  ч

$$\begin{aligned} I_{\text{пот1}} &= 501,5 \times 0,83 + (63,48 + 0,05 \times 1000) \times 3,72 = \\ &= 416,25 + 113,48 \times 3,72 = 838,4 \text{ USD}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{пот2}} &= 501,5 \times 1,24 + (63,48 + 0,05 \times 1000) \times 3,72 = \\ &= 621,86 + 113,48 \times 1,96 = 844,3 \text{ USD}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{пот3}} &= 501,5 \times 1,6 + (63,48 + 0,05 \times 1000) \times 3,72 = \\ &= 802,4 + 113,48 \times 1,106 = 927,9 \text{ USD}. \end{aligned}$$

В) При  $\tau = 6000$  ч:

$$\begin{aligned} I_{\text{пот1}} &= 501,5 \times 0,83 + (63,48 + 0,05 \times 6000) \times 3,72 = \\ &= 416,25 + 363,48 \times 3,72 = 1768,4 \text{ USD}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{пот2}} &= 501,5 \times 1,24 + (63,48 + 0,05 \times 6000) \times 3,72 = \\ &= 621,86 + 363,48 \times 1,96 = 1334,2 \text{ USD}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{пот3}} &= 501,5 \times 1,6 + (63,48 + 0,05 \times 6000) \times 3,72 = \\ &= 802,4 + 363,48 \times 1,106 = 1204,4 \text{ USD}. \end{aligned}$$

**4.2** Налоговая составляющая амортизации определяется:

$$HA = \frac{K}{T_{\text{сл}}} \times \frac{C_{\text{нп}}}{100},$$

где  $C_{\text{нп}}$  – ставка налогов, уплачиваемых из прибыли ( $C_{\text{нп}} = 28\%$ ).

$$HA_1 = \frac{3775}{25} \times \frac{28}{100} = 42 \text{ USD}; \quad HA_2 = \frac{5797}{25} \times \frac{28}{100} = 65 \text{ USD};$$

$$HA_3 = \frac{8576}{25} \times \frac{28}{100} = 96 \text{ USD}$$

## 5 Расчет совокупных дисконтированных затрат

**5.1** При ставке дисконтирования  $E = 5\%$  и расчетном периоде

$T = T_{\text{сл}} = 25$  лет дисконтирующий множитель составит:

$$a_T = \frac{(1+E)^T - 1}{E(1+E)^T} = \frac{(1+0,05)^{25} - 1}{0,05(1+0,05)^{25}} = 14,118 \text{ лет.}$$

**5.2** Без учета налога на прибыль совокупные дисконтированные затраты определяются по формуле:

$$СДЗ = K + I_{\text{пот}} \alpha_T.$$

Определяем СДЗ при  $\tau = 1000$  ч:

$$СДЗ_1 = 3775 + 838,4 \times 14,118 = 15\,612 \text{ USD};$$

$$СДЗ_2 = 5797 + 844,28 \times 14,118 = 17\,717 \text{ USD};$$

$$СДЗ_3 = 8576 + 927,9 \times 14,118 = 21\,676 \text{ USD.}$$

Определяем СДЗ при  $\tau = 6000$  ч:

$$СДЗ_1 = 3775 + 1768,4 \times 14,118 = 28\,741 \text{ USD};$$

$$СДЗ_2 = 5797 + 1334,2 \times 14,118 = 24\,633 \text{ USD};$$

$$СДЗ_3 = 8576 + 1204,4 \times 14,118 = 25\,580 \text{ USD.}$$

**5.3** С учетом снижения налога на прибыль совокупные дисконтированные затраты определяются по формуле:

$$СДЗ = K + [I_{\text{пот}}(1 - \frac{C_{\text{нп}}}{100}) - HA] \times \alpha_T$$

Определяем СДЗ при  $\tau = 1000$  ч:

$$СДЗ_1 = 3775 + (838,4 \times 0,72 - 42) \times 14,118 = 11\,704 \text{ USD};$$

$$СДЗ_2 = 5797 (844,28 \cdot 0,72 - 65) \times 14,118 = 13\,462 \text{ USD};$$

$$СДЗ_3 = 8576 + (927,9 \times 0,72 - 96) \times 14,118 = 16\,651 \text{ USD}.$$

Определяем СДЗ при  $\tau = 6000$  ч:

$$СДЗ_1 = 3775 + (1768,4 \times 0,72 - 42) \times 14,118 = 21\,154 \text{ USD};$$

$$СДЗ_2 = 5797 + (1334,2 \times 0,72 - 65) \times 14,118 = 18\,441 \text{ USD};$$

$$СДЗ_3 = 8576 + (1204,4 \times 0,72 - 96) \times 14,118 = 19\,461 \text{ USD}.$$

Таблица 2

Сравнительная эффективность альтернативных вариантов РТ

Показатель	Усл. обозн.	Время потерь $T$ , ч					
		1000	6000	1000	6000	1000	6000
1 Номинальная мощность, кВ·А	$S_H$	400	400	630	630	1000	1000
2 Максимальная нагрузка в часы максимума, кВ·А	$S_{max}$	320	320	320	320	320	320
3 Потери активной мощности, кВт	$\Delta P$	4,55	4,55	3,2	3,2	2,7	2,7
4 Потери электроэнергии, кВт·ч	$\Delta \mathcal{E}$	10991	29591	12822	22622	15122	20652
5 Капиталовложения, USD	$K$	3775	3775	5797	5797	8567	8567
6 Годовые издержки на компенсацию потерь, USD	$I_{пот}$	838	1768	844	1334	928	1204
7 Совокупные дисконтированные затраты без учета налогов из прибыли, USD	СДЗ	15612	28741	17717	24633	21676	25580
8 Совокупные дисконтированные затраты с учетом налогов из прибыли, USD	СДЗ	11704	21154	13462	18441	16651	19461

Расчеты выполнены в ценах на 01.01.2005 г. при ставке дисконтирования  $E = 5\%$ .

