

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**КАРАКАЛПАКСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ БЕРДАХА**

ФИЗИКА – МАТЕМАТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра: «Электроэнергетика»

На правах рукописи

Примов Динмухаммед

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ 35/10 кВ
«Еркиндарья»**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на соискание степени бакалавр по образовательному направлению
5520200 – «Электроэнергетика»

Заведующий кафедрой:

д.ф-м.н., Камалов А.Б

Руководитель:

к.ф-м.н., Насыров М.У

НУКУС - 2012

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

1.1 Краткое описание и назначение объекта

2 ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1 Выбор силовых трансформаторов

2.1.1 Расчет мощности трансформаторов Т-1 и Т-2 с учетом коэффициента перегрузки

2.2 Выбор схемы собственных нужд подстанции.

2.2.1 Выбор комплектной трансформаторной подстанции собственных нужд.

2.3 Расчет токов короткого замыкания.

2.4 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей для заданных цепей.

2.4.1 Выбор выключателей для цепей 35 и 10 кВ.

2.4.2 Выбор разъединителей для цепей 35 и 10 кВ.

2.4.3 Выбор трансформаторов напряжения для цепей 35 и 10 кВ.

2.4.4 Выбор трансформаторов тока для цепей 35 и 10 кВ.

2.4.5 Выбор шин на сторонах 35 и 10 кВ.

2.4.6 Выбор опорных изоляторов в цепи трансформатора на стороне 10 кВ.

2.4.7 Выбор проходных изоляторов на стороне 10 кВ.

2.5 Выбор рода оперативного тока.

2.6 Расчет заземляющего устройства.

3 ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

4 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ОБЪЕКТА

4.1 Расчет капитальных затрат.

4.2 Выбор и расчет показаний экономической эффективности модернизации подстанции «Еркиндарья»

5 ОХРАНА ТРУДА И БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЛЮДЕЙ

6 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

ВВЕДЕНИЕ

Особенности электрической энергии предопределили ее роль, как важнейшего рычага научно-технической революции во всех отраслях народного хозяйства.

Эту особую энергетическую роль электричество приобрело благодаря таким характерным особенностям, как высокие потребительские свойства, простота преобразования в другие формы энергии, способность передачи на большие расстояния. Все это сделало электроэнергию удобной для использования в быту, в производственных технологиях, на транспорте, в средствах связи и других сферах. Электричество стало инфраструктурной энергетической категорией, важнейшей формой обеспечения жизни на Земле.

Эволюция человечества на современном этапе его развития возложила на электричество роль ключевого преобразованного энергоносителя в удовлетворении энергетических потребностей человека.

Как известно производительность общественного труда – решающий фактор возникновения нового общественного строя.

Электрическая энергия через увеличение электровооруженности труда оказывает решающее значение, во-первых, на его производительность, во-вторых, на изменение характера труда.

Электрифицированные машины и механизмы не только способствуют росту производительности труда, но и обеспечивают перерастание физического труда в разновидность труда умственного. Электрическая энергия, обладая гибкостью, позволяет настолько автоматизировать процесс производства, чтобы вывести из него человека и превратить его в контролера за ходом этого процесса.

На базе электрической энергии созданы и будут создаваться новые процессы производства и материалы, обладающие высокими качествами. алюминий, титан, высококачественная сталь и многие другие материалы, без которых не мыслим технический прогресс, созданы с помощью электрической энергии.

Электрификация процессов производства в промышленности, сельском хозяйстве на транспорте и в быту не только преобразует, механизмирует и автоматизирует труд, но и создает наиболее комфортные условия.

Электричество в процессах производства относится к наиболее чистым видам энергии, без выброса в атмосферу вредных продуктов. Оно совершенствует процесс производства от замены привода машин до создания комплекса механизированных систем. Завершающим этапом, который обеспечит максимальную производительность

общественного труда, будет создание самонастраивающихся и саморегулирующихся кибернетических процессов производства.

Основные научные разработки и исследования в сфере энергетики будут направлены на обоснование путей и методов дальнейшей электрификации страны вместе с темпами и пропорциями развития народного хозяйства, дальнейшего развития Энергетической Системы Узбекистан, на повышение технического уровня теплоэнергетики и, наконец, снижения негативного воздействия энергетики на окружающую природную среду.

Для обеспечения нормальной работы электрической системы и всех входящих в нее элементов требуется строгое соблюдение определенных технических правил, они заключаются прежде всего в объединении всех генерирующих источников единой электрической связью, которая обеспечивает синхронную работу между собой отдельных агрегатов и всех входящих в энергосистему электрических станций. Параллельная работа электростанций на общие электрические сети может быть обеспечена линиями электропередач, рассчитанными на пропуск необходимых мощностей. Нарушение этого основного технологического правила может привести к расстройству параллельной работы электростанций и как следствие дезорганизация электроснабжения потребителей.

Устойчивая работа энергосистемы обеспечивается наличием в ней резервов электрических мощностей. Резерв мощности необходим для того, чтобы покрывать возникающую дополнительную потребность в электроэнергии и не допускать перегрузки энергетических агрегатов.

Обычно в энергосистемах создают два вида резервов: мобильный - для покрытия текущих колебаний нагрузок, которые происходят в течение суток и общий для покрытия изменения сезонной части нагрузок или замещения оборудования, выводимого в ремонт.

1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

1.1 Краткое описание и назначение объекта

Подстанция "Еркиндарья" расположена в Республике Каракалпакстан, находится на балансе и в эксплуатации Каракалпакского электрических сетей открытого акционерного общества "Каракалпакэлектртармаклары".

На подстанции установлены два трансформатора типа ТМН -1600/35/10 и ТМН -2500/35/10. Электроснабжение подстанции осуществляется воздушным линиям напряжением 35 кВ со стороны подстанции «Халкабад» и со стороны подстанции «Дауткуль». Открытое распределительное устройство 35 кВ выполнено по схеме выключателями в цепях трансформаторов. Закрытое распределительное устройство 10 кВ выполнено на десять линейных присоединений.

Подстанция предназначена для электроснабжения Еркиндаринской птицефабрики, фермерская хозяйство, хлопкозаготовительная пункт, больница, кирпичный завод и так далее поселок Еркиндаринский на напряжении 10 кВ.

С ростом нагрузок сельскохозяйственных потребителей, настоящий проект предусматривает замену физически и морально устаревшего оборудования (масляных выключателей на элегазовые и вакуумные), а также замену трансформаторов марки ТМН -1600/35 и ТМН -2500/35 на трансформаторы большей мощности для надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей.

В зоне электроснабжения расположены потребители I (Еркиндаринская птицефабрика), II (хлопкозаготовительная пункт) и III категорий по надежности электроснабжения.

2. ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1 Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с планами перспективного развития Еркиндаринской птицефабрики намечается строительство новых цехов. Указанный потребитель относится к I категории по надежности электроснабжения.

Подсчет нагрузок произведен согласно графиков летнего и зимнего максимумов, произведенных за расчетный период.

Нагрузки прочих потребителей определены по заявкам организаций, с учетом существующих нагрузок и планов развития.

За расчетный период принято 5 лет от года предполагаемой модернизации.

Результаты подсчета нагрузок на расчетный период приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные нагрузки для подстанции «Еркиндарья» на планируемый период.

Наименование потребителей	Расчетная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ, кВА	Коэффициент одновременности, K_0 [3]	Расчетная нагрузка на шинах 10 кВ подстанции 35/10 кВ, кВА
Еркиндаринская птицефабрика	800	0,7	560
Новые цеха	600	0,8	480
Больница	300	0,8	240
Хлопкозаготовительная пункт	1300	0,8	1040
Фермерская хозяйство	500	0,8	400
Прочие	2300	0,65	1495
Итого			4215

Силовые трансформаторы выбираются по справочнику, исходя из мощности потребителей и классов требуемых напряжений. Для определения полной мощности потребителя (S) необходимо знать их активную (P) и реактивную (Q) мощности. Согласно исходных данных полная мощность потребителей, питающихся от сети 10 кВ равна 4,215 МВА.

2.1.1 Расчет мощности трансформаторов Т-1 и Т-2 с учетом коэффициента перегрузки

Мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_T = \frac{S}{K_{\Pi}}, \quad (2.1)$$

где S_T – мощность трансформатора, кВА;

S – полная мощность потребителей, кВА, принимается $S = 4215$ кВА;

K_{Π} – коэффициент перегрузки трансформатора ($K = 1,4$) [3]

$$S_{T1} = S_{T2} = \frac{4215}{1,4} = 3010 \text{ (кВА)}$$

Из справочника выбирается два трансформатора типа ТМН -4000/35/10 с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой [3].

Характеристики трансформатора приводятся в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характеристики трансформатора ТМН - 4000/35/10

Тип трансформатора	U _{ном} , кВ		ΔP, кВт		U _к	I _{хх}
	ВН	НН	ΔP _х	ΔP _к	%	%
ТМН -4000/35/10	35	11	6,7	33,5	7,5	1

2.2 Выбор схемы собственных нужд подстанции

Приемники собственных нужд подстанций по степени ответственности делятся на 3 группы:

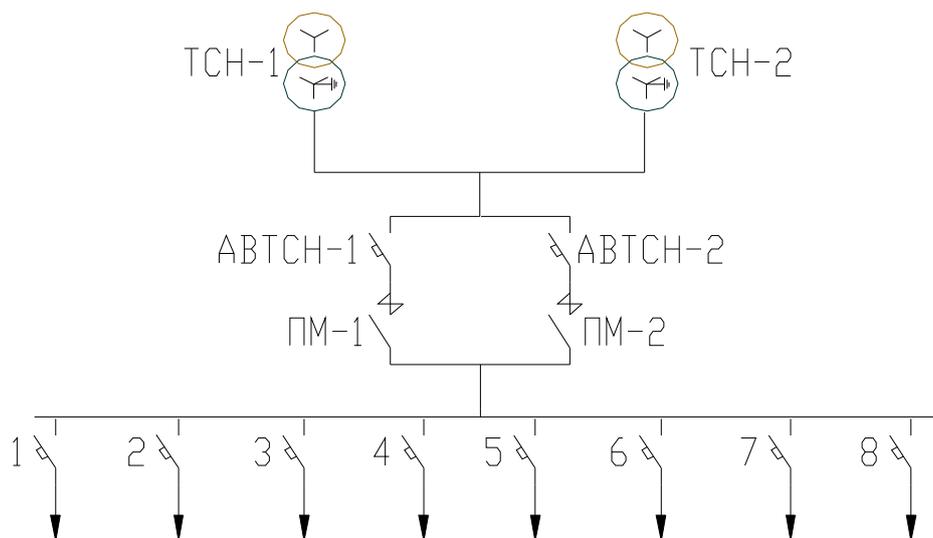
1 группа – приемники, отключение которых приводит к нарушению нормального режима эксплуатации, к частичному или полному отключению или к авариям с повреждением основного оборудования. Для питания электроприемников первой категории необходимо иметь два источника питания с автоматическим включением резерва.

