

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
И ПРОДОВОЛЬСТВИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Учреждение образования
«БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Н. Г. Королевич, Г. И. Янукович

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ИНЖЕНЕРНЫХ РЕШЕНИЙ
В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ ОБЪЕКТОВ АПК.
ДИПЛОМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

*Рекомендовано Учебно-методическим объединением
по аграрному техническому образованию
в качестве учебно-методического пособия
для студентов учреждений высшего образования
по специальности 1-74 06 05 Энергетическое обеспечение
сельского хозяйства (по направлениям)*

Минск
БГАТУ
2017

УДК 631.371:621.3]:33(075.8)
ББК 40.76я7
К 68

Рецензенты:

кафедра экономики и организации энергетики УО БНТУ
(заведующий кафедрой, кандидат экономических наук, доцент
Т. Ф. Манцерава);
заместитель директора Института энергетики НАН Беларуси,
кандидат технических наук, доцент *Н. Е. Шевчик*

Королевич, Н. Г.

К 68 Технично-экономическое обоснование инженерных решений в электроснабжении объектов АПК. Дипломное проектирование : учебно-методическое пособие / Н. Г. Королевич, Г. И. Янукович. – Минск : БГАТУ, 2017. – 84 с.
ISBN 978-985-519-822-3

Приведены общие требования к экономической части дипломных проектов по электроснабжению объектов АПК. Изложены методы расчета натуральных технико-экономических показателей. Показаны сущность и методика определения капитальных вложений, годовых эксплуатационных издержек и показателей эффективности инвестиций в проект.

Для студентов электротехнических специальностей вузов и учащихся колледжей сельскохозяйственного профиля.

УДК 631.371:621.3]:33(075.8)
ББК 40.76я7

ISBN 978-985-519-822-3

© БГАТУ, 2017

ПРЕДИСЛОВИЕ

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.

Обучение в университете предполагает экономическую подготовку инженеров на всех его этапах, 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 спроектированный вариант экономически выгоден. Цель экономического обоснования проекта – выбор оптимального с точки зрения экономики варианта проектных решений.

Приступая к дипломному проектированию, студент должен определить круг подлежащих разрешению вопросов и уточнить объем 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 методического пособия является оказание помощи студентам при разработке экономической части дипломных проектов, выполненных на кафедре «Электроснабжение» БГАТУ.

На кафедре «Электроснабжение» БГАТУ выполняются дипломные проекты по следующим основным направлениям:

1. Реконструкция электрических сетей напряжением 10 или 35 кВ с разгрузочной подстанцией 110–35/10 кВ.
2. Реконструкция или проект подстанции напряжением 110/35/10 кВ, 35/10 кВ.
3. Реконструкция или проект воздушной линии напряжением 110 кВ, 35 кВ.
4. Расширение электроснабжения сельскохозяйственных производственных кооперативов (СПК).
5. Реконструкция электроснабжения СПК.
6. Электроснабжение агропромышленных комплексов (АПК).
7. Электроснабжение фермерского хозяйства, агрогородков.

Специальными вопросами могут быть следующие: повышение надежности электроснабжения потребителей путем использования АПВ, АВР, резервной электростанции, секционирования электрических сетей, замены проводов, электрических аппаратов на более новые и пр.; использование нетрадиционных и возобновляемых источников электроэнергии; испытания электрооборудования при вводе в эксплуатацию; технология монтажа электрических аппаратов; организация эксплуатации электрических сетей и электрических аппаратов; автоматизация электрических сетей; защита от атмосферных перенапряжений, заземление электроустановок и др.

Источниками информации по выполнению экономической части дипломного проекта служат: годовые отчеты предприятий, производственно-финансовые планы, производственно-техническая документация инженерно-технической службы, а также личные наблюдения и сведения студента-дипломника.

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЭКОНОМИЧЕСКОМУ СОДЕРЖАНИЮ ДИПЛОМНЫХ ПРОЕКТОВ

1.1. Содержание экономической части дипломного проекта

Экономическая часть дипломного проекта по электроснабжению объектов АПК и сельских населенных пунктов должна иметь следующее содержание.

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.
- Список использованной литературы включается в общий список литературы дипломного проекта.

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 последовательности в соответствии с п. 1.1. 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 в виде сводной таблицы технико-экономических показателей и показателей экономической эффективности для предложенных вариантов технических решений (п. 2.9).

2. ОСНОВНЫЕ РАЗДЕЛЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

2.1. Сущность, актуальность и новизна разработки

В данном разделе необходимо обосновать экономическую целесообразность разрабатываемого проекта, прогрессивность и степень новизны темы. Показать, как сформулированные в дипломном проекте цели позволяют решать задачи повышения экономической эффективности системы электроснабжения (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. При наличии данных необходимо привести общие цифры, характеризующие разработку технических решений 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 ТКП, ПУЭ и ПТЭ 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), **согласованными с 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 раздельной работы силовых трансформаторов.

2.3. Натуральные технико-экономические показатели

Производится расчет натуральных технико-экономических показателей и его результаты оформляются в виде таблицы (п. 2.3.5 таблица 1).

2.3.1. Годовой отпуск электроэнергии

Годовой отпуск электроэнергии определяется по формуле

$$W_{\Gamma} = P_{\text{p}} T, \quad (1)$$

где P_{p} – перспективная расчетная мощность трансформаторной подстанции, кВт;

T – число 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

$$\Delta P_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{max}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 r_0 L \cdot 10^{-3}, \quad (2)$$

где S_{max} – максимальная мощность расчетного участка линии, кВ·А;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии электропередачи, кВ;
 r_0 – 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

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{U_{\text{ном}}^2} r_0 L \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где P_{max} , Q_{max} – соответственно максимальные полная активная и реактивная мощности нагрузки линии.

Потери реактивной мощности определяются по формуле

$$\Delta Q_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{max}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 x_0 L \cdot 10^{-3} \quad (4)$$

или

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

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

Потери активной энергии в линии определяются из выражения

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \tau, \quad (6)$$

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

Потери реактивной энергии в линии

$$\Delta V_{л} = \Delta Q_{л} \tau. \quad (7)$$

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

$$\Delta W_{л} = (\Delta P_{л} + K_{э} Q_{л}) \tau, \quad (8)$$

где $K_{э}$ – экономический эквивалент, который показывает, сколько киловатт нужно для производства и распределения 1 квар (приложение 6).

б) в трансформаторах:

В трансформаторах имеют место следующие потери мощности: потери активной мощности холостого хода, нагрузочные потери, реактивные потери холостого хода и реактивные потери короткого замыкания.

Потери активной мощности в трансформаторах $\Delta P_{т}$ состоят из потерь холостого хода $\Delta P_{х}$, не зависящих от тока нагрузки, и нагрузочных потерь $\Delta P_{н}$, зависящих от тока нагрузки, идущих на нагревание обмоток трансформатора:

$$\Delta P_{т} = \Delta P_{х} + \Delta P_{н}. \quad (9)$$

1. **Потери холостого хода** состоят из потерь в проводниках первичной обмотки и потерь в стали. Потерями в проводниках в силовых трансформаторах при холостом ходе можно пренебречь. Таким образом, мощность холостого хода расходуется практически только на потери в стали (потери на гистерезис и на вихревые токи). Значения потерь холостого хода $\Delta P_{х}$ принимаются по паспортным данным трансформатора (приложение 7).

2. **Нагрузочные потери** – это активные потери в обмотках ($\Delta P_{об}$). Они обусловлены нагревом омического сопротивления обмоток. Эти потери изменяются пропорционально загрузке трансформатора, т.е. квадрату отношения нагрузки трансформатора к его номинальной мощности. При номинальной нагрузке трансформатора они равны потерям короткого замыкания. В каталогах потери короткого замыкания указываются в киловаттах, отнесенных к номинальной мощности трансформатора (приложение 7).

Нагрузочные потери при заданной максимальной нагрузке трансформатора определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{н}} = \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (10)$$

где $\Delta P_{\text{к}}$ – потери короткого замыкания при номинальной мощности трансформатора, кВт;

S – нагрузка трансформатора, кВ · А;

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

Подставив выражение (10) в формулу (9), получим формулу для определения потерь активной мощности в силовом двухобмоточном трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2. \quad (11)$$

3. Реактивные потери холостого хода в трансформаторе ($\Delta Q_{\text{х}}$) обусловлены намагничиванием сердечника трансформатора. Эти потери пропорциональны току холостого хода и номинальной мощности трансформатора, т. е.

$$\Delta Q_{\text{х}} = \frac{I_{\text{х}}}{100} S_{\text{ном}}, \quad (12)$$

где $I_{\text{х}}$ – ток холостого хода, % (приложение 7).

4. Нагрузочные потери реактивной мощности в трансформаторе ($\Delta Q_{\text{н}}$), вызываются прохождением тока нагрузки через индуктивные сопротивления обмоток. Эти потери также пропорциональны квадрату загрузки трансформатора:

$$\Delta Q_{\text{н}} = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} X_{\text{т}}, \quad (13)$$

где $X_{\text{т}}$ – индуктивное сопротивление обмоток трансформатора, приведенное к напряжению $U_{\text{ном}}$, Ом.

Пренебрегая активным сопротивлением обмоток трансформатора, индуктивное сопротивление можно определить по формуле

$$X_T = \frac{U_K}{100} \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (14)$$

где U_K – напряжение короткого замыкания, % (приложении 7).

Подставив значение X_T в формулу (13), получим нагрузочные потери реактивной мощности в силовом трансформаторе:

$$\Delta Q_H = \frac{U_K}{100} \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (15)$$

Полные потери реактивной мощности будут равны:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_x + \Delta Q_H = \frac{I_x}{100} S_{\text{НОМ}} + \frac{U_K}{100} \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (16)$$

Потери энергии в трансформаторе за год:

а) активной

$$\Delta W_T = \Delta P_x t + \Delta P_K \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \tau; \quad (17)$$

б) реактивной

$$\Delta V_T = \frac{I_x}{100} S_{\text{НОМ}} t + \frac{U_K}{100} \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}} \tau, \quad (18)$$

где t – годовое число часов работы включения трансформатора.

При круглосуточном включении трансформатора $t = 8760$ ч.

Суммарные годовые потери электроэнергии в трансформаторе с учетом реактивных определяются также как и в линиях электропередачи:

$$\Delta W = \Delta W_T + K_9 \Delta V_T. \quad (19)$$

В электрических сетях бывает необходимость включать трансформаторы на параллельную работу, то есть обмотки трансформаторов соединяют параллельно как на первичной, так и на вторичной стороне. В целях правильного распределения нагрузки между ними параллельная работа двухобмоточных трансформаторов допускается:

- 1) при равенстве номинальных первичных и вторичных напряжений трансформаторов;
- 2) тождественности групп соединения обмоток;
- 3) равенстве напряжений короткого замыкания (допускается отклонение не более чем на $\pm 10\%$ от средней величины);

Рекомендуется, чтобы отношение номинальных мощностей параллельно работающих трансформаторов не превышало 3 : 1.

