

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 подстанции «Карачев» 110/10 кВ

Обучающийся

Ш.Р. Саидбеков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н, доцент, М.Н. Третьякова

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

В выпускной квалификационной работе произведена разработка проекта реконструкции электрической части подстанции «Карачев» 110/10 кВ на основе прогрессивных технических решений.

В пояснительной записке освещены вопросы, касающиеся пересмотра нагрузок подстанции, выполнены расчеты электроснабжения потребителей, токов короткого замыкания, контур заземления и молниезащита подстанции и численности обслуживающего персонала на подстанции. Выполнен подбор и проверка электротехнического оборудования на высокой и низкой сторонах подстанции.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» предложены мероприятия, предупреждающие травматизм на производстве.

Целесообразность проекта, разработанного в рамках выпускной квалификационной работы, подтверждена положительными экономическими показателями.

В работе также рассмотрен комплекс мероприятий по технике безопасности и охране труда при выполнении работ по модернизации электрооборудования, выполнена проверка экологической безопасности проекта, рассчитано заземление ТП.

Работа состоит из 63 страниц, 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ электрооборудования действующей ПС «Карачев»	6
1.1 Положение ПС «Карачев» в ЕЭС РФ.....	6
1.2 Анализ существующей схемы ПС «Карачев» и технических решений по реконструкции	7
1.3 Потребители ПС «Карачев»	8
1.4 Построение графика электрических нагрузок ПС и проверка на устойчивость к систематическим и аварийным перегрузкам	9
2 Реконструкция электрической части подстанции	12
2.1 Выбор исполнения и схемы РУ напряжением 110 кВ	12
2.2 Выбор исполнения и схемы РУ напряжением 10 кВ	13
2.3 Выбор и расчет питающих ВЛ 110 кВ	14
2.4 Замена кабелей отходящих фидеров	15
2.5 Расчет токов трехфазного КЗ	16
2.6 Расчет и выбор трансформатора, сравнение потерь на подстанции до и после замены трансформатора.....	20
3 Выбор и проверка электрооборудования ПС	23
3.1 Основные правила выбора	23
3.2 Выбор выключателей всех уровней напряжения ПС	31
3.3 Выбор разъединителей на всех уровнях напряжения	34
3.4 Выбор режима нейтрали сети 10 кВ	37
3.5 Выбор аккумуляторной батареи для собственных нужд	41
3.6 Выбор шинных конструкций	42
3.7 Выбор трансформаторов тока в КРУ–10 кВ.....	46
4 Охрана труда и техника безопасности	51

4.1 Расчет заземляющих устройств	51
4.2 Расчет конструктивных элементов молниезащиты	53
Заключение	59
Список используемых источников	60

Введение

Целью данного диплома – создание проекта реконструкции подстанции «Карачев» на основе прогрессивных технических решений.

Подстанция находится в эксплуатации 55 лет и за это время не было произведено ее капитальное обновление и модернизация. Это привело к увеличению работ по текущему ремонту и увеличился риск возникновения серьезной аварии, что недопустимо при наличии потребителей первой категории. При модернизации электрической части подстанции необходимо учитывать следующие требования:

- обеспечение высокого качества электрической энергии;
- бесперебойная подача электроэнергии потребителям;
- применение новых технологических решений и конструкций;
- при выборе электротехнического оборудования учитывать экономическую составляющую модернизации;
- соблюдение правил экологической безопасности;
- удовлетворение требований по ремонтнопригодности;
- создание безопасных условий труда для обслуживающего персонала;
- комплексная автоматизация, обеспечивающая получение интегрированной системы управления технологическими процессами с подсистемами релейной защиты и автоматики, коммерческого учета электроэнергии, мониторинга состояния оборудования, проверки и управления оборудованием;
- применение готовых технических и технологических решений с высокой степенью заводской готовности.

Расчетным периодом, за который производится анализ экономической целесообразности проведения модернизации, является пять лет с учетом возможного наращивания мощности.

1 Анализ электрооборудования действующей ПС «Карачев»

1.1 Положение ПС «Карачев» в ЕЭС РФ

«Подстанция 110/10/10 кВ была введена в эксплуатацию в далеком 1968 году. Местоположение подстанции – восток Брянской область, г. Карачев, окраина восточной части города» [17]. Начиная с 1 апреля 2005 года, подстанция находится в распоряжении сетевой организации ОАО «Брянскэнерго» и ее территориального филиала – «Южные электрические сети». Подстанция имеет порядковый номер №525. ПС «Карачев» по своему назначению является районной понизительной.

Из рисунка 1 видно, что «питание ПС осуществляется двумя отпайками в виде ВЛ марки АС – 240/39 на напряжении 110 кВ. Отпайки длиной 10 км соединяется с транзитной линией «Брянская ГРЭС – проходная подстанция «Аксинино». Таким образом, ПС «Карачев» является ответвительной» [17].

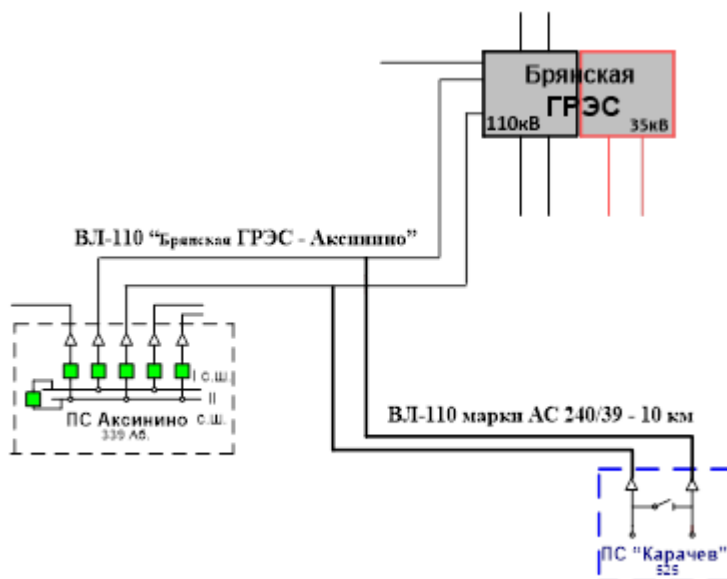


Рисунок 1 – Схема питания ответвительной ПС «Карачев»

1.2 Анализ существующей схемы ПС «Карачев» и технических решений по реконструкции

«Распределительное устройство (РУ) высокого уровня 110 кВ расположено в открытом виде (ОРУ), а РУ низшего напряжения 10 кВ – в комплектных ячейках (КРУ) в закрытом помещении ЗРУ» [22].

«Электрическая схема ОРУ–110 кВ является нестандартной, то есть не является стандартной. Наиболее близкий аналог действующей схемы – типовая схема 110–4Н» [22].

«Предполагаемая замена коммутационных аппаратов на ОРУ–110 кВ:

- выключатели воздушного типа на элегазовые;
- разъединители горизонтально–поворотного типа с электроприводом;
- трансформаторы тока типа ТФЗМ–110Б на оптоэлектронные комбинированные измерительные трансформаторы (ТТ и ТН в едином устройстве);
- вместо вентильных разрядников типа РВМГ со стороны 110 кВ установить полимерные ОПН.

Монтаж и установка нового грозозащитного троса со встроенным оптическим кабелем типа ОКГТ.

Замена основных трансформаторов типа ТРНДЦН–40000/110 на новые (срок эксплуатации 55 лет). В ходе реконструкции будут установлены трансформаторы с расщеплением низшей обмотки. Применение РПН – обязательное» [12]

«Коммутационные аппараты на стороне низшего напряжения:

- вентильные разрядники РВО–10;
- на ПС установлены ячейки КРУ серии КРУ–2–10 – требуется замена применяемого электротехнического оборудования;

- маломасляные выключатели ВМПЭ–10/2000 (вводной на секции; секционные) и ВМПЭ–10/630 (отходящие фидера);
- ТТ типов ТШЛ–10 (ячейка ввода на секции) и ТПОЛ–10 (ячейки фидеров);
- ТН типа НАМИ–10–66 совместно с ОПН–10ф в отдельных ячейках на всех 4 секциях РУ 10 кВ.

Число применяемых ячеек КРУ на подстанции равно – 37:

- количество линий фидеров – 23;
- ячеек совместных ТН типа НАМИ и ОПН – 4;
- ячеек вводных выключателей секций – 4;
- ячеек с секционными выключателями – 2;
- резервные ячейки – 4» [12].

На ПС применяются устаревшие марки кабелей, в том числе с бумажно–масляной изоляцией. Требуется их замена на современные типы кабелей.

«Сеть собственных нужд (ССН) имеет напряжение 380/220 В с заземленной нейтралью. Шины 380/220 В секционированы автоматами с устройством АВР. Применены два трансформатора типа ТСМА–250/10» [17]. Оборудование ССН также требует замены из–за критического физического износа.

1.3 Потребители ПС «Карачев»

Основные «потребители подстанции: Карачевские городские электрические сети (ГорЭС), Карачевские распределительные электрические сети (РЭС), птицефабрика, мясокомбинат и сельскохозяйственное предприятие» [10].

В связи с развитием городской территории и промышленной зоны наблюдается рост потребления электрической энергии, в связи с чем требуется

не только заменить устаревшее электротехническое оборудование подстанции на новое, но и предусмотреть возможность увеличения мощности ПС.

1.4 Построение графика электрических нагрузок ПС и проверка на устойчивость к систематическим и аварийным перегрузкам

В таблице 1 приведены данные суточных ведомостей нагрузок ПС за расчетные зимний (16.12.21) и летний (17.06.21) дни. В таблице представлены данные с учетом десятилетнего увеличения возможного электропотребления, которое задается коэффициентом развития $K_{10}=12,5$, т.е. увеличение на 25%.

