

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
«Геологическая»

Обучающийся

В.Н. Ежов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.И. Платов

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

Тольятти 2024

Аннотация

В выпускной квалификационной работе проведена модернизация электрической части трансформаторной подстанции напряжением 110/10 кВ «Геологическая».

Ключевым вопросом выпускной работы является разработка надежной и эффективной электрической части понизительной подстанции, с оптимизированными параметрами элементов схемы электроснабжения за счет правильного выбора их выбора, применения современного электротехнического оборудования.

Целью бакалаврской работы является реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ. Для этого необходимо, на основе имеющейся схемы подстанции и расположенного на ней оборудования, произвести расчёты токов короткого замыкания, произвести расчет мощности и выбор силовых трансформаторов, выбрать основное электротехническое оборудование, разработать схему релейной защиты, разработать схему системы наружного освещения подстанции.

Данная ВКР содержит пояснительную записку объемом 62 страницы, дополняемую 5 таблицами, 5 рисунками, а также 6 чертежами формата А1.

Содержание

Введение	5
1 Определение целей, задач и направлений реконструкции	7
1.1 Общие сведения о подстанции и оценка ее соответствия современным требованиям.....	7
1.2 Обоснование целей и задач реконструкции	8
2 Предложения по реконструкции электрической части подстанции	10
2.1 Расчет электрических и токов КЗ	10
2.2 Выбор коммутационных аппаратов и кабельной продукции	23
2.3 Выбор силовых трансформаторов	14
2.4 Разработка системы РЗиА.....	34
3 Модернизация системы собственных нужд подстанции, системы освещения, заземления и молниезащиты	43
3.1 Система собственных нужд подстанции.....	43
3.2 Система наружного освещения подстанции	45
3.3 Заземление	50
3.4 Молниезащита	53
Заключение	56
Список используемых источников.....	58

Введение

Актуальность работы состоит в необходимости реконструкции электрической части трансформаторной понизительной подстанции вследствие постоянно увеличивающихся электрических мощностей потребителей. Практическая значимость состоит в разработке проекта электроснабжения трансформаторной подстанции, выборе высоковольтного и низковольтного оборудования, модернизации системы собственных нужд подстанции, системы освещения, заземления и молниезащиты.

Объектом исследования является трансформаторная подстанция напряжением 110/10 кВ «Геологическая».

Предметом исследования являются схемы внешнего электроснабжения, силовые трансформаторы, высоковольтное и низковольтное оборудования, распределительные устройства, измерительное оборудование и заземление.

Практической ценностью проекта является составление проекта модернизации непосредственно действующей на территории РФ подстанции.

Цель работы – разработать проект электроснабжения подстанции и выбрать необходимое оборудование.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- проанализировать силовые нагрузки имеющейся подстанции, состояние основного электротехнического оборудования, обосновать цели и задачи реконструкции;
- выбрать силовые трансформаторы;
- произвести выбор схемы электрических соединений;
- рассчитать токи коротких замыканий (КЗ);
- выбрать оборудование распределительных устройств, релейную защиту и автоматику (РЗА);

- модернизировать систему собственных нужд подстанции, систему освещения, заземления и молниезащиты.

Результатом данной работы должна являться разработанный проект трансформаторной подстанции, проверка его по условиям срабатывания защитных аппаратов и экономического обоснования.

В первом разделе работы проанализированы сведения о подстанции 110/10 «Геологическая», проведена оценка ее соответствия современным требованиям, обоснованы цели и задачи по модернизации.

Во втором разделе произведено непосредственно проектирование проекта модернизации электрической части подстанции, а именно выполнен расчет токов КЗ, выбор коммутационных аппаратов и кабельной продукции, выбор силовых трансформаторов, разработка системы РЗиА.

В третьем разделе проведена модернизация системы собственных нужд подстанции, системы освещения, заземления и молниезащиты.

1 Определение целей, задач и направлений реконструкции

1.1 Общие сведения о подстанции и оценка ее соответствия современным требованиям

Подстанция ПС 110 кВ «Геологическая», показанная на рисунке 1, расположена по адресу: Ханты-Мансийский автономный округ, г. Югорск, ул. Новая, 37Б. Входит в подразделение АО «Россети Тюмень». Год ввода подстанции в эксплуатацию – 1976 [13].



Рисунок 1 – ПС 110/10 кВ «Геологическая»

«На подстанции установлены два трансформатора силовые трехфазные двухобмоточные Т1 и Т2 марки ТДН –16000/110.

Действующая схема ОРУ-110 кВ – «110-5Н, мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Установлены масляные выключатели МКП-110-1000/630-20, разъединители РНДЗ-110/1000,

трансформаторы тока ТФМ-110-150/5, трансформаторы напряжения НАМИ-110-200, вентильные разрядники РВС-110, предохранители ПСН-110-150/120-2,5» [13].

«Действующая схема РУ–10 кВ – секционированная выключателем система шин. От каждой шины 10 кВ запитано по одному трансформатору собственных нужд. От шин РУ 10 кВ отходят девять питающих линий к потребителям первой, второй и третьей категории надежности электроснабжения» [13]. На стороне 10 кВ установлены:

- «выключатели ВМПЭ – 10/1600 (шинные и секционный) и ВМП – 10/630 (фидерные)» [13];
- «разъединители РВ–10–630» [13];
- «трансформаторы тока ТПО–Л10/1500 (на вводах Т1, Т2); ТПЛ–10/50..400 (на фидерах), ЗНОЛ-10 (на шинах)» [13];
- разрядники РВО–10 (на шинах), изоляторы ИО–10;
- два трансформатора собственных нужд марки ТМ – 160–10/0,4.

В 2014 году была проведена частичная модернизация подстанции, но она затронула только сторону высокого напряжения 110 кВ, в частности были заменены разъединители, трансформаторы напряжения, изоляторы. Электрооборудование на стороне 10 кВ полностью выработало свой ресурс, а масляные выключатели и вентильные разрядники при этом еще устарели не только физически, но и технологически, и на сегодняшний день не рекомендуются к применению.

1.2 Обоснование целей и задач реконструкции

Реконструкция ПС вызвана двумя комплексными группами причин:

- моральный и физический износ работающего на подстанции электрооборудования;

- рост мощности потребления абонентами электрических сетей за счет увеличения как жилого фонда, так и его промышленной составляющей.

Задачи реконструкции:

- повышение надежности и энергоэффективности подстанции, за счет замены технологически устаревшего применяемого на подстанции электрооборудования: выключателей, разрядников, трансформаторов собственных нужд;
- исключение ложных срабатываний релейной защиты, за счет ее модернизации с применением микропроцессорной релейной защиты;
- повышение безопасности подстанции за счет модернизации заземления и молниезащиты.

Выводы по разделу 1.

Подстанция «Геологическая» является одной из старейших подстанций в Ханты-Мансийском автономном округе, находится в эксплуатации 48 лет. За это время капитальному ремонту была подвержена только высоковольтная часть электрооборудования подстанции. Ремонт производился в 2014 году и с тех пор ресурс установленного электрооборудования неизменно снижается и к настоящему времени составляет 60...80% от нормы. Трансформаторы и электрооборудование низковольтной части подстанции выработали свой ресурс полностью, поэтому модернизация подстанции «Геологическая» представляется актуальной задачей.

2 Предложения по реконструкции электрической части подстанции

2.1 Выбор силовых трансформаторов

Как было сказано в первом разделе, произошло увеличение потребления электроэнергии на подстанции. Новые данные по потребителям представлены в таблице 1. Условно их обозначили по номерам.

Таблица 1 – Характеристика потребителей электроэнергии

№ потребителя	S, МВА	cosφ	Категория
1	5	0,78	3
2	4	0,8	2
3	3	0,96	1
4	4	0,9	2
5	5	0,65	3
6	3	0,84	1
7	5	0,92	2
8	3	0,69	3
9	5	0,72	3
10	4	0,85	3
11	5	0,87	2
12	4	0,87	1

Выполняется расчет суммарного потребления проектируемой подстанции [30]. «Полная мощность» [9]:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1)$$

где «S – полная мощность, задана в таблице 1 исходных данных;

P – активная мощность, МВт;

Q – реактивная мощность, Мвар» [9].

«Активная мощность» [9]:

$$P = S \cdot \cos\varphi, \quad (2)$$

где $\cos\varphi$ – «коэффициент мощности берется из таблицы 1» [9].

Например, для потребителя с условным номером 1:

$$P_1 = S_1 \cdot \cos\varphi_1,$$

$$P_1 = 5 \cdot 0,78 = 3,9 \text{ МВт.}$$

Реактивная мощность:

$$Q = S \cdot \sin\varphi, \quad (3)$$

$$\sin\varphi = \sqrt{1 - \cos^2\varphi}, \quad (4)$$

где $\sin\varphi$ – «коэффициент реактивной мощности» [9].

Например, для потребителя с условным номером 1:

$$\sin\varphi_1 = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_1},$$

$$\sin\varphi_1 = \sqrt{1 - 0,78^2} = 0,63.$$

Результаты вычислений сводятся в таблицу 1.

Таблица 1 – Значения мощностей

№ потребителя	S _y , МВА	cosφ	sinφ	P, МВт	Q, Мвар	S _п , МВА
1	5	0,78	0,63	3,9	2,97	4,902
2	4	0,8	0,6	2,5	2,4	3,465
1	2	0,96	3,9	5,0	6,0	7,81
3	3	0,9	0,3	3,02	0,81	3,126

Продолжение таблицы 2

№ потребителя	S _y , МВА	cosφ	sinφ	P, МВт	Q, Мвар	S _п , МВА
4	4	0,65	0,43	3,6	2,05	4,143
5	5	0,84	0,76	3,31	3,8	5,039
6	3	0,92	0,56	3,07	2,24	3,801
7	5	0,69	0,41	4,6	2,37	5,174
8	3	0,72	0,72	1,98	2,16	2,93
9	5	0,85	0,71	4,22	2,98	5,166
10	4	0,87	0,54	3,4	1,77	3,833
11	5	0,87	0,5	3,97	2,5	4,691
12	4	0,78	0,51	2,87	1,93	3,458
Итого	—	—	—	45,44	33,98	57,538

Согласно таблицы 2 полная потребляемая мощность подстанции составляет 57,538 МВА. Определим уровень высокого напряжения подстанции:

$$U_{\text{ном}} = 4,34\sqrt{L + 0.016 \cdot P}, \quad (5)$$

где L – «расстояние от подстанции «Геологическая» до ближайшей распределительной подстанции, км. Принимаем L=65 км» [13];

«P – активная передаваемая мощность, кВт» [9]. Принимаем по таблице 2 P = 45,44 кВт

$$U_{\text{ном}} = 4,34\sqrt{65 + 0.016 \cdot 45,44} = 36,49 \text{ кВ.}$$

Принимаем ближайшее высшее значение 110 кВ, так как в перспективе возможно увеличение мощности подстанции.

