

А.А. Ковалев  
Н.В. Крапивин  
А.А. Кардаполов

**ОСНОВЫ  
ПРОЕКТИРОВАНИЯ  
КОММУНИКАЦИОННЫХ  
АППАРАТОВ И  
ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ  
СРЕДСТВ**

*Практикум*

А.А. Ковалев  
Н.В. Крапивин  
А.А. Кардаполов

# **ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СРЕДСТВ**



## **ПРАКТИКУМ**

*для магистрантов направления подготовки  
«Электроэнергетика и электротехника»  
всех форм обучения*

Екатеринбург  
УрГУПС  
2019

УДК 621.331:621.311.019.3  
К56

**Ковалев, А. А.**

**К56** Основы проектирования коммутационных аппаратов и измерительных средств : практикум / А. А. Ковалев, Н. В. Крапивин, А. А. Кардаполов. — Екатеринбург : УрГУПС, 2019. — 55, [1]с.

Практикум содержит краткие теоретические сведения и рекомендации для решения задач на практических занятиях по дисциплине «Основы проектирования коммутационных аппаратов и измерительных средств».

Сборник предназначен для обучающихся направления подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», направленность «Автоматика энергосистем» всех форм обучения.

УДК 621.331:621.311.019.3

*Издано по решению  
редакционно-издательского совета университета*

Авторы: А. А. Ковалев — доцент кафедры «Электроснабжение транспорта», канд. техн. наук, УрГУПС  
Н. В. Крапивин — доцент кафедры «Электроснабжение транспорта», УрГУПС  
А. А. Кардаполов — доцент кафедры «Электроснабжение транспорта», УрГУПС

Рецензент: И. С. Цихалевский — доцент кафедры «Электрическая тяга», канд. техн. наук, УрГУПС

# ОГЛАВЛЕНИЕ

1 Расчет и выбор коммутационного оборудования модернизируемой тяговой подстанции постоянного тока.....	4
1.1 Исходные данные для расчета и выбора коммутационной аппаратуры .....	4
1.2 Составление структурной схемы отпаечной тяговой подстанции ....	4
1.3 Трансформаторная мощность отпаечной тяговой подстанции постоянного тока .....	5
1.4 Проверка преобразовательных трансформаторов и выпрямителей тяговой подстанции .....	7
1.5 Расчет токов короткого замыкания .....	8
1.6 Проверка оборудования тяговой подстанции постоянного тока ....	15
1.7 Выбор токоведущих частей (проводников) .....	17
1.8 Проверка выбора изоляторов .....	22
1.9 Выбор коммутационной аппаратуры .....	25
1.10 Выбор измерительных трансформаторов .....	29
1.11 Выбор устройств защиты от перенапряжения .....	30
1.12 Выбор прочего оборудования постоянного тока .....	31
Приложение А – Структурная схема расчетной тяговой подстанции.....	35
Приложение Б – Расчетная схема тяговой подстанции.....	36
Приложение В – Схема замещения расчетной тяговой подстанции .....	37
Приложение Г – Этапы преобразования схемы замещения до точек КЗ .....	38
Приложение Д – Расчет максимальных рабочих токов .....	41
Приложение Е – Результаты выбора силового оборудования тяговой подстанции .....	43
Приложение Ж – Периодичность проведения технического обслуживания выключателей .....	53
Приложение И – Результаты расчетов затрат на обслуживание выключателей .....	54
Приложение К – Результаты расчета экономического эффекта при замене выключателей переменного тока .....	55

# 1 РАСЧЕТ И ВЫБОР КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ МОДЕРНИЗИРУЕМОЙ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

## 1.1 Исходные данные для расчета и выбора коммутационной аппаратуры

Исходные данные для расчета тяговой подстанции приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Род тока	Постоянный
Мощность короткого замыкания на шинах распределительных устройств 110 кВ	Система: $S_{кз1} = 3500$ МВА 110 кВ, двухцепная на отдельных опорах
Напряжение и тип ЛЭП	
Тип тяговой подстанции	Отпаечная
Нагрузки по фидерам НТП РУ-35, кВ·А	$S_{35/\phi1} = 1625$ $S_{35/\phi2} = 1340$
Нагрузки по фидерам НТП РУ-10, кВ·А	$S_{10/\phi1} = 1600$ $S_{10/\phi2} = 2100$ $S_{10/\phi3} = 1400$ $S_{10/\phi4} = 3100$ $S_{10/\phi5} = 2200$ $S_{10/\phi6} = 2050$ $S_{10/\phi7} = 700$ $S_{10/\phi8} = 3300$
Мощность на тягу, кВт	9500

## 1.2 Составление структурной схемы отпаечной тяговой подстанции

Составим структурную схему (приложение А, рисунок А.1) тяговой подстанции постоянного тока, имеющей 2 ввода питающей ЛЭП; распределительные устройства: 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ, 0,23 кВ;

2 фидера нетяговых потребителей в РУ 10 кВ, 8 фидеров нетяговых потребителей в распределительном устройстве 10 кВ и 6 фидеров контактной сети в распределительном устройстве 3,3 кВ.

### 1.3 Трансформаторная мощность отпаечной тяговой подстанции постоянного тока

Расчетная трансформаторная мощность отпаечной тяговой подстанции постоянного тока для питания тяговой нагрузки и нетяговых потребителей определяем по формуле

$$S = (S_{\Sigma 10} + S_{\Sigma 35/\Phi})k_p, \quad (1)$$

где  $S_{\Sigma 10}$  – суммарное значение расчетной трансформаторной мощности, нужное для питания тяги и нетяговой нагрузки напряжением 10 кВ, кВ·А;

$S_{\Sigma 35/\Phi}$  – суммарное значение расчетной трансформаторной мощности, необходимой для питания тяги и нетяговой нагрузки напряжением 35 кВ, кВ·А;

$k_p$  – коэффициент, учитывающий разновременность наступления максимумов нагрузок, равный  $k_p = 0,97$ .

Величина трансформаторной мощности  $S_{\Sigma 10}$  находится по выражению

$$S_{\Sigma 10} = (S_{\text{ТЯГИ}} + n_{\text{ТСН}} \cdot S_{\text{ТСН}} + S_{\Phi}), \quad (2)$$

где  $S_{\text{ТЯГИ}}$  – трансформаторная мощность, необходимая для питания тяговой нагрузки, кВ·А;

$n_{\text{ТСН}}$  – число трансформаторов собственных нужд, для отпаечных тяговых подстанций равно 2;

$S_{\text{ТСН}}$  – мощность одного трансформатора собственных нужд (ТСН), согласно технической характеристики тяговой подстанции  $S_{\text{ТСН}} = 250$  кВА;

$S_{\Phi_j}$  – расчетная трансформаторная мощность, необходимая для питания фидеров нетяговой нагрузки РУ-10 кВ, кВ·А.

Трансформаторная мощность для питания тяговой нагрузки определяется по формуле

$$S_{\text{ТЯГИ}} = \frac{P_{\text{ТЯГИ}}}{\cos \varphi_{\Gamma}}, \quad (3)$$

где  $P_{\text{тяги}}$  – расчетная величина мощности для питания тяговой нагрузки,  $P_{\text{тяги}} = 9500$  кВт;

$\cos\varphi_T$  – значение косинуса угла сдвига первой гармоники сетевого тока выпрямительного агрегата относительно питающего напряжения, для 12-пульсовых выпрямителей принимается равной 0,98.

Мощность для питания потребителей нетяговой нагрузки  $S_{\Phi 6}$  определяется по формуле

$$S_{\Phi j} = k_p \cdot \sum_{i=1}^m S_{\Phi j/i}, \quad (4)$$

где  $S_{\Phi j/i}$  – расчетная трансформаторная мощность для питания нетяговой нагрузки по  $i$ -му фидеру, кВт·А;

$m$  – количество фидеров нетяговых потребителей.

Трансформаторная мощность рассчитывается, начиная с расчета мощности для питания тяговой нагрузки, по выражению (3)

$$S_{\text{тяги}} = \frac{9500}{0,98} = 9693,878 \text{ кВА.}$$

По исходным данным тяговой подстанции значения трансформаторной мощности нетяговых потребителей принимаем равными

$$S_{10/\Phi 1} = 1600 \text{ кВА}; S_{10/\Phi 2} = 2100 \text{ кВА}; S_{10/\Phi 3} = 1400 \text{ кВА}; S_{10/\Phi 4} = 3100 \text{ кВА}; \\ S_{10/\Phi 5} = 2200 \text{ кВА}; S_{10/\Phi 6} = 2050 \text{ кВА}; S_{10/\Phi 7} = 700 \text{ кВА}; S_{10/\Phi 8} = 3300 \text{ кВА.}$$

Мощность, которая необходима для питания нетяговых потребителей, определяется по формуле (4)

$$S_{\Phi 10} = 0,97 (1600 + 2100 + 1400 + 3100 + 2200 + 2050 + 700 + 3300) = \\ = 15956,5 \text{ кВА.}$$

Трансформаторная мощность  $S_{\Sigma 10}$  найдем по формуле (2)

$$S_{\Sigma 10} = (15956,5 + 9693,878 + 2 \cdot 250) \cdot 0,97 = 25365,867 \text{ кВА.}$$

Аналогично, по формуле (2), найдем суммарное значение расчетной трансформаторной мощности, необходимой для питания нетяговой нагрузки напряжением 35 кВ и тяги:

$$S_{\Sigma 35/\Phi} = 0,97 \cdot (1625 + 1340) = 2876,05 \text{ кВА.}$$

Трансформаторная мощность тяговой подстанции постоянного тока для одновременного питания тяговой нагрузки и нетяговых потребителей  $S$  находится по формуле (1):

$$S = (25365,867 + 2876,05) \cdot 0,97 = 27394,659 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность головного понизительного трансформатора по формуле

$$S_{TP} = \frac{S}{1,4}, \quad (5)$$

$$S_{TP} = \frac{27394,659}{1,4} = 19567,614 \text{ кВА.}$$

В качестве головного понизительного трансформатора выбираем ТДТН-25000/110У1, то есть оставляем прежний головной трансформатор.

#### 1.4 Проверка преобразовательных трансформаторов и выпрямителей тяговой подстанции

Преобразовательные трансформаторы устанавливаются на подстанциях постоянного тока и, кроме обеспечения гальванической развязки, предназначены для согласования напряжения питающей и контактной сети. Их число и тип определяются числом и типом преобразователей, которые должны быть установлены на подстанции.

Для повышения технико-экономической эффективности на тяговых подстанциях, в большинстве случаев применяются 12-пульсовые выпрямители. Устанавливаем на модернизируемой тяговой подстанции 12-пульсовый выпрямитель, вместо шестипульсового.

Определяем количество выпрямителей  $N_B$ . Находим значение выпрямленного тока подстанции  $I_{dтп}$ , зная заданное значение мощности для питания тяговой нагрузки  $P_{тяги}$ :

$$I_{дтп} = \frac{P_{тяги}}{U_{дн}} \quad (6)$$

где  $U_{дн}$  — номинальное выпрямленное напряжение на шинах подстанции, равное 3,3 кВ.



По заданному типу выпрямителей находится их число  $N_{\text{в расч}}$ .

$$N_{\text{в расч}} = \frac{I_{\text{дтп}}}{I_{\text{дн}}}, \quad (7)$$

где  $I_{\text{дн}}$  — номинальный выпрямленный ток заданного выпрямителя, А.

Определим значение выпрямленного тока подстанции по выражению (6)

$$I_{\text{дтп}} = 9500 / 3,3 = 2878,788 \text{ А.}$$

Количество выпрямителей определим по формуле (7)

$$N_{\text{в расч}} = 2878,788 / 3150 = 0,914.$$

Полученное значение  $N_{\text{в расч}}$  округляем до большего целого и увеличиваем на единицу, то есть необходимо принять один резервный выпрямитель. В результате число выпрямителей получается равным двум. Вследствие этого на модернизируемой тяговой подстанции устанавливаем два 12-пульсовых выпрямительных преобразователя.

Выбираем тяговый трансформатор ТРДП-12500/10 ЖУ1 для нового выбранного 12-пульсового выпрямленного преобразователя В-ТПЕД-3,15к-3,3к. По причине того, что число и тип тягового трансформатора определяется числом и типом преобразователей, установленных нами на тяговой подстанции, поэтому выбираем два трансформатора.

## 1.5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания является важнейшей стадией проектирования любого электротехнического сооружения. На основании результатов этих вычислений производится выбор и проверка силового оборудования. В самом начале определяется сопротивление от источника до точки короткого замыкания.

### 1.5.1 Расчет сопротивлений от источника питания до точки короткого замыкания

Расчетную схему составляем исходя из того, что рассматриваемую тяговую подстанцию питает система конечной мощности  $S_{\text{с}} = 3500 \text{ МВА}$ .

Расчетная схема подстанции приведена в приложении Б, рисунок Б.1.

Составим схему замещения, для того чтобы найти сопротивление до точки токов короткого замыкания. Трансформаторы на расчетной схеме заменяются на индуктивные сопротивления. Также у трансформаторов собственных нужд тяговой подстанции постоянного тока учитываются кроме индуктивных сопротивлений еще и активные сопротивления.