2 группа – приемники, отключение которых допустимо на 20-40 минут для подстанций с дежурным персоналом или до приезда обслуживающего персонала, если дежурного на подстанции нет. Восстановление питания у приемников этой группы осуществляется вручную.

3 группа – приемники, отключение которых допустимо на более длительное время.

По режиму включения в работу электроприемники собственных нужд подстанций разделяются (рисунок 2.1):

- постоянно включенные в сеть (в том числе цепи управления и релейной защиты);
- включенные периодически (в зависимости от температуры наружного воздуха);
- включенные во время ремонтов.



1. Обогрев приводов выключателей трансформатора.
2. Освещение открытого распределительного устройства 35 кВ.
3. Освещение, обогрев закрытого распределительного устройства 10 кВ.
4. Освещение, обогрев монтерского пункта.
5. Подзарядно-зарядный агрегат.
6. Подогрев шкафов электромагнитных приводов, шкафов зажимов.
7. Обдув Т-1.
8. Резерв.

Рисунок 2.1 – Схема собственных нужд подстанции "Еркиндарья"

2.2.1 Выбор комплектной трансформаторной подстанции собственных нужд

Выбор комплектной трансформаторной подстанции заключается в выборе трансформатора на собственные нужды.

Трансформатор собственных нужд выбирается исходя из нагрузки потребителей собственных нужд.

Нагрузки потребителей собственных нужд подстанции "Еркиндарья" приведены в таблице 2.3.

Полная мощность потребителей собственных нужд определяется по формуле:

$$S = K_c \times \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (2.2)$$

где S – полная мощность потребителей собственных нужд, кВА;

K_c - коэффициент спроса, принимается равным 0,8 [3];

P - активная нагрузка потребителей собственных нужд, кВт;

Q - реактивная нагрузка потребителей собственных нужд, кВр.

$$S = 0,8 \times \sqrt{51,4^2 + 1,9^2} = 41,2 \text{ (кВА)}$$

По каталогу выбирается комплектная трансформаторная подстанция с трансформатором мощностью 63 кВА.

Оборудование трансформаторной подстанции типа КТП-63-81:

- трансформатор типа ТМ-63/10;
- разъединитель типа РЛНД-10/20;
- предохранители типа ПКТ-10.

На подстанции устанавливаются две трансформаторные подстанции выбранного типа.

Таблица 2.3 – Нагрузки потребителей собственных нужд подстанции.

Вид потребителей	Установленная мощность		Cos φ	tg φ	Нагрузка	
	Единицы кВт × количество	Всего, кВт			P, кВт	Q, кВт
Подогрев шкафов зажимов, шкафов электромагнитных приводов.	0,6 × 3	1,8	1	0	1,8	-
Отопление и освещение ЗРУ-10 кВ.	-	14	1	0	14	-
Отопление и освещение монтерского пункта	-	3	1	0	3	-
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП.	2 × 15	30	1	0	30	-
Охлаждение трансформатора ТМН-4000	1,5 × 2	3	0,85	0,62	2,6	1,9
ИТОГО:					51,4	1,9

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания производится с целью (рисунок 2.2):

выбора электрического оборудования;

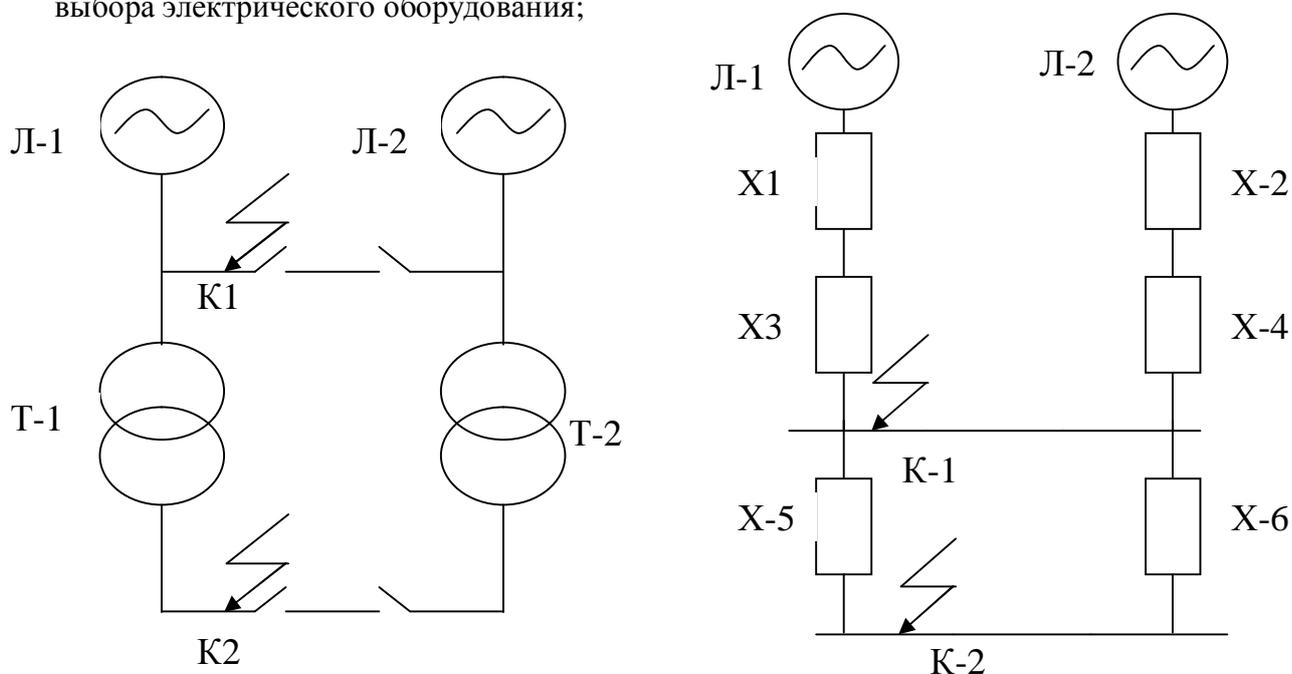


Рисунок 2.2 – а) Расчетная схема; б) Схема замещения.

Параметры оборудования и эквиваленты системы:

- система: сопротивление системы $X_1=X_2=10,13$ Ом, мощность системы S_C принимается равной ∞ .
- линии передач: Л-1 провод марки АС-95 $X_0=0,421$ Ом/км, $r_0=0,306$ Ом/км, протяженность линии $L_1= 8,5$ км; Л-2 провод марки АС-50 $X_0=0,445$ Ом/км, $r_0=0,592$ Ом/км, протяженность линии $L_2= 34,52$ км.
- подстанция: трансформаторы Т-1 и Т-2 типа ТМН - 4000/35/10, $U_K = 7,5$ %

Сопротивление линии определяется по формуле:

$$X_{Л} = \sqrt{r_0^2 + x_0^2} \times L, \quad (2.3)$$

где $X_{Л}$ – сопротивление линии, Ом;

r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – протяженность линии, км.

$$X_3 = \sqrt{0,306^2 + 0,421^2} \times 8,5 = 4,42 \text{ (Ом)}$$

$$X_4 = \sqrt{0,592^2 + 0,445^2} \times 34,52 = 25,56 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление двухобмоточного трансформатора рассчитывается по формуле:

$$X_T = \frac{U_K \times U_H^2}{S_H \times 100}, \quad (2.4)$$

где X_T – сопротивление двухобмоточного трансформатора, Ом;

U_K - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$U_{ВН}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения, кВ;

S_H – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_5 = X_6 = X_T = \frac{7,5 \times 35^2}{4 \times 100} = 22,96 \text{ (Ом)}$$

Расчет тока короткого замыкания в точке К₁

Трехфазный ток короткого замыкания рассчитывается по формуле:

$$I^{(3)} = \frac{E_C}{X_{\Sigma}}, \quad (2.5)$$

где $I^{(3)}$ – трехфазный ток короткого замыкания, кА;

E_C – ЭДС системы, кВ;

X_{Σ} – эквивалентное сопротивление, Ом.

ЭДС системы рассчитывается по формуле:

$$E_C = \frac{1,13 \times U_{ВН}}{\sqrt{3}}, \quad (2.6)$$

$$E_C = \frac{1,13 \times 35}{\sqrt{3}} = 20,5 \text{ (кВ)}$$

Для определения эквивалентного сопротивления необходимо последовательно сложить сопротивления X_1 и X_3 ; X_2 и X_4 , а затем параллельно.

$$X_7 = X_1 + X_3 = 10,13 + 4,42 = 14,55 \quad (\text{Ом})$$

$$X_8 = X_2 + X_4 = 10,13 + 25,56 = 35,69 \quad (\text{Ом})$$

Полученные результаты E_C и X_8 подставляются в формулу (2.5):

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{20,5}{14,55} = 1,4 \quad (\text{кА})$$

Определение ударного тока короткого замыкания в точке K_1 производится по формуле:

$$i_{VK1}^{(3)} = \sqrt{2} \times I_{K1}^{(3)} \times K_U, \quad (2.7)$$

где K_U - ударный коэффициент, принимается равный 1,61 [2].

$$i_{VK1}^{(3)} = \sqrt{2} \times 1,4 \times 1,61 = 3,18 \quad (\text{кА})$$

Определение тока короткого замыкания при включенном разъединителе (при перемычке) 35 кВ

Полученные результаты складываются параллельно:

$$X_9 = \frac{14,55 \times 35,69}{14,55 + 35,69} = 10,33 \quad (\text{Ом})$$

Ток короткого замыкания в максимальном режиме определяется по формуле (2.5):

$$I_{K1\max}^{(3)} = \frac{20,5}{10,33} = 1,98 \quad (\text{кА})$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_1 в максимальном режиме определяется по формуле (2.6):

$$i_{VK1\max}^{(3)} = \sqrt{2} \times 1,98 \times 1,61 = 4,5 \quad (\text{кА})$$

В результате преобразования схема приобретает вид (рисунок 2.3):

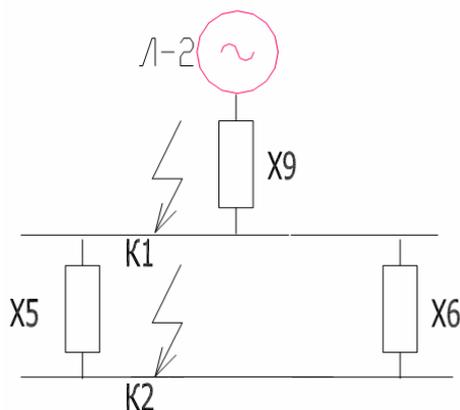


Рисунок 2.3 – Схема замещения.