Таблица 1 – Суточная ведомость нагрузок ПС

Время Т, ч.	$S_{\Sigma, \text{ЗИМА}}$, МВА	$K_{10} \cdot S_{\Sigma, \text{ЗИМА}}$, МВА	$S_{\Sigma, \text{ЛЕТО}}$, МВА	$K_{10} \cdot S_{\Sigma, \text{ЛЕТО}}$, МВА
0	39,337	49,117	34,501	39,337
1	39,087	49,341	34,664	39,879
2	40,512	50,098	28,771	40,071
3	40,128	47,212	30,713	40,008
4	40,491	47,876	29,773	40,109
5	40,466	48,117	29,712	40,771
6	37,225	49,334	31,664	38,121
7	43,889	58,101	35,551	43,322
8	45,521	60,078	36,255	47,887
9	50,078	63,337	40,182	50,117
10	49,618	64,309	39,311	49,698
11	49,368	63,108	38,771	49,308
12	50,532	59,039	40,568	49,501
13	50,441	60,107	40,077	48,505
14	49,773	65,788	39,977	49,389
15	53,488	67,117	42,878	53,779
16	54,771	70,097	43,886	54,332
17	54,701	68,148	42,117	54,714
18	53,612	70,009	44,887	55,703
19	53,601	69,331	42,612	55,693
20	54,606	68,322	41,778	54,791
21	54,912	68,441	42,019	54,688

Продолжение таблицы 1

Время Т, ч.	S _{Σ.ЗИМА} , МВА	K ₁₀ · S _{Σ.ЗИМА} , МВА	S _{Σ.ЛЕТО} , МВА	K ₁₀ · S _{Σ.ЛЕТО} , МВА
22	48,443	64,408	39,887	49,411
23	44,727	60,118	34,301	44,707

Согласно таблице 1, пиковая мощность составляет S_{МАХ.Ч} = 69,8 МВА и приходится на 10:00 зимнего времени года. Выберем уровень высокого напряжения:

$$U_{\text{НОМ}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{\text{МАХ.Г}}}}}, \quad (1)$$

где «L=10 км – длина отпаяк в виде питающих ВЛ» [17];

«P_{МАХ.Г} – ориентировочная суммарная активная мощность нагрузки» [17].

$$P_{\text{МАХ.Г}} = 0,85 \cdot S_{\text{МАХ.Г}}, \quad (2)$$

$$P_{\text{МАХ.Г}} = 0,85 \cdot 69,8 = 59,33 \text{ МВА},$$

$$U_{\text{НОМ}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{59,33}}} = 104,16 \text{ кВ}.$$

Принимаем ближайшее стандартное значение U_{ОПТИМ.СТАНД} = U_{НОМ.С} = 110 кВ. Проверим, проходят установленные на ПС трансформаторы по мощности с учетом данных таблицы 1, приняв коэффициент загрузки K_{ЗАГР} = 0,7:

$$S_{\text{НОМ.Г}} \geq K_{\text{ЗАГР}} \cdot S_{\text{МАХ.Ч}}; \quad (3)$$

$$40 \text{ МВА} \leq 0,7 \cdot 69,8 \text{ МВА} = 48,86 \text{ МВА}.$$

Условие не выполняется, значит мощность трансформатора должна быть выше. Принимаем ближайшее номинальное значение $S_{\text{ном.т}} = 63$ МВА для каждого трансформатора.

Выводы по разделу 1.

Подстанция «Карачев» является одной из старейших подстанций в Брянской области, находится в эксплуатации 55 лет. За это время подстанция ни разу не была подвергнута капитальному ремонту, производился лишь текущий ремонт, во время которого было заменено лишь некоторое электрооборудование подстанции. Ресурс установленного электрооборудования неизменно снижается и к настоящему времени составляет 100% от нормы. Также значительно увеличился риск возникновения серьезной аварии, что недопустимо при наличии потребителей первой категории. Трансформаторы и электрооборудование подстанции выработали свой ресурс полностью, поэтому модернизация подстанции «Карачев» представляется актуальной задачей.

2 Реконструкция электрической части подстанции

2.1 Выбор исполнения и схемы РУ напряжением 110 кВ

Выбираем открытое исполнение ОРУ–110 кВ, как наиболее экономичное и рациональное решение при возможном расширении территории подстанции.

Так как ПС – ответвительная, то в соответствии с [10] для подобного «типа ПС 35–220 кВ, с 4 присоединениями (2ВЛ+2Т) допускается использовать схемы «110–5Н» и «110–5АН» (см. рисунок 2) для формирования секционирования. Данное техническое решение было принято из-за большой мощности (63 МВА) при номинальном напряжении 110 кВ» [10].

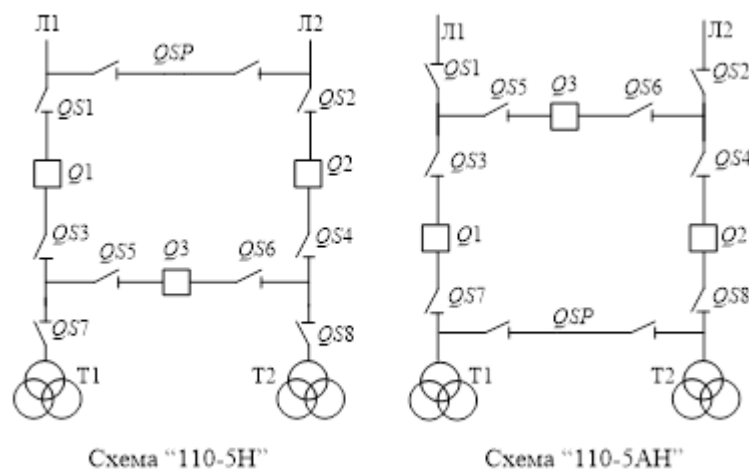


Рисунок 2 – Схемы ОРУ 110 кВ

«Для ОРУ 110 кВ выбираем схему «110–5Н» без использования ремонтной перемычки. При возникновении аварийной ситуации в схеме «110–5Н» предусмотрено автоматическое переключение между линиями питания Л1 и Л2» [23]. Для этой цели служит переключатель Q3.

2.2 Выбор исполнения и схемы РУ напряжением 10 кВ

«Выбираем для РУ 10 кВ комплектные ячейки КРУ–2–10» [11], представленные на рисунке 3, две системы сборных шин с секционированием, всего 4 секции.



Рисунок 3 – Комплектные ячейки КРУ–2–10

Основные данные «КРУ–2–10:

- номинальный ток сборных шин 630, 1000, 1600, 2000, 3150 А;
- номинальный ток отключения вакуумного выключателя, встроенного в КРУ 31,5 кА;
- электродинамическая стойкость к токам КЗ шин 81 кА;
- габаритные размеры Ш х Г х В: 90 х 166 х 238 см.» [10]

2.3 Выбор и расчет питающих ВЛ 110 кВ

Для выбора ВЛ 110 кВ принимаем следующие исходные данные:

- сталеалюминиевые провода марки АС;
- экономическая плотность $J_{ЭК}=1 \text{ А/мм}^2$;
- приближенное значение $\cos\varphi = 0,85$;
- пиковая мощность $S_{МАХ.Ч} = 69,8 \text{ МВА}$.
- время использования максимума нагрузки $T_{МАХ}>5000 \text{ час}$.

Рассчитываем сечение проводов марки АС:

$$S_{сеч} = \frac{I_{Р.МАХ}}{J_{ЭК}} = \frac{S_{МАХ.Ч}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.С}} \cdot \frac{1}{J_{ЭК}}, \quad (4)$$
$$S_{сеч} = \frac{69,8}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot \frac{1}{1} = 366,35 \text{ А.}$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение провода 400 мм^2 . Проверим провод по условию механической прочности: $400 \text{ мм}^2 \geq 70 \text{ мм}^2$ (по гололеду – II, $U_{НОМ.С}=110 \text{ кВ}$, одножильный); $400 \text{ мм}^2 \geq 240 \text{ мм}^2$ (по условию прокладки по территории крупных населенных пунктов).

Определяем максимальный ток в часы пика:

$$I_{p.max} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.С}}, \quad (5)$$
$$I_{p.max} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463 \text{ А.}$$

Проверяем на нагрев:

$$I_{p.max} \leq K_{\theta} \cdot I_{доп}, \quad (6)$$

где $k_\theta = 1,15$ – коэффициент, учитывающий среднегодовую погоду (для г. Брянск 10°C);

$I_{\text{доп}} = 825^\circ\text{C}$ для алюминиевого провода сечением 400 мм^2 .

$$463\text{ A} \leq 1,15 \cdot 825 = 948\text{ A}.$$

Проверка выполнена, провод проходит по условиям. Выбираем для питающих ВЛ провод марки АС–400/51.

2.4 Замена кабелей отходящих фидеров

«Замена кабелей с бумажно–масляной изоляцией на кабели из СПЭ изоляции показывает свою состоятельность на практике уже давно» [21]. У них выше стойкость к перегрузкам, выдерживают более высокую температуру. Выбираем марку кабеля – АПВВнг–LS. Результаты замена кабелей:

- меняем $95\text{ мм}^2/205\text{A/БМ}$ на $95\text{ мм}^2/250\text{A/СПЭ}$;
- меняем $95\text{ мм}^2/250\text{A/СПЭ}$ на $95\text{ мм}^2/250\text{A/СПЭ}$;
- меняем $240\text{ мм}^2/355\text{A/БМ}$ на $185\text{ мм}^2/365\text{A/СПЭ}$.

Выполним проверку кабеля. Для этого принимаем поправочные коэффициенты:

- $K_{\text{ЭКР}} = 1$ – для одножильных кабелей с прокладкой по–фазно в плоскости;
- $K_{\text{ГЛУБ}} = 1,05$ – для прокладки в грунте на глубине $0,7\text{ м.}$;
- $K_{\text{Т.ГР}} = 1$ – для температуры грунта 20°C ;
- $K_{\text{С.ГР}} = 1,14$ – для термического удельного сопротивления грунта $0,7\text{ км/Вт.}$;
- $K_{\text{МФ}} = 1$ – для расстояния между фазами в 70 мм. ;
- « $K_{\text{Н}} = 0,75$ – для расстояния между осями центра средних фаз отдельных кабелей $0,8\text{ м.}$;
- $K_{\text{ТР}} = 0,9$ для прокладки одножильных кабелей по–отдельности;

– $K_V = 1,24$ – на температуру воздуха в 10^0C .

– $K_{\text{ПЕР}} = 1,23$ – на допустимую перегрузку кабеля при трассе в земле» [4].