Потери мощности в n параллельно работающих трансформаторах одинаковой мощности определяются по формулам:

$$\Delta P_{\tau} = \frac{1}{n} \Delta P_{\kappa} \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + n \Delta P_x \quad (20)$$

и

$$\Delta Q_{\tau} = \frac{1}{n} \frac{U_{\kappa}}{100} \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}} + n \frac{I_x}{100} S_{\text{НОМ}}, \quad (21)$$

где S – суммарная максимальная нагрузка подстанции, кВ·А;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность одного трансформатора, кВ·А.

Потери энергии в нескольких (n) параллельно включенных трансформаторах одинаковой мощности определяются по следующим выражениям:

а) активной

$$\Delta W_{\tau} = \frac{1}{n} \Delta P_{\kappa} \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \tau + n \Delta P_x t; \quad (22)$$

б) реактивной

$$\Delta V_{\tau} = \frac{1}{n} \frac{U_{\kappa}}{100} \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}} \tau + n \frac{I_x}{100} S_{\text{НОМ}} t. \quad (23)$$

Суммарные годовые потери электроэнергии в параллельно работающих трансформаторах с учетом реактивных определяются также по формуле (19):

$$\Delta W = \Delta W_T + K_\gamma \Delta V_T. \quad (24)$$

Потери активной мощности в двух параллельно работающих трансформаторах разной мощности определяется по формуле

$$\Delta P_n = 3I^2 \left(\frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \right), \quad (25)$$

где I – ток нагрузки, кА;

r_1, r_2 – активные сопротивления соответственно первого и второго трансформатора, Ом.

Активные сопротивления обмоток трансформаторов определяются по каталожным данным трансформаторов:

$$r_1 = \frac{\Delta P_{к1}}{3I_{ном1}^2}; \quad (26)$$

$$r_2 = \frac{\Delta P_{к2}}{3I_{ном2}^2}, \quad (27)$$

где $\Delta P_{к1}, \Delta P_{к2}$ – потери короткого замыкания соответственно первого и второго трансформатора, кВт;

$I_{ном1}, I_{ном2}$ – номинальные токи соответственно первого и второго трансформатора, кА.

Номинальные токи трансформаторов определяются по следующим формулам:

$$I_{ном1} = \frac{S_{ном1}}{\sqrt{3}U_{ном}}; \quad (28)$$

$$I_{ном2} = \frac{S_{ном2}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (29)$$

где $S_{\text{ном1}}$, $S_{\text{ном2}}$ – номинальные мощности соответственно первого и второго трансформатора, кВ·А.

Активные потери мощности в стали трансформаторов:

$$\Delta P_c = \Delta P_{x1} + \Delta P_{x2}, \quad (30)$$

где ΔP_{x1} , ΔP_{x2} – активные потери холостого хода соответственно первого и второго трансформатора (принимаются по паспортным данным), кВт.

Потери активной энергии в двух параллельно работающих трансформаторах разной мощности

$$\Delta W_T = \Delta P_H \tau + \Delta P_c \cdot 8760. \quad (31)$$

Реактивные потери мощности в двух параллельно работающих трансформаторах разной мощности определяется по формуле

$$\Delta Q_T = \Delta Q_x + \Delta Q_H, \quad (32)$$

где ΔQ_x – реактивные потери мощности холостого тока в трансформаторах, вызванные намагничиванием трансформатора;

ΔQ_H – нагрузочные потери реактивной мощности в трансформаторах, вызванные рассеиванием магнитного потока.

Реактивные потери мощности холостого тока

$$\Delta Q_x = \frac{I_{x1} S_{\text{ном1}} + I_{x2} S_{\text{ном2}}}{100}, \quad (33)$$

где I_{x1} , I_{x2} – ток холостого хода соответственно первого и второго трансформатора, %.

Нагрузочные потери реактивной мощности

$$Q_H = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} x_T, \quad (34)$$

где S – нагрузка трансформаторов;

x_T – индуктивное сопротивление обмоток трансформаторов, приведенное к напряжению $U_{НОМ}$, Ом.

Для двух трансформаторов:

$$x_T = \frac{x_{T1} x_{T2}}{x_{T1} + x_{T2}}. \quad (35)$$

Индуктивное сопротивление обмоток первого трансформатора:

$$x_{T1} = \frac{U_{к1}}{100} \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ1}}; \quad (36)$$

Индуктивное сопротивление обмоток второго трансформатора:

$$x_{T2} = \frac{U_{к2}}{100} \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ2}}. \quad (37)$$

После подстановки выражений (36) и (37) в формулу (35) и соответствующих преобразований получим

$$x_T = \frac{U_{к1} U_{к2}}{U_{к1} S_{НОМ2} + U_{к2} S_{НОМ1}}, \quad (38)$$

где $U_{к1}$, $U_{к2}$ – напряжения короткого замыкания соответственно первого и второго трансформатора, %.

С учетом выражения (38) нагрузочные потери реактивной мощности в трансформаторах будут равны

$$Q_H = \frac{U_{к1} U_{к2}}{U_{к1} S_{НОМ2} + U_{к2} S_{НОМ1}} \frac{S^2}{U_{НОМ}^2}. \quad (39)$$

Суммарные потери реактивной энергии в трансформаторах складываются из потерь холостого хода ΔV_x и потерь, вызванных током нагрузки ΔV_x :

$$\Delta V_T = \Delta V_x + \Delta V_H. \quad (40)$$

Потери реактивной энергии холостого хода:

$$\Delta V_x = \Delta Q_x \cdot 8760. \quad (41)$$

Потери реактивной энергии, вызванные током нагрузки:

$$\Delta V_n = \Delta Q_n \tau. \quad (42)$$

Суммарные годовые потери электроэнергии в параллельно работающих трансформаторах разной мощности с учетом реактивных определяются также по формуле (19):

$$\Delta W = \Delta W_T + K_3 \Delta V_T. \quad (43)$$

2.3.3. Объем недоотпущенной электроэнергии за время перерывов

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:

$$\Delta Q_{\text{до}} = \sum_{i=1}^m P_i \cdot K_{oi} T_{ni}, \quad (44)$$

где m – количество расчетных участков сети;

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

K_{oi} – 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 по формуле

$$T_o = T_{пл} + T_{рпн} + T_p + T_{тп} + T_{пс}, \quad (45)$$

где $T_{пл} = a_{пн} L_{пл}$ – количество часов перерывов в питающей линии 35–110 кВ;

$T_{\text{рпн}}$ – число часов перерывов на районной подстанции 35–110/10 (6) кВ (для однострансформаторной подстанции принимается 12 часов в год, для двухтрансформаторной – нуль);

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

$T_{\text{тп}}$ – количество часов перерывов на потребительской подстанции 10/0,4 кВ (принимается 2,7 ч/год);

$T_{\text{нс}} = a_{\text{н}} L_{\text{нс}}$ – 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. Число условных единиц, которыми оценивают элемент установки

При технико-экономическом сравнении вариантов в электро-снабжении сельскохозяйственных объектов оперируют среднестатистическим расходом средств на эксплуатацию одной условной единицы электрических сетей. Это позволяет упростить расчеты и снизить их трудоемкость. Нормы по обслуживанию элементов электрических сетей сельскохозяйственного назначения в условных единицах приведены в приложении 9. Данный показатель в общем случае для всех элементов сети может определяться по формуле:

$$n_{\text{у.е.}} = n_{\text{тп}} + \sum n_{\text{лп}}, \quad (46)$$

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

$\sum n_{\text{лп}}$ – сумма 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 табл. 1.

Таблица 1

Характеристика вариантов и их натуральные
технично-экономические показатели

Показатель	Сравниваемый вариант	
	1 (базовый)	2 (проектируемый)
1	2	3
Техническая характеристика вариантов		
Количество и мощность трансформаторов		
Длина линий электропередач, км		
Напряжение линии, кВ		
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, кВ·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, квар: – холостого хода – короткого замыкания		
Суммарная продолжительность отключений за год, ч		
<i>Другие показатели</i>		

1	2	3
Натуральные технико-экономические показатели		
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		
Число условных единиц, которыми оценивают элементы установки, у.е.		
<i>Руководитель дипломного проекта</i>		<i>(подпись) /Ф.И.О./</i>

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** ($K_{эс}$) определяются по формуле

$$K_{эс} = K_{рп} + K_{тп} + K_{пл} + K_{рл} + K_{сп} + K_{нд}, \quad (47)$$

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 6–10/0,4 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.;

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

$K_{\text{пл}}$ – капитальные вложения в низковольтные электрические линии потребителей 0,4 кВ, тыс. руб.

Размер капитальных вложений в подстанции и линии электропередачи для создаваемых основных средств определяют согласно калькуляции стоимости работ, длякупаемых – по цене приобретения. Для расчета, при необходимости, составляются сметы на приобретение и монтаж основных средств. В приложении 10 приведена информация проектных организаций о стоимости сооружения электрических сетей.

При отсутствии проектно-сметной документации капитальные вложения в оборудование можно взять по данным предприятий, эксплуатирующих это оборудование, из типовых проектов или рассчитать в укрупненном виде по формуле

$$K_{\text{об}} = C_0 \left(1 + \frac{k_{\text{ТР}}}{100} + \frac{k_{\text{М}}}{100} \right), \quad (48)$$

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);

C_0 – отпускная цена оборудования, согласно прайс-листу завода-изготовителя (приложение 11).

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

$$K_{\text{н}} = K_{\text{н}} + K_{\text{д}} - K_{\text{л}}, \quad (49)$$

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_d – ликвидационная стоимость демонтируемого оборудования, тыс. руб.

Стоимость монтажа (C_m) обычно составляет 10 – 20 % стоимости отпускной цены оборудования, требующего монтажа. Таким образом, **стоимость демонтажа** можно определить по формуле:

$$K_d = \frac{C_m}{2} = \frac{0,2 C_o}{2}. \quad (50)$$

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

$$K_d = K_n \left(1 - \frac{H_a}{100} t \right), \quad (51)$$

где K_n – первоначальная балансовая стоимость оборудования, тыс. руб.;

H_a – годовая норма амортизации на полное восстановление (ре-новацию), %;

t – время эксплуатации оборудования до его демонтажа, лет.

