

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)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий,
организаций и учреждений
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Реконструкция электрооборудования понизительной подстанции
35/10 кВ «Шаболовская»

Студент

Л.У. Хушкадамова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент В.Н. Кузнецов

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

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова

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

Тольятти 2020

Аннотация

Название бакалаврской работы: «Реконструкция электрооборудования понизительной подстанции 35/10 кВ «Шаболовская».

Целью бакалаврской работы является реконструкция электрооборудования понизительной подстанции 35/10 кВ «Шаболовская» ПАО «МРСК Волги», филиал «Оренбургэнерго», Курманаевский РЭС в связи с моральным и физическим износом электрических аппаратов и оборудования.

Ключевыми вопросами выпускной работы являются: анализ технического состояния электрооборудования подстанции и обоснование необходимости в реконструкции; выбор числа и мощностей трансформаторов; расчет и выбор основного электрооборудования подстанции, после ее реконструкции; проверка выбранного электрооборудования на динамическую стойкость; выбор интеллектуального выключателя нагрузки; реконструкция системы электроснабжения собственных нужд; расчет наружного освещения; выбор заземления и молниезащиты

Выпускная работа может быть разделена на следующие логически взаимосвязанные части: введение, анализ технического состояния объекта проектирования, реконструкция электрооборудования подстанции, расчет освещения подстанции, выбор устройств заземления и грозовой защиты, заключение, список используемых источников.

Объем пояснительной записки 57 страниц, в том числе 5 рисунков, 10 таблиц, 61 формула. Графическая часть представлена на 6 листах формата А1.

Abstract

Title of bachelor's work: "Reconstruction of electrical equipment of step-down substation 35/10 kV «Shabolovskaya».

The final work consists of an introduction, four sections, a conclusion, tables, a list of references, including foreign sources, and a graphic part on 6 sheets of A1 format.

The key issue of the final work is the analysis of the technical condition of the electrical equipment of the substation and the justification for the need for reconstruction; selection of the number and capacity of transformers; calculation and selection of the main electrical equipment of the substation, after its reconstruction; checking the selected electrical equipment for dynamic stability; selection of an intelligent load switch; reconstruction of the power supply system of own needs; calculation of outdoor lighting; grounding and lightning protection selection

The aim of the bachelor's work is the reconstruction of electrical equipment of the 35/10 kV step-down substation «Shabolovskaya» of IDGC of Volga, PJSC, Orenburgenergo branch, Kurmanaevsky Distribution Zone due to the moral and physical deterioration of electrical apparatus and equipment.

Graduation work can be divided into the following logically interconnected parts: introduction, analysis of the technical condition of the design object, reconstruction of the substation electrical equipment, calculation of substation lighting, selection of grounding and lightning protection devices.

Summing up, we would like to emphasize that this work is relevant not only for the reconstruction of the electrical equipment of the 35/10 kV «Shabolovskaya» substation, but other substations 35/10 kV.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ технического состояния подстанции «Шаболовская».....	8
1.1 Краткие сведения о подстанции	8
1.2 Обзор основного электротехнического оборудования подстанции	10
1.3 Обоснование необходимости реконструкции подстанции.....	12
2 Реконструкция электрооборудования подстанции.....	13
2.1 Расчет и выбор силового трансформатора	13
2.2 Проверка выбранных трансформаторов на стойкость токам короткого замыкания	14
2.3 Выбор и проверка выключателей и разъединителей	19
2.4 Замена разрядников на ограничители напряжения	23
2.5 Трансформаторы тока и напряжения	23
2.6 Реконструкция системы электроснабжения собственных нужд подстанции.....	28
2.7 Выбор комплектного распределительного устройства.....	30
2.8 Релейная защита и автоматика	31
2.9 Интеллектуальный выключатель нагрузки	34
3 Расчет освещения подстанции	40
3.1 Расчет наружного освещения подстанции	40
3.2 Расчет внутреннего освещения оборудования подстанции.....	44
4 Выбор устройств заземления и грозовой защиты.....	49
Заключение	52
Список используемых источников.....	54

Введение

Современная система электроснабжения является одной из крупнейших отраслей народного хозяйства любого государства мира. Она оказывает глобальное влияние на промышленность государств и на проживающих в ней людей.

Системы электроснабжения районов проживания, промышленных центров, предприятий проектируются с учетом больших мощностей, пусковых токов и реактивного сопротивления промышленного оборудования, а также необходимого времени автономной работы. Основной задачей таких систем является обеспечение непрерывности подачи электроэнергии независимо от параметров внешней сети.

Развитие альтернативных технологий производства электроэнергии, развитие энергосберегающих технологий, мировые политические и экономические процессы требуют комплексной трансформации системы энергоснабжения. Это требует долгосрочного планирования и контроля, охватывающего все экономические, финансовые и политические уровни и области пространственного масштаба. Энергетическая государственная политика оказывает значительное влияние на функционирование народного хозяйства. Следует проводить различие между планированием или контролем вмешательства со стороны правительства или законодательной власти от административной деятельности, которая находится в многоуровневой системе энергетической политики, закрепленное различными способами в соответствии с государственным законодательством. Из-за масштабности электрических сетей и неделимости системы электропитания, состоящей из выработки электроэнергии, инфраструктуры хранения, транспортировки и распределения энергии, – данная отрасль является системообразующей.

Электрическая энергия и сектор регенерации электроэнергии, также считаются опорой будущего энергоснабжения, и в будущем оно должно все

больше способствовать удовлетворению потребностей в области теплоснабжения и в транспортном секторе. В долгосрочной перспективе возможно значительное увеличение спроса на электроэнергию. Кроме того, прогрессивное расширение использования возобновляемых источников энергии представляет большой интерес не только по причинам защиты климата (от побочных продуктов, создающихся при выработке электричества), но и с точки зрения промышленной политики. В частности, энергетическая политика на уровне Евросоюза всесторонне поддерживает такие масштабные проекты, как создание модели «Суперсмартгрид», построение "энергетических информационных систем" или «Интернет энергии», продолжение исследования развития многоточечных высоковольтных сетей постоянного тока в трансконтинентальном масштабе.

Развитие энергетики в России отстает от основных тенденций имеющихся в наиболее развитых странах. В связи с недостаточным финансированием недостаточно средств вкладывается в научные изыскания, в разработки технологий Smart Grid (цифровая подстанция и умные сети), в интеграцию частных генерирующих мощностей (солнечные батареи, ветрогенераторы и т.п) с единой энергосистемой. Основные усилия направлены на повышение надежности электроснабжения, для чего модернизируются старые подстанции, на которых производится замена трансформаторов, вводятся в эксплуатацию блоки релейной защиты, элементы удаленного контроля технического состояния оборудования подстанции, более рациональные конструкции КРУ (комплектные распределительные устройства). Качество передаваемой электроэнергии повышается за счет стабилизации уровня напряжения в сети и ее частоты, снижения несимметричности фазных напряжений, снижения искажений основных гармоник, в первую очередь их несинусоидальность и так далее.

Состояние электросетей в России приближается к критическому уровню износа. Эффективность и прочность энергетических систем практически исчерпаны. До настоящего времени примерно 60-70% активов

сети электроснабжения давным-давно отработали. В условиях, когда объем потребления энергии сильно возрастает, диспетчерские пункты не всегда справляются с возникающими ситуациями, что приводит к соответствующим последствиям и потерям для энергетических компаний. Потребность в новом, применение современных решений для таких ситуаций – это не просто минимизация потерь. Как правило, это фактор роста энергетической отрасли.

Современные нагрузки на энергосистемы требуют быстрого и максимально точного анализа состояния операционной системы на предмет локализации проблем или их предотвращения путем прогнозирования информации о нагрузках на отдельные сегменты системы. В связи с этим энергетические сети требуют все большего дополнения новыми интеллектуальными цифровыми решениями, которые могут помочь выполнить задачи по сбору и анализу большого объема данных.

Целью бакалаврской работы является реконструкция электрооборудования понизительной подстанции 35/10 кВ «Шаболовская» ПАО «МРСК Волги», филиал «Оренбургэнерго», Курманаевский РЭС в связи с моральным и физическим износом электрических аппаратов и оборудования.

1 Анализ технического состояния подстанции «Шаболовская»

1.1 Краткие сведения о подстанции

Подстанция расположена рядом с поселками Шаболовка и Покровка в Курманаевском районе Оренбургской области по координатам: широта 52.314700, долгота 51.495800 (см. рисунок 1).



Рисунок 1- Месторасположение подстанции «Шаболовская»

Рабочее напряжение: 35/10 кВ. Резерв мощности 4 МВА. Индекс загрузки: открытый для ТП ЦП с нагрузкой от 75% до 105%. Подстанция однострансформаторная. Подстанция работает на пределе мощности и в данный момент нет возможности для подключения к ней дополнительной нагрузки. Год ввода в эксплуатацию – 1974 год. Модернизация станции не производилась.

Главная схема электрических соединений подстанции представлена на рисунке 2.

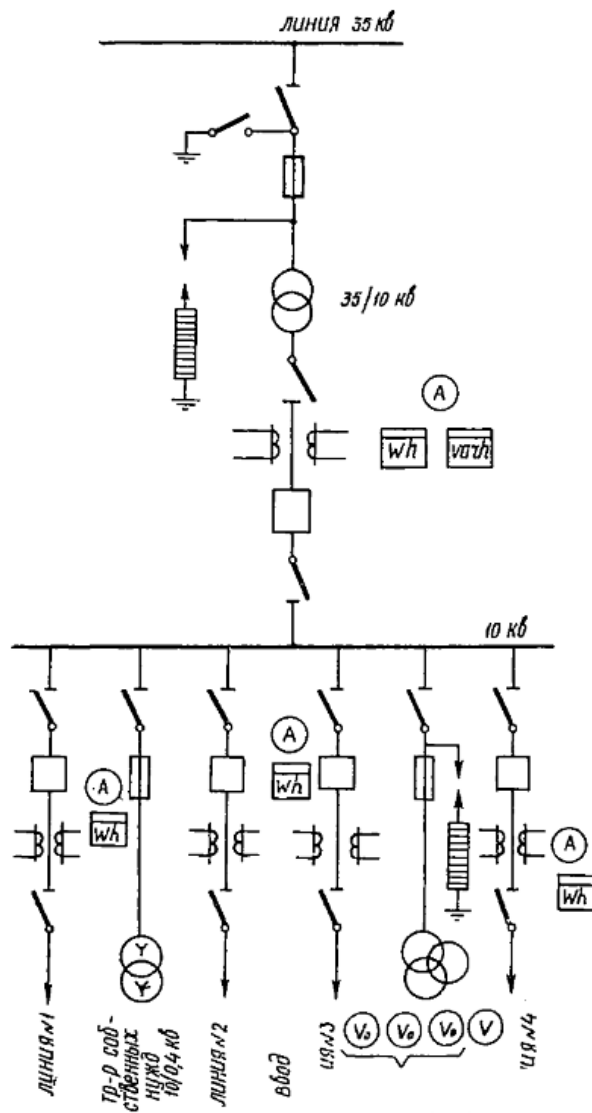


Рисунок 2- Главная схема электрических соединений подстанции «Шаболовская»

На подстанции установлен трансформатор ТМ мощностью 4 МВА. Со стороны 35кВ трансформатор оборудован масляным выключателем С-35м-630-10 , со стороны 10кВ масляным выключателем ВМГ-10-630-20-ПП-67к. Шина 35 кВ секционирована по средствам выключателя ВТ 35-630-10 ПР-67к, на шинах 10кВ так же предусмотрено секционирование с помощью масляного выключателя типа ВМГ 10-630-20 ПП-67к.