Расчет тока короткого замыкания в точке K_2

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_2 необходимо последовательно сложить сопротивления X_7 и X_5 :

$$X_{10} = X_7 + X_5 = 14,55 + 22,96 = 37,51 \text{ (Ом)}$$

Полученные результаты E_C и X_{10} подставляются в формулу (3.5):

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{20,5}{37,51} = 0,55 \text{ (кА)}$$

Истинное значение тока короткого замыкания в точке K_2 определяется приведением его к напряжению 10 кВ по формуле:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{E_C}{X_{\Sigma}} \times \frac{U_{BH}}{U_{HH}}, \quad (2.8)$$

$$I_{K2}^{(3)} = 0,55 \times \frac{35}{11} = 1,75 \text{ (кА)}$$

Определение ударного тока короткого замыкания в точке K_2 производится по формуле (2.7), ударный коэффициент K_U принимается равным 1,8 для системы связанной со сборными шинами 10 кВ через трансформатор единичной мощности [2]:

$$i_{yK2}^{(3)} = \sqrt{2} \times 1,75 \times 1,8 = 4,45 \text{ (кА)}$$

Определение тока короткого замыкания в точке K_2 при включенном секционном выключателе 10 кВ

Полученные значения X_8 и X_6 складываются последовательно:

$$X_{11} = X_8 + X_6 = 35,69 + 22,96 = 58,65 \text{ (Ом)}$$

Параллельно складываются X_{10} и X_{11} :

$$X_{12} = \frac{X_{10} \times X_{11}}{X_{10} + X_{11}} = \frac{37,51 \times 58,65}{37,51 + 58,65} = 22,87 \text{ (Ом)}$$

Ток короткого замыкания в максимальном режиме для точки K_2 определяется по формуле (2.5):

$$I_{K2 \max}^{(3)} = \frac{20,5}{22,87} = 0,9 \text{ (кА)}$$

Истинное значение тока короткого замыкания определяется приведением его к напряжению 10 кВ по формуле (2.8):

$$I_{K2 \max}^{(3)} = 0,9 \times \frac{35}{11} = 2,86 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания в максимальном режиме для точки K_2 определяется по формуле (2.8):

$$i_{yK2 \max}^{(3)} = \sqrt{2} \times 2,86 \times 1,8 = 7,28 \text{ (кА)}$$

Этапы преобразования схемы замещения приведены на рисунке 2.4.

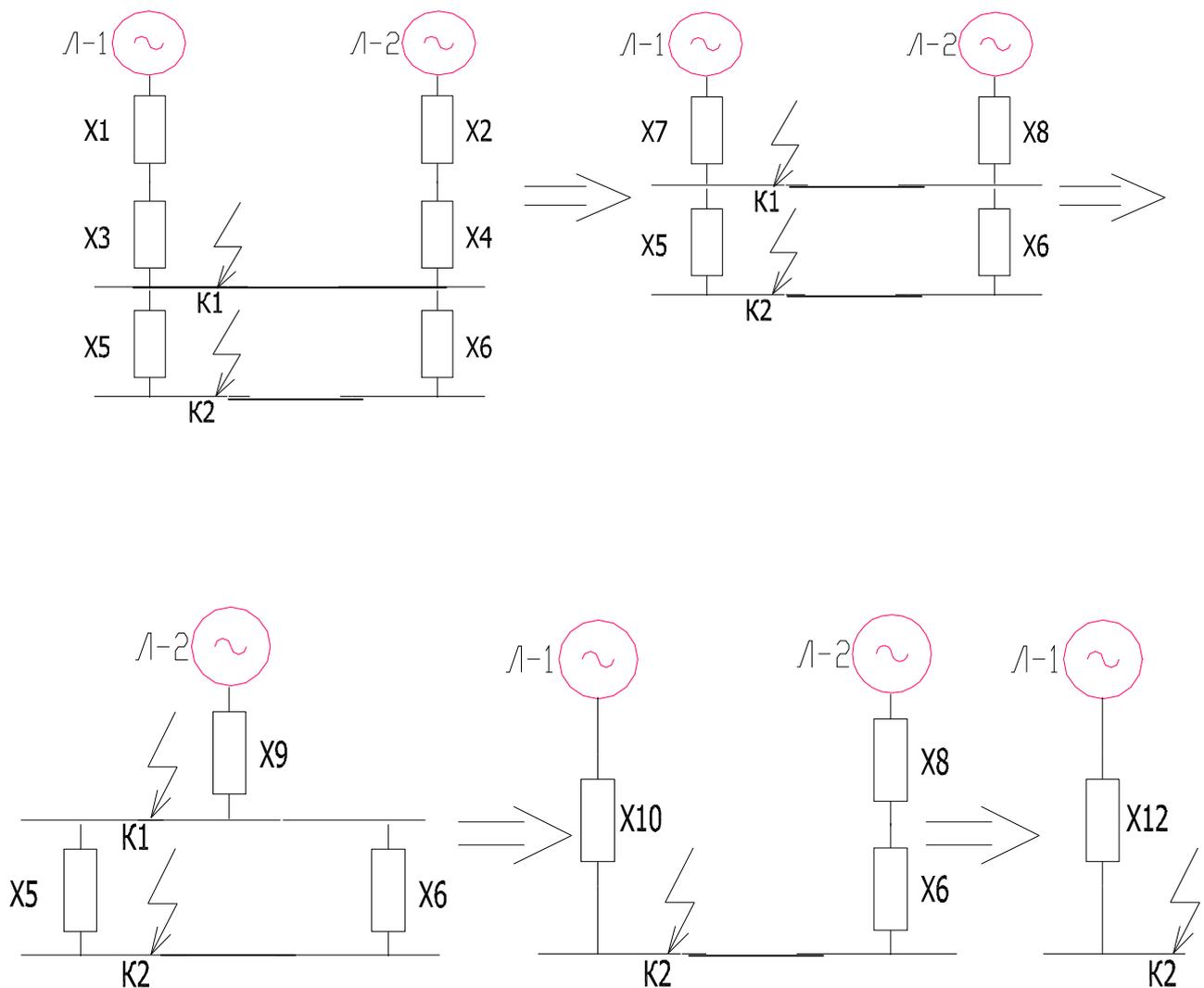


Рисунок 2.4 – Этапы преобразования схемы замещения

Полученные результаты токов трехфазного короткого замыкания в точках K_1 , K_2 приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчетные токи трехфазного короткого замыкания.

Место короткого замыкания	Трёхфазное минимальное короткое замыкание		Трёхфазное максимальное короткое замыкание	
	$I''^{(3)}$, кА	$i_y^{(3)}$, кА	$I''^{(3)}$, кА	$i_y^{(3)}$, кА
Точка K_1	1,4	3,18	1,98	4,5
Точка K_2	1,75	4,45	2,86	7,28

2.4 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей для заданных цепей

2.4.1 Выбор выключателей для цепей 35 и 10 кВ

На подстанции «Еркиндарья» установлены масляные выключатели, которые физически и морально устарели, из-за чего требуют более частых ремонтов и больших затрат на капитальный ремонт.

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами и служат для отключения и включения цепей в различных режимах работы. Наиболее ответственной операцией является отключение токов короткого замыкания и включение при срабатывании автоматического повторного включения или ручного опробования оперативным персоналом на существующее короткое замыкание.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки – $U_{уст} \leq U_H$;
- по длительному току – $I_{раб.мах} \leq I_H$;
- проверка на электродинамическую прочность $I'' \leq I_{дин}$; $i_y \leq i_{дин}$;
- на термическую стойкость – $B_K = I_T^2 \cdot t_T$;

$$B_K = I_T^2 \times t_T, \quad (2.9)$$

где B_K - тепловой импульс, $кА^2 \cdot с$;

I_T - ток термической стойкости аппарата, $кА$;

t_T - время термической стойкости, $с$.

Тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_K = I''^2 \times (t_{отк} + T_A), \quad (2.10)$$

где $t_{отк}$ - время отключения короткого замыкания, $с$

T_A - постоянная времени цепи короткого замыкания, $с$.

Время отключения короткого замыкания определяется по формуле:

$$t_{отк} = t_3 + t_B, \quad (2.11)$$

где t_3 – время действия релейной защиты, $с$, принимается равным $0,3 с$ [2];

t_B – полное время отключения выключателя, $с$.

Выбор выключателя в цепи трансформатора на стороне напряжения 35 кВ

Определение максимального тока в цепи трансформатора производится по формуле:

$$I_{Tmax} = K_T \times \frac{S_T}{\sqrt{3} \times U_H}, \quad (2.12)$$

где I_{Tmax} – максимального тока в цепи трансформатора, $А$;

S_T – мощность трансформатора, кВА;

U_H – номинальное напряжение, кВ;

K_T – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$I_{T \max} = 1,4 \times \frac{4000}{\sqrt{3} \times 35} = 92,38 \text{ (A)}$$

По каталогу выбирается выключатель типа ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 [3].

Технические характеристики выключателя:

- номинальное напряжение: $U_H = 35$ кВ;
- номинальный ток: $I_H = 630$ А;
- ток электродинамической устойчивости: $I_{\text{дин}} = 12,5$ кА, $i_{\text{дин}} = 32$ кА;
- термическая стойкость $468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;
- полное время отключения $0,065$ с.

