

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ  
«Птицефабрика»

Студент

Г.К. Бобылев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

## Аннотация

Работа выполнена на тему: «Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Птицефабрика»».

При выполнении работы было проведено обоснование проектирования электрической части РУ-10 кВ, выполнен анализ действующей схемы подстанции и проведен анализ электрооборудования РУ-10 кВ на остаточный ресурс.

Во втором разделе ВКР были рассмотрены вопросы проектирования реконструкции электрической части РУ-10 кВ, проведен анализ нагрузок потребителей, определены расчетные значения токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции, произведены выбор и проверка основного электрооборудования подстанции и используемых на ней токоведущих частей, определены параметры системы освещения, рассчитаны уставки релейной защиты и выбраны необходимые для установки на подстанции устройства автоматики, определена нагрузка трансформаторов собственных нужд и выбрана их номинальная мощность, выбраны комплектные распределительные устройства для установки в ЗРУ подстанции.

В третьем разделе рассмотрены вопросы обеспечения безопасности эксплуатационного и ремонтного персонала на подстанции, произведен расчёт контура заземления распределительного устройства подстанции.

Бакалаврская работа включает в себя пояснительную записку объемом 62 с., 10 рис., 23 табл., 34 источника.

## Содержание

Введение.....	4
1 Обоснование проектирования электрической части РУ-10 кВ.....	5
1.1 Анализ действующей схемы.....	5
1.2 Анализ состояния элементов действующей схемы РУ-10 кВ.....	6
1.3 Анализ электрооборудования РУ-10 кВ на остаточный ресурс.....	11
2 Проектирование реконструкции электрической части РУ-10 кВ.....	13
2.1 Анализ нагрузок потребителей.....	13
2.2 Расчет токов короткого замыкания.....	14
2.3 Выбор и проверка основного электрооборудования подстанции и используемых на ней токоведущих частей.....	26
2.4 Определение параметров системы освещения.....	40
2.5 Расчёт уставок релейной защиты и выбор необходимых для установки на подстанции устройств автоматики.....	44
2.6 Определение нагрузки трансформаторов собственных нужд и выбор их номинальной мощности.....	54
3 Расчёт контура заземления.....	56
Заключение.....	59
Список используемых источников.....	60

## Введение

На трансформаторной подстанции выполняется преобразование передача и распределение полученной электрической энергии. Трансформаторные мощности подстанции должны соответствовать текущему уровню нагрузок, а коммутационные аппараты обеспечивать надежную коммутацию цепей как в нормальных, так и в аварийных режимах работы. Для надежного функционирования подстанций и обеспечения электроэнергией запитанных от неё потребителей необходимо своевременное выявление устаревшего оборудования и его замена.

В настоящее время промышленностью выпускаются современные коммутационные аппараты, обладающие высоким ресурсом, техническими характеристиками, надежностью и удобством в эксплуатации, не оказывающие негативного влияния на окружающую среду.

Актуальность темы связана с необходимостью скорейшей замены морально и физически устаревшего оборудования на подстанции для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

Целью работы является повышение надежности электроснабжения потребителей подстанции «Птицефабрика» путём выбора и проверки электрических аппаратов распределительного устройства 10 кВ отвечающих современным технико-экономическим требованиям.

Основными задачами работы является проведение анализа действующей схемы подстанции и электрооборудования РУ-10 кВ на остаточный ресурс, рассмотрение вопросов проектирования реконструкции электрической части РУ-10 кВ и разработка мер по обеспечению безопасности эксплуатационного и ремонтного персонала на подстанции.

При выполнении работы используется современная техническая литература, данные производителей электрооборудования, методики расчета и выбора электрооборудования подстанции.

# 1 Обоснование проектирования электрической части РУ-10 кВ

## 1.1 Анализ действующей схемы

В данной работе рассматривается реконструкция электрической части ПС 110/10 кВ «Птицефабрика». Год ввода подстанции в эксплуатацию - 1976 г. Мощность каждого из двух силовых трансформаторов подстанции составляет 16 МВА. Расположение подстанции показано на рисунке 1.

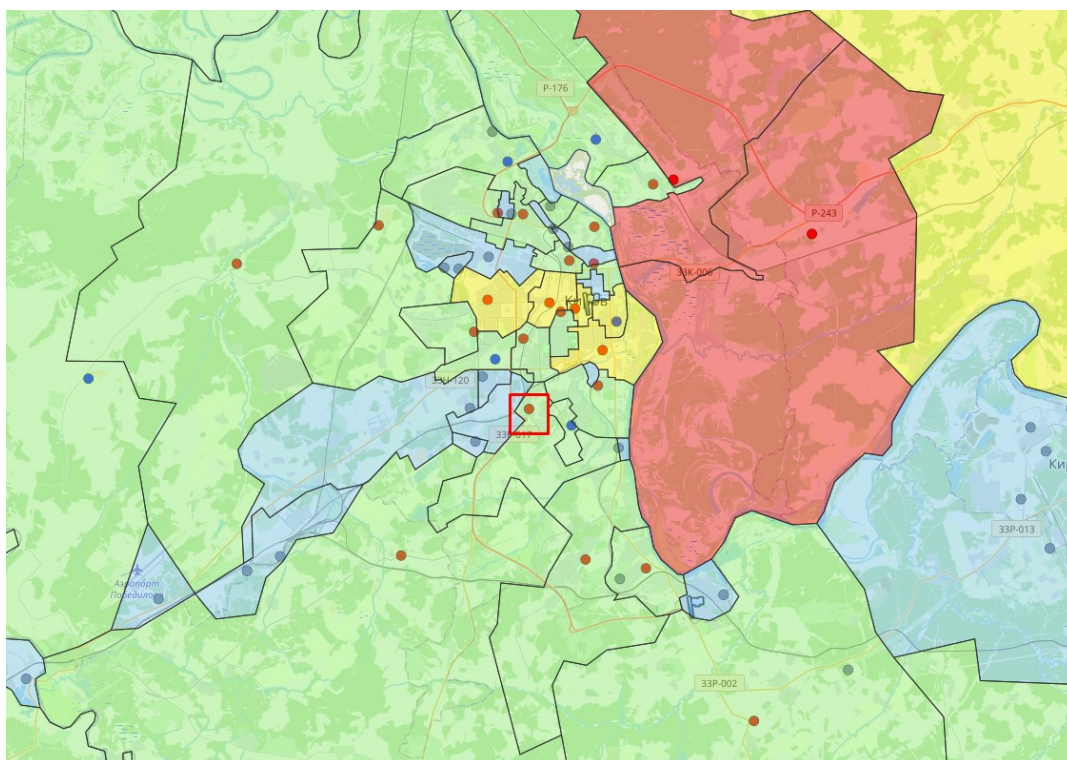


Рисунок 1 - План расположения подстанции на карте местности

Обслуживание подстанции осуществляет Кировский городской РЭС «Россети Центр и Приволжье Кировэнерго». В настоящее время ОРУ-110 кВ выполнено по схеме «110-5Н, мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

Замена электрических аппаратов в открытом распределительном устройстве 110 кВ была произведена в 2014 году, поэтому данное

электрооборудование в проекте реконструкции не рассматривается. В настоящий момент в открытом распределительном устройстве 110 кВ установлены элегазовые выключатели типа LTB-145-D1/B производства ABB Switchgear, двухколонковые поворотные разъединители типа SGF-123n, измерительные трансформаторы тока типа ТФМ-110/150, электромагнитные антирезонансные однофазные трансформаторы напряжения НАМИ-110, ограничители перенапряжения нелинейные ОПН-110 с полимерной внешней изоляцией и предохранители типа ПСН-110.

В распределительном устройстве 10 кВ используется схема «секционированная выключателем система шин». Основным потребителем электроэнергии РУ-10 кВ является АО "Агромаш". Также имеются фидера с отходящими линиями на РУ-10 кВ ЦРП, РУ-10 кВ КТП-11 Ц.60, РУ-10 кВ базы отдыха, РУ-10 кВ ТП-АИК; также имеется два резервных фидера (по одному на каждой шине 10 кВ). От каждой шины 10 кВ запитано по одному трансформатору собственных нужд. Потребителями второй категории надежности электроснабжения являются АО "Агромаш" и РУ-10 кВ базы отдыха; к ним отходит по две питающих линии на каждый потребитель 10 кВ. Остальные потребители относятся к третьей категории; к ним отходит по одной питающей линии.

## **1.2 Анализ состояния элементов действующей схемы РУ-10 кВ**

РУ-10 кВ подстанции 110/10 кВ «Птицефабрика» состоит из основного оборудования выпуска семидесятых годов.

Питание 1 секции шин 10 кВ РУ осуществляется от трансформатора Т1.

На стороне низкого напряжения подстанции 10 кВ стоят высоковольтные выключатели типа: ВМПЭ – 10/1600 – на вводах и между секциями, ВМП – 10/630 – на фидерах. Характеристики указанных выше высоковольтных выключателей приведены в таблице 1.

На стороне низкого напряжения подстанции 10 кВ стоят разъединители типа РВ- 10- 1600. Характеристики указанных выше разъединителей приведены в таблице 2.

Таблица 1 – Характеристики высоковольтных выключателей типа ВМП – 10 и ВМПЭ – 10

Параметр	Значение для ВМПЭ – 10/1600	Значение для ВМП – 10/630
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	12
Номинальный ток, А	1600	630
Номинальный ток отключения, кА	20,000	20,000
«Сквозной ток КЗ, кА:		
– наибольший пик	52,000	52,000
– действующее значение периодической составляющей, кА	20,000	20,000
Время отключения полное, с	0,2	0,2
Время отключения собственное, с	0,12	0,12
Время включения полное, с	0,2	0,2
Коммутационный ресурс	10000	10000
Механический ресурс, число циклов включений – отключений» [7]	25000	25000
Удельная отключающая способность, кА	62,000	62,000
Масса, кг	320	225
Срок службы до списания, лет	25	25

Таблица 2 – Характеристики разъединителей РВ–10 на номинальное напряжение 10 кВ

Параметр	Значение для РВ-10-1600
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12

Продолжение таблицы 2

Номинальный ток, А	1600
«Ток термической стойкости, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Допустимая механическая нагрузка на выводы, Н	800
Механический ресурс» [7]	10000
Масса полюса, кг	220
Срок службы до списания, лет	25

На стороне низкого напряжения подстанции 10 кВ стоят трансформаторы тока типа ТПОЛ-10/1500 – вводные и ТПЛ-10/50..400 на отходящих фидерах). Характеристики указанных выше измерительных трансформаторов тока приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики измерительных трансформаторов тока типа ТПОЛ-10 и ТПЛ-10

Параметр	Значение для ТПОЛ-10	Значение для ТПЛ-10
«Номинальное напряжение, кВ	10	10
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, А	27	25
Кратность тока электродинамической стойкости, А	66,7	55
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5	0,5
Масса, кг» [7]	20,0	18,0

В цепях защитных устройств применяют трансформаторы напряжения с дополнительной вторичной обмоткой. Трансформаторы напряжения изолируют цепи напряжением до 1000 В от цепей напряжением выше 1000 В. Трансформаторы напряжения предназначены для работы в сетях с изолированной или заземленной нейтралью. Отдельные типы трансформаторов могут работать в сетях с любым режимом заземления



нейтрали. На стороне низкого напряжения подстанции 10 кВ стоят трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-10. Характеристики указанных выше измерительных трансформаторов напряжения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики измерительных трансформаторов напряжения типа ЗНОЛ–10

Параметр	Значение для ЗНОЛ-6
«Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальная мощность основной вторичной обмотки №1, ВА	15
Предельная мощность основной вторичной обмотки №1, ВА» [8]	250
Масса, кг	26,5
Срок службы до списания, лет	30,0

На стороне низкого напряжения подстанции 10 кВ стоят разрядники РВО-10. Характеристики указанных выше разрядников приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики разрядников типа РВО–10

Параметр	Значение для РВО-10
Номинальное напряжение, кВ	10
Импульсное пробивное напряжение при предразрядном времени от 2 до 20 мкс, кВ, не более	32
«Ток утечки, мкА	6
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	18
Масса, кг	2,2
Полный срок службы, лет» [8]	25

На стороне низкого напряжения подстанции 10 кВ стоят изоляторы типа ИО-10. Характеристики указанных выше изоляторов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики изоляторов ИО-10

Технические характеристики	ИО-10
Номинальное напряжение, кВ	10
Минимальная разрушающая сила на изгиб, кН	3,75
Длина пути утечки, см	60
Масса, кг	1,0

На стороне низкого напряжения подстанции 10 кВ стоят два трансформатора собственных нужд типа ТМ – 160-10/0,4. Характеристики указанных выше ТСН приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики трансформаторов собственных нужд типа ТМ–160/10

Параметр	Значение для ТМ-160/10
«Номинальное напряжение ВН, кВ	10
Номинальное напряжение НН, кВ	0,4
Напряжение к.з., %	4,5
Потери холостого хода, кВт	0,51
Потери к.з., кВт	2,90
Ток холостого хода, %	2,2
Масса, кг	1155
Полный срок службы, лет» [9]	25

На рисунке 2 приведена текущая однолинейная схема подстанции ПС-110/10 кВ «Птицефабрика».