По рисунку 1.Б приложения Б нарисуем схему замещения для тяговой подстанции постоянного тока (рисунок В.1, приложение В).

Выполним расчет сопротивлений схемы по рисунку В.1 (приложение В) в относительных единицах. Базисную мощность примем равной  $S_B = 1000$  МВА. Найдем сопротивление энергосистемы по формуле

$$X_{БС} = S_B / S_c \quad (8)$$

где  $S_c$  – мощность энергосистемы,  $S_c = 3500$  МВА.

Полное сопротивление трансформатора собственных нужд найдем из выражения

$$Z_{БТЧН} = \frac{U_{кТЧН}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{нТЧН}} \quad (9)$$

где  $U_{кТЧН}$  – напряжение короткого замыкания обмотки ТЧН, %;

$S_{нТЧН}$  – номинальная мощность ТЧН, кВ·А.

Активное сопротивление трансформатора собственных нужд находим по формуле

$$R_{БТЧН} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{нТЧН}} \cdot \frac{S_B}{S_{нТЧН}} \quad (10)$$

где  $\Delta P_{кз}$  – мощность короткого замыкания обмотки трансформатора собственных нужд, кВт.

Индуктивное сопротивление трансформатора собственных нужд находим по формуле

$$X_{ТЧН} = \sqrt{Z_{БТЧН}^2 - R_{БТЧН}^2} \quad (11)$$

Сопротивление силовых трехобмоточных трансформаторов определим по формулам:

$$X_{\text{БТВ}} = \frac{U_{\text{KB}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Т}}} \quad (12)$$

$$X_{\text{БТВ}} = \frac{U_{\text{КС}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Т}}} \quad (13)$$

$$X_{\text{БТВ}} = \frac{U_{\text{КН}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Т}}} \quad (14)$$

где  $U_{\text{KB}}$ ,  $U_{\text{КС}}$ ,  $U_{\text{КН}}$  — напряжения короткого замыкания трансформатора, соответственно обмоток ВН-СН, ВН-НН, СН-НН, %.

$$U_{\text{KB}} = 0,5 \cdot (U_{\text{KB-C}} + U_{\text{KB-H}} - U_{\text{КС-H}}); \quad (15)$$

$$U_{\text{КС}} = 0,5 \cdot (U_{\text{KB-C}} - U_{\text{KB-H}} + U_{\text{КС-H}}); \quad (16)$$

$$U_{\text{КН}} = 0,5 \cdot (-U_{\text{KB-C}} + U_{\text{KB-H}} + U_{\text{КС-H}}). \quad (17)$$

Сопротивление энергосистемы по формуле (8)

$$X_{\text{БС}} = 1000 / 3500 = 0,286 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора собственных нужд найдем по формуле (8)

$$Z_{\text{БТСН}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,25} = 180 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора собственных нужд находим по формуле (10)

$$R_{\text{БТСН}} = \frac{3,7}{250} \cdot \frac{1000}{0,25} = 59,2 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора собственных нужд находим по формуле (10)

$$X_{\text{ТСН}} = \sqrt{180^2 - 59,2^2} = 169,986 \text{ Ом.}$$

Определим напряжения короткого замыкания трансформатора, соответственно обмоток ВН-СН, ВН-НН, СН-НН по формулам (15–17):

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (10,1 + 16,82 - 5,81) = 10,555 \%;$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (10,1 - 16,82 + 5,81) = -0,455 \%;$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (-10,1 + 16,82 + 5,81) = 6,265 \%.$$

Так как  $U_{KC}$  получилось меньше чем ноль, то принимаем  $U_{KC} = 0$ .

Определим сопротивление силового трехобмоточного трансформатора по формулам (12–14):

$$X_{*БТВ} = \frac{10,555}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,222$$

$$X_{*БТС} = 0$$

$$X_{*БТВ} = \frac{6,265}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,506$$

$$X_{*K1} = X_{*BC} = 0,286 \text{ Ом.}$$

Произведем преобразование схемы, изображенной на рисунке Г.1 (Приложение Г) до точки К2:

$$X_{*БТВС} = \frac{X_{*БТВ} + X_{*БТС}}{2} = \frac{4,22 + 0}{2} = 2,111$$

$$X_{*K2} = 0,286 + 2,111 = 2,397.$$

Сделаем преобразование схемы до точки К3 (рисунок Г.2, приложение Г).

$$X_{*БТВН} = \frac{4,222 + 2,506}{2} = 3,364$$

$$X_{*K3} = 0,286 + 3,364 = 3,65.$$

Сделаем преобразование схемы до точки К4 (рисунок Г.3 приложение Г).

На рисунке Г.3 (приложение Г) обозначено:

$$X''_{*БТСМ} = \frac{X_{*БТСМ}}{2} = \frac{169,986}{2} = 84,993$$

$$R'_{*БТСМ} = \frac{R_{*БТСМ}}{2} = \frac{59,2}{2} = 29,6$$

$$X''_{*БТСМ} = X'_{*БТСМ} + X_{*К3} = 3,65 + 84,993 = 88,643$$

$$Z_{*К4} = \sqrt{R'^2_{*БТСМ} + X''^2_{*БТСМ}} = \sqrt{88,643^2 + 29,6^2} = 93,454$$

### 1.5.2 Расчет токов короткого замыкания

Определение токов короткого замыкания является очень важным этапом проектирования любого электротехнического сооружения. На основании результатов этих вычислений производится проверка силового оборудования.

Базисный ток для принятой базисной мощности и среднего напряжения определяется по формуле

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (18)$$

где  $S_B$  — базисная мощность,  $S_B = 1000$  кВА;

$U_{cp}$  — среднее напряжение шины тяговой подстанции, кВ.

В расчете принимаем источники питания неограниченной мощности, как следствие, периодический ток короткого замыкания в нулевой момент времени будет равен периодическому току в любой момент времени. Поэтому токи короткого замыкания найдем по формуле

$$I_{по} = I_{пр} = I_K = \frac{I_B}{X_{*K}}. \quad (19)$$

Так как по условию один источник питания, то получаем

$$I_{по\Sigma} = I_{пр} = I_K. \quad (20)$$

Ударный ток и мощность короткого замыкания определяем соответственно по формулам:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{по\Sigma}; \quad (21)$$

$$S_{К31} = \sqrt{3} \cdot U_{CP1} \cdot I_{по\Sigma}. \quad (22)$$

Расчет токов короткого замыкания в точке К1 (115 кВ):

Определим базисный ток и ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{Б1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\Sigma 1} = I_{\Pi 1} = I_{K1} = \frac{I_{Б1}}{0,286} = 17,55 \text{ кА}.$$

Ударный ток и мощность короткого замыкания в точке К1 определяем по формулам (21), (22):

$$i_{y1} = 2,55 \cdot 17,55 = 44,75 \text{ кА};$$

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 17,55 \approx 3500 \text{ МВА}.$$

Расчет токов короткого замыкания для остальных точек короткого замыкания идет аналогично, по формулам (18) – (22).

Расчет токов короткого замыкания в точке К2 (37 кВ):

$$I_{Б2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,604 \text{ кА};$$

$$I_{\Sigma 2} = I_{\Pi 2} = I_{K2} = \frac{15,604}{2,397} = 6,509 \text{ кА};$$

$$i_{y2} = 2,55 \cdot 6,509 = 16,598 \text{ кА};$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 6,509 = 417,135 \text{ МВА}.$$

Расчет токов короткого замыкания в точке К3 (10,5 кВ):

$$I_{Б3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА};$$

$$I_{\Sigma 3} = I_{\Pi 3} = I_{K3} = \frac{54,986}{3,65} = 15,065 \text{ кА};$$

$$i_{y3} = 2,55 \cdot 15,065 = 38,416 \text{ кА};$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 15,065 = 273,98 \text{ МВА}.$$

Расчет токов короткого замыкания в точке К4 (0,4 кВ):

$$I_{Б4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,376 \text{ кА};$$

$$I_{\Sigma 4} = I_{П4} = I_{К4} = \frac{1443,376}{93,454} = 15,445 \text{ кА};$$

$$i_{y4} = 2,55 \cdot 15,445 = 39,385 \text{ кА};$$

$$S_{К34} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 15,445 = 10,701 \text{ МВА}.$$

Таблица 2 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

Точка К3 ( $U_{CP}$ )	$X_{*K}$ , о.е.	$\frac{I_{\Sigma \text{ог}}}{I_{Br}}$	$i_y$ , кА	$S_{К3}$ , МВА
К1 (115 кВ)	0,286	$\frac{17,55}{17,55}$	44,75	3500
К2 (37 кВ)	2,397	$\frac{6,509}{6,509}$	16,598	417,135
К3 (10,5 кВ)	3,65	$\frac{15,065}{15,065}$	38,416	273,98
К4 (0,4 кВ)	93,454	$\frac{15,445}{15,445}$	39,385	10,701

Ток короткого замыкания в РУ-3,3 кВ определяется по формуле

$$I_K = \frac{1,1 \cdot I_{dH} \cdot N}{\frac{U_K \%}{100} + \frac{\sum S_{1H}}{S_{К3}}}, \quad (23)$$

где  $I_{dH}$  – номинальный ток одного выпрямителя, А;

$N$  – число выпрямителей ТП, которые могут одновременно находиться в работе;

$U_{K\%}$  – напряжение короткого замыкания преобразовательного трансформатора, %;

$\sum S_{1H}$  – сумма мощностей сетевых обмоток преобразовательных трансформаторов тяговой подстанции, которые могут одновременно находиться в работе, кВ·А;

$S_{К3}$  – мощность короткого замыкания на шинах распределительного устройства переменного тока с напряже-

нием 10 кВ, от которого питаются преобразовательные трансформаторы, МВ·А.

Мощность короткого замыкания на шинах постоянного тока находится по формуле

$$S_{K3,3} = U_{дн} \cdot I_K, \quad (24)$$

где  $U_{дн}$  — номинальное напряжение одного выпрямительного агрегата, кВ.

Определим ток короткого замыкания в РУ-3,3 кВ по формуле (23)

$$I_K = \frac{1,1 \cdot 3150 \cdot 2}{\frac{7,5}{100} + \frac{11,4 \cdot 2}{273,98}} = 43,8 \text{ кА}.$$

Найдем теперь мощность короткого замыкания на шинах постоянного тока по формуле (24)

$$S_{K3,3} = 3,3 \cdot 43,8 = 144,54 \text{ кВА}.$$

## 1.6 Проверка оборудования тяговой подстанции постоянного тока

### 1.6.1 Расчет максимальных рабочих токов

Расчет максимального рабочего тока в каком-либо элементе распреедустройства (РУ) производится по формуле

$$I_{PMAK} = \frac{S_{MAX}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (25)$$

где  $S_{MAX}$  — максимальная мощность, передаваемая по данному элементу РУ, кВ·А;

$U_H$  — номинальное напряжение РУ ( $U_H = 110; 35; 10; 3,3; 0,4$  кВ).

Все результаты расчетов поместим в таблицу Д.1 (приложение Д).

### 1.6.2 Распреедустройства постоянного тока

Расчет максимальных рабочих токов в распреедустройстве постоянного тока может быть выполнен в соответствии с таблицей 3.



Таблица 3 – Максимальные рабочие токи в элементах РУ постоянного тока

Элемент РУ постоянного тока	Ток $I_{P\text{MAX}}$
Участок присоединения преобразователя	$I_{2H}$
Вводы	$I_{dH}$
Сборные шины	$\text{MAX} \{ I_{дТП}; I_{dH} \}$
Фидер контактной сети	$\text{MAX} \{ 2I_{дТП}/3; 2I_{dH}/3 \}$
Отсасывающий провод контактной сети	$\text{MAX} \{ I_{дТП}; I_{dH} \}$

где  $I_{2H}$  – номинальный ток вентильной обмотки преобразовательного трансформатора, А;

$I_{dH}$  – номинальный ток преобразователя, А;

$I_{дТП}$  – заданный выпрямленный ток подстанции, А.

Значения из таблицы 1.3 получены следующим образом: для РУ 3,3 кВ берем номинальный ток вентильной обмотки трансформатора ТРДП- 12500/10ЖУ1 ( $I_{2H} = 2610$  А) и номинальный ток выпрямителя В-ТПЕД-3,15к-3,3к ( $I_{dH} = 3150$  А).

Заданный выпрямленный ток подстанции найдем по следующему выражению:

$$I_{дТП} = \frac{P_{\text{тяги}}}{U_d} = \frac{9500}{3,3} = 2878,788 \text{ А.} \quad (26)$$

На основании этих данных составим таблицу 4, аналогичную таблице 3.