Определяется предельно допустимый ток кабеля. Например для кабеля сечением жилы 240 мм^2 :

$$I_{\text{дл.доп}} \geq \frac{I_{P.MAX}}{k_{\text{экр}} \cdot k_{\text{глуб}} \cdot k_{\text{т.гр}} \cdot k_{\text{с.гр}} \cdot k_{\text{мф}} \cdot k_N \cdot k_{\text{тр}} \cdot k_V \cdot k_{\text{пер}}}, \quad (7)$$
$$I_{\text{дл.доп}} \geq \frac{449,5}{1 \cdot 1,05 \cdot 1 \cdot 1,14 \cdot 1 \cdot 0,75 \cdot 0,9 \cdot 1,24 \cdot 1,23} = 367,76 \text{ A}.$$

Проверяется выполнение условия:

$$k_{\text{экр}} \cdot k_{\text{глуб}} \cdot k_{\text{т.гр}} \cdot k_{\text{с.гр}} \cdot k_{\text{мф}} \cdot k_N \cdot k_{\text{тр}} \cdot k_V \cdot k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{дл.доп}} \geq I_{P.MAX}, \quad (8)$$
$$1 \cdot 1,05 \cdot 1 \cdot 1,14 \cdot 1 \cdot 0,75 \cdot 0,9 \cdot 1,24 \cdot 1,23 \cdot 367,76 \geq 449,5;$$
$$453,1 \text{ A} \geq 449,5 \text{ A}.$$

Условие выполняется. Сечение кабеля выбрано правильно. Аналогично проводится проверка по остальным кабелям.

2.5 Расчет токов трехфазного КЗ

«Расчетная схема и схема замещения для расчётов токов КЗ представлены соответственно на рисунке 4 и 5.

Точка К1 – расчетная точка КЗ для стороны 110 кВ. Точка К2 – расчетная точка КЗ для стороны 10 кВ» [20].

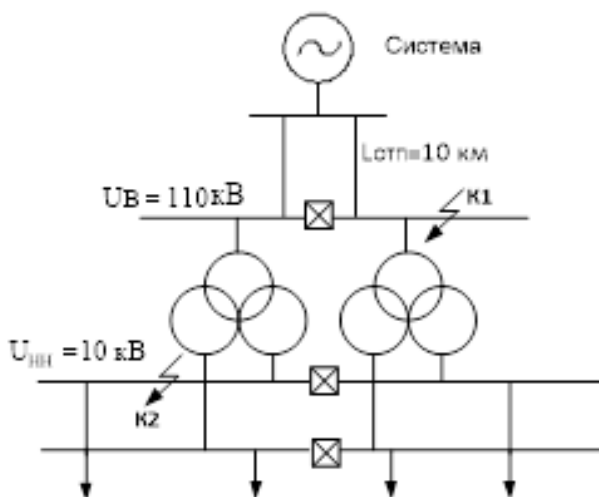


Рисунок 4 – Расчетная схема нахождения токов КЗ

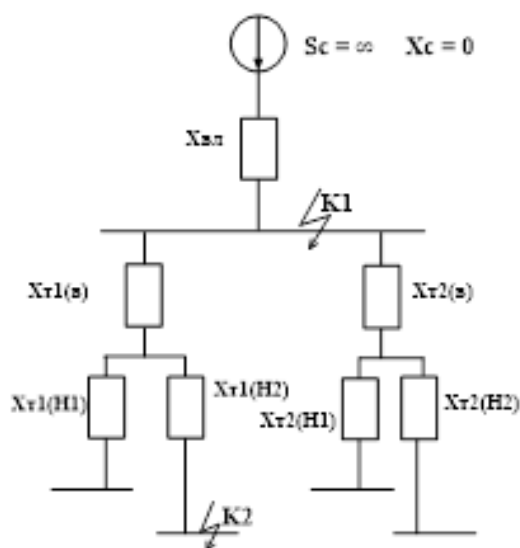


Рисунок 5 – Схема замещения для нахождения токов короткого замыкания

«В качестве источника питания (системы) примем ВЛ «Брянская ГРЭС – Аксинино», к которой присоединяется отпайки в виде ВЛ к ПС «Карачев» с длиной $L_{отп}=10$ км. ЭДС системы принимаем равной $E_c=\infty$, а сопротивление $X_c=0$. Удельное сопротивление каждой из двух питающих отпаяк $X_{уд} = 0,4$ Ом/км. Система: $S_{сис} = \infty$; $X_{сис} = 0$; $U_{ном.с} = 115$ кВ» [20].

Выполним расчет тока КЗ в точке К₁ на стороне 110 кВ.

Индуктивное сопротивление воздушной линии:

$$X_L = X_{уд} \cdot L, \quad (9)$$

$$X_L = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ Ом.}$$

«В итоге, ток периодической составляющей трехфазного КЗ в точке К₁ равен» [20]:

$$I_{\text{по.к1}} = \frac{U_{\text{ном.с}}}{\sqrt{3} \cdot X_L}, \quad (10)$$

$$I_{\text{по.к1}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 4} = 16,6 \text{ кА.}$$

«Максимальный ударный ток КЗ в точке К₁ равен» [20]:

$$I_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{по.к1}}, \quad (11)$$

где «K_y=1,92 – ударный коэффициент тока КЗ в месте РУ ВН ПС с трансформаторами средней мощности» [20]

$$I_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 16,6 = 45,07 \text{ кА.}$$

Расчет тока КЗ в точке К₂ на стороне 10 кВ [27]:

Сопротивление воздушной линии:

$$X_L = X_{уд} \cdot L \cdot \left(\frac{U_{\text{нн.т}}}{U_{\text{вн.т}}} \right)^2, \quad (12)$$

$$X_L = 0,4 \cdot 10 \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,0333 \text{ Ом.}$$

Трансформатор (с расщепленной низшей обмоткой):

$$X_T = \frac{U_{HH.T\%} \cdot U_{HH.T}^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т}}, \quad (13)$$

$$X_T = \frac{10,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 63} = 0,18375 \text{ Ом},$$

$$X_T^B = 0,125 \cdot X_T, \quad (14)$$

$$X_T^B = 0,125 \cdot 0,18375 = 0,023 \text{ Ом},$$

$$X_T^{H1} = X_T^{H2} = 1,75 \cdot X_T, \quad (15)$$

$$X_T^{H1} = X_T^{H2} = 1,75 \cdot 0,18375 = 0,3216 \text{ Ом},$$

$$X_{Т.К2} = X_T^B + X_T^{H1,H2}, \quad (16)$$

$$X_{Т.К2} = 0,023 + 0,3216 = 0,3416 \text{ Ом}.$$

«В итоге, ток периодической составляющей трехфазного КЗ в точке К2 равен» [20]:

$$I_{ПО.К1} = \frac{U_{HH.Т}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma.К2}} = \frac{U_{HH.Т}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_d + X_{Т.К2})}, \quad (17)$$

$$I_{ПО.К1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0 + 0,0333 + 0,3416)} = 16,17 \text{ кА}.$$

«Максимальный ударный ток КЗ равен» [20]:

$$I_{уд.К2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{ПО.К2}, \quad (18)$$

где « $K_y = 1,85$ – ударный коэффициент тока КЗ в месте РУ НН ПС с трансформаторами средней мощности» [20].

$$I_{уд.К2} = \sqrt{2} \cdot 16,17 \cdot 1,85 = 42,31 \text{ кА}.$$

2.6 Расчет и выбор трансформатора, сравнение потерь на подстанции до и после замены трансформатора

«Потери электроэнергии в трансформаторах складываются из потерь в стали и в обмотках вследствие их нагрева токами» [14]:

$$\Delta W_T = \Delta W_{\text{СТ}} + \Delta W_{\text{ОБМ}}, \quad (19)$$

где « $\Delta W_{\text{СТ}}$ – потери электроэнергии в стали трансформатора.

$\Delta W_{\text{ОБМ}}$ – потери электроэнергии в обмотках трансформатора» [14].

Определение потерь в рассматриваемых трансформаторах ТРДН–63000/110.

«Считая, что трансформаторы не отключаются в течение года, потери в стали» [14]:

$$\Delta W_{\text{СТ.63}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ.63}} \cdot T_{\text{год}}, \quad (20)$$

где « $n=2$ – число работающих на ПС трансформаторов.

$\Delta P_{\text{ХХ.63}} = 50$ кВт – потери холостого хода.

$T_{\text{год}} = 8760$ часов – число часов работы трансформатора в году» [14].

$$\Delta W_{\text{СТ.63}} = 2 \cdot 50 \cdot 8760 = 876000 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

«Нагрузочные потери в обмотках» [14]:

$$\Delta W_{\text{ОБМ.63}} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{КЗ.63}} \cdot \left\{ \left[\left(\frac{S_{0.3}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot t_{0.3} + \left(\frac{S_{1.3}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot t_{1.3} + \dots + \left(\frac{S_{Z.3}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot t_{Z.3} \right] \cdot Z + \right. \quad (21)$$
$$\left. \left[\left(\frac{S_{0.Л}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot t_{0.3} + \left(\frac{S_{1.Л}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot t_{1.3} + \dots + \left(\frac{S_{Z.Л}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot t_{Z.Л} \right] \cdot L \right\}$$

где « $\Delta P_{\text{КЗ.63}} = 245$ кВт – потери КЗ;

$S_{0,1...N.з}$ – ступени графика полных мощностей нагрузок в зимний период;

$t_{0,1...N.з}$ – продолжительность соответствующих ступеней графика зимнего периода;

$Z=200$ – число зимних суток в году;

$S_{0,1...N.л}$ – ступени графика полных мощностей нагрузок в летний период;

$t_{0,1...N.л}$ – продолжительность соответствующих ступеней графика летнего периода;

$L=176$ – число летних суток в году» [10].

$$\Delta W_{\text{ОБМ.63}} = \frac{1}{2} \cdot 245 \cdot \left\{ \left[\left(\frac{41,665}{63} \right)^2 \cdot 1 + \left(\frac{42,15}{63} \right)^2 \cdot 1 + \dots + \left(\frac{45,816}{63} \right)^2 \cdot 1 \right] \cdot 200 + \left[\left(\frac{33,33}{63} \right)^2 \cdot 1 + \left(\frac{33,72}{63} \right)^2 \cdot 1 + \dots + \left(\frac{36,65}{63} \right)^2 \cdot 1 \right] \cdot 176 \right\} = 561023,2 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}};$$

$$\Delta W_{T-63} = 876000 + 561023,2 = 1437023,2 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Расчет потерь в прежних трансформаторах ТРНДЦН–40000/110:

$$\Delta W_{\text{СТ.40}} = 2 \cdot 25 \cdot 8760 = 438000 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}};$$

$$\Delta W_{\text{ОБМ.40}} = \frac{1}{2} \cdot 307 \cdot \left\{ \left[\left(\frac{41,665}{63} \right)^2 \cdot 1 + \left(\frac{42,15}{63} \right)^2 \cdot 1 + \dots + \left(\frac{45,816}{63} \right)^2 \cdot 1 \right] \cdot 200 + \left[\left(\frac{33,33}{63} \right)^2 \cdot 1 + \left(\frac{33,72}{63} \right)^2 \cdot 1 + \dots + \left(\frac{36,65}{63} \right)^2 \cdot 1 \right] \cdot 176 \right\} = 1725731,4 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}};$$

$$\Delta W_{T-40} = 438000 + 1725731,4 = 2163731,4 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Рассматривая значения $\Delta W_{T-63} = 1437023,2 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$ и $\Delta W_{T-40} = 2163731,4 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$ приходим к выводу, что расходы потерь при работе

электроэнергии в рассматриваемых в ходе проекта силовых масляных трансформаторах ТРДН–63000/110 значительно меньше, чем были у прежних ТРНДЦН–40000/110.