В результате проведенного анализа существующей однолинейной схемы РУ-10 кВ подстанции были сделаны выводы, что целесообразно перераспределить нагрузку равномерно по шинам 10 кВ, переключив часть потребителей 3-ей категории на вторую шину 10 кВ. Это позволит более равномерно загрузить силовые трансформаторы подстанции, токоведущие

части и электрооборудование РУ-10 кВ, снизить потери электроэнергии и повысить надежность схемы в целом [3].

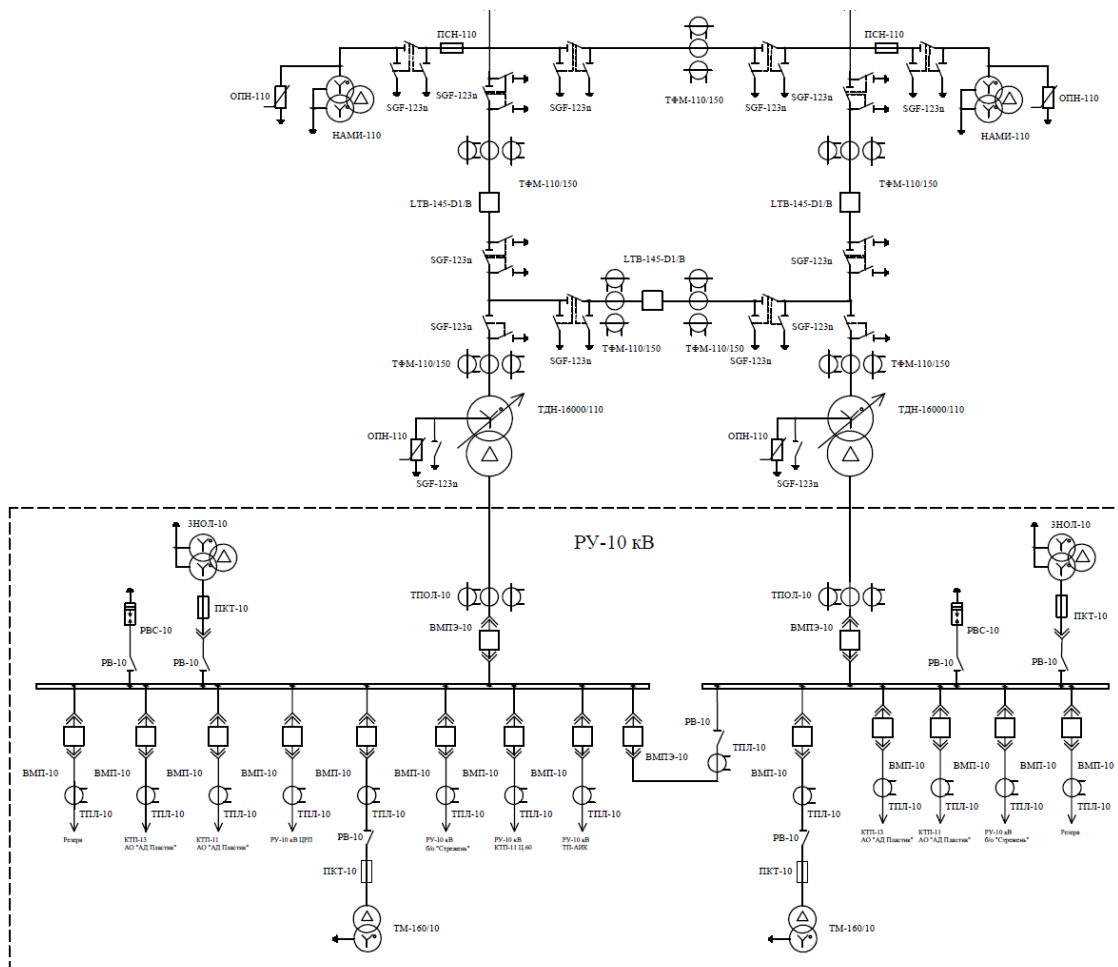


Рисунок 2 – Текущая однолинейная схема подстанции ПС-110/10 кВ «Птицефабрика»

### 1.3 Анализ электрооборудования РУ-10 кВ на остаточный ресурс

«Остаточный ресурс – это запас возможной наработки оборудования после момента контроля его технического состояния (или ремонта), в течение которого обеспечивается соответствие требованиям НТД всех его основных технико-эксплуатационных показателей и показателей безопасности. Остаточный ресурс всего установленного оборудования определяем по формуле» [3]:

$$\frac{T_{\text{ном}} - T_{\text{факт}}}{T_{\text{ном}}} \times 100 = T_{\text{ост}}, \%, \quad (1)$$

Выполним расчет на примере трансформатора собственных нужд подстанции, для него величина остаточного ресурса составляет:

$$T_{\text{ост}} = (25 - 43)/25 \times 100 \% = -72 \%$$

Поскольку полученное значение является отрицательным, то остаточный ресурс у данного оборудования выработан.

Результаты расчетов остаточного ресурса для остального электрооборудования распределительного устройства 10 кВ подстанции приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов остаточного ресурса для остального электрооборудования распределительного устройства 10 кВ подстанции

Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	$T_{\text{ном}}$ , лет	$T_{\text{факт}}$ , лет	$T_{\text{ост}}$ , %
ТМ-160/10	1976	25	43	выработан
ВМПЭ- 10	1976	25	43	выработан
ВМП- 10	1976	25	43	выработан
РВ-10	1976	25	43	выработан
ТПОЛ-10	1976	25	43	выработан
ТПЛ-10	1976	25	43	выработан
ЗНОЛ-10	1976	30	43	выработан
РВС-10	1976	25	43	выработан
ИО-10	1976	30	43	выработан
ТМ-160/10	1976	25	43	выработан
ВМПЭ- 10	1976	25	43	выработан

При величине остаточного ресурса не превышающей 30% необходима замена электрооборудования на новое из-за недопустимого износа. В результате проведенного выше анализа установлено, что электрооборудование распределительного устройства 10 кВ полностью выработало свой ресурс, а его срок эксплуатации почти в два раза превышает установленный заводом изготовителем.

## 2 Проектирование реконструкции электрической части РУ-10 кВ

### 2.1 Анализ нагрузок потребителей

Исходными данными являются данные о нагрузках подстанции, которые могут быть получены на действующем объекте в результате замеров в день зимнего максимума нагрузки, данные о которых представлены в таблице 9 и на рисунке 3.

Таблица 9- Результаты замеров нагрузок по силовым трансформаторам в отдельности и по подстанции в целом в день зимнего максимума нагрузки

Время суток, ч	Суммарные значения по подстанции			Нагрузка трансформатора Т1			Нагрузка трансформатора Т2		
	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА
0	6832,22	1914,93	7120,83	3279,46	919,17	3418,00	3552,75	995,76	3702,83
2	7743,18	2170,25	8070,27	3716,72	1041,72	3873,73	4026,45	1128,53	4196,54
4	7895,00	2212,81	8228,51	3789,60	1062,15	3949,69	4105,40	1150,66	4278,83
6	9565,10	2680,90	9969,16	4591,25	1286,83	4785,20	4973,85	1394,07	5183,96
8	10779,72	3021,33	11235,08	5174,26	1450,24	5392,84	5605,45	1571,09	5842,24
10	11994,33	3361,77	12501,01	5757,28	1613,65	6000,48	6237,05	1748,12	6500,52
12	12297,99	3446,87	12817,49	5903,03	1654,50	6152,40	6394,95	1792,37	6665,09
14	12449,81	3489,43	12975,73	5975,91	1674,93	6228,35	6473,90	1814,50	6747,38
16	12601,64	3531,98	13133,97	6048,79	1695,35	6304,31	6552,85	1836,63	6829,67
18	14271,74	4000,08	14874,62	6850,43	1920,04	7139,82	7421,30	2080,04	7734,80
20	15182,70	4255,40	15824,06	7287,70	2042,59	7595,55	7895,00	2212,81	8228,51
22	15030,87	4212,85	15665,82	7214,82	2022,17	7519,59	7816,05	2190,68	8146,23
24	14423,57	4042,63	15032,86	6923,31	1940,46	7215,77	7500,25	2102,17	7817,09

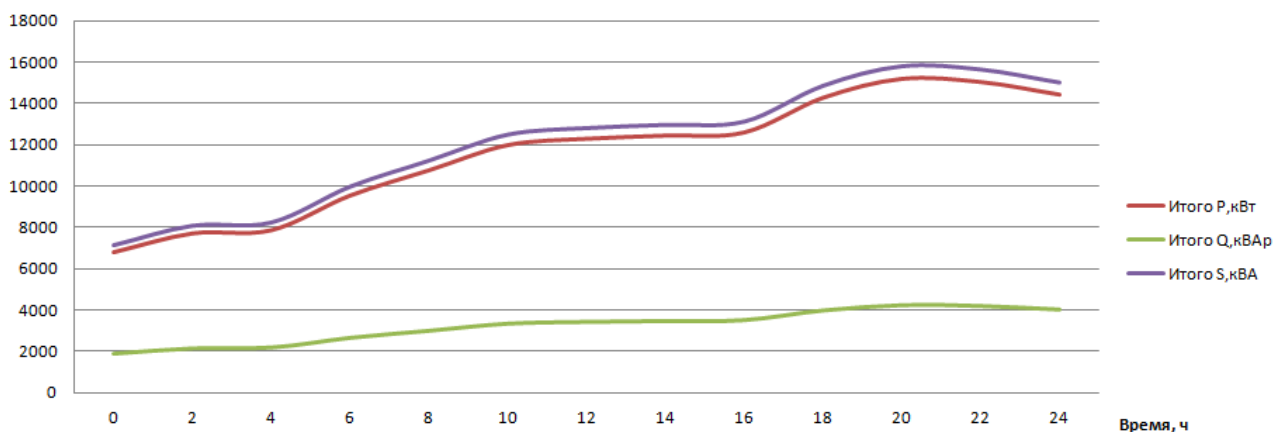


Рисунок 3 - Графики суммарной нагрузки подстанции

Максимальная мощность нагрузки приходится на интервал с 18 до 22 часов, максимальные измеренные значения:

$$P_{\max} = 15182,7 \text{ кВт}; Q_{\max} = 4255,4 \text{ кВар}; S_{\max} = 15824,06 \text{ кВА}.$$

## 2.2 Расчет токов короткого замыкания

Необходимость расчета токов короткого замыкания обусловлена использованием полученных значений при проверке выбранных коммутационных аппаратов и другого электрооборудования подстанции на электродинамическую и термическую стойкость.