Отходящие линии 10кВ оборудованы ячейками с масляными выключателями типа ВМГ 10-630-20 ПП-67к.

Устройства РЗА Т-1, ВМГ-10кВ смонтированы на панелях в ОПУ. Для контроля напряжения на стороне 10кВ в КРУН-10 установлен трансформатор напряжения НАМИ-10. РУ 35 кВ реализована с выключателями ВН и линейным разъединителем на входе трансформатора.

1.2 Обзор основного электротехнического оборудования подстанции

На стороне низкого напряжения использовано комплектное распределительное устройство 10 кВ наружного исполнения (КРУН-10).

На КРУН смонтированы следующие элементы:

- масляный выключатель ВМГ-10-630-20;
- трансформатор тока ТВЛМ-10;
- трансформатор напряжения НАМИ-10;
- трансформатор собственных нужд ТМ-20/10-1СШ.

Трансформатор ТМ мощностью 4 МВА - трехфазный двухобмоточный трансформатор, номинальной мощностью 4000 кВА, номинальное напряжение 35/10,5 кВ, с естественным масляным охлаждением (М), с регулированием напряжения на стороне 35кВ со снятием нагрузки и отключением трансформатора (ПБВ), без РПН. ПБВ позволяет переключать ответвления обмотки трансформатора на стороне 35кВ в пределах $\pm 2 \times 2,5\%$ со снятием нагрузки и отключением трансформатора. Основные параметры трансформаторов приведены в [1]. Обмотки трансформаторов подключены как звезда – треугольник, группа соединения – 11.

Суточный график часовой нагрузки активной и реактивной мощностей для середины декабря 2018 года показан на рисунке 3. Из графика видно, что в пиковое время 17-00 полная мощность потребления составляет 3,18 МВА (2,55 МВт активная и 1,9 МВар реактивная), что не превышает половины номинальной мощности трансформатора.

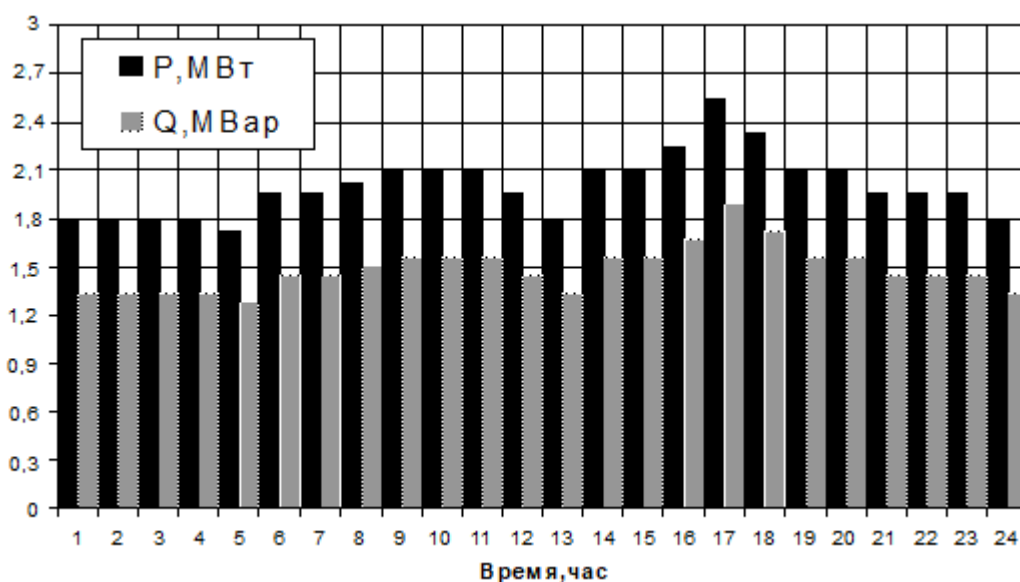


Рисунок 3- Суточный график часовой нагрузки активной и реактивной мощностей для середины декабря 2018 года

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при естественном масляном охлаждении независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах согласно [2]:

Перегрузка по току, % 30; 45; 60; 75; 100.

Длительность перегрузки, мин. 120; 80; 45; 20; 10.

Кроме названных ранее на подстанции эксплуатируется следующее оборудование:

- разъединители модели РНДЗ-35;
- маломасляные выключатели модели ВМГ-10;
- на вводах ВН силового трансформатора применены трансформаторы тока модели ТВ-35;
- на вводах НН силового трансформатора применены трансформаторы тока модели ТВЛМ-10.

На подстанции установлено комплектное распределительное устройство серии КРН-10 шкафного типа с выдвижными элементами.

1.3 Обоснование необходимости реконструкции подстанции

Проанализировав графики электрических нагрузок силового трансформатора за 2018 год, учитывая отсутствие резервного источника питания, для организации возможности подключения к подстанции потребителей всех трех категорий надежности, для организации непрерывного электроснабжения электроприемников, увеличения безотказности электроснабжения, повышения технико-экономических показателей работы подстанции необходима реконструкция подстанции с заменой одного трансформатора на два трансформатора.

В связи с износом электрооборудования производим реконструкцию подстанции, в результате чего выполним следующие мероприятия:

- выбор трансформаторов;
- замена выключателей;
- замена разъединителей;
- разрядников на ограничители перенапряжения;
- замену измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- реконструкция релейной защиты;
- реконструкцию системы электроснабжения собственных нужд.

2 Реконструкция электрооборудования подстанции

2.1 Расчет и выбор силового трансформатора

Расчетная мощность трансформаторов определяется из выражения согласно [3]:

$$S_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нб}}}{k_{\text{ав}} \cdot (n-1)}, \quad (1)$$

где $S_{\text{расч}}$ - расчетная мощность трансформатора, МВ·А;

$S_{\text{нб}}$ - наибольшая протекающая мощность по трансформаторам связи при наихудшем режиме, МВ·А;

Расчетную мощность трансформаторов определим по формуле (1):

$$S_{\text{расч}} = \frac{3,18}{1,4 \cdot (2-1)} = 2,27, \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Округляем до ближайшего большего значения:

$$S_{\text{T}} = 2,5 \text{ МВА}, \quad U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}.$$

Определим действительный коэффициент загрузки трансформаторов:

$$K_3 = \frac{S_{\text{нб}}}{n \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (2)$$

$$K_3 = \frac{3,18}{2 \cdot 2,5} = 0,63$$

Принимаем к установке два трансформатора ТМН-2500 35/10 с РПН, с паспортными данными:

Номинальная мощность	2500	кВА;
Номинальное высшее напряжение	35	кВ;
Номинальное низшее напряжение	11	кВ;
Потери холостого хода	3,9	кВт;
Потери короткого замыкания	23,5	кВт;
Ток холостого хода	1,0	%;
Напряжение короткого замыкания		%;

2.2 Проверка выбранных трансформаторов на стойкость токам короткого замыкания

Расчётная схема и схема замещения для определения токов КЗ, составленная на основании схем присоединени подстанции «Шаболовская» к энергосистеме, приведена на рисунках 4 и 5. Линия АС-70 длиной $l_1=16,4$ км связывает ПС «Шаболовская с ПС 35/10 кВ «Свердловская», расположенной в пос. Свердловский. Линия АС-70 длиной $l_1=19$ км связывает ПС «Шаболовская с ПС 110/35/10 кВ «Курманаевская», расположенной в пос. Курманаевка».

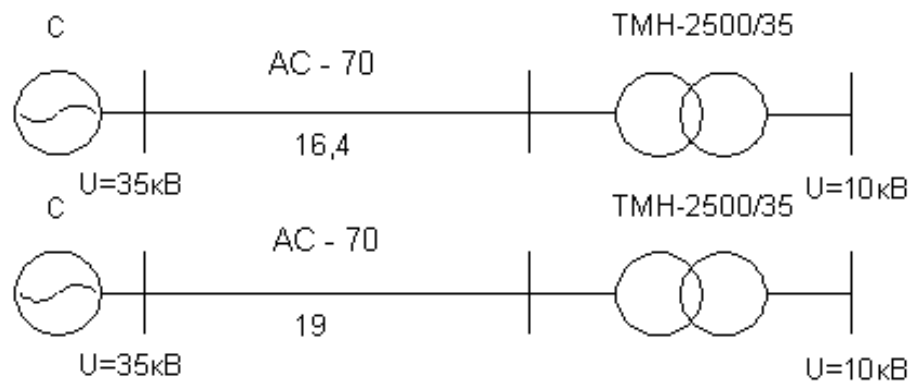


Рисунок 4 - Расчётная схема для определения токов КЗ

Сопротивление системы определяется по выражению:

$$X_C = \frac{U_{CP}^2}{S_{KЗ}}, \quad (3)$$

где U_{CP} – среднее напряжение системы, кВ;

$S_{KЗ}$ – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВ·А.

Сопротивление линий определяется по выражению:

$$X_{Л} = X_0 \cdot l, \quad (4)$$

где X_0 – удельное сопротивление на 1 км линии, Ом/км [4];

l – протяженность линии, км.