Выводы по разделу 2.

В данном разделе проведены необходимые расчеты, по результатам которых выбрано необходимое электротехническое оборудование электрической подстанции в рамках ее модернизации. Для открытого распределительного устройства ОРУ-110 кВ применили схему «110-5Н» без использования ремонтной перемычки. Для распределительного устройства РУ 10 кВ выбрали комплектные ячейки КРУ-2-10 в двух системах сборных шин. Для питающих ВЛ применили провод марки АС-400/51. Для подстанции выбрали силовой трансформатор ТРДН-63000/110, подсчитали возможные токи короткого замыкания.

3 Выбор и проверка электрооборудования ПС

3.1 Основные правила выбора

Выбор силового оборудования для высоковольтных подстанций.

Силовые трансформаторы на напряжение 110 кВ.

Для повышения надежности эксплуатации силовых трансформаторов рекомендуется внедрение системы, обеспечивающей постоянный контроль их технического состояния. Данная система должна функционировать непрерывно, исключая необходимость вывода оборудования из работы для проверки или ремонта. Высоковольтные вводы трансформаторов должны быть оснащены твердой изоляцией, например, изоляцией типа RIP, что обеспечивает долговечность и устойчивость к внешним воздействиям [29].

Трансформаторы следует оборудовать устройствами регулирования под нагрузкой (РПН), управление которыми осуществляется при помощи современных микропроцессорных блоков. Это позволяет обеспечить точность настройки и минимизировать влияние человеческого фактора. Для трансформаторов обязательно применение автоматических регуляторов напряжения (АРН), которые обеспечивают поддержание выходного напряжения на заданном уровне в различных режимах работы.

Разъединители 110 кВ горизонтально-поворотного типа должны быть основным выбором для таких подстанций. Обязательно их оснащение электроприводами, которые обеспечивают управление как рабочими, так и заземляющими ножами.

Для повышения уровня безопасности разъединители должны включать защитные блокировки, предотвращающие несанкционированное переключение между рабочими и заземляющими ножами. В качестве материала для опорных изоляторов рекомендуется использование либо высокопрочного фарфора, либо

полимерных материалов, отличающихся высокой стойкостью к механическим и электрическим нагрузкам.

Для предотвращения коррозии стальных элементов конструкций разъединителей следует использовать «покрытия, выполненные методом горячей или холодной оцинковки, что обеспечивает долговечность оборудования. Ограничения: использование разъединителей типа РЛНД запрещено на всех уровнях напряжения» [11], поскольку они не соответствуют современным требованиям надежности и безопасности эксплуатации.

Выключатели 6–10 кВ.

Для всех распределительных устройств с уровнями напряжения 6–10 кВ рекомендуется «использовать выключатели, произведенные одной компанией, что позволит обеспечить унификацию оборудования на предприятии. Линейка таких выключателей должна включать номинальные токи, достигающие величины до 3150 А, для охвата всех возможных эксплуатационных потребностей» [12]. Конструкция выключателей должна обеспечивать их совместимость с микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики, выпускаемыми разными производителями, что повысит их универсальность. Использование выключателей с приводами электромагнитного, пневматического или гидравлического типа не рекомендуется из-за недостатков их эксплуатационной надежности.

Для измерительных трансформаторов тока и напряжения предъявляется первостепенное требование по обеспечению их пожаробезопасности, что снижает риск аварийных ситуаций.

Помимо этого, данные трансформаторы должны обладать высокой устойчивостью к взрывам, что особенно важно в электроустановках с высокими уровнями мощности. Каждый трансформатор тока должен быть оснащен минимум тремя вторичными обмотками, обеспечивающими возможность подключения различных систем защиты.

Для защиты отходящих линий требуется наличие трех обмоток, в то время как для защиты вводов трансформатора необходимо четыре обмотки. Для выполнения коммерческого учета электроэнергии используются обмотки с классами точности не хуже 0,2 и 0,2S, что гарантирует высокую точность измерений.

На напряжениях до 35 кВ включительно рекомендуется применять исключительно литые трансформаторы тока, которые обладают повышенной надежностью и долговечностью. На всех уровнях напряжения в распределительных устройствах следует использовать антирезонансные трансформаторы напряжения, которые предотвращают возникновение опасных резонансных явлений.

Дугогасящие реакторы (ДГР).

Для подстанций закрытого типа допускается использование как масляных, так и сухих дугогасящих реакторов, при условии наличия функции плавной регулировки тока настройки. «Рекомендуется применять комбинированные ДГР, которые дополнительно оснащены встроенным специальным трансформатором, обеспечивающим более гибкую работу устройства» [12].

Такие трансформаторы и реакторы должны быть объединены в одном корпусе, что позволяет уменьшить занимаемую площадь и повысить компактность установки. Каждое дугогасящее устройство должно быть оборудовано системой автоматической настройки тока компенсации, а также соответствующим устройством управления.

Установка дугогасящего реактора должна быть предусмотрена на каждой секции распределительного устройства с уровнями напряжения 6–10 кВ для повышения надежности системы. Для соединения обмоток в трансформаторах ТДГР рекомендуется использовать схему соединения $Y0/\Delta -11$, которая обеспечивает устойчивую работу при высоких нагрузках.

Ограничители перенапряжения (ОПН).

Ограничители перенапряжения должны быть установлены в электрических сетях с напряжением от 35 до 110 кВ, чтобы обеспечить эффективную защиту оборудования от перенапряжений. Такие устройства необходимо оснащать датчиками тока импульсов срабатывания, которые позволяют контролировать их работу в режиме реального времени.

Ограничители должны также «обладать возможностью измерения токов утечки, возникающих под рабочим напряжением, что обеспечивает дополнительный контроль их состояния. Для изготовления ограничителей перенапряжения используются варисторы на основе оксидно-цинковых материалов, которые отличаются высокой эффективностью. Устройства должны быть выполнены с использованием полимерной изоляции и иметь взрывобезопасное исполнение категории А, что минимизирует риски аварийных ситуаций. Применение трубчатых и вентильных разрядников строго запрещается на всех уровнях напряжения, поскольку они не отвечают современным стандартам надежности» [12].

Трансформатор собственных нужд (ТСН).

Для обеспечения работы трансформаторов собственных нужд рекомендуется использовать только сухие трансформаторы, так как они обеспечивают надежную эксплуатацию и минимизируют риски связанных с эксплуатацией проблем. При наличии обоснованной необходимости допускается установка масляных герметичных трансформаторов, таких как трансформаторы марок ТМГ и ТМГСУ, при условии, что их вводы не будут маслонаполненными для повышения безопасности эксплуатации.

Обязательным требованием является оснащение трансформаторов автоматическими устройствами защиты масла, которые предназначены для предотвращения утечек и минимизации аварийных ситуаций. Установка трансформаторов собственных нужд должна производиться в составе

комплектной двухтрансформаторной подстанции (обозначение – 2КТП), что обеспечивает их бесперебойную работу и простоту эксплуатации.

Для соединения обмоток трансформаторов используется стандартная схема, соответствующая установленным техническим требованиям и нормативам. В распределительных устройствах с напряжением 0,4 кВ допускается использование исключительно изолированных проводников, которые обеспечивают электрическую безопасность оборудования. Для защиты электрических цепей распределительных устройств применяются автоматические выключатели, которые обеспечивают надежную защиту от перегрузок и коротких замыканий.

Запрещается использовать мачтовые трансформаторные подстанции, а также «комплектные трансформаторные подстанции шкафного типа с вертикальной компоновкой оборудования, из-за их недостаточной надежности и удобства обслуживания. Масляные трансформаторы марки ТМ, ввиду их устаревших конструктивных решений, не допускаются к применению на современных объектах» [12].

Опорно-стержневая изоляция подстанции.

С целью предотвращения механической поломки опорно-стержневых изоляторов, которые применяются в разъединителях и шинных мостах, рекомендуется использование современных полимерных изоляторов, обеспечивающих более высокую устойчивость к механическим воздействиям.

Полимерные изоляторы обладают значительно большей прочностью и устойчивостью к разрушению, чем традиционные фарфоровые изоляторы, что делает их предпочтительным выбором. «Использование полимерных изоляторов серий ЛП и ЛПИС, выполненных с оболочкой из полиолефиновой композиции, категорически запрещено из-за их недостаточной надежности в эксплуатации» [12].

Воздушные линии (ВЛ) 110 кВ и выше для питания подстанций.

Для прокладки воздушных линий напряжением 110 кВ и выше рекомендуется применять провода марок АС, которые обеспечивают достаточную проводимость и механическую прочность. Альтернативным выбором могут быть термостойкие провода, такие как АССС (АССР) или АЕРО-Z, которые применяются в условиях повышенных требований к стойкости проводов. Воздушные линии такого класса напряжения должны быть спроектированы как необслуживаемые, что достигается за счет применения современных систем защиты от внешних воздействий.

Для повышения надежности «воздушных линий следует предусмотреть защиту от гололеда, ветровых нагрузок, грозовых перенапряжений, а также вибрации и пляски проводов. Грозозащитные тросы, применяемые на таких линиях, должны быть выполнены с антикоррозийным покрытием, а их минимальное сечение должно составлять не менее 70 мм²» [12], что обеспечит долговечность конструкции.

Важным элементом воздушных линий является использование волоконно-оптического кабеля (ВОК), который может быть интегрирован в грозозащитный трос для дополнительной функциональности.

Оптимальным выбором при проектировании линий является использование оптического кабеля типа ОКГТ, который монтируется непосредственно в грозозащитный трос и обеспечивает высокую надежность.

Кабельные линии (КЛ) от распределительных устройств низкого напряжения подстанции.

Для прокладки кабельных линий, отходящих от распределительных устройств низкого напряжения, следует использовать исключительно кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), которые обладают высокой стойкостью к внешним воздействиям.

Кабели, используемые для таких линий, должны быть выполнены из негорючих материалов с низким уровнем выделения токсичных газов.

Комплекс оборудования и устройств, устанавливаемый на подстанции.