«Требуемая мощность трансформаторов» [16]:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S}{0,7 \cdot n}; \quad (6)$$

где n – «число трансформаторов на подстанции (n=2);

0,7 – нормируемый коэффициент загрузки» [16].

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{57,538}{0,7 \cdot 2} = 38,957 \text{ МВА.}$$

Выбираем «двухобмоточные трансформаторы мощностью $S_{\text{ном.тр}} = 40 \text{ МВА}$ со значением высокого напряжения 110 кВ и низкого 10 кВ » [16].

«Рассчитываем коэффициент загрузки» [16]:

$$k_3 = \frac{S}{S_{\text{ном.тр}} \cdot n}, \quad (7)$$

$$k_3 = \frac{57,538}{40 \cdot 2} = 0,7.$$

Полученное значение допустимо.

Определяется коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме:

$$k_3^{\text{ав}} = \frac{S}{S_{\text{ном.тр}}}; \quad (8)$$

$$k_3^{\text{ав}} = \frac{57,538}{40} = 1,4.$$

Полученное значение допустимо.

Для установки на подстанции выбираем тип ТДН–40000/110/10 с « $S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВА}$, с регулировкой напряжения под нагрузкой, схема соединения обмоток Y_0/Δ , охлаждение дутьевое» [24]

«Номинальные токи на стороне ВН и НН» [17]:

$$I_{\text{ном.нн}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}, \quad (9)$$

$$I_{\text{ном.вн}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (10)$$

$$I_{\text{ном.вн}} = \frac{57,538 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 301,9 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ном.нн}} = \frac{57,538 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 3163 \text{ А.}$$

2.2 Расчет электрических и токов КЗ

При выполнении процедуры расчета токов короткого замыкания принимается ряд допущений, которые упрощают и формализуют сам процесс вычислений, обеспечивая достоверность получаемых значений в рамках «проектных требований:

- напряжение на каждой ступени схемы электроснабжения рассматривается на 5% выше номинального уровня, что позволяет более точно учитывать возможные отклонения напряжения при расчете;
- считается, что короткое замыкание происходит в момент, при котором величина ударного тока КЗ достигает наибольшего значения, что позволяет оценить максимальные нагрузки на оборудование и защитные устройства;
- сопротивление в точке возникновения короткого замыкания принимается равным нулю, что моделирует ситуацию металлического короткого замыкания, приближая расчет к наиболее критичному сценарию;
- в расчетах не учитывается фазовый сдвиг электродвижущих сил (ЭДС) от различных источников питания, присутствующих в сети. Питающий источник при этом принимается как единая система ($E_{\text{ЭС}}$) с бесконечно большой полной мощностью, то есть $S_{\text{сист}} = \infty$, что упрощает модель;
- емкости электрической сети, а значит и возникающие емкостные токи, в расчет не включаются, поскольку они несущественно влияют на короткозамкнутые токи в воздушных и кабельных линиях;
- не принимаются во внимание токи намагничивания трансформаторов,

поскольку их значение мало относительно токов короткого замыкания, что также позволяет упростить расчет;

- напряжение на системе ($E_{\Sigma C}$) предполагается неизменным, то есть постоянным в течение расчета, что исключает возможность его колебаний в расчетной модели;
- рассматривается полная симметрия трехфазной системы, чтобы упростить расчеты и исключить влияние несимметричных токов;
- суммарный ток короткого замыкания от электродвигателей, подключенных к линиям с более низким уровнем напряжения, чем уровень напряжения точки короткого замыкания, также не учитывается для упрощения» [17].

«Для точного определения величин токов короткого замыкания требуется составление схемы замещения рассматриваемой сети. Данная схема представляет собой расчетную модель, в которой все элементы электроснабжающей сети представлены через соответствующие параметры. Все электрические и магнитные связи отображаются с помощью эквивалентных сопротивлений. Источники генерации, такие как система $E_{\Sigma C}$, вводятся в схему в виде соответствующих ЭДС. Пассивные элементы, через которые проходит ток короткого замыкания, включаются в расчетную модель в виде индуктивных сопротивлений. В случае, если длина линии передачи значительна, добавляются активные сопротивления, отражающие потери.

Для корректного выполнения расчетов токов трехфазного короткого замыкания необходимо знать марку проводов, которые используются в данной сети. Для расчетов рекомендуется применять сталеалюминиевые провода марки АС, что обеспечивает баланс между надежностью и экономической эффективностью. При проектировании воздушных линий электропередач, рассчитанных на напряжение до 500 кВ, выбор сечения проводов проводится на основе нормированных обобщенных показателей. В качестве таких показателей

применяется экономическая плотность тока, обозначаемая как $j_{\text{эк}}$ » [14]

«Для определения табличного значения экономической плотности тока для неизолированных алюминиевых проводов необходимо воспользоваться временем использования максимума нагрузки, обозначаемым как T_{max} . В данном случае значение $T_{\text{max}} > 5000 T_{\text{max}}$, что приводит к значению экономической плотности тока $j_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$. Соответственно, расчет сечения проводов марки АС проводится согласно данной формуле, что позволяет учесть требования к устойчивости системы при коротких замыканиях» [14].

$$S_{\text{сеч}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (11)$$

где $I_{\text{раб}}$ – «рабочий ток в максимальном режиме эксплуатации при $S_{\text{max}} = 57,538 \text{ МВт}$;

$j_{\text{эк}} = 1$ – экономическая плотность тока» [17]

$$S_{\text{сеч}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{301,9}{1} = 301,9 \text{ мм}^2.$$

«Принимаем стандартное большее сечение провода АС-240 с $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.» [17].

«Проверяем выбранный провод по максимальному току» [17]:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (12)$$
$$301,9 \text{ А} \leq 610 \text{ А}.$$

Провод проверку выдержал и подходит к использования в линии 110 кВ.

«Для осуществления расчетов токов короткого замыкания требуется предварительно составить подробную схему замещения» [20]. Такая схема замещения, представленная на рисунке 2, «создается на основе расчетной схемы рассматриваемой электрической сети, включающей все её элементы. При этом

каждый элемент схемы заменяется на эквивалентное электрическое сопротивление, что позволяет упростить процесс анализа. В настоящем расчете учитывается наличие одной питающей воздушной линии, протяженностью, равной 65 км, которая играет ключевую роль в обеспечении электроснабжения системы» [20].

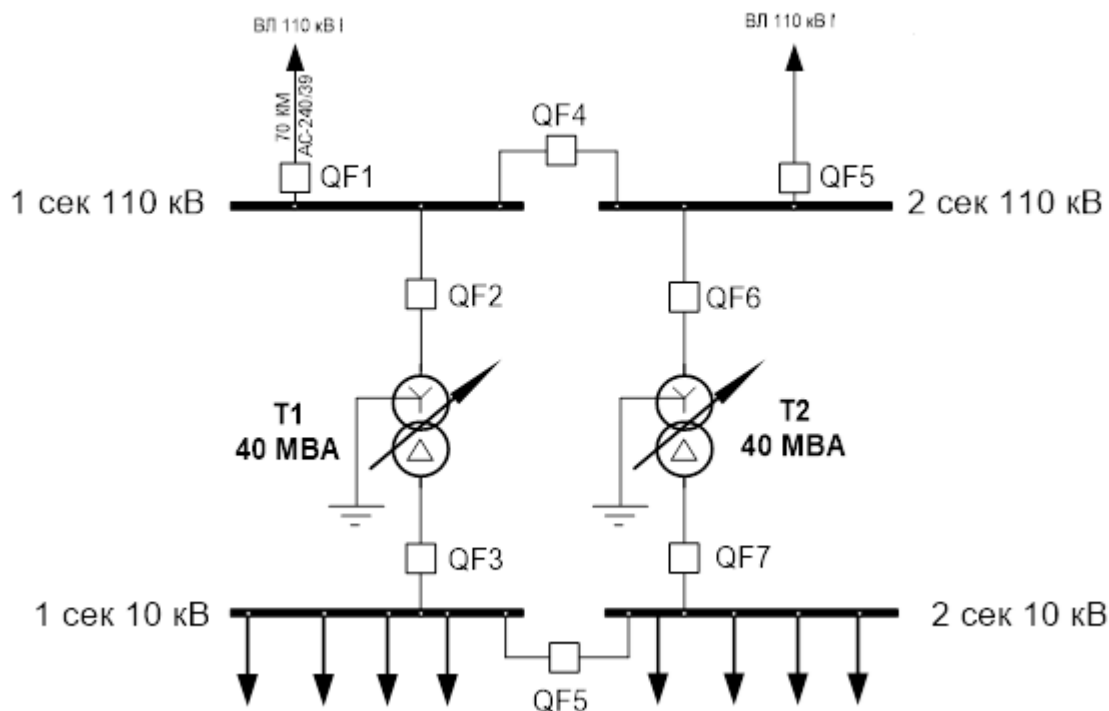


Рисунок 2 – Расчетная схема подстанции

Исходные данные для расчета:

- T1 и T2 преобразователи ТДН– 40000/110/10;
- $S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВА}$;
- $U_{\text{кз вн}} = 10,5 \%$;
- «удельное активное сопротивление провода АС–240/39 $r_0 = 0,115 \text{ Ом/км}$;
- удельное реактивное сопротивление провода АС–240/39 $x_0 = 0,438 \text{ Ом/км}$;
- длина ЛЭП $L = 65 \text{ км}$ » [10].

«Схема замещения распределительной сети для расчета токов КЗ представлена на рисунке 3» [20] .