**Аналитическое заключение.** При  $\tau = 1000$  ч имеет место соотношение:  $СДЗ_3 > СДЗ_2 > СДЗ_1$ . Следовательно, в данном случае наиболее выгоден вариант 1, а наименее выгоден вариант 3.

При большом значении  $\tau$  в нашем примере имеет место соотношение:  $СДЗ_1 > СДЗ_3 > СДЗ_2$ . Таким образом, при  $\tau = 6000$  ч выгоднее всего приобретать трансформатор мощностью 630 кВ·А, а наименее выгоден вариант 1. Эта выгода возрастает, если предполагается рост нагрузок в будущем, так как потребителю тогда не грозят затраты, связанные с заменой трансформатора, купленного сейчас, на трансформатор большей мощности.

При учете снижения налога на прибыль выявленная тенденция подтверждается, хотя и проявляется не так отчетливо.

Результаты сравнительного анализа в значительной степени зависят от тарифа на электроэнергию. Выявленная тенденция справедлива для потребителей, имеющих на своем балансе трансформаторные подстанции и оплачивающих электроэнергию по установленным для них тарифам. Для подстанций, находящихся на балансе энергосистемы, ситуация несколько иная, так как уровень оплаты потерь у них ниже. Однако в условиях имеющего место в последнее время прогрессирующего роста тарифов на электроэнергию данный анализ может в перспективе оказаться актуальным и для этих предприятий.

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Баутин, В.М. Справочник инженера-электрика сельскохозяйственного производства : учеб. пособие / В.М. Баутин [и др.]. – Москва : Информагортех, 1999.
- 2 Временный республиканский классификатор основных средств и нормативные сроки их службы : справочное пособие. – Минск : УП «ПТХа», 2001.
- 3 Водяников, В.Т. Экономическая оценка энергетики АПК : учеб. пособие / В.Т. Водяников. – Москва : ИКФ ЭКМОС, 2002.
- 4 Водяников, В.Т. Экономика предприятий и организаций сельской электроэнергетики : учеб. пособие / В.Т. Водяников. – Москва : изд. МИИСП, 1998.
- 5 Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса : учебник / В.С. Самсонов. – Москва : Высшая школа, 2001.
- 6 Падалко, Л.П. Беларусь на пути в международный энергетический рынок / Л.П. Падалко. – 2003.
- 7 Пospelова, Т.Г. Основы энергосбережения / Т.Г. Пospelова. – Минск : УП «Технопринт», 2000.
- 8 Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов / Под ред. О.Л. Данилова, П.А. Костюченко // Раздел 7. Экономическое обоснование энергосберегающих мероприятий. – Москва : Технопромстрой, 2006.
- 9 Стабровский, Л.Н. О комплексной финансовой оценке технических характеристик распределительных трансформаторов с точки зрения конечного потребителя / Л.Н. Стабровский // Энергия и менеджмент. – 2005. – № 3.
- 10 Инвестиционное проектирование / В.В. Ширшова. – Минск : БГАТУ, 2003.
- 11 Ширшова, В.В. Методические указания к экономическому обоснованию дипломных проектов для студентов агроэнергетического факультета / В.В. Ширшова, И.И. Гургенидзе. – Минск : БГАТУ, 2005.
- 12 Янукович, Г.И. Расчет капитальных вложений в электроснабжение сельскохозяйственных предприятий : метод. пособие / Г.И. Янукович, Н.Г. Королевич. – Минск : БГАТУ, 2006

РЕПОЗИТОРІЙ БГАТУ

ПРИЛОЖЕНИЯ



## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Зависимость годового количества использования максимума  $T_M$   
от расчетной нагрузки

Расчетная нагрузка, кВт	$T_M$ , ч, при характере нагрузки		
	коммунально-бытовая	производственная	смешанная
До 10	900	1100	1300
10–20	1200	1500	1700
20–50	1600	2000	2200
50–100	2000	2500	2500
100–250	2350	2700	3200
Более 250	2600	2800	2400

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Активное сопротивление проводов и кабелей

Площадь сечения, мм <sup>2</sup>	Активное сопротивление, Ом/км		
	Медных жил	Алюминиевых жил	Сталеалюминиевых жил
1	18,9	-	-
1,5	12,6	-	-
2,5	7,55	12,6	-
4	4,65	7,90	-
6	3,06	5,26	-
10	1,84	3,15	3,12
16	1,20	1,98	2,06
25	0,74	1,28	1,38
35	0,54	0,92	0,85
50	0,39	0,64	0,65
70	0,28	0,46	0,46
95	0,20	0,34	0,33
120	0,158	0,27	0,27
150	0,123	0,21	0,21
185	0,103	0,17	0,17
240	0,078	0,132	0,132
300	0,062	0,106	0,107
400	0,047	0,08	0,08

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3

#### Электрические сопротивления постоянному току при 20° С

Номинальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	Сопротивления, Ом/км, проводов марок			Провода сталеалюминиевые марки АС	
	А, АКП, Ап, АпКН	АН	АЖ	Номинальное сечение провода (алюминиевый/сталь)	Сопротивление провода, Ом/км
16	1,8	1,91	2,07	16/2,7	1,77
25	1,14	1,21	1,33	25/4,2	1,146
35	0,83	0,884	0,96	35/6,2	0,773
50	0,576	0,614	0,665	50/8,0	0,592
70	0,412	0,439	0,475	70/11	0,42
95	0,308	0,326	0,354	95/16	0,299
120	0,246	0,26	0,283	120/19	0,245
150	0,194	0,206	0,223	150/19	0,195
185	0,157	0,167	0,181	185/24	0,154
240	0,12	0,128	0,139	-	-

Примечание – Приведенные в таблице сопротивления для практических расчетов электрических сетей можно принимать в качестве активных сопротивлений переменному току частотой 50 Гц.