«На подстанциях для обеспечения надежной работы энергосистемы устанавливается комплекс оборудования, который включает в себя как основное, так и вспомогательное оборудование, необходимое для функционирования объектов электроснабжения» [12].

Комплекс оснащения подстанций обязательно включает силовое высоковольтное оборудование, отвечающее за передачу и преобразование электрической энергии. На подстанциях устанавливаются устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), которые выполняют важнейшую задачу предотвращения аварийных ситуаций, обеспечивая устойчивость и безопасность всей энергосистемы. Обязательной частью оборудования являются устройства противоаварийной автоматики (ПА), предназначенные для оперативного восстановления электроснабжения после сбоев или аварийных отключений в сети.

Оборудование подстанции должно обладать высокой надежностью и долговечностью, чтобы минимизировать затраты на его обслуживание и замену. Минимальный срок службы для всего оборудования составляет 25 лет, что гарантирует длительную эксплуатацию без необходимости капитальных обновлений. Для силовых трансформаторов, в силу их ключевого значения, срок службы увеличен до 30 лет, что обусловлено их важной ролью в преобразовании электроэнергии.

Аккумуляторные батареи, используемые в системах подстанций, должны иметь срок службы не менее 20 лет, что обеспечивает длительную автономную работу вспомогательных систем.

Критерии выбора силового оборудования для подстанции.

При выборе силового оборудования особое внимание уделяется экономической целесообразности его использования в долгосрочной перспективе, что позволяет сократить затраты на эксплуатацию. Немаловажным фактором является удобство транспортировки оборудования, что особенно

актуально при его массовом заказе и установке. Приоритет отдается проверенным производителям, которые обеспечивают стабильное качество продукции и возможность долгосрочного сотрудничества.

Основные поставщики оборудования.

ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара» (г. Самара).

«Компания занимается поставкой вакуумных выключателей с номинальным напряжением до 10 кВ, обеспечивая надежное функционирование распределительных устройств. В линейке продукции предприятия представлены трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП), которые используются для мониторинга работы оборудования» [12]. Поставляются разъединители горизонтально-поворотного типа с номинальным напряжением 110 кВ, обеспечивающие удобство эксплуатации. В ассортименте имеются сухие трансформаторы собственных нужд (ТСН), которые отличаются повышенной надежностью и безопасностью. Компания производит комплектные трансформаторные подстанции собственных нужд (КТПСН), которые поставляются для комплексного оснащения подстанций.

ЗАО «ЗЭТО» (г. Великие Луки).

Компания специализируется на выпуске элегазовых выключателей колонкового типа для напряжений 110 кВ, которые характеризуются высокой надежностью и безопасностью эксплуатации. Производится жесткая ошиновка для открытых распределительных устройств (ОРУ) на напряжение 110 кВ, которая используется для соединения оборудования. В ассортименте предприятия представлены заземлители наружной установки, обеспечивающие безопасную эксплуатацию подстанции. «Поставляются ограничители перенапряжения (ОПН), рассчитанные на работу с различными классами напряжения. Компания выпускает разъединители для внутренней установки, которые применяются в комплектных распределительных устройствах (КРУ) и

комплектных трансформаторных подстанциях (КТП) с номинальным напряжением 10 кВ» [12]

3.2 Выбор выключателей всех уровней напряжения ПС

«Выбор по номинальному напряжению: $U_{\text{НОМ.ВЫКЛ}} \geq U_{\text{НОМ.РУ}}$, где $U_{\text{НОМ.ВЫКЛ}}$ – номинальное напряжение выключателя, $U_{\text{НОМ.РУ}}$ – номинальное напряжение РУ, в котором будет установлен данный выключатель.

Выбор по току максимального утяжеленного режима: $I_{\text{НОМ.ВЫКЛ}} \geq I_{\text{Р.МАХ}}$, где $I_{\text{НОМ.ВЫКЛ}}$ – номинальный ток выключателя, $I_{\text{Р.МАХ}}$ – рабочий ток в максимальном утяжеленном режиме» [7].

Сторона 110 кВ:

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.С}}}, \quad (22)$$

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,6 \text{ А.}$$

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.С}}}, \quad (23)$$

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463 \text{ А.}$$

«Цепи ввода и секционирования РУ 10 кВ» [7]:

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.С}}}, \quad (24)$$

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1818,6 \text{ А.}$$

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.С}}}, \quad (25)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 2546,11 \text{ A.}$$

Цепь наиболее загруженного фидера №14: $I_{\text{НОРМ}} = 427 \text{ A}$. Тогда

$$I_{p.\text{max}} = \frac{I_{\text{норм}}}{0,95}, \quad (26)$$

$$I_{p.\text{max}} = \frac{427}{0,95} = 449,5 \text{ A.}$$

«Выбор по коммутационной способности: $I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \geq I_{\text{П.О.Т}}$, где $I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$ – номинальный ток отключения выключателя, $I_{\text{П.О.Т}}$ – периодическая составляющая тока трехфазного замыкания к моменту времени T расхождения контактов выключателя» [7]:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \cdot (1 + \beta_{\text{НОМ}}) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.Т}} + i_{\text{А.Т}}, \quad (27)$$

где « $\beta_{\text{НОМ}}$ – коэффициент относительного содержания аperiodической составляющей тока КЗ в отключаемом токе;

$i_{\text{А.Т}}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ к моменту T расхождения контактов выключателя (28)» [7].

$$i_{\text{А.Т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.Т}} \cdot e^{\frac{-t_{\text{ОТКЛ}}}{T_{\text{А}}}}, \quad (28)$$

где « $T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ в зависимости от места КЗ;

$t_{\text{ОТКЛ}}$ – полное время протекания тока КЗ до его отключения» [7].

«Проверка на электродинамическую стойкость: $I_{\text{ДИН.МАХ}} \geq I_{\text{уд}}, I_{\text{ДИН.ДЕЙСТВ}} \geq I_{\text{П.О.}}$, где $I_{\text{ДИН.МАХ}}$ – амплитудное значение тока электродинамической

устойчивости выключателя, $I_{\text{дин.действ}}$ – действующее значение периодической составляющей тока электродинамической стойкости выключателя» [7].

Проверка на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{Т.СТ}}^2 \cdot t_{\text{Т.СТ}}, \quad (29)$$

$$B_k \leq I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (30)$$

где « B_k – интеграл Джоуля;

$I_{\text{Т.СТ}}$ – предельный ток термической устойчивости выключателя;

$t_{\text{Т.СТ}}$ – длительность протекания тока термической устойчивости» [7].

Выбор выключателей на ОРУ–110 кВ.

«Схема соединения ОРУ – «110–5Н» (без ремонтной перемычки) предусматривает установку трех выключателей, в качестве которых выбираю элегазовые выключатели колонкового типа ВЭКТ–110/II*–40/2000 У1 [7] с «параметрами:

- собственное время отключения 45 мс;
- полное время отключения 50 мс;
- собственное время включения 90 мс;
- привод: ОМРЗ (пружинный);
- ресурс по механической стойкости до первого ремонта – 10000 циклов;
- масса: 1650 кг;
- производитель: ЗАО «ЗЭТО» (г. Великие Луки);
- стоимость: 1,6 млн. рублей» [8]

Выбор выключателей в КРУ–10 кВ.

«Схема соединения РУ 10 кВ – «С двумя системами шин и секционированием». В соответствии с рекомендациями [7], в качестве среды гашения дуги выключателя выбрать вакуум, а привод – пружинный. Выключатели вводные на секции (4 штуки) и секционные выключатели (2 штуки)

выбираются с $I_{\text{НОМ.ВЫКЛ}}=3150 \text{ А} > I_{\text{Р.МАХ}}=2546,11 \text{ А}$ [7]. Выбираем модель ВВУ–СЭЩ–П–10–31,5/3150У2 [7] с «параметрами:

- собственное время отключения 30 мс;
- полное время отключения 50 мс;
- собственное время включения 30 мс;
- привод: ППМ–10 (пружинно–моторный);
- ресурс по механической и коммутационной стойкости до первого ремонта –10000 циклов;
- масса: 188 кг;
- производитель: ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара» (г. Самара);
- стоимость: 250 тысяч рублей» [2]

Выключатели на отходящие линии принимаются с $I_{\text{НОМ.ВЫКЛ}}=1000 \text{ А} > I_{\text{Р.МАХ}}=449,5 \text{ А}$, где $I_{\text{Р.МАХ}}$ – для максимального режима самого загруженного фидера (линия №4 – секция №3). Модель выключателя – ВВУ–СЭЩ–П–10–20/1000 У2.

Выбранный выключатель с $I_{\text{НОМ.ВЫКЛ}}=1000 \text{ А}$ устанавливаю в КРУ для защиты ДГР и ТСН, чьи токи предельного режима обычно не превышают 100 А.

3.3 Выбор разъединителей на всех уровнях напряжения

Критерии выбора разъединителей.

Процесс подбора разъединителей осуществляется с учетом их конструктивных особенностей, включая тип механической конструкции и специфику исполнения. Кроме того, особое внимание уделяется виду установки, что позволяет обеспечить соответствию устройству условиям эксплуатации.

Номинальное напряжение ($U_{\text{НОМ}}$) подбирается в строгом соответствии с эксплуатационными характеристиками сети и ее рабочим уровнем напряжения. Номинальный ток ($I_{\text{НОМ}}$) выбирается исходя из ожидаемых нагрузок, с учетом

возможных пиковых значений и эксплуатационных резервов. Показатели электродинамической устойчивости тщательно оцениваются, чтобы гарантировать надежную работу устройства при возникновении коротких замыканий и резких переходных процессов. Термическая устойчивость определяется на основании способности устройства выдерживать перегрузки и аварийные режимы без потери функциональности.

Выбор разъединителей для ОРУ–110 кВ.

На распределительном устройстве открытого типа с номинальным напряжением 110 кВ используется схема подключения «110–5Н», в которой отсутствует ремонтная перемычка. Для реализации данной схемы требуется установить восемь разъединителей, обеспечивающих надежную работу системы. Из общего числа разъединителей шесть устройств должны быть оснащены двумя заземляющими ножами, что повышает уровень безопасности при эксплуатации.

«Два оставшихся разъединителя комплектуются одним заземляющим ножом, что соответствует требованиям схемы. В соответствии с нормативной документацией, для данной системы предлагается применение разъединителей горизонтально-поворотного типа, которые обладают высокой надежностью. Для обеспечения автоматизации работы устройства, а также повышения удобства эксплуатации, все разъединители оснащаются электроприводами типа РГП–СЭЩ–з2(з1) – П–110/1250–УХЛ1, которые отличаются высокой точностью управления» [22].