Таблица 4 – Максимальные рабочие токи в элементах РУ постоянного тока

Элемент РУ постоянного тока	Значение $I_{P\text{MAX}}$ , А
Участок присоединения преобразователя	2610
Вводы	3150
Сборные шины	3150
Фидер контактной сети	2100
Отсасывающий провод контактной сети	3150

## 1.7 Выбор токоведущих частей (проводников)

### 1.7.1 Открытые распреустройства переменного тока

Выбор гибких проводников

На тяговой подстанции электрифицированных железных дорог распреустройства 110 кВ, 35 кВ обычно выполняют открытыми (ОРУ). В качестве токоведущих частей в них обычно применяют гибкие сталеалюминиевые провода круглого сечения марки АС.

Сечение проводов для открытых распреустройств выбирается по условию

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{РМАХ}}, \quad (27)$$

где  $I_{\text{доп}}$  — максимально допустимый ток проводника выбранного сечения, А;

$I_{\text{РМАХ}}$  — максимально рабочий ток данного элемента РУ, А.

По условиям механической прочности проводов ОРУ принимаем АС-50, а по условию коронирования выбираем провод АС-70.

Проверка на термическую и электродинамическую стойкости для проводов открытых распреустройств не выполняется.

Найденные сечения проводов вводов питающего напряжения подстанции и фидеров нетяговых потребителей должны быть проверены по экономической плотности тока. Сечения проводов данных присоединений должны выбираться из следующего соотношения

$$S = \frac{I_{\text{РМАХ}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (28)$$

где  $j_{\text{ЭК}}$  — экономическая плотность тока (для сталеалюминевых проводов равна 1,3 А/мм<sup>2</sup>).

Выбор гибких проводников для ввода и перемычки РУ-110 кВ, участок присоединения понизительного трансформатора

Сечение проводов по экономической плотности тока:

$$S = \frac{131,216}{1,3} = 100,935 \text{ мм}^2$$

Ближайшим из стандартных сечений является сечение 120 мм<sup>2</sup>. Результаты расчетов сведём в таблицу Е.1 (приложение Е).

### 1.7.2 Закрытые распредустройства переменного тока

Распредустройства РУ-10 кВ переменного тока обычно выполняются закрытыми (ЗРУ). В закрытых распредустройствах используются жесткие алюминиевые или стальные шины прямоугольного сечения. Для данного распредустройства в качестве токоведущих частей будем применять однополосные или двухполосные жесткие алюминиевые проводники прямоугольного сечения марки АДО, они могут располагаться «плашмя» или «на ребро». Если проводник расположен «плашмя», то его допустимый ток уменьшается в 0,95 раз.

Сечение проводов выбирается по условию (29)

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{рmax}} \quad (29)$$

Проверка жестких проводников на электродинамическую стойкость

Наибольший изгибающий момент  $M$ , действующий на проводник, по формуле

$$M = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l^2}{100 \cdot a}, \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (30)$$

где  $i_y$  — ударный ток КЗ в данном РУ, кА;  
 $l = 1 \dots 3$  — расстояние между осями изоляторов, м;  
 $a = 0,25 \dots 0,3$  м — расстояние между осями проводников разных фаз.

После этого рассчитывается момент сопротивления сечения проводника  $W$  относительно оси инерции, перпендикулярной плоскости их расположения. При расположении проводников «плашмя»:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \text{ мм}^3 \quad (31)$$

где  $b, h$  — соответственно толщина и высота прямоугольного проводника, мм.

Далее определяется наибольшее расчетное механическое напряжение в материале  $\sigma_{\text{расч}}$  по формуле

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} 10^3, \text{ МПа}. \quad (32)$$

Проверка жестких проводников на электродинамическую устойчивость заключается в том, чтобы соблюдалось неравенство

$$\sigma_{\text{расч}} \leq [\sigma], \quad (33)$$

где  $[\sigma]$  – допустимое механическое напряжение материала проводника: для алюминия  $[\sigma] = 65$  МПа.

Произведем проверку выбора сечения проводов для вводов от трансформатора РУ-10 кВ и сборных шин.

Согласно условию (29) выбираем однополосный проводник АДО 100×10, расположенный «плашмя»:

$$1820 \cdot 0,95 \geq 1464,49.$$

Наибольший изгибающий момент  $M$  исходя из формулы (30) будет равен

$$M = \frac{\sqrt{3} \cdot 38,416^2 \cdot l^2}{100 \cdot 0,27} = 94,672 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Момент сопротивления сечения проводника  $W$  относительно оси инерции, перпендикулярной плоскости их расположения, определяем по формуле (30)

$$W = \frac{10 \cdot 100^2}{6} = 16666,667 \text{ мм}^3$$

Далее определяется наибольшее расчетное механическое напряжение в материале  $\sigma_{\text{расч}}$  согласно формуле (32)

$$\sigma_{\text{расч(плашмя)}} = \frac{94672}{16666,667} 10^3 = 5,68 \text{ МПа}.$$

Согласно условию (33) сечение проводов для ввода от трансформатора и сборные шины проходит проверку, значит, проводник АДО 100×10:

$$5,68 \text{ МПа} \leq 65 \text{ МПа}.$$

Проверка выбора сечения проводов для других объектов закрытого распредустройства ЗРУ-10- и 3,3 кВ выполняется аналогично.

Затем проводится проверка проводника на термическую стойкость. Последовательность данной проверки состоит в следующем.

Сечение проводника определяется по формуле

$$q_B = b \cdot h, \quad (34)$$

где  $b, h$  — соответственно толщина и высота прямоугольного проводника, мм.

Тепловой импульс тока короткого замыкания находим по формуле

$$B_K = I_{\text{ПОС}}^2 (t_{\text{ЗАЩ МАХ}} + t_B + t_{\Gamma} + T_A), \quad (35)$$

где  $I_{\text{ПОС}}$  — суммарное значение периодического тока КЗ в нулевой момент времени, А;

$t_{\text{ЗАЩ МАХ}}$  — максимальное время действия РЗ, равно 1,5 с;

$t_{\text{СВ}}$  — собственное время отключения выключателя, равно 0,1 с;

$t_{\Gamma}$  — время гашения дуги, можно принять равным 0,05 с;

$T_A$  — постоянная времени, можно принять равным 0,05 с.

После этого находится минимальное сечение проводников, которые смогут выдержать термическое действие тока КЗ

$$q_{\text{MIN}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (36)$$

где  $C$  — коэффициент, равный для алюминиевых проводников  $90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

Проводник будет термически стоек, если выбранное сечение жестких проводников больше или равно минимальному, то есть

$$q_B \geq q_{\text{MIN}}. \quad (37)$$

Произведем проверку проводников на термическую стойкость для вводов от трансформатора РУ-10 кВ и сборных шин.

Находим сечение проводника по формуле (34)

$$q_B = 100 \cdot 10 = 1000 \text{ мм}^2.$$

Далее находим тепловой импульс тока короткого замыкания по формуле (35)

$$B_K = 15,065^2 (1,5 + 0,1 + 0,05 + 0,05) = 385,822 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

После этого находится минимальное сечение проводников, которые смогут выдержать термическое действие тока КЗ соответственно по формуле (36)

$$q_{MIN} = \frac{\sqrt{385,822 \cdot 10^3}}{90} = 218,248 \text{ мм}^2.$$

Согласно условию (37):

$$1000 \text{ мм}^2 \geq 218,248 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, значит, данный проводник расположением «плашмя» (АДО 100×10) подходит.

Расчет проведем для других РУ, результаты сведены в таблицу Е.2 (приложение Е).

### 1.7.3 Закрытые распределительные устройства постоянного тока

В ЗРУ постоянного тока в качестве токоведущих частей применяются жесткие алюминиевые проводники прямоугольного сечения (шины) марки АДО. Фидеры и отсасывающий провод контактной сети РУ-3,3 кВ выполняются гибкими алюминиевыми проводами А-150 или А-185. Число параллельных проводов в одном фидере не может превышать шести, а в отсасывающем проводе – десяти.

Токоведущие части ЗРУ постоянного тока защищены быстроедействующими выключателями, поэтому на электродинамическую и термическую стойкости они не проверяются.

Сечение алюминиевых проводников прямоугольного сечения для ЗРУ постоянного тока выбирается по условию (29).

Сделаем проверку токоведущих частей РУ-3,3 кВ.

Для участка присоединения преобразователя (переменный ток,  $I_{P_{MAX}} = 2610 \text{ А}$ ) по условию (29) выбираем двухполосные проводники 2 х АДО-100х10 ( $I_{доп} = 2650 \text{ А}$ ).

Для вводов и сборных шин (постоянный ток,  $I_{P_{MAX}} = 3150 \text{ А}$ ) по условию (29) выбираем двухполосные проводники 2 х АДО-100х10 × ( $I_{доп} = 3350 \text{ А}$ ).

Для фидеров контактной сети (постоянный ток  $I_{P_{MAX}} = 2100 \text{ А}$ ) по условию (29) выбираем пять параллельных проводов 5 х А-150 × ( $I_{доп} = 5 \cdot 440 = 2200 \text{ А}$ ).

Для отсасывающего провода контактной сети (постоянный ток  $I_{P_{MAX}} = 3150 \text{ А}$ ) по условию (29) выбираем семь параллельных проводов 7 х А-185 ( $I_{доп} = 7 \cdot 500 = 3500 \text{ А}$ ).

Результаты проверки жестких алюминиевых проводников ЗРУ-3,3 кВ сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты выбора проводников РУ-3,3 кВ

Элемент РУ	По $I_{P\text{MAX}}$
Участок присоединения преобразователя	2 x АДО-100x10
Ввод и сборные шины	2 x АДО-100x10
Фидера контактной сети	5 x А-150
Отсасывающий провод	7 x А-185

## 1.8 Проверка выбора изоляторов

### 1.8.1 Открытые распреустройства переменного тока

Сталеалюминевые провода открытых РУ-110 кВ, РУ-35 кВ подвешиваются на одинарных гирляндах, составленных из подвесных изоляторов типа ПФ-6А (ПС-6А). Тип изоляторов расшифровывается следующим образом: П – подвесной, Ф – фарфоровый (С – стеклянный), 6 – разрушающая нагрузка 60 кН, А – исполнение. Их число и расстояние между проводами фаз приведено в таблице 6.

Таблица 6 – Число изоляторов в гирлянде ( $N_H$ ) и расстояние между проводами разных фаз ( $D$ )

Напряжение ОРУ, кВ	$N_H$ , шт.	$D$ , мм
110	8	3000
35	5	1600

Изоляторы ОРУ на коронирование, электродинамическую и термическую устойчивость не проверяются.

Остановим свой выбор на изоляторе типа ПС-6А для РУ-110 кВ. Всего в гирлянде по восемь штук изоляторов. Для РУ-35 кВ берем изоляторы типа ПС- 6А по пять штук в гирлянде.

### 1.8.2 Закрытые распреустройства переменного тока

#### 1.8.2.1 Опорные изоляторы

Токоведущие части ЗРУ (жесткие алюминиевые проводники прямоугольного сечения) крепятся на опорных изоляторах типа ИО.

Выбор опорных изоляторов производится по условию

$$U_{\text{уст}} \leq U_H, \quad (38)$$

где  $U_{\text{уст}}$  – номинальное напряжение установки или РУ, кВ;

$U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение изолятора, кВ.

Опорные изоляторы ЗРУ переменного тока проверяются на электродинамическую стойкость, то есть на механическую прочность при протекании по проводникам ударного тока короткого замыкания

$$F_{\text{расч}} \leq 0,6 \cdot F_{\text{разр}},$$

где  $F_{\text{разр}}$  – наименьшая разрушающая нагрузка изолятора при изгибе, кН;

$F_{\text{расч}}$  – сила, действующая на изолятор при протекании по проводникам ударного тока КЗ, кН; определяется по формуле

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l}{10 \cdot a} k_{\text{н}}, \quad (40)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ в данном распредустройстве, кА;

$l = 1$  – расстояние между осями изоляторов, м;

$a = 0,3$  – расстояние между осями проводников разных фаз, м;

$k_{\text{н}}$  – поправочный коэффициент; для проводников, расположенных «плашмя».

Выберем опорные изоляторы для ЗРУ-10кВ. Жесткие проводники АДО-100х10 расположены «плашмя». Ударный ток короткого замыкания составляет  $i_y = 38,416$  кА.

По условию (39) выбираем опорный изолятор ИО-10-3,75 УЗ, параметры которого:  $U_{\text{н}} = 10$  кВ,  $F_{\text{разр}} = 3,75$  кН,  $H = 120$  мм).

Согласно формуле (40) определяем силу, действующую на изолятор при протекании по проводникам ударного тока КЗ:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 38,416^2 \cdot 1}{10 \cdot 0,3} = 0,852 \text{ кН}.$$

По условию (39) проведем проверку для опорного изолятора

$$0,852 \leq 0,6 \cdot 3,75;$$

$$0,852 \leq 2,25.$$

Условие соблюдается, сила, действующая на изолятор меньше допустимой, значит изолятор ИО-10-3,75 УЗ подходит.



### 1.8.2.2 Проходные изоляторы

Для проведения токоведущих частей сквозь стены и перекрытия зданий служат проходные изоляторы типа ИП.