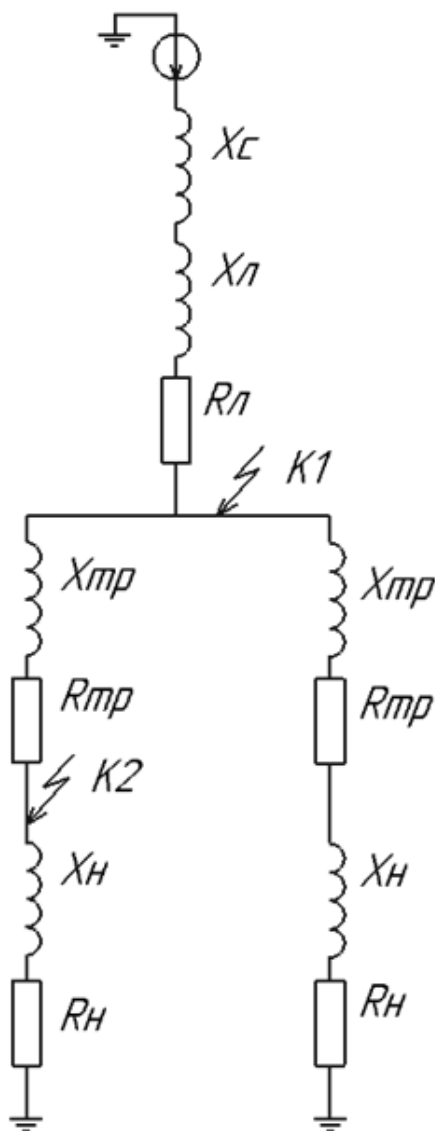


Рисунок 3 – «Схема замещения для расчетов токов КЗ» [8]

Задаемся базисной мощностью $S_6=1000$ МВА. «Мощность системы приравнивается к бесконечности $S_c=\infty$. Приведенное к базисной мощности сопротивление определяется по формуле» [20]:

$$x_{c*} = \frac{S_6}{S_c}. \quad (13)$$

«Сопротивление воздушных линий» [20]:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot L, \quad (14)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot L, \quad (15)$$

$$R_{\text{л}} = 0,115 \cdot 65 = 7,475 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{л}} = 0,438 \cdot 65 = 28,47 \text{ Ом}.$$

Приведение к базисным расчетным единицам:

$$r_{\text{л}*} = r_{\text{л}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (16)$$

$$x_{\text{л}*} = x_{\text{л}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (17)$$

где « $r_{\text{л}*}$, $x_{\text{л}*}$ – «сопротивление трансформатора, приведенное к базисным условиям;

S_6 – базисная мощность, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ» [19].

$$r_{\text{л}*} = 7,475 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,565 \text{ о. е.},$$

$$x_{\text{л}*} = 28,47 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,2 \text{ о. е.}$$

«Сопротивление силовых трансформаторов» [19]:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{в.ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}, \quad (18)$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{в.ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (19)$$

где $S_{\text{ном}}$ – «номинальная мощность трансформатора;

ΔP_k – потери трансформатора при коротком замыкании;

U_k – напряжение короткого замыкания, в % от номинального;

$U_{в ном} = 115$ кВ» [19].

$$R_{тр} = \frac{168 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 1,397 \text{ Ом},$$

$$X_{тр} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot (40 \cdot 10^6)} = 35,62 \text{ Ом}.$$

Приводим к базисным условиям:

$$r_{тр*} = R_{тр} \cdot \frac{S_6}{U_{ном}^2}, \quad (20)$$

$$x_{тр*} = X_{тр} \cdot \frac{S_6}{U_{ном}^2}, \quad (21)$$

где $r_{тр*}$, $x_{тр*}$ – «сопротивление трансформатора, приведенное к базисным условиям;

S_6 – базисная мощность, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ» [19].

$$r_{тр*} = 1,397 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,098 \text{ о. е.},$$

$$x_{тр*} = 35,62 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,71 \text{ о. е.}$$

«Эквивалентную схему замещения упрощается для определения токов КЗ в точке К1 к виду рисунка 4» [19].

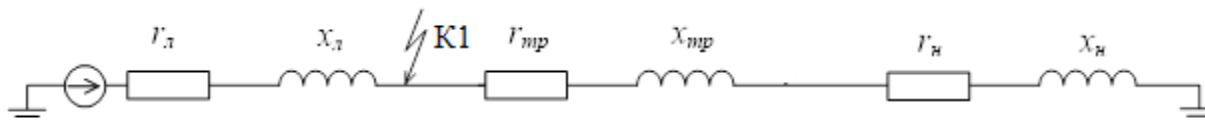


Рисунок 4 – «Однолинейная эквивалентная схема замещения для расчета токов КЗ в точке К1» [19]

«Рассчитывается полное эквивалентное сопротивление схемы для определения токов КЗ в точке К1» [19]:

$$Z_{\text{ЭКВ*}} = \sqrt{r_{\text{ЭКВ*}}^2 + x_{\text{ЭКВ*}}^2}, \quad (22)$$

где $r_{\text{ЭКВ*}}$ – «активное эквивалентное сопротивление;

$x_{\text{ЭКВ*}}$ – реактивное эквивалентное сопротивление» [19].

$$Z_{\text{ЭКВ*}} = \sqrt{0,565^2 + 2,2^2} = 2,271 \text{ о. е.}$$

«Определяется ток КЗ в точке К1 (шины 110 кВ)» [19]:

$$I_{\text{К}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{ЭКВ*}} \cdot U_{\text{В.НОМ}}}, \quad (23)$$

где $S_{\text{б}}$ – «заданная базисная мощность, кВА;

$Z_{\text{ЭКВ*}}$ – полное эквивалентное сопротивление;

$U_{\text{В.НОМ}}$ – номинальное напряжение для точки К1, кВ» [19].

$$I_{\text{К1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 2,271 \cdot 115} = 2,211 \text{ кА.}$$

«Определяется ударный ток КЗ в точке К1» [19]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{у}} \cdot I_{\text{К}}, \quad (24)$$

где $K_{\text{у}}$ – «ударный коэффициент для времени $t = 0,01$ с, зависит от соотношения результирующих активного и индуктивного сопротивлений, рекомендуется принимать $K_{\text{у}} = 1,75$ для 110 и 220 кВ и $K_{\text{у}} = 1,67$ для 10 кВ» [29].

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у110}} \cdot I_{\text{К1}} = \sqrt{2} \cdot 1,75 \cdot 2,211 = 5,472 \text{ кА.}$$

Эквивалентная схема замещения для расчета токов короткого замыкания в точке К2 показана на рисунке 5.

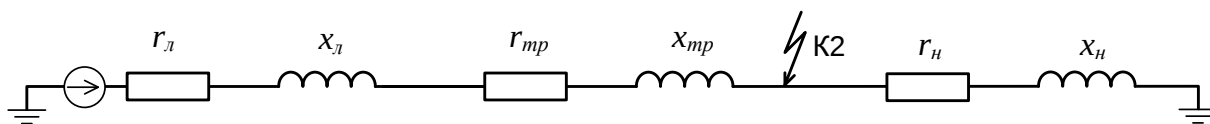


Рисунок 5 – Однолинейная эквивалентная схема замещения для расчета токов КЗ в точке К2

По формуле (22) определяется «полное эквивалентное сопротивление схемы от системы до точки К2» [29]:

$$Z_{\text{ЭКВ*}} = \sqrt{(0,565 + 0,098)^2 + (2,2 + 2,71)^2} = 4,954 \text{ о. е.}$$

По формуле (23) рассчитаем «ток КЗ в точке К2 (шины 10 кВ)» [29]:

$$I_{\text{К2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 4,954 \cdot 10,5} = 11,099 \text{ кА.}$$

По формуле (24) рассчитаем «ударный ток КЗ в точке К2» [29]:

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 1,67 \cdot 11,099 = 26,213 \text{ кА.}$$

«Для осуществления расчетов токов короткого замыкания требуется предварительно составить подробную схему замещения. Такая схема замещения создается на основе расчетной схемы рассматриваемой электрической сети, представленной ранее на рисунке 2 и включающей все её элементы» [19]. «При этом каждый элемент схемы заменяется на эквивалентное электрическое

сопротивление, что позволяет упростить процесс анализа. В настоящем расчете учитывается наличие одной питающей воздушной линии, протяженностью, равной 65 км, которая играет ключевую роль в обеспечении электроснабжения системы» [19].

2.3 Выбор коммутационных аппаратов и кабельной продукции

В связи с тем, что в рамках проведенной модернизации, направленной на повышение эффективности и безопасности системы, основные обновления затронули оборудование именно на стороне 10 кВ, возникает необходимость осуществить тщательный и обоснованный подбор коммутационных аппаратов для работы на низковольтной стороне электрической цепи.

В современных распределительных сетях, работающих при напряжении 10 кВ, широкое распространение получили компактные комплектные распределительные устройства (КРУ), которые обычно оснащаются вакуумными выключателями, что обусловлено целым рядом их уникальных эксплуатационных преимуществ, значительно повышающих эффективность и надежность функционирования системы. «Использование комплектных распределительных устройств (КРУ), оснащенных вакуумными выключателями, позволяет достигнуть высокой степени износостойкости при частых коммутациях номинальных токов» [27]. Также это обеспечивает устойчивую работу в процессе отключения номинальных токов короткого замыкания, что значительно продлевает срок службы системы и уменьшает потребность в техническом обслуживании.

Применение данных типов устройств предоставляет возможность значительно и многократно сократить эксплуатационные расходы, особенно при длительной и непрерывной работе оборудования, за счет минимизации затрат на техническое обслуживание и ремонта. Вакуумные выключатели,

благодаря своей конструкции и особенностям дугогашения, обеспечивают абсолютную взрывобезопасность и пожаробезопасность, что делает возможным их эксплуатацию даже в условиях агрессивных внешних сред, где высокие требования предъявляются к устойчивости оборудования.

«Вакуумные дугогасительные камеры обладают уникальной способностью к стабильной работе в значительном и широком диапазоне температур, что делает их подходящими для эксплуатации в условиях различных климатических зон и температурных колебаний. Благодаря их сравнительно малой массе и высокоэффективной компактной конструкции, данные устройства характеризуются повышенной устойчивостью к воздействию ударных и вибрационных нагрузок» [27]. Это особенно важно для эксплуатации в условиях повышенной механической нестабильности. Их малогабаритные размеры и возможность установки в любом произвольном положении существенно упрощают процесс создания разнообразных компоновок распределительных устройств, что позволяет более гибко подходить к проектированию систем автоматизации.

Вакуумные выключатели функционируют практически бесшумно и не выделяют в окружающую среду загрязняющих веществ, что снижает негативное воздействие на рабочую среду и здоровье персонала; при отключении короткого замыкания данные устройства не производят выбросов масла и газов, что дополнительно способствует минимизации технического обслуживания и повышению экологической безопасности. Эти устройства отличаются высокой экологичностью, поскольку при работе они не загрязняют окружающую среду вредными выбросами, что делает их использование предпочтительным в условиях современных требований к охране окружающей среды. Вакуумные выключатели, отличающиеся повышенной надежностью и безопасностью при эксплуатации, позволяют значительно сократить затраты, связанные с их монтажом и последующим техническим обслуживанием,

обеспечивая при этом стабильную и бесперебойную работу системы.

Для комплектации комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН) на напряжение 10 кВ используются малогабаритные ячейки модели К-59 в исполнении У1, которые характеризуются высокими эксплуатационными качествами и соответствием современным требованиям безопасности. «Эти ячейки оснащаются выкатными тележками с установленными на них вакуумными выключателями, что обеспечивает повышенную безопасность и удобство обслуживания, а также гарантирует доступ к каждому элементу КРУ-10 кВ в случае необходимости» [27].