В соответствии с решаемыми задачами составляется расчетная схема (рисунок 4).

Составляем схему замещения для определения токов КЗ (рисунок 5). Каждый из элементов расчетной схемы замещается собственным сопротивлением.

Расчет сопротивления двухобмоточных понизительных трансформаторов, питающих КРУ:

$$X_{\text{трвн}} = U_{\text{кз}}/100 \cdot U_{\text{н}}^2/S_{\text{т}}, \quad (2)$$

$$X_{\text{трвн}} = 10,5/100 \cdot 110^2/16 = 50,82 \text{ Ом}.$$

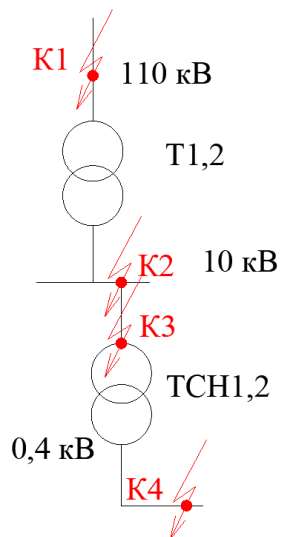


Рисунок 4 – Схема для расчета токов КЗ

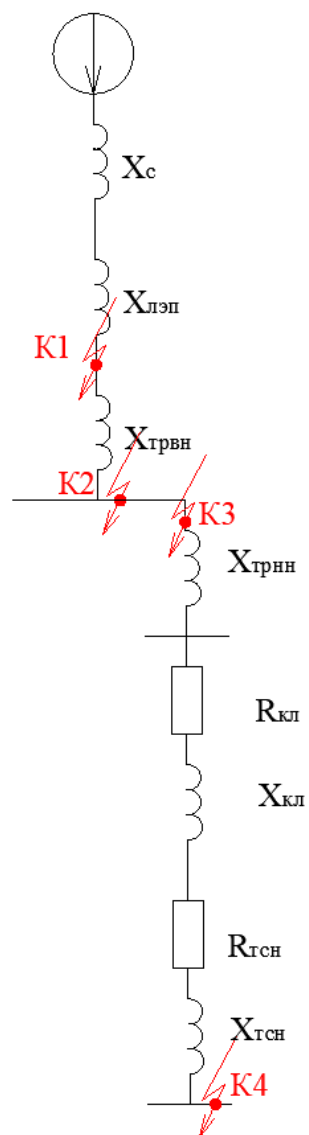


Рисунок 5 - Схема замещения для определения значений токов КЗ

$$X_{\text{трнн}} = X_{\text{трвн}} \cdot (U_{\text{ном.нн}}/U_{\text{ном.вн}})^2 \quad (3)$$

$$X_{\text{трнн}} = 50,82 \cdot (10/110)^2 = 18,3 \text{ Ом}$$

Определим значение сопротивления ЛЭП:

$$X_{\text{лэп}} = x_0 \cdot L \quad (4)$$

$$X_{\text{лэп}} = 0,444 \cdot 12,2 = 5,417 \text{ Ом}$$

«Сопротивление системы  $X_c$ , в именованных единицах определяется по формуле согласно» [6]

$$X_c = \frac{U_6^2}{S_k}, \quad (5)$$

$$X_c = 110^2/900 = 13,444 \text{ Ом}$$

Выполним расчет значений токов КЗ в расчетной точке К1.

Расчетная схема замещения для определения значений тока короткого замыкания в т. К1 приведена на рисунке 6.

Найдем значение периодической составляющей тока короткого замыкания  $I''_{\text{по}}$ , кА по формуле из РД 153-34.0-20.527-98

Для точки К1

$$I''_{K1} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K1}}, \quad (6)$$

Для точки К2

$$I''_{K2} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K2}} \cdot K_{T \frac{BH}{HH}}, \quad (7)$$



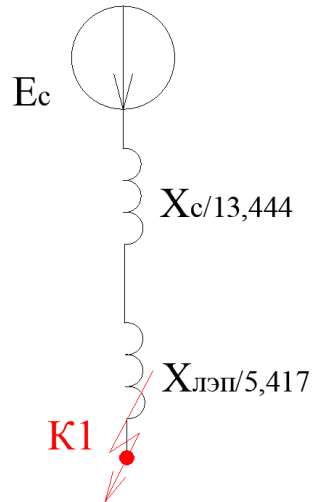


Рисунок 6 - Расчетная схема замещения для определения значений тока короткого замыкания в т. К1

Для точки К3

$$I_{K2}'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K3}} \cdot K_{T_{\frac{BH}{HH}}}, \quad (8)$$

Для точки К4

$$I_{K2}'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K4}} \cdot K_{T_{\frac{BH}{HH}}}, \quad (9)$$

$$I_{K1}'' = 110 / (\sqrt{3} \cdot (13,444 + 5,417)) = 3,367 \text{ кА}$$

«Ударный коэффициент тока КЗ  $K_y$ , определяется по формуле» [6]

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (10)$$

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,82,$$

«Ударный ток КЗ  $i_{y1}$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot K_{y1} \cdot I_{K1}'' \quad (11)$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot K_{y1} \cdot I_{K1}'' = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 3,367 = 12,253 \text{ кА}$$

«Действующее значение ударного тока КЗ  $I_y$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$I_y = I_{K1}'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{y1} - 1)^2} \quad (12)$$

$$I_y = 3,367 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 3,367 \cdot 1,531 = 5,156 \text{ кА}$$

«Ток двухфазного КЗ  $I_{K1}^{(2)}$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K1}''' \quad (13)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot 3,367 = 2,916 \text{ кА}$$

«Ток однофазного КЗ  $I_K^{(1)}$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \cdot I_{K1}'' \quad (14)$$

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \cdot 3,367 = 1,852 \text{ кА}$$

«Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ  $i_{att}$ , кА, в момент размыкания контактов выключателя определяется по формуле» [6]

$$i_{att} = \sqrt{2} \cdot I_{K1}''' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} \quad (15)$$

где

$$\tau = t_{3\min} + t_{CB}, \quad (16)$$

$$\tau = 0,01 + 0,21 = 0,211 \text{ с}$$

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,367 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,05}} = 0,958 \text{ кА}$$

Находим значение полного тока:

$$I_{n1} = i_{\alpha\tau1} + I''_{K1}, \quad (17)$$

$$I_{n1} = 0,958 + 3,367 = 4,325 \text{ кА}$$

Находим значение полной мощности короткого замыкания:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot I_{n1} \cdot U \quad (18)$$

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 4,325 \cdot 110 = 823,999 \text{ МВА}$$

Выполним расчет значений токов КЗ в расчетных точках К2 и К3.

Расчетная схема замещения для определения значений тока короткого замыкания в т. К2 и К3 приведена на рисунке 7.

Определим суммарное сопротивление до т. К2:

$$X_{\Sigma K2} = 18,861 + 50,82 = 69,681 \text{ Ом}$$

Подставляя численные значения в формулы:

- значение периодической составляющей тока короткого замыкания  $I''_{K2}$

$$I''_{K2} = 110 / (\sqrt{3} \cdot 69,681) = 0,911 \text{ кА}$$

- значение ударного коэффициента  $K_{y2}$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot K_{y2} \cdot I''_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 0,911 = 2,346 \text{ кА}$$

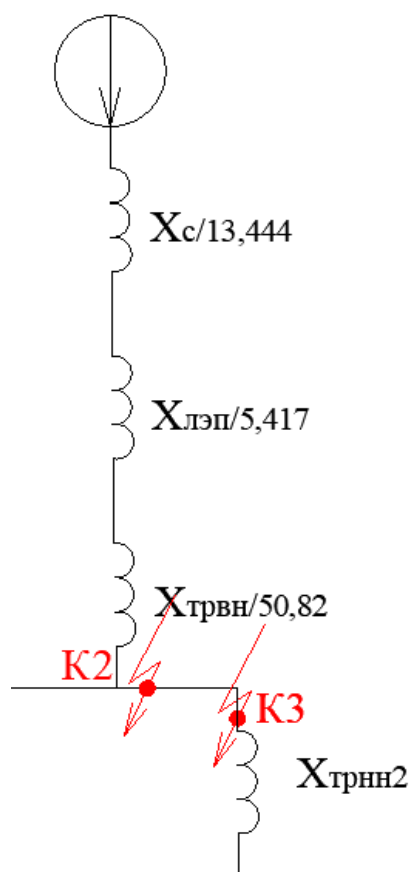


Рисунок 7 - Расчетная схема замещения для определения значений тока короткого замыкания в т. К2 и К3

«Действующее значение ударного тока КЗ  $I_y$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$I_{y2} = 0,911 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 1,395 \text{ кА}$$

«Ток двухфазного КЗ  $I_{K2}^{(2)}$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$I_{K2}^{(2)} = (\sqrt{3} / 2) \cdot 0,911 = 0,789 \text{ кА}$$

«Ток однофазного КЗ  $I_K^{(1)}$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$I_{K2}^{(1)} = 0,55 \cdot 0,911 = 0,501 \text{ кА}$$

«Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ  $i_{a\tau}$ , кА, в момент размыкания контактов выключателя определяется по формуле» [6]

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,911 \cdot e^{-0,11/0,05} = 0,411 \text{ кА}$$

Находим значение полного тока:

$$I_{п2} = 0,411 + 0,911 = 1,322 \text{ кА}$$

Находим значение полной мощности короткого замыкания:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 1,322 \cdot 10 = 22,897 \text{ МВА}$$

Определим суммарное сопротивление до т. КЗ:

$$X_{\Sigma K3} = 69,681 + 0,653 = 70,334 \text{ Ом}$$

Подставляя численные значения в формулы:

- значение периодической составляющей тока короткого замыкания

$$I''_{K3} = 110 / (\sqrt{3} \cdot 70,334) = 0,903 \text{ кА}$$

- значение ударного коэффициента  $K_{y3}$

$$i_{y3} = \sqrt{2} \cdot K_{y3} \cdot I''_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 0,903 = 2,324 \text{ кА}$$

«Действующее значение ударного тока КЗ  $I_y$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$I_{y3} = 0,903 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 1,382 \text{ кА}$$

«Ток двухфазного КЗ  $I_{K3}^{(2)}$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$I_{K3}^{(2)} = (\sqrt{3} / 2) \cdot 0,903 = 0,782 \text{ кА}$$

«Ток однофазного КЗ  $I_{K3}^{(1)}$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$I_{K3}^{(1)} = 0,55 \cdot 0,903 = 0,497 \text{ кА}$$

«Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ  $i_{a\tau}$ , кА, в момент размыкания контактов выключателя определяется по формуле» [6]

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,903 \cdot e^{-0.11/0.05} = 0,405 \text{ кА}$$

Находим значение полного тока:

$$I_{п3} = 0,405 + 0,903 = 1,308 \text{ кА}$$

Находим значение полной мощности короткого замыкания:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 1,308 \cdot 10 = 22,655 \text{ МВА}$$

Определим значения токов КЗ в т. К4

Расчетная схема замещения для определения значений тока короткого замыкания в т. К4 приведена на рисунке 8.