Определение времени отключения короткого замыкания производится по формуле (2.11):

$$t_{\text{отк}} = 0,3 + 0,065 = 0,365 \text{ (с)}$$

Тепловой импульс определяется по формуле (2.10):

Значение тока короткого замыкания берется из таблицы 2.4, T_A принимается равной $0,02$ с [3].

$$B_K = 1,98^2 \times (0,365 + 0,02) = 1,5 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Расчетные данные и характеристики выключателя сводятся в таблицу 2.5:

Таблица 2.5 – Выбор выключателя в цепи трансформатора на стороне 35 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ТИПА: ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1
$U_{\text{уст}} \leq U_H$	$U_{\text{уст}} = 35$ кВ	$U_H = 35$ кВ
$I_{\text{раб. max}} \leq I_H$	$I_{\text{раб. max}} = 92,38$ А	$I_H = 630$ А
$I'' \leq I_{\text{дин}}$	$I'' = 1,98$ кА	$i_{\text{дин}} = 12,5$ кА
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_y = 4,5$ кА	$i_{\text{дин}} = 32$ кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор выключателей в цепи трансформатора на стороне 10 кВ

Определение максимального тока в цепи трансформатора производится по формуле (2.12):

$$I_{T \max} = 1,4 \times \frac{4000}{\sqrt{3} \times 10} = 323,37 \text{ (A)}$$

По каталогу выбирается выключатель то типа ВВ/TEL-10-20/630 УХЛ4

Технические характеристики выключателя:

- номинальное напряжение: $U_H = 10$ кВ;
- номинальный ток: $I_H = 630$ А;
- ток электродинамической устойчивости: $I_{\text{дин}} = 20$ кА, $i_{\text{дин}} = 52$ кА;
- термическая стойкость $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;
- полное время отключения $0,05$ с.

Определение времени отключения короткого замыкания производится по формуле (2.11):

$$t_{отк} = 0,3 + 0,05 = 0,35 \text{ (с)}$$

Определение теплового импульса производится по формуле (2.10), значение тока короткого замыкания (I'') в максимальном режиме берется из таблицы 2.4, а значение T_A принимается 0,045 [2].

$$B_K = 2,86^2 \times (0,35 + 0,045) = 3,23 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

Расчетные данные и характеристики выключателя сводятся в таблицу 2.7:

Таблица 2.7 – Выбор выключателя в цепи трансформатора на стороне 10 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ТИПА: ВВ/TEL-10-20/1000 УХЛ4
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.маx} \leq I_H$	$I_{раб.маx} = 323,37 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$
$I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 2,86 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 7,28 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 3,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор выключателей в цепи линий 10 кВ

Определение максимального тока в цепи линии производится по формуле:

$$I_{\max} = \frac{P_{MAX}}{\sqrt{3} \times U_H \times \cos\varphi}, \quad (2.13)$$

где I_{\max} – максимальный ток в цепи линии, А;

P_{\max} – мощность одной линии 10 кВ, МВА, равна 1,04 МВА;

$$I_{\max} = \frac{1040}{\sqrt{3} \times 10 \times 0,8} = 75 \text{ (А)}$$

По каталогу выбирается выключатель то типа ВВ/TEL-10-20/630 УХЛ4

Технические характеристики выключателя:

- номинальное напряжение: $U_H = 10 \text{ кВ}$;
- номинальный ток: $I_H = 630 \text{ А}$;
- ток электродинамической устойчивости: $I_{дин} = 20 \text{ кА}$, $i_{дин} = 52 \text{ кА}$;
- термическая стойкость $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;
- полное время отключения 0,05 с.

Определение теплового импульса производится по формуле (2.10), значение тока короткого замыкания (I'') в максимальном режиме берется из таблицы 2.4, а значение T_A принимается 0,045 [2].

$$B_K = 2,86^2 \times (0,35 + 0,045) = 3,23 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

Расчетные данные и характеристики выключателя сводятся в таблицу 2.8:

Таблица 2.8 – Выбор выключателей в цепи линий 10 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ТИПА: ВВ/TEL-10-20/630 УХЛ4
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} \leq I_n$	$I_{раб.мах} = 75 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 2,86 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 7,28 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 3,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор секционного выключателя в цепи линий 10 кВ

Определение максимального тока для двух секций работающих параллельно производится по формуле (2.13):

$$I_{\max} = \frac{2500}{\sqrt{3} \times 10 \times 0,8} = 180,4 \text{ (А)}$$

По каталогу выбирается выключатель того же типа, как и в подпункте 2.4.1.4.

Определение теплового импульса производится по формуле (2.10), а значение тока короткого замыкания (I'') в максимальном режиме берется из таблицы 2.4.

$$B_K = 2,86^2 \times (0,35 + 0,045) = 3,23 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Расчетные данные и характеристики выключателя сводятся в таблицу 2.9:

Таблица 2.9 – Выбор секционного выключателя в цепи линий 10 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ТИПА: ВВ/TEL-10-20/630 УХЛ4
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} \leq I_n$	$I_{раб.мах} = 180,4 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 2,86 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 7,28 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 3,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.4.2 Выбор разъединителей для цепи 35

Разъединители предназначены для отключения и включения цепей без тока и для создания видимого разрыва цепи в воздухе.

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки – $U_{уст} \leq U_n$;
- по длительному току – $I_{раб.мах} \leq I_n$;
- проверка на электродинамическую прочность - $i_y \leq i_{дин}$;
- на термическую стойкость – $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.

Выбор разъединителей в цепи линий и перемычку на стороне 35 кВ

Используя данные, рассчитанные в пункте 2.4.1 пояснительной записки, по каталогу выбирается разъединитель типа РНД(З)-35/1000 У1 с приводом типа ПР-У1.

Расчетные данные и характеристики разъединителя приводятся в таблице 2.10:

Таблица 2.10 – Выбор разъединителей в цепи линий и секционного выключателя на стороне 35 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ ТИПА: РНД(3)-35/1000 У1
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.маx} \leq I_H$	$I_{раб.маx} = 92,38 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 4,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор разъединителей в цепи трансформатора на стороне 35 кВ

Используя данные, рассчитанные в пункте 2.4.1 пояснительной записки, по каталогу выбирается разъединитель типа РНД(3)-2-35/1000 У1 с приводом типа ПР-У1.

Расчетные данные и характеристики разъединителя приводятся в таблице 2.11:

Таблица 2.11 – Выбор разъединителя в цепи трансформатора на стороне 35 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ ТИПА: РНД(3)-2-35/1000 У1
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{РАБ.МАХ} \leq I_H$	$I_{РАБ.МАХ} = 92,38 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 3,18 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 0,7546 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.4.3 Выбор трансформаторов напряжения для цепи 35 и 10 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки – $U_{уст} \leq U_H$;
- по вторичной нагрузке трансформаторов напряжения – $S_{2\Sigma} \leq S_H$.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения приведена в таблице 2.12.

Полная вторичная нагрузка всех измерительных приборов на трансформатор напряжения рассчитывается по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (2.14)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{21^2 + 39,1^2} = 44,4 \text{ (В} \cdot \text{А)}$$

Таблица 2.12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

Наименование и тип приборов	Потребляемая мощность одной катушки	Число катушек	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вр
Вольтметр Э-335	2 ВА	1	1	0	1	2	-
Ваттметр Д-335	1,5 ВА	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Счетчик реактивной энергии И-676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,7
Автоматизированная система учета	3 Вт	-	0,38	0,925	1	6	14,7
ИТОГО						21	39,1

Выбор трансформаторов напряжения для цепи 35 кВ

Пользуясь таблицей 2.12 пояснительной записки и полной нагрузкой на трансформатор напряжения рассчитанной в пункте 2.4.3, по каталогу выбирается трансформатор напряжения типа ЗНОМ-35-65 У1.

Выбор трансформатора напряжения для цепи 35 кВ приведен в таблице 2.13. Таблица 2.13 – Выбор трансформатора напряжения в цепи 35 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ТИПА: ЗНОМ-35-65 У1
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$S_{2 \Sigma} \leq S_H$	$S_{2 \Sigma} = 44,4 \text{ А}$	$S_H = 150 \text{ ВА}$ в классе 0,5

Выбор трансформаторов напряжения для цепи 10 кВ

Пользуясь таблицей 2.12 пояснительной записки и полной нагрузкой на трансформатор напряжения рассчитанной в пункте 2.4.3, по каталогу выбирается По каталогу выбирается трансформатор напряжения типа НТМИ-10-66У3.

Выбор трансформатора напряжения приведен в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Выбор трансформатора напряжения в цепи 10 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ТИПА: НТМИ-10-66 У3
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$S_{2 \Sigma} \leq S_H$	$S_{2 \Sigma} = 44,4 \text{ ВА}$	$S_H = 120 \text{ ВА}$ в классе 0,5

Выбор предохранителей в цепи трансформаторов напряжения 10 кВ

Условия выбора предохранителей в цепи трансформатора напряжения 10 кВ:

- по напряжению установки - $U_{уст} \leq U_H$;
- по мощности короткого замыкания – $S_{кз} \leq S_{отк.пр.}$,
где $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ, кВА;
 $S_{отк.пр.}$ – предельная мощность отключения предохранителей, кВА.

Мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ определяется по формуле:

$$S_{кз} = \sqrt{3} \times I'' \times U_H, \quad (2.15)$$

$$S_{кз} = \sqrt{3} \times 2,86 \times 10 = 49,53 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}$$

Для защиты трансформаторов напряжения от короткого замыкания со стороны высокого напряжения устанавливаются плавкие предохранители типа ПКТН-10, этот предохранитель обладает предельной мощностью отключения ($S_{отк.пр.}$) 1000 кВА.

$$S_{кз} = 49,53 \text{ кВА} < S_{отк.пр.} = 1000 \text{ кВА}$$

Вывод: Выбранный тип предохранителя выдерживает мощность короткого замыкания, т.к. мощность короткого замыкания меньше мощности отключения предохранителя.

2.4.4 Выбор трансформаторов тока для цепи 35 и 10 кВ

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки – $U_{уст} \leq U_H$;
- по длительному току – $I_{MAX} \leq I_H$;
- на термическую стойкость - $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.

Выбор трансформаторов тока для цепи выключателя трансформатора 35 кВ

По каталогу выбирается трансформатор тока типа ТФЗМ-35М-У1, номинальный ток (I_H) которого равен 100 А.

Расчетные данные и характеристики трансформатора тока приводятся в таблице 2.15:

Таблица 2.15 – Выбор трансформатора тока в цепи выключателя трансформатора 35 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТИПА: ТФЗМ-35М-У1
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{MAX} \leq I_H$	$I_{MAX} = 92,38 \text{ А}$	$I_H = 100 \text{ А}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 36,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор трансформаторов тока для цепи перемычку 35 кВ

По каталогу выбирается трансформатор тока типа ТФЗМ-35М-У1, номинальный ток (I_H) которого равен 100 А.

Расчетные данные и характеристики трансформатора тока приводятся в таблице 2.16:

Таблица 2.16 – Выбор трансформатора тока в цепи секционного выключателя 35 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТИПА: ТФЗМ-35М-У1
$U_{УСТ} \leq U_H$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{МАХ} \leq I_H$	$I_{МАХ} = 92,38 \text{ А}$	$I_H = 100 \text{ А}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 36,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор трансформаторов тока для цепи выключателя трансформатора 10 кВ

По каталогу выбирается трансформатор тока типа ТПК-10, номинальный ток (I_H) которого равен 400 А.