Капиталовложения в питающие и распределительные линии электропередачи, в том числе и 0,4 кВ, определяются по формулам

$$K_{пл} = L_{пл} Y_{пл}; \quad (52)$$

$$K_{рл} = L_{рл} Y_{рл}; \quad (53)$$

$$K_{нл} = L_{нл} Y_{нл}, \quad (54)$$

где $L_{пл}$, $L_{рл}$, $L_{нл}$ – протяженность, соответственно, питающих, распределительных и низковольтных линий, км;

$Y_{пл}$, $Y_{рл}$, $Y_{нл}$ – удельные показатели стоимости сооружения, соответственно, питающих, распределительных и низковольтных линий, тыс. руб./км.

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

$$K_c = V_{зд} C_{зд} \left(1 + \frac{3_{об}}{100} \right), \quad (55)$$

где $V_{зд}$ – строительный объем зданий и сооружений, m^3 ;

$Ц_{зд}$ – стоимость 1 m^3 объема зданий и сооружений, руб.;

$З_{ов}$ – 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 строительномонтажных работ.

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

Укрупненные показатели стоимости подстанций находятся в приложении 12.

Таблица 2

Расчет капитальных вложений по вариантам схем электроснабжения сельскохозяйственного района

Элемент электрической сети	Ед. изм.	Стоимость единицы, тыс. руб.	Вариант 1		Вариант 2	
			Кол-во	Кап. вложения, тыс. руб.	Кол-во	Кап. вложения, тыс. руб.
ИТОГО:						

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

$$I_3 = I_a + I_{об} + I_{пз}, \quad (56)$$

где I_a – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

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

$I_{пз}$ – 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:

$$I_a = \sum_1^n KB_i \frac{H_{ai}}{100}, \quad (57)$$

где n – число элементов сети;

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):

$$H_a = \frac{100}{T}, \quad (58)$$

где T – нормативный срок службы оборудования (приложение 13).

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 техническое обслуживание, текущий ремонт, общестанционные и общесетевые расходы. Данные издержки можно определить для проектируемой электрической сети путем составления соответствующих эксплуатационных смет.

Первый вариант расчета издержек на обслуживание.

По среднестатистическим данным, **годовые издержки на обслуживание электрической сети** на треть состоят из расходов на оплату труда обслуживающего персонала, т. е.

$$И_{об} = ЗП \cdot 3, \quad (59)$$

где $ЗП$ – годовые расходы на оплату труд обслуживающего персонала, тыс. руб.

Расходы на оплату труда обслуживающего персонала ($ЗП$) и определяются по формуле

$$ЗП = \sum_j^n C_{тj} T_j k_d, \quad (60)$$

где n – число работников;

$C_{тj}$ – часовая тарифная ставка оплаты труда обслуживающего персонала по j -му разряду, руб./ч;

T_j – годовые затраты труда работников j -й квалификации по эксплуатации и обслуживанию электрооборудования, ч;

k_d – коэффициент, учитывающий дополнительную оплату труда (принимается равным 1,3–1,5).

Часовая тарифная ставка обслуживающего персонала определяется по формуле

$$C_T = \frac{k_T k_K k_{\Pi} C_1}{T_{\text{мес}}}, \quad (61)$$

где C_1 – тарифная ставка рабочих первого разряда за месяц (принимается по указанию преподавателя);

k_T – тарифный коэффициент, определяемый по Единой тарифной сетке Республики Беларусь (табл. 3);

k_K – корректирующий коэффициент, зависящий от присвоенного рабочему разряда;

k_{Π} – коэффициент повышения ставок рабочих по видам выполняемых работ, производствам и отраслям экономики (в электроэнергетике: эксплуатация и ремонт оборудования тепловых электростанций, гидроэлектростанций, электрических и тепловых сетей принимается $k_{\Pi} = 1,3$);

$T_{\text{мес}}$ – среднемесячный фонд рабочего времени (находится в пределах 168,5–171,5 ч, конкретное значение уточняется ежегодно).

Таблица 3

Единая тарифная сетка работников Республики Беларусь (извлечение)

Разряд	1	2	3	4	5	6	7	8
Тарифный коэффициент (k_T)	1,00	1,16	1,35	1,57	1,73	1,90	2,03	2,17
Корректирующий коэффициент (k_K)	3,5	3,066	2,66	2,321	2,148	1,988	1,888	1,798

Затраты труда по эксплуатации и обслуживанию электрооборудования

$$T = 1,15 n_{\text{у.е.}} \cdot 18,6, \quad (62)$$

где 1,15 – коэффициент, учитывающий рассредоточенность электрооборудования по территории хозяйства;

$n_{\text{у.е.}}$ – количество условных электротехнических единиц (п. 2.3.4);

18,6 – нормативная трудоемкость условной электротехнической единицы, ч/год.

Второй вариант расчета издержек на обслуживание

Для снижения трудоёмкости расчетов при технико-экономическом сравнении вариантов схем электроснабжения целесообразно исполь-

зовать среднестатистический расход средств на эксплуатацию 1 у.е. электрических сетей, который составлял по состоянию на 01.01.2008 г. – 41,02 дол. США.

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

$$I_{\text{об}} = \gamma n_{\text{у.е.}}, \quad (63)$$

где γ – годовые расходы на обслуживание 1 условной единицы, тыс. руб.;

$n_{\text{у.е.}}$ – число условных единиц, которыми оценивают элемент установки, у.е. (п. 2.3.4).

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

$$I_{\text{пз}} = I_{\text{пл}} + I_{\text{пт}}, \quad (64)$$

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

$$I_{\text{пл}} = \Delta W_{\text{л}} Z_{\text{пл}}, \quad (65)$$

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

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

2.5.3.2. Затраты на потери электроэнергии в трансформаторе рассчитываются по формуле

$$I_{пт} = \Delta W_T Z_{пт}, \quad (66)$$

где ΔW_T – потери электроэнергии трансформаторе, кВт·ч;

$Z_{пт}$ – удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии в обмотках 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 (табл. 4).

Таблица 4

Изменение элементов эксплуатационных издержек при сравнении вариантов

Элемент издержек, руб./год	Вариант		Изменение, ± (2 – 1)
	базовый (1)	проектируемый (2)	
Амортизационные отчисления			
Издержки на обслуживание			
Издержки на возмещение потерь электроэнергии			
ИТОГО:			

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

$$S = \frac{I_3}{W_r}, \quad (67)$$

где I_3 – годовые эксплуатационные издержки, тыс. руб.;

W_r – годовой отпуск электроэнергии, кВт·ч.

Уровень снижения себестоимости определяется по формуле

$$\Delta S = \frac{S_1 - S_2}{S_1} 100 \%, \quad (68)$$

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 срыву технологических процессов: кормления, поения, кормоприготовления, сбоям в работе вентиляции и отопления и, следовательно, к изменению микроклимата в животноводческих помещениях. Ухудшение параметров микроклимата вызывает у животных стрессовое состояние, последствиями которого могут быть снижение продуктивности, выбраковка (вынужденный убой), гибель 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 потре-

бителей 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 01.01.2008 г. эта величина составляла 0,6 дол. США.

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

$$Y_B = y \Delta Q_{ЭЭ}, \quad (69)$$

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

$$\Delta \text{ЧП} = (I_1 - I_2) \left(1 - \frac{C_{\text{нт}}}{100} \right), \quad (70)$$

где I_1, I_2 – соответственно текущие издержки до и после реализации проекта (табл. 4);

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

Для случаев 2 и 3

$$\Delta \text{ЧП} = (B_2 - B_1) - (I_2 - I_1) - (H_2 - H_1), \quad (71)$$

где B_1, B_2 – выручка от передачи электроэнергии до и после внедрения разработки;

H_1, H_2 – налоги и отчисления до и после внедрения разработки.

Налоги и отчисления, которые должны быть учтены в формуле (71), определяются суммой:

$$H = H_{\text{об}} + H_{\text{п}} + H_{\text{н}}, \quad (72)$$

где H_{0B} – налоги и отчисления из выручки: налог на добавленную стоимость, отчисления в специальные бюджетные фонды;

H_{Π} – налоги и отчисления из прибыли;

H_N – налог на недвижимость.

Изменение налога на прибыль при реализации проекта рассчитывается из выражения

$$\Delta H_{\Pi} = H_{\Pi 2} - H_{\Pi 1} = [(V'_2 - V'_1) - (I_2 - I_1)] \frac{C_{\text{нп}}}{100}, \quad (73)$$

где V'_1, V'_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

$$Д = \Delta \text{ЧП} + A_n. \quad (74)$$

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

$$Д = \Delta \text{ЧП} + (A_n - A_c), \quad (75)$$

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

В инвестиционный доход, как это видно из выражений (74) и (75), включаются амортизационные начисления (поступления), поскольку они являются источником финансирования капиталовложений. Здесь также учитывается изменение суммы налогообложения при реализации данного инвестиционного проекта, что немаловажно 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 оцениваться 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

$$T = \frac{100}{N_a}, \quad (76)$$

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 мероприятий по электроснабжению сельскохозяйственных объектов измерение 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 выполняет 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 определяются исходя из объема капиталовложений и получаемого от проекта дохода. Они представлены рядом показателей:

- чистый дисконтированный доход за расчетный период;
- совокупные дисконтированные затраты;
- индекс доходности (рентабельности) инвестиций;
- 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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+E)^t} - K_n, \quad (77)$$

где D_t – доход, получаемый в год t ;

T – расчетный период в годах;

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

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

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

$$N_{\text{зам}} = \frac{T}{T_{\text{сл}}} - 1, \quad (78)$$

где T – расчетный период;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы отдельных недолговечных ТС (приложение 13).

В общем случае дисконтирование капиталовложений осуществляется по формуле

$$K_n = \sum_{t=0}^{T_{\text{стр}}} \frac{K_t}{(1+E)^t} + \sum_{t=T_{\text{сл}}}^{T_{\text{сл}} N_{\text{з}}} \frac{K_t}{(1+E)^t}, \quad (79)$$

где K_t – капиталовложения в год t ;

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

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

При постоянстве годового дохода ЧДД определяют по упрощенной формуле

$$\text{ЧДД} = D_t \alpha_T - K_{\text{н}}, \quad (80)$$

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

Он определяется из финансовых таблиц приложения 14 либо из выражения

$$\alpha_T = \frac{1 - (1 + E)^{-T}}{E} = \frac{(1 + E)^T - 1}{E(1 + E)^T}. \quad (81)$$

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

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

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

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{K_{\text{н}}} + 1. \quad (82)$$

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

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.

вложения. При постоянном годовом доходе этот срок определяется из выражения

$$T_0^{ст} = \frac{K}{D_t}. \quad (83)$$

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 ЧДД в соответствующем году. Та точка, где график пересекает ось X , т. е. где ЧДД обращается в нуль, и будет искомым значением срока окупаемости.

Для иллюстрации метода построим график на основании данных, приведенных в табл. 5. Точка пересечения кривой с осью X определяет динамический срок окупаемости, равный 3,7 лет, что меньше установленной величины расчетного периода – 10 лет.