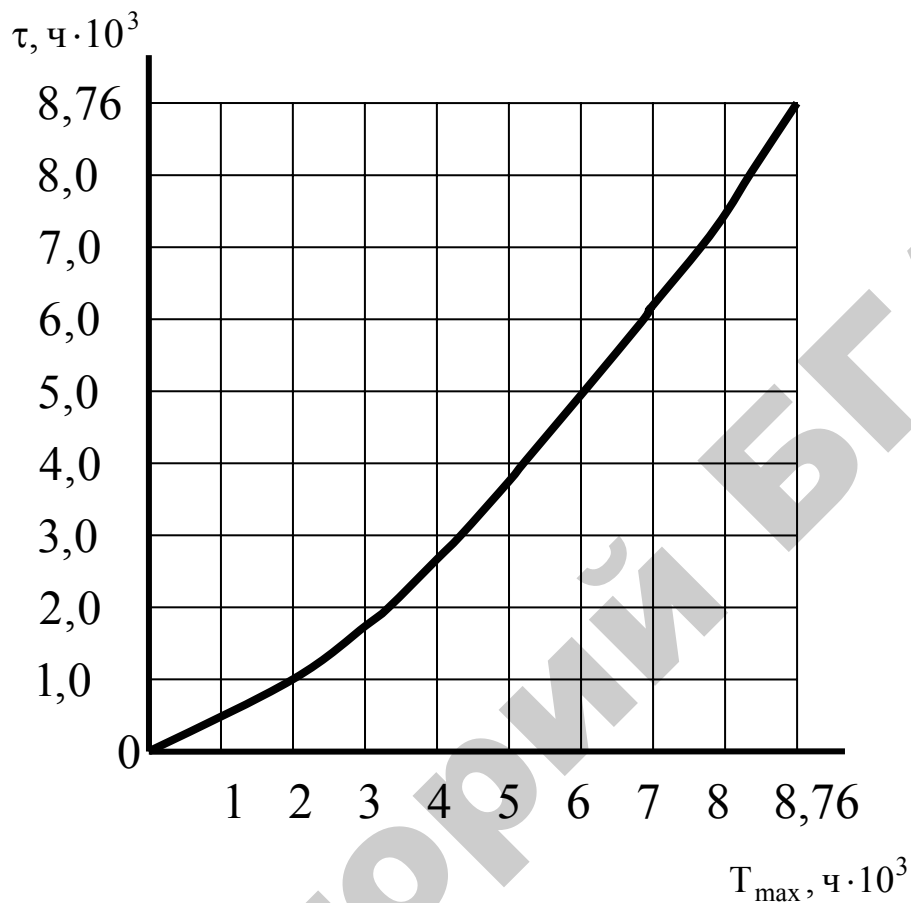
### ПРИЛОЖЕНИЕ 4

#### Приближенные значения внешних индуктивных сопротивлений воздушных линий со сталеалюминиевыми проводами

Среднее геометрическое расстояние между проводами, мм	Внешнее индуктивное сопротивление (Ом/км) для линий с проводами сечением, мм <sup>2</sup>							
	35	50	70	95	120	150	185	240
2000	0,403	0,382	0,392	0,371	0,365	0,258	-	-
2500	0,417	0,406	0,369	0,385	0,379	0,372	0,365	0,357
3000	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377	0,369
3500	0,438	0,427	0,417	0,406	0,400	0,398	0,386	0,378
4000	0,446	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,386
4500	-	-	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,394
5000	-	-	0,440	0,429	0,423	0,416	0,409	0,401
5500	-	-	0,446	0,435	0,429	0,442	0,415	0,407
6000	-	-	-	-	-	-	-	0,413

## ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Зависимость времени потерь от времени использования максимальной нагрузки для сельскохозяйственных потребителей



## ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Средние значения коэффициента  $K_{\Sigma}$

Место установки трансформаторов	$K_{\Sigma}$
Трансформаторы станций – повысительные и трансформаторы собственных нужд	0,02
Трансформаторы в сетях 6-10 кВ, питающиеся от шин генераторного напряжения станций	0,06
Трансформаторы 35-110 кВ в районных сетях	0,08
Трансформаторы 35-110 кВ в районных сетях при установке на шинах вторичного напряжения синхронных компенсаторов	0,04
Трансформаторы 6–10 кВ, питающиеся от шин 6–10 кВ районных подстанций	0,12