Выбор разъединителей в КРУ–10 кВ.

«В ячейках ввода на секции и в ячейках секционных выключателей будут установлены разъединители типа РВРЗ–2–10/4000 МУЗ» [15].

«В ячейках отходящих фидеров и в ячейках для защиты ТСН и ДГР будут установлены разъединители типа РВЗ–10/630 I МУХЛ2» [15].

Выбор трансформаторов напряжения (ТН) для установки в комплектных распределительных устройствах 10 кВ.

«Для установки в распределительных устройствах номинальным напряжением 10 кВ будут использованы трансформаторы напряжения типа НАМИ–10–95 УХЛ2. Эти трансформаторы напряжения планируется устанавливать в отдельных шкафах, которые дополнительно оснащаются ограничителями перенапряжения (ОПН). В каждом шкафу предусмотрено наличие одного ОПН для каждой секции КРУ–10 кВ, что обеспечивает необходимую степень защиты. Трансформаторы типа НАМИ–10–95 УХЛ2 обладают двумя вторичными обмотками, которые рассчитаны на работу при линейном напряжении, равном 100 В» [5]. Одна из этих обмоток, выполняющая измерительную функцию, подключается к счетчику электроэнергии, например, модели «ЕвроАльфа». Другая обмотка, предназначенная для обеспечения защитных функций, подключается к элементам релейной защиты, такими как реле напряжения. Для обеспечения безопасности эксплуатации обе вторичные обмотки трансформатора напряжения обязательно заземляются.

Расшифровка условного обозначения НАМИ–10–95 УХЛ2:

- Н – указывает, что данный трансформатор относится к категории трансформаторов напряжения.
- А – свидетельствует об антирезонансном исполнении устройства.
- М – означает, что трансформатор имеет масляную изоляцию.
- И – подчеркивает наличие функции контроля состояния изоляции.
- 10 – указывает на номинальный уровень напряжения, равный 10 кВ.
- 95 – обозначает, что данная модель трансформатора выпускается с 1995 года.
- УХЛ2 – характеризует климатическое исполнение как умеренно холодное, а также вторую категорию размещения.

Данный тип трансформаторов напряжения имеет класс точности, равный 0,2. Это позволяет использовать их для «высокоточного коммерческого учета электроэнергии в системах учета. Они идеально подходят для применения в

составе автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Счетчик предназначен для осуществления контроля за всеми основными параметрами электрической сети. Максимальная нагрузочная способность счетчика составляет $S_{\text{МАХ.СЧ}} = 3,6 \text{ ВА}$. При этом предельная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения равна $S_{\text{ДОП}} = 105 \text{ ВА}$, что свидетельствует о том, что данный тип трансформатора полностью удовлетворяет требованиям нагрузки и обеспечивает надежное функционирование оборудования» [5].

3.4 Выбор режима нейтрали сети 10 кВ

Режим заземления нейтрали сети 10 кВ необходимо выбирать с учетом его влияния на широкий круг параметров, каждый из которых определяет надежность и безопасность функционирования электрической сети в целом. В частности, выбранный режим заземления нейтрали оказывает влияние на «следующие аспекты:

- величину тока, протекающего в месте повреждения, а также на уровень перенапряжений, возникающих на фазах, которые остаются незатронутыми при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ);
- схему построения релейной защиты (РЗ), которая будет предназначена для предотвращения негативных последствий в случае возникновения ОЗЗ» [5];
- уровень требований к изоляции электрооборудования, что влечет за собой выбор характеристик используемых материалов;
- параметры ограничителей перенапряжения (ОПН), которые будут применяться для обеспечения защиты от перенапряжений в электрической сети;

- надежность и бесперебойность электроснабжения потребителей в обычных и аварийных режимах работы;
- допустимые параметры сопротивления заземляющего контура подстанции, что влияет на проектирование систем заземления;
- общий уровень безопасности персонала и электрооборудования в условиях возникновения однофазных замыканий на землю.

«Следовательно, выбор того или иного режима заземления нейтрали сети 10 кВ напрямую влияет на принятие значительного количества инженерных и технических решений, которые необходимо рассмотреть на этапе проектирования подстанции» [5].

Доступные методы заземления нейтрали в сетях среднего напряжения.

Согласно действующим нормативным документам, на территории Российской Федерации допускается применение следующих методов заземления нейтрали для сетей напряжением 6–35 кВ:

- изолированная нейтраль, при которой источники питания сети остаются незаземленными;
- заземление нейтрали с использованием дугогасящего реактора (ДГР), что позволяет снизить вероятность повреждения изоляции;
- заземление нейтрали через резистор, который может быть выполнен как высокоомным, так и низкоомным в зависимости от требований сети;
- смешанный способ заземления нейтрали, предполагающий параллельное подключение ДГР и резистора для достижения оптимальных параметров работы сети.

Недостатки изолированной нейтрали.

Практическое использование изолированной нейтрали показало наличие значительных недостатков этого режима. При однофазных замыканиях на землю на фазах, которые не участвуют в замыкании, возможно «повышение перенапряжений до трехкратного уровня по отношению к номинальному

напряжению сети. Это часто приводит к пробоям изоляции кабелей и проводов данных фаз. В результате происходит образование сложных аварийных ситуаций, сопровождаемых короткими замыканиями. Учитывая эти недостатки, изолированная нейтраль практически не используется при проектировании новых подстанций» [5].

«Для выбора оптимального способа заземления нейтрали необходимо учитывать конкретные характеристики сети 10 кВ. В данном случае сеть представлена преимущественно кабельными линиями (КЛ), которые обеспечивают электроснабжение города Кашира, а также прилегающих к нему промышленных объектов. Кроме кабельных линий, в сети также используются воздушные линии (ВЛ), размещенные на металлических опорах. Таким образом, сеть имеет смешанную структуру. Она позволит систематизировать данные и определить наиболее рациональный и экономически обоснованный режим заземления нейтрали» [5].

Значения суммарного емкостного тока секций РУ НН 10 кВ.

Формула приближенного вычисления емкостного тока для ВЛ–10 кВ:

$$I_{\text{с}}^{\text{ВЛ}} = \frac{U_{\text{НОМ.С}} \cdot L_{\text{ВЛ}}}{350}, \quad (31)$$

где « $U_{\text{НОМ.С}} = 10$ кВ;

$L_{\text{ВЛ}}$ – длина воздушной линий» [18].

«Емкостной ток для КЛ–10 кВ» [18]:

$$I_{\text{с}}^{\text{КЛ}} = \frac{U_{\text{НОМ.С}} \cdot L_{\text{КЛ}}}{K}, \quad (32)$$

где « $L_{\text{КЛ}}$ – длина кабельной линии;

$K = 10$ – поправочный коэффициент для кабелей с б/м изоляции; $K = 5$ – поправочный коэффициент для кабелей из СПЭ–изоляции» [18].

В таблице 2 представлены полученные при опытах в ЭТЛ суммарные емкостные токи секций шин РУ 10 кВ на момент до реконструкции.

Таблица 2 – Суммарные емкостные токи секций РУ НН до реконструкции

Секция РУ НН 10 кВ	Емкостной ток секции	Режим нейтрали
Секция №1 (тр-р №1)	5,6 А	Изолированная
Секция №2 (тр-р №2)	14,2 А	Изолированная
Секция №3 (тр-р №1)	22,5 А	Изолированная
Секция №4 (тр-р №2)	9 А	Изолированная

«Сравнивая формулы (31) и (32), видно, что после реконструкции с полной заменой КЛ с б/м изоляции (около 80% по суммарной длине от всех КЛ) на кабели из СПЭ–изоляции – при этом суммарный емкостной ток вырастет в 2 раза на каждой КЛ. Таким образом, можно ввести поправочный коэффициент $K=1,8$ и тогда получу данные емкостных токов секций после реконструкции, которые отмечаем в таблице 3» [18].

Таблица 3 – Суммарные емкостные токи секций после реконструкции

Секция РУ НН 10 кВ	Емкостной ток секции до модернизации	Емкостной ток секции после модернизации
Секция №1 (тр-р №1)	5,6 А	10,08 А
Секция №2 (тр-р №2)	14,2 А	25,56 А
Секция №3 (тр-р №1)	22,5 А	40,5 А
Секция №4 (тр-р №2)	9 А	16,2 А

Вывод: «значения емкостных токов всех 4 секций превысят 10 А после реконструкции и учитывая преобладание КЛ в сети 10 кВ – выбираю способ заземления нейтрали через ДГР» [18].

3.5 Выбор аккумуляторной батареи для собственных нужд

Согласно рекомендациям, «для обеспечения постоянного оперативного тока на подстанциях, работающих с напряжением 110 кВ и выше, предполагается установка двух абсолютно одинаковых аккумуляторных батарей (АБ), каждая из которых будет являться частью стационарной системы закрытого типа. Эти батареи будут оснащены жидким диэлектриком, который является экологически чистым и безопасным для окружающей среды, исключая образование водорода в процессе зарядки, а также не содержащим вредных веществ, таких как полихлорированные бифенилы (ПХБ)» [5], которые могут представлять опасность для здоровья людей и экосистемы. На подстанции планируется установка аккумуляторных батарей типа Gрое, которые будут использованы для питания всех систем и оборудования, требующих постоянного тока. Каждая из этих аккумуляторных батарей будет размещена в отдельных блоках оперативного питания управления (ОПУ), что обеспечит дополнительную безопасность и удобство эксплуатации. Вместе они будут иметь такую емкость, которая позволит обеспечивать бесперебойное питание всех потребителей собственных нужд (СН) на протяжении не менее трех часов даже в случае полного отключения зарядно-подзарядного устройства (ЗПУ), что значительно повысит надежность системы.

«Для того чтобы выбрать наиболее подходящую модель аккумуляторных батарей типа Gрое, которые различаются между собой номинальной емкостью, необходимо провести детальный расчет максимального значения тока, который будет протекать через низшую сторону трансформатора собственных нужд (ТСН)» [1], так как это значение непосредственно влияет на правильность выбора емкости и модели батареи для удовлетворения требований по продолжительности работы. В случае если произойдет отказ обоих трансформаторов собственных нужд (ТСН), ток, который будет необходим для

того, чтобы обеспечить бесперебойную работу всех потребителей собственных нужд в течение заданного времени, будет зависеть от суммарной нагрузки, составляющей всю потребляемую мощность. Каждая из двух аккумуляторных батарей должна быть способна вырабатывать этот ток исключительно за счет своей собственной емкости, без какого-либо дополнительного источника питания от зарядно-подзарядного устройства (ЗПУ).