Выбор проходных изоляторов производится по условиям:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}; I_{\text{р max}} \leq I_{\text{н}}, \quad (41)$$

где  $U_{\text{уст}}$  — номинальное напряжение установки или РУ, кВ;

$U_{\text{н}}$  — номинальное напряжение изолятора, кВ;

$I_{\text{р max}}$  — максимальный рабочий ток в данном элементе РУ, А;

$I_{\text{н}}$  — номинальный ток проходного изолятора, А.

Проходные изоляторы ЗРУ переменного тока проверяются на электродинамическую стойкость, то есть на механическую прочность при протекании по проводникам ударного тока короткого замыкания.

Условие проверки:

$$F_{\text{расч}} \leq 1,2 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (42)$$

где  $F_{\text{разр}}$  — наименьшая разрушающая изолятора нагрузка при изгибе, кН;

$F_{\text{расч}}$  — сила, действующая на изолятор при протекании по проводникам ударного тока КЗ, кН, определяется по формуле

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l}{10 \cdot a}. \quad (43)$$

Выберем проходной изолятор для ЗРУ-10 кВ. Максимальный рабочий ток  $I_{\text{р max}} = 92,376$  А, а ударный ток короткого замыкания  $i_y = 38,416$  кА.

Остановим свой выбор на проходном изоляторе ИП-10/630-750 УХЛ1, параметры которого:  $U_{\text{н}} = 10$  кВ,  $I_{\text{н}} = 630$  А,  $F_{\text{разр}} = 7,5$  кН.

Силу, действующую на проходной изолятор при протекании по проводникам ударного тока КЗ, найдем по формуле (43)

$$F_{\text{расч}} = 0,852 \text{ кН}.$$

Согласно условию (42):

$$0,852 \leq 1,2 \cdot 7,5;$$

$$0,852 \leq 9.$$

Условие (42) выполняется. Поэтому для вводов ЗРУ-10 кВ выбираем проходной изолятор ИП-10/630-750 УХЛ1.

### 1.8.3 Закрытые распрעדустройства постоённого тока

Так как токоведущие части ЗРУ постоённого тока защищены быстроедействующими выключателями, то на электродинамическую стойкость опорные и проходные изоляторы **не проверяются**.

В качестве опорных в РУ-3,3 кВ применяются изоляторы типа ИО, их выбор производится по условию (38).

В качестве проходных в РУ-3,3 кВ применяются изоляторы типа ИП, их выбор производится по условию (41).

Из условия (1.38) выбираем для РУ-3,3 кВ опорный изолятор типа ИО-6-3,75 УЗ.

Ток вентильной обмотки тягового трансформатора ТРДП-12500/10 Ж-У1  $I_{2H} = 2610$  А. Из условия (41) выбираем проходной изолятор типа ИП-10/5000-4250 УХЛ1.

## 1.9 Выбор коммутационной аппаратуры

### 1.9.1 Выбор выключателей

#### 1.9.1.1 Выключатели переменного тока

В распрעדустройствах переменного тока тяговых и трансформаторных подстанций в основном применяются маломасляные, вакуумные и элегазовые выключатели, которые служат для коммутации электрической цепи в любых режимах: при холостом ходе, при нагрузках и при КЗ.

Выбор выключателей переменного тока производится по условию:

$$U_{уст} \leq U_H; \quad (44)$$

$$I_{P\ MAX} \leq I_H, \quad (45)$$

где  $U_{уст}$  — номинальное напряжение установки или РУ;

$U_H$  — номинальное напряжение аппарата;

$I_{P\ MAX}$  — максимальный рабочий ток в данном элементе РУ;

$I_H$  — номинальный ток проходного аппарата.

Выключатели переменного тока проверяются по следующим условиям.

1. На возможность отключения периодического тока КЗ:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{ноткл}}, \quad (46)$$

где  $I_{\text{пт}}$  – периодический ток КЗ в момент отключения выключателя  $\tau$ ; этот момент, в свою очередь, равен

$$\tau = t_{\text{зашщ мин}} + t_{\text{св}}, \quad (47)$$

где  $t_{\text{зашщ мин}}$  – минимальное время срабатывания релейной защиты, можно принять равным 0,01 с;

$t_{\text{св}}$  – собственное время срабатывания выключателя;

$I_{\text{ноткл}}$  – номинальный ток отключения выключателя.

2. На возможность отключения аperiodического тока:

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{ан}}, \quad (48)$$

где  $i_{\text{ат}}$  – аperiodический ток КЗ в момент отключения  $\tau$ , этот ток равен

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} e^{-\frac{\tau}{T_A}}, \quad (49)$$

где  $I_{\text{по}}$  – периодический ток КЗ в начальный момент;

$T_A$  – постоянная времени, можно принять равной 0,05 с;

$i_{\text{ан}}$  – номинально допускаемое значение аperiodического тока КЗ выключателя в момент  $\tau$ , этот ток равен

$$i_{\text{ан}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноткл}} \cdot \frac{\beta_{\text{н}}, \%}{100}, \quad (50)$$

где  $\beta_{\text{н}}, \%$  – нормированное значение аperiodического тока КЗ выключателя для момента  $\tau$ .

Если условие (48) не выполняется, то производится проверка на возможность отключения полного КЗ

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\text{ноткл}} + i_{\text{ат}}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноткл}} \left( 1 + \frac{\beta_{\text{н}}, \%}{100} \right). \quad (51)$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{макс}}, \quad (52)$$

где  $i_y$  — ударный ток КЗ в данном РУ;

$i_{\text{MAX}}$  — наибольшее допускаемое значение амплитуды прямого тока аппарата.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (53)$$

где  $B_k$  — полный тепловой импульс, находится по выражению (35);

$I_T, t_T$  — соответственно ток термической стойкости аппарата и допустимое время его протекания.

Результаты проверки выключателей переменного тока сведем в таблицу Е.4 (приложения Е), во второй строке которой указан порядок ее заполнения.

Произведем проверку выключателя переменного тока для вводов и шин РУ-110 кВ отпаечной тяговой подстанции. Периодический ток КЗ в начальный момент  $I_{\text{по}} = 17,55$  кА. Ударный ток КЗ в РУ-110 кВ  $i_y = 44,55$  кА. Максимальный рабочий ток  $I_{\text{PMAH}} = 131,216$  А и заполняем первые четыре позиции третьей строки таблицы Е.4 (приложение Е).

Из условия (44, 45) выбираем маломасляный выключатель ВГТ-110-40/2000УХЛ1 и заполняем 5-ю (тип), 6-ю ( $U_H = 110$  кВ), 7-ю ( $I_H = 2500$  А) и 8-ю ( $t_{\text{CB}} = 0,035$  с) позиции в таблице Е.4 (приложение Е).

Согласно формуле (47) находим момент отключения выключателя:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с},$$

заполняем 9-ю позицию в таблице Е.4 (приложение Е).

Из исходных данных в 10-ю позицию таблицы Е.4 заносим  $I_{\text{по}} = 17,55$  кА.

Для выбранного выключателя определяем  $I_{\text{НОТКЛ}} = 40$  кА и заполняем 11-ю и 12-ю позиции таблицы Е.4 (приложение Е).

По выражениям (49) и (50) определяем:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 17,55 \cdot e^{\frac{0,045}{0,05}} = 10,09 \text{ кА};$$

$$i_{aH} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,627 \text{ кА}$$

и заполняем 13-ю и 14-ю позиции таблицы Е.4 (приложение Е).

На основании расчетных данных в 15-ю и 16-ю позиции таблицы Е.4 (приложение Е) заносим  $i_y = 44,55$  кА и  $i_{MAX} = 102$  кА.

По формуле (35) находим:

$$B_K = 17,55^2 \cdot (0,01 + 0,035 + 0,05 + 0,05) = 44,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Допустимое значение теплового импульса для выбранного выключателя равно

$$(I_T)^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Заносим эти данные в позиции 17 и 18 таблицы Е.4 (приложение Е).

Последним из таблицы определяем тип привода ППрК-1800 и заносим его в 19-ю позицию.

Анализируя строку таблицы Е.4 (приложение Е), можно сделать вывод, что расчетные величины (числители дробей) во всех случаях меньше или равны паспортным значениям выключателя (знаменатели дробей). Следовательно, выключатель ВГТ-110-40/2000УХЛ1 подходит для установки на вводах и шинах РУ-110 кВ отпаечной тяговой подстанции, по которым производится питание.

Таким же образом проверяем все остальные выключатели переменного тока в РУ-110 кВ, РУ-35 кВ и РУ-10 кВ. Результаты проверки представлены в таблице Е.4 (приложение Е).

#### 1.9.1.2 Выключатели постоянного тока

Основными аппаратами, осуществляющими коммутацию в РУ постоянного тока, являются быстродействующие выключатели (БВ). Они сочетают в себе две функции: выключателей, разрывающих цепь постоянного тока, и мгновенных максимальных токовых защит.

В РУ-3,3 кВ применяют БВ двух типов. Катодные БВ устанавливают в цепи, соединяющей преобразователь со сборными шинами 3,3 кВ. В их обозначении присутствует буква «К». Линейные БВ устанавливаются в цепи фидера контактной сети. В их обозначении есть буква «Л». Для увеличения отключающей способности в каждом фидере контактной сети устанавливают два последовательно включенных линейных БВ.

Быстродействующие выключатели постоянного тока на электродинамическую и термическую стойкость не проверяются. БВ выбираются по условиям (44) и (45).

Выберем выключатель для ввода РУ-3,3 кВ на  $I_{P\text{ MAX}} = 3150$  А. На данной подстанции установлен морально устаревший БВ ВАБ 28, рекомендуем заменить его на более новое оборудование ВАБ 49-4000/30-К-УХЛ4, отвечающее условиям (44), (45).

Проверим выключатель для фидера № 2 контактной сети  $I_{P\text{ MAX}} = 2100$ А, по условию (44), (45), выбираем два последовательно включённых выключателя ВАБ 49-3200/30-Л-УХЛ4. Аналогично производим проверку на остальных фидерах контактной сети.

### 1.9.2 Выбор разъединителей

Для обеспечения видимого разрыва цепи в открытых РУ переменного тока тяговых и трансформаторных подстанций (РУ-110 кВ, РУ-35 кВ) применяются разъединители наружной установки типов РЛНД.*п* или РНД(3).*п*.

Закрытые РУ переменного тока (РУ-10 кВ) обычно выполняются комплектными ячейками и поэтому не требуют применения разъединителей. Исключение составляют только вводы ЗРУ, в которых на открытой части подстанции устанавливают разъединители наружной установки типов РЛНД.2 или РНД3.2. Кроме этого, иногда рядом с ячейкой секционного выключателя устанавливают ячейку с разъединителем типов РВЗ или РВРЗ. Выбор всех разъединителей оформим в виде таблицы Е.5 (приложение Е).

### 1.9.3 Выбор предохранителей

Предохранитель — это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи разрушением специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение.

Места установки предохранителей на тяговых подстанциях и их типы приведены в таблице Е.6 (приложение Е), в соответствии с которой и следует производить выбор предохранителей.

## 1.10 Выбор измерительных трансформаторов

### 1.10.1 Трансформаторы тока

Для измерения переменного тока на тяговых подстанциях применяют трансформаторы тока. Их назначение — уменьшить первичный

ток до величин, удобных для измерительных приборов и реле. Кроме этого, они также служат для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Проверка выбора трансформаторов тока производится по условиям (44) и (45), а проверка — на электродинамическую (52) и термическую (53) стойкости. Выбор трансформаторов напряжения внесем в таблицу Е.7 (приложение Е).

### 1.10.2 Трансформаторы напряжения

Для измерения напряжения в РУ переменного тока применяют трансформаторы напряжения, назначение которых — снизить высокое напряжение до стандартного значения 100 или  $100 / \sqrt{3}$ , а также отделить цепи измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Проверочный выбор трансформаторов напряжения производится по условию (44). Так как по трансформаторам напряжения не протекает ток силовой цепи, то проверки на электродинамическую и термическую стойкости для них не производятся. Выбор трансформаторов напряжения внесем в таблицу Е.8 (приложение Е)

## 1.11 Выбор устройств защиты от перенапряжения

### 1.11.1 Ограничители перенапряжения

На подстанциях применяются нелинейные элементы на основе оксида цинка (ZnO), имеющие нелинейную вольтамперную характеристику. Это ограничители перенапряжений (ОПН). Результаты выбора записаны в таблицу Е.9 (приложение Е). В РУ-3,3 кВ на шинах необходимо установить разрядник типа РВПК -3,3.

### 1.11.2 Разрядные устройства

При отключении фидерными быстродействующими выключателями РУ-3,3 кВ больших токов на индуктивностях реакторов сглаживающих устройств возникают перенапряжения, которые приводят к подгоранию главных контактов выключателя, порче дугогасительных камер, срабатыванию разрядников в РУ-3,3 кВ. Для исключения или уменьшения этих явлений применяют разрядные устройства, которыми шунтируют реакторы сглаживающих устройств.

На тяговой подстанции установим разрядное устройство УР-2, параллельно реакторам сглаживающих устройств.