Таблица 5

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

Показатель	Год 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
ЧДД	–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.

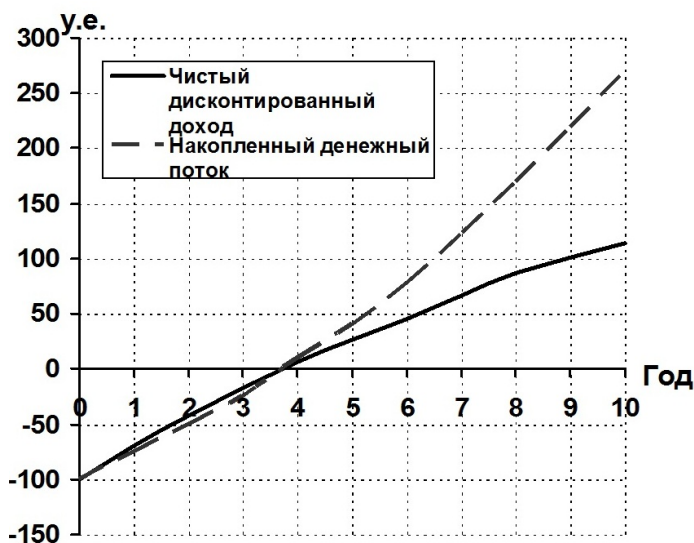


Рис. Финансовый профиль проекта

При постоянстве годового дохода динамический срок окупаемости определяется из выражения

$$T_0 = \frac{\lg(1 + \frac{E}{P_b})}{\lg(1 + E)}, \quad (84)$$

где P_b – коэффициент возврата капитала, равный

$$P_b = \frac{D_t}{K} - E. \quad (85)$$

Величина T_0 может быть также рассчитана из финансовых таблиц по известным значениям процентной ставки E и предельной величине дисконтирующего множителя $\alpha_{т(пр)}$, которая соответствует статическому сроку окупаемости, определяемому из выражения (83).

При этом уточненное значение срока окупаемости рассчитывается методом линейной интерполяции

$$T_o = T_{\min} + (T_{\max} - T_{\min}) \frac{\alpha_{\max(\text{пр})} - \alpha_{\min}}{\alpha_{\max} - \alpha_{\min}}, \quad (86)$$

где α_{\max} , α_{\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 технико-экономического обоснования 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

$$\text{СДЗ}_1 = K_{n1} + (I_{\text{Э}1} - I_{a1}) \alpha_T; \quad (87)$$

$$\text{СДЗ}_2 = K_{n2} + (I_{\text{Э}2} - I_{a2} + \Delta H_n) \alpha_T, \quad (88)$$

где, соответственно по вариантам: K_H – дисконтированные капиталовложения, определяемые по формуле (79) с учетом временного лага и числа замен оборудования за расчетный период;

$I_{\text{э}}$, $I_{\text{а}}$ – годовые текущие издержки и амортизационные отчисления;

$\Delta N_{\text{п}}$ – изменение налога на прибыль во втором варианте;

Изменение налога на прибыль определяется по формуле

$$\Delta N_{\text{п}} = \frac{C_{\text{нп}}}{100} (I_{\text{э1}} - I_{\text{э2}}). \quad (89)$$

Налогом на недвижимость пренебрегаем.

2.9. Оформление результатов расчета.

Аналитическое заключение

Результаты экономических расчетов оформляются на листе графической части виде табл. 6. В дипломном проекте после данной таблицы необходимо записать аналитические выводы.

Таблица 6

Технико-экономические показатели проекта

Показатель	Вариант		Изменение, (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.			
Себестоимость передачи электроэнергии, млн руб.			

Окончание табл. 6

Показатель	Вариант		Изменение, (2-1)
	1	2	
Годовой инвестиционный доход, млн руб.			
Чистый дисконтированный доход, млн руб.			
Индекс доходности инвестиций			
Срок окупаемости капиталовложений, лет: – статический; – динамический			
Совокупные дисконтированные затраты, млн руб.			

ПРИМЕР ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ПРОЕКТОВ

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 можно 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 – 1600/35).

3. Натуральные технико-экономические показатели

Годовой отпуск электроэнергии определяется по формуле (1):

$$W_T = P_p T = S_p \cos \varphi \cdot T = 2000 \cdot 0,8 \cdot 2400 = 3,8 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где $S_p = 2000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ – расчетная нагрузка;

$\cos \varphi = 0,8$ – коэффициент мощности;

$T = 2400 \text{ ч}$ – время использования максимума нагрузки.

Годовые потери электроэнергии в одном трансформаторе определяются по формуле (19):

$$\Delta W = \Delta W_T + K_s \Delta V_T.$$

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

$$\Delta W_{\tau} = \Delta P_x t + \Delta P_k \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \tau ;$$

$$\Delta V_{\tau} = \frac{I_x}{100} S_{\text{НОМ}} t + \frac{U_k}{100} \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}} \tau .$$

1) активная

$$\Delta W_1 = 6,8 \cdot 8760 + 25 \cdot \left(\frac{2000}{2500} \right)^2 \cdot 1250 = 79\,568 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

2) реактивная

$$\Delta V_1 = \frac{1,1}{100} 2500 \cdot 8760 + \frac{6,5}{100} \cdot \frac{2000^2}{2500} 1250 = 370\,900 \text{ квар}.$$

Полная

$$\Delta W = 79\,568 + 0,08 \cdot 370\,900 = 109\,240 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Потери мощности короткого замыкания (ΔP_k) 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_{Δ}) по приложению 6 принимаем равным 0,08.

Напряжение короткого замыкания определяется по приложению 7 (в данном случае для всех типов трансформаторов $U_k = 6,5\%$); максимальная нагрузка подстанции (определяется по графику нагрузки по данным РЭС), для примера принята 2000 кВ·А.

Время максимальных потерь (τ) зависит от продолжительности использования максимальной нагрузки T , которое определяется по формуле (90):

$$T = \frac{W_{\Gamma}}{P_{\max}} = \frac{W_{\Gamma}}{S_{\max} \cos \varphi} = \frac{3,8 \cdot 10^6}{2000 \cdot 0,8} = 2375 \text{ ч}, \quad (90)$$

где W_{Γ} – годовая отпущенная (потребляемая) электроэнергия, кВт·ч;
 P_{\max} – максимальная активная нагрузка подстанции, кВт;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности (принят 0,8).

Зная T по графику (приложение 5), определим время максимальных потерь, $\tau = 1250$ ч.

Потери мощности холостого хода (ΔP_x) находят по каталогу (приложение 7). Для трансформатора I варианта они равны 6,8 кВт; II – 2,75 кВт; III – 3,65 кВт; ток холостого хода I_x по приложению 7 для I варианта – 1,1 %; для II – 1,5 % и III – 1,4 %).

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

Потери энергии в двух параллельно включенных трансформаторах одинаковой мощности определяются по выражениям (22) и (23):

1) активная

$$\Delta W_2 = \frac{1}{n} \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau + n \Delta P_x t = \frac{1}{2} 12,2 \times$$

$$\times \left(\frac{2000}{1000} \right)^2 \cdot 1250 + 2 \cdot 2,75 \cdot 8760 = 78\,680 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

2) реактивная

$$\Delta V_2 = \frac{1}{n} \frac{U_k}{100} \frac{S^2}{S_{\text{ном}}} \tau + n \frac{I_x}{100} S_{\text{ном}} t =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{6,5}{100} \cdot \frac{2000^2}{1000} \cdot 1250 + 2 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 1000 \cdot 8760 = 425\,300 \text{ квар}.$$

Полная

$$\Delta W = \Delta W_T + K_3 \Delta V_T = 78\,680 + 0,08 \cdot 425\,300 = 112\,704 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

III вариант. Работают параллельно два трансформатора типа ТМ-1600/35.

1) активная

$$\Delta W_3 = \frac{1}{n} \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau + n \Delta P_x t =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 18 \cdot \left(\frac{2000}{1600} \right)^2 \cdot 1250 + 2 \cdot 3,65 \cdot 8760 = 81526,125 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

2) реактивная

$$\Delta V_3 = \frac{1}{n} \frac{U_k}{100} \frac{S^2}{S_{ном}^2} \tau + n \frac{I_x}{100} S_{ном} t =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{6,5}{100} \cdot \frac{2000^2}{1600} 1250 + 2 \cdot \frac{1,4}{100} \cdot 1600 \cdot 8760 = 494\,010 \text{ квар.}$$

Полная

$$\Delta W = \Delta W_T + K_3 \Delta V_T = 81526,125 + 0,08 \cdot 494\,010 = 121046,925 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Оформляем расчеты в табл. 7:

Таблица 7

Характеристика вариантов и их натуральные технико-экономические показатели

Показатель	Сравниваемый вариант		
	1	2	3
Техническая характеристика вариантов			
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
Натуральные технико-экономические показатели			
Годовой отпуск электроэнергии, кВт·ч	3,8·10 ⁶	3,8·10 ⁶	3,8·10 ⁶
Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч	109 240	112 704	121046,925
<i>Руководитель</i> <i>дипломного проекта</i>			
_____ /Иванов И.И./			

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. Сумму капитальных вложений можно рассчитать по укрупненной формуле (48), но в данном случае воспользуемся данными предприятий, эксплуатирующих это оборудование. Расчет капиталовложений представлен в табл. 8.

Таблица 8

Расчет капитальных вложений, у.е.

Показатель	Вариант		
	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
ИТОГО:	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:

$$I_{\text{э}} = I_{\text{А}} + I_{\text{рТО}} + I_{\text{пэ}} + I_{\text{пр}}, \quad (87)$$

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

$$I_{\text{А}} = \text{КВ} \frac{H_{\text{А}}}{100}, \quad (88)$$

где N_A – годовая норма амортизационных отчислений, % (определяется исходя из нормативного срока службы оборудования по формуле (58), в данном случае $N_A = 3,5$ %);

I_{PTO} – расходы на ремонт и техническое обслуживание, у.е.:

$$I_{PTO} = KB \frac{Z}{100}, \quad (89)$$

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

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

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

Определяем элементы эксплуатационных затрат по рассматриваемым вариантам.

Амортизационные отчисления:

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

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

$$I_{A_3} = 838,0 \cdot \frac{3,5}{100} = 29,33 \text{ у.е.}$$

Расходы на ремонт и техническое обслуживание трансформаторов:

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

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

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

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле (66):

$$I_{ПЭ} = \Delta W_{ПЭ} \cdot Z_{ПЭ} = 109\,240 \cdot 0,41 = 44788,4 \text{ у.е.};$$

$$I_{\text{ПЭ}_2} = \Delta W_{\text{ПЭ}_2} Z_{\text{ПТ}} = 112\,704 \cdot 0,41 = 46208,64 \text{ у.е.};$$

$$I_{\text{ПЭ}_3} = \Delta W_{\text{ПЭ}_3} Z_{\text{ПТ}} = 121\,047 \cdot 0,41 = 49629,23 \text{ у.е.}$$

Примем среднесистемный тариф равным 0,41 у.е.