«В состав КРУ серии К-59 включены несколько ключевых компонентов, которые обеспечивают его функциональные характеристики. Основными элементами конструкции являются вакуумные выключатели типа ВБЭ-10 с электромагнитным приводом, а также трансформаторы тока и напряжения. В дополнение к этому, предусмотрены разрядники и заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, а также опорные и переходные изоляторы, что создает комплексное решение для безопасной эксплуатации на высоком напряжении» [27]. «Для оснащения системы вводными выключателями напряжением 10 кВ выбраны выключатели серии ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ2. Эти выключатели специально предназначены для установки на стороне 10 кВ в составе комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН) серии К-59, где они обеспечивают эффективное распределение электроэнергии и защиту системы.

Секционные выключатели подобраны по тому же принципу, что и вводные выключатели, с учетом соответствующего уровня напряжения, что способствует стандартизации оборудования в рамках одной системы» [27].

«В дополнение к выбору оборудования проводится проверка соответствия характеристик вводных выключателей на стороне 10 кВ расчетным параметрам

системы. В процессе расчета предполагается, что один из трансформаторов временно выведен в ремонт, и, следовательно, вся нагрузка временно передана на второй трансформатор, что обеспечивает бесперебойную работу системы в аварийных ситуациях» [27].

Данные на выключатель ВБЭ–10–31,5/3500 УХЛ2 можно найти в справочной литературе [3].

Проверяем выключатель по критическим параметрам.

По номинальному току:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном.выкл}}, \quad (25)$$

$$3163 \text{ A} \leq 3500 \text{ A}.$$

По току отключения:

$$I_{\text{к}} \leq I_{\text{но}}, \quad (26)$$

$$11,099 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА},$$

По стойкости к токам КЗ:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нс}}, \quad (27)$$

$$26,213 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА}.$$

По термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тс}}^2 t_{\text{тс}}, \quad (28)$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}), \quad (29)$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз.макс}} + t_{\text{во}}, \quad (30)$$

где « $T_a = 0,05$ с. – периодическая составляющая тока КЗ;

$t_{рз.макс} = 0,1$ с. – собственное время срабатывания защиты;

$t_{во} = 0,045$ с – собственное время отключения выключателя» [3]

$$t_{отк} = 0,1 + 0,045 = 0,145 \text{ с.},$$

$$B_k = 11,099^2(0,145 + 0,05) = 24,021 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.},$$

$$B_k \leq 31,5^2 \cdot 3,$$

$$24,021 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 3015 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все проверки успешно пройдены и выключатель можно применить на подстанции.

Ограничители перенапряжения.

Для напряжения 10 кВ выбирается ОПН–10/11–10(I)УХЛ1.

Применим сборные шины в КРУН–10 кВ.

«Сечение сборных шин выбирают по:

- допустимому нагреву, исходя из токовой нагрузки в утяжеленном режиме;
- по термической стойкости;
- по электродинамической стойкости» [27].

Максимальный ток на напряжении 10 кВ $I_{раб.} = 3163$ А.

Выбираем алюминиевые шины сечение 120×8 мм². $I_{доп.} = 2040$ А.

Применим две параллельные шины. Тогда допустимый ток увеличится до 4080 А. «Проверка по допустимому нагреву выполняется определяя минимальное сечение шинопровода по термической стойкости» [6]:

$$S_{т.с.} = \frac{\sqrt{I_k^2 \cdot t_n}}{c}, \quad (31)$$

$$t_n = t_{откл.} + T_a, \quad (32)$$

где I_k – «установившийся ток КЗ, А;

t_n – приведенное время КЗ, с;

C – коэффициент, для алюминия $C=91$ » [6].

$$t_n = 0,05 + 0,045 = 0,095 \text{ с.},$$

$$S_{\text{т.с.}} = \frac{\sqrt{11099^2 \cdot 0,095}}{91} < 120 \times 8 \text{ мм}^2$$
$$37,59 \text{ мм}^2 < 960 \text{ мм}^2.$$

«По электродинамической стойкости шины выбирают исходя из условия»
[6]:

$$U_{\text{расч.}} \leq U_{\text{доп.}}, \quad (33)$$

$$U_{\text{расч.}} = \frac{M}{W}, \quad (34)$$

$$W = \frac{hb}{6}; \quad (35)$$

$$M = \frac{F \cdot l}{e}, \quad (36)$$

$$F = 1,76 \cdot I_{\text{уд}}^2 \cdot 10^6 \frac{l}{a} 10^{-7} \cdot K_{\phi}, \quad (37)$$

где « M – максимальный изгибающий момент, Н·м;

W – момент сопротивления сечения шин, м³.

F – сила взаимодействия между проводниками при протекании по ним ударного тока КЗ, Н;

l – расстояние между изоляторами, $l = 1$ м;

a – расстояние между фазами, $a = 0,15$ м;

K_{ϕ} – коэффициент формы, $K_{\phi} = 0,35$;

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток короткого замыкания $i_{\text{уд}} = 26,7$ кА.

$b = 8 \text{ мм} = 8 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ – ширина шинопровода;

$h = 120 \text{ мм} = 120 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ – высота шинопровода» [6];

$$F = 1,76 \cdot 26,213^2 \cdot 10^6 \frac{1}{0,15} \cdot 10^{-7} \cdot 0,35 = 59,74 \text{ Н},$$

$$M = \frac{59,74 \cdot 1}{10} = 5,974 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

$$W = \frac{(110 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 8 \cdot 10^{-3}}{6} = 6,89 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

$$y_{\text{расч.}} = \frac{5,974}{6,89 \cdot 10^{-6}} = 8,67 \text{ МПа.}$$

$$y_{\text{расч.}} = 8,5 \text{ МПа} \leq y_{\text{доп.}} = 70 \text{ МПа.}$$

«Частота собственных колебаний шин» [6]:

$$f_0 = \frac{3,56}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}}, \quad (38)$$

$$J = \frac{h^3 b^4}{12}, \quad (39)$$

где « E – модуль упругости материала шин, для алюминия $E=7 \cdot 10^{10}$ Па;

J – момент инерции поперечного сечения шин, м^4 (при расположении шин друг к другу узкими сторонами);

m – масса одного погонного метра шины, кг/м » [6].

$$J = \frac{120 \cdot 10^{-3} \cdot 8 \cdot 10^{-3}}{12} = 8 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4,$$

$$f_0 = \frac{3,56}{1} \sqrt{\frac{8 \cdot 10^{-8} \cdot 7 \cdot 10^{10}}{0,964}} = 320,4 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц.}$$

Следовательно, явление резонанса не учитывается.

Вывод: алюминиевые шины прямоугольного сечения $120 \times 8 \text{ мм}^2$ удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Выбор аккумуляторной батареи.

Постоянное обеспечение оперативным током должно быть организовано таким образом, чтобы оно обеспечивало как рабочее, так и резервное питание для различных электроприемников, которые являются критически важными для

бесперебойной работы подстанции. «К числу этих основных электроприемников относятся следующие устройства:

- системы релейной защиты и автоматики (РЗА), обеспечивающие защиту всего электрооборудования;
- устройства управления, а также приводы высоковольтных выключателей, что позволяет осуществлять контроль за состоянием сети;
- устройства сигнализации, которые информируют об изменениях в параметрах системы;
- устройства противоаварийной автоматики, предназначенные для предотвращения аварийных ситуаций;
- устройства коммерческого учета потребляемой электроэнергии, необходимые для учета и контроля расхода энергии;
- системы связи, обеспечивающие передачу сигналов от системы РЗА для оперативного реагирования на возможные изменения в электросети;
- приводы автоматических вводных и секционных выключателей, расположенных на щитах собственных нужд (ЩСН) с рабочим напряжением 0,4 кВ, что гарантирует своевременное переключение в случае необходимости» [22].

На подстанции будут установлены «аккумуляторные батареи типа Groe, которые обеспечат достаточное количество энергии для бесперебойной работы всех потребителей оперативного тока в условиях отключенного зарядно-подзарядного устройства (ЗПУ)» [22]. При этом аккумуляторная батарея должна будет питать данные устройства не менее трех часов, что является минимально необходимым временем для обеспечения надежности и непрерывности функционирования.

Для выполнения этих требований выбраны аккумуляторы типа Groe модели SGL 31D, обладающие номинальной емкостью $C_{\text{НОМ}} = 400 \text{ (А} \cdot \text{ч)}$. Все

технические характеристики и параметры этих аккумуляторов, необходимые для окончательного выбора и оценки их эффективности, приведены в таблице 3, что позволяет детально рассмотреть их возможности в контексте системы энергоснабжения подстанции.

Таблица 3 – Характеристики АБ

Тип АБ	Groe (серия SGL–SGH)
Модель АБ	SGL 33D
Обозначение по стандарту DIN 40738	16 GroE 400
Номинальная емкость при 20 °C	400 А· час
Номинальное напряжение АБ	220 В
Количество элементов в АБ	110 шт.
Номинальное напряжение на одном элементе	2 В
Рекомендуемое напряжение на одном элементе в режиме постоянного подзаряда АБ	2,23 В
Электролит	Раствор серной кислоты
Производитель:	«FIAMM» (Италия)

В качестве распределительного шкафа, предназначенного для работы с постоянным током, был выбран шкаф модели АУОТ–М2–УХЛ4, что соответствует современным требованиям эксплуатации и учитывает все необходимые технические параметры для данного типа оборудования.

Выбор измерительных трансформаторов тока/

Для установки в цепях секционных и вводных выключателей трансформаторов на стороне 10 кВ, а также для обеспечения точности измерений и корректной работы системы, выбираются измерительные трансформаторы тока, которые должны соответствовать установленным требованиям по максимальным значениям тока. В частности, для этих целей выбраны трансформаторы с максимальным рабочим током $I_{\text{раб.макс}}$, равным 3163 А, что удовлетворяет условиям функционирования всей системы. В данном

случае предпочтение отдается трансформаторам тока модели ТОЛ – 10 – 3500/5 У3, имеющим номинальный ток $I_{1н}$ в 3500 А, что подходит для заданных рабочих условий. При этом расчётные параметры для этих трансформаторов тока являются идентичными тем, что были использованы при расчете параметров для выключателей, что позволяет обеспечить согласованность всех элементов системы.

Выбор измерительных трансформаторов напряжения.

Вторичная нагрузка, которая возникает в трансформаторах напряжения каждой секции сборных шин, приведена в таблице 4, что позволяет точно учитывать потребности в энергии для каждого из элементов системы. Значение вторичной нагрузки для этих трансформаторов напряжения составляет $S_2=34,74$ ВА, что является важным параметром для правильного выбора оборудования.