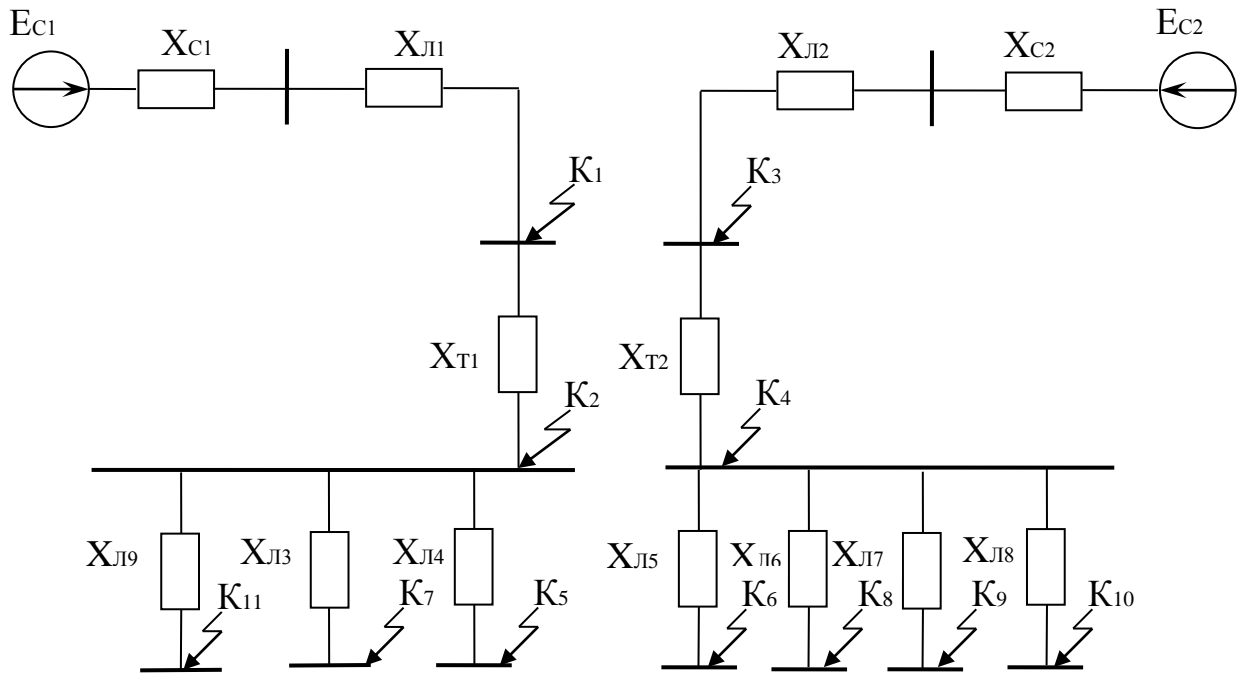


Рисунок 5 - Схема замещения

Сопротивление трансформаторов определяем по выражению:

$$X_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_{НОМ}}, \quad (5)$$

где U_K – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

Определим параметры элементов схемы замещения для максимального и минимального режимов работы.

Для системы С1:

$$X_{C1}^{\max} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K31.MAX}} = \frac{(1,05 \cdot 35)^2}{400} = 3,38 \text{ Ом}; \quad (6)$$

$$X_{C1}^{\min} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K31.MIN}} = \frac{(1,05 \cdot 35)^2}{300} = 4,5 \text{ Ом}.$$

Для системы С2:

$$X_{C2}^{\max} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K32.MAX}} = \frac{(1,05 \cdot 35)^2}{460} = 2,94 \text{ Ом};$$

$$X_{C2}^{\min} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K32.MIN}} = \frac{(1,05 \cdot 35)^2}{340} = 3,97 \text{ Ом}.$$

Для линий:

$$X_{Л1}^{\max} = X_{Л1}^{\min} = x_0 \cdot l_1 = 0,432 \cdot 19 = 8,208 \text{ Ом}; \quad (7)$$

$$X_{Л2}^{\max} = X_{Л2}^{\min} = x_0 \cdot l_2 = 0,432 \cdot 15,7 = 6,782 \text{ Ом};$$

$$X_{Л3}^{\max} = X_{Л3}^{\min} = x_0 \cdot l_3 = 0,378 \cdot 17 = 6,426 \text{ Ом};$$

$$X_{Л4}^{\max} = X_{Л4}^{\min} = x_0 \cdot l_4 = 0,378 \cdot 7 = 2,646 \text{ Ом};$$

$$X_{Л5}^{\max} = X_{Л5}^{\min} = x_0 \cdot l_5 = 0,378 \cdot 9 = 3,409 \text{ Ом};$$

$$X_{Л6}^{\max} = X_{Л6}^{\min} = x_0 \cdot l_6 = 0,378 \cdot 19 = 7,182 \text{ Ом}.$$

$$X_{Л7}^{\max} = X_{Л7}^{\min} = x_0 \cdot l_7 = 0,378 \cdot 14 = 5,292 \text{ Ом}.$$

$$X_{Л8}^{\max} = X_{Л8}^{\min} = x_0 \cdot l_8 = 0,378 \cdot 10 = 3,78 \text{ Ом}.$$

$$X_{Л9}^{\max} = X_{Л9}^{\min} = x_0 \cdot l_9 = 0,378 \cdot 6 = 2,268 \text{ Ом}.$$

Для трансформаторов Т1 и Т2:

$$X_{T1}^{\max} = X_{T2}^{\max} = \frac{U_{KB}^{\max}}{100} \cdot \frac{(U_{BH}^{\max})^2}{S_{T1}} = \frac{6,85}{100} \cdot \frac{38,15^2}{2,5} = 39,87 \text{ Ом}; \quad (8)$$

$$X_{T1}^{\min} = X_{T2}^{\min} = \frac{U_{KB}^{\min}}{100} \cdot \frac{(U_{BH} \cdot (1 - \Delta U_{*PIH}))^2}{S_{T1}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{(35 \cdot (1 - 0,9))^2}{2,5} = 27,9 \text{ Ом},$$

где U_{KB}^{\max} , U_{KB}^{\min} - напряжения короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах [5], %;

$$U_{BH}^{\max} = [U_{BH} \cdot (1 + \Delta U_{*PIH})] = 35 \cdot (1 + 0,09) = 38,15 \text{ кВ} < U_{BH.ДОП}^{\max} = 40,5 \text{ кВ}. \quad (9)$$

По формулам (10) и (11) определим токи короткого замыкания во всех точках схемы замещения.

Токи при коротком замыкании в точке 1:

$$I_{K3.1}^{(3)\max} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1}^{\max} + X_{Л1}^{\max})} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot (3,38 + 8,208)} = 1,843 \text{ кА}; \quad (10)$$

$$I_{K3.1}^{(3)\min} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1}^{\min} + X_{Л1}^{\min})} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot (4,4 + 8,208)} = 1,681 \text{ кА};$$

$$I_{K3.1}^{(2)\max} = 0,866 \cdot I_{K3.1}^{(3)\max} = 0,866 \cdot 1,843 = 1,596 \text{ кА}; \quad (11)$$

$$I_{K3.1}^{(2)\min} = 0,866 \cdot I_{K3.1}^{(3)\min} = 0,866 \cdot 1,681 = 1,456 \text{ кА}.$$

Токи при коротком замыкании в точке 2:

$$I_{K3.2}^{(3)\max} = \frac{U_{CP} \cdot \frac{U_{HH1}}{U_{BH1}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1}^{\max} + X_{Л1}^{\max} + X_{T1}^{\min}) \cdot \left(\frac{U_{HH1}}{U_{BH1}}\right)^2} = \frac{37 \cdot \frac{11}{35}}{\sqrt{3} \cdot (3,38 + 8,208 + 27,9) \cdot \left(\frac{11}{35}\right)^2} = 1,724 \text{ кА}; \quad (12)$$

$$I_{K3.2}^{(3)\min} = \frac{U_{CP} \cdot \frac{U_{HH1}}{U_{BH1}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1}^{\min} + X_{Л1}^{\min} + X_{T1}^{\max}) \cdot \left(\frac{U_{HH1}}{U_{BH1}}\right)^2} = \frac{37 \cdot \frac{11}{35}}{\sqrt{3} \cdot (4,5 + 8,208 + 39,87) \cdot \left(\frac{11}{35}\right)^2} = 1,295 \text{ кА};$$

$$I_{K3.2}^{(2)\max} = 0,866 \cdot I_{K3.2}^{(3)\max} = 0,866 \cdot 1,724 = 1,493 \text{ кА};$$

$$I_{K3.2}^{(2)\min} = 0,866 \cdot I_{K3.2}^{(3)\min} = 0,866 \cdot 1,295 = 1,121 \text{ кА}.$$

Токи при коротком замыкании в точке 3:

$$I_{K3.3}^{(3)\max} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C2}^{\max} + X_{Л2}^{\max})} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot (2,94 + 6,782)} = 2,197 \text{ кА}; \quad (13)$$

$$I_{K3.3}^{(3)\min} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C2}^{\min} + X_{Л2}^{\min})} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot (3,97 + 6,782)} = 1,987 \text{ кА};$$

$$I_{K3.3}^{(2)\max} = 0,866 \cdot I_{K3.3}^{(3)\max} = 0,866 \cdot 2,197 = 1,903 \text{ кА};$$

$$I_{K3.3}^{(2)\min} = 0,866 \cdot I_{K3.3}^{(3)\min} = 0,866 \cdot 1,987 = 1,721 \text{ кА}.$$

Токи при коротком замыкании в точке 4:

$$I_{K3.4}^{(3)\max} = \frac{U_{CP} \cdot \frac{U_{HH2}}{U_{BH2}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C2}^{\max} + X_{Л2}^{\max} + X_{T2}^{\min}) \cdot \left(\frac{U_{HH2}}{U_{BH2}}\right)^2} = \frac{37 \cdot \frac{11}{35}}{\sqrt{3} \cdot (2,94 + 6,782 + 27,9) \cdot \left(\frac{11}{35}\right)^2} = 1,81 \text{ кА};$$

$$I_{K3.4}^{(3)\min} = \frac{U_{CP} \cdot \frac{U_{HH2}}{U_{BH2}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C2}^{\min} + X_{Л2}^{\min} + X_{T2}^{\max}) \cdot \left(\frac{U_{HH2}}{U_{BH2}}\right)^2} = \frac{37 \cdot \frac{11}{35}}{\sqrt{3} \cdot (3,97 + 6,782 + 39,87) \cdot \left(\frac{11}{35}\right)^2} = 1,345 \text{ кА};$$

$$I_{K3.4}^{(2)\max} = 0,866 \cdot I_{K3.4}^{(3)\max} = 0,866 \cdot 1,81 = 1,567 \text{ кА};$$

$$I_{K3.4}^{(2)\min} = 0,866 \cdot I_{K3.4}^{(3)\min} = 0,866 \cdot 1,345 = 1,165 \text{ кА}.$$