Расчетные данные и характеристики трансформатора тока приводятся в таблице 2.17:

Таблица 2.17 – Выбор трансформатора тока в цепи выключателя трансформатора 10 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТИПА: ТПК-10
$U_{УСТ} \leq U_H$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{МАХ} \leq I_H$	$I_{МАХ} = 323,37 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 3,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор трансформаторов тока для цепи секционного выключателя 10 кВ

По каталогу выбирается трансформатор тока типа ТПК-10, номинальный ток (I_H) которого равен 200 А.

Расчетные данные и характеристики трансформатора тока приводятся в таблице 2.18:

Таблица 2.18 – Выбор трансформатора тока в цепи секционного выключателя 10 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТИПА: ТПК-10
$U_{УСТ} \leq U_H$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{МАХ} \leq I_H$	$I_{МАХ} = 180 \text{ А}$	$I_H = 200 \text{ А}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 3,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 36,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор трансформаторов тока в цепи выключателей линии 10 кВ

Определение длительно допустимого тока производится по формуле (2.13):

$$I_{\max} = \frac{1040}{\sqrt{3} \times 10 \times 0,8} = 75 \quad (A)$$

По каталогу выбирается трансформатор тока типа ТПК-10, номинальный ток (I_H) которого равен 100 А.

Расчетные данные и характеристики трансформатора тока приводятся в таблице 2.19:

Таблица 2.19 – Выбор трансформатора тока в цепи выключателей линии 10 кВ.

УСЛОВИЯ ВЫБОРА	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТИПА: ТПК-10
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} \leq I_H$	$I_{\max} = 75 \text{ А}$	$I_H = 100 \text{ А}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 3,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 23,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.4.5 Выбор шин на сторонах 35 и 10 кВ

Выбор шин на стороне 35 кВ

Выбор гибких шин производится по следующим параметрам:

- проверка по экономической плотности тока;
- проверка по длительно допустимому току;
- проверка гибких шин на схлестывание;
- проверка на термическое действие тока короткого замыкания;
- проверка по условиям коронирования.

Согласно Правил устройства электроустановок, проверка шин по экономической плотности тока в пределах распределительного устройства не производится.

Расчет длительно допустимого тока на стороне 35 кВ производился в пункте 2. пояснительной записки, и он равен $I_{\max} = 92,38 \text{ А}$.

Принимается провод марки АС-70, допустимый ток которого $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$, расчетный диаметр $d = 11,4 \text{ мм}$.

Проверка шин на схлестывание не производится т.к. $I'' = 2,9 \text{ кА} < I'' = 50 \text{ кА}$ (по условию Правил устройства электроустановок, п. 1.4).

Согласно Правил устройства электроустановок (п. 1.4) проверка шин на термическое действие тока короткого замыкания не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка шин по условиям коронирования производится по условию:

$$1,07 \times E \leq 0,9 \times E_0 \quad (2.16)$$

где E – рабочая напряженность электрического поля, кВ/см;
 E_0 – начальная напряженность электрического поля, кВ/см.

Рабочая напряженность электрического поля определяется по формуле:

$$E = \frac{0,354 \times U_{\text{л}}}{r_0 \times \lg\left(\frac{D_{\text{CP}}}{r_0}\right)}, \quad (2.17)$$

где $U_{\text{л}}$ – линейное напряжение, кВ;

D_{CP} – среднегеометрическое расстояние между проводами, см, принимается равным 100 см;

r_0 – радиус провода, см.

Определение линейного напряжения производится по формуле:

$$U_{\text{л}} = U_{\phi} \times \sqrt{3}, \text{ кВ} \quad (2.18)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, кВ.

$$U_{\text{л}} = 35 \times \sqrt{3} = 60,55 \text{ (кВ)}$$

Определение радиуса провода производится по формуле:

$$r_0 = \frac{d}{2}, \quad (2.19)$$

где r_0 – радиус провода, см;

d – диаметр провода, см.

$$r_0 = \frac{11,4 \times 10^{-1}}{2} = 0,57 \text{ (см)}$$

Полученные значения подставляются в формулу (2.17):

$$E = \frac{0,354 \times 60,55}{0,57 \times \lg\left(\frac{100}{0,57}\right)} = 16,7 \text{ (кВ/см)}$$

Начальная напряженность электрического поля определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \times m \times \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (2.20)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимается для многопроволочных проводов равным 0,82[3].

$$E_0 = 30,3 \times 0,82 \times \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}}\right) = 34,75 \text{ (кВ/см)}$$

Полученные результаты E и E_0 подставляются в неравенство (2.16):

$$1,07 \times 16,7 \leq 0,9 \times 34,75$$

$$17,9 \leq 31,3$$

Вывод: выбранная марка провода по условиям короны подходит.

Выбор шин в цепи трансформатора на стороне 10 кВ

Согласно Правил устройства электроустановок, п. 1.3.28 сборные шины и ошиновки в пределах распределительного устройства по экономической плотности тока

не проверяются, поэтому выбор производится по допустимому току, рассчитанному в пункте 2.4.1 пояснительной записки и равен 323,37 А.

По каталогу принимаются шины прямоугольного сечения (60×6) мм, допустимый ток ($I_{доп}$) которых равен 870 А, сечение 360 мм².

Минимальное сечение шин по условию термической стойкости определяется по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (2.21)$$

где q_{\min} – минимальное сечение шин, мм²;

C – коэффициент для алюминия, равный 91 [4].

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{3,23 \times 10^6}}{91} = 19,75 \text{ (мм}^2\text{)}$$

что меньше принятого сечения 360 мм², следовательно шины термически стойки.

Проверка шин на механическую прочность:

Наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{i_y^2}{a}, \quad (2.22)$$

где $f^{(3)}$ – наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании, Н/м;

a – наименьшее расстояние между фазами, м, принимается для напряжения 10 кВ равным 0,22 м.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{(7,28 \times 10^3)^2}{0,22} = 41,68 \text{ (Н / м)}$$

Определение напряжения в материале при воздействии на него изгибающего момента производится по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (2.23)$$

где $\sigma_{расч}$ – напряжение в материале при воздействии на него изгибающего момента, МПа;

M – изгибающий момент, Н×м;

W – момент сопротивления шины, см³.

Определение изгибающего момента производится по формуле:

$$M = \frac{f^{(3)} \times \ell^2}{10}, \quad (2.24)$$

где ℓ – пролет между изоляторами, м.

Пролет между изоляторами определяется при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц и рассчитывается по формуле:

$$\ell^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{\tau}{S}}, \quad (2.25)$$

где τ – момент инерции, см^4 ;

S – площадь поперечного сечения шины, см^2 .

Момент инерции определяется по формуле:

$$\tau = \frac{b \times h^3}{12}, \quad (2.26)$$

где τ – момент инерции, см^4 ;

b – высота шины, мм;

h – ширина шины, мм.

$$\tau = \frac{6 \times 10^{-1} \times (60 \times 10^{-1})^3}{12} = 10,8 \text{ (см}^4\text{)}$$

Полученное значение момента инерции подставляется в формулу (2.25):

$$\ell^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{10,8}{0,6 \times 6}} = 1,5 \text{ (м)}$$
$$\ell \leq \sqrt{1,5} = 1,23 \text{ (м)}$$

Полученное значение пролета между изоляторами подставляется в формулу (2.24):

$$M = \frac{41,68 \times 1,23^2}{10} = 6,3 \text{ (Н} \times \text{м)}$$

Момент сопротивления шины определяется по формуле:

$$W = \frac{b \times h^2}{6}, \quad (2.27)$$
$$W = \frac{6 \times 10^{-1} \times (60 \times 10^{-1})^2}{6} = 3,6 \text{ (см}^3\text{)}$$

Значения пролета между изоляторами и момент инерции шины подставляются в формулу (2.23):

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} = \frac{6,3}{3,6} = 1,75 \text{ (МПа)}$$

Для алюминия марки АД0 допустимое напряжение в материале 40 МПа.

$\sigma_{\text{доп}} =$

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} = 1,75 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$$

Вывод: т.к. расчетное напряжение в материале меньше допустимого значит, шины механически прочны.

2.4.6 Выбор опорных изоляторов в цепи трансформатора на стороне 10 кВ

Условия выбора опорных изоляторов:

- по напряжению установки – $U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{Н}}$;
- по разрушающему усилию – $F_{\text{РАСЧ}} < F_{\text{ДОП}}$.

Расчетная разрушающая сила определяется по формуле:

$$F_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \times \frac{i_{\text{У}}^2}{a} \times \ell \times 10^{-7}, \quad (2.28)$$

где $F_{\text{РАСЧ}}$ – расчетная разрушающая сила, Н.

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \times \frac{(7,28 \times 10^3)^2}{0,22} \times 1,23 \times 10^{-7} = 51,32 \text{ (H)}$$

Допустимая разрушающая сила определяется по формуле:

$$F_{ДОП} = 0,6 \times F_{РАЗР}, \quad (2.29)$$

где $F_{ДОП}$ – допустимая разрушающая сила, Н.

$F_{РАЗР}$ – разрушающая сила, Н

По каталогу выбирается опорный изолятор типа ОНС-10-2000 УЗ, $F_{РАЗР} = 2000$ Н.

$$F_{ДОП} = 0,6 \times 2000 = 1200 \text{ (H)}$$

$$F_{РАСЧ} = 51,32 \text{ (H)} < F_{ДОП} = 1200 \text{ (H)}$$

Вывод: опорный изолятор выбранного типа механически прочен.

2.4.7 Выбор проходных изоляторов на стороне 10 кВ

Условия выбора опорных изоляторов:

- по напряжению установки – $U_{УСТ} \leq U_N$;
- по длительному току – $I_{МАХ} \leq I_N$;
- по разрушающему усилию – $F_{РАСЧ} < F_{ДОП}$.

Расчетная разрушающая сила проходного изолятора определяется по формуле:

$$F_{РАСЧ} = 0,5 \times f^{(3)} \times \ell \quad (2.30)$$

$$F_{РАСЧ} = 0,5 \times 41,68 \times 1,23 = 25,63 \text{ (H)}$$

По каталогу выбирается проходной изолятор типа ИП-10/630-750 ПУ, $F_{РАЗР} = 750$ Н [3].

Определение допустимой разрушающей силы производится по формуле (2.29):

$$F_{ДОП} = 0,6 \times 750 = 450 \text{ (H)}$$

$$F_{РАСЧ} = 25,63 \text{ (H)} < F_{ДОП} = 450 \text{ (H)}$$

Вывод: выбранный тип проходного изолятора механически прочен, т.к. расчетная разрушающая сила меньше допустимой.