Прочие расходы:

$$I_{\text{пр}_1} = 460,8 \cdot 0,01 = 4,61 \text{ у.е.};$$

$$I_{\text{пр}_2} = 741,8 \cdot 0,01 = 7,42 \text{ у.е.};$$

$$I_{\text{пр}_3} = 838,0 \cdot 0,01 = 8,38 \text{ у.е.}$$

Итоги расчетов сводят в табл. 9.

Таблица 9

Изменение элементов эксплуатационных издержек
при сравнении вариантов

Элемент издержек, руб./год	Вариант		
	1	2	3
Амортизационные отчисления	16,13	25,96	29,33
Издержки на ремонт и техническое обслуживание	13,36	21,51	24,30
Издержки на возмещение потерь электроэнергии	44788,40	46208,64	49629,23
Прочие расходы	4,61	7,42	8,38
ИТОГО:	44822,50	46263,53	49691,24

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 (67):

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

где W_{Γ} – годовой отпуск электроэнергии, кВт·ч;

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

Подставив соответствующие значения этих величин в уравнение (67), определим себестоимость передачи одного кВт·ч в трансформаторах по вариантам:

I вариант

$$S_1 = \frac{I_{\text{Э}_1}}{W_{\Gamma}} = \frac{44822,5}{3,8 \cdot 10^6} = 0,011 \text{ у.е.};$$

II вариант

$$S_2 = \frac{I_{\text{Э}_2}}{W_{\Gamma}} = \frac{46263,53}{3,8 \cdot 10^6} = 0,012 \text{ у.е.};$$

III вариант

$$S_3 = \frac{I_{\text{Э}_3}}{W_{\Gamma}} = \frac{49691,24}{3,8 \cdot 10^6} = 0,013 \text{ у.е.}$$

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 (90) и (91):

$$\text{СДЗ}_1 = K_{\text{н1}} + (I_{\text{Э}_1} - I_{\text{А1}}) \alpha_{\Gamma}; \quad (90)$$

$$\text{СДЗ}_2 = K_{\text{н2}} + (I_{\text{Э}_2} - I_{\text{А2}} + \Delta\text{НП}) \alpha_{\Gamma}, \quad (91)$$

где, соответственно по вариантам: $K_{\text{н}}$ – дисконтированные капиталовложения, определяемые по формуле (79) с учетом временного лага и числа замен оборудования за расчетный период;

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

ДНП – изменение налога на прибыль во втором варианте (предположим, что данная трансформаторная подстанция стоит на балансе сельскохозяйственной организации, что позволит нам не учитывать изменения налогов);

α_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 (90), определим СДЗ по вариантам:

I вариант

$$\begin{aligned} \text{СДЗ}_1 &= K_1 + (I_{Э1} - I_{А1})\alpha_T = 460,8 + (44822,5 - 16,13) \cdot 6,145 = \\ &= 275795,9 \text{ y.e.} \end{aligned}$$

II вариант

$$\begin{aligned} \text{СДЗ}_2 &= K_2 + (I_{Э2} - I_{А2})\alpha_T = 741,8 + (46263,53 - 25,96) \cdot 6,145 = \\ &= 284871,6 \text{ y.e.} \end{aligned}$$

III вариант

$$\begin{aligned} \text{СДЗ}_3 &= K_3 + (I_{Э3} - I_{А3})\alpha_T = 838,0 + (49691,24 - 24,30) \cdot 6,145 = \\ &= 305211,7 \text{ y.e.} \end{aligned}$$

8. Оформление результатов расчета. Аналитическое заключение

Результаты экономических расчетов оформляются в виде табл. 10.

Таблица 10

Технико-экономические показатели проекта

Показатель	Вариант		
	1	2	3
Мощность подстанции, МВ·А	1×2500	2×1000	2×1600
Годовой отпуск электроэнергии, кВт·ч	3,8·10 ⁶	3,8·10 ⁶	3,8·10 ⁶
Потери электроэнергии, кВт·ч	109 240	112 704	121 046,9

Показатель	Вариант		
	1	2	3
Капиталовложения, у.е.	460,8	741,8	838,0
Эксплуатационные издержки, у.е./год:	44822,50	46263,53	49629,23
– амортизационные отчисления;	16,13	25,96	29,33
– издержки на ремонт и техническое обслуживание;	13,36	21,51	24,30
– издержки на возмещение потерь электроэнергии;	44788,40	46208,64	49629,23
– 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.	275795,9	2839625,4	305211,7

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.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Репозиторий БГАТУ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Значение годового числа использования максимума T_M
в зависимости от нагрузки

Расчетная нагрузка, кВт	Характер 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

Значение активного сопротивления проводов и кабелей

Площадь сечения, мм ²	Активное сопротивление жил, Ом/км		
	Медные	Алюминиевые	Сталеалюминиевые
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

Значение электрического сопротивления постоянному току при 20 °С

Номинальное сечение провода, мм ²	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

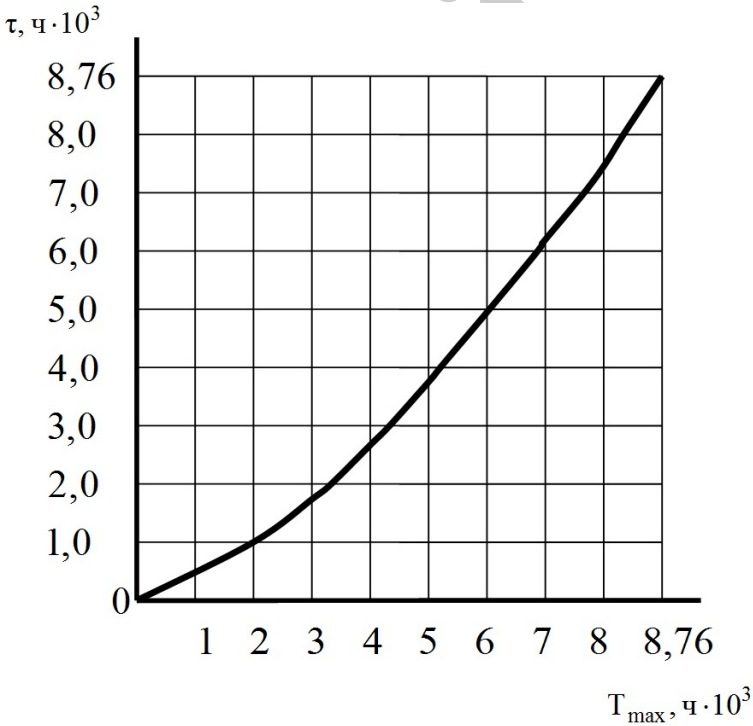
Приближенные значения внешних индуктивных сопротивлений воздушных линий со сталеалюминиевыми проводами

Среднее геометрическое расстояние между проводами, мм	Внешнее индуктивное сопротивление (Ом/км) для линий с проводами сечением, мм ²							
	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

Среднее геометрическое расстояние между проводами, мм	Внешнее индуктивное сопротивление (Ом/км) для линий с проводами сечением, мм ²							
	35	50	70	95	120	150	185	240
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 $K_Э$

Место установки трансформаторов	$K_Э$
Трансформаторы станций – повышающие 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

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

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

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений		Сумма и группа соединения обмоток	Потери, Вт			Напряжение КЗ, %	Ток холостого хода, %	Сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 0,4 В, Ом		
					холостого хода		короткого замыкания					
					Ур. А	Ур. Б				прямой последовательности	при однофазном КЗ	
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			0,4	-0	175	190	880	4,5	3,0	0,18	1,949
					-11			1000	4,7		0,188	0,57
	63	0,4	-0	240	365	1280	4,5	2,8	0,115	1,237		
			-11			1470	4,7		0,119	0,36		
	100	0,4	-0	330	365	1970	4,5		0,072	0,779		
			-11			2270	4,7		0,075	0,225		

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений		Сумма и группа соединения обмоток	Потери, Вт			Напряжение КЗ, %	Ток холостого хода, %	Сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 0,4 В, Ом		
		ВН	НН		холостого хода		короткого замыкания			последовательности	при однофазном КЗ	
					Ур. А	Ур. Б						
ТМ; ТМФ	160	6; 10		-0 -11	420	465	1970	6,5	2,6	0,104	0,764	
							2270	6,8		0,107		
					510	565	2650	4,5	2,4	0,045	0,478	
							3100	4,7		0,047		
ТМ	35			-0 -11	620	799	2650	6,5	2,4	0,065	0,478	
							3100	6,8		0,068		
ТМ; ТМФ	250	6; 10		-0 -11	740	820	3700	4,5	2,3	0,029	0,312	
							4200	4,7		0,030		0,09
ТМ	35			-0	900	1000	3700	6,5	2,3	0,042	0,305	
ТМ; ТМФ; ТМН	400	6; 10		-11	950	1050	4200	6,8	2,1	0,044	0,12	
							5500	4,5		0,018		0,195
										5900		
ТМ; ТМН	35			-0 -11	1200	1350	5500	6,5	2,1	0,026	0,191	
							5900	6,5		0,026		
ТМ; ТМФ; ТМН	630	6; 10		-0 -11	1300	1560	7600	5,5	2,0	0,014	0,129 0,042	
							8500	5,5		0,014		
ТМ; ТМН	35			-11	1600	1900	7600	6,5	2,0	0,016	0,121	
ТМ	1000	20; 35	6,3; 10,5	-11			2750	6,5	1,5	-	-	
	1600						12 200			1,4		-
	2500						18 000			1,1		-
	6800						25 000			1,1		-
4000	35			-11			9500	7,5	1,0	-	-	
							13 500			46 500		0,9
ТМН	1000	35	6,3; 11	11			2750	6,5	1,5	-	-	
	1600						11 600			1,4		-
	2500						16 500			1,1		-
	5100						23 500			1,1		-
	6700						33 500			1,0		-
9400	46 500	0,9	-									

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

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

Элемент 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	Количество условных единиц
1	2	3
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

1	2	3
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
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 100 кВА	1 пункт	2,3
Закрытый трансформаторный пункт с одним трансформатором мощностью 100 кВА и выше	1 пункт	2,5
То же с двумя трансформаторами мощностью 100 ВА и выше каждый	1 пункт	3,5
Распределительный пункт и подстанция напряжением 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

1	2	3
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
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), выполняемые 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

Стоимость строительства линий электропередачи, дол. США

Вид сети	Условие городской застройки		Лесной массив		Ненаселенная местность	
	Стоимость строительно-монтажных работ (с учетом материалов)	в том числе Стоимость материалов	Стоимость строительно-монтажных работ (с учетом материалов)	в том числе Стоимость материалов	Стоимость строительно-монтажных работ (с учетом материалов)	в том числе Стоимость материалов
ВЛ 10 кВ (строительство)	18 333	9722	13 944	7611	13 333	7389
ВЛП 10 кВ (строительство)	19 777	10 833	15 778	8667	16 833	9944
ВЛП 10 кВ (реконструкция)	21 944	11 666	16 000	8056	13 778	8333
КЛ 10 кВ бумажно-масляная изоляция (строительство)	22 888	15 111	21 722	14 111	21 056	13 500
КЛ 10 кВ изоляция из сшитого полиэтилена (строительство)	26 166	17 777	26 000	17 500	24 000	16 333
ВЛИ 0,38 кВ	19 444	10 500	17 778	10 111	10 111	9111

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

Отпускные цены на оборудование

Прейскурант 031/1
отпускных цен на изделия, изготавливаемые ОАО «МЭТЗ им. В.И. Козлова»,
для реализации резидентам Республики Беларусь
Введено с 31.07.2015 г.