Технические данные трансформаторов  
типа ТМ и ТМН напряжением 6–35/(0,4–10) кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВ·А	Сочетание напряжений		Сумма и группа соединения обмоток	Потери, Вт			Напряжение КЗ, %	Ток холостого хода, %	Сопрог-е трансф-ра, приведенное к напряж-ю 0,4 В, Ом		
		ВН	НН		Холостого хода		Короткого замыкания			Прямой послед-ти	При одно-фазном КЗ	
					Ур. А	Ур. Б						
ТМ	25	6; 10	0,4	-10	130	135	600	4,5	3,2	0,29	3,11	
				-11			690	4,7		0,3	0,9	
	40			-0	175	190	880	4,5	3,0	0,18	1,949	
				-11			1000	4,7		0,188	0,57	
	63			-0	240	365	1280	4,5	2,8	0,115	1,237	
				-11			1470	4,7		0,119	0,36	
	100			-0	330	365	1970	4,5		0,072	0,779	
				-11			2270	4,7		0,075	0,225	
ТМ; ТМФ	160	6; 10	0,4	-0	420	465	1970	6,5	2,6	0,104	0,764	
				-11			2270	6,8		0,107		
				-0	510	565	2650	4,5		0,045	0,478	
				-11			3100	4,7		0,047	0,15	
ТМ	35	35	0,4	-0	620	799	2650	6,5	2,4	0,065	0,478	
				-11			3100	6,8		0,068		
ТМ; ТМФ	250	6; 10	0,4	-0	740	820	3700	4,5		0,029	0,312	
				-11			4200	4,7		0,030		0,09
ТМ	35	35	0,4	-0	900	1000	3700	6,5	2,3	0,042	0,305	
				-11			4200	6,8		0,044		0,12
ТМ; ТМФ; ТМН	400	6; 10	0,4	-0	950	1050	5500	4,5	2,1	0,018	0,195	
				-11			5900	4,5		0,018		0,066
ТМ; ТМН	35	35	0,4	-0	1200	1350	5500	6,5	2,1	0,026	0,191	
				-11			5900			6,5		0,026
ТМ; ТМФ; ТМН	630	6; 10	0,4	-0	1300	1560	7600	5,5		0,014	0,129	
				-11			8500			5,5		0,042
ТМ; ТМН	35	35	0,4	-0	1600	1900	7600	6,5	2,0	0,016	0,121	
				-11			7600			6,5		0,016
ТМ	1000	20; 35	6,3; 10,5	-11			2750			-	-	
	1600						12200			1,5	-	-
	2500						18000			6,5	1,4	-
	4000						25000			1,1	-	-
							6300			9500	7,5	1,0
13500	46500	0,9	-	-								
ТМН	1000	35	6,3; 11	11			2750			-	-	
	1600						11600			1,5	-	-
	2500						16500			6,5	1,4	-
	4000						23500			1,1	-	-
							6300			6700	7,5	1,0
9400	46500	0,9	-	-								

## ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Среднестатистическое значение продолжительности аварийных отключений, приходящихся на 1 подстанцию или 1 км линии электропередачи, ч/год

Элементы электрической сети	Удельная продолжительность отключений
Одноцепная питающая линия 110 кВ	0,4
Двухцепная питающая линия 110 кВ	0,16
Одноцепная питающая линия 35 кВ	0,7
Двухцепная питающая линия 35 кВ	0,28
Распределительная ВЛ 10 (6) кВ	0,9
Низковольтная ВЛ 380/220 В	4,3
Районная однострансформаторная подстанция 110/35/10(6) кВ	12
Районная двухтрансформаторная подстанция 110/35/10(6) кВ	0
Потребительская подстанция 10(6)/0,4 кВ	2,7

## ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Коэффициенты перевода электротехнического оборудования в условные единицы

Электротехническое оборудование и сооружения	Единица измерения	Кол-во у. е
Линии электропередачи напряжением 1–10 кВ на металлических или железобетонных опорах (основаниях) при совместной подвеске проводов напряжением до 1000 В и линий радиотрансляционной сети	1 км	3,0
То же, на деревянных опорах	1 км	2,5
Линии электропередачи напряжением 1-10 кВ на металлических или железобетонных опорах (основаниях) без совместной подвески проводов	1 км	2,1
То же, на деревянных опорах	1 км	1,7
Линии электропередачи до 1 кВ на железобетонных опорах (основаниях) при совместной подвеске проводов (независимо от количества установленных проводов)	1 км	2,4
То же, на деревянных опорах	1 км	2,2

продолжение приложения 9

Электротехническое оборудование и сооружения	Единица измерения	Кол-во у. е
То же, на деревянных опорах без совместной подвески проводов (независимо от количества установленных проводов)	1 км	1,7
Кабельные линии электропередачи напряжением до 20 кВ (3 фазы)	1 км	1,9
Вводные кабельные устройства	1 устройство	0,09
Кабельные колодцы	1 шт.	0,3
Мачтовая подстанция или закрытый трансформаторный пункт с одним трансформатором мощностью до 100кВА	1 пункт	2,3
Закрытый трансформаторный пункт с одним трансформатором мощностью 100кВА и выше каждый	1 пункт	2,5
То же с двумя трансформаторами мощностью 100 ВА и выше каждый	1 пункт	3,5
Распределительный пункт и подстанция на напряжение 3–20 кВ	*1 присоединение	2,2
То же, на напряжение до 1 кВ	*1 присоединение	0,5
Воздушные и кабельные линии связи	1 км	0,6
**Электростанции мощностью до 100 кВт, используемые в качестве горячего теплового резерва	1 электростанция	10,0
**То же, мощностью от 100 до 300 кВт	1 электростанция	20,0
**То же, мощностью от 300 до 500 кВт	1 электростанция	30,0
Электростанции мощностью до 100 кВт, используемые в качестве аварийного резерва (холодный резерв и передвижные)	1 электростанция	5,0
То же, мощностью от 100 до 300 кВт	1 электростанция	10,0
То же, мощностью от 300 до 500 кВт	1 электростанция	15,0
Распределительные пункты, силовые сборки, щиты управления напряжением до 1000 В на животноводческих фермах и в других сельскохозяйственных производственных помещениях	***1 присоединение	0,5
Электроприводы стационарных и передвижных с.-х. машин и установок с электродвигателем мощностью до 10 кВт	1 двигатель (1 присоединение)	0,5
То же, с электродвигателем мощностью от 10 до 20 кВт	1 двигатель (1 присоединение)	0,6
То же, с электродвигателем мощностью свыше 20 кВт	1 двигатель (1 присоединение)	0,7