Суммарное относительное сопротивление элементов цепи до точки К4, определяется по формуле

$$X_{\Sigma K4} = X_{\Sigma K3} + X_{\text{трнн1}} + R_{\text{кл}} + X_{\text{кл}} + R_{\text{тсн}} + X_{\text{тсн}} \quad (19)$$

Активное и индуктивное сопротивления кабеля  $R_{\text{кл}}$  и  $X_{\text{кл}}$  найдем из выражений

$$R_{\text{кл}} = r_0 \cdot l, \quad (20)$$

$$X_{\text{кл}} = x_0 \cdot l, \quad (21)$$

$$X_{\text{кл}} = 0,00563 \cdot 54 = 0,304 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{кл}} = 0,0113 \cdot 54 = 0,612 \text{ Ом}$$

Определим значение активного сопротивления двухобмоточного трансформатора ТСН

$$R_{\text{ТСН}} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{СР}}^2}{S_{\text{номТСН}}^2}, \quad (22)$$

$$R_{\text{ТСН}} = 2,9 \cdot 0,4^2 / 0,16^2 = 18,13 \text{ Ом}$$

Определим значение индуктивного сопротивления трансформатора собственных нужд ТСН:

$$X_{\text{ТСН}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{СР}}^2}{S_{\text{номТ}}^2}, \quad (23)$$

$$X_{\text{ТСН}} = 4,5 / 100 \cdot 0,4^2 / 0,16^2 = 0,281 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K4} = 70,334 + 18,3 + 0,612 + 0,304 + 18,13 + 0,281 = 107,956 \text{ Ом}$$

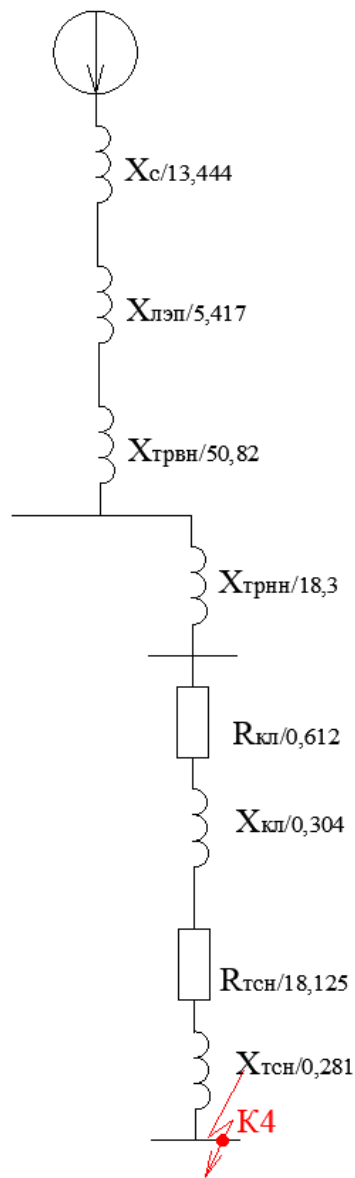


Рисунок 8- Расчетная схема замещения для определения значений тока короткого замыкания в т. К4

Подставляя численные значения в формулы:

- значение периодической составляющей тока короткого замыкания

$$I''_{к4} = 110 / (\sqrt{3} \cdot 107,956) = 0,588 \text{ кА}$$

- значение ударного коэффициента  $K_{у4}$

$$i_{y4} = \sqrt{2} \cdot K_{у4} \cdot I''_{к4} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 0,588 = 1,513 \text{ кА}$$



«Действующее значение ударного тока КЗ  $I_y$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$I_{y4} = 0,588 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 0,9 \text{ кА}$$

«Ток двухфазного КЗ  $I_{K4}^{(2)}$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$I_{K4}^{(2)} = (\sqrt{3} / 2) \cdot 0,588 = 0,509 \text{ кА}$$

«Ток однофазного КЗ  $I_K^{(1)}$ , кА, определяется по формуле» [6]

$$I_{K4}^{(1)} = 0,55 \cdot 0,588 = 0,323 \text{ кА}$$

«Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ  $i_{a\tau}$ , кА, в момент размыкания контактов выключателя определяется по формуле» [6]

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,588 \cdot e^{-0.11/0.05} = 0,237 \text{ кА}$$

Находим значение полного тока:

$$I_{п2} = 0,237 + 0,588 = 0,825 \text{ кА}$$

Находим значение полной мощности короткого замыкания:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 0,825 \cdot 10 = 14,289 \text{ МВА}$$

Полученные значения токов КЗ сводим в таблицу 10.

Таблица 10 - Результаты определения токов короткого замыкания в точках К1 – К4

Точка КЗ	$I''$ , кА	$i_y$ , кА	$I_y$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА	$I_p$ , кА	$S_{кз}$ , МВА
К1	3,367	12,253	5,156	2,916	1,852	4,325	823,999
К2	0,911	2,346	1,395	0,789	0,501	1,322	22,897
К3	0,903	2,324	1,382	0,782	0,497	1,308	22,655
К4	0,588	1,513	0,9	0,509	0,323	0,825	14,289

### 2.3 Выбор и проверка основного электрооборудования подстанции и используемых на ней токоведущих частей

Выполним выбор и проверку сборных шин.

На стороне низкого напряжения подстанции определяем значение тока на вводе одного из трансформаторов в нормальном режиме работы:

$$I_{\text{норм}} = \frac{15824,062}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 456,815 \text{ А.}$$

Рассмотрим режим аварийной нагрузки:

$$I_{\text{ав}} = \frac{15824,062}{\sqrt{3} \cdot 10} = 913,629 \text{ А.}$$

Сравним три возможных варианта исполнения шин 10 кВ (таблица 11).

Таблица 11 – Выбор формы сечения шин 10 кВ

Сечение, материал	$I_{\text{ав}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$S_{\text{сеч}}$ , мм <sup>2</sup>
Прямоугольное 80 · 6 мм, Al	913,629	1150	480
Коробчатое 35 · 15 · 5,5 · 6 мм, Al	913,629	1200	525
Круглое сечение d=72/80 мм, Al	913,629	980	415

Принимаем алюминиевые шину трубчатого сечения с внутренним диаметром 72 мм и наружным диаметром 80 мм как с наименьшим сечением.

Кроме того, круглое трубчатое сечение наиболее подходит по длительно допустимому току.

Проверка шин.

Проводник удовлетворяет условию термической стойкости, если температура нагрева проводника к моменту отключения КЗ  $v_k$  не превышает предельно допустимую температуру нагрева соответствующего проводника при КЗ  $v_{\text{кдоп}}$ , т. е. если выполняется условие:

$$v_k \leq v_{\text{кдоп}} \quad (24)$$

«Расчёт целесообразно вести в следующей последовательности:

– выбирается справочная кривая, соответствующая материалу проверяемого проводника и по ней находится значение  $A_{v_H}$ , соответствующее начальной температуре проводника. Например, для проводов и окрашенных шин неизолированных такая температура составляет 70 °С;

– определяется значение интеграла Джоуля при расчётных условиях КЗ. Рассматривается неравенство» [6]:

$$t_{\text{откл}} \geq 3 \cdot T_{\text{аз}} \quad (25)$$

Определяем расчётное время существования короткого замыкания:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в}} \quad (26)$$

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (27)$$

Значению ударного коэффициента  $K_y=1,82$  соответствует  $T_{\text{аз}}=0,012$ .

«В случае выполнения соотношения интеграл Джоуля определяется по упрощенному уравнению» [6]:

$$B_{Ki} = I_{Ki}^2 \cdot (t_{откл} + T_{аз}); \quad (28)$$

где  $I_{Ki}$  – периодическая составляющая тока КЗ; в противном случае:

$$B_{Ki} = I_{Ki}^2 \cdot \left[ t_{откл} + T_{аз} \cdot \left( 1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{откл}}{T_{аз}}} \right) \right]. \quad (29)$$

– определяем  $A_{ук}$  для установившейся температуры шины:

$$A_{ук} = A_{вн} + \frac{B_K}{S^2}; \quad (30)$$

– по полученной величине  $A_{ук}$  по справочному графику находим  $v_k$  и сравниваем с предельным значением  $v_{кдоп}$ . Для шин из алюминиевого сплава  $v_{кдоп} = 200$  °С.

Проверка шин на термическую стойкость.

В данном случае:

$t_{рз} = 1,1$  с для напряжения 10 кВ

$t_{в} = 0,025$  с для выключателя ВВ/TEL

$$t_{откл} = 1,1 + 0,025 = 1,125 \text{ с} \geq 3 \cdot 0,05$$

Условие выполняется, находим интеграл Джоуля по упрощенному уравнению:

$$B_K = 5,16^2 \cdot (1,125 + 0,05) = 31,285 \cdot 10^6 \text{ A}^2/\text{с}$$

$$A_{VK} = 0,53 \cdot 70^0 + 31,285 \cdot 10^6 / 415^2 = 37,1 + 38,197 = 75,298 \text{ C}^0 \leq 200 \text{ C}^0$$

Шины проходят проверку на термическую стойкость.

«Проверяем шины на механическую прочность. Определяем длину пролёта между изоляторами, при условии, что частота собственных колебаний будет меньше 200 Гц» [6]:

$$f \leq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{g}} \quad (31)$$

Из формулы (2.31) получим:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{g}}$$

$$J = \frac{bh^3}{9}, \text{ см}^2 \quad (32)$$

$$J = \frac{1 \cdot 8,5^3}{9} = 68,24 \text{ см}^2$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200^2} \cdot \sqrt{\frac{68,24}{4,15}} = 0,01 \text{ м}^2$$

$$1 \leq \sqrt{0,01} \leq 1,05 \text{ м}$$

Определим расчетный пролет полосы (наибольшее допустимое расстояние между прокладками шины), м

$$l_n < 216 \sqrt{\frac{a_n}{i_y}} \cdot \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{k\phi}}; \text{ м} \quad (33)$$

$$l_n \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}}; \text{ м}; \quad (34)$$

$$l_n < 216 \sqrt{\frac{0,016}{2346}} \cdot \sqrt[4]{\frac{70 \cdot 10^6 \cdot 144 \cdot 10^{-8}}{0,35}} = 0,558 \text{ м};$$

$$l_n \leq 0,133 \times \sqrt[4]{\frac{70 \cdot 10^6 \cdot 144 \cdot 10^{-8}}{2,16}} = 0,348 \text{ м}.$$

В результате расчетов принимаем  $l_n=0,41$  м.

Находим количество прокладок в одном пролёте шин:

$$n=l/l_n-1=1,05/0,41-1=1,6 \text{ принимаем число } n=2$$

Определим длину пролёта:

$$l_n = \frac{l}{n+1} = \frac{1,05}{2+1} = 0,35 \text{ м}$$

Найдем силу взаимодействия между полосами:

$$f_n = \frac{k_\phi \cdot i_y^2}{4b^3} \cdot 10^{-7}; H / м; \quad (35)$$

$$f_n = \frac{0,35 \cdot 2346^2}{4 \cdot 0,01} \cdot 10^{-7} = 1438,76 H / м;$$

«Напряжение в материале согласно» [2]:

$$\delta_{расч} = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n} \text{ МПа}; \quad (36)$$

$$W_n = \frac{b^2 \cdot h}{6} = \frac{1^2 \cdot 8,5}{6} = 1,42 \text{ см}^3$$

$$\delta_{расч} = \frac{1438,76 \cdot 0,35^2}{12 \cdot 1,42} = 10,34 \text{ МПа};$$

«Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз согласно» [2]

$$\delta_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{fl^2}{10W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W\phi \cdot a}, \text{ МПа} \quad (37)$$

$$W_n = \frac{b \cdot h^2}{3} = \frac{1 \cdot 8,5^2}{3} = 24,08 \text{ см}^3$$

$$\delta_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2346^2 \cdot 0,35^2}{24,08 \cdot 1,6} = 0,061 \text{ МПа}$$

$$\delta_{расч} = \delta\phi + \delta n = 10,34 + 0,061 = 10,401 \text{ МПа}$$

Условие проверки:

$$\delta_{расч} \leq \delta_{доп}$$

$$\delta_{расч} = 10,401 \text{ МПа} \leq \delta_{доп} = 40 \text{ МПа}$$

В результате расчетов установлено, что алюминиевые шины трубчатого сечения с внутренним диаметром 72 мм и наружным диаметром 80 мм удовлетворяют условию механической прочности.