№ по каталогу	Наименование изделия	Отпускная цена в долларах США (ставка НДС 20 %)		№ по каталогу	Наименование изделия	Отпускная цена в долларах США (ставка НДС 20 %)	
		без НДС	с НДС			без НДС	с НДС
ТРЕХФАЗНЫЕ МАСЛЯНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ В ГОФРИРОВАННЫХ БАКАХ ГЕРМЕТИЧНОГО ИСПОЛНЕНИЯ (ТМГ) ИЛИ С РАСШИРИТЕЛЕМ (ТМ)							
базовые исполнения				с симметрирующим устройством			
1.1	ТМГ-16/10	797,2	956,6	1.21	ТМГСУ-25/10	949,9	1139,9
1.2	ТМГ-25/10	888,2	1065,8	1.21	ТМГСУ-40/10	1078,6	1294,3
1.3	ТМГ-40/10	1007,3	1208,8	1.21	ТМГСУ-63/10	1238,6	1486,3
1.4	ТМГ-63/10	1184,1	1420,9	1.21	ТМГСУ11-100/10	1410,4	1692,5
1.13	ТМГ11-100/10	1352,6	1623,1	1.22	ТМГСУ11-160/10	1872,7	2247,3
1.14	ТМГ11-160/10	1766,3	2119,6	1.22	ТМГСУ11-250/10	2518,9	3022,7
1.15	ТМГ11-250/10	2376,0	2851,2	энергосберегающие			
1.16	ТМГ11-400/10	3100,7	3720,8		ТМГ12-250/10	2812,1	3374,6
1.17	ТМГ11-630/10	4761,8	5714,2		ТМГ12-400/10	3488,5	4186,2
1.18	ТМГ11-1000/10	6838,5	8206,2		ТМГ12-630/10	5237,2	6284,7
1.19	ТМГ11-1250/10	9184,1	11021,0		ТМГ12-1000/10	7521,2	9025,5
1.20	ТМГ11-1600/10	11326,6	13591,9		ТМГ12-1250/10	9480,6	11376,7
	ТМГ11-2500/10	16835,9	20203,1	с контрольно-измерительными приборами (КИП)			
с фольговыми обмотками					ТМГ12-250/10 с КИП	2925,0	3510,0
	ТМГ21-1000/10	6632,0	7958,4		ТМГ12-400/10 с КИП	3628,2	4353,8
	ТМГ21-1000/10 с КИП	6821,6	8185,9		ТМГ12-630/10 с КИП	5446,2	6535,4

№ по каталогу	Наименование изделия	Отпускная цена в долларах США (ставка НДС 20 %)		№ по каталогу	Наименование изделия	Отпускная цена в долларах США (ставка НДС 20 %)	
		без НДС	с НДС			без НДС	с НДС
с контрольно-измерительными приборами (КИП)					ТМГ12-1000/10 с КИП	7821,9	9386,3
1.14	ТМГ11-160/10 с КИП	1837,1	2204,5		ТМГ12-1250/10 с КИП	9842,1	11810,5
1.15	ТМГ11-250/10 с КИП	2471,0	2965,2	для питания потребителей от контактных сетей ЖД			
1.16	ТМГ11-400/10 с КИП	3224,7	3869,6	1.33	ТМГ-25/27,5	2179,6	2615,5
1.17	ТМГ11-630/10 с КИП	4952,4	5942,9	1.34	ТМГ11-100/35	2938,6	3526,3
1.18	ТМГ11-1000/10 с КИП	7112,1	8534,5	1.34	ТМГ11-160/35	3440,9	4129,0
1.19	ТМГ11-1250/10 с КИП	9534,3	11441,2	1.34	ТМГ11-250/35	4431,2	5317,5
1.20	ТМГ11-1600/10 с КИП	11778,3	14133,9	1.34	ТМГ11-400/35	5446,1	6535,3
	ТМГ11-2500/10 с КИП	17088,5	20506,2	ОДНОФАЗНЫЕ МАСЛЯНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ для питания аппаратуры сигнализации и автоблокировки железных дорог			
ОДНОФАЗНЫЕ МАСЛЯНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ (ОМ), ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ (ОМП)							
1.59	ОМ-0,25/3	116,2	139,5				
1.60	ОМ-1,25/10	266,5	319,8				
1.60	ОМ-2,5/10	362,7	435,2	1.62	ОМ-2,5/27,5	491,5	589,8
1.60	ОМП-4,0/10	412,9	495,5	1.63	ОМ-4,0/27,5	574,4	689,3
1.61	ОМП-10,0/10	422,4	506,9	1.32	ОМГ-10/27,5	896,9	1076,3
ТРЕХФАЗНЫЕ СУХИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ без кожуха (ТС) и с кожухом (ТСЗ)							
1.55	ТС-16/0,66	643,9	772,7	1.56	ТСЗ-16/0,66	699,4	839,3
1.55	ТС-25/0,66	767,2	920,7	1.56	ТСЗ-25/0,66	834,5	1001,4

№ по каталогу	Наименование изделия	Отпускная цена в долларах США (ставка НДС 20 %)		№ по каталогу	Наименование изделия	Отпускная цена в долларах США (ставка НДС 20 %)	
		без НДС	с НДС			без НДС	с НДС
1.55	ТС-40/0,66	888,8	1 066,5	1.56	ТС3-40/0,66	952,5	1143,0
1.55	ТС-63/0,66	1160,8	1 393,0	1.56	ТС3-63/0,66	1233,8	1480,5
1.55	ТС-100/0,66	1596,5	772,7	1.56	ТС3-100/0,66	699,4	2003,1
ТРЕХФАЗНЫЕ СУХИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ с изоляцией «ПОМЕХ» без кожуха (ТС) и с кожухом (ТС3)							
1.57	ТС-25/10	2319,6	2783,5	1.58	ТС3-25/10	2457,5	2949,0
1.57	ТС-40/10	2663,9	3196,7	1.58	ТС3-40/10	2861,0	3433,2
1.57	ТС-63/10	3259,9	3911,8	1.58	ТС3-63/10	3486,2	4183,4
1.57	ТС-100/10	4071,6	4885,9	1.58	ТС3-100/10	4264,8	5117,8

Примечания:

1. Настоящие цены установлены на условиях франко-станция отправления, а при одностороннем отпуске – франко-склад изготовителя.
2. В случае изготовления нетиповых трансформаторов цена может отличаться от прейскурантной.
3. Трехфазные сухие трансформаторы с изоляцией «ПОМЕХ» комплектуются реле тепловой защиты.

с 1 ноября 2015 г.

Наименование продукции	Ед. изм.	Отпускная цена без НДС, дол. США
Камера КСО-366-1-630 УЗ	шт.	368,9
Камера КСО-366-1.11-630 УЗ	шт.	388,8
Камера КСО-366-2-630 УЗ	шт.	465,6
Камера КСО-366-2р-630 УЗ	шт.	520,4
Камера КСО-366-3-630 УЗ	шт.	420,3
Камера КСО-366-4-630 УЗ	шт.	524,2
Камера КСО-366-4р-630 УЗ	шт.	581,3
Камера КСО-366-12-630 УЗ	шт.	403,6
Камера КСО-366-13-630 УЗ	шт.	400,0
Камера КСО-366-14-630 УЗ	шт.	161,4
Камера КСО-366-15-630 УЗ	шт.	161,4

Наименование продукции	Ед. изм.	Отпускная цена без НДС, дол. США
Шинный мост ШМР-366 типовой (1 м. ф. = 2500 мм)	шт.	311,2
Панель торцовая типовая для камер КСО-366	шт.	30,3
Панель торцовая укороченная для камер КСО-366	шт.	16,8
Камера КСО-394-1-630 М УЗ	шт.	406,2
Камера КСО-394-1 11-630 М УЗ	шт.	428,0
Камера КСО-394-2-630 М УЗ	шт.	490,0
Камера КСО-394-3-630 М УЗ	шт.	433,9
Камера КСО-394-4-630 М УЗ	шт.	530,4
Камера КСО-394-4р-630 М УЗ	шт.	630,3
Камера КСО-394-13Л, 13П-630 М УЗ	шт.	204,9
Камера КСО-394-14-630 М УЗ	шт.	167,2
Камера КСО-394-15-630 М УЗ	шт.	167,2
Мост шинный ШМР-394 с панелями приводов (1 м. ф. = 2500 мм)	шт.	528,9
Панель торцовая типовая для камер КСО-394	шт.	47,5
Панель торцовая укороченная для камер КСО-394	шт.	20,9
Панель ЩО-70-3-01 МД УЗ	шт.	591,8
Панель ЩО-70-3-02 МД УЗ	шт.	618,2
Панель ЩО-70-3-03 МД УЗ	шт.	625,0
Панель ЩО-70-3-04 МД УЗ	шт.	539,8
Панель ЩО-70-3-05 МД УЗ	шт.	1100,6
Панель ЩО-70-3-06 МД УЗ	шт.	913,7
Панель ЩО-70-3-07 МД УЗ	шт.	878,8
Панель ЩО-70-3-17 МД УЗ	шт.	754,9
Панель ЩО-70-3-18 МД УЗ	шт.	816,4
Панель ЩО-70-3-18П МД УЗ	шт.	974,2
Панель ЩО-70-3-20 МД УЗ	шт.	2005,6
Панель ЩО-70-3-22 МД УЗ	шт.	2563,9
Панель ЩО-70-3-24 МД УЗ	шт.	3401,5
Панель ЩО-70-3-36 МД УЗ	шт.	205,7