## 1.12 Выбор прочего оборудования постоянного тока

### 1.12.1 Сглаживающие и помехоподавляющие устройства

Преобразователи тяговых подстанций являются генераторами высших гармоник напряжения, которые могут создавать помехи в близлежащих линиях проводной связи. Для уменьшения этого влияния на тяговых подстанциях устанавливают сглаживающие устройства. Они состоят из сглаживающего фильтра и сглаживающего реактора, которые не пропускают высшие гармоники в контактную сеть.

Выбор сглаживающего устройства полностью определяется типом преобразователя. Так как на расчетной тяговой подстанции устанавливается 12-пульсовый выпрямительный преобразователь, то для уменьшения влияния высших гармоник, создаваемых им, выбирается отднзвенное резонансно-апериодическое сглаживающее устройство, изображенное на рисунке Е.4 (приложение Е).

### 1.12.2 Выбор аккумуляторной батареи

На тяговых подстанциях в качестве источника оперативного постоянного тока, для питания цепей управления, сигнализации, автоматики и телеуправления, а также аварийного освещения применяются свинцово-кислотные аккумуляторные батареи, типа СК с номинальным напряжением  $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$ .

При выборе аккумуляторной батареи определяется её номер  $N$  и число элементов  $n$ .

$$n = U_{\text{ш}} / U_{\text{подз}}, \quad (54)$$

где  $U_{\text{ш}}$  – напряжение на шинах аккумуляторной батареи,  $U_{\text{ш}} = 258 \text{ В}$ ,  
при  $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$ ;

$U_{\text{подз}}$  – напряжение одного элемента в режиме подзаряда,  
 $U_{\text{подз}} = 2,15 \text{ В}$ .

$$n = 258 / 2,15 = 120 \text{ штук.}$$

Выбор аккумуляторной батареи производят исходя из аварийного режима ее работы по двум параметрам:



1) по емкости длительного 3-часового разряда:

$$Q_{\text{РАСЧ}} \leq [Q_{3\text{ч}}], \quad (55)$$

где  $Q_{\text{РАСЧ}}$  – требуемая разрядная емкость АБ;

$[Q_{3\text{ч}}]$  – емкость 3-часового разряда выбранного аккумулятора.

2) по току кратковременного 5-секундного разряда:

$$I_{\text{КР РАЗР}} \leq [I_{5\text{с}}], \quad (56)$$

где  $I_{\text{КР РАЗР}}$  – требуемый ток кратковременного разряда АБ;

$[I_{5\text{с}}]$  – ток 5-секундного разряда выбранного аккумулятора.

Номер аккумуляторной батареи определяется исходя из расчетной разрядной емкости  $Q_{\text{РАСЧ}}$ , А·ч

$$Q_{\text{РАСЧ}} = I_{\text{ДЛ.РАЗР}} \cdot t_{\text{АБ}}, \quad (57)$$

где  $t_{\text{АБ}}$  – время аварийного режима, равное 3 часа /1/;

$I_{\text{ДЛ.РАЗР}}$  – расчётный ток длительного разряда, который равен

$$I_{\text{ДЛ.РАЗР}} = I_{\text{ПОСТ}} + I_{\text{АВ}}, \quad (58)$$

где  $I_{\text{ПОСТ}}$  – ток потребляемый постоянно подключенными потребителями;

$I_{\text{АВ}}$  – ток, потребляемый нагрузками, подключенными к батарее при аварии.

На расчетной тяговой подстанции установлено:

– выключателей переменного тока  $N_{\text{ПЕР}} = 23$  шт.

– катодных выключателей постоянного тока  $N_{\text{КАТ}} = 2$  шт.

– пар фидерных выключателей постоянного тока  $N_{\text{ФИД}} = 6$  шт.

Ток, потребляемый постоянно подключенными к аккумуляторной батарее потребителями:

$$I_{\text{ПОСТ}} = I_{\text{ЛС}} + I_{\text{КУ}} + I_{\text{АВТ}}, \quad (59)$$

где  $I_{\text{ЛС}}$  – ток, потребляемый лампами сигнализации положения выключателей переменного и постоянного тока,

$I_{\text{КУ}}$  – ток, потребляемый катушками управления выключателей постоянного тока;

$I_{\text{АВТ}}$  – ток, потребляемый устройствами автоматики, при расчете можно принять равным 10 А.

$$I_{\text{ЛС}} = I_{\text{Л}}(N_{\text{ПЕР}} + N_{\text{КАТ}} + N_{\text{ФИД}}) = 0,065(23+2+6) = 2,015\text{А},$$

где  $I_{\text{л}}$  – ток, потребляемый одной сигнальной лампой, равен 0,065 А.

$$I_{\text{кУ}} = I_{\text{к}}(N_{\text{кАТ}} + 2 \times N_{\text{Фид}}) = 0,7(2 + 2 \times 6) = 9,8 \text{ А},$$

где  $I_{\text{к}}$  – ток, потребляемый одной катушкой управления для ВАБ-49, равный 0,7 А.

$$I_{\text{пост}} = 2,015 + 9,8 + 10 = 21,815 \text{ А}.$$

Ток потребителей, подключаемых к аккумуляторной батарее в аварийном режиме:

$$I_{\text{АВ}} = I_{\text{ТМ}} + I_{\text{ОСВ}}, \quad (60)$$

где  $I_{\text{ТМ}}$  – ток, потребляемый устройствами телемеханики в аварийном режиме, при расчете можно принять равным 1,4 А;

$I_{\text{ОСВ}}$  – ток, потребляемый устройствами освещения в аварийном режиме, при расчете можно принять равным 10 А.

$$I_{\text{АВ}} = 1,4 + 10 = 11,4 \text{ А}.$$

Расчетный ток длительного разряда аккумуляторной батареи по (59):

$$I_{\text{дл разр}} = I_{\text{пост}} + I_{\text{АВ}} = 21,815 + 11,4 = 33,215 \text{ А}.$$

Расчетная разрядная мощность аккумуляторной батареи длительного режима по (57):

$$Q_{\text{расч}} = 33,215 \times 3 = 99,645 \text{ А} \times \text{ч}.$$

Ток батареи кратковременного разряда:

$$I_{\text{кр разр}} = I_{\text{дл разр}} + I_{\text{вкл}}, \quad (61)$$

где  $I_{\text{вкл}}$  – ток, потребляемый наиболее мощным приводом выключателя при его включении.

Из всех применяемых на тяговой подстанции выключателей самым большим током включения обладает привод ПЭ-11 выключателя ВВПЭ-10-20/630УЗ. Его  $I_{\text{вкл}} = 60 \text{ А}$ . Поэтому:

$$I_{\text{кр разр}} = 33,215 + 60 = 93,215 \text{ А}.$$

По полученным результатам ( $Q_{\text{расч}} = 99,645 \text{ А} \times \text{ч}$ ,  $I_{\text{кр разр}} = 93,215 \text{ А}$ ) выбирается аккумулятор СН-144.

Таким образом, аккумуляторная батарея представляет собой 120 последовательно соединенных аккумуляторов СН-144, которые имеют емкость 3-часового разряда, равную 99,645 А×ч, и кратковременный 5-секундный ток – 93,215 А.

### 1.12.3 Выбор подзарядного устройства

Номинальные значения тока  $I_{\text{н подз}}$  и напряжения  $U_{\text{н подз}}$  подзарядного устройства должны удовлетворять следующим условиям:

$$I_{\text{н подз}} \geq I_{\text{пост}} + 0,15 \times N_{\text{п}}; \quad (62)$$

$$U_{\text{н подз}} \geq U_{\text{подз}} \times n; \quad (63)$$

где  $I_{\text{пост}}$  – ток, потребляемый постоянно подключенными к аккумуляторной батарее потребителями;

$N_{\text{п}}$  – число положительных пластин в аккумуляторе (у СН-144  $N_{\text{п}} = 4$ );

$U_{\text{подз}}$ ,  $n$  – то же, что и в формуле (1.53).

$$I_{\text{н подз}} \geq 21,815 + 0,15 \times 4 = 22,415 \text{ А};$$

$$U_{\text{н подз}} \geq 2,15 \cdot 120 = 258 \text{ В}.$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП-260-80 с параметрами  $I_{\text{н подз}} = 80 \text{ А}$ ,  $U_{\text{н подз}} = 260 \text{ В}$ .

### 1.12.4 Выбор зарядного устройства

Номинальные значения тока  $I_{\text{н зар}}$  и напряжения  $U_{\text{н зар}}$  зарядного устройства должны удовлетворять следующим условиям:

$$I_{\text{н зар}} \geq I_{\text{пост}} + 4 \cdot N_{\text{п}}; \quad (64)$$

$$U_{\text{н зар}} \geq U_{\text{зар}} \cdot n, \quad (65)$$

где  $U_{\text{зар}}$  – напряжение аккумулятора в режиме.

$$I_{\text{н зар}} \geq 21,815 + 4 \times 4 = 37,815 \text{ А};$$

$$U_{\text{н зар}} \geq 2,75 \times 120 = 330 \text{ В}.$$

Выбираем зарядное устройство типа ВАЗП-380-40 с параметрами  $I_{\text{н зар}} = 40 \text{ А}$ ,  $U_{\text{н зар}} = 380 \text{ В}$ .