Таблица 4 – Нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Кол-во приб.	Суммарная мощность ΣS
PV	Э365	0,08	1	0	3	0,24
PW	Д365	1,62	1	0	3	4,86
var	Д335/1	1,74	0,41	0,931	3	5,22
Wh	СА3–И680	1.8	0,41	0,931	8	14,4
varh	СР4И–673	1.8	0,41	0,931	2	3,6
Р3иА	–	4.44	–	–	–	6,42
Итого	–	69,44	–	–	–	34,74

С учётом того, что на стороне 10 кВ планируется установка комплектного распределительного устройства наружного исполнения (КРУН), был выбран трансформатор напряжения модели ЗНОЛ09–10У2, который оптимально соответствует заданным параметрам. «Эти трансформаторы имеют номинальное напряжение $U_{ном}=10$ кВ, что гарантирует их правильную работу в

рамках системы. Вторичная мощность этих трансформаторов составляет $S_{2H}=75$ ВА при классе точности 0,5, что соответствует стандартам для подобных типов оборудования» [27]. В связи с этим три трансформатора напряжения, соединённые в звезду, обеспечивают общую мощность $S_{2H}=225$ ВА, что значительно превышает требуемое значение $S_{2Y}=53,2$ ВА, тем самым гарантируя, что выбранные трансформаторы будут работать в рамках установленного класса точности 0,5, что полностью удовлетворяет потребности системы.

Выбор токопровода.

«Принимаем к расчету алюминиевый токопровод. Рассчитываем экономически выгодное сечение» [5]:

$$S_{\text{эконом}} = \frac{I_{\text{раб}}}{i_{\text{эк}}}, \quad (40)$$

где $i_{\text{эк}}$ – «экономическая плотность тока (принимаем $i_{\text{эк}} = 1$ А/мм²);

$I_{\text{раб}}$ – рабочий ток нормального режима, $I_{\text{раб}} = 301,9$ А» [5]

$$S_{\text{эконом}} = \frac{301,9}{1} = 301,9 \text{ мм}^2.$$

«Принимаем к использованию провод АС–240.

Условие выбора по продолжительному нагреву» [5]:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (41)$$

где $I_{\text{раб}}$ – максимальный рабочий ток токопровода, $I_{\text{доп}} = 610$ А,

$$I_{\text{раб}} = 301,9 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}.$$

Проверка по электродинамической стойкости.

«Для обеспечения электродинамической стойкости шинпровода при

токах короткого замыкания расчетное напряжение не должно превосходить допустимого напряжения $u_{\text{доп.}} \cdot u_{\text{расч.}} \leq u_{\text{доп.}}$. Для алюминия $u_{\text{доп.}} = 70$ МПа» [5]

Тогда:

$$y = \sqrt{3} \frac{l^2}{10aW_1} i_{\text{уд}}^2 \cdot 10^{-7} \quad (42)$$

$$W_1 = 2W; \quad (43)$$

$$W = \frac{\pi d^3}{32}, \quad (44)$$

где « $i_{\text{уд}}$ – ударный ток короткого замыкания, кА, $i_{\text{уд}} = 5,472$ кА;

a – расстояние между фазами, м, $a = 1,5$ м;

l – длина пролета токопровода, м, $l = 15$;

W – момент сопротивления поперечного сечения, м³;

d – диаметр проводника, м, $d = 24$ мм» [5]

$$W = \frac{3,14 \cdot 24^3}{32} = 1356 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

$$W_1 = 2 \cdot 1356 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 = 2712 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

$$y = \sqrt{3} \frac{15^2}{10 \cdot 1,5 \cdot 2712 \cdot 10^{-6}} 5,472^2 \cdot 10^{-7} = 10,17 \text{ МПа},$$

$$u_{\text{расч.}} = 10,17 \text{ МПа} < u_{\text{доп.}} = 70 \text{ МПа}.$$

Таким образом, токопровод АС–240 допускается для использования в ОРУ 110 кВ.

Аналогично выбирается токопровод, по которому электроэнергия поступает от трансформатора 110/10 кВ в КРУН – 10 кВ. Нам подходит токопровод 4АС–550. Пусть на каждую фазу токопровода идут 4 линии АС – 550, таким образом, токопровод будет представлять собой линию 4АС–550.

2.4 Разработка системы РЗиА

Для осуществления контроля и управления защитными устройствами на подстанции используется современное цифровое защитно-контрольное устройство MICOM P122. Оно выполняет функции мониторинга и управления защитными элементами. Это обеспечивает надежную работу всего комплекса.

Для выполнения функции контроля и управления различными защитными устройствами, установленных на подстанции, используется высокотехнологичное цифровое защитно-контрольное устройство MICOM P122, которое обладает передовыми характеристиками и способностью эффективно мониторить и управлять работой всех защитных элементов в системе. Это гарантирует надежную и безопасную эксплуатацию всех оборудования и компонентов, входящих в состав электросетевого комплекса.

«Для защиты трансформаторов мощностью менее 4000 кВ·А и с номинальными напряжениями 110 и 35 кВ применяются несколько видов защит. К ним относятся:

- токовая отсечка без выдержки времени;
- газовая защита для предотвращения повреждений внутри трансформатора;
- максимальная токовая защита от сверхтоков при коротких замыканиях на внешней стороне устройства;
- защита от перегрузки, которая предотвращает повреждения при длительных повышенных нагрузках» [4].

Для защиты силовых трансформаторов, мощность которых составляет менее 4000 кВ·А, а номинальные напряжения равны 110 и 35 кВ, применяются различные типы защит, которые обеспечивают максимальную надежность функционирования. Эти защитные устройства включают в себя такие механизмы, как токовая отсечка без выдержки времени, обеспечивающая оперативное отключение при возникновении аварийных ситуаций, газовая защита, предназначенная для предотвращения повреждений в случае

возникновения внутренних неисправностей трансформатора, а также максимальная токовая защита, которая активно реагирует на возникающие сверхтоки, возникающие в результате внешних коротких замыканий. Дополнительно предусмотрена защита от перегрузки, предотвращающая возможные повреждения, связанные с длительным превышением рабочих нагрузок трансформатора.

«В качестве дополнительной защиты используется МТЗ. Эта защита работает при внешних коротких замыканиях. Газовая защита подключается к дискретному входу устройства MICOM P124. Дифференциальная защита трансформатора осуществляется с помощью цифрового реле MICOM P632» [26]. В качестве дополнительной защиты для повышения уровня безопасности трансформатора применяется схема МТЗ, которая эффективно защищает оборудование от повреждений в случае внешних коротких замыканий, предотвращая возникновение критичных последствий. «Газовая защита подключается непосредственно к дискретному входу устройства MICOM P124, что обеспечивает своевременное реагирование на внутренние аварийные ситуации. Дифференциальная защита трансформатора, которая является одним из ключевых элементов системы, осуществляется с помощью высокоэффективного цифрового реле MICOM P632, которое позволяет реализовать надежную защиту в случае возникновения несанкционированных токовых колебаний в сети» [26].

«Реле MICOM P632 обладает рядом особенностей:

- дифференциальная защита для двух обмоток трансформатора;
- возможность согласования амплитуды тока и группы соединений;
- фильтр тока нулевой последовательности для выбранной пользователем обмотки;
- ограничение пусковой мощности по второй гармонике для повышения надежности защиты;

- ограничение перенапряжений, возникающих из-за возбуждения по пятой гармонике;
- максимальная токовая защита для одной гармоники, чтобы предотвратить повреждения;
- тепловая защита от перегрузки с возможностью изменения значений для одной обмотки;
- возможность программирования логики защиты пользователем;
- возможность выбора параметров работы защиты в зависимости от условий эксплуатации» [26].

Реле MICOM P632, имеющее широкий спектр защитных функций, обладает рядом специфических особенностей, которые делают его чрезвычайно эффективным в работе с трансформаторами и другой электротехнической установкой. «В числе этих особенностей – дифференциальная защита, предназначенная для двух обмоток трансформатора, а также возможность согласования амплитуды тока и группировки соединений, что значительно повышает точность работы устройства. Кроме того, реле оснащено фильтром тока нулевой последовательности, который может быть настроен пользователем для выбранной обмотки, а также функцией ограничения пусковой мощности, которая срабатывает по второй гармонике и повышает надежность защиты оборудования. Важной функцией является ограничение перенапряжений, возникающих из-за возбуждения по пятой гармонике, что позволяет предотвратить повреждения оборудования в критических ситуациях. Также в реле предусмотрена максимальная токовая защита, активируемая для одной гармоники, а для защиты от перегрузок включена тепловая защита, которая также поддается программированию для изменения значений в зависимости от состояния обмотки» [26]. Среди других особенностей реле MICOM P632 стоит отметить возможность программирования логики защиты, а также гибкость в

выборе параметров работы защиты, что делает устройство подходящим для различных эксплуатационных условий.

«Для повышения чувствительности и надежности защиты от замыканий на землю на защищаемой линии устанавливаются трансформаторы тока в каждой фазе. Это обусловлено использованием резистивного заземления нейтрали. Оно увеличивает эффективность системы защиты от замыканий на землю.

Для того чтобы повысить чувствительность системы защиты и гарантировать ее надежность при возникновении замыканий на землю, на защищаемой линии в каждой фазе устанавливаются трансформаторы тока, которые обеспечивают более точное выявление и локализацию коротких замыканий. Это решение напрямую связано с использованием резистивного заземления нейтрали, которое способствует снижению уровня тока замыкания и, как следствие, повышает эффективность работы системы защиты, обеспечивая её надежную эксплуатацию даже в условиях повышенных нагрузок и сложных аварийных ситуаций» [26].

Уставка токовой отсечки (ТО) должна выбираться из условия (45):

$$I_{\text{сз.то}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к1}}^{(3)}, \quad (45)$$

где « $I_{\text{к1}}^{(3)}$ – сопоставленный с ВН ток КЗ на шинах НН;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности аппарата, равный 1,3...1,4» [21].

«Чувствительность отсечки задается при двухфазном КЗ на фазных выводах трансформатора» [21]:

$$K_{\text{ч.то}} = \frac{I_{\text{к2}}^{(2)}}{I_{\text{сз.то}}}. \quad (46)$$

Определим ток срабатывания токовой отсечки по условию (22):

$$I_{\text{сз.то}} \geq K_H \cdot I_{\text{кз.вн}}^{(3)\max}, \quad (47)$$

$$I_{\text{кз.вн}}^{(3)\max} = I_{\text{кз.нн}}^{(3)\max} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}, \quad (48)$$

$$I_{\text{кз.4.вн}}^{(3)\max} = 2211 \cdot \frac{10,5}{110} = 211,05 \text{ А.}$$

$$I_{\text{сз.то}} \geq 1,3 \cdot 211,05 = 274,36 \text{ А,}$$

Принимаем ток срабатывания защиты токовой отсечки 274,36 А.