Выбор и проверка высоковольтных выключателей на напряжение 10 кВ для установки в РУ-10 кВ.

«Выбор высоковольтных выключателей производится:

- по конструктивному исполнению и месту установки;
- по номинальному напряжению  $U_{ном} \geq U_{раб}$ , кВ;
- по номинальному току:  $I_{ном} \geq I_{раб}$ , кВ.
- по отключающей способности  $I_{ном.откл} \geq I_k$ , кА

где  $I_{ном.откл}$  – номинальный ток отключения выключателя по каталогу, кА;

$I_k$  – ток трехфазного КЗ, кА.

- по ударному току КЗ  $i_{пр.с} \geq i_y$ , кА

где  $i_{пр.с}$  – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ по каталогу, кА;

$i_y$  – ударный ток КЗ, кА;

- на термическую стойкость  $I_T^2 t_T \geq B_k$ , кА<sup>2</sup>·с

где  $I_T$  – предельный ток термической стойкости по каталогу, кА;

$t_T$  – время протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (38)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения КЗ, определяется по формуле

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.в}, \text{ с} \quad (39)$$

где  $t_{р.з.}$  – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{откл.в}$  – собственное время отключения выключателя;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;  $T_a = 0,05 \text{ с}$ » [13].

Результаты сопоставления технических характеристик высоковольтных выключателей различных производителей приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты сопоставления технических характеристик высоковольтных выключателей различных производителей

Параметр	Выключатель типа ВВТЭ-М-10	Выключатель типа LF-1	Выключатель типа ВВ/TEL – 10/1000
Номинальное напряжение, В	10000	10000	10000
Наибольшее рабочее напряжение, В	12000	12000	12000
Номинальный ток, А	1000	1000	1000
Номинальный ток отключения, кА	20,000	25,000	20,000
Сквозной ток КЗ, кА:			
– наибольший пик	51,000	52,000	51,000
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	20,000	20,000	20,000
«Время отключения полное, с, не более	0,035	0,080	0,025
Время отключения собственное, с, не более	0,025	0,070	0,015
Время включения полное, с, не более	0,080	0,065	0,070
Коммутационный ресурс	100000	50000	200000
Механический ресурс	100000,000	50000,000	100000,000
Удельная отключающая способность	11,000	6,200	11,000
Масса, кг	85,000	124,000	35,000
Срок службы до списания, лет» [13]	25,000	25,000	25,000



Выключатели ВВ/TEL обладают меньшим временем срабатывания и большим коммутационным и механическим ресурсом по сравнению с рассматриваемыми конкурентами, при этом остальные характеристики находятся на сопоставимом уровне. Результаты проверки выключателей ВВ/TEL сводим в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты выбора и проверки высоковольтных выключателей типа ВВ/TEL-10/1000

Данные из каталога производителя	Данные, полученные расчетным путем
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} = 913,629 \text{ А}$
$I_{\text{н.откл.}} = 20,0 \text{ кА}$	$I_{\text{н(0)}} = 1,322 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 1,322^2 \cdot 3 = 5,234 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 20,0 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 2,346 \text{ кА}$

Все условия выбора выполняются.

Выбор и проверка разъединителей на напряжение 10 кВ для установки в РУ-10 кВ.

«Разъединители должны отвечать следующим требованиям:

- по номинальному напряжению установки  $U_{\text{н.апп}} \geq U_{\text{н.уст}}$ .
- по максимальному рабочему току  $I_{\text{н.апп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ .
- проверка на термическую стойкость  $I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
- проверка на динамическую стойкость  $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$ » [13].

Предварительно принимаем к установке разъединители типа РВ-10-1000, их технические характеристики сводим в таблицу 14.

Результаты проверки разъединителей сводим в таблицу 15.

Все условия выбора выполняются.

Выбор и проверка трансформаторов тока на напряжение 10 кВ для установки в РУ-10 кВ.

Таблица 14 – Технические данные разъединителей типа РВ-10-1000 по материалам завода-производителя

Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	1 000
«Ток термической стойкости, кА (3 с)	16; 20; 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	40; 50; 80
Механический ресурс главной цепи, циклов ВО» [13]	не менее 2 000

Таблица 15 – Результаты проверки разъединителей

Данные из каталога производителя	Данные, полученные расчетным путем
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ
$I_{ном} = 1000$ А	$I_{р.мах} = 913,629$ А
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = 1,322^2 \cdot 3 = 5,234$ кА <sup>2</sup> ·с
$i_{дин} = 50$ кА	$i_y = 2,346$ кА

«Трансформаторы тока должны отвечать следующим требованиям:

- по номинальному напряжению установки  $U_{н.апп} \geq U_{н.уст}$ .
- по максимальному рабочему току  $I_{1н} \geq I_{раб.мах}$ .
- по классу точности
- по вторичной нагрузке  $Z_n \geq Z_{2\Sigma}$
- расчетная проверка по кривым предельной кратности (полная погрешность  $\leq 10$  %) проверка на термическую стойкость

$$(k_{тер} \cdot I_{1н})^2 \cdot t_{тер} \geq B \quad (40)$$

где  $k_{тер}$  – кратность термической стойкости,

$I_{1н}$  – номинальный ток первичной обмотки, кА.

Проверка на динамическую стойкость  $i_{дин} \geq i_y$ .

$$i_{дин.} = k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y \quad (41)$$

где  $k_{эд}$  – кратность динамической стойкости» [4].

Результаты сопоставления технических характеристик трансформаторов тока различных производителей приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты сопоставления технических характеристик трансформаторов тока различных производителей

Параметр	Трансформатор тока типа ТПОЛ-10-М	Трансформатор тока типа ТПЛ-10	Трансформатор тока типа ТПЛ-10-М
«Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, А	45	45	50
Кратность тока электродинамической стойкости, А	110	150	200
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5	0,5	0,5
Масса, кг» [4]	17,0	14,0	14,0

По результатам сравнения технических характеристик принимаем измерительные трансформаторы тока типа ТПЛ-10-М, как обладающие лучшими параметрами по термической и электродинамической стойкости. Выполним проверку выбранных трансформаторов тока по указанным выше критериям.

Номинальное напряжение

$$U_{н.апп} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ.}$$

Максимальный рабочий ток

$$I_{1н} = 1000 \text{ А} > I_{раб.макс.} = 913,629 \text{ А.}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$k_{\text{тер.}} = 60, t_{\text{тер.}} = 3 \text{ с.}$$

$$(k_{\text{тер.}} \cdot I_{1\text{н}})^2 \cdot t_{\text{тер.}} = (60 \cdot 0,1)^2 \cdot 3 = 108 \text{ кА}^2\text{с} > B_{\text{к}} = 1,3^2 \cdot 3 = 5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверка на электродинамическую стойкость

$$k_{\text{эд}} = 75,$$

$$i_{\text{дин}} = k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{н}} = 75 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,1 = 10,6 \text{ кА} > i_{\text{у}} = 3,4 \text{ кА.}$$

«Проверка по вторичной нагрузке, которая определяется из следующего выражения (для схемы полной звезды)» [4]

$$Z_{2\Sigma} = Z_{\text{приб.}} + Z_{\text{пров.}} + Z_{\text{конт.}} \quad (42)$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{s_{\text{пров.}}}, \quad (43)$$

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н, приб.}}^2}, \quad (44)$$

Ко вторичной обмотке выбранного трансформатора тока подключается многофункциональное устройство релейной защиты и автоматики с  $S_{\text{приб.}} = 1 \text{ В} \cdot \text{А}$ , тогда его сопротивление составит:

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Протяженность соединительных проводов составляет 4 м. Для подключения принимаем кабель типа КВВГнг с сечением жил 4мм<sup>2</sup>. Определяем  $Z_{\text{пров.}}$ .

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{4 \cdot 0,0175}{4} = 0,018 \text{ Ом}$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,018 + 0,1 = 0,158 \text{ Ом.}$$

«Производим проверку по кривым предельной кратности» [6]. Кратность первичного тока к номинальному должна быть менее 24. При значении  $Z_{2\Sigma} = 0,158 \text{ Ом}$  величина полной погрешности будет находиться в пределах 10%.

Проверку вторичной обмотки с классом точности 0,5 по величине  $Z_{2\Sigma}$  выполняем аналогичным образом.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на напряжение 10 кВ для установки в РУ-10 кВ.

«Трансформаторы напряжения должны отвечать следующим требованиям:

- по номинальному напряжению установки  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
- по конструкции и соединению обмоток.
- по классу точности.
- по вторичной нагрузке  $S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$ » [9].

Предварительно принимаем к установке трансформаторы напряжения НАМИ-10-95 УХЛ1.

Номинальное напряжение:

$$U_{\text{н.апп.}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.уст.}} = 10 \text{ кВ.}$$

Максимальная вторичная нагрузка трансформатора напряжения составляет 43 ВА, при этом номинальная мощность трансформатора

напряжения НАМИ-10-95 УХЛ1 в необходимом классе точности 0,5 составляет 200 ВА, что превышает суммарную мощность всех подключенных к ТН приборов.

Выбор и проверка ограничителей перенапряжений на напряжение 10 кВ для установки в РУ-10 кВ.

Результаты сопоставления технических характеристик ограничителей перенапряжений различных производителей приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты сопоставления технических характеристик ограничителей перенапряжений различных производителей

Параметр	Ограничитель перенапряжений ОПН-10-М	Ограничитель перенапряжений ОПН-10	Ограничитель перенапряжений ОПН-10-Л
«Номинальное напряжение , кВ	10	10	10
Импульсное пробивное напряжение, кВ, не более	51	38	38
Ток утечки, мкА	3,5	4	4
Длина пути утечки, см, не менее	30	30	30
Масса, кг	0,91	0,98	0,84
Полный срок службы, лет» [13]	25	25	25

Выбираем для защиты от перенапряжений электрооборудования ЗРУ-10 кВ ОПН-10-М. Результаты проверки ОПН сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты выбора и проверки ОПН 10 кВ

Данные из каталога производителя	Данные, полученные расчетным путем
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1,322^2 \cdot 3 = 5,234 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 2,346 \text{ кА}$

Все условия выбора выполняются.

Выбор и проверка изоляторов на напряжение 10 кВ для установки в РУ-10 кВ.

«Выбор изоляторов 10 кВ осуществляется:

- по номинальному напряжению:

$$U_H \geq U_{уст.}$$

- по допустимой нагрузке:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \geq F_{расч.}$$
$$F_{расч} = (\sqrt{3} \cdot K_h \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2) / \text{Н.} \quad (2.45)$$

где  $K_h$  - коэффициент на высоту шин

$$K_h = N_{из} + b + h/2 / N_{из} \quad (2.46)$$

где  $N_{из}$  – высота опорного изолятора;

$b = 5\text{мм}$  – толщина шинодержателя;

$h=100\text{мм}$  – высота шины» [11].