## Приложение А – Структурная схема расчетной тяговой подстанции

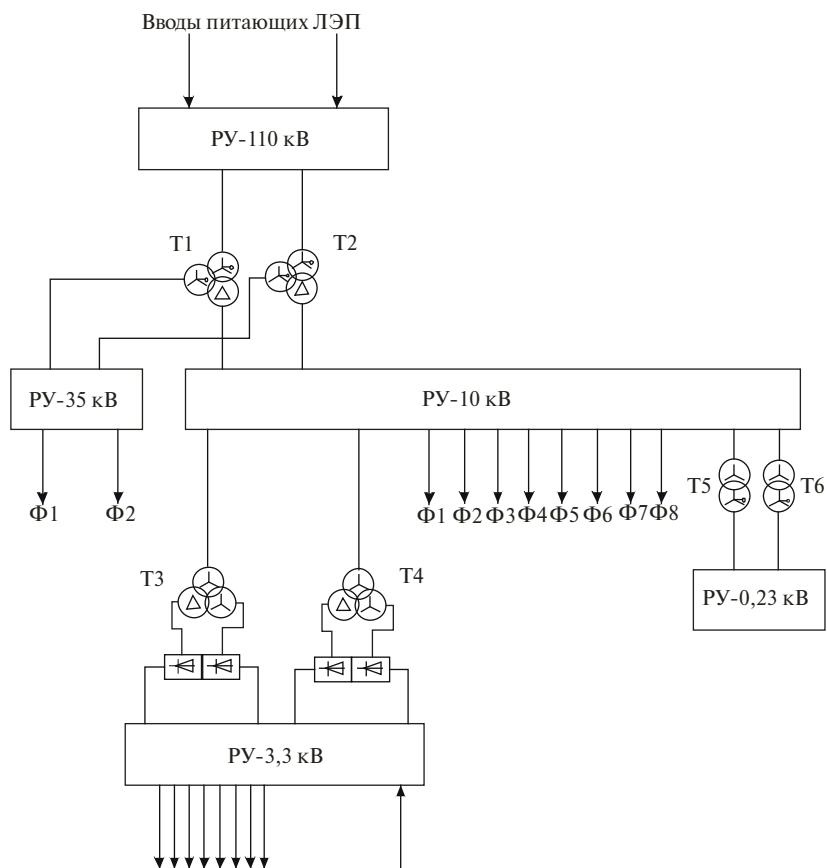


Рисунок А.1 – Структурная схема расчетной отпаечной тяговой подстанции РУ-110 кВ

## Приложение Б – Расчетная схема тяговой подстанции

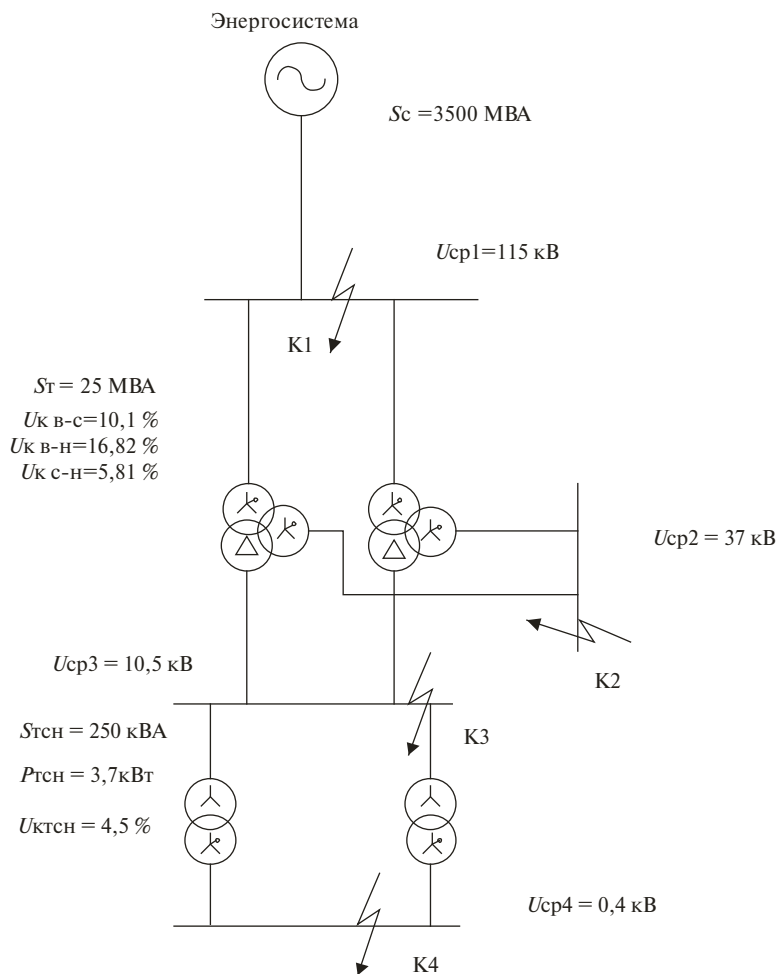


Рисунок Б.1 – Расчетная схема отпаечной тяговой подстанции постоянного тока

## Приложение В – Схема замещения расчетной тяговой подстанции

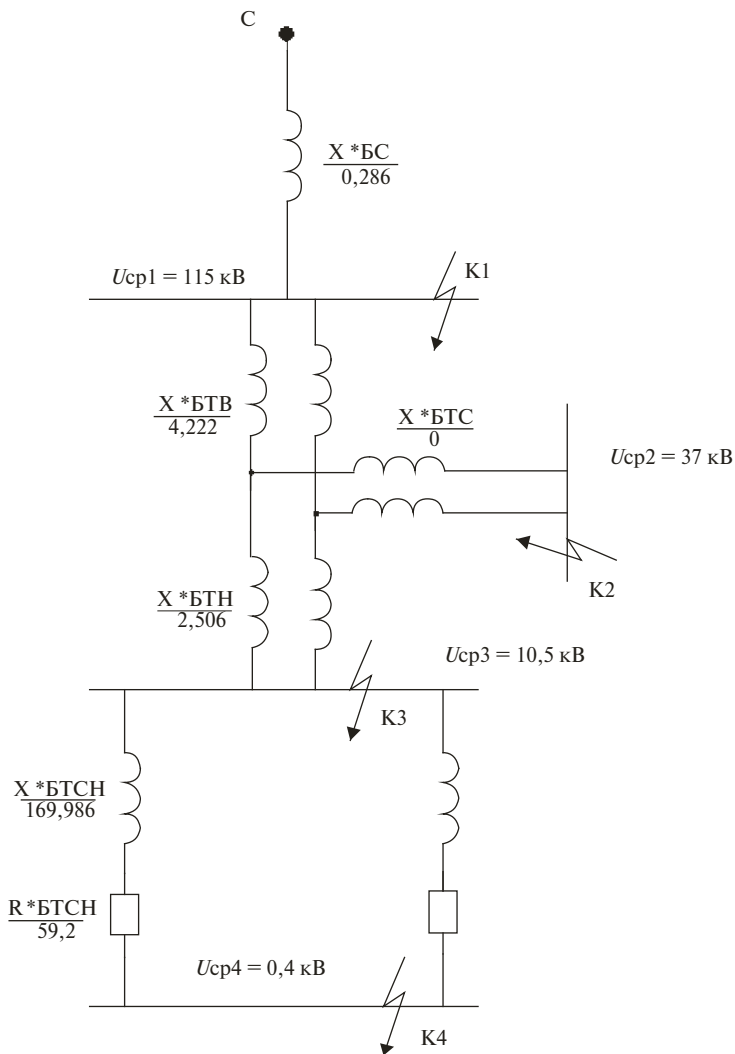


Рисунок В.1 – Схема замещения отпаечной тяговой подстанции

## Приложение Г – Этапы преобразования схемы замещения до точек КЗ

Этапы преобразования схемы замещения до точек короткого замыкания

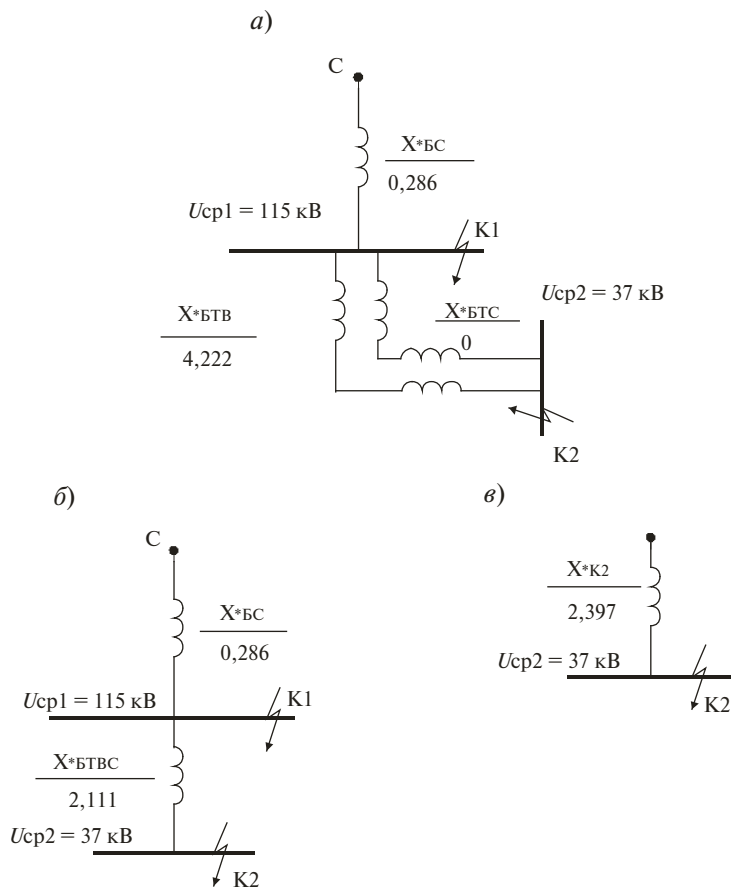


Рисунок Г.1 – Преобразованная схема замещения до точки К2

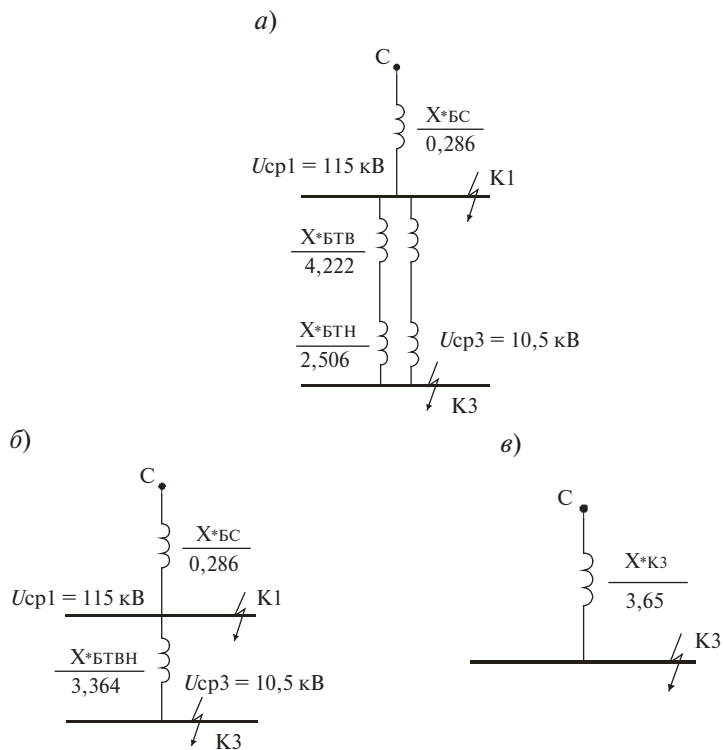


Рисунок Г.2 – Преобразованная схема замещения до точки К3



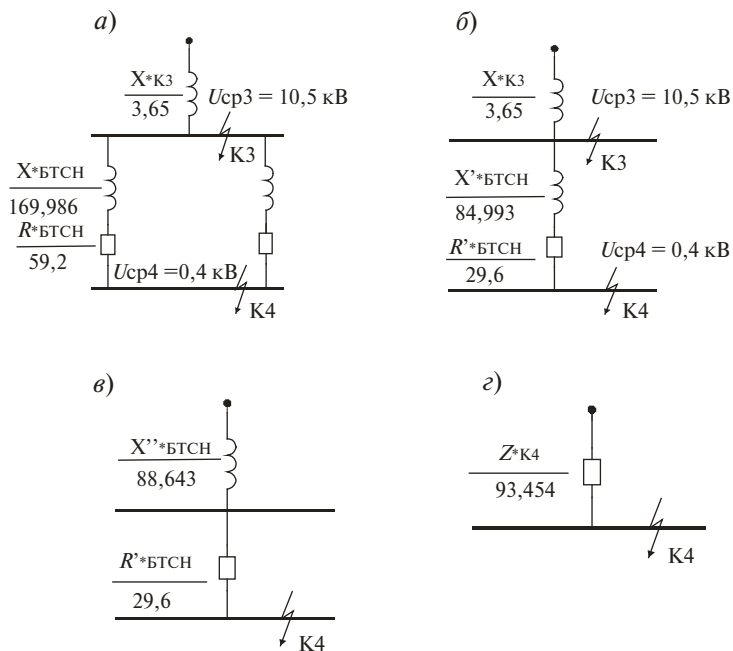


Рисунок Г.3 – Преобразованная схема замещения до точки К4

## Приложение Д – Расчет максимальных рабочих токов

Таблица Д.1 – Максимальные мощности и рабочие токи в элементах РУ переменного тока отпаечной тяговой подстанции постоянного

Присоединение	Мощность, кВА	$I_{P_{MAX}}$ , А
Ввода (РУ-110 кВ) и перемычка	25000	131,216
Участок присоединения понизительного трансформатора	25000	131,216
Ввода от трансформатора и сборные шины (РУ-35 кВ)	2876,05	47,443
Фидер НТП №1 (РУ-35 кВ)	1625	26,806
Фидер НТП №2 (РУ-35 кВ)	1340	22,104
Ввода от трансформатора и сборные шины (РУ-10 кВ)	25365,867	1464,49
Фидер №1 (РУ-10 кВ)	1600	92,376
Фидер №2 (РУ-10 кВ)	2100	121,244
Фидер №3 (РУ-10 кВ)	1400	80,829
Фидер №4 (РУ-10 кВ)	3100	178,978
Фидер №5 (РУ-10 кВ)	2200	127,017
Фидер №6 (РУ-10 кВ)	2050	118,357
Фидер №7 (РУ-10 кВ)	700	40,415
Фидер №8 (РУ-10 кВ)	3300	190,526
Участок присоединения ТСН в РУ-10 кВ	250	14,434
Участок присоединения тягового трансформатора тока.	9693,878	559,676

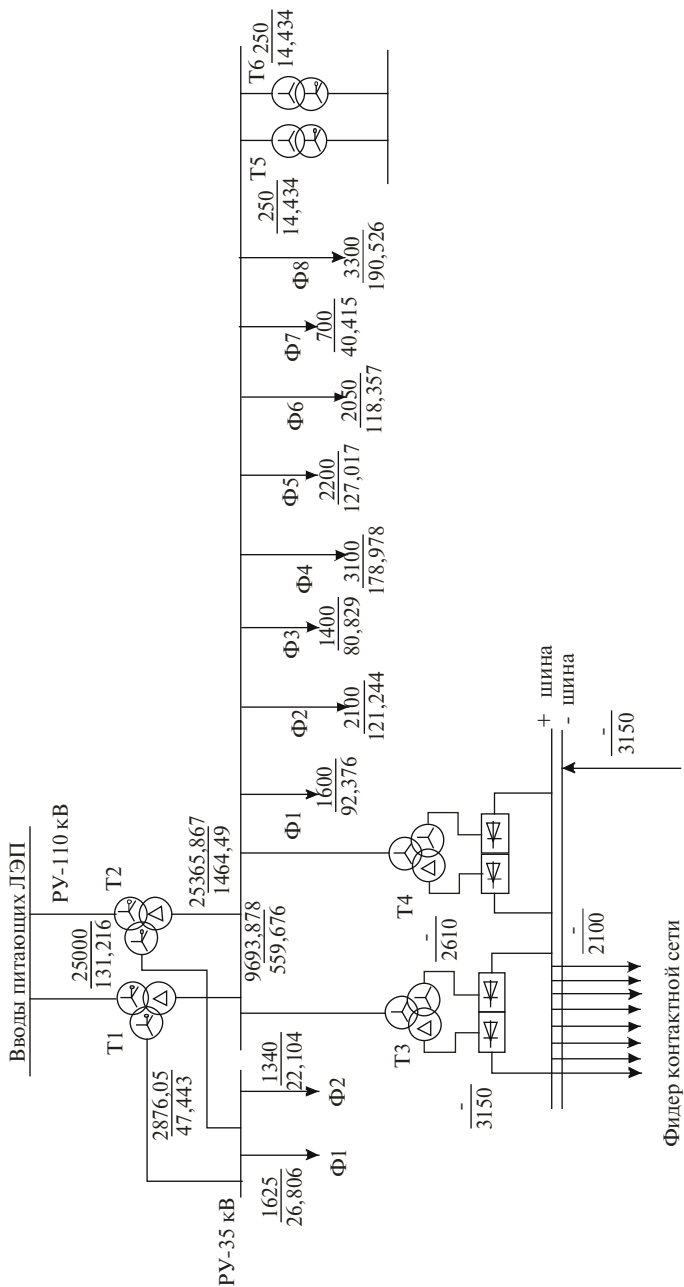


Рисунок Д.1 — Упрощенная схема питающей тяговой подстанции постоянного тока  
(в числителе приведены  $S_{\text{MAX}}$ , а знаменателе  $I_{\text{P MAX}}$ )