В дальнейшем будет произведен расчет максимального тока на низшей стороне трансформатора собственных нужд (ТСН), что позволит точно определить необходимую емкость и технические характеристики аккумуляторных батарей, способных обеспечить требуемые параметры работы подстанции в случае отключения внешнего источника питания.

$$I_{MAX.CH} = \frac{S_{НОМ.ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}}, \quad (33)$$
$$I_{НОРМ} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 360,8 \text{ A}.$$

Выбираю «АБ типа Groe модели SGL 31D с номинальной емкостью $C_{НОМ} = 400$ (А· час) [1]. Через 3 часа разряда емкость снизиться до 373 (А· час), таким образом, обеспечив требования по заряду» [1].

3.6 Выбор шинных конструкций

На подстанциях с напряжением 110 кВ и выше настоятельно рекомендуется применять жесткую ошиновку для распределительных устройств (РУ), предназначенных для работы с высокими напряжениями, при этом такое решение должно быть принято независимо от особенностей исполнения распределительных устройств. На практике распределительные устройства, установленные на подстанциях, проектируются и строятся исключительно с

применением жесткой ошиновки, которая обладает рядом значительных преимуществ по сравнению с использованием гибкого сталеалюминиевого провода [28].

Преимущества жесткой ошиновки.

Существенное сокращение площади размещения распределительных устройств на открытом распределительном устройстве (ОРУ) на 30%, что позволяет эффективно использовать пространство на объекте. Снижение затрат, связанных со строительством открытого распределительного устройства, путем уменьшения металлоемкости до 15%, а также сокращения расхода железобетона до 20%, что приводит к общему снижению стоимости строительства.

«Уменьшение объема строительно-монтажных работ и трудозатрат, достигающих до 25%, что прямо зависит от того, какая схема соединений распределительных устройств будет использована. Возможность проведения быстрой и эффективной замены шин, что является важным условием для обеспечения увеличения пропускной способности системы, что важно для улучшения работы подстанции.

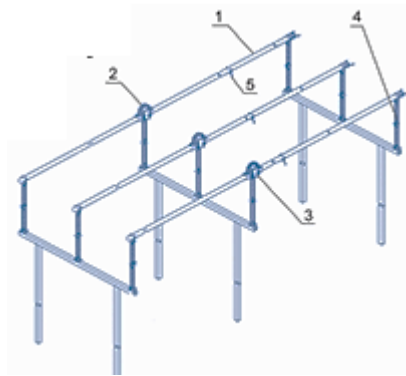
Ускорение сроков строительства подстанции, что позволяет существенно сократить время на реализацию проекта и обеспечить более оперативное подключение новых объектов. Обеспечение высокой механической прочности всех конструктивных элементов, включая соединения и электрические контакты, что способствует их надежной и долговечной эксплуатации в течение длительного периода времени. Повышение долговечности и четкости фазировки с использованием порошковых красок, что делает фазировку более заметной и улучшает внешний вид системы, а также способствует повышению ее долговечности» [25].

На изображении, представленном на рисунке 6, показана общая схема фрагмента жесткой ошиновки, «состоящей из нескольких ключевых элементов, среди которых:

- шины, выполненные из алюминиевого сплава марки 1915Т в виде полых труб, что позволяет достичь высокой проводимости при низкой металлоемкости, что делает их экономически выгодным и эффективным решением;
- токовые компенсаторы, которые обеспечивают высокое качество электрического соединения, играя роль экранов, которые предотвращают развитие коронных разрядов и радиопомех, что способствует улучшению общего качества электрической энергии;
- соединения жестких шин между собой, а также их соединение с контактами оборудования, которые выполняются с помощью сертифицированных литых шинодержателей, а также гибких контактов, изготовленных из сталеалюминиевых проводов марки АС-400/51, что обеспечивает их надежность и долговечность;
- поддерживающая шинная опора, выполненная из высококачественного полимерного материала, что позволяет повысить устойчивость и долговечность всей конструкции;
- прессуемый замок, предназначенный для болтового соединения труб, который обеспечивает прочность соединений и предотвращает возможность отжига металла, что повышает общую прочность конструкции и делает её более надежной в эксплуатации» [25].

Расчет жесткой ошиновки ОРУ–110 кВ.

Выбираю для расчета жесткую ошиновку производства компанией ЗАО «ЗЭТО» (г. Великие Луки) на напряжение 110 кВ. «Предназначение этой жесткой ошиновки для ОРУ в районе с характеристиками: Степень загрязнения изоляции оборудования – II. Район по гололеду – до III (расчетная толщина стенки гололеда до 20 мм). Район по ветру – II (расчетная скорость ветра до 40 м/сек). Диапазон рабочих температур воздуха – от $(-60)^{\circ}\text{C}$ до 40°C » [3].



1 – трубчатая шина; 2 – токовый компенсатор; 3 – шинодержатель; 4 – шинная опора; 5 – прессуемый замок

Рисунок 6 – Общий вид жесткой ошиновки определенной конфигурации

«Трубы ошиновки выполнены из алюминиевого сплава 1915Т» [3].
Необходимые данные сплава 1915Т для расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры трубчатых шин из сплава 1915Т

Марка сплава	$P_0, \frac{Ом \cdot мм^2}{м}$	Е, ГПа	b_T , МПа	b_B , МПа	$C_T, \frac{А \cdot с^{0,5}}{мм^2}$
1915Т	$0,05 \cdot 10^{-6}$	70	216	353	66

«Здесь: P_0 – удельное сопротивление шины данной марки сплава. Е – модуль упругости материала. b_T – допустимое напряжение материала. b_B – временное сопротивление разрыву материала (предел прочности). C_T – коэффициент термической стойкости материала при 70^0 C » [3].

«Проверка по нагреву током максимального режима: $I_{P,MAX} = 463\text{ A} < I_{дл.доп} = 925\text{ A}$, где $I_{дл.доп} = 925\text{ A}$ – длительно допустимый ток шины из сплава 1915Т для наружной установки при условиях: $D = 70\text{ мм}$ – наружный диаметр трубчатой шины. $d = 64\text{ мм}$ – внутренний диаметр трубчатой шины. Штиль, то

есть скорость ветра равна нулю. Учет поглощение теплового потока солнечной радиации. Трубы неокрашенные порошковой краской» [3].

«Выбор и расчет шинных конструкций на стороне 10 кВ. Соединение выводов низшего напряжения силовых трансформаторов с ЗРУ–10 кВ будет осуществляться шинным мостом» [25]. Выбрали «медные шины марки МГМ (медь голая мягкая) обладают допустимым напряжением материала $\delta_{\text{доп}} = 172$ Мпа» [25].

Результаты выбора опорных и проходных изоляторов на стороне 10 кВ:

- опорный изолятор ИОЭЛ–10–225–31УХЛ2 [16];
- проходной изолятор ИПЭЛ–10–230–140УХЛ2 [9].

3.7 Выбор трансформаторов тока в КРУ–10 кВ

«Трансформаторы тока (ТТ) типа ТОЛ–10 будут установлены во все ячейки КРУ–2–10, что гарантирует их универсальность и функциональность для обеспечения стабильной работы электрического оборудования на подстанциях. Эти ТТ, произведенные компанией ООО «Электроцит – К0», имеют несколько значительных преимуществ по сравнению с аналогичными литыми ТТ других производителей, что делает их выбор обоснованным и эффективным с точки зрения эксплуатации и надежности» [24].

«Во-первых, линейка номинальных токов для ТТ типа ТОЛ–10 расширена до 3150 А, что значительно превышает показатели аналогичных устройств, таких как ТОЛ-СЭЩ от ЗАО «ГК «Электроцит» – ТМ Самара», что позволяет повысить общую пропускную способность системы и улучшить ее эксплуатационные характеристики. Во-вторых, ТТ типа ТОЛ–10 имеют более компактные размеры, что способствует эффективному использованию пространства в распределительном оборудовании и упрощает процесс монтажа. ТТ типа ТОЛ–10 будут оснащены тремя вторичными обмотками. Одна обмотка

будет предназначена для нужд автоматизированной системы учета электроэнергии (АИИС КУЭ) с классом точности 0,2S, что позволяет обеспечивать высокую точность измерений и надежность системы учета» [24].

«Вторая обмотка будет использоваться для подключения электронных счетчиков с классом точности 0,2S, что обеспечивает высокую степень точности учета потребляемой электроэнергии. Система релейной защиты будет основана на микропроцессорной технике, что обеспечит максимально возможную мощность для ТТ с показателем $S_{\text{МАХ.РЗ}} = 0,5 \text{ ВА}$, что в свою очередь повысит точность и быстродействие системы защиты» [24].

«Для контроля параметров работы подстанции будут использоваться multifunctional трехфазные микропроцессорные счетчики «ЕвроАльфа». Эти счетчики обеспечивают точность измерений с погрешностью 0,2S, что делает их идеальными для установки в различных электрических системах, где необходима высокая степень точности и надежности» [15]. «Они могут отображать на ЖК-дисплее все необходимые параметры электроэнергии, включая ток и напряжение по фазам, активную и реактивную потребляемую энергию, частоту сети и коэффициент мощности, что позволяет оперативно и удобно контролировать все важнейшие параметры работы электрической сети. Счетчики поддерживают многотарифность, предусматривая 4 тарифные зоны в день и 4 типа дней недели, что позволяет точно и своевременно получать данные о параметрах потребляемой энергии в зависимости от времени суток и тарифных зон» [15].

2На рисунке 4 показана схема подключения счетчика «ЕвроАльфа», который осуществляет измерения в цепях ввода на секцию. Счетчик подключается через измерительную обмотку ТТ типа ТОЛ–10 и через измерительную обмотку трансформатора напряжения (предполагаемый тип – НАМИ), что обеспечивает точность измерений и защиту системы в случае возникновения нештатных ситуаций» [15].