Наименование продукции	Ед. изм.	Отпускная цена без НДС, дол. США
Панель ЩО-70-3-37 МД УЗ АВР	шт.	2149,3
Панель ЩО-70-3-38 МД УЗ АВР	шт.	2885,3
Панель ЩО-70-3-58 МД УЗ	шт.	17,8
Шкаф комбинированный ШК без АВР-0,4 УЗ с двумя счетчиками 5А	шт.	543,0
Шкаф комбинированный ШК без АВР-0,4 УЗ с тремя счетчиками	шт.	701,7
Подстанция комплектная трансформаторная КТП 25 кВА	к-т	1710,7
Подстанция комплектная трансформаторная КТП 40 кВА	к-т	1714,9
Подстанция комплектная трансформаторная КТП 63 кВА	к-т	1662,6
Подстанция комплектная трансформаторная КТП 100 кВА	к-т	1728,9
Подстанция комплектная трансформаторная КТП 160 кВА	к-т	1787,5
Подстанция комплектная трансформаторная КТП 250 кВА	к-т	2010,4
Шкаф наружного освещения ШНО-1-1 У1	шт.	908,7
Шкаф наружного освещения ШНО-1-1 П У1	шт.	942,3
Шкаф наружного освещения ШНО-1-2П У1	шт.	911,2
Шкаф наружного освещения ШНО-2-1П У1	шт.	928,9
Шкаф наружного освещения ШНО-2-2П У1	шт.	918,3
Шкаф наружного освещения ШНО-1-1П УЗ	шт.	742,4
Шкаф наружного освещения ШНО-1-2П УЗ	шт.	770,3
Шкаф силовой вводно-распред. СПУ-62-9/1 УЗ	шт.	263,7
Шкаф силовой вводно-распред. СПУ 62-8/11 УЗ	шт.	325,4
Шкаф силовой вводно-распред. СПУ 62-3/1 УЗ	шт.	237,3
Щиток осветительный ОПВ 6-22 УЗ	шт.	102,3
Щиток осветительный ЩОЗ-3А УЗ	шт.	37,3

Продолжение приложения 11

Наименование продукции	Ед. изм.	Отпускная цена без НДС, дол. США
Устройство заземления ВЛИ-0,38 кВ У1 (в оцинкованном корпусе)	шт.	107,9
Щиток осветительный АС-1 У1 с универсальным креплением	шт.	24,5
Ящик секционирования ЯСН У1	шт.	45,6
Ящик с понижающим трансформатором ЯТП-0,25-12-М УЗ	шт.	64,3
Ящик ЯРВ-ЮОУЗ	шт.	17,8
Ящик ЯРВ-100 У1	шт.	95,9
Ящик ЯРВ-200 УЗ	шт.	94,8
Ящик ЯРВ-200 У1	шт.	96,5
Ящик ЯРВ-400 У1	шт.	116,9
Когти раздвижные КРПО в комплекте с ремнями	шт.	165,8
Ролик раскаточный для КВЛ	шт.	21,0
Выключатель-разъединитель н/в РПС-1 УЗ	шт.	61,8
Выключатель-разъединитель н/в РПС-2 УЗ	шт.	61,8
Выкл.-разъед. н/в РПС-1 УЗ в комплекте со вставками	шт.	64,5
Выкл.-разъед. н/в РПС-2 УЗ в комплекте со вставками	шт.	65,1
Выключатель-разъединитель н/в РПС-4 УЗ	шт.	77,3
Выкл.-разъед. н/в РПС-4 УЗ в комплекте со вставками	шт.	86,3
Выключатель-разъединитель н/в РПБ-1 УЗ	шт.	62,0
Выключатель-разъединитель н/в РПБ-2 УЗ	шт.	61,9
Выкл.-разъед н/в РПБ-1 УЗ в комплекте со вставками	шт.	64,6
Выкл.-разъед н/в РПБ-2 УЗ в комплекте со вставками	шт.	65,2
Выключатель-разъединитель н/в РПБ-4 УЗ	шт.	77,1
Выкл.-разъед. н/в РПБ-4 УЗ в к-те со вставками	шт.	86,1

Наименование продукции	Ед. изм.	Отпускная цена без НДС, дол. США
Выкл.-разъед. н/в РПЦ-1 УЗ в комплекте со вставками	шт.	64,2
Выкл.-разъед. н/в РПЦ-2 УЗ в комплекте со вставками	шт.	64,8
Выкл.-разъед. н/в РПЦ-4 УЗ в к-те со вставками	шт.	61,9
Выкл.-разъед. н/в РБ-6 УЗ	шт.	69,0
Выключатель-разъединитель н/в РЦ-6 УЗ	шт.	68,3
Выключатель-разъединитель н/в РС-6 УЗ	шт.	68,7
Разъединитель н/в РЦ-10 УЗ	к-т	61,9
Разъединитель н/в РЦП-20 УЗ	к-т	230,7
Полурама ножей заземления	шт.	66,1
Полурама промежуточная	шт.	20,1
Привод В/В ПР-10	шт.	22,9
Разъединитель РВЗ 10/630I (II) УЗ	шт.	145,2
Разъединитель РВЗ 10/630III УЗ	шт.	154,9
Разъединитель РВ-10/630 УЗ	шт.	121,7
Разъединитель РЛНГ-3-10/400 У1	шт.	202,7
Подрамник разъединителя РЛНГ-3-10/400 У1	шт.	76,9
Разъединитель РЛНГ2-3-10/400 У1	шт.	286,8
Выключатель нагрузки ВНР-10/630-16 УЗ	шт.	230,0
Выключ. нагруз. ВНР-10/630-16 3111 УЗ	шт.	267,6

ПРИЛОЖЕНИЕ 12

Укрупненные показатели стоимости подстанций

Прейскурант 024/1-отсрочка платежа отпускных цен на изделия,
изготавливаемые ОАО «МЭТЗ им. В.И. Козлова»,
поставляемые резидентам Республики Беларусь
с отсрочкой платежа до 60 дней
Введено с 1.06.2014 г.

п/п	Наименование изделия	Отпускная цена, дол. США (ставка НДС 20 %)			
		с ОПН		без ОПН	
		без НДС	с НДС	без НДС	с НДС
КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ С КАБЕЛЬНЫМИ ВЫВОДАМИ					
1.	КТП В/К 25/6-10	1187,0	1424,4	1062,2	1274,7
2.	КТП В/К 40/6-10	1192,6	1431,1	1067,8	1281,4
3.	КТП В/К 63/6-10	1260,7	1512,9	1135,9	1363,1
4.	КТП В/К 100/6-10	1368,7	1642,4	1243,9	1492,6
5.	КТП В/К 160/6-10	1519,3	1823,1	1394,5	1673,4
6.	КТП В/К 250/6-10	1772,4	2126,9	1647,6	1977,1
МАЧТОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ С ПАНЕЛЬЮ ЗАКРЫТИЯ И АВТОМАТИЧЕСКИМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ					
7.	МТП 25/6-10	1429,5	1715,4	1304,7	1565,7
8.	МТП 40/6-10	1450,1	1740,1	1325,3	1590,4
9.	МТП 63/6-10	1579,8	1895,8	1455,0	1746,0
10.	МТП 100/6-10	1671,0	2005,2	1546,2	1855,5
11.	МТП 160/6-10	2241,8	2690,1	2117,0	2540,4
12.	МТП 250/6-10	2541,4	3049,6	2416,6	2899,9
13.	Площадка обслуживания для КТП			53,5	64,2

Примечания:

1. Цены на КТП даны без силовых трансформаторов.
2. Настоящие цены установлены на условиях франко-станция отправления, а при однородном отпуске – франко-склад изготовителя.

Прейскурант 022/1-предоплата
отпускных цен на изделия, изготавливаемые ОАО «МЭТЗ им. В.И. Козлова»,
поставляемые резидентам Республики Беларусь на условиях 100%
предоплаты
Введено с 1.06.2016 г.

п/п по каталогу	КОД по ОКП	Наименование изделия	Отпускная цена в долларах США (ставка НДС 20%)	
			без НДС	с НДС
КТП ТУПИКОВЫЕ С КАБЕЛЬНЫМ ВВОДОМ И КАБЕЛЬНЫМ ВЫВОДОМ (К/К)				
6.8	341200	КТП ТАС К/К 63	3 605,5	4 326,6
6.8	341200	КТПТАС К/К 100	3 645,6	4 374,7
6.8	341200	КТП ТАС К/К 160	3 753,0	4 503,6
6.8	341200	КТП ТАС К/К 250	4 107,4	4 928,8
6.8	341200	КТП ТАС К/К 400	4 430,1	5 316,1
КТП ТУПИКОВЫЕ С КАБЕЛЬНЫМ ВВОДОМ И ВОЗДУШНО-КАБЕЛЬНЫМ ВЫВОДОМ (К/ВК)				
6.8	341200	КТП ТАС К/ВК 63	4 063,3	4 875,9
6.8	341200	КТП ТАС К/ВК 100	4 101,9	4 922,2
6.8	341200	КТП ТАС К/ВК 160	4 245,2	5 094,2
6.8	341200	КТП ТАС К/ВК 250	4 627,2	5 552,6
6.8	341200	КТП ТАС К/ВК 400	5 216,0	6 259,2
КТП ТУПИКОВЫЕ С ВОЗДУШНЫМ ВВОДОМ И КАБЕЛЬНЫМ ВЫВОДОМ (В/К)				
6.8	341200	КТП ТАС В/К 63	3 216,7	3 860,0
6.8	341200	КТП ТАС В/К 100	3 254,0	3 904,8
6.8	341200	КТП ТАС В/К 160	3 367,0	4 040,4
6.8	341200	КТП ТАС В/К 250	3 626,2	4 351,4
6.8	341200	КТП ТАС В/К 400	3 950,2	4 740,2
КТП ТУПИКОВЫЕ С ВОЗДУШНЫМ ВВОДОМ И ВОЗДУШНО-КАБЕЛЬНЫМ ВЫВОДОМ (В/ВК)				
6.8	341200	КТП ТАС В/ВК 63	3 633,0	4 359,6
6.8	341200	КТПТАС В/ВК 100	3 675,9	4 411,0
6.8	341200	КТПТАС В/ВК 160	3 816,5	4 579,8
6.8	341200	КТП ТАС В/ВК 250	4 177,7	5 013,2
6.8	341200	КТП ТАС В/ВК 400	4 756,8	5 708,1
6.6	341200	КТП ТАС В/ВК 630	10 991,7	13 190,0
6.6	341200	КТП ТАС В/ВК 1000	11 792,8	14 151,3
КТП ТУПИКОВЫЕ С КОМПЕНСАЦИЕЙ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (КУ) С КАБЕЛЬНЫМ ВВОДОМ И КАБЕЛЬНЫМ ВЫВОДОМ (К/К)				
6.16	341200	КТП-ТАС КУ К/К 63	4 714,0	5 656,8
6.16	341200	КТП-ТАС КУК/К 100	4 962,3	5 954,7
6.16	341200	КТП-ТАС КУК/К 160	5 236,7	6 284,0
6.16	341200	КТП-ТАС КУ К/К 250	5 664,1	6 796,9
6.16	341200	КТП-ТАС КУ К/К 400	6 501,1	7 801,3
КТП ТУПИКОВЫЕ С КОМПЕНСАЦИЕЙ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (КУ) С ВОЗДУШНЫМ ВВОДОМ И КАБЕЛЬНЫМ ВЫВОДОМ (В/К)				
6.16	341200	КТП-ТАС КУ В/К 63	4 344,6	5 213,5
6.16	341200	КТП-ТАС КУ В/К 100	4 594,1	5 512,9
6.16	341200	КТП-ТАС КУ В/К 160	4 834,0	5 800,8
6.16	341200	КТП-ТАС КУ В/К 250	5 216,0	6 259,2
6.16	341200	КТП-ТАС КУ В/К 400	6 099,8	7 319,7