2.5 Выбор рода оперативного тока

При выборе рода оперативного тока необходимо учитывать два фактора:

- схему подстанции;
 - релейную защиту и автоматику подстанции.
- В настоящее время применяются следующие виды оперативного тока:
- постоянный;
 - выпрямленный;
 - переменный.

Применение постоянного оперативного тока, требующее установки дорогостоящих аккумуляторных батарей, увеличивает стоимость сооружения, эксплуатационные расходы, вызывает необходимость сооружения разветвленной сети. Но

в связи с тем, что на стороне 10 кВ имеется потребитель I категории (Еркиндаринская птицефабрика), применение постоянного оперативного тока является необходимым для обеспечения надежного и бесперебойного питания схем релейной защиты и автоматики.

Принимается аккумуляторная батарея типа СК-2, состоящая из 108 элементов.

2.6 Расчет заземляющего устройства

Заземляющее устройство подстанции имеет площадь $30 \times 30 \text{ м}^2$ при удельном сопротивлении 40 Ом. Естественные заземлители отсутствуют. В качестве искусственного заземлителя применяют вертикальные и горизонтальные заземлители.

Вертикальные заземлители – сталь круглая диаметром 22 мм, длиной 5 метров.

Заземлитель горизонтальный выполнен из стальной полосы 30×4 .

Расстояние между уголками 5 м, глубина заложения проводника от поверхности земли 0,7 м.

Климатическая зона II, нормируемое сопротивление заземляющего устройства:

$R_{з.н.} = 0,5 \text{ Ом}$ [2].

Согласно Правил устройства электроустановок, допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта $\rho_{гр}$ равно:

$$R_з = \frac{\rho_{гр}}{100} \times R_{з.н.}, \quad (2.31)$$

где $R_з$ – допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом;

$\rho_{гр}$ – удельное сопротивление грунта;

$R_{з.н.}$ – нормируемое сопротивление заземляющего устройства, Ом.

$$R_з = \frac{40}{100} \times 0,5 = 0,2 \text{ Ом}$$

Определение сопротивления растекания вертикального заземлителя производится по формуле:

$$R_B = \frac{0,366 \times \rho_{расч.в.}}{L} \times \left(\lg \frac{2L}{d} + 0,5 \lg \frac{4t' + L}{4t' - L} \right) \quad (2.32)$$

где R_B – сопротивления растекания вертикального заземлителя, Ом;

L – длина заземлителя, м;

d – диаметр поперечного сечения, м;

$\rho_{расч.в.}$ – расчетное удельное сопротивления вертикального заземлителя, Ом · м;

t' – расчетная (условная) глубина заложения проводника, м.

Определение расчетной (условной) глубины заложения проводника:

$$t' = t \times \frac{d}{0,01} \quad (2.33)$$

$$t' = 0,7 \times \frac{0,022}{0,01} = 3,14 \text{ (м)}$$

Определение удельного сопротивления вертикального заземлителя:

$$\rho_{РАСЧ В} = \rho_{ГР} \times K_C, \quad (2.34)$$

где K_C – коэффициент сезонности для вертикальных электродов принимается равным 1,7 [2].

$$\rho_{РАСЧ В} = 40 \times 1,7 = 68 \quad (Ом \cdot м)$$

Полученное значение подставляется в формулу (2.32):

$$R_B = \frac{0,366 \times 68}{5} \times \left(\lg \frac{2 \times 5}{0,022} + 0,5 \lg \frac{4 \times 3,14 + 5}{4 \times 3,14 - 5} \right) = 14,1 \quad (Ом)$$

Определение количества вертикальных заземлителей производится по формуле:

$$n_B = \frac{R_B}{R_3 \times \eta_B}, \quad (2.35)$$

где n – количество вертикальных заземлителей, шт.;

η_B – коэффициент использования вертикальных заземлителей с учетом интерполяции, принимается равным 0,6.

$$n_B = \frac{14,1}{0,2 \times 0,6} = 117,5 \quad (шт)$$

Принимается $n_B = 118$ шт.

Определение длины горизонтальных заземлителей производится по формуле:

$$L_{Г} = 1,05 \times n_B \times a, \quad (2.36)$$

где $L_{Г}$ – длина горизонтальных заземлителей, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м.

$$L_{Г} = 1,05 \times 118 \times 5 = 619,5 \quad (м)$$

Определение сопротивления растекания горизонтального заземлителя производится по формуле:

$$R_{Г} = \frac{0,366 \times \rho_{РАСЧ Г}}{L_{Г}} \times \lg \frac{L_{Г}^2}{d \times t}, \quad (2.37)$$

где $R_{Г}$ – сопротивления растекания горизонтального заземлителя, Ом;
 $\rho_{расч Г}$ – расчетное удельное сопротивления вертикального заземлителя, Ом · м;

d – диаметр поперечного сечения, м;

$$\rho_{РАСЧ Г} = \rho_{РАСЧ} \times K_C, \quad (2.38)$$

где K_C – коэффициент сезонности для горизонтальной полосы принимается равным 4 для II климатической зоны [2].

$$\begin{aligned} \rho_{РАСЧ Г} &= 40 \times 4 = 160 \quad (Ом \cdot м) \\ d &= 0,5 \times b, \end{aligned} \quad (2.39)$$

где b – ширина полосы проводника, м.

$$\begin{aligned} d &= 0,5 \times 30 = 15 \quad (м) \\ R_{Г} &= \frac{0,366 \times 160}{619,5} \times \lg \frac{619,5^2}{30 \times 0,7} = 0,4 \quad (Ом) \end{aligned}$$

Определение действительного сопротивления растекания горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования производится по формуле:

$$R_{\Gamma}' = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} \text{ Ом} \quad (2.40)$$

где R_{Γ} – сопротивления растекания горизонтального заземлителя, Ом;
 η_{Γ} – коэффициент использования горизонтальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя, принимается равным 0,2.

$$R_{\Gamma}' = \frac{0,4}{0,2} = 2 \text{ (Ом)}$$

Определение сопротивления растекания заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя производится по формуле:

$$R_B' = \frac{(R_{\Gamma}' \times R_3)}{(R_{\Gamma}' - R_3)} \text{ Ом} \quad (2.41)$$

$$R_B' = \frac{(2 \times 0,2)}{(2 - 0,2)} = 0,22 \text{ (Ом)}$$

Определение уточненного количества вертикальных заземлителей производится по формуле:

$$n_B = \frac{R_B}{R_B' \times \eta_B}, \text{ шт} \quad (2.42)$$

$$n_B = \frac{14,1}{0,22 \times 0,6} = 106,8 \text{ (шт)}$$

Принимается $n_B = 107$ шт.

3 ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Определение основных показателей использования производственной мощности подстанции

Основными показателями являются:

- установленная мощность подстанции ($N_y^{п/ст}$);
- рабочая мощность подстанции ($N_{раб}^{п/ст}$);
- длительность времени эксплуатационной готовности подстанции ($T_{гот}^{п/ст}$);
- предполагаемое фактическое время работы подстанции ($T_{ф}^{п/ст}$);
- фактическая передача электроэнергии подстанцией за год ($W_{ф}^{п/ст}$);
- коэффициент экстенсивного использования мощности подстанции ($K_{э}^{п/ст}$);
- коэффициент интенсивного использования мощности подстанции ($K_{и}^{п/ст}$).

Определение установленной мощности подстанции

Она определяется по формуле:

$$N_y^{п/ст} = \sum_1^i N_H^i, \quad (3.1)$$

где $N_y^{п/ст}$ – установленная мощность подстанции, МВА;

N_H – номинальная мощность трансформатора, МВА;

i – количество трансформаторов (по условию 2 шт.).

$$N_y^{п/ст} = 4 + 4 = 8 \text{ (МВА)}$$

Определение рабочей мощности подстанции

Она определяется по формуле:

$$N_{РАБ}^{п/ст} = K \times N_y^{п/ст}, \quad (3.2)$$

где $N_{РАБ}^{п/ст}$ – рабочая мощность подстанции, МВА;

K – коэффициент мощности, которую подстанция может развивать в фактических условиях, принимается равным 0,88 [3].

$$N_{РАБ}^{п/ст} = 0,88 \times 8 = 7,04 \text{ (МВА)}$$

Определение длительности времени эксплуатационной готовности подстанции

Она определяется по формуле:

$$T_{ГОТ}^{п/ст} = T_K - T_{РЕМ}, \quad (3.3)$$

где $T_{ГОТ}^{п/ст}$ – длительность времени эксплуатационной готовности подстанции, час;

T_K – календарное годовое время равное 8760 часов;

$T_{РЕМ}$ – время ремонта, час, принимается равным 7 дней, т.е. 168 часов.

$$T_{ГОТ}^{П/СТ} = 8760 - 168 = 8592 \text{ час}$$

Расчет предполагаемого фактического времени работы подстанции

Оно определяется по формуле:

$$T_{\Phi}^{П/СТ} = K_{\Phi} \times T_{ГОТ}^{П/СТ}, \quad (3.4)$$

где $T_{ГОТ}^{П/СТ}$ – предполагаемое фактическое время работы подстанции, час;

K_{Φ} – коэффициент предполагаемого фактического времени работы подстанции, принимается равным 0,68 [3].

$$T_{\Phi}^{П/СТ} = 0,68 \times 8592 = 5842,56 \text{ (час)}$$

Определение фактической передачи электроэнергии подстанцией за год

Она определяется по формуле:

$$W_{\Phi}^{П/СТ} = T_{\Phi}^{П/СТ} \times N_{РАБ}^{П/СТ}, \quad (3.5)$$

$$W_{\Phi}^{П/СТ} = 5842,56 \times 7,04 = 41131,62 \text{ (МВА} \times \text{час)}$$

Определение коэффициента экстенсивного использования мощности подстанции

Он определяется по формуле:

$$K_{\mathcal{E}}^{П/СТ} = \frac{T_{\Phi}^{П/СТ}}{T_{К}} \quad (3.6)$$

$$K_{\mathcal{E}}^{П/СТ} = \frac{5842,56}{8760} = 0,67$$

Определение коэффициента интенсивного использования мощности подстанции

Он определяется по формуле:

$$K_{И}^{П/СТ} = \frac{W_{\Phi}^{П/СТ}}{N_{У}^{П/СТ} \times T_{\Phi}^{П/СТ}} \quad (3.7)$$

$$K_{И}^{П/СТ} = \frac{41131,62}{8 \times 5842,56} = 0,88$$

Результаты расчетов показателей использования производственной мощности подстанции приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Показатели использования мощностей подстанции.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ	ВЕЛИЧИНА
Установленная мощность	МВА	8
Рабочая мощность	МВА	7,04
Время готовности	час	8592
Время работы	час	5842,56
Фактическая передача электроэнергии	МВА×час	41131,62
Коэффициент экстенсивного использования мощности	-	0,67
Коэффициент интенсивного использования мощности	-	0,88

4. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ОБЪЕКТА

4.1 Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты по базовому и по проектному вариантам рассчитываются в таблицы 4.1. и 4.2.