## Приложение Е – Результаты выбора силового оборудования тяговой подстанции

Таблица Е.1 – Результаты выбора гибких проводников

Элемент РУ	По $I_{P\text{ MAX}}$	По механической прочности	По коронированию	По экономической плотности	Окончательное сечение
Ввода и перемычки 110 кВ	АС-25	АС-50	АС-70	АС-120	АС-120
Участок присоединения понизительного трансформатора	АС-25	АС-50	АС-70	АС-120	АС-120
Ввода от трансформатора и сборные шины РУ-35 кВ	АС-10	АС-50	АС-70	АС-50	АС-70
Фидер №1 РУ-35 кВ	АС-10	АС-50	-	АС-25	АС-50
Фидер №2 РУ-35 кВ	АС-10	АС-50	-	АС-25	АС-50

Таблица Е.2 – Результаты выбора жестких проводников

Элемент РУ	По $I_{P\text{ MAX}}$	По электродинамической стойкости	По термической стойкости	Окончательное сечение
Ввод и сборные шины РУ-10 кВ	100×10	100×10	100×10	100×10 «плашмя»
Фидер №1 РУ-10 кВ	15×3	50×5	50×5	50×5 «плашмя»
Фидер №2 РУ-10 кВ	20×3	50×5	50×5	50×5 «плашмя»
Фидер №3 РУ-10 кВ	15×3	50×5	50×5	50×5 «плашмя»
Фидер №4 РУ-10 кВ	30×4	50×5	50×5	50×5 «плашмя»
Фидер №5 РУ-10 кВ	25×3	50×5	50×5	50×5 «плашмя»
Фидер №6 РУ-10 кВ	25×3	50×5	50×5	50×5 «плашмя»
Фидер №7 РУ-10 кВ	15×3	50×5	50×5	50×5 «плашмя»
Фидер №8 РУ-10 кВ	40×4	50×5	50×5	50×5 «плашмя»
Участок присоединения тягового трансформатора	50×5	50×5	50×5	50×5 «плашмя»
Участок присоединения ТСН	15×3	50×5	50×5	50×5 «плашмя»

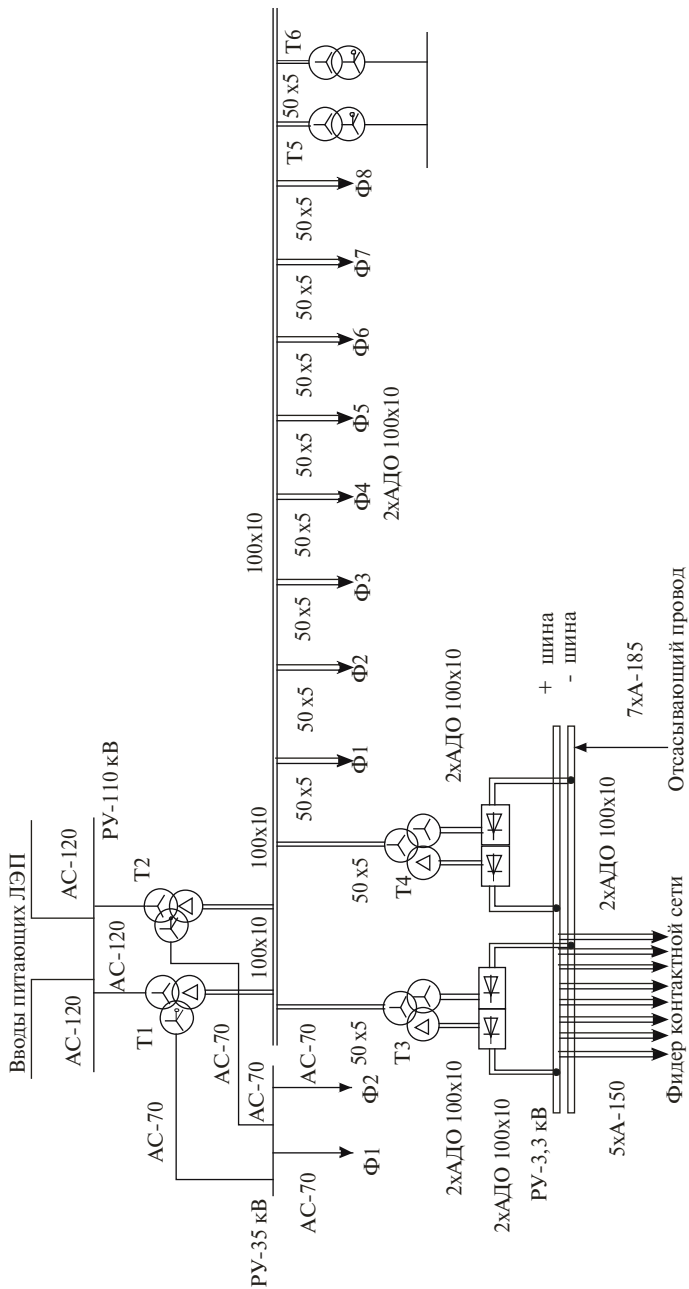


Рисунок Е.1 – Упрощенная схема тяговой подстанции постоянного тока с указанием марок токоведущих частей

Таблица Е.3 – Результаты выбора изоляторов в РУ

Место установки	Тип изолятора	$U_n, \text{кВ}$	$I_n, \text{А}$
ОРУ-110 кВ	ПС-6А	110	-
ОРУ-35 кВ	ПС-6А	35	-
ЗРУ-10 кВ			
Ввод	ИП-10/2000-1250 УХЛ1	10	1250
Шины	ИО-10-3,75 УЗ	10	-
Фидеры НТП	ИП-10/630-750 УХЛ1	10	630
Присоединение ТСН	ИП-10/630-750 УХЛ1	10	1250
ЗРУ-3,3 кВ			
Ввод в преобразовательный агрегат	ИП-10/630-750 УХЛ1	3,3	1250
Шины	ИО-6-3,75 УЗ	3,3	3,3
Фидеры КС РУ 3,3 кВ	ИП-10/5000-4250 УХЛ1	3,3	5000
Отсасывающий провод КС РУ 3,3 кВ	ИП-10/5000-4250 УХЛ1	3,3	5000



**Рисунок Е.2 — Упрощенная схема отпаечной тяговой подстанции постоянного тока с указанием типов изоляторов**

Таблица Е.4 — Результаты выбора выключателей переменного тока

РУ	Место установки	$\frac{U_{УСЛ}}{U_n}$ , кВ	$\frac{I_{PMAK}}{I_n}$ , А	Тип выключателя	$t_{св}$ , с	$\tau =$ $= t_{мин}^{мин} + t_{св}^в$ , с	$I_{тог}$ , кА	$\frac{i_{ан}}{i_{ан}}$ , кА	$\frac{i_a}{i_{max}}$ , кА	$\frac{B_k}{(I_t)^2 t_t}$ , кА <sup>2</sup> ·с	Тип привода
1	2	$\frac{3}{6}$	$\frac{4}{7}$	5	8	9	10	$\frac{13}{14}$	$\frac{15}{16}$	$\frac{17}{18}$	19
110кВ	Ввод	$\frac{110}{110}$	$\frac{131,216}{1000}$	ВГТ-110-40/2000УХЛП	0,035	0,045	17,55	$\frac{10,09}{22,627}$	$\frac{45,55}{102}$	$\frac{44,66}{4800}$	ППРК-1800
	Междупиный выключатель	$\frac{110}{110}$	$\frac{131,216}{1000}$	ВГТ-110-40/2000УХЛП	0,035	0,045	17,55	$\frac{10,09}{22,627}$	$\frac{45,55}{102}$	$\frac{44,66}{4800}$	ППРК-1800
35кВ	Ввод 35 кВ	$\frac{35}{35}$	$\frac{47,443}{630}$	ВВС-35П-20/630У1	0,08	0,09	6,509	$\frac{1,522}{8,485}$	$\frac{16,598}{52}$	$\frac{6,143}{1200}$	ПЭМУ-200
	Секционный выключатель	$\frac{35}{35}$	$\frac{47,443}{630}$	ВВС-35П-20/630У1	0,08	0,09	6,509	$\frac{1,522}{8,485}$	$\frac{16,598}{52}$	$\frac{6,143}{1200}$	ПЭМУ-200
	Фидер НТП №1	$\frac{35}{35}$	$\frac{26,806}{630}$	ВВС-35П-20/630У1	0,08	0,09	6,509	$\frac{1,522}{8,485}$	$\frac{16,598}{52}$	$\frac{6,143}{1200}$	ПЭМУ-200
	Фидер НТП №2	$\frac{35}{35}$	$\frac{22,104}{630}$	ВВС-35П-20/630У1	0,08	0,09	6,509	$\frac{1,522}{8,485}$	$\frac{16,598}{52}$	$\frac{6,143}{1200}$	ПЭМУ-200
10 кВ	Ввод 10 кВ	$\frac{10}{10}$	$\frac{1464,49}{3150}$	ВБМЭ-10-40/3150У3	0,05	0,06	15,065	$\frac{6,417}{22,627}$	$\frac{38,416}{100}$	$\frac{32,908}{4800}$	ПБ-2
	Участок присоединения ТСН	$\frac{10}{10}$	$\frac{14,434}{630}$	ВВПЭ-10-20/630У3	0,055	0,065	15,065	$\frac{5,806}{14,142}$	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{1200}$	ПЭ-11
	Участок присоединения тягового трансформатора	$\frac{10}{10}$	$\frac{559,676}{1000}$	ВВПЭ-10-20/1000У3	0,055	0,065	15,065	$\frac{5,806}{14,142}$	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{1200}$	ПЭ-11



РУ	Место установки	$\frac{U_{уст}}{U_n}$ , кВ	$\frac{I_{рmax}}{I_n}$ , А	Тип выключателя	$t_{св}$ , с	$\tau =$ $t_{замин} + t_{св}$ , с	$I_{то}$ , кА	$\frac{I_{поз}}{I_{пр}}$ , кА	$\frac{i_{ат}}{i_{ан}}$ , кА	$\frac{i_a}{i_{max}}$ , кА	$\frac{B_k}{(I_t)^2 t_t}$ , кА <sup>2</sup> ·с	Тип привода
	Фидер НТП №1	$\frac{10}{10}$	$\frac{92,376}{630}$	ВВПЭ- 10-20/630У3	0,055	0,065	15,065	$\frac{15,065}{20}$	$\frac{5,806}{14,142}$	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{1200}$	ПЭ-11
	Фидер НТП №2	$\frac{10}{10}$	$\frac{121,244}{630}$	ВВПЭ- 10-20/630У3	0,055	0,065	15,065	$\frac{15,065}{20}$	$\frac{5,806}{14,142}$	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{1200}$	ПЭ-11
	Фидер НТП №3	$\frac{10}{10}$	$\frac{80,829}{630}$	ВВПЭ- 10-20/630У3	0,055	0,065	15,065	$\frac{15,065}{20}$	$\frac{5,806}{14,142}$	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{1200}$	ПЭ-11
	Фидер НТП №4	$\frac{10}{10}$	$\frac{178,978}{630}$	ВВПЭ- 10-20/630У3	0,055	0,065	15,065	$\frac{15,065}{20}$	$\frac{5,806}{14,142}$	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{1200}$	ПЭ-11
	Фидер НТП №5	$\frac{10}{10}$	$\frac{127,017}{630}$	ВВПЭ- 10-20/630У3	0,055	0,065	15,065	$\frac{15,065}{20}$	$\frac{5,806}{14,142}$	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{1200}$	ПЭ-11
	Фидер НТП №6	$\frac{10}{10}$	$\frac{118,357}{630}$	ВВПЭ- 10-20/630У3	0,055	0,065	15,065	$\frac{15,065}{20}$	$\frac{5,806}{14,142}$	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{1200}$	ПЭ-11
	Фидер НТП №7	$\frac{10}{10}$	$\frac{40,415}{630}$	ВВПЭ- 10-20/630У3	0,055	0,065	15,065	$\frac{15,065}{20}$	$\frac{5,806}{14,142}$	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{1200}$	ПЭ-11
	Фидер НТП №8	$\frac{10}{10}$	$\frac{190,526}{630}$	ВВПЭ- 10-20/630У3	0,055	0,065	15,065	$\frac{15,065}{20}$	$\frac{5,806}{14,142}$	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{1200}$	ПЭ-11
10 кВ	Межсекцион- ный выключа- тель	$\frac{10}{10}$	$\frac{1464,49}{3150}$	ВБМЭ- 10-40/3150У3	0,05	0,06	15,065	$\frac{15,065}{40}$	$\frac{6,417}{22,627}$	$\frac{38,416}{100}$	$\frac{32,908}{4800}$	ПБ-2