«Коэффициент чувствительности защиты токовой отсечки» [21]:

$$K_{\text{ч.то}} = \frac{I_{\text{кз1}}^{(2)\min}}{I_{\text{сз.то}}}, \quad (49)$$

$$K_{\text{ч.то}} = \frac{2211}{274,36} = 8,05 \geq 1,2.$$

«Токовая защита обладает достаточной чувствительностью, используем её в качестве дополнительной защиты. В качестве основной применяем дифференциальную защиту» [21].

Дифференциальная защита.

«Уставка аппарата дифференциальной защиты» [25]

$$\frac{I_d}{I_t} \geq K_H \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U), \quad (50)$$

где « K_H – коэффициент надёжности;

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;
 ΔU – диапазон изменения коэффициента трансформации» [25].

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

Принимаем 30 % тормозную характеристику. «Указанное значение выставляется в реле в качестве уставки дифференциальной защиты. Проверим правильность выбора тормозной характеристики» [25].

Чувствительность дифференциальной защиты [31]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(2)\min}}{0,3 \cdot I_{\text{НОМ.Т}}} \geq 2, \quad (51)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{211,05}{0,3 \cdot 42,87} = 16,41 > 2.$$

Степень торможения:

$$I_d = \left(\frac{I_d}{I_t} \right)_{\text{УСТ}} \cdot \frac{I_K^{(3)\max}}{I_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (52)$$

$$I_d = 28,8 \cdot \frac{211,05}{42,87} = 141,8\%.$$

Таким образом, уставка увеличилась с 28,8 % до 141,8 % от номинального тока или в 4,92 раза. Выбор верен.

Интеллектуальный выключатель нагрузки.

«Конструкция интеллектуального выключателя нагрузки (разъединителя) типа ВН–БЭМН разработана с учетом возможности управления с помощью встроенного электропривода, в состав которого входит высокоточный микропроцессорный модуль управления, что позволяет реализовать как местное, так и дистанционное управление через GSM-модем. Этот выключатель нагрузки не приспособлен для эксплуатации в областях, где возможны взрывные и пожароопасные ситуации, а также в окружающей среде с высоким содержанием токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров, которые могут вызвать критическое снижение уровня изоляции до недопустимых значений» [7].

«Тип климатического исполнения устройства соответствует категории У, а условия размещения определяются по категории 1 согласно стандарту ГОСТ 15150, что делает его пригодным для работы на высоте не более 1000 метров над уровнем моря. В рамках условий эксплуатации климатического исполнения У, категория размещения 1, рабочий температурный диапазон окружающего воздуха для устройства колеблется от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$. Конструктивная компоновка выключателя ВН–БЭМН включает в себя модуль самого выключателя нагрузки модели Р1А 15/60 ОВ на номинальный ток 630 А, оборудованный трансформаторами тока типа СЗО–25, а также контактами, предназначенными для фиксирования его текущего состояния — включённого либо отключённого. Для обеспечения электропитания управления цепями выключателя на опоре дополнительно установлен трансформатор напряжения модели УРТ–25» [7].

«В случае, если заказчик предъявляет дополнительные требования, выключатель модели Р1А 15/60 ОВ может быть доукомплектован вспомогательными элементами, такими как ограничители перенапряжений и специальные датчики напряжения, что позволяет контролировать наличие и состояние напряжения с обеих сторон устройства. Для целей управления

выключателем нагрузки используется специальный шкаф управления модели ООШ111К, внутри которого подвижная часть самого выключателя соединяется с электроприводом через металлическую тягу, обеспечивая надежное и устойчивое функционирование в процессе эксплуатации» [7].

Выводы по разделу 2.

Первым этапом, которым открывается процесс проектирования системы электроснабжения, является процедура, связанная с расчетом электрических нагрузок всех потребителей. В рамках данного раздела выполнены необходимые вычисления электрических нагрузок всех потребителей системы, причем расчеты проводились на основании суммарных мощностей трансформаторов, используемых в составе трансформаторных подстанций.

Кроме того, в данном разделе был произведен обоснованный выбор необходимого количества силовых трансформаторов и их номинальной мощности. Данный подбор выполнен с целью обеспечения работы системы даже при отключении одного из трансформаторов, необходимого, например, для проведения ремонтных работ или для замены. Для этого дополнительно учитывается допустимый уровень перегрузки трансформаторов, определяемый техническими условиями. Также при расчете задействован и резерв по сетям как среднего, так и низкого напряжения, обеспечивающий стабильность электроснабжения.

Для установки был выбран силовой трансформатор марки ТДН-40000/110/10 кВ, обладающий соответствующими характеристиками. Помимо этого, был проведен расчет значений токов короткого замыкания. Данные, полученные в ходе этого расчета, использованы для грамотного подбора коммутационных аппаратов, с учетом условий эксплуатации и требований безопасности.

3 Модернизация системы собственных нужд подстанции, системы освещения, заземления и молниезащиты

3.1 Система собственных нужд подстанции

«Электроприемники, обеспечивающие потребности собственных нужд (СН) подстанций, включают в себя разнообразные виды оборудования, имеющие важное значение для стабильной работы объекта. В частности, к ним относятся электродвигатели, предназначенные для системы охлаждения трансформаторов, а также устройства обогрева масляных выключателей и шкафов распределительных устройств, в которых установлены необходимые аппараты и приборы. К этому перечню также относятся системы освещения и отопления внутренних помещений подстанции, а также системы, обеспечивающие освещение всей территории подстанции.

К наиболее критически важным и ответственно значимым приемникам собственных нужд подстанции относятся устройства, которые входят в систему управления, а также системы релейной защиты, сигнализации, автоматизации и телемеханики. Надежное и бесперебойное функционирование данных устройств является особенно важным, поскольку они обеспечивают полную работоспособность основного оборудования подстанции. Даже кратковременное прерывание их питания может привести к частичному или полному отключению работы всей подстанции, что может нарушить ее функционирование в целом» [22].

«С другой стороны, электроприемники собственных нужд, кратковременный перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения или значительного снижения мощности электроустановки, классифицируются как неответственные, поскольку их работа не оказывает существенного влияния на общую нагрузку. В таблице 5 представлен

подробный перечень потребителей, относящихся к собственным нуждам подстанции, а также приведена суммарная нагрузка этих потребителей с учетом их индивидуальных коэффициентов спроса» [22].

Таблица 5 – Характеристика потребителей собственных нужд

Потребители собственных нужд	P, кВт	N, шт.	P _N , кВт	K _{СПР}	cosφ	S _{РАСЧ} , кВа
Освещение ОРУ–110 кВ	5	–	5	0,5	1	2,5
Подогрев, освещение, вентиляция КРУН–10 кВ	7	–	7	0,7	1	4,9
Отопление, освещение ОПУ	100	–	100	0,7	1	70
Отопление и освещение склада	5,5	–	5,5	0,2	1	1,1
Электрические приводы системы охлаждения основного трансформатора и РПН	5	2	10	0,85	0,85	8,5
Отопление шкафов КРУ	1	39	39	1	1	39
Электроподогрев элегазовых аппаратов	5	3	15	1	1	15
Электроподогрев привода разъединителя 110 кВ	0,6	8	4,8	1	1	4,8
Аппаратура телемеханики и связи	2	–	2	1	1	2
Электроподогрев шкафа РЗ	1	12	12	1	1	12
Электропитание системы пожаротушения	15	–	15	1	1	15
Зарядно–подзарядное устройство	35	2	70	0,12	11	8,4
Итого	182,1	–	285,3	–	–	183,2

В таблице 4:

«P – номинальная активная мощность единичного потребителя СН (кВт);

N – количество единичных потребителей СН (шт.);

P_N – суммарная активная мощность потребителя СН (кВт);

K_{СПР} – коэффициент спроса на потребителя СН (о.е);

cosφ – коэффициент мощности потребителя СН (о.е);

S_{РАСЧ} – расчетная нагрузка потребителя СН (кВа);

$S_{\text{расч.}\Sigma}$ – суммарная расчетная нагрузка всех потребителей СН (кВа)» [22].

Очевидно, что на ПС будет достаточно установки двух трансформаторов собственных нужд. «Их эксплуатацию можно осуществить следующими способами:

- один из двух ТСН питает всю нагрузку собственных нужд, а второй находится в автоматическом резерве;
- два ТСН работают совместно с загрузкой 50–70% от номинальной мощности ТСН. При этом секции шин 0,4 кВ питают нагрузку отдельно» [22].

Выбираем второй вариант использования ТСН. Мощность трансформатора ТСН должна быть выше необходимых электрозатрат:

$$S_{\text{ном.тсн}} \geq S_{\text{расч.у}}, \quad (53)$$

$$S_{\text{ном.тсн}} \geq 183,2 \text{ кВА.}$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА. ТСН типа ТМ 250 10/0,4 [23].

3.2 Система наружного освещения подстанции

Расчет наружного освещения подстанции.

Наружное освещение выполним прожекторами, установленными в углах территории подстанции.

«Мощность прожекторного освещения» [18]:

$$P_{\text{уст}} = m \cdot E_{\text{н}} \cdot K_{\text{з}} \cdot A, \quad (54)$$

где « $m = 0,5 \dots 0,9$ Вт/лм для прожекторов;

$E_{\text{н}}$ – норматив силы света, $E_{\text{н}} = 5$ лк;

K_3 – коэффициент запаса, $K_3 = 1,3$;

$A = 1654 \text{ м}^2$ – площадь ПС» [18];

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

Для освещения ПС выбираем восемь прожекторов типа ПЗС–45 с лампами Г–1000 и с полным световым потоком 20000 лм, по два прожектора на опоре.

«Осевая сила света с лампой Г–1000» [18]:

$$I_o = \frac{100 \cdot \Phi_1}{\Phi_2}, \quad (55)$$

где Φ_1 – «световой поток лампы Г–1000, $\Phi_1 = 20000$ лм согласно» [18];

Φ_2 – «световой поток лампы Г–1500, $\Phi_2 = 30000$ лм согласно» [18];

$$I_o = \frac{100 \cdot 20000}{30000} = 66,66 \text{ ккд}.$$

«Минимальная высота установки прожектора» [18]:

$$H_{\min} = \sqrt{I_o / 300}, \quad (56)$$

$$H_{\min} = \sqrt{66660 / 300} = 14,9 \text{ м}.$$

Принимаем $h = 15$ м.

«Угол наклона в вертикальной плоскости» [18]:

$$\Theta = 1 + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \cdot \sin(4 \cdot B_{\text{ВМ}}) \cdot \text{tg}(2 \cdot B_{\text{ГМ}})}{2 \cdot \Phi_{\text{Л}} \cdot n} \cdot E_{\text{н}} \cdot K_3 \cdot h}, \quad (57)$$

где $\Phi_{\text{л}}=20000$ лм – световой поток источника света $\Gamma=1000$;

$\eta=0,52$ – КПД прожектора;

$\beta_{\text{вм}}=15^\circ$ – половинный максимальный угол рассеивания в вертикальной плоскости;

$\beta_{\text{гм}}=18^\circ$ – половинный максимальный угол рассеивания в горизонтальной плоскости» [18].