## Окончание приложения 9

Электротехническое оборудование и сооружения	Единица измерения	Кол-во у. е
Электроприводы, снабженные приводами автоматического управления, с электродвигателем мощностью 10 кВт	1 двигатель (1 присоединение)	0,7
То же, с электродвигателем мощностью от 10 и выше	1 двигатель (1 присоединение)	1,0
Синхронные компенсаторы и батареи статистических конденсаторов	1 шт. (батареи)	16,0
Работы по монтажу новых электроустановок (электрификации новых технологических процессов), выполняемый силами эксплуатационного персонала (хозспособом) за счет средств капиталовложений сельскохозяйственной организации	На 100 тыс. руб.	300,0
Сварочные трансформаторы	1 установка	0,5
Трансформаторы безопасности	1 присоединение	0,3
Сварочные преобразователи	1 присоединение	1,0
Зарядные агрегаты (выпрямители)	1 агрегат	0,5
Электровулканизаторы	1 установка	0,3

Примечания:

\*Учитываются все присоединения к сборным шинам отходящих фидеров, линий и шиносоединительных выключателей.

\*\*К таким электростанциям относятся электростанции всех типов, которые находятся в постоянной готовности к включению в электросеть.

\*\*\*Учитываются все присоединения к сборным шинам отходящих низковольтных фидеров.

Нормативные сроки службы основных средств

Группы и виды основных средств	Нормативный срок службы, лет
<b>Устройства электропередачи</b>	
Воздушные линии электропередачи напряжением от 0,4 до 20 кВ: на металлических или железобетонных опорах на опорах из пропитанной древесины на опорах из непропитанной древесины	33,3 25,0* 16,7
Воздушные линии электропередачи напряжением 35-110 кВ: на металлических опорах на железобетонных опорах на опорах из пропитанной древесины	50,0 40,0 25,0
Воздушные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше	50,0
Кабельные линии электропередачи со свинцовой оболочкой: напряжением до 10 кВ, проложенные в земле, в помещениях напряжением 6-10 кВ, проложенные под водой	50,0 25,0
Кабельные линии электропередачи напряжением до 10 кВ с алюминиевой оболочкой: проложенные в земле проложенные в помещениях	25,0 50,0
Кабельные линии электропередачи напряжением до 10 кВ с пластмассовой оболочкой, проложенные в земле, в помещениях	25,0
Кабельные линии электропередачи напряжением 20-35 кВ со свинцовой оболочкой: проложенные в земле, в помещениях проложенные под водой	33,3 20,0
Кабельные линии электропередачи напряжением 110-220 кВ маслонаполненные низкого, среднего и высокого давления, проложенные в земле, в помещениях и под водой	50,0
<b>Электродвигатели и дизель-генераторы</b>	
Электродвигатели: с высотой оси вращения 63-450 мм с высотой оси вращения свыше 450 мм	12,5 17,9
Дизель-генераторы со скоростью вращения: до 500 об/мин более 500 об/мин	23,8 16,1
Электроагрегаты типа АД-100С-Т400-Р (АСД-100-Т400-Р) и др. и передвижные электростанции	8,0



Группы и виды основных средств	Нормативный срок службы, лет
Передвижные железнодорожные электростанции малой мощности (до 9 кВт), дизельные электростанции на автомобильных прицепах и газотурбинные передвижные электростанции с авиадвигателями, а также передвижные котельные	9,3
Вагоны-электростанции	18,2
<b>Прочее силовое оборудование</b>	
Реакторы с парогенераторами, трансформаторы силовые	30,3
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства (электрооборудование открытых и закрытых распределительных устройств, выключатели, реакторы, шины, измерительные трансформаторы, изоляторы, силовые трансформаторы, распределительные шины и сборки со всей аппаратурой, преобразователи и другое оборудование)	22,7**
Щиты вводные и распределители	11,0
Ветродвигатели	13,9
Выпрямители и преобразовательные устройства всех видов, в том числе стабилизаторы напряжений всех видов, преобразователи напряжения и частоты, инверторы	14,0
Аккумуляторы: стационарные кислотные стационарные щелочные переносные кислотные	17,0 8,0 3,0
Пускатели ручные и магнитные, фидерные автоматы, жидкостные реостаты, пусковые агрегаты, трансформаторы осветительные	4,5
Подстанции передвижные, ящики распределительные высоковольтные, преобразовательные подстанции, конденсаторы, выпрямители всех типов; трансформаторы и трансформаторные подстанции	9,5
Реверсоры переменного тока высокого напряжения от 3 до 12 кВ	7,0
Пускатели электромагнитные, взрывозащищенные (неревверсивные типа ПВ и ПВИ на ток 63, 250, 320, 114А, ПВВ и ПМВИ, реверсивные типа ПВИР). Комплектные устройства управления взрывозащищенные и рудничные (типа СУВ-350, КУУВ-350 и др.)	6,2
Аппаратура защиты и техники безопасности (типа АЗАК-380, АЗАК-660, АЗШ-3, РУ-380 и др.)	5,0
<b>Машины и оборудование для укладки кабелей</b>	
Навесное оборудование кабелеукладчиков самоходных гусеничных, кабелеукладчики несамоходные колесные и болотные, легкие и тяжелые; кабельные транспортеры колесные	3,0

Группы и виды основных средств	Нормативный срок службы, лет
Кабельные машины для размотки и укладки кабелей	6,0
<b>Машины и оборудование для электрогазосварки и резки</b>	
Источники питания для электросварки (агрегаты передвижные с двигателями внутреннего сгорания, генераторы, преобразователи, трансформаторы)	8,0***
Механизированное электросварочное оборудование (автоматы и полуавтоматы, установки для дуговой сварки, наплавки и электрошлаковой сварки )	9,1

Примечание:

\*Для линий на опорах из пропитанной древесины, построенных до 1990 года, применяется коэффициент 0,7.