Таблица Е.5 – Результаты выбора разъединителей

Место установки (РУ)	Тип разъединителя	Тип привода
РУ – 110 кВ ввод, сборные шины	РНД3.1-110/1000У1	ПДН – 1У1
РУ – 110 кВ, участок присоединения головных трансформаторов	РНД3.1-110/1000У1	ПДН – 1У1
РУ – 35 кВ ввод, сборные шины	РНД - 35/1000У1	ПРН – 110У1
Фидер НТП №1, НТП №2 35 кВ	РНД - 35/1000У1	ПРН – 110У1
РУ – 10 кВ ввод, сборные шины	РВРЗ-1-10/2500 У3	ПДВ - 1У3
Участок присоединения ТСН	РВЗ-10/400 I У3	ПР – 11
РУ – 10 кВ, присоединение тягового трансформатора	РВЗ-10/1000 I У3	ПВД-1У3
РУ – 10 кВ, фидера НТП	РВЗ-10/630 I У3	ПР – 11
Вводы, сборные шины РУ 3,3 кВ	РВРЗ-1-10/4000У3	ПДВ-1У3
Участок присоединения преобразователя РУ-3,3 кВ	РВРЗ-1-10/4000У3	ПДВ-1У3
Фидеры контактной сети	РВРЗ-1-10/2500У3	ПДВ-1У3
Отсасывающий провод КС	РВРЗ-1-10/4000У3	ПДВ-1У3

Таблица Е.6 – Места установки предохранителей на тяговых подстанциях

РУ	Место установки	Тип предохранителя
10 кВ	Цепь питания трансформатора напряжения	ПКН001-10У3
3,3 кВ	Цепь замера выпрямленного напряжения	ПКН001-10У3
	Цепь подключения помехозащитного конденсатора к катоду выпрямителя	ПКТ101-10-20-31,5У3
	Цепь подключения фидера контактной сети к испытателю короткого замыкания	ПКТ101-3-2-40У3
	Цепь подключения сглаживающего фильтра к шинам	ПКТ104-6-160-31,5У3

Таблица Е.7 – Результаты выбора трансформаторов тока

РУ	Место установки	$\frac{U_{уст}}{U_n}$ кВ	$\frac{I_{рmax}}{I_{ин}}$ кА	Тип аппарата	$\frac{i_y}{i_{max}}$ кА	$\frac{B_k}{I_T^2 \cdot t_T}$ кА <sup>2</sup> · с
110 кВ	Ввод и шины	$\frac{110}{110}$	$\frac{131,216}{150}$	ТФЗМ-110Б У1	$\frac{8,706}{30}$	$\frac{1,69}{108}$
35 кВ	Ввод, сборные шины	$\frac{35}{35}$	$\frac{47,443}{1200}$	ТВ-35 У2	$\frac{16,598}{36}$	$\frac{6,143}{10000}$
	Фидер НТП 1	$\frac{35}{35}$	$\frac{26,806}{1200}$	ТВ-35 У2	$\frac{16,598}{36}$	$\frac{6,143}{10000}$

РУ	Место установки	$\frac{U_{уст}}{U_n}$ кВ	$\frac{I_{рmax}}{I_{н}}$ кА	Тип аппарата	$\frac{i_y}{i_{max}}$ кА	$\frac{B_k}{I_T^2 \cdot t_T}$ кА <sup>2</sup> · с
	Фидер НТП 2	$\frac{35}{35}$	$\frac{22,104}{1200}$	ТВ-35 У2	$\frac{16,598}{36}$	$\frac{6,143}{10000}$
10 кВ	Участок присоединения тягового ТР	$\frac{10}{10}$	$\frac{559,676}{800}$	ТЛМ-10-1 У3	$\frac{38,416}{100}$	$\frac{32,908}{1587}$
	Ввод, сборные шины	$\frac{10}{10}$	$\frac{1915,358}{2000}$	ТПОЛ-10-1 У3	$\frac{38,416}{51}$	$\frac{32,908}{1200}$
	Участок присоединения ТСН	$\frac{10}{10}$	$\frac{14,434}{150}$	ТЛМ-10-1 У3	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{155,52}$
	Фидер НТП 1	$\frac{10}{10}$	$\frac{92,376}{150}$	ТЛМ-10-1 У3	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{155,52}$
	Фидер НТП 2	$\frac{10}{10}$	$\frac{121,244}{150}$	ТЛМ-10-1 У3	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{155,52}$
	Фидер НТП 3	$\frac{10}{10}$	$\frac{80,829}{150}$	ТЛМ-10-1 У3	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{155,52}$
	Фидер НТП 4	$\frac{10}{10}$	$\frac{178,978}{400}$	ТЛМ-10-1 У3	$\frac{38,416}{100}$	$\frac{32,908}{1015,68}$
	Фидер НТП 5	$\frac{10}{10}$	$\frac{127,017}{300}$	ТЛМ-10-1 У3	$\frac{38,416}{100}$	$\frac{32,908}{1015,68}$
10 кВ	Фидер НТП-6	$\frac{10}{10}$	$\frac{118,357}{150}$	ТЛМ-10-1 У3	$\frac{38,416}{100}$	$\frac{32,908}{1015,68}$
	Фидер НТП-7	$\frac{10}{10}$	$\frac{40,415}{150}$	ТЛМ-10-1 У3	$\frac{38,416}{52}$	$\frac{32,908}{155,52}$
	Фидер НТП-8	$\frac{10}{10}$	$\frac{190,526}{400}$	ТЛМ-10-1 У3	$\frac{38,416}{100}$	$\frac{32,908}{1015,68}$

Таблица Е.8 — Результаты выбора трансформаторов напряжения

Место установки	Тип трансформатора напряжения
Шины РУ питающего напряжения отпавечной подстанции 110 кВ	Два однофазных трехобмоточных трансформатора типа СРА-123
Шины РУ-35 кВ	Три однофазных трехобмоточных трансформатора ЗНОМ-35УХЛ1
Шины РУ-10 кВ	Три однофазных трехобмоточных трансформатора ЗНОЛ.06-10У3

Таблица Е.9 – Места установки и типы ограничителей перенапряжения

РВ	Место установки	Тип ОПН
110 кВ	Участок присоединения трансформатора	ОПН-110 УХЛ1
	Нейтраль понижающего трансформатора	ОПН-110 УХЛ1
35 кВ	Ввода и шины	ОПН-35А УХЛ1
10 кВ	Ввода и шины	ОПН-10А УХЛ1
	Выводы вентильных обмоток (12-пульсовая схема последовательного типа)	ОПН-1,5 УХЛ1
	Фидеры контактной сети	ОПН-3,3 О1

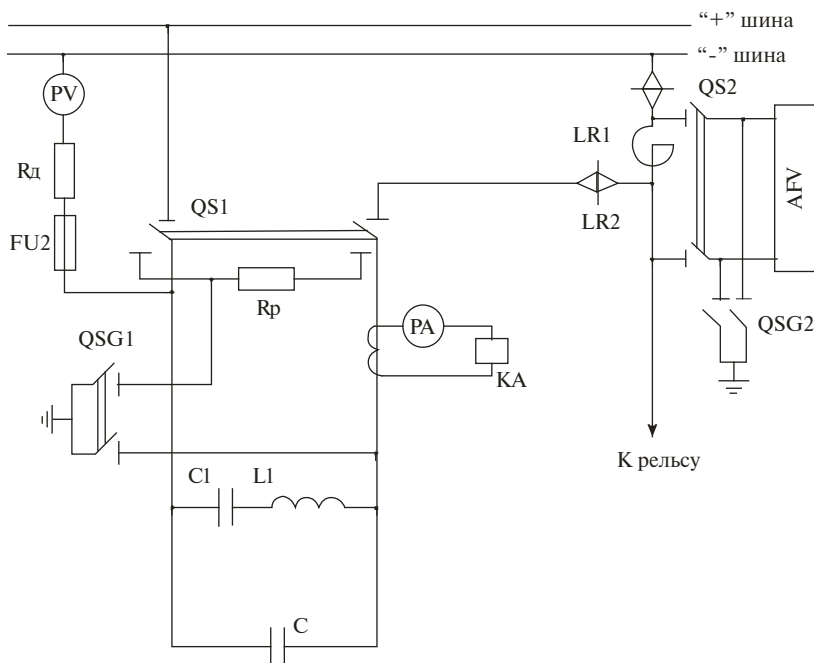


Рисунок Е.4 – Однозвенное резонансно-апериодическое сглаживающее устройство

## Приложение Ж – Периодичность проведения технического обслуживания выключателей

Таблица Ж.1 – Периодичность проведения технического обслуживания выключателей

Вид ремонта	Периодичность проведения обслуживания	Состав бригады	Норма времени, чел.-час.
<b>ВМТ – 110Б-25/1250 УХЛ1</b>			
Текущий ремонт	1 раз в 2 года	Электромеханик – 1 Электромонтер – 1 – V разряд Электромонтер – 1 – IV разряд	3,5
Капитальный ремонт	1 раз в 8 лет	Электромеханик – 1	58
Профилактические испытания	1 раз в 4 года	Электромонтер – 1 – V разряд Электромонтер – 2 – IV разряд	25,3
<b>ВЭБ-110-20/1250 УЗ и ВГТ-110П-40/2500У1</b>			
Текущий ремонт	1 раз в 2 года	Старший электромеханик – 1 Электромеханик – 1 Электромонтер – 1 – IV разряд	10,2
Капитальный ремонт	1 раз в 8 лет	Старший электромеханик – 1 Электромеханик – 1 Электромонтер – 2 – IV разряд	30,7
Профилактические испытания	1 раз в 4 года	Электромеханик – 1 Электромонтер – 2 – V разряд Электромонтер – 1 – IV разряд	14,2

## Приложение И – Результаты расчетов затрат на обслуживание выключателей

Таблица И.1 – Расчёт затрат на обслуживание выключателей

Вид ремонта	Состав исполнителей	Часовая тарифная ставка руб./час.	Всего, руб.
ВМТ – 110Б-25/1250 УХЛ1			
Текущий ремонт	Электромеханик – 1 Электромонтер – 1 – V разряд эл. монт. – 1 – IV разряд	161,32 97,11	200,48
Профилактические испытания	Электромеханик – 1 Электромонтер – 1 – V разряд Электромонтер – 2 – IV разряд	161,32 97,11 85,26(1чел)	777,48
Капитальный ремонт	Электромеханик – 1 Электромонтер – 1 – V разряд Электромонтер – 2 – IV разряд	161,32 97,11 85,26(1чел)	678,28
ИТОГО:		1656,24	
ВЭБ-110-20/1250 УЗ и ВГТ-110П-40/2500У1			
Текущий ремонт	Старший электромеханик – 1 Электромеханик – 1 Электромонтер – 1 – IV разряд	168,85 161,32 85,26	706,23
Капитальный ремонт	Старший электромеханик – 1 Электромеханик – 1 Электромонтер – 2 – IV разряд	168,85 161,32 85,26(1 чел)	480,35
Профилактические испытания	Электромеханик – 1 Электромонтер – 2 – V разряд Электромонтер – 1 – IV разряд	161,32 97,11(1чел) 85,26	391,21
ИТОГО		1577,79	

## Приложение К – Результаты расчета экономического эффекта при замене выключателей переменного тока

Таблица К.1 – Техничко-экономическое сравнение выключателей

Наименование затрат		Тип выключателя		
		ВМТ-110	ВГТ-110	ВЭБ-110
Капитальные затраты, руб.		4200000	5400000	6300000
Приведен- ные затраты	оплата труда: -текущий ремонт	200,48	706,23	706,23
	-профилактические испытания	777,48	480,35	480,35
	-капитальный ремонт	678,28	391,21	391,21
	отчисления на социальные нужды	368891,65	368891,65	368891,65
	Материалы	4800	—	—
	амортизационные отчисления	294000	378000	441000
	Итого эксплуатационных затрат	669347,89	748469,44	811469,44
	Приведенные затраты, руб/год	10106278,1	7766599,74	8865800,64



*Учебное издание*

**Ковалев** Алексей Анатольевич  
**Крапивин** Никита Васильевич  
**Кардаполов** Андрей Андреевич

**ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ  
КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ  
И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СРЕДСТВ**

Практикум по дисциплине  
«Основы проектирования коммутационных аппаратов  
и измерительных средств»  
для магистрантов направления подготовки  
13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
всех форм обучения

Редактор С. И. Семухина  
Верстка Н. А. Журавлевой

Подписано в печать 29.12.2019. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. Электронная версия. Заказ 502.

УрГУПС  
620034, г. Екатеринбург, ул. Колмогорова, 66