Токи при коротком замыкании в точке 5:

$$I_{K3.5}^{(3)\max} = \frac{U_{CP} \cdot \frac{U_{HH2}}{U_{BH2}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1}^{\max} + X_{Л1}^{\max} + X_{Л4}^{\max} + X_{T1}^{\min}) \cdot \left(\frac{U_{HH2}}{U_{BH2}}\right)^2} = \frac{37 \cdot \frac{11}{35}}{\sqrt{3} \cdot (3,38 + 8,208 + 2,646 + 27,9) \cdot \left(\frac{11}{35}\right)^2} = 1,616 \text{ кА};$$

$$I_{K3.5}^{(3)\min} = \frac{U_{CP} \cdot \frac{U_{HH2}}{U_{BH2}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1}^{\min} + X_{Л1}^{\min} + X_{Л4}^{\min} + X_{T1}^{\max}) \cdot \left(\frac{U_{HH2}}{U_{BH2}}\right)^2} = \frac{37 \cdot \frac{11}{35}}{\sqrt{3} \cdot (4,5 + 8,208 + 2,646 + 39,87) \cdot \left(\frac{11}{35}\right)^2} = 1,233 \text{ кА};$$

$$I_{K3.5}^{(2)\max} = 0,866 \cdot I_{K3.5}^{(3)\max} = 0,866 \cdot 1,616 = 1,4 \text{ кА};$$

$$I_{K3.5}^{(2)\min} = 0,866 \cdot I_{K3.5}^{(3)\min} = 0,866 \cdot 1,233 = 1,068 \text{ кА}.$$

По формуле (14) определим ударный ток в точке КЗ №5, для остальных точек расчёт аналогичен:

$$i_{уд.К5} = I_{K3.5}^{(3)} \cdot \sqrt{2} \cdot k_{уд} = 1,616 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,37 = 1,833 \text{ кА}; \quad (14)$$

Максимальный ток трёхфазного КЗ на ВН трансформатора составил $I_{кз}=2,2$ кА, на НН $I_{кз}=1,81$ кА, на отводящей линии $I_{кз}=1,66$ кА.

2.3 Выбор и проверка выключателей и разъединителей

Произведем замену устаревших масляных на вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по длительному току утяжеленного режима и по напряжению электроустановки:

$$I_{\max.раб} \leq I_{ном}, \quad (15)$$

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (16)$$

Оценка электродинамической стойкости происходит следующим образом:

$$I_{по} < I_{дин}; \quad (17)$$

$$i_{уд} < I_{МДИН}, \quad (18)$$

где $I_{по}$ и $i_{уд}$ – расчетные величины периодической части тока КЗ (в случае $T=0$) и ударного тока КЗ (в случае $T=0,01$ с);

$I_{ДИН}$, $I_{МДИН}$ – действующее значение и амплитудная величина максимального сквозного тока КЗ (по паспортным данным).

Проверка выключателя по периоду между началом КЗ и разрывом контактной группы:

$$\tau = t_{3MIN} + t_{CB}, \text{ с} \quad (19)$$

где t_{3MIN} - минимальное время действия защиты, принимаем 0,01 с;

t_{CB} – собственное время отключения выключателя.

$$I_{ПО} < I_{ОТКЛ}, \quad (20)$$

где $I_{ОТКЛ}$ – номинальный ток отключения по каталогу, кА.

Проверка термической стойкости:

$$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m, \quad (21)$$

где I_T - ток термической стойкости прибора;

t_T - времени протекания тока КЗ.

Величину термического импульса находят по формуле:

$$B_{\kappa} = I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (22)$$

Выбираем выключатели в цепи силовых трансформаторов и в цепях отходящих линий.

Определяем максимальный рабочий ток (максимальный рабочий ток определяем при выключении одного из трансформаторов и из расчета того, что трансформаторы максимально загружены):

$$I_{MAX} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 57,73 \text{ А.}$$

Выбираем по [6] и [7] вакуумные выключатели ВВС-35-20/630-1600УХЛ1

Расчетный импульс квадратичного тока КЗ:

$$B_{\kappa} = 2,197^2 \cdot (1,08 + 0,02) = 5,309 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$t_{\text{откл}} = 1 + 0,08 = 1,08 \text{ с.}$$

Результаты проверки выключателей на стороне 35 кВ в цепи силовых трансформаторов и отходящих линий представим в виде таблицы 1.

Таблица 1 – Выбор выключателей на стороне ВН

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{вст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{раб.макс}} = 57,73 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
Проверка на отключающую способность		
а) периодическая составляющая $I_{\text{нт}} = I_{\text{н0}} = 2,197 \text{ кА}$ $\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном.вк}}$
Проверка на включающую способность		
$I_{\text{но}} = 2,197 \text{ кА}$ $i_{\text{y}} = 5,00 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 52, \text{кА}$ $I_{\text{мвкл}} = 52, \text{кА}$	$I_{\text{но}} \leq I_{\text{вкл}}$, $i_{\text{y}} \leq I_{\text{мвкл}}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{\text{yд}} = 5,00$	$I_{\text{мдин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{yд}} \leq I_{\text{мдин}}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_{\kappa} = 5,309 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{м}} = 20 \text{ кА}$ $t_{\text{м}} = 4 \text{ с}$ $I_{\text{м}}^2 \cdot t_{\text{м}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{\text{м}}^2 \cdot t_{\text{м}}$

Таким образом, выбранные нами выключатели проходят по всем условиям.

Выбираем секционный выключатель 35кВ, определив максимальный рабочий ток секционной перемычки:

$$I_{MAX} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 28,87 \text{ А.}$$

Выбираем по [8] вакуумный выключатель ВВС-35-20/630-1600УХЛ1 такой же как и при расчёте выше. Поэтому производить проверку последнего для цепи 35кВ нет необходимости.

Таким образом, на стороне 35 кВ во всех цепях применяем выключатели ВВС-35-20/630-1600УХЛ1.

Результаты выбора разъединителя на стороне ВН показан в виде таблицы 2.

Выбор выключателей на стороне 10 кВ аналогичен выбору выключателей на стороне 35 кВ, поэтому результаты расчётов приведём в таблице 3.

Таблица 2 – Результаты выбора разъединителей на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{раб} = 57,73 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{ном}$
$BK = 5,31 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$BK \leq B = I_{nc}^2 t_{nc}$
$i_y = 5,00 \text{ кА}$	$I_{мах} = 25 \text{ кА}$	$i_y < I_{мах}$
Выбираем разъединитель типа: РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-90		

Таблица 3 – Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{раб} = 179 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ кА}$	$I_{раб} < I_{ном}$
$I_{по} = 1,81 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл}$
$i_y = 3,51 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$	$I_y < I_{дин}$
$BK = 3,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$BK \leq B$
Выбран выключатель типа: ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-41		

2.4 Замена разрядников на ограничители напряжения

Достоинства ограничителей напряжения:

- нет искровых промежутков;
- минимальный ток утечки (менее 1 мА);
- более пологая вольт-секундная характеристика.

Для стороны 35 кВ требуется ОПН внешней установки, поэтому выберем на стороне 35 кВ и устанавливаем ОПН-Т/TEL-35/38,5 УХЛ1.

В нейтрали силовых трансформаторов установим ОПН-Т/TEL-35/42 УХЛ1. Для стороны НН необходим ОПН внутренней установки, поэтому выберем ОПН-КР/TEL-10/11,5 УХЛ1.

2.5 Трансформаторы тока и напряжения

Подбор трансформаторов тока выполним с учетом напряжения установки и по току:

$$U_{уст} < U_{ном}, \quad (23)$$

$$I_{норм} \leq I_{I_{ном}}, \quad I_{макс} \leq I_{I_{ном}}, \quad (24)$$

где $I_{1 \text{ ном}}$ – номинальный ток в первичной обмотке трансформатора тока.

Токи через обмотки трансформаторов тока должны подчиняться следующим условиям:

$$i_y \leq I_{\text{м дин}}; \quad (25)$$

$$i_y \leq k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1 \text{ ном}}, \quad (26)$$

где $I_{\text{м дин}}$ – ток электродинамической стойкости;

$k_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость ТТ проверяется:

– по термической стойкости:

$$B_k \leq (k_T \cdot I_{1 \text{ ном}})^2 \cdot t_T, \quad (27)$$

где k_T – паспортное значение кратности термической стойкости;

– по нагрузке на выходной обмотке:

$$z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}, \quad (28)$$

где z_2 – сопротивление КИП, подключенных к трансформатору тока;

$z_{2 \text{ ном}}$ – паспортное значение допустимой нагрузки.

Индуктивное сопротивление вторичных цепей невелико, поэтому

$$z_2 \approx r_2.$$

Вторичная нагрузка состоит из:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k, \quad (29)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов.

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (30)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая прибором;

$I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток приборов.

Переходное сопротивление контактов принимает следующие значения:

$r_{\text{к}} = 0,05$ Ом – при двух-трёх приборах;

$r_{\text{к}} = 0,1$ Ом – при большем числе приборов.

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (18)$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (19)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, Ом·мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, м.

Примем, что на электрической подстанции 35/10 «Шаболовская» все приборы включаются в неполную звезду, тогда $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$. Выбрали для монтажа провод ПВС-5х2,5 с медными жилами сечением 2,5 мм².

Примем к установке трансформаторы тока ТФЗМ-35Б-I-Y1.
 Результаты выбора представлены в таблицах 4, 5, 6.