Таблицы 4.1 – Сводная ведомость оборудования подстанции 35/10 «Еркиндарья»
(существующий вариант – базовый)

Наименование оборудования	Тип	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. у.е.	Всего, тыс. у.е.
Трансформаторы	ТМН-1600/35	1	918, 0	918
	ТМН-2500/35	1	1012,0	1012
Разъединитель	РДЗ-1-35/1000УХЛ1	6	105,0	630
	РДЗ-2-35/1000УХЛ1	2	145,0	290,0
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2	84,0	168
Трансформатор тока	ТЛМ-10-600/5	6	3,19	19,14
	ТЛМ-10-200/5	8	3,19	25,52
	ТЛМ-10-150/5	8	3,19	25,52
	ТЛМ-10-100/5	4	3,19	12,76
Комплектная трансформаторная подстанция	КТП-63-81	2	223, 47	446,94
Выключатель	ВК-10-20/1000У2	3	63,2	189,6
	ВК-10-20/630У2	10	62,8	628
	ВТ-35-800-12,5У1	2	740,0	1480
Разрядник	РВС-35	6	11,625	69,75
	РВО-10	12	1,365	16,38
Прочие	-----	1 комп.	120,0	120
Итого:				5761

Таблицы 4.2 – Сводная ведомость оборудования подстанции 35/10 «Еркиндарья»
(проектный вариант – проект)

Наименование оборудования	Тип	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. у.е.	Всего, тыс. у.е.
Трансформатор	ТМН-4000/35	2	1118,0	2236
Разъединитель	РНД(З)-35/1000У1	6	98,0	588
Разъединитель	РНД(З)-2-35/1000У1	2	137,0	274
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2	22,464	44,928
	ЗНОМ-35-65У1	2	100,0	200
Трансформатор тока	ТПК-10-600/5	2	3,19	6,38
	ТПК-10-300/5	4	3,19	12,76
	ТПК-10-200/5	20	3,19	63,8
	ТФЗМ-35М-У1	12	200,0	2400
Комплексная трансформаторная подстанция	КТП-63-81	2	223, 47	446,94
Выключатель	ВВ/TEL-10-20/630 УХЛ2	11	48,428	532,708
	ВВ/TEL-10-20/1000 УХЛ2	2	50,244	100,488
	ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1	2	820,0	2460
Разрядник	РВС-35	6	11,625	69,75
	РВО-10	12	1,365	16,38
Прочие	-----	1 комп.	60,0	60
Итого:				8692,13

Расчет издержек на передачу электроэнергии

Издержки на передачу электроэнергии определяются по формуле:

$$I_{\Pi}^i = I_{AM}^i + I_{PE}^i + I_{3П}^i + I_{ПР}^i, \quad (7.1)$$

где I_{Π} – полные издержки на передачу электроэнергии, тыс. у.е.;

I_{AM} – издержки на амортизацию основных фондов, тыс. у.е.;

I_{PE} – издержки на ремонт и эксплуатацию, тыс. у.е.;

$I_{3П}$ – издержки на заработную плату, тыс. у.е.;

$I_{ПР}$ – прочие издержки, тыс. у.е.;

i – номер варианта (1 – базовый; 2 - проектный).

Расчет издержек на амортизацию основных фондов

Эти издержки в процентном соотношении от стоимости основных фондов, которые равны капитальным вложениям определяются по формуле:

$$I_{AM}^i = \frac{H_{AM} \times K^i}{100\%}, \quad (7.2)$$

где H_{AM} – норма амортизационных отчислений, %, принимается равной 7%;

K^i – стоимость основных фондов по вариантам, тыс. у.е., принимается из таблиц 7.1 и 7.2.

$$I_{AM}^1 = \frac{7 \times 6051,61}{100} = 423,61 \quad (\text{тыс.у.е})$$
$$I_{AM}^2 = \frac{7 \times 8692,13}{100} = 608,45 \quad (\text{тыс.у.е})$$

Расчет издержек на ремонт и эксплуатацию

Эти издержки определяются по формуле:

$$I_{РиЭ}^i = \frac{H_{РиЭ}^i \times K^i}{100\%}, \quad (7.3)$$

где $H_{РиЭ}$ – норма отчислений на ремонт и эксплуатацию, %, принимается равной $H_{РиЭ}^1 = 3,5\%$, $H_{РиЭ}^2 = 1\%$;

$$I_{РиЭ}^1 = \frac{3,5 \times 6051,61}{100} = 211,8 \quad (\text{тыс.у.е})$$
$$I_{РиЭ}^2 = \frac{1 \times 8692,13}{100} = 86,92 \quad (\text{тыс.у.е})$$

Расчет издержек на заработную плату

Эти издержки определяются, исходя из штатного расписания по обоим вариантам, по формуле:

$$I_{ЗП}^i = (ЗП_{осн}^i + ЗП_{доп}) \times K_{соц}, \quad (7.4)$$

где $ЗП_{доп}$ – дополнительная заработная плата персонала на оплату отпусков, тыс.у.е.,

принимается равной 12% от основной заработной платы;

$K_{соц}$ – социальный коэффициент, предусматривающий отчисления в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд медицинского страхования, принимается равным 1,38;

$ЗП_{осн}$ – основная заработная плата персонала, тыс. у.е., которая определяется по формуле:

$$ЗП_{осн}^i = \frac{P_n^i \times 11 \times ЗП^{cp}}{1000}, \text{ тыс. у.е} \quad (7.5)$$

где 11 – количество рабочих месяцев в году;

$ЗП^{cp}$ – средняя заработная плата работника за месяц, у.е, принимается равной

6000у.е.;

P_n^i – условная численность персонала подстанции, принимается равной $P_n^1 = 6$

человек, $P_n^2 = 3$ человека.

$$ЗП_{осн}^1 = \frac{6 \times 11 \times 6000}{1000} = 396 \text{ (тыс.у.е)}$$

$$ЗП_{осн}^2 = \frac{3 \times 11 \times 6000}{1000} = 198 \text{ (тыс.у.е)}$$

Полученные данные подставляются формулу 7.4:

$$I_{ЗП}^i = (396 + 47,52) \times 1,38 = 612,1 \text{ (тыс.у.е)}$$

$$I_{ЗП}^i = (198 + 23,76) \times 1,38 = 306,03 \text{ (тыс.у.е)}$$

Расчет прочих издержек

Эти издержки включают в себя общеподстанционные накладные расходы, которые определяются по формуле:

$$I_{ПП}^i = \frac{H_{ПП}^i \times I_{ЗП}^i}{100\%}, \quad (7.6)$$

где $H_{ПП}^i$ – норма прочих издержек, %, принимается равной $H_{ПП}^1 = 5\%$, $H_{ПП}^2 = 3,6\%$;

$$I_{ПП}^1 = \frac{5 \times 612,1}{100} = 30,6 \text{ (тыс.у.е)}$$

$$I_{ПП}^2 = \frac{3,6 \times 306,03}{100} = 11,02 \text{ (тыс.у.е)}$$

Результаты расчетов затрат на передачу электроэнергии выведены в таблицу 4.3

Таблица 4.3 – Смета затрат на передачу электроэнергии на подстанции 35/10 «Еркиндарья»

Наименование издержек	Сумма издержек, тыс. у.е.	
	База С ₁	Проект С ₂
Издержки на амортизацию основных фондов	423,61	608,45
Издержки на ремонт и эксплуатацию	211,8	86,92
Издержки на заработную плату	612,1	306,03
Прочие издержки	30,6	11,02
Итого:	1278,11	1012,4

4.2 Выбор и расчет показаний экономической эффективности модернизации подстанции «Еркиндарья»

Определение коэффициента приведения капитальных вложений к ежегодным затратам

$$E(r; T_{\text{Э}}) \quad (7.7)$$

где r – реальная процентная ставка, %;
 $T_{\text{Э}}$ – экономический срок службы, год.

Определение реальной процентной ставки по формуле:

$$r = \frac{n_r - b}{1 + b} \times 100, \% \quad (7.8)$$

где n_r – номинальная процентная ставка, %, принимается равной 16 %;
 b – уровень инфляции, %, принимается равной 10 %.

$$r = \frac{0,16 - 0,1}{1 + 0,1} \times 100 = 5,5 \%$$

Коэффициент E для экономического срока службы $T_{\text{Э}} = 15$ лет:

$$E = \frac{0,0922 + 0,09895}{2} = 0,095$$

Расчет приведенных затрат по сравниваемым вариантам передачи электроэнергии

Они определяются по формуле:

$$Z^i = C_i + E \times K_i, \text{ тыс.руб} \quad (7.9)$$

Для $T_{\text{Э}} = 15$ лет:

$$Z^1 = 1278,11 + 0,095 \times 6051,61 = 1853,01 \text{ тыс.руб}$$

$$Z^2 = 1012,4 + 0,095 \times 8692,13 = 1838,15 \text{ (тыс.руб)}$$

Вывод: так как приведенные затраты по проектному варианту меньше, чем по базовому, то проектируемый вариант считается выгодным.

Расчет условной годовой экономии

Условная годовая экономия от внедрения предполагаемого варианта передачи электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$\text{Э}_{\text{УС}} = Z^1 - Z^2, \text{ тыс.руб} \quad (7.10)$$

Для $T_{\text{Э}} = 15$ лет:

$$\text{Э}_{\text{УС}} = 1853,01 - 1838,15 = 14,86 \text{ тыс.руб}$$

Обоснование экономической эффективности нового проекта

Условная годовая экономия, для экономического срока службы 15 лет - 14,86 тыс. у.е, получилась за счет внедрения новой техники (вакуумные и элегазовые выключатели), которые в отличие от существующих масляных выключателей, требуют меньше затрат, что позволило снизить себестоимость передачи электроэнергии по следующим статьям:

- Издержки на ремонт и эксплуатацию – их экономия получилась за счет внедрения новых вакуумных выключателей, которые не требуют ремонта в течении 20 лет, что позволяет снизить эти затраты. Внедрение элегазовых выключателей, которые не требуют частого ремонта в отличие от масляных выключателей, что также позволило снизить эти затраты;
- Издержки на заработную плату – их экономия получилась за счет уменьшения численности ремонтного персонала реконструируемой подстанции, т.к. внедряемое оборудование требует меньшего количества рабочего персонала, что позволило снизить эти затраты;
- Прочие издержки – их уменьшение получилось в результате снижения отчислений на заработную плату и охрану труда, т.к. меньше количество рабочего персонала требует меньших затрат, а также отчислений на охрану окружающей среды, т.к. данные выключатели экологически безопасны по сравнению с масляными.