Предварительно принимаем к установке полимерные изоляторы типа ИОЭЛ-10.

Выполним их проверку по приведенным выше формулам:

$$F_{разр} = 2,94 \text{ кН. ; } U_H = 10 \text{ кВ.}$$

$$N_{из} = 120 \text{ мм.}$$

$$K_h = (120+5 + 80/2) / 120 = 1,375$$

$$F_{расч} = (\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1,375 \cdot 10^{-7} \cdot 4,663^2) / 0,26 = 622,1 \text{ (Н)},$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2,94 = 1,764 \text{ (кН)}$$

$$F_{доп} = 1,764 \text{ кН} > F_{расч} = 0,6221 \text{ (кН)}$$

Значение допустимой разрушающей силы превосходит максимальную расчетную, что говорит о его механической устойчивости.

## 2.4 Определение параметров системы освещения

Действующая система освещения РУ выполнена на основе устаревших светильников НСП-95 с лампами накаливания. Для обеспечения надежности и энергоэффективности системы освещения необходимо ее реконструкцию на основе современных светодиодных светильников и пожаробезопасных марок кабелей с низким дымовыделением [12]. Характеристика помещений РУ по разряду зрительной работы и нормативной освещенности сведена в таблицу 19. Характеристика помещений РУ по условиям электробезопасности и окружающей среды сведена в таблицу 20.

Таблица 19 - Характеристика помещений по разряду зрительной работы и нормативной освещенности

Наименование помещения	Разряд зрительной работы	Енор, лк
Основной участок	VIII	200
Аккумуляторная	VIII	300

Таблица 20 - Характеристика помещений по условиям электробезопасности и окружающей среды

Наименование помещения	Электробезопасность	Среда
Основной участок	Особо опасное	Нормальная
Аккумуляторная	Особо опасное	Нормальная

«Выбор типа светильников производится с учетом характера их светораспределения, экономической эффективности и условий окружающей среды» [12]. Необходимо выбрать светильники с широким распределением света для равномерного освещения и в защищенном герметичном исполнении.



«Исходными данными для расчета являются:

- Высота помещения;
- Расчетная высота рабочей поверхности;
- Коэффициенты отражения поверхностей помещения (потолка –  $\rho_{\text{п}}$ ; стен –  $\rho_{\text{с}}$ ; рабочей поверхности или пола –  $\rho_{\text{р}}$ ).

– Коэффициент запаса, принимаемый при освещении светодиодными лампами – 1,5» [12]

- Коэффициент неравномерности  $z=1,1$  – для светодиодных ламп.

Рассчитаем данным методом освещение основного участка.

«Для определения коэффициента использования определяют индекс помещения по формуле» [12]:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} \quad (47)$$

где:  $A$  – длина помещения, м;

$B$  – ширина помещения, м.

$h$  – расчетная высота,  $h=4,0$  м

$$i = \frac{12,3 \cdot 5,3}{4 \cdot (12,3 + 5,3)} = 0,926$$

«Световой поток осветительной установки» [12]:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{K_u}, \quad (48)$$

$$\Phi = \frac{200 \cdot 95,4 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{0,71} = 30433,9 \text{ лм}$$

«Количество светильников» [12]:

$$N = \frac{\Phi}{\Phi_c}, \quad (49)$$

«Применяем светильники типа NT-PROM-48 Ex со степенью защиты IP 65. Световой поток одного светильника,  $\Phi_c=5350$  лм» [12].

$$N = \frac{30433,9}{5350} \approx 5,7$$

Всего принимаем для размещения 6 светильников. Для помещения аккумуляторной расчет аналогичен, результаты сводим в таблицу 21.

Таблица 21 - Результат расчета освещения методом коэффициента использования светового потока

Наименование помещения	F, м <sup>2</sup>	Kи	Инд. пом.	Длина, м	Ширина, м	Высота, м	$\Phi$ , лм	N	Световой поток одного светильника, лм
Основной участок	65,19	0,707	0,926	12,3	5,3	4	30433,9	5,7	5350
Аккумуляторная	0,96	0,367	0,122	1,01	0,95	4	1293,6	2,0	5350

Для системы аварийного освещения применяем светодиодные светильники типа АВАР RILUX 18 Вт со степенью защиты IP 65, при этом каждое помещение и проход освещаются отдельными светильниками.

В качестве примера рассмотрим питание линии освещения основного участка. Линия питает 6 светильников NT-PROM-48 Ex.

$$I_p = 48 \cdot 6 / (220 \cdot 0.75) = 1,75 \text{ А.}$$

Выбираем кабель ВВГнг-LS-3•1,5. Допустимый длительно ток равен 21 А. Для выбора номинального тока автомата

$$1,1 \cdot I_p = 1,1 \cdot 1,75 = 1,92 \text{ A.}$$

Выбираем автоматический выключатель серии ВА-47-29. Длина головного участка линии равна 2,25 м.

Падение напряжения составит

$$\Delta U = 2 \cdot I_p \cdot r \cdot \cos \varphi = 2 \cdot 1,75 \cdot 0,027 \cdot 0,75 = 0,071 \text{ В}$$

Падение напряжения в процентах

$$dU = 0,071 \cdot 100 / 220 = 0,032 \%$$

Падение напряжение не превышает допустимые для осветительной сети 2,5 % согласно ПУЭ [15].

Полученные значения заносят в таблицы 22 и 23.

Таблица 22- Результаты определения сечений проводников сети освещения

Наименование помещения	N	$I_p, \text{A}$	Кабель	$I_{доп}, \text{A}$	$1,1 \cdot I_p, \text{A}$	Выключатель	$I_{ном}, \text{A}$	$I_{т.р.}, \text{A}$	$I_{эм.р.}, \text{A}$
Основной участок	6	1,75	ВВГнг -LS- 3•1,5	21	1,920	ВА-47-29	2	2,7	27,0
Аккумуляторная	2	0,58	ВВГнг -LS- 3•1,5	21	0,640	ВА-47-29	1	1,35	13,5
ΣЩО	8	2,33	ВВГнг -LS- 3•1,5	21	2,560	ВА-47-29	3	4,05	40,5
ΣЩАО	2	0,58	ВВГнг -LS- 3•1,5	21	0,640	ВА-47-29	1	1,35	13,5

Автоматические выключатели выбираем серии ВА-47-29 с время-токовой характеристикой В. Номинальные токи автоматических

выключателей серии ВА-47-29 (0,5; 1; 1,6; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 13; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63) А, согласно паспорту.

Таблица 23 -Результаты определения падения напряжения в сети освещения

Наименование помещения	$I_p, A$	$L, м$	Кабель	$r_0, Ом/м$	$r, Ом$	$\Delta U, В$	$dU, \%$
Основной участок	1,75	2,25	ВВГнг-LS-3•1,5	0,0121	0,027	0,071	0,032
Аккумуляторная	0,58	5,15	ВВГнг-LS-3•1,5	0,0121	0,062	0,054	0,025
ΣЩО	2,33	3,89	ВВГнг-LS-3•1,5	0,0121	0,047	0,164	0,075
ΣЩАО	0,58	4,31	ВВГнг-LS-3•1,5	0,0121	0,052	0,046	0,021

Выводы по разделу: падение напряжения на всех участках не превышают допустимые для осветительной сети 2,5 % согласно ПУЭ [15].

## **2.5 Расчёт уставок релейной защиты и выбор необходимых для установки на подстанции устройств автоматики**

Объём защит и автоматики на всех присоединениях РУ предусматривается согласно ПУЭ.

Для питающих силовых трансформаторов:

- газовая защита;
- дифференциальная защита;
- максимальная токовая защита;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);

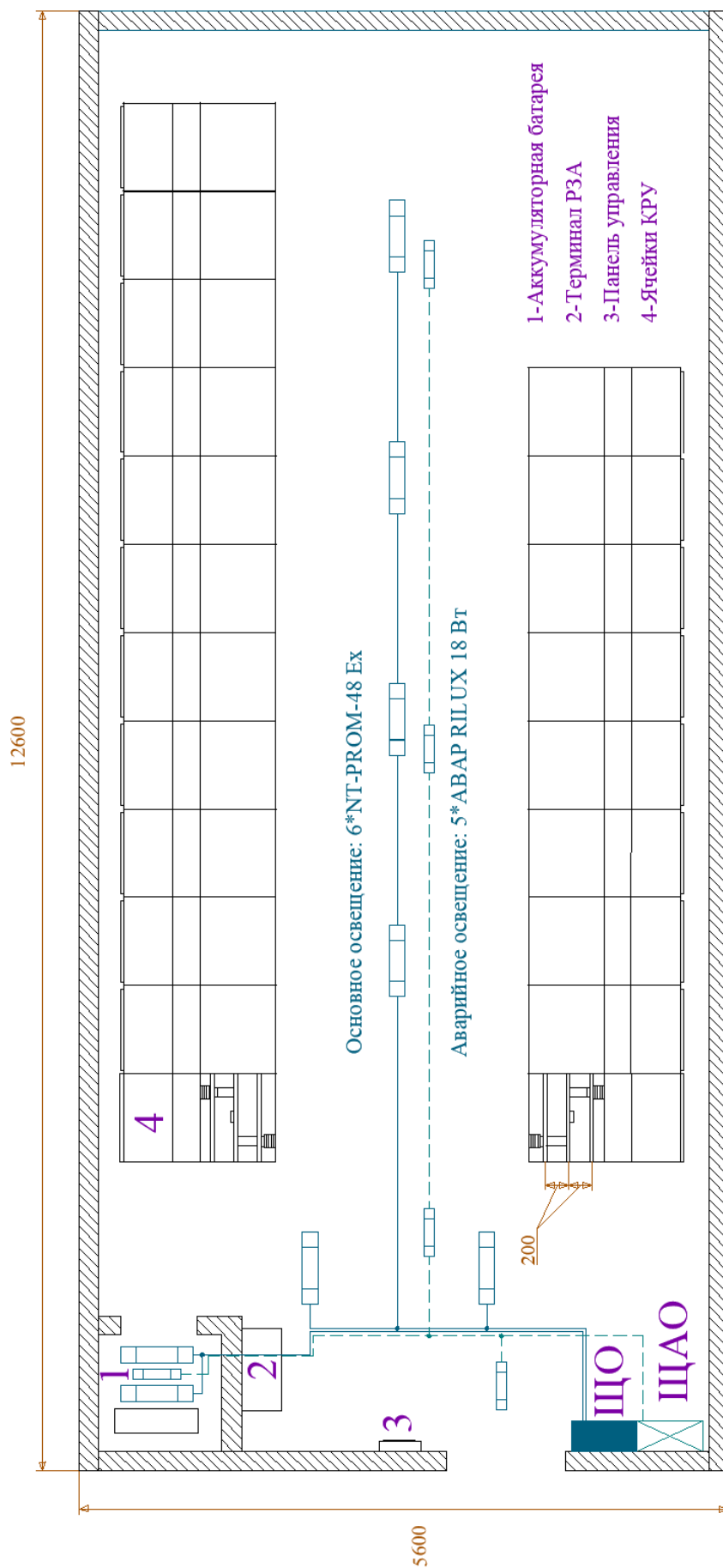


Рисунок 9- Схема расположения светильников

Для отходящих присоединений:

- максимальная токовая защита;
- максимальная токовая защита нулевой последовательности;
- дифференциальная продольная защита;
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- автоматический ввод резерва (АВР);

Все эти защиты и функции автоматики реализую микропроцессорными терминалами «Seram 80» фирмы Schneider Electric (рисунок 10).