Таблица 4 – Выбор ТТ линии ВЛ-35кВ

Расчет	Паспортные значения	Проверка
$U_{уст} = 35кВ$	$U_{ном.} = 35 кВ$	$U_{уст} \leq U_{ном.}$
$I_{\max.раб} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 57,73А$	$I_{ном.} = 75 А$	$I_{\max.раб} \leq I_{ном.}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 4,197$	$I_{мдин} = 15 кА$	$i_{уд} \leq I_{мдин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_{\kappa} = 5,31 кА^2 \cdot с$	$I_m = 3,5 кА$ $t_m = 3 с$ $I_m^2 \cdot t_m = 36,75 кА^2 \cdot с$	$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m$
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-I-Y1 75/5	

Таблица 5 – Выбор ТТ в цепи трансформаторов 35кВ

Расчет	Паспортные значения	Проверка
$U_{уст} = 35кВ$	$U_{ном.} = 35 кВ$	$U_{уст} \leq U_{ном.}$
$I_{\max.раб} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 57,73А$	$I_{ном.} = 75 А$	$I_{\max.раб} \leq I_{ном.}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_{\kappa} = 5,31 кА^2 \cdot с$	$I_m = 3,5 кА$ $t_m = 3 с$ $I_m^2 \cdot t_m = 36,75 кА^2 \cdot с$	$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m$
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-I-Y1 75/5	

Таблица 6 – Выбор трансформаторов тока в цепи перемычки 35 кВ

Расчет	Паспортные значения	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном.}$
$I_{\max. \text{ раб}} = \frac{0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 28,87 \text{ А}$	$I_{ном.} = 30 \text{ А}$	$I_{\max. \text{ раб}} \leq I_{ном.}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_{\kappa} = 5,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m = 1,5 \text{ А}$ $t_m = 3 \text{ с}$ $I_m^2 \cdot t_m = 6,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m$
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-I-Y1 30/5	

Трансформаторы напряжения предварительно выбираются по двум условиям:

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

Выбираем измерительные трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ. В таблице 7 приведены данные о вторичной нагрузке измерительного трансформатора напряжения на стороне 10 кВ.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:
 $S_{2\Sigma} = \sqrt{41^2} = 41 \text{ В} \cdot \text{А}$. (см. таблицу 7). Выбираем трансформаторы напряжения типа НТМИ-10-66У3 с $S_{2ном}=120 \text{ В} \cdot \text{А}$, которые предназначены для выработки сигнала измерительной информации для измерительных приборов в цепях учёта, защиты и сигнализации в сетях 6 и 10 кВ. Для соединения трансформаторов напряжения с приборами применяем провод ПВС-5х2,5 с сечением жил 2,5 мм² по условию механической прочности.

Таблица 7 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Наименование и тип прибора		Мощность, В·А	Число обмоток	Число приборов	cosφ	sinφ	P, Вт
Вольтметр ЦП85хх		2	1	1	1,0	0	2
Счётчик электронный EA05RAL	Линии 10 кВ	1,5	3	8	1	0	36
Ваттметр ЦП8510		1,5	2	1	1,0	0	3
ИТОГО							41

2.6 Реконструкция системы электроснабжения собственных нужд подстанции

На 2-х трансформаторных подстанциях мощностью от 35 до 750 кВ рекомендуется устанавливать два трансформатора собственных нужд (ТСН).

Подключение ТСН к сети зависит от системы оперативного тока. Принимаем переменный оперативный ток, который может использоваться на всех подстанциях 35 кВ и выше и на подстанциях с распределительными устройствами 35-220 кВ со сборными шинами (см. таблицу 8).

На электрической подстанции 35/10 кВ «Шаболовская» ТСН присоединим от шинного моста 10 кВ отпайками через разъединители, кабели и предохранители.

Таблица 8 – Распределение нагрузки внутри ПС

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт			cosφ	Нагрузка	
	кол-во, ед.	P _{уд} , кВт/ед	всего		P _{уст} кВт	Q _{уст} квар
Обогрев КРУН-10кВ	14	1,2	16,8	1	16,8	-
Обогрев приводов ВВС- 35 кВ	3	1,5	4,5	1	4,5	-
Резерв	1	15	15		15	-
Управление РПН	2	0,5	1	1	1	-
Обогрев шкафа РЗА	2	1,5	3	1	3	-
Освещение						
- ОРУ 35 кВ	1	8	8	1	8	-
-КРУН 10кВ	14	0,06	0,84		0,84	
Итого	-	-	-	-	49,14	-

Расчетная мощность потребителей собственных нужд подстанции определяется по выражению:

$$S_{РАСЧ} = K_C \cdot S_{УСТ}, \quad (20)$$

где K_C - коэффициент спроса, для учебных работ принимаем 0,8 [17].

$$S_{УСТ} = \sqrt{49,14^2 + 0^2} = 49,14 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \cdot 49,14 = 39,31 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность трансформаторов собственных нужд на подстанции определяется по выражению

$$S_T \geq \frac{S_{РАСЧ}}{1,4}, \quad (21)$$

Определяем мощность трансформатора собственных нужд:

$$S_T \geq \frac{39,31}{1,4} = 28,22 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

По [8] выбираем два трансформатора типа ТМГ-40 10/0,4. Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{49,14}{40 \cdot 2} = 0,62.$$

При отключении одного из трансформаторов второй будет загружен на величину:

$$k_{ав} = \frac{49,14}{40 \cdot (2-1)} = 1,23.$$

Окончательно принимаем два трансформатора типа ТМГ-40 10/0,4. При отключении одного трансформатора второй будет перегружен на 23 %, что допустимо.

2.7 Выбор комплектного распределительного устройства

Выбираем комплектное распределительное устройство КРУН /БЕЛ-10 (см. таблицу 9).

Таблица 9 – Технические данные и характеристики КРУН/БЕЛ-10кВ

Наименование параметра	Значение
1. Номинальное напряжение, кВ	10
2. Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
3. Номинальный ток главных цепей, А	630
4. Номинальный ток сборных шин, А	1000
5. Номинальный ток отключения выключателя	12,5
6. Ток термической стойкости в течение 3 с, кА	20
7. Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кВ	51

2.8 Релейная защита и автоматика

Используем современное защитно-контрольное цифровое устройство MICOM P122, выполняющее контроль и управление защитными элементами на подстанции.

Релейная защита силовых трансформаторов.

Для защиты трансформаторов мощностью менее 4000 кВ·А напряжением 110 и 35 кВ применяются следующие виды защит:

- токовая отсечка без выдержки времени и газовая защита от внутренних повреждений;
- максимальная токовая защита от сверхтоков при внешних КЗ;
- защита от перегрузки.

В качестве запасной защиты применяют МТЗ, в задачу которой входит защита трансформатора при внешних КЗ. Газовая защита подключается на дискретный вход устройства MICOM P124, дифференциальная защита трансформатора осуществляется цифровым реле MICOM P632.

Особенности MICOM P632:

- дифференциальная защита для двух обмоток;
- согласование амплитуды и группы соединения;
- фильтр тока нулевой последовательности для выбранной пользователем обмотки;
- ограничение пусковой мощности по второй гармонике;
- ограничение перевозбуждения по пятой гармонике;
- максимальная токовая защита для одной гармоники;
- тепловая защита от перегрузки с изменением действующих значений для одной обмотки;
- программируемая пользователем логика;
- выбор параметров.

На защищаемой линии устанавливаем трансформаторы тока в каждой фазе. Это связано с предполагаемым резистивным заземлением нейтрали и связанное с ним повышение чувствительности и надёжности защиты от замыкания на землю.

Уставка токовой отсечки (ТО) должна выбираться из условия (22):

$$I_{\text{СЗ.ТО}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{К1}}^{(3)}. \quad (22)$$

где $I_{\text{К1}}^{(3)}$ – сопоставленный с ВН ток КЗ на шинах НН;

$K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности аппарата, равный 1,3-1,4 [20].

Чувствительность отсечки задается при двухфазном КЗ на фазных выводах трансформатора:

$$K_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{\text{К2}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ.ТО}}}. \quad (23)$$

Определим ток срабатывания токовой отсечки по условию (22):

$$I_{\text{СЗ.ТО}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{К34.ВН}}^{(3)\text{max}} = 1,3 \cdot 568,86 = 739,52 \text{ А},$$

где:

$$I_{\text{К34.ВН}}^{(3)\text{max}} = I_{\text{К34.НН}}^{(3)\text{max}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 1810 \cdot \frac{11}{35} = 568,86 \text{ А}.$$

Принимаем ток срабатывания защиты токовой отсечки 739,52А.

Коэффициент чувствительности защиты токовой отсечки определим по формуле (24)

$$K_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{\text{К31}}^{(2)\text{min}}}{I_{\text{СЗ.ТО}}} = \frac{1460}{739,52} = 1,97 \geq 1,2. \quad (24)$$

Токовая защита обладает достаточной чувствительностью, используем её в качестве дополнительной защиты. В качестве основной применяем дифференциальную защиту.

Дифференциальная защита.

Уставка аппарата дифференциальной защиты выбирается из выражения (25):

$$\frac{I_d}{I_t} \geq K_H \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U), \quad (27)$$

где K_H – коэффициент надёжности, принимаем 1,2 [9];

ε – погрешность ТТ, по справочнику принимаем 10 %;

K_a – коэффициент, учитывающий возрастание погрешности при возрастании тока из-за роста апериодической составляющей тока. В учебных проектах допускается использовать среднее значение 1,5 [10];

ΔU – диапазон изменения коэффициента трансформации.

$$\frac{I_d}{I_t} \geq 1,2 \cdot (1,5 \cdot 10 + 9) = 28,8$$

Принимаем 30 % - ную тормозную характеристику. Указанное значение выставляется в реле в качестве уставки дифференциальной защиты.

Правильность выбора тормозной характеристики проверим по формулам (28...32).

Чувствительность:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(2)\text{min}}}{0,3 \cdot I_{\text{НОМ.Т}}} \geq 2, \quad (28)$$

Ток 3-х фазного металлического КЗ:

$$I_{K34.BH}^{(3)\min} = I_{K34.HH}^{(3)\min} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 1345 \cdot \frac{11}{35} = 422,7 \text{ А.} \quad (29)$$

Чувствительность дифференциальной защиты составит:

$$K_{\text{ч}} = \frac{422,7}{0,3 \cdot 42,87} = 39,2 > 2. \quad (30)$$

Степень торможения:

$$I_d = \left(\frac{I_d}{I_t} \right)_{\text{УСТ}} \cdot \frac{I_K^{(3)\max}}{I_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (31)$$

$$I_{K34.BH}^{(3)\max} = I_{K34.HH}^{(3)\max} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 1810 \cdot \frac{11}{35} = 568,86 \text{ А.} \quad (32)$$

$$I_d = 28,8 \cdot \frac{568,86}{42,87} = 382,16 \%,$$

Таким образом, уставка увеличилась с 28,8 % до 382,16 % номинального тока или в 13,27 раза. Выбор верен.