«Светораспределение прожектора моделируется формулой» [18]:

$$I_{\text{в}} = I_0 \cdot \left[(1 + \cos \eta \cdot \beta) / 2 \right]^M, \quad (58)$$

где M, η – справочные коэффициенты, приведены в [12].

Освещение в любой точке:

$$E = \frac{I_{\theta} \cdot \sin^3(\Theta + \theta)}{K_{\text{з}} \cdot h^2}, \quad (59)$$

где θ – угол рассеивания.

Угол рассеивания:

$$\begin{aligned} \theta &= \arctg h/l - \Theta, \\ \theta &= \arctg 15/52,5 - 21,93 = 6,93^\circ. \end{aligned} \quad (60)$$

«Освещенность ближайшей к прожектору точки E_6 » [18]:

$$E_6 = \frac{66660 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 64,25) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 64,25)}{1,3 \cdot 15^2} = 6,54 \text{ Лк.}$$

«Освещенность середины E_c » [18]:

$$E_{c1} = \frac{66660 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 4,9) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3_{(21,93+4,9)}}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 0,71 \cdot 2 = 1,42 \text{ Лк}$$

«Освещенности от четырех точек установки прожекторов» [18]:

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

«Суммарная освещенность точки середины» [18]:

$$\begin{aligned} E_c &= E_{c1} \cdot 4, \\ E_c &= 1,42 \cdot 4 = 5,68 \text{ Лк} \end{aligned} \tag{61}$$

«Сечение проводов для осветительной сети выбираем по длительно допустимому току, протекающему по проводнику» [12]:

$$\begin{aligned} I &= \frac{P_{\text{осв нар}}}{U_{\phi}}, \\ I &= \frac{P_{\text{осв нар}}}{U_{\phi}} = \frac{8 \cdot 1000}{220} = 8,18 \text{ А.} \end{aligned} \tag{62}$$

Выбираем кабель марки ПВС–5х2,5. Для защиты цепей питания прожекторов устанавливаем автоматические выключатели серии ВА51–31 с номинальным током 25А [1].

Расчет внутреннего освещения оборудования подстанции.

«Высота подвеса источника света» [12]:

$$H_p = H - h_c - h_p, \quad (63)$$

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;

$h_p=0,8$ м – высота рассматриваемой поверхности над уровнем пола»
[12].

$$H_p = 2,8 - 0,8 = 2 \text{ м}$$

Предварительно принимаем число светильников в одном ряду равным числу ячеек, то есть 12 штук. Задаемся расстоянием между светильниками 750 мм.

Индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p (A + B)}, \quad (64)$$

где A, B – соответственно длина и ширина КРУН.

$$i = \frac{9,55 \cdot 4,6}{2 \cdot (9,55 + 4,6)} = 1,25.$$

Световой поток одной лампы:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N \eta}, \quad (65)$$

где «S – площадь освещаемой поверхности, м²;

E – нормируемая сила света, E=30лк;

Z – показатель минимальной освещенности Z = 1,15;

N – общее число светильников;

η – к.п.д» [12].

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

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

Мощность системы освещения определяется по формуле:

$$P_{po} = K_{co} K_{п} P_{ya}, \quad (66)$$

где « K_{co} – коэффициент спроса;

$K_{п}$ – коэффициент потерь;

P_{ya} – мощность ламп освещения, кВт» [12].

$$P_{po} = 1,0 \cdot 0,85 \cdot 60 \cdot 12 = 612 \text{ Вт}$$

Ток расчетный:

$$I_{po} = \frac{P_{po} \cdot 10^3}{U_{\phi} \cos}, \quad (67)$$

$$I_{po} = \frac{0,612 \cdot 10^3}{220 \cdot 0,85} = 3,2 \text{ А}$$

Для линии питания выбираем провод ПВС – 3×2,5, с $I_{доп}=38 \text{ А}$ [11].

Выбор воздушных автоматов произведем по условиям $I_{на} \geq 3,2 \text{ А}$, $I_{нр} \geq 3,2$

А. Принимаем ВА51–25 [2], с номинальными параметрами: $I_{на} = 25 \text{ А}$, $I_{нр} = 6 \text{ А}$.

3.3 Заземление

«Заземляющие устройства, устанавливаемые на станциях и подстанциях, выполняются в виде общих систем, предназначенных для обеспечения безопасности персонала» [14], а также для эффективного заземления различных

элементов электроустановок, таких как нейтрали трансформаторов, генераторов и молниеотводов. Основной функцией этих устройств является обеспечение полной безопасности персонала, работающего в непосредственной близости от высоковольтных установок, а также предотвращение воздействия опасных электрических токов в случае аварийных ситуаций, таких как короткие замыкания. В дополнение к этому, заземляющие устройства выполняют важную роль в обеспечении эффективного заземления нейтралей трансформаторов, генераторов, а также молниеотводов, что способствует снижению рисков электрических ударов и предотвращению возможных повреждений оборудования. Данные мероприятия необходимы для обеспечения надежной грозозащиты, что исключает возможность повреждения электрооборудования в случае прямого удара молнии и минимизирует опасность возникновения пожара или коротких замыканий в системе.

Когда молния поражает молниеотвод, возникший ток, который проходит через систему заземления подстанции, может привести к значительному повышению потенциала в точке заземления, что, в свою очередь, создает риски для работы оборудования и персонала. Это повышение потенциала может привести к обратному пробое изоляции подстанции, что может спровоцировать повреждение изолирующих материалов, нарушив тем самым нормальную работу всего электрооборудования. «В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), для электроустановок, которые характеризуются большими токами замыкания на землю, таких как подстанции с напряжением 110 кВ и выше, сопротивление заземляющего устройства должно быть строго ограничено и не превышать величины 0,5 Ом, чтобы обеспечить эффективное рассеивание тока в случае короткого замыкания» [15].

В настоящее время ведется активное рассмотрение пересмотра существующих стандартов заземления для подстанций, что обусловлено необходимостью улучшения характеристик заземляющих устройств с учетом

новых технологических достижений и повышенных требований безопасности. Данные стандарты могут быть непосредственно зависимы от величины тока однофазного короткого замыкания, что требует точного учета таких параметров для оптимизации заземляющих систем, с целью повышения их надежности и эффективности в случае аварийных ситуаций. Кроме того, особое внимание уделяется «учетам напряжений прикосновения и шага, возникающих при коротких замыканиях на подстанции, что представляет собой важный аспект проектирования заземляющих устройств и системы безопасности, в целях предотвращения риска поражения электрическим током. С экономической точки зрения, уровень изоляции оборудования на подстанциях часто ниже уровня изоляции линий передачи» [28], что связано с оптимизацией затрат и обеспечением необходимой защиты, с учетом возможных перенапряжений, передаваемых по линиям связи.

В связи с этим, на подстанцию могут поступать волны перенапряжений, которые представляют собой серьезную угрозу для надежности и долговечности оборудования, в особенности для его изоляции, что требует дополнительных мер защиты. Для эффективной защиты изоляции подстанции от подобных волн перенапряжений используются вентильные разрядники (РВ), которые являются основными средствами защиты, обеспечивающими стабильность работы электрического оборудования подстанции. Выбор вентильных разрядников (РВ) в качестве основного средства защиты обоснован их уникальными характеристиками, которые позволяют эффективно подавлять высоковольтные импульсы и поддерживать безопасные уровни напряжения в системе. Вентильные разрядники характеризуются стабильными и пологими вольтамперными характеристиками, что позволяет обеспечивать надежную защиту от перенапряжений, минимизируя риск повреждения изоляции и других чувствительных элементов оборудования.

Эти характеристики, что особенно важно, не зависят от полярности импульса, что делает их универсальными и эффективными в условиях различных электрических воздействий, характерных для работы в высоковольтных установках. При активации вентильных разрядников не происходит резкого обрыва волны перенапряжения, что позволяет избежать образования высоких напряжений, которые могут повредить оборудование, особенно трансформаторы и другие чувствительные элементы. В современных условиях выбор уровня изоляции для электрических аппаратов и трансформаторов осуществляется с обязательным учетом характеристик вентильных разрядников, что способствует повышению надежности и долговечности оборудования подстанции в условиях нестабильных электрических режимов [15].

Исходя из требований безопасности, установка вентильных разрядников на подстанциях является обязательной, особенно на тех, которые подвергаются воздействию атмосферных перенапряжений, что позволяет обеспечить защиту оборудования от возможных повреждений. Это также касается подстанций, расположенных в зонах, где существует высокая вероятность возникновения опасных для изоляции волн атмосферных перенапряжений. «Исключение из этого правила составляют подстанции распределительных сетей напряжением 6—10 кВ, для которых, в целях защиты, применяются трубчатые разрядники» [28], обеспечивающие необходимый уровень защиты от перенапряжений.

3.4 Молниезащита

Расчёт зоны защиты стержневых молниеотводов [32].

«Минимальная активная высота молниеотводов» [8]:

$$h_a = D/8, \quad (68)$$

$$h_a = 38,5/8 = 4,8 \text{ м.}$$

Принимаем – 5 м

Порталы имеют высоту – $h_b = 8,2 \text{ м.}$

«Полная высота молниеотводов» [8]

$$h = h_0 + h_a, \quad (69)$$

$$h = 15 + 5 = 20 \text{ м.}$$

«Высота превышения молниеотводов над порталом» [8]

$$h_c = h - h_b, \quad (70)$$

$$h_c = 20 - 8,2 = 11,8 \text{ м.}$$

«Радиус защитной волны» [8]

$$R_x = h_c \cdot 1,6 / 1 + h_b/h, \quad (71)$$

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

Находим b_x :

$$b_x = 1,5(h - h_b), \quad (72)$$

$$b_x = (20 - 8,2) = 11,8 \text{ м.}$$

Выводы по разделу 3.

Третий раздел ВКР посвящен модернизации системы собственных нужд подстанции, системы наружного освещения территории подстанции и внутреннего освещения КРУН, вопросам заземления и молниезащиты. Расчетное электропотребление собственных нужд составляет 183,2 кВа. Для

удовлетворения данной потребности использовали два трансформатора ТМ-250-10/0,4, работающие совместно с небольшой загруженностью в 50-60%. Освещение территории подстанции реализовано на 8 прожекторах типа ПЗС-45 мощностью 1 кВт каждый. Этого количества достаточно для достижения необходимой нормированной освещенности в 5 люкс. Питание прожекторов осуществляется по кабельным линиям ПВС–5×2,5, для защиты от КЗ и перегрева установлен автоматический выключатель ВА51-31 с номинальным током 25А. Для внутреннего освещения КРУН использовали 12 светильников с полным световым потоком по 715 люмен. Суммарная мощность внутреннего освещения составила 612 Вт. Заземление на подстанции выполнено в соответствии с Руководящими указаниями по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ СТО 56947007-29.130.15.114-2012. В четвертом вопросе данного раздела определена полная высота молниеотвода, составившая 20 метров, защитный радиус одной мачты с молниеотводом в 17,7 метров.