\*\*Для оборудования мачтовых и комплексных трансформаторных подстанций 6-35/0,38 кВ открытой установки применяется коэффициент 0,7.

\*\*\*Для агрегатов передвижных с двигателем внутреннего сгорания, используемых в нефтегазовой промышленности, применяется коэффициент 0,8.

Коэффициент приведения денежных сумм  
к началу расчетного периода (дисконтирующий множитель)  $\alpha_T$ , 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

## Продолжение приложения 11

Годы	Процентная ставка Е													
	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

Годы	Процентная ставка Е													
	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	45	50
1	0,6 90	0,667	0,645	0,625	0,606	0,588	0,571	0,555	0,541	0,526	0,513	0,500	0,6 90	0,667
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	1,165	1,111
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	1,493	1,407
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	1,720	1,605
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	1,876	1,737
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	1,983	1,824
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	2,057	1,883
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	2,109	1,922
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	2,144	1,948
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	2,168	1,965
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	2,185	1,977
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	2,197	1,985
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	2,205	1,990
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	2,210	1,993
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	2,214	1,995
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	2,216	1,997
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	2,218	1,998
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	2,220	2,000

Укрупненные показатели стоимости сооружения подстанций  
(на 01.10.2006 г.)

Таблица А

Наименование изделия	Отпускная цена в бел. руб. (ставка НДС – 18%)				
	без НДС	с НДС			
КТПО-80	5 597 000	6 604 460			
КТПО-80 без трансформатора	2 667 000	3 147 060			
Трансформатор ТМТО-80	2 930 000	3 457 4000			
КТППН-100–250 с 1 блоком управления	14 890 000	7 570 200			
РЛНД двухполюсный без привода	283 000	333 940			
РЛНД трехполюсный без привода	361 500	426 570			
Привод	79 000	93 220			
ШГС-5805 с 1 блоком управления	5 020 500	5 924 190			
КУ-01-63	9 491 000	11 199 380			
КУ-01-100	11 002 500	12982 950			
КУ-01-160	11 839 500	13 970 610			
Устройство управления энергопотреблением УУЭ-1000	6 422 000	7 577 960			
Реактор РТТ-0,38	206 500	243 670			
	с ОПН				
	без НДС	с НДС			
	без ОПН				
	без НДС	с НДС			
МТП-160/6-10	4 359 500	5 144 210	3 534 500	4 170 710	
МТП-250/6-10	4 587 500	5 413 250	3 762 500	4 439 750	
МТПЖ-2,5/27,5	мачтовая	3 879 000	4 577 220	3 018 000	3 561 240
МТПЖ-4/27,5		4 105 000	4 843 900	3 244 000	3 827 920
МТПЖ-10/27,5		3 575 000	4 218 500	2 714 000	3 202 520
КТПЖ-25/27,5/0,4-99У1		6 751 500	7 966 770	5 029 500	5 934 810
КТПЖ-100/27,5/0,4-99У1		7 107 000	8 386 260	5 285 000	6 354 300
КТПЖ-250/27,5/0,4/99У1		7 354 000	8 677 720	5 632 000	6 645 760
КТПЖ-400/27,5/0,4/99У1		7 896 000	9 317 280	6 174 000	7 285 320

Продолжение таблицы А приложения 12

Наименование изделия		с разрядниками		без разрядников	
		без НДС	с НДС	без НДС	с НДС
МТПЖ-1,25	с 1 фидером	1 709 500	2 017 210	1 560 500	1 841 390
МТПЖ-1,25	с 2 фидерами	1 734 000	2 046 120	1 585 000	1 870 300
МТПЖ- 2,5					
МТПЖ-4,0					
МТПЖ-10					
МТПО-4	с 1 фидером	1 797 000	2 120 460	1 648 000	1 944 640
МТПО-4	с 2 фидерами	1 847 000	2 179 460	1 698 000	2 003 640
МТПО-10	с 1 фидером	1 850 000	2 183 000	1 701 000	2 007 180
МТПО-10	с 2 фидерами	1 904 000	2 246 720	1 755 000	2 070 900
МТП 25/6-10	мачтовая с узлами крепления на опоре ЛЭП	2 622 500	3 094 550	2 399 000	2 830 820
МТП 40/6-10		2 659 000	3 137 620	2 435 500	2 873 890
МТП 63/6-10		2 752 000	3 247 360	2 528 500	2 983 630
МТП 100/6-10		2 969 500	3 504 010	2 746 000	3 240 280
МТП 160/6-10		3 758 000	4 434 440	3 534 5000	4 170 710
МТП 250/6-10		3 986 000	4 703 480	3 762 500	4 439 750
Наименование изделия		с разрядниками		без разрядников	
		без НДС	с НДС	без НДС	с НДС
КТПНД 40:100		1 825 000	2 153 500	1 601 500	1 889 770
КТПОС – 25–63		2 541 000	2 998 380	2 317 500	2 734 650
КТП – 25		2 559 000	3 019 620	2 335 500	2 755 890
КТП – 40		2 567 000	3 029 060	2 343 500	2 765 330
КТП – 63		2 959 500	3 492 210	2 736 000	3 228 480
КТП – 100		3 101 000	3 659 180	2 877 500	3 395 450
КТП – 160		3 385 500	3 994 890	3 162 000	3 731 160
КТП – 250		3 879 500	4 577 810	3 656 000	4 314 080
КТПР – 25		2 403 500	2 836 130	2 180 000	2 572 400
КТПР – 40		2 420 000	2 855 600	2 196 500	2 591 870
КТПР – 63		2 529 000	2 984 220	2 305 500	2 720 490
КТПР – 100		2 603 500	3 072 130	2 380 000	2 808 400
КТПР – 160		2 880 500	3 398 990	2 657 000	3 135 260
КТПР – 250		2 960 500	3 493 390	2 737 000	3 229 660

Примечание:

Цены на КТП даны без силовых трансформаторов.