2.9 Интеллектуальный выключатель нагрузки

Управление интеллектуальным выключателем нагрузки (разъединителем) ВН-БЭМН осуществляется при помощи электропривода, в составе которого имеется микропроцессорный модуль управления, и может осуществляться как местно, так и дистанционно при помощи С5М-модема.

Выключатель нагрузки не предназначен для эксплуатации во взрывопожарных зонах, в окружающей среде, содержащей токопроводящую пыль, агрессивные газы и пары в концентрациях, снижающих уровень изоляции в недопустимых пределах.

Вид климатического исполнения -У, категорию размещения -1 по ГОСТ 15150 для эксплуатации на высоте над уровнем моря не более 1000 м. Для выключателей нагрузки климатического исполнения -У категории размещения -1 нижнее значение рабочей температуры окружающего воздуха минус 40°С, верхнее значение рабочей температуры окружающего воздуха плюс 40°С [11].

Выключатель нагрузки ВН-БЭМН состоит из непосредственно выключателя нагрузки Р1а 15/60 ОВ 630 А, оборудованного трансформаторами тока СЗО-25 и вспомогательными контактами включенного и отключенного положений. На опоре так же монтируется трансформатор напряжения УРТ-25 для питания цепей управления выключателя нагрузки.

По требованию заказчика выключатель нагрузки Р1а 15/60 ОВ может быть оборудован ограничителями перенапряжения и датчиками напряжения для контроля наличия напряжения с обеих сторон выключателя нагрузки.

Для управления выключателем нагрузки служит шкаф управления ООШ111К, в котором Подвижная часть выключателя связана с электроприводом, расположенным в шкафу управления, при помощи металлической тяги.

Основные технические характеристики интеллектуального выключателя представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики выключателя нагрузки ВН-БЭМН

Характеристика	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинал Номинальная частота, Гц	50

Продолжение таблицы 10

1	2
Номинальный ток, А	630
Номинальное значение периодической составляющей сквозного тока КЗ, кА	20
Номинальный ток отключения трансформатора без нагрузки, А	53
Номинальный ток отключения кабельной линии без нагрузки, А	11
Номинальное напряжение оперативного питания от трансформатора напряжения, В	57
Номинальная частота напряжения оперативного питания, Гц	50
Номинальное напряжение оперативного питания от аккумуляторных батарей, В	24
Длина, мм	не более 700
Ширина, мм	не более 1685
Высота выключателя нагрузки, мм	не более 750
Масса, кг	не более 200

Работы, связанные с опасностью случайного прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, должны выполняться с использованием защитных средств, предусмотренных "Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок".

Монтаж изделия.

Монтаж выключателя нагрузки на опору осуществляется при помощи двух креплений К.130, обхватывающих опору. Диаметр опоры в месте крепления должен быть в пределах 240-265 мм [12].

Монтаж трансформатора напряжения на опору осуществляется при помощи креплений, обхватывающих опору.

Шкаф управления крепится к опоре при помощи двух креплений на высоте 1000 мм.

Монтаж шкафа управления ВН производится в следующей последовательности:

- установка металлической конструкции шкафа;
- крепление шкафа к опоре;
- заземление металлической конструкции шкафа;
- установка в шкаф аккумуляторных батарей, демонтируемых при транспортировке;
- подключение шкафа к трансформатору напряжения и выключателю нагрузки [13].

Для стандартных опор поставка тяг осуществляется по длине опоры. Нижняя тяга управления имеет резьбу, с помощью которой при монтаже соединяют тягу привода. Тяга управления представляет собой трубку без резьбы, соединяющую верхнюю и нижнюю втулки.

При монтаже тяг выключатель нагрузки должен находиться во включенном положении. Тягу управления верхнюю необходимо соединить с тяговым наконечником на тяге управления выключателя нагрузки. Затем соединить верхнюю и нижнюю втулки.

Втулки закрепить на опоре так, чтобы положение подвижного рычага приблизительно соответствовало положению тяги управления на выключателе нагрузки. К закрепленному приводу прикрепить нижнюю тягу. Привод установить в положение «включено» и отмерить необходимую длину нижней тяги. Нижнюю тягу соединить с тяговым наконечником нижней втулки.

После регулировки произвести несколько включений и выключений. Затем проверить, состояния включенного и отключенного положений. На выключателе нагрузки проверить, подвижный контакт: достаточно ли он закреплен в главном контакте, после нескольких испытательных коммутационных операций. После проверки правильной работы привода и

выключателя нагрузки, необходимо проверить затяжку всех винтов и гаек, а также крепления и втулок, держателей привода.

Техническое обслуживание [14, 15].

Правильно выполняемые работы по техническому обслуживанию обеспечивают безаварийную эксплуатацию и длительный срок службы ВН. Эти работы могут выполняться только квалифицированным персоналом, прошедшим обучение и ознакомленным с местными условиями эксплуатации. Во время технического обслуживания и ремонта необходимо соблюдать правила безопасности и местные предписания по эксплуатации.

Выключатели нагрузки серии P1a 15/60 ОВ не требуют специального технического обслуживания. Если оборудование находится в отключенном состоянии (более 1 года) рекомендуется провести несколько коммутационных операций.

Для выключателя нагрузки каждые 16 лет необходимо произвести следующие операции по обслуживанию:

- контроль правильной работоспособности оборудования;
- контроль состояния контактов;
- контроль правильной регулировки оборудования;
- очистка контактов;
- смазка контактов;
- контроль движения всех втулок и шарниров и их смазка;
- осмотр изоляторов;
- очистка изоляторов в случае их загрязнения.

У выключателей нагрузки серии P1a 15/60 ОВ проводится контроль состояния масла. При контроле клапан перепуска воздуха должен быть приоткрыт. В этом положении уровень масла должен быть между двумя делениями на мерке клапана перепуска воздуха. Каждая камера содержит 0,5 литра масла.

При ручном управлении выключателей нагрузки рекомендуется после 16 лет эксплуатации производить контроль маломасляных камер у производителя, связанный с заменой масла и контроль состояния контактов и дугогасящего механизма камеры. У выключателей нагрузки с дистанционным управлением рекомендуется производить контроль после 10 лет эксплуатации. Контроль проводится посредством замены (демонтаж старых и монтаж новых камер).

На заменяемые дугогасящие камеры изготовитель дает гарантию, как на новые камеры и одновременно обеспечивает бесплатную утилизацию отработанного масла.

3 Расчет освещения подстанции

3.1 Расчет наружного освещения подстанции

Наружное освещение может выполняться как светильниками, так и прожекторами.

Установленную мощность прожекторного освещения:

$$P_{\text{уст}} = m \cdot E_n \cdot K_z \cdot A, \quad (33)$$

где $m = 0,5 \dots 0,9$ Вт/лм для ЛН [16];

E_n – норматив силы света, $E_n = 5$ лк [17];

K_z - коэффициент запаса, $K_z = 1,3$ [18];

$A = 1654 \text{ м}^2$ - площадь ПС;

$$P_{\text{уст}} = 0,7 \cdot 5 \cdot 1,3 \cdot 1654 = 7525,7 \text{ Вт}.$$

Для освещения подстанции выбираем восемь прожекторов типа ПЗС-45 с лампами Г-1000 и с $\Phi = 18600$ лм, по два прожектора на опоре.

Осевая сила света с лампой Г-1000:

$$I_o = \frac{100 \cdot \Phi_1}{\Phi_2}, \quad (34)$$

где Φ_1 - световой поток лампы Г-1000, $\Phi_1 = 18600$ лм согласно [19];

Φ_2 - световой поток лампы Г-1500, $\Phi_2 = 29000$ лм согласно [19];

$$I_o = \frac{100 \cdot 18600}{29000} = 64,1 \text{ ккд}.$$

Минимальная высота установки прожектора:

$$H_{\min} = \sqrt{I_0 / 300}. \quad (35)$$

$$H_{\min} = \sqrt{64100 / 300} = 14,61 \text{ м.}$$

Принимаем высоту $h = 15 \text{ м}$.

Угол наклона в вертикальной плоскости:

$$\Theta = 1 + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \cdot \sin(4 \cdot \beta_{\text{ВМ}}) \cdot \text{tg}(2 \cdot \beta_{\text{ГМ}}) \cdot E_{\text{н}} \cdot K_3 \cdot h}{2 \cdot \Phi_{\text{л}} \cdot n}}, \quad (36)$$

где $\Phi_{\text{л}} = 18600 \text{ лм}$ – световой поток источника света Г-1000;

$n = 0,44$ – КПД прожектора;

$\beta_{\text{ВМ}} = 13^\circ$ – половинный максимальный угол рассеивания в вертикальной плоскости;

$\beta_{\text{ГМ}} = 15^\circ$ – половинный максимальный угол рассеивания в горизонтальной плоскости.

Светораспределение прожектора моделируется формулой:

$$I_{\text{в}} = I_0 \cdot \left[(1 + \cos n \cdot \beta) / 2 \right]^M, \quad (37)$$

где M, n – справочные коэффициенты, приведены в [20].

Освещение в любой точке:

$$E = \frac{I_{\text{в}} \cdot \sin^3(\Theta + \epsilon)}{K_3 \cdot h}, \quad (38)$$

где β – угол рассеивания.