Расчет уставок релейной защиты.

Выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты.

На стороне 110 кВ подстанции размещаются измерительные трансформаторы тока типа ТФМ-110-150/5 с номинальным первичным током равным 150 А.

а) Условие выравнивания вторичных токов:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}$$

На подстанции установлены силовые трансформаторы типа ТДН-16000/110 с номинальным значением тока на стороне высокого напряжения  $I_{ВН}=83,98$  А.

Тогда для трансформаторов тока, установленных на стороне высокого напряжения подстанции:

$$0,1 \cdot 83,98 < 150 < 2,5 \cdot 83,98 = 209,95 \text{ А}$$

Условие соблюдается.

б) «Условие отстройки от бросков тока намагничивания

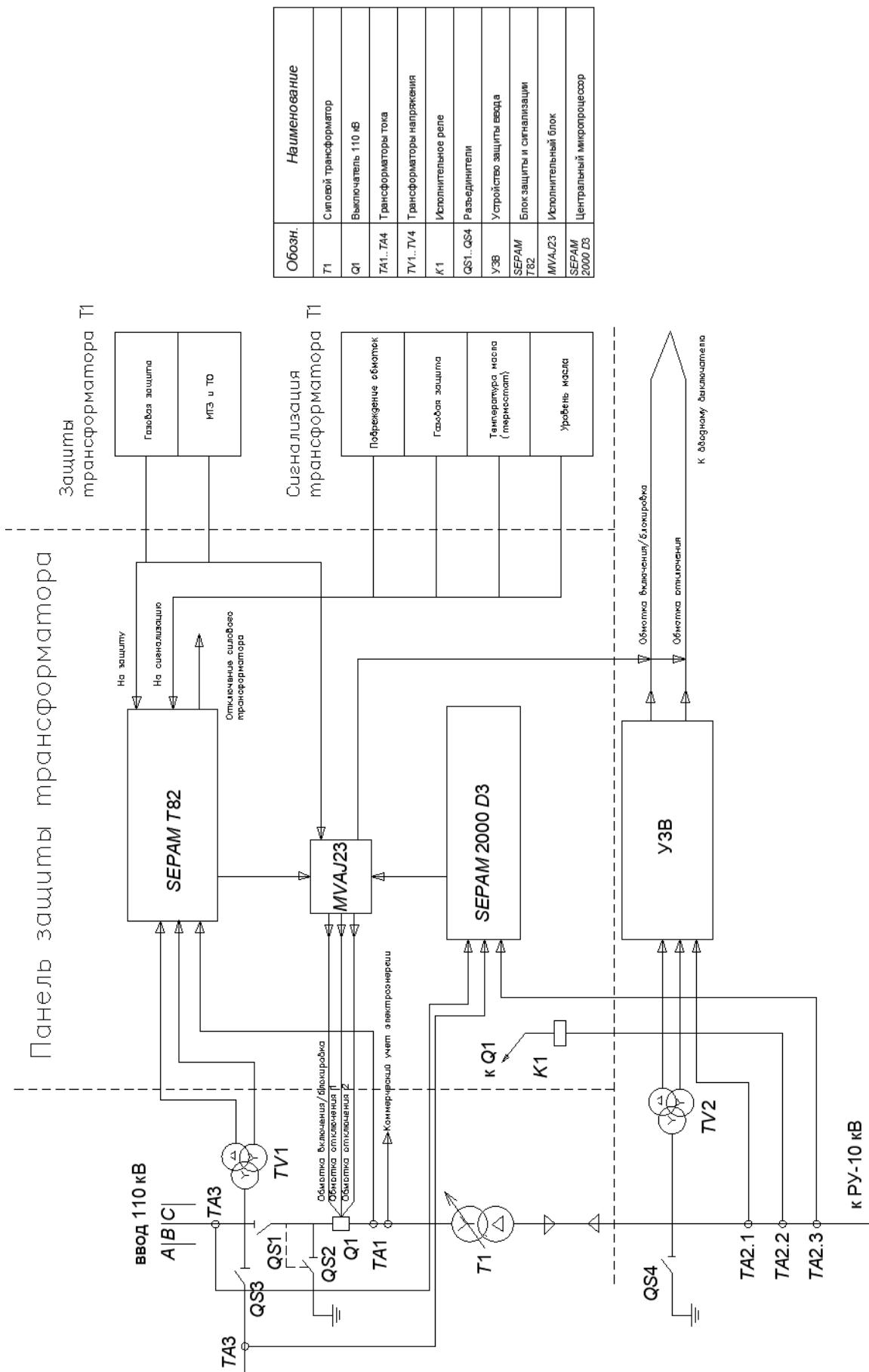


Рисунок 10 - Схема микропроцессорной защиты Seram 80

«Определяем сопротивление трансформатора при полном насыщении»  
[1]:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot u_K}{100}. \quad (50)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + 0,74 \cdot 10,5 / 100 = 0,17 \text{ Ом}$$

«Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения. Приводим сопротивление ВЛ-110 кВ к базисным условиям» [1]:

$$X_6 = 110 / 10 = 11 \text{ Ом.}$$

Приведенное значение сопротивления линии составит

$$X_L = L \cdot x_0 / X_6 = 12,2 \cdot 0,428 / 11 = 0,475 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление контура включения

$$X_* = X_L + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (51)$$

где  $K_1 = 1,1-1,15$  – поправочный коэффициент для индуктивного сопротивления при неполном насыщении ярм магнитопровода.

$X_{*B}$  – относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности.

$$X_* = 0,475 + 1,1 \cdot 0,17 = 0,662 \text{ Ом}$$

Переводим в именованные единицы:

$$X = 0,662 \cdot 11 = 7,282 \text{ Ом}$$



«Амплитудное значение броска тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (52)$$

где  $A$  - относительное смещение оси синусоиды потокосцепления, принимается равным 0,39» [1].

$$I_{ампл} = (2^{0,5} \cdot 110 \cdot (1 + 0,39)) / (3^{0,5} \cdot 7,282) = 10,57 \text{ кА}$$

Определим значение кратности тока короткого замыкания к амплитудному значению номинального тока трансформатора тока:

$$K_{ТТ} = 12253 / (2^{0,5} \cdot 150) = 57,77$$

«По условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 110 кВ должна быть» [1]

$$K_{110} \geq k_n \cdot I_{ВН} / k_{ТТ} = 1,1 \cdot 83,98 / 57,77 = 1,599$$

По справочным зависимостям предельной кратности для значения сопротивления  $R_{нагр} = 0,4$  Ом находим

$$K_{110} = 3,5 > 1,599$$

Условие по отстройке от бросков тока намагничивания выполняется.

3) «Условие отстройки от переходных режимов

Приведенная предельная кратность ТТ для данного ТТ должна быть»

[1]:

$$K = 3,5 \cdot 150 / 83,98 = 6,251 > 3,5$$

«Проверка возможности использования самоадаптирующегося торможения.

Применение искусственной нейронной схемы возможно на тех трансформаторах, для которых амплитудное значение броска тока намагничивания не превышает 16-кратного действующего значения номинального тока трансформатора» [1].

$$I_{\text{амп}} / (I_{\text{ном}} * K_{\text{ТТВН}}) = 12253 / (83,98 * 150/5) = 4,86 < 16$$

Исходя из полученных значений используем самоадаптирующееся торможение.

Находим минимальный ток срабатывания с учетом  $K_{\text{пер}} = 1,0$

$$I_{\text{СЗ}} > 1,1 \left( K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{\text{pez}}}{1 - \Delta U_{\text{pez}}} + 0,02 \right), \quad (53)$$

$$I_{\text{СЗ}} > 1,1 \left( 1 \cdot 0,1 + \frac{(9 \cdot 1,78) / 100}{1 - (9 \cdot 1,78) / 100} + 0,02 \right) = 0,26.$$

Выбираем ток срабатывания равным  $I_{\text{СЗ}} = 30\%$ .

Наклон первого участка тормозной характеристики находим из выражения:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{\text{pez}}}{1 - \Delta U_{\text{pez}}} + 0,02 \right). \quad (54)$$

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( 2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,1068}{1 - 0,1068} + 0,02 \right) = 0,37.$$

По расчетам принимаем значение  $I_d / I_t = 37\%$

«Точка изменения крутизны тормозной характеристики

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}))^4}, \quad (55)$$

где  $I_{БР.НАМ.i}$  - значение броска тока намагничивания силового трансформатора со стороны соответствующей обмотки приведенное к номинальному току этой обмотки» [1].

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,37 \sqrt[3]{4,32^4} = 3,95.$$

Выбираем значение равное  $SLP=3,5$ .

Согласно рекомендациям изготовителя наклон второго участка тормозной характеристики ( $I_d/I_{t2}$ ) выбирается из диапазона 60-70%.

Принимаем значение, равное  $I_d/I_{t2} = 65\%$

Находим ток срабатывания дифференциальной отсечки.

«Отстройка от броска намагничивания» [1].

$$I_{dmax} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ},$$

$$I_{dmax} \geq 1,4 * 150/5 = 42 \%$$

«Отстройка от максимального значения внешнего КЗ» [1]

$$K_{110} = 12253 / (83,98 * 150/5) = 4,86$$

Значение тока срабатывания

$$I_{dmax} \geq K_{отс} * K_{НБ} * K_{110} \quad (56)$$

где  $K_{отс} = 1,1$  – значение коэффициента отстройки,

$K_{НБ}$  – значение коэффициента небаланса, принимается равным 0,7 если со всех сторон трансформатора установлены ТТ с номинальным вторичным током 5 А.

$$I_{dmax} \geq 1,1 * 0,7 * 4,86 = 3,745 \%$$

Принимаем  $I_{dmax} = 3,8 \%$

«Максимальная токовая защита от внешних многофазных КЗ на базе микропроцессоров Seram.

1. Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока» [1]:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3} \cdot I_{РАБ.МАХ}}{K_B} \quad (57)$$

«где  $K_H$ -коэффициент надежности принимаемый равным 1,1;

$K_B$  – коэффициент возврата принимаем 0,935;

$K_{C3}$  – коэффициент самозапуска нагрузки после отключения внешнего КЗ, определяемый для обобщенной нагрузки по кривым» [1];

$$I_{РАБ.МАХ} = 1,4 * I_0 = 1,4 * 83,98 = 117,572 \text{ А}$$

Находим коэффициент самозапуска:

$$K_{K3} = \frac{I_{РАБ,МАХ}}{I_{K.МАХ}^3} \quad (58)$$

$$K_{K3} = \frac{117,572}{2346} = 0,05$$

Определяем по кривым  $K_{C3} = 1,15$  [1]

Расчетный ток срабатывания защиты (приведен к напряжению 110 кВ).

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 * 1,15}{0,935} * 117,572 = 159,068 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(2)\text{min}} / I_{\text{сз}} = 2346 / 159,068 = 14,75 > 1,5.$$

Токовая защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{H}}}{K_{\text{B}}} \cdot I_{\text{НОМ.ТР}}; \quad (59)$$

где  $K_{\text{H}}=1,1$ ;  $K_{\text{B}}=0,935$  ;

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 83,98 = 98,8 \text{ А}$$

Газовая защита.

«Действие защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Защита выполняется на основе реле ВФ-80/Q» [1].

Расчет автоматики.

«Система автоматического ввода резерва дает возможность управления источниками питания в распределительных сетях СН. При этом применяется устройство определения наличия напряжения и токов КЗ на вводах» [1].

Режимы выбираются при помощи программного обеспечения для конфигурирования Easergy T200S.

Произведем выбор установок УАВР:

I ступень:

$$U_{\text{СП1}} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{\text{НОМ}} \quad (60)$$

$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ кВ}$$

Выдержка времени:

$$t_{ABP1} = t_{C3(MAX)} + \Delta t \quad (61)$$

$$t_{ABP1} = 9 + 0,5 = 9,5 \text{ с}$$

II ступень:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \quad (62)$$

$$U_{CP1} = 0,7 \cdot 10 = 7 \text{ кВ}$$

Выдержка времени:

$$t_{ABP2} = t_{СВ} + t_{ЗАП} \quad (63)$$

где  $t_{СВ} = 1 \text{ с}$  – время включения секционного выключателя;

$t_{ЗАП} = 0,3 - 0,5 \text{ с}$  – запас.

$$t_{ABP1} = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с}$$

## **2.6 Определение нагрузки трансформаторов собственных нужд и выбор их номинальной мощности**

Для выбора номинальной мощности трансформаторов собственных нужд предварительно определяем нагрузку потребителей подстанции, к которым относятся: привод устройства РПН, обогрев шкафов ОРУ, отопление, освещение, вентиляция РУ-10 кВ, освещение ОРУ, аппаратура связи и телемеханики, маслохозяйство. Суммарное значение нагрузки потребителей составляет 118 кВт и 18 квар.

Найдем значение полной мощности, приходящееся на каждый из двух ТСН:

$$S_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{P_{\text{РАСЧ}}^2 + Q_{\text{РАСЧ}}^2} / 2, \text{ кВА.} \quad (64)$$

$$S_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{118,7^2 + 18,13^2} / 2 = 60,04 \text{ кВА.}$$

При отключении одного из них, коэффициент загрузки оставшегося в работе будет равен

$$K_z = \frac{2 * 60,04}{100} = 1,21 < 1,4; \text{ что соответствует норме.}$$

Выбираем трансформаторы типа ТМГ-100/10, которые смогут обеспечить питание собственных нужд подстанции в нормальном и послеаварийном режиме работы.

Таким образом, в данном разделе был осуществлен выбор и проверка основного электрооборудования, устанавливаемого в распределительном устройстве 10 кВ подстанции. Выполнены расчеты освещения распределительного устройства 10 кВ и выбраны современные светодиодные светильники. Произведен расчет уставок релейной защиты и выбрана номинальная мощность трансформаторов собственных нужд подстанции.

### 3 Расчёт контура заземления

Расчет заземления на подстанции выполняется в следующей последовательности:

1. Выбираем размещение вертикальных заземлителей в два ряда. В качестве заземлителей используем уголок длиной 3 м, размерами полки 50\*50мм и толщиной 6 мм.

2. Максимальное значение сопротивления на стороне напряжением 0,4 кВ равно  $R_3=4$  Ом, согласно ПУЭ.

3. Учитывая естественный заземлитель  $R_e$ , рассчитаем сопротивление ЗУ:

$$R_u = R_e \cdot R_3 / (R_e - R_3) \quad (65)$$
$$R_u = 10 \cdot 4 / (10 - 4) = 6,67 \text{ Ом}$$

4. «Удельное сопротивление грунта для вертикальных и горизонтальных электродов с учетом коэффициента сезонности  $K_c$ » [28]:

$$\rho_{\text{рв}} = \rho \cdot K_{\text{св}} = 100 \cdot 1,7 = 170 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$
$$\rho_{\text{рг}} = \rho \cdot K_{\text{сг}} = 100 \cdot 4,5 = 450 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

5. Определим значение сопротивления растеканию одиночного вертикального заземлителя:

$$R_{\text{овз}} = \rho_{\text{рв}} \cdot (\ln(2 \cdot l/d) + 0,5 \cdot \ln(4 \cdot t + l/4 \cdot t - l)) / (2 \cdot \pi \cdot l) \quad (66)$$

где  $t$  - расстояние от поверхности земли до центральной точки вертикального заземлителя, м.



$$R_{\text{овэ}} = 170 \cdot (\ln(2 \cdot 3/0,025)) + 0,5 \cdot \frac{\ln(4 \cdot 1,95 + 3/4 \cdot 1,95 - 3)}{2 \cdot \pi \cdot 3} =$$

$$= 60,962 \text{ Ом}$$

6. «Определяем сопротивление растеканию горизонтальных электродов  $R_{\text{гэ}}$  с учетом экранирования  $K_{\text{игэ}}$ » [28]:

$$R_{\text{гэ}} = \rho_{\text{рг}} \cdot (\ln(l^2/d \cdot t) / (2 \cdot \pi \cdot l)) \quad (67)$$

$$R_{\text{гэ}} = 450 \cdot (\ln(72^2/0,025 \cdot 0,7) / 2 \cdot \pi \cdot 72) = 30,05 \text{ Ом}$$

где  $l$  – протяженность горизонтального заземлителя, м;

$t$ - расстояние от поверхности земли до центральной точки горизонтального заземлителя, м;

$d = 0,5 \cdot b = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025$  м (для горизонтального заземлителя с шириной  $b$ )

$$R_{\text{ргэ}} = R_{\text{гэ}}/K_{\text{игэ}} \quad (68)$$

где  $K_{\text{игэ}}$ - поправочный коэффициент для горизонтального заземлителя.

$$R_{\text{ргэ}} = 30,05/0,39 = 77,051 \text{ Ом}$$

7. «Уточненное сопротивление вертикальных электродов  $R_{\text{вэ}}$  с учетом горизонтального заземлителя» [28]

$$R_{\text{вэ}} = R_{\text{ргэ}} \cdot R_{\text{и}} / (R_{\text{ргэ}} - R_{\text{и}}) \quad (69)$$

$$R_{\text{вэ}} = 77,051 \cdot 6,67 / (77,051 - 6,67) = 7,302 \text{ Ом}$$

8. Находим расчетное число вертикальных заземлителей при уточненном значении коэффициента использования  $K_{иву}$ .

$$N_1 = R_{овз} / (K_{ивз} \cdot R_{вз}) \quad (70)$$
$$N_1 = 60,962 / (0,39 \cdot 7,302) = 21,407$$

Округляем полученное значение до ближайшего целого большего:  
 $N_1' = 22$  шт.

Итоговое сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = R_{гз} \cdot R_{вз} / (R_{гз} + R_{вз}) \cdot N / N_1' \quad (71)$$
$$R_3 = 30,05 \cdot 7,302 / (30,05 + 7,302) \cdot 21,407 / 22 = 3,891 \text{ Ом}$$

что не превышает предельное значение  $R_3 = 4 \text{ Ом}$ .

Таким образом в данном разделе были определены параметры системы заземления распределительного устройства подстанции.

## Заключение

Целью работы являлось повышение надежности электроснабжения потребителей подстанции «Птицефабрика» путём выбора и проверки электрических аппаратов распределительного устройства 10 кВ отвечающих современным технико-экономическим требованиям.

При выполнении работы было проведено обоснование проектирования электрической части РУ-10 кВ, выполнен анализ действующей схемы подстанции и проведен анализ электрооборудования РУ-10 кВ на остаточный ресурс. Было установлено, что электрооборудование распределительного устройства 10 кВ полностью выработало свой ресурс, а его срок эксплуатации почти в два раза превышает установленный заводом изготовителем.

В работе были рассмотрены вопросы проектирования реконструкции электрической части РУ-10 кВ:

- проведен анализ нагрузок потребителей,
- определены расчетные значения токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции,
- произведены выбор и проверка основного электрооборудования подстанции и используемых на ней токоведущих частей,
- определены параметры системы освещения,
- рассчитаны уставки релейной защиты и выбраны необходимые для установки на подстанции устройства автоматики,
- определена нагрузка трансформаторов собственных нужд и выбрана их номинальная мощность.

Определены параметры системы заземления распределительного устройства подстанции. Сложный заземлитель будет состоять из 22 вертикальных электродов, соединенных горизонтальной полосой.

## Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2015. 256 с.
2. Волков С.П. Учебно-методический комплекс дисциплины для студентов специальностей 140204 "Электрические станции", 140205 "Электроэнергетические системы и сети", 140211 "Электроснабжение", 140203 "Релейная Защита и Автоматизация. Москва: Огни, 2016. 363 с.
3. ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. М.: Энергия, 2018. 66 с.
4. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. М.: Энергия, 2018. 39 с.
5. Гуревич Ю.Е., Кабиков К.В. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя - М.: Торус Пресс, 2015. 408 с.
6. Дубинский Г.Н., Левин Л.Г. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 вольт. М.: Солон-Пресс, 2015. 416 с.
7. Князевский Б.А. Охрана труда в энергетике: учебник для техникумов. М.: Энергопромиздат, 2017. 376 с.
8. Кудрин Б. И. Электроснабжение. М.: Academia, 2017. 352 с.
9. Кудрин Б.И., Жилин Б.В., Матюнина Ю.В. Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие. М.: МЭИ, 2016. 412 с.
10. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. М.: Додэка XXI, 2016. 336 с.
11. Миллер Г. Р. Автоматизация в системах электроснабжения. М.: Государственное энергетическое издательство, 2016. 176 с.
12. Можяева С.В. Экономика энергетического производства: учебное пособие. СПб.: Издательство «Лань», 2018. 208 с.
13. Онлайн-электрик. [Электронный ресурс]. URL: <https://online-electric.ru/> (дата обращения 15.04.2021)

14. Полуянович Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий. М.: Лань, 2016. 400 с.
15. Правила устройства электроустановок, издание 7. М.: Энергия, 2018. 648 с.
16. Правила. Методики. Инструкции. Выпуск 18. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Энергосервис, 2016. 308 с.
17. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.: Энергия, 2018. 69 с.
18. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. М.: Энергия, 2018. 45 с.
19. Сибикин Ю. Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2017. 384 с.
20. Справочник энергетика строительной организации: Электроснабжение организации. Том 1/ под ред. В.Г. Сенчев. Л.: Стройиздат; издание 2-е, перераб. и доп., 2015. 640 с.
21. Страусс Кобус Системы автоматики и коммуникации в сетях электроснабжения. М.: Группа ИДТ, 2015. 256 с.
22. Филиппов С.А. Выбор аппаратов защиты для элементов низковольтной электрической сети: методические указания. Чита: ЧитГТУ , 2017. 28 с.
23. Фролов Ю. М., Шелякин В.П. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2015. 480 с.
24. Хорольский В. Я., Таранов М.А. Надежность электроснабжения. М.: Форум, Инфра-М, 2017. 128 с.
25. Хорольский В. Я., Таранов М.А. Эксплуатация систем электроснабжения. М.: Дрофа, 2016. 288 с.
26. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. М.: Форум, Инфра-М, 2015. 216 с.

27. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования: учебное пособие. М.: Форум, 2017. 216 с.
28. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра-М, 2016. 136 с.
29. Школа для электрика. [Электронный ресурс]. URL: <http://electricalschool.info/> (дата обращения 22.05.2021)
30. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Энергия, 2017. 387 с.
31. Юндин М. А., Королев А.М. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению. М.: Лань, 2016. 320 с.
32. Biegelmeier G. Electro supply system. Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2017. 428 p.
33. Dalziel C.F., Lee W. Electricity and power supply – “IEEE Spectrum”, 2015, №2. p. 44-50.
34. Ferris L.D., King B.G., Spens P.W. Effect of electric shock on the heart // El. Eng. Vol. 55. P. 498. Trans AIEE. 2016. Vol. 6. P. 498-515.