Таблица Б

Наименование изделия		Отпускная цена в бел. руб. (ставка НДС – 18 %)	
		без НДС	с НДС
УКЗВ-А-(6-10)-5-1 У1	с ОМП	6 925 000	8 171 500
УКЗВ-А-(6-10)-1-2 У1		8 842 000	10 433 560
УКЗВ-А-(6-10)-2-2 У1		8 873 000	10 470 140
УКЗВ-А-(6-10)-2-3 У1		11 323 000	13 351 140
УКЗВ-А-(6-10)-1-4 У1		13 353 000	15 756 540
УКЗВ-А-(6-10)-2-4 У1		13 695 000	16 160 100
УКЗН-А-0,22-2-1 У1		4 239 000	5 002 020
УКЗН-А-0,22-2-2 У1		6 518 000	7 691 240
УКЗН-А-0,22-1-3 У1		8 742 000	10 315 560
УКЗН-А-0,22-2-3 У1		9 168 000	10 818 240
УКЗН-А-0,22-1-4 У1		11 099 000	13 096 820
УКЗН-А-0,22-2-4 У1		11 554 000	13 633 720
УКЗВ-Р-(6-10)-2,0-2 У1	с ОМП	7 401 000	8 733 180
УКЗВ-Р-(6-10)-2,0-3 У1		9 202 000	10 858 360
УКЗВ-Р-(6-10)-2,0-4 У1		10 817 000	12 764 060
УКЗН-Р-2,0-1		3 460 000	4 082 800
УКЗН-Р-2,0-2		4 999 000	5 898 820
УКЗН-Р-2,0-3		6 731 000	7 942 580
УКЗН-Р-2,0-4		8 258 000	9 744 40
В-ОПЕД 50 / 25 – 40 / 80 У1		1 679 000	1 981 220
В-ОПКД 50 / 25 – 40 / 80 У1		2 130 000	2 513 400
В-ОПЕ 20 - 50 У1 1 КВТ		2 476 000	2 921 680
В-ОПЕ 40 - 50 У1 2 КВТ		2 511 000	2 962 980



Таблица В

Наименование изделия	Отпускная цена в бел. руб. (ставка НДС – 18 %)	
	без НДС	с НДС
Стабилизатор напряжения СН-3000	683 000	805 940
Стабилизатор напряжения СН-200	107 800	127 204
Устройство питающее типа КАСКАД-2	120 600	142 308
Устройство зарядно-пусковое УЗП-302 (ЗИП)	1 113 500	1 313 930
Устройство зарядно-пусковое УЗП-302	1 143 700	1 349 566
Устройство зарядно-пусковое УЗП-502 (ЗИП)	1 252 700	1 478 186
Устройство зарядно-пусковое УЗП-502	1 284 600	1 515 828
Устройство зарядно-пусковое УЗП-С – 12-9,0/100	113 250	133 635
Устройство зарядно-пусковое УЗП-Н – 12-10/100	117 100	138 178
Устройство зарядно-пусковое УЗП-Н – 12-20/200	170 700	21 426
Устройство зарядное автоматическое УЗ-А-12-4,5	48 250	56 935
Устройство зарядное УЗ-С-12/24-20/16	128 250	151 335
Устройство зарядное УЗ-С-12-5,5	69 100	81 538
Устройство пусковое УПМ-3Р-12/24-315	819 750	967 305
Устройство пусковое УПМ-3Р-12/24-500	946 850	1 117 283
Катушка каркасная (к УПМ-3Р-12/24)	123 500	145 730
Электрорадиатор ЭРМПС-2-1,0/220 (с)	85 600	101 008
Электрорадиатор ЭРМПС-2-1,25/220 (с)	95 550	112 749
Трансформатор сварочный бытовой ТСБ-150	365 150	430 877
Трансформатор для контактной сварки ТКС-4500	260 400	307 272
Трансформатор сварочный КАСКАД типа ТДМ-501	1 903 800	2 246 484
Трансформатор разделительный ОСРЗ-1,0 УХЛ 3,1	146 550	172 929
Полуавтомат сварочный ПДГ-202	4 250 000	5 015 000
Трансформатор сварочный КАСКАД типа ТДЭ-202	1 063 600	1 255 048