Определим угол рассеивания по формуле:

$$\nu = \arctg h/l - \Theta \quad (39)$$

Освещенность ближайшей к прожектору точки E₆ по:

$$E_{16} = \frac{64100 \cdot \left[\frac{(1 + \cos 13 \cdot 64,25)}{2} \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93+64,25)}{1,3 \cdot 15^2} \approx 0.$$

$$E_{26} = \frac{64100 \cdot \left[\frac{(1 + \cos 13 \cdot 6,93)}{2} \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93+6,93)}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 1,03 \cdot 2 = 2,06 \text{ лк},$$

где $\nu = \arctg 15/52,5 - 21,93 = 6,93$.

$$E_{36} = \frac{64100 \cdot \left[\frac{(1 + \cos 13 \cdot 10)}{2} \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93+10)}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 1,78 \cdot 2 = 3,56 \text{ лк}.$$

Суммарная освещенность в ближайшей к прожектору точке:

$$E_{46} = \frac{64100 \cdot \left[\frac{(1 + \cos 13 \cdot 3,86)}{2} \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93+3,86)}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 0,46 \cdot 2 = 0,92 \text{ лк}.$$

$$E_6 = E_{16} + E_{26} + E_{36} + E_{46} = 0 + 2,06 + 3,56 + 0,92 = 6,54 \text{ лк}.$$

Освещенность середины E_c:

$$E_{c1} = \frac{64100 \cdot \left[\frac{(1 + \cos 13 \cdot 4,9)}{2} \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93+4,9)}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 0,71 \cdot 2 = 1,42 \text{ лк}$$

Освещенности от четырех точек установки прожекторов равны:

$$E_{c1} = E_{c1} = E_{c1} = E_{c1} = 1,42 \text{ лк}.$$

Суммарная освещенность точки середины:

$$E_c = E_{c1} \cdot 4 = 1,42 \cdot 4 = 5,68 \text{ лк.}$$

Сечение проводов для осветительной сети выбираем по длительно допустимому току, протекающему по проводнику:

$$I = \frac{P_{\text{осв нар}}}{U_{\phi}}, \quad (40)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, равное 220 В.

$$I = \frac{P_{\text{осв нар}}}{U_{\phi}} = \frac{8000}{220} = 36,36 / 2 = 18,18 \text{ А.}$$

Выбираем провод марки ПВС-5х2,5 , $I_{\text{доп}}=43$ А. Номинальные токи автоматического выключателя и расцепителя выбираем по условиям:

$$I_{\text{на}} \geq I_p, \quad (41)$$

$$I_{\text{нр}} \geq I_p, \quad (42)$$

Ток срабатывания отсечки $I_{\text{ср.э}}$ проверяем по условию:

$$I_{\text{ср.э}} \geq \alpha \cdot I_{\text{ро}}, \quad (43)$$

где α - отношение тока срабатывания аппарата защиты к расчетному току осветительной линии.

Выбор автоматических выключателей:

$$I_{\text{на}} \geq 18,18 \text{ А}; \quad I_{\text{нр}} \geq 18,18 \text{ А.}$$

Принимаем ВА51-31, $I_{на} = 100$ А, $I_{нр} = 20$ А, $I_{ср.э} = 3 \cdot 20 = 60$ А, согласно [21].

По условию:

$$I_{ср.э} = 60 \geq 1,4 \cdot 18,18 = 25,45 \text{ А.}$$

Окончательно выбираем автоматический выключатель ВА51-31 [22].

3.2 Расчет внутреннего освещения оборудования подстанции

Высоту подвеса источника света определяем по формуле (44):

$$H_p = H - h_c - h_p, \quad (44)$$

где H - высота здания. Для моего КРУН $H = 2,8$ м;

$h_c = 0$ м - расстояние от места крепления светильника до места расположения лампы в светильнике, м [23];

$h_p = 0,8$ м - высота рассматриваемой поверхности над уровнем пола.

$$H_p = 2,8 - 0,8 = 2 \text{ м}$$

Количество светильников в ряду из расчета один светильник на одну ячейку - $N_R = 14$ шт.

Расстояние между светильниками - $L = 0,75$ м.

Световой поток:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N \eta}, \quad (45)$$

где S - площадь освещаемой поверхности, м^2 ;

E - нормируемая сила света, $E = 30$ лк;

Z – показатель минимальной освещенности $Z = 1.15$ [24];

N - общее число светильников;

η - к.п.д.

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p(A+B)}, \quad (46)$$

где A, B – соответственно длина и ширина КРУН.

$$i = \frac{13,68 \cdot 3,065}{2 \cdot (13,68 + 3,065)} = 1,25.$$

Определяем световой поток одной лампы по (45):

$$\Phi = \frac{30 \cdot 13,68 \cdot 3,065 \cdot 1,3 \cdot 1,15}{15 \cdot 0,19} = 549,86 \text{ Лм.}$$

Используем лампу ЛН мощностью 60 Вт и световым потоком 715 лм.

Мощность системы освещения определяется по формуле:

$$P_{po} = K_{co} K_{п} P_{ya}, \quad (47)$$

где K_{co} – коэффициент спроса;

$K_{п}$ – коэффициент потерь;

P_{ya} – мощность ламп освещения, кВт.

Ток расчетный:

а) трехфазных цепей:

$$I_{po} = \frac{P_{po} \cdot 10^3}{3U_{\phi} \cos}, \quad (48)$$

б) двухфазных цепей с нулевым проводом:

$$I_{po} = \frac{P_{po} \cdot 10^3}{2U_{\phi} \cos \varphi}, \quad (49)$$

в) однофазных цепей:

$$I_{po} = \frac{P_{po} \cdot 10^3}{U_{\phi} \cos \varphi}, \quad (50)$$

Допустимое напряжение:

$$U_{д} = U_{xx} - U_{min} - U_{T}, \quad (51)$$

где U_{xx} – напряжение для освещения на XX трансформатора (105%);

U_{min} – минимальное напряжение, допускаемое в осветительные цепи (97.5%);

U_{T} – нормируемые потери напряжения, %.

Поперечное сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{M}{CU_{д}}, \quad (52)$$

где M – сила нагрузки, кВт·м, определяемый по формуле (53);

C – расчетный коэффициент [25].

$$M = P_{po} L, \quad (53)$$

где P_{po} – расчетная осветительная нагрузка, кВт;

L – длина зоны освещения, м.

Длина зоны освещения

$$L = l_1 + \frac{L_a(N_a - 1)}{2}, \quad (54)$$

где l_1 – расстояние от ЩО до крайнего светильника [26].

Допустимое падение в цепи освещения:

$$\Delta U_{\partial} = 105 - 97.5 - 2.4 = 5.1\%,$$

$$P_p = 1 \cdot 1.1 \cdot 14 \cdot 0.06 = 0.924 \text{ кВт},$$

$$L = 1 + 0.75 \frac{14 - 1}{2} = 7.37 \text{ м},$$

$$M = 0.924 \cdot 7.37 = 8.19 \text{ кВт} \cdot \text{м},$$

$$q = \frac{8.19}{44 \cdot 5.1} = 0.38 \text{ мм}^2.$$

Увеличиваем величину сечения в большую сторону и выбираем сечение 2.5 мм^2 с $I_{\text{доп}} = 23 \text{ А}$.

Расчетный ток:

$$I_{pn} = \frac{1.18 \cdot 10^3}{3 \cdot 220 \cdot 0.95} = 3.88 \text{ А}$$

$$\Delta U_l = \frac{M}{c \cdot q}, \quad (55)$$

$$\Delta U_l = \frac{8.19}{44 \cdot 2.5} = 0.33\%.$$

Потеря напряжения группы светильников:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \Delta U_{\text{д}} - \Delta U_{\text{л}} \quad (56)$$

$$\Delta U_{\text{доп}} = 5.1 - 0.33 = 4.77\%$$

$$q = \frac{8.19}{44 \cdot 4.77} = 0.41 \text{ мм}^2,$$

$$I_{\text{рн}} = \frac{0.924 \cdot 10^3}{3 \cdot 220 \cdot 0.95} = 3.88 \text{ А}.$$

Выбираем провод ПВС - 5×2.5, с $I_{\text{доп}}=38\text{А}$ [27].

Выбор воздушных автоматов произведем по условиям:

$$I_{\text{на}} \geq 3.88 \text{ А};$$

$$I_{\text{нр}} \geq 3.88 \text{ А}.$$

Принимаем ВА51-25, с номинальными параметрами:

$$I_{\text{на}} = 25 \text{ А},$$

$$I_{\text{нр}} = 6 \text{ А},$$

$$I_{\text{ср.э}} = 3 \cdot 6 = 18 \text{ А}.$$

По условию:

$$I_{\text{ср.э}} = 18 \geq 1.4 \cdot 3.88 = 5.43 \text{ А}.$$

Окончательно выбираем автоматический выключатель ВА51-25 [28].

4 Выбор устройств заземления и грозовой защиты

Заземлители на станциях и подстанциях выполняются общими для обеспечения безопасности персонала, для заземления нейтралей трансформатора генераторов и для заземления молниеотводов, т. е. для целей грозозащиты [29]. При поражении молниеотвода ток молнии, стекающий в заземление подстанции, вызывает на этом заземлении подъем потенциала $I_M R_{\text{и}}$ который может вызвать обратное перекрытие подстанционной изоляции. По правилам ПУЭ в электроустановках с большими токами замыкания на землю (подстанции 110 кВ и выше) сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 0,5 Ом. В настоящее время осуществляется пересмотр норм на сопротивления заземления подстанций, которые ставятся в зависимость от тока однофазного короткого замыкания или от напряжений прикосновения и шага при коротких замыканиях на подстанции [30]

«По экономическим соображениям уровень подстанционного оборудования ниже уровня изоляции линий передачи. Отсюда следует что с линий передачи на подстанцию могут набегать волны, неблагоприятные для подстанционного оборудования. Защита подстанционной изоляции от волн, набегающих с линии, осуществляется вентильными разрядниками (РВ). Выбор вентильных разрядников в качестве основного аппарата защиты подстанционной изоляции определяется следующими их свойствами: РВ обладают пологими и стабильными характеристиками, независимыми от полярности импульса; при срабатывании РВ не дают крутого среза волны, приводящего к высоким градиентным напряжениям в обмотках трансформаторов. В настоящее время выбор уровней изоляции электрических аппаратов и трансформаторов производится в соответствии с характеристиками вентильных разрядников. Поэтому установка РВ считается обязательной на каждой подстанции, где возможно появление волн атмосферных перенапряжений, опасных для

изоляции подстанции. Исключение составляют только подстанции распределительных сетей 6—10 кВ; для непосредственной защиты их изоляции применяются трубчатые разрядники. Трубчатые разрядники (РТ) применяются для защиты линейных подходов к подстанциям. Необходимо также учесть динамических механических воздействий на обмотки трансформаторов, возникающих при срабатывании трубчатых разрядников и протекании в цепи ударного тока короткого замыкания. Такие воздействия могут стать опасными при малых реактивных сопротивлениях сети за трансформатором или при механически слабых обмотках» [31].