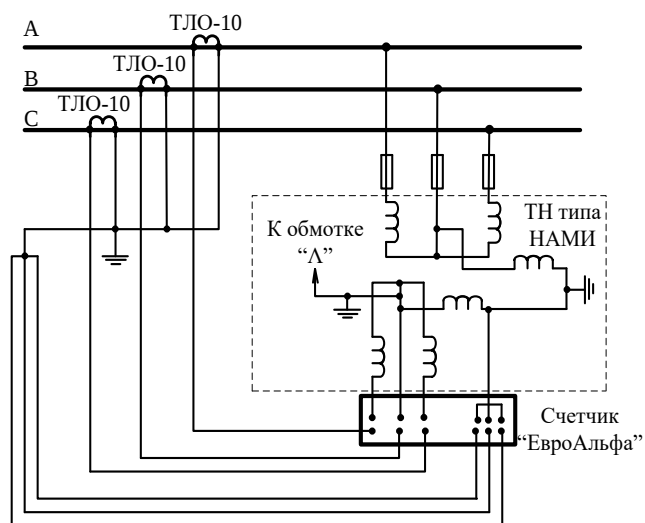


Рисунок 4 – Схема соединения счетчика «ЕвроАльфа» через ТТ и ТН

«Для проверки нагрузочной способности ТТ типа ТОЛ–10 в цепях ввода принимается, что номинальный ток вторичных цепей и счетчиков составляет $I_2 = 5$ А, что позволяет эффективно учитывать рабочие параметры системы и ее потребности в электроэнергии. Максимально допустимая вторичная нагрузка обмоток СДОП равна 50 ВА, что является важным критерием для обеспечения долгосрочной стабильности работы системы. На основе этого можно рассчитать максимально допустимое сопротивление данной нагрузки, что является необходимым шагом для проведения дальнейших расчетов и оптимизации системы электроснабжения» [24]:

$$Z_{\text{доп.тт}} = \frac{S_{\text{доп.тт}}}{(I_2)^2}, \quad (34)$$

$$Z_{\text{доп.тт}} = \frac{50}{(5)^2} = 2 \text{ Ом.}$$

«Максимальная потребляемая мощность счетчика $S_{\text{МАХ.СЧ}} = 3,6$ ВА. Сопротивление счетчика» [15]:

$$Z_{\text{сч}} = \frac{S_{\text{макс.сч}}}{(I_2)^2}, \quad (35)$$

$$Z_{\text{доп.тТ}} = \frac{3,6}{(5)^2} = 0,144 \text{ Ом.}$$

«Общее сопротивление вторичной нагрузки также состоит из сопротивлений провода, соединяющего выводы обмотки ТТ с счетчиком, и сопротивления контактных соединений $Z_{\text{КОНТ}} = 0,1$ Ом. Длина соединительных проводов от ТТ до приборов (в один конец) ориентировочно для РУ 6–10 кВ, кроме линий к потребителям (то есть в нашем случае), может быть принята около 40 метров. Учитывая малое значение нагрузки электронного multifunctional счетчика $S_{\text{МАХ.СЧ}} = 3,6$ Ва и максимально возможный ток счетчика в 10 А, примем провод алюминиевый с негорючей изоляцией марки АВВГнг и сечением $S_{\text{СЕЧ}} = 2,5 \text{ мм}^2$ » [15]. Тогда сопротивление провода:

$$Z_{\text{пров}} \approx R_{\text{пров}} = \frac{\rho_{\text{алюм}} \cdot L}{S_{\text{сеч}}}, \quad (35)$$

$$Z_{\text{пров}} = \frac{0,028 \cdot 40}{2,5} = 0,448 \text{ Ом.}$$

«Суммарное сопротивление вторичной нагрузки обмотки» [15]:

$$Z_{2,\text{расч}} = Z_{\text{пров}} + Z_{\text{приб}} + Z_{\text{конт}}, \quad (36)$$

$$Z_{2,\text{расч}} = 0,448 + 0,144 + 0,1 = 0,692 \text{ Ом.}$$

Очевидно, что нагрузочная способность ТОЛ–10 [24] выполняется, так как $Z_{\text{доп.тТ}} (2 \text{ Ом}) > Z_{2,\text{расч}} (0,692 \text{ Ом})$.

«Проверка по предельной кратности тока ТТ типа ТОЛ–10 в цепях ввода»
[15]:

$$K_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{п.о}}}{I_{1.\text{ном.тт}}}, \quad (37)$$

где $I_{1.\text{ном.тт}} = 3000 \text{ А}$ – номинальный ток первичной обмотки выбранного ТЛО–10 в цепях ввода с $I_{\text{р.мах}}=2546,11 \text{ А}$;

$K_{\text{расч}}$ – расчетное значение предельной кратности тока, где значение периодической составляющей тока КЗ в точке К2;

$K_{\text{ном.пред}}$ – максимальное значение предельной кратности тока измерительной обмотки ТЛО–10

$$K_{\text{расч}} = \frac{16.17}{3} = 5,39 \text{ кА} < K_{\text{пред}} = 30 \text{ кА}$$

Выбираем следующие трансформаторы тока:

- М8АС–0,2SFS10/5P10–10/5–3000/5 УЗ 40 для цепи ввода и секционирования;
- М1АС–0,2SFS30/5P30–10/5–600/5 УЗ 40 для отходящих линий.

Буква А в их обозначении означает что выводные контакты вторичных обмоток на корпусе трансформатора расположены с торца.

Выводы по разделу 3.

В данном разделе выбрали как высоковольтное, так и низковольтное оборудование подстанции, которое проверили на стойкость токам короткого замыкания, в том числе трансформаторы собственных нужд, тока и напряжения, высоковольтные выключатели и разъединители.

4 Охрана труда и техника безопасности

4.1 Расчет заземляющих устройств

На территории подстанции возможен риск возникновения замыкания на землю в любой точке её электрической сети, что может привести к образованию значительных электрических потенциалов в месте перехода тока в землю, которые представляют собой серьёзную угрозу для людей, находящихся в непосредственной близости, если в проекте не предусмотрены специальные устройства, предназначенные для безопасного отвода тока в землю.

«Для устранения этого опасного воздействия на подстанции проектируются и устанавливаются заземляющие устройства, назначение которых заключается в эффективном снижении возникающих потенциалов до безопасных для эксплуатации значений, чтобы обеспечить безопасность персонала и предотвратить повреждения оборудования» [19].

«Вспомогательные заземлители представляют собой металлические элементы, используемые для создания дополнительных путей отвода тока в землю, которые могут включать в себя различные предметы, предназначенные для других целей, но так или иначе соединённые с землёй, что усиливает эффективность работы основного заземляющего устройства.

К основному заземлителю в большинстве случаев подключаются такие устройства и элементы, как вспомогательные заземлители, нейтрали генераторов и трансформаторов, которые должны быть заземлены в соответствии с принятой системой рабочего заземления; разрядники и молниеотводы; металлические части электрического оборудования, которые в обычных условиях не находятся под напряжением, а также вторичные обмотки измерительных трансформаторов, а также нейтрали обмоток 380/220 В силовых трансформаторов» [26].

Определим основные параметры системы заземления подстанции.

«Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 0,5 Ом в любое время года. Удельное сопротивление $\rho=100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ » [24].

«Сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественного заземлителя» [19]:

$$R_{\text{и}} = \frac{R_{\text{е}} \cdot R_{\text{з}}}{R_{\text{е}} + R_{\text{з}}}, \text{ Ом}, \quad (38)$$

где « $R_{\text{з}}$ – допустимое сопротивление заземляющего устройства;

$R_{\text{и}}$ – сопротивление искусственного заземлителя;

$R_{\text{е}}$ – сопротивление естественного заземлителя» [19].

«При расчете заземляющего устройства сопротивлением естественных заземлителей пренебрегаем, они уменьшают общее сопротивление заземляющего устройства, их проводимость идет в запас надежности. Тогда $R_{\text{и}} = 0,5 \text{ Ом}$. Определим расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей» [19]:

$$\rho_{\text{р.г}} = \rho_{\text{уд}} K_{\text{п.г}}; \rho_{\text{р.в}} = \rho_{\text{уд}} K_{\text{п.в}}, \quad (39)$$

где « $\rho_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление грунта;

$K_{\text{п.г}}$ и $K_{\text{п.в}}$ – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов соответственно. Принимаем $K_{\text{п.г.}}=4,5$ и $K_{\text{п.в.}}=1,5$ » [24].

$$\rho_{\text{р.г}} = 100 \cdot 4,5 = 450 \text{ Ом};$$

$$\rho_{\text{р.в}} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление стеканию тока одного вертикального электрода» [19]:

$$R_{\text{г}} = \frac{0,4}{L_{\text{n}} \eta_{\text{г}}} \cdot \rho \cdot k_{\text{сез.г}} \cdot \lg \frac{2L_{\text{n}}^2}{bt}, \text{ Ом}, \quad (40)$$

$$R_r = \frac{0,4}{164 \cdot 0.45} \cdot 100 \cdot 4 \cdot \lg \frac{2 \cdot 168^2}{0.04 \cdot 0.5} = 15,4 \text{ Ом.}$$

«Определим примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования» [19]:

$$N = \frac{R_{\text{овз}}}{K_{\text{ив}} \cdot R_{\text{и}}}, \quad (41)$$

$$N = \frac{18,5}{0,3 \cdot 1,4} = 45 \text{ штук.}$$

Таким образом, заземляющее устройство подстанции «Карачев» состоит из горизонтальных и вертикальных заземлителей.

4.2 Расчет конструктивных элементов молниезащиты

«Молниеотводы как средство от прямых ударов молнии применяются задолго до начала нашей эры. Назначение молниеотводов – воспринять подавляющее число ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю. Среднегодовая грозовая деятельность определяется по специальной карте» [13]. Ожидаемое количество поражений молнией в год, не оборудованных молниезащитой:

$$N = (S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (42)$$

где «S и L – соответственно ширина и длина защищаемого объекта, м.

h – наибольшая высота, м.

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности (для заданного района n=3)» [13]

$$N = (S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) n \cdot 10^{-6} = (3,86 + 6 \cdot 4,5) \cdot (2,13 + 6 \cdot 4,5) 3 \cdot 10^{-6} = 0,002$$

При проектировании системы молниезащиты необходимо учитывать не только защиту сооружений, но и повышение безопасности людей и животных. При проектировании системы молниезащиты чрезвычайно важно учитывать не только защиту зданий и сооружений от воздействия молнии, но и обеспечить высокий уровень безопасности для людей, а также для домашних и диких животных, находящихся вблизи данной территории, что является важным аспектом в условиях городской и сельской застройки.

Для этого важно размещать заземлители молниеотводов в местах, которые редко посещаются. Для эффективного функционирования молниезащитной системы необходимо размещать заземлители молниеотводов в таких местах, которые, как правило, не имеют большого потока людей, являются редкопосещаемыми и расположены на достаточном удалении от основных маршрутов движения людей и транспорта.

Заземлители должны располагаться на расстоянии не менее 5 метров от дорог и пешеходных путей. Заземляющие устройства молниеотводов следует располагать на расстоянии