Таблица Г

Наименование изделия	Отпускная цена в бел. руб. (ставка НДС – 18 %)	
	без НДС	с НДС
<b>Щитки индивидуальные модульные</b>		
учетно-распределительные		
ЩИМ УР-25-2 (б/сч.)	86 100	101 598
ЩИМ УР-25-2 (со/сч.)	128 100	151 158
низкого напряжения		
ЩИМ НН-0,16 (с розеткой)	151 900	179 242
ЩИМ НН-0,25 (с розеткой)	162 450	191 691
ЩИМ НН-0,4 (с розеткой)	177 600	209 568
ЩИМ НН-0,16 (без розетки)	102 450	120 891
ЩИМ НН-0,25 (без розетки)	135 650	160 067
ЩИМ НН-0,4 (без розетки)	151 050	178 239
распределительные		
ЩИМ Р-16-1	71 000	83 780
ЩИМ Р-16-3	91 000	107 380
ЩИМ Р-25-2	91 000	107 380
ЩИМ Р-25-4	91 000	107 380
Наименование изделия	Отпускная цена в бел. руб. (ставка НДС – 18%)	
	без НДС	с НДС
ЩИМ Р-25-5	104 200	122 956
ЩИМ Р-16-1Т	88 000	103 840
ЩИМ Р-16-3Т	108 000	127 440
ЩИМ Р-25-2Т	111 000	130 980
ЩИМ Р-25-4Т	107 000	126 260
ЩИМ Р-25-5Т	130 500	153 990
с автоматическим зарядным устройством		
ЩИМ УЗА-0,16-12	241 000	284 380
ЩИМ УЗА-0,16-14	241 000	284 380
ЩИМ УЗА-0,25-12	256 500	302 670
ЩИМ УЗА-0,25-14	256 500	302 670

Таблица Д

Наименование изделия	Отпускная цена в бел. руб. (ставка НДС – 18%)	
	без НДС	с НДС
<b>Однофазные сухие трансформаторы</b>		
Разделительные		
ОСР-0,16УЗ	34 550	40 769
ОСР-0,25УЗ	42 550	50 209
ОСР-0,4 УЗ	58 850	69 443
ОСР-0,63УЗ	73 350	86 553
ОСР-1,0 УЗ	110 300	130 154
для питания цепей управления		
ОСВР1 – 0,05	31 250	36 875
ОСВР1 – 0,08	41 300	48 734
ОСВР1 – 0,16	42 700	50 386
ОСВР1 – 0,25	51 550	60 829
ОСВР1 – 0,4	62 250	73 455
ОСВР1 – 0,63	93 150	109 917
ОСВР1 – 1,0	118 300	139 594
для питания цепей управления и сигнализации электроустройств судов морского и речного флотов		
ОСМС – 0,05	37 850	44 663
ОСМС – 0,16	52 250	61 655
ОСМС – 0,25	58 300	68 794
ОСМС – 0,4	71 200	84 016
ОСС – 0,04	41 400	48 852
ОСС – 0,063	38 100	44 958
ОСС – 0,1	46 850	55 283
ОСС – 0,16	60 600	71 508
ОСС – 0,25	71 350	84 193

Таблица Е

Наименование изделия	Отпускная цена в бел. руб. (ставка НДС – 18%)	
	без НДС	с НДС
<b>Пускорегулирующие аппараты</b>		
для ламп ДНаТ, ДРЛ на витом магнитопроводе		
1И70 ДНАТ 50Н-120 УХЛ2	20 750	24 485
1И100 ДНАТ 50Н-120 УХЛ2	23 150	27 317
1И150 ДНАТ 50Н-120 УХЛ2	28 400	33 512
1И250 ДНАТ 50Н-120 УХЛ2	35 700	42 126
1И400 ДНАТ 50Н-120 УХЛ2	46 250	54 575
1И125 ДРЛ 50Н-120 УХЛ2	22 450	26 491
1И250 ДРЛ 50Н-120 УХЛ2	30 350	35 813
1И400 ДРЛ 50Н-120 УХЛ2	39 700	46 946
1И700 ДРЛ 50Н-120 УХЛ2	78 650	92 807
для ламп ДНаТ, ДРЛ на шихтованном магнитопроводе		
1И150 ДНАТ 60Н-120 УХЛ2	15 100	17 818
1И250 ДНАТ 60Н-120 УХЛ2	20 650	24 367
1И250 ДРЛ 60Н-120 УХЛ2	16 800	19 824
<b>Трансформаторы тока</b>		
класса точности 0,5 S		
Т-0,66-(10-40)/5	16 350	19 293
Т-0,66-(50-400)/5	14 850	17 523
ТШП-0,66-(300-400)/5	20 600	24 308
ТШП-0,66-600/5	19 900	23 482
ТШП-0,66-800/5	20 600	24 308
ТШП-0,66-(10-400)/5	20 600	24 308
класса точности 0,5		
ТШП-0,66-(200-400)/5	20 600	24 308
ТОП-0,66-(10-400)/5	20 600	24 308

ДЛЯ ЗАМЕТОК

РЕПОЗИТОРИЙ БГАТУ

Учебное издание

**Королевич** Наталья Генриховна,  
**Ширшова** Вера Владимировна,  
**Янукович** Генрих Иосифович

**ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ  
ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ДИПЛОМНЫХ ПРОЕКТАХ  
ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК**

*Учебно-методическое пособие  
для студентов агроэнергетического факультета  
специализации 1-74 06 05 01 01  
«Электроснабжение сельского хозяйства»*

Ответственный за выпуск *Н.Г. Королевич*  
Редактор *Н.Н. Оляха*  
Верстка *Н.Н. Оляха*  
Корректурa *Н.Н. Оляха*

Подписано в печать 14.04.2008 г. Формат 60×84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>  
Бумага офсетная. Гарнитура Times New Roman. Усл. печ. л. 4,53.  
Уч.-изд. л. 3,9. Тираж 70 экз. Заказ 373.

Издатель и полиграфическое исполнение  
Белорусский государственный аграрный технический университет  
ЛИ № 02330/0131734 от 10.02.2006. ЛП № 02330/0131656 от 02.02.2006.  
220023, г. Минск, пр. Независимости, 99, к. 2.