Расчёт зоны защиты стержневых молниеотводов.

Минимальная активная высота молниеотводов определяется:

$$h_a = D/8, \quad (57)$$

$$h_a = 38,5/8 = 4,8 \text{ м.}$$

Принимаем – 5 м

Порталы имеют высоту $h_b = 8,2$ м.

Полная высота молниеотводов равна:

$$h = h_o + h_a, \quad (58)$$

$$h = 15 + 5 = 20 \text{ м.}$$

Высота превышения молниеотводов над порталом

$$h_c = h - h_b, \quad (59)$$

$$h_c = 20 - 8,2 = 11,8 \text{ м.}$$

По формуле определяем радиус защитной волны

$$R_x = h_c \cdot 1,6 / 1 + h_b/h, \quad (60)$$

$$R_x = 11,38 \cdot 1,6 / 1 + 8,2 / 20 = 13,39 \text{ м.}$$

Находим b_x :

$$b_x = 1.5(h-h_B), \quad (61)$$

$$b_x = (20 - 8,2) = 17,7 \text{ м.}$$

По результатам расчета окончательно выбираем следующие размеры:

- высота молниеотводов 5 м.;
- высота портала 9 м.;
- высота молниеотвода 20 м.

Подстанция защищается стержневыми молниеотводами, при этом вероятность прорыва молнии в зону защиты молниеотвода составляет не более 5 %, то есть число прорывов молнии на подстанцию в среднем составит 1,4 раза за 100 лет эксплуатации. Таким образом, подстанция от прямых ударов молнии надежно защищена.

Заключение

На электрической подстанции «Шаболовская» 35/10 кВ был заменён двухобмоточный трансформатор ТМ-4000/35/10 на два трансформатора ТМН-2500/35/10 с устройством РПН.

На стороне высокого напряжения выбраны вакуумные выключатели типа ВВС-35-20/630-1600УХЛ1, разъединители типа РНДЗ-2-35/1000У1. На стороне низкого напряжения выбраны вакуумные выключатели ВВ/TEL-10 12,5/1000У2. Также выбрали комплектное распределительное устройство наружной установки 10кВ серии КРУН /БЕЛ-10,совместимое со всеми типами выкатных элементов. Для защиты от перенапряжений, вместо разрядников, выбраны устройства ОПН-10.

Трансформаторы тока и напряжения:

- на стороне напряжением 35 кВ – ТФЗМ-35Б-I;
- на стороне напряжением 10 кВ – ТПЛК-10УЗ, НТМИ-10-66УЗ.

Для питания собственных нужд на подстанции было установлено два трансформатора ТМГ-40 10/0,4.

Питание присоединения собственных нужд подстанции будет осуществляться с помощью медного кабеля ПВС – 5х2,5 через автоматические выключатели типа ВА – 51Г25.

В качестве оперативного тока на подстанции выбран переменный оперативный ток, источником которого является шкаф оперативного переменного тока ШОПТ-01.

Для защиты отходящих линий 10 кВ подстанции выбраны микропроцессорные устройства защиты линий 10кВ – МТЗ-610 ЛЗ, произведен выбор уставок защит.

Рассмотрены вопросы по назначению, устройству и работе интеллектуального выключателя нагрузки (разъединителя) ВН-БЭМН. Также рассмотрели эксплуатационные ограничения и техническое обслуживание.

Произведен расчет наружного освещения подстанции, расчет внутреннего освещения КРУН. В качестве наружного освещения выбрано прожекторное освещение в количестве восьми прожекторов типа ПЗС-45 с лампами Г-1000 и с Ф-18000 лм, по два прожектора на опоре. В качестве светильников для рабочего освещения КРУН подстанции выбраны светильники НСП-03 с лампами накаливания.

Выполнен расчет заземлителя защиты от прямых ударов молнии, защитного заземления, а также расчет зоны защиты стержневых молниеотводов. На основании произведенных расчетов сделан выбор заземляющих устройств.

Подстанция защищается стержневыми молниеотводами, при этом вероятность прорыва молнии в зону защиты молниеотвода составляет не более 5 %, то есть число прорывов молнии на подстанцию в среднем составит 1,4 раза за 100 лет эксплуатации. Таким образом, подстанция от прямых ударов молнии надежно защищена.

Список используемых источников

1. Алюнов А.Н. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения [Электронный ресурс]. URL: <https://online-electric.ru> (дата обращения 04.04.2020).
2. Виды электрических сетей [Электронный ресурс] : Интернет-портал «Школа для электрика». URL: <http://electricalschool.info/sety/1508-vidy-jelektricheskikh-setejj.html> (дата обращения 04.04.2020).
3. Радиальные и магистральные схемы электроснабжения [Электронный ресурс] : Информационные ресурс «StudFiles». URL: <https://studfile.net/preview/4238205/page:10/> (дата обращения 04.04.2020).
4. Резервные источники питания [Электронный ресурс]: Информационные ресурс «Prom Electric». URL: <https://prom-electric.ru/avtomaticheskij-vvod-rezervnogo-pitanija-avr/> (дата обращения 05.04.2020).
5. Сивков А.А. Основы электроснабжения: учебное пособие / А.А. Сивков, А.С. Сайгаш, Д.Ю. Герасимов. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. 184 с. [Электронный ресурс]. URL: <https://portal.tpu.ru/SHARED/s/SIVKOV/uchebnrab/Tab1/Power-supply-IDO.pdf> (дата обращения 05.04.2020).
6. Методические рекомендации по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и линейных сооружений коммунальных распределительных электрических сетей. Выпуск 1. Техническое обслуживание и ремонт трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ [Электронный ресурс]. URL: https://znaytovar.ru/gost/2/Methodicheskie_rekomendaciiMeto395.html (дата обращения 05.04.2020).
7. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания (с Изменениями N1, 2, 3) [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200093> (дата обращения 06.04.2020).

8. СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294815/4294815604.pdf> (дата обращения 06.04.2020).

9. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N1) [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294815/4294815604.pdf> (дата обращения 06.04.2020).

10. Система заземления TN-C-S – схема и описание [Электронный ресурс]: Интернет-портал «Электромонтаж». URL: <https://electricvdome.ru/zazemlenie/sistema-zazemlenija-tn-c-s.html> (дата обращения 06.04.2020).

11. Стандарт IEEE 1366-2003. Индексы надежности распределения и факторы, влияющие на их расчеты [Электронный ресурс] : Информационный портал «Standart Association». URL: <https://standards.ieee.org/standard/1366-2003.html> (дата обращения 25.03.2020).

12. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс] : Электрон. учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина [и др.]. ТГУ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. «Электроснабжение и электротехника». Тольятти: Изд-во ТГУ, 2016. 78 с. URL: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2976> (дата обращения 06.04.2020).

13. Конюхова Е.А. Электроснабжение [Электронный ресурс] : Учебник. М.: Издательский дом МЭИ, 2016. 510 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/72338> (дата обращения 06.04.2020).

14. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс] : Учеб. пособие. М.: Форум; ИНФРА-М, 2018. 416 с. URL: <http://znanium.com/bookread2.php?book=953158&spec=1> (дата обращения 06.04.2020).

15. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учеб. пособие / В.П. Шеховцов. 3-е изд., испр. М. : Форум; ИНФРА-М, 2019. 214 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1009603> (дата обращения 06.04.2020).

16. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учеб. пособие / В.П. Шеховцов. 3-е изд. М.: ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения 21.04.2020).

17. Кокин С.Е. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие / С.Е. Кокин, С.А. Дмитриев, А.И. Хальясма. 2-е изд., стер. М.: Флинта; Изд-во Урал. ун-та, 2017. 100 с.

18. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская, Л.Ю. Крепышева. М: Инфра-Инженерия, 2018. 148 с.

19. Вахнина, В.В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : Электрон. учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина [и др.]. ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. «Электроснабжение и электротехника». Тольятти: Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2943> (дата обращения 21.04.2020).

20. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений : учеб. пособие для студентов вузов, обуч. по направлению подготовки "Электроэнергетика и электротехника", профиль "Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений" / Э. А. Киреева. М.: КНОРУС, 2016. 233 с.

21. Библия электрика : ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. 3-е изд. М.: Эксмо, 2016. 750 с.

22. Красник В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств: произв.-практ. пособие / В. В. Красник. М.: ЭНАС, 2016. 319 с.

23. Потери энергии в электрических сетях и установках: учеб. пособие / Г. В. Маслакова [и др.]. Липецк: Липец. гос. техн. ун-т, 2018. 79 с.

24. Соловьев А.Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ : учебное пособие / А. Л. Соловьев, М. А. Шабад ; под ред. А. В. Беляева. Санкт-Петербург: Политехника, 2016. 175 с.

25. Сухие трансформаторы с литой изоляцией. Информационный бюллетень Legrand. [Электронный ресурс]. URL: https://forte21.ru/f/3a/6b/bcae593ecfac_6390.pdf (дата обращения 25.03.2020).

26. Расчет режимов распределительных электрических сетей : учеб. пособие для магистров / П. О. Гуков [и др.] ; Воронеж. гос. аграр. ун-т им. Императора Петра I. Воронеж: ВГАУ им. Петра I, 2017. 105 с.

27. Connecting Wire Details [Электронный ресурс]. URL: https://www.electronics-notes.com/articles/electronic_components/cables/awg-swg-connecting-wires.php (дата обращения 25.03.2020).

28. IEA Electricity Information 2015 [Electronic resource]. URL: <https://www.iea.org/Textbase/nptoc/elec2013toc.pdf> (дата обращения 25.03.2020).

29. Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity, Chapter IV, Art. 20.1. [Electronic resource]. URL: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/> (дата обращения 25.03.2020).

30. Osbert J. C. High Rupturing Capacity (HRC) Fuses [Electronic resource]. URL: <https://owlcation.com/stem/High-Rupturing-Capacity-HRC-Fuses> (дата обращения 25.03.2020).

31. BF-80/1 Maschinenfabrik Reinhausen GmbH – MR : Design Submittal of 20 MVA Transformers [Electronic resource]. URL: <https://ru.scribd.com/document/23590321/4605-DS-002-B-Design-Submittal-of-20-MVA-Transformers> (дата обращения 25.03.2020).