Заключение

В представленной выпускной квалификационной работе разработан проект реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Геологическая».

Подстанция «Геологическая» является одной из старейших подстанций в Ханты-Мансийском автономном округе, находится в эксплуатации 48 лет. За это время капитальному ремонту была подвержена только высоковольтная часть электрооборудования подстанции. Ремонт производился в 2014 году и с тех пор ресурс установленного электрооборудования неизменно снижается и к настоящему времени составляет 60...80% от нормы. Трансформаторы и электрооборудование низковольтной части подстанции выработали свой ресурс полностью, поэтому модернизация подстанции «Геологическая» представляется актуальной задачей.

Во втором разделе выполнен обоснованный выбор необходимого количества силовых трансформаторов и их номинальной мощности. Данный подбор выполнен с целью обеспечения работы системы даже при отключении одного из трансформаторов, необходимого, например, для проведения ремонтных работ или для замены. Для этого дополнительно учитывается допустимый уровень перегрузки трансформаторов, определяемый техническими условиями. Также при расчете задействован и резерв по сетям как среднего, так и низкого напряжения, обеспечивающий стабильность электроснабжения.

Для установки был выбран силовой трансформатор марки ТДН-40000/110/10 кВ, обладающий соответствующими характеристиками. Помимо этого, был проведен расчет значений токов короткого замыкания

Третий раздел ВКР посвящен модернизации системы собственных нужд подстанции, системы наружного освещения территории подстанции и

внутреннего освещения КРУН, вопросам заземления и молниезащиты. Расчетное электропотребление собственных нужд составляет 183,2 кВа. Для удовлетворения данной потребности использовали два трансформатора ТМ-250-10/0,4, работающие совместно с небольшой загруженностью в 50-60%. Освещение территории подстанции реализовано на 8 прожекторах типа ПЗС-45 мощностью 1 кВт каждый. Этого количества достаточно для достижения необходимой нормированной освещенности в 5 люкс. Питание прожекторов осуществляется по кабельным линиям ПВС–5×2,5, для защиты от КЗ и перегрева установлен автоматический выключатель ВА51-31 с номинальным током 25А. Для внутреннего освещения КРУН использовали 12 светильников с полным световым потоком по 715 люмен. Суммарная мощность внутреннего освещения составила 612 Вт. Заземление на подстанции выполнено в соответствии с Руководящими указаниями по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ СТО 56947007-29.130.15.114-2012. В четвертом вопросе данного раздела определена полная высота молниеотвода, составившая 20 метров, защитный радиус одной мачты с молниеотводом в 17,7 метров.

Список используемых источников

1. Автоматические выключатели в литом корпусе серии ВА51. Каталог продукции КЭАЗ [Электронный ресурс] : URL: <https://ru-keaz.com/docs/f/193/catalog-va51-35.pdf> (дата обращения: 28.09.2024).
2. ВА 51-25 340010 12,5А УХЛ3 [Электронный ресурс] : URL: <https://elgamma.ru/va-51-25-340010-12.5a/> (дата обращения: 19.10.2024).
3. ВБЭ–10–31,5/3500 УХЛ2. Каталог производителя [Электронный ресурс] : URL: <https://forca.ru/spravka/vysokovoltnye-vyklyuchateli/> (дата обращения: 20.09.2024).
4. Виды защит, применяемые на силовых трансформаторах [Электронный ресурс] : информационный ресурс «ЭнергоТранс»: URL: <https://en-trans.ru/blog/vidy-zashchity-primenyaemye-na-silovykh-transformatorakh/> (дата обращения: 02.10.2024).
5. Выбор комплектного токопровода [Электронный ресурс] : информационный ресурс «StudFiles»: URL: <https://studfile.net/preview/6228593/page:20/> (дата обращения: 13.09.2024).
6. Выбор распределительных шкафов и шинопроводов [Электронный ресурс] : информационный ресурс «Elevel»: URL: <https://elevel.ru/shop/about/articles/vybor-raspredelitelnykh-shkafov-i-shinoprovodov/> (дата обращения: 22.09.2024).
7. Интеллектуальный выключатель нагрузки (разъединитель) ВН-БЭМН. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] : URL: <http://bemn.ru/download/vn.pdf> (дата обращения: 25.09.2024).
8. Молниезащита электрической подстанции 110 кВ [Электронный ресурс] : информационный ресурс «Zandz.com»: URL: <https://zandz.com/ru/news/20210310/molniezashhita-podstanczii-100-kv/> (дата обращения: 01.10.2024).

9. Полная мощность S (ВА, кВА) – Apparent Power [Электронный ресурс] : URL: https://preobrazovateli-chastoty.ru/download/files/danfoss_bazov/1.2_electrich_moszhnost.pdf (дата обращения: 12.09.2024).

10. Провод АС 240/39 [Электронный ресурс] : информационный ресурс «InfoCabel»: URL: <https://xcabel.ru/products/as-240-39> (дата обращения: 15.09.2024).

11. Провод ПВС 3х2,5 [Электронный ресурс] : URL: https://k-ps.ru/spravochnik/provoda-i-shnuryi-razlichnogo-naznacheniya/provoda-i-shnuryi-osvetitelnyie/pvs/provod-pvs-3%D1%852_5.html (дата обращения: 18.10.2024).

12. Проектирование и расчет систем искусственного освещения [Электронный ресурс] : URL: <https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/28110/1/prsisio2013.pdf> (дата обращения: 25.09.2024).

13. ПС 110 кВ Геологическая [Электронный ресурс] : информационный ресурс «Energybase.Ru»: URL: <https://energybase.ru/substation/ps-11010-kv-geologiceskaa> (дата обращения: 10.09.2024).

14. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание 7. Глава 1.3 Выбор проводников по нагреву, экономической плотности тока и по условиям короны [Электронный ресурс] : информационный ресурс «Elec.Ru»: URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue/razdel-1-3-6.html> (дата обращения: 14.09.2024).

15. Расчет заземляющего устройства подстанции 110/35/10 кВ [Электронный ресурс] : информационный ресурс «Raschet.Info»: URL: <https://raschet.info/raschet-zazemljajushhego-ustrojstva-podstancii-110-35-10-kv/> (дата обращения: 01.10.2024).

16. Расчет и выбор числа и мощности трансформаторов [Электронный ресурс] : URL: http://gbpoubertt.ru/assets/2_vnutrennee_elektrosnabjenie_2_raschet_i_vybor_transformatorov.pdf (дата обращения: 09.09.2024).

17. Расчет максимальных рабочих токов основных присоединений подстанции [Электронный ресурс] : информационный ресурс «StudFiles»: URL: <https://studfile.net/preview/9765944/page:9/> (дата обращения: 13.09.2024).

18. Расчет прожекторного освещения [Электронный ресурс] : информационный ресурс «Студопедия»: URL: https://studopedia.ru/21_83686_raschet-prozhektornogo-osveshcheniya.html (дата обращения: 01.10.2024).

19. Расчет токов коротких замыканий в электрических системах [Электронный ресурс] : URL: <https://nvsu.ru/ru/Intellekt/1134/Ernst%20A.D.%20Raschet%20tokov%20korotkogo%20zamikaniya%20-%20Uch.%20posobie%20-%202012.pdf> (дата обращения: 20.09.2024).

20. Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях [Электронный ресурс] : URL: https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/raschet_tokov_korotkih_zamykanij_i_zamykanij_na_zemlyu_v_raspredelitelnyh_setyah.pdf (дата обращения: 19.09.2024).

21. Расчет уставок релейной защиты 6-10 кВ [Электронный ресурс] : информационный ресурс «Electricalblog.Tech»: URL: <https://electricalblog.tech/rza/ras4et-rz-linii-10kv.php> (дата обращения: 23.09.2024).

22. Собственные нужды электрических подстанций [Электронный ресурс] : информационный ресурс «StudFiles»: URL: <https://studfile.net/preview/9267136/page:3/> (дата обращения: 26.09.2024).

23. Трансформатор серии ТМ-250-10/0,4 кВ [Электронный ресурс] : информационный ресурс «ЭСМ»: URL: <https://fsk-nsk.ru/transformatory/transformatory-silovye-raspredelitelnye-maslyanye-tm-tmg/novaya-gruppa-tovarov/tm-250-10-0-4-kv> (дата обращения: 28.09.2024).

24. Трансформатор ТДН 40000/110– 6(10) У1 [Электронный ресурс] : информационный ресурс «ЭлкабТранс»: URL:

<https://elkabtrans.ru/catalog/tdn/tdn-40000-110-6-10-u1/> (дата обращения: 12.09.2024).

25. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок [Электронный ресурс] : URL: https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/transformatory_avtotransformatory-dif.tokovaya_zashita.pdf (дата обращения: 21.09.2024).

26. Устройства микропроцессорной защиты MICOM [Электронный ресурс] : информационный ресурс «ЭнергоВолга»: URL: <https://envolga.ru/product/mp/micom/> (дата обращения: 12.10.2024).

27. Устройство КРУН 6 кВ и 10 кВ [Электронный ресурс] : информационный ресурс «Энерготехмонтаж»: URL: <https://etmz.ru/ustroystvo-krun-6-kv-i-10-kv/> (дата обращения: 16.09.2024).

28. Best practice in power substation grounding [Electronic resource] : URL: <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/ss-grounding> (date of access: 05.10.2024 г)

29. Cahier technique no. 158. Calculation of short-circuit currents [Electronic resource] : URL: https://www.studiecd.dk/cahiers_techniques/Calculation_of_short_circuit_currents.pdf (date of access: 15.10.2024 г)

30. Cahier technique no. 213. Calculation for LV and HV networks [Electronic resource] : URL: https://www.studiecd.dk/cahiers_techniques/Calculations_for_LV_and_HV_networks.pdf (date of access: 16.10.2024 г)

31. Negative-Sequence Differential Protection – Principles, Sensitivity, and Security [Electronic resource] : URL: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6659_NegativeSequence_BK_20150210_Web3.pdf?v=20151124-193437 (date of access: 21.10.2024 г)

32. Substation Lightning Protection Design [Electronic resource] : URL: <https://www.horizonpower.com.au/globalassets/media/documents/manuals-standards/>

procedures/hpc-7dc-08-0001-2013_-_pcd_-_substation_lightning_protection_
design.pdf?v=4ac015 (date of access: 06.10.2024 г)