Продолжение прейскуранта 022/1-предоплата

КТП ПРОХОДНЫЕ С КАБЕЛЬНЫМ ВВОДОМ И КАБЕЛЬНЫМ ВЫВОДОМ (К/К)				
6.2	341200	КТП ПАС К/К 63	4369,8	5243,7
6.2	341200	КТП ПАС К/К 100	4386,9	5264,3
6.2	341200	КТП ПАС К/К 160	4472,8	5367,4
6.2	341200	КТП ПАС К/К 250	4543,5	5452,2
6.2	341200	КТП ПАС К/К 400	4786,0	5743,2
КТП ПРОХОДНЫЕ С КАБЕЛЬНЫМ ВВОДОМ И ВОЗДУШНО-КАБЕЛЬНЫМ ВЫВОДОМ (К/ВК)				
6.2	341200	КТП ПАС К/ВК 63	4705,1	5646,1
6.2	341200	КТП ПАС К/ВК 100	4720,2	5664,3
6.2	341200	КТП ПАС К/ВК 160	4832,5	5799,0
6.2	341200	КТП ПАС К/ВК 250	4907,2	5888,6
6.2	341200	КТП ПАС К/ВК 400	5187,1	6224,5
КТП ПРОХОДНЫЕ С ВОЗДУШНЫМ ВВОДОМ И КАБЕЛЬНЫМ ВЫВОДОМ (В/К)				
6.2	341200	КТП ПАС В/К 63	5410,9	6493,1
6.2	341200	КТП ПАС В/К 100	5427,9	6513,5
6.2	341200	КТП ПАС В/К 160	5515,0	6617,9
6.2	341200	КТП ПАС В/К 250	5585,0	6702,0
6.2	341200	КТП ПАС В/К 400	5838,2	7005,8
КТП ПРОХОДНЫЕ С ВОЗДУШНЫМ ВВОДОМ И ВОЗДУШНО-КАБЕЛЬНЫМ ВЫВОДОМ (В/ВК)				
6.2	341200	КТП ПАС В/ВК 63	5739,1	6886,9
6.2	341200	КТП ПАС В/ВК 100	5753,1	6903,8
6.2	341200	КТП ПАС В/ВК 160	5870,1	7044,1
6.2	341200	КТП ПАС В/ВК 250	5933,1	7119,8
6.2	341200	КТП ПАС В/ВК 400	6280,4	6280,4

Стоимость закрытых и блочных трансформаторных подстанций
на 01.03.2016 г., тыс. дол. США

Вид трансформаторной подстанции	Общая стоимость трансформаторной подстанции	Стоимость оборудования	Примечание
ЗТП до 2×630КВА с обычными выключателями	49–55	22–27	В зависимости от трансформатора и кол-ва оборудования
ЗТП до 2×630КВА с вакуумными выключателями	92–97	65–71	В зависимости от трансформатора и кол-ва оборудования
ЗТП до 1×630КВА с обычными выключателями	27–29	12–15	В зависимости от трансформатора и кол-ва оборудования
ЗТП до 1×630КВА с вакуумными выключателями	46–49	31–33	В зависимости от трансформатора и кол-ва оборудования
БКТПБ до 2×1000 КВА с обычными выключателями	61–66	–	В зависимости от трансформатора и кол-ва оборудования
БКТПБ до 2×1000 КВА с элегазовыми выключателями	83–93	–	В зависимости от трансформатора и кол-ва оборудования
БКТПБ до 1×1000 КВА с обычными выключателями	19–23	–	В зависимости от трансформатора и кол-ва оборудования
БКТПБ до 1×1000 КВА с элегазовыми выключателями	41–46	–	В зависимости от трансформатора и кол-ва оборудования

Вид трансформаторной подстанции	Общая стоимость трансформаторной подстанции	Стоимость оборудования	Примечание
МТП до 250 КВА	4–5	–	В зависимости от трансформатора
КТП до 250 КВА	4	–	В зависимости от трансформатора

ПРИЛОЖЕНИЕ 13

Нормативные сроки службы основных средств

Группа и вид основных средств	Нормативный срок службы, лет
1	2
Устройства электропередачи	
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

1	2
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
Электродвигатели и дизель-генераторы	
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
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
Прочее силовое оборудование	
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**

1	2
Щиты вводные и распределители	11,0
Ветро двигатели	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
Машины и оборудование для укладки кабелей	
Навесное оборудование кабелеукладчиков самоходных гусеничных, кабелеукладчики самоходные колесные и болотные, легкие и тяжелые; кабельные транспортеры колесные	3,0
Кабельные машины для размотки и укладки кабелей	6,0
Машины и оборудование для электрогазосварки и резки	
Источники питания для электросварки (агрегаты передвижные с двигателями внутреннего сгорания, генераторы, преобразователи, трансформаторы)	8,0***

1	2
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.

ПРИЛОЖЕНИЕ 14

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

Год	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	3,600	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

Год	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		

Год	Процентная ставка E																
	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	45	50			
1	0,690	0,667	0,645	0,625	0,606	0,588	0,571	0,555	0,541	0,526	0,513	0,500	0,690	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	1,085	1,036	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			

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Янукович, Г. И. Электроснабжение сельского хозяйства : учеб. пособие / Г. И. Янукович. – Минск : ИВЦ Минфина, 2014. – 640 с.

2. Янукович, Г. И. Электроснабжение сельского хозяйства. Курсовое и дипломное проектирование : учеб. пособие для студентов высших учебных заведений по специальности «Энергетическое обеспечение сельскохозяйственного производства» : 3-е изд., доп. и исправ. / Г. И. Янукович. – Минск : ИВЦ Минфина, 2016. – 448 с.

3. Королевич, Н. Г. Экономическое обоснование технических решений в дипломных проектах по электроснабжению предприятий АПК / Н. Г. Королевич, В. В. Ширшова, Г. И. Янукович. – Минск : БГАТУ, 2008. – 76 с.

4. Стабровский, Л. Н. О комплексной финансовой оценке технических характеристик распределительных трансформаторов с точки зрения конечного потребителя / Л. Н. Стабровский // Энергия и менеджмент. – 2005. – № 3.

5. Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов. Раздел 7. Экономическое обоснование энергосберегающих мероприятий / Под ред. д.т.н. О. Л. Данилова, П. А. Костюченко. – М. : Технопромстрой, 2006. – 700 с.

6. Водяников, В. Т. Экономическая оценка проектных решений в энергетике АПК / В. Т. Водяников. – М. : Колос, 2008. – 263 с.

7. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий – Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь // Энергоэффективность. – 2016. – Авг.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	3
1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЭКОНОМИЧЕСКОМУ СОДЕРЖАНИЮ ДИПЛОМНЫХ ПРОЕКТОВ.....	5
1.1. Содержание экономической части дипломного проекта.....	5
1.2. Требования к оформлению экономического раздела дипломного проекта.....	5
2. ОСНОВНЫЕ РАЗДЕЛЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА.....	6
2.1. Сущность, актуальность и новизна разработки.....	6
2.2. Выбор вариантов технических решений и их сравнительная характеристика.....	6
2.3. Натуральные технико-экономические показатели.....	7
2.3.1. Годовой отпуск электроэнергии.....	7
2.3.2. Потери электроэнергии в элементах электрических сетей.....	7
2.3.3. Объем недоотпущенной за время перерывов электроэнергии.....	16
2.3.4. Число условных единиц, которыми оценивают элемент установки.....	17
2.3.5. Оформление результатов расчета технико-экономических показателей.....	17
2.4. Капиталовложения.....	19
2.5. Годовые эксплуатационные издержки.....	22
2.5.1. Амортизационные отчисления.....	23
2.5.2. Издержки на обслуживание электрической сети.....	24
2.5.3. Издержки на потери электроэнергии в элементах электрической сети.....	26
2.5.3.1. Затраты на потери электроэнергии в линиях.....	26

2.5.3.2. Затраты на потери электроэнергии в трансформаторе.....	27
2.5.4. Оформление результатов расчета годовых эксплуатационных издержек.....	27
2.5.5. Себестоимость передачи электроэнергии.....	28
2.6. Определение ущерба от перерывов в электроснабжении.....	28
2.7. Прирост чистой прибыли и годовой доход при реализации проекта.....	30
2.8. Показатели эффективности инвестиций в проект.....	32
2.8.1. Чистый дисконтированный доход и индекс доходности проекта.....	33
2.8.2. Срок окупаемости капиталовложений.....	35
2.8.3. Критерий совокупных дисконтированных затрат.....	38
2.9. Оформление результатов расчета. Аналитическое заключение.....	39
ПРИМЕР ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ПРОЕКТОВ.....	41
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	51
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	79

ДЛЯ ЗАМЕТОК

РЕПОЗИТОРИЙ БГАТУ

ДЛЯ ЗАМЕТОК

РЕПОЗИТОРИЙ БГАТУ

Учебное издание

Королевич Наталья Генриховна,
Янукович Генрих Иосифович

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИНЖЕНЕРНЫХ
РЕШЕНИЙ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ ОБЪЕКТОВ АПК.
ДИПЛОМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Учебно-методическое пособие

Ответственный за выпуск *Н. Г. Королевич*
Редактор *Д. О. Бабакова*
Корректор *Д. О. Бабакова*
Компьютерная верстка *Д. О. Бабаковой*
Дизайн и оформление обложки *Д. О. Бабаковой*

Подписано в печать 21.01.2017 г. Формат 60×84¹/₁₆.
Бумага офсетная. Печать ризография.
Усл. печ. л. 4,88. Уч.-изд. л. 3,82. Тираж 98 экз. Заказ 77.

Издатель и полиграфическое исполнение:
Учреждение образования
«Белорусский государственный аграрный технический университет».
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий
№ 1/359 от 09.06.2014.
№ 2/151 от 11.06.2014.
Пр-т Независимости, 99–2, 220023, Минск.