5 ОХРАНА ТРУДА И БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЛЮДЕЙ

В подразделе 5.1 приведены сведения, связанные с поражающим фактором электрического тока на организм человека, использованием защитных средств и устройств в целях безопасной эксплуатации электротехнических установок.

Основные понятия и определения

Электробезопасностью в соответствии с ГОСТ 12.1.009-76 называется система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

К поражению электрическим током может привести прикосновение человека к токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением. Поражение проявляется в парализующем и разрушительном воздействии тока на внешние и внутренние органы – кожный покров, мышцы, органы дыхания, сердце, нервную систему.

Степень поражения током зависит от ряда факторов, в том числе от величины сопротивления человеческого тела. Это сопротивление зависит от толщины и состояния кожного покрова, его влажности или сухости, состояния здоровья человека, длительности прохождения тока, вида одежды и обуви и т.д. В зависимости от перечисленных обстоятельств оно изменяется в весьма широких пределах от 500 до 100000 Ом. При расчетах сопротивление принимают равным 1000 Ом при напряжении прикосновением 50 В.

Степень поражения зависит от длительности прохождения тока через организм или участок тела человека. Наибольшим сопротивлением обладает кожа человека. Вместе с тем, протекание тока через нее приводит к ее обугливанию и последующему резкому снижению общего электрического сопротивления тела и нарастанию тока, вызывающего тепловое разрушение внутренних органов.

Человек ощущает ток величиной в 0,005 А. Ток величиной в 0,05 А считается опасным для жизни, а ток в 0,1 А – смертельным. Величина тока, протекающего через организм, зависит также от напряжения прикосновения.

Напряжением прикосновения называется величина, соответствующая разности потенциалов между двумя точками в цепи тока, которых одновременно может коснуться человек [1].

Допустимые величины напряжения прикосновения и тока в аварийных режимах электроустановок, проходящего через человека, при длительности воздействия тока не более 1 с определяются из таблицы 5.1.

Таблица 5.1 – Допустимые величины напряжений и токов прикосновения.

Вид тока	Частота, Гц	Напряжение, В	Ток, мА
Переменный ток	50	36	6
Переменный ток	400	36	8
Переменный ток	0	40	15

Основные технические и организационные мероприятия по безопасному проведению работ в действующих электроустановках

В соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок и ГОСТ 12.1.019-79 для защиты персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям электрооборудования предусмотрены следующие основные **технические меры**:

- Ограждение токоведущих частей;
- Применение блокировок электрических аппаратов;
- Установка в РУ заземляющих разъединителей;
- Устройство защитного отключения электроустановок;
- Заземление или зануление электроустановок;
- Выравнивание электрических потенциалов на поверхности пола (земли) в зоне обслуживания электроустановок;
- Применение разделяющих трансформаторов, применение малых напряжений;
- Применение устройств предупредительной сигнализации;
- Защита персонала от воздействия электромагнитных полей;
- Использование коллективных и индивидуальных средств защиты;
- Выполнение требований **системы стандартов безопасности труда** (в дальнейшем ССБТ)

Работы, проводимые в действующих электроустановках, делятся на следующие категории:

- Проводимые при полном снятии напряжения;
- Проводимые с частично снятым напряжением;
- Без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях;
- Без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением [1].

К техническим мероприятиям, выполняемым для обеспечения безопасного ведения работ с полным или частичным снятием в установках до 1000 В относятся:

- Отключение всех силовых и других трансформаторов со стороны высшего и низшего напряжения с созданием видимого разрыва цепей;
- Наложение переносных заземлений. При их отсутствии – принятие дополнительных мер: снятие предохранителей, отключение концов питающих линий, применение изолирующих накладок в рубильниках, и в автоматах и другие;
- Проверка отсутствия напряжения указателем напряжения, который предварительно должен быть проверен путем приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Проверка осуществляется в диэлектрических перчатках. Применение контрольных ламп разрешается при линейном напряжении до 220 В.

К техническим мерам, обеспечивающим безопасность работ *без снятия напряжения* относятся:

- Расположение рабочего места электромонтера таким образом, чтобы токоведущие части, находящиеся под напряжением, были либо перед ним, либо с одной стороны;
- Использование защитных средств;
- Использование глухой, чистой и сухой спецодежды с длинными застегивающимися рукавами и головного убора.

Организационные меры для обеспечения безопасности работ – это выполнение работ в электроустановках *по наряду, распоряжению, в порядке текущей эксплуатации.*

1. **Работа по наряду.** Наряд – это письменное задание, определяющее место, время начала и завершения работ, условия их безопасного ведения, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность работ. Наряд выполняется на бланке установленной формы. По наряду выполняются следующие работы:
 - С полным снятием напряжения;
 - С частичным снятием напряжения;
 - Без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением.
2. **Работы по распоряжению.** Распоряжение – это задание на работу в электроустановках, записанное в оперативном журнале. Распоряжение имеет разовый характер, выдается на одну работу и действует на одну смену или в течение часа. По распоряжению выполняются работы:
 - Без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, продолжительностью не более одной смены (уборка помещений

закрытых РУ, ремонт осветительной аппаратуры и замена ламп, уход за щеточно-коллекторными узлами электрических машин и др.);

- Внеплановые кратковременные и небольшие по объему (до 1 часа), вызванные производственной необходимостью, с полным или частичным снятием напряжения, а также без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением (работы на кожухах электрооборудования, измерения токоизмерительными клещами, смена предохранителей до 1000 В, проверка нагрева контактов штангой, определение места вибрации шин штангой, фазировка, контроль изоляторов штангой. Эти работы выполняются не менее чем двумя рабочими в течение не более 1 часа);
 - Некоторые виды работ с частичным или полным снятием напряжения в установках до 1000 В продолжительностью не более одной смены (ремонт магнитных пускателей, пусковых кнопок, автоматических выключателей, контакторов, рубильников и прочей подобной аппаратуры, установленной вне щитов и сборок; ремонт отдельных электроприемников; ремонт отдельно расположенных блоков управления и магнитных станций, смена предохранителей и другие. Работы выполняются двумя рабочими);
3. **В порядке текущей эксплуатации** выполняют работы по специальному перечню с последующей записью в оперативный журнал: все виды работ по распоряжению, обслуживание наружного и внешнего освещения с уведомлением оперативного персонала о времени и месте работы [5].

Одно из главных мероприятий по охране труда и безопасности жизнедеятельности человека, предусмотренным настоящим проектом, это замена масляных выключателей 10 кВ и 35 кВ на вакуумные выключатели 10 кВ и элегазовые выключатели 35 кВ, так как одно из преимуществ вакуумных и элегазовых выключателей полная взрыво- и пожаробезопасность [6].

6 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Производственная деятельность открытого акционерного общества ГАК «Узбекэнерго» ведется в полном соответствии республиканскими нормативными актами, регламентирующими использование природных ресурсов и охрану окружающей среды. Для исключения технологических отказов с экологическими последствиями во всех Филиалах энергосистемы составлены планы текущих и перспективных мероприятий по оздоровлению окружающей среды.

К сожалению, пока не удастся преодолеть трудности, возникающие при обращении с отработанными маслами. Во-первых, поспешно списывается в класс «отходы» то, что может быть как «материалы повторного использования» - и этим сразу продолжается проблема платы за их хранение на территории предприятия. Во-вторых, ради формального занижения стоимости ремонтов завышается остаточная стоимость отработанных масел. Проще всего было бы передать (продать) отработку котельным, работающим на мазуте [7].

В соответствии с 4.2.70 Правил устройства электроустановок для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара при повреждении трансформаторов выполняются сооружения маслоприемников, закрытого маслоотвода и закрытого маслоуловителя [1].

Одно из преимуществ элегазовых и вакуумных выключателей, предусмотренных настоящим проектом, по сравнению с масляными выключателями – это отсутствие необходимости в замене и пополнении дугогасящей среды и масляного хозяйства, а также чистота, полная биологическая безопасность для окружающей среды с отсутствием электрических и магнитных полей, низким уровнем шума [6].

Претензий к открытому акционерному обществу ГАК «Узбекэнерго» со стороны природоохранных надзорных органов в части нарушения природоохранного законодательства за последние годы не было [7].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью дипломного проекта была модернизация подстанции «Еркиндарья». В результате модернизации произведена замена морально и физически устаревшего оборудования, замена силовых трансформаторов ТМН-1600/35 кВ и ТМН- 2500/35 кВ на силовые трансформаторы большей мощности ТМН-4000/35 кВ.

Результаты расчетов основных показателей использования мощностей подстанции «Еркиндарья» получились следующие:

- Рабочая мощность подстанции – 7,04 МВА;
- Коэффициент интенсивного использования мощностей – 0,88;
- Фактическая предполагаемая передача электроэнергии – 41131,62МВА · час

Условная годовая экономия для экономического срока службы 15 лет - 14,86 тыс. у.е, получилась за счет внедрения новой техники (вакуумные и элегазовые выключатели), которые в отличие от существующих масляных выключателей, требуют меньше затрат, что позволило снизить себестоимость передачи электроэнергии.

Повысить безопасность рабочего персонала, обслуживающего данную электроустановку, и окружающей среды, т.к. элегазовые и вакуумные выключатели взрыво- и пожаробезопасны, а также биологически чисты и безопасны, с отсутствием электрических и магнитных полей и низким уровнем шума.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок. СПб.: ДЕАН, 2001. 928 с.;
2. Рожкова Л.Д. Электрическая часть электрических станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 642 с.;
3. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. М.: Энергоатомиздат, 1987. 592 с.;
4. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. М.: Энергия, 1972. 344 с.;
5. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. СПб.: ДЕАН, 2001. 208 с.;
6. Дорошев К.И. Выключатели и измерительные трансформаторы в КРУ 6-220 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1990. 148 с.
7. Кириев М.И. Монтаж и эксплуатация электрооборудования станций, подстанций и линий электропередачи. М.: Высшая школа, 1974. 255 с.
8. Смирнов Ю.А. Энергетика и экология. Петрозаводск. 2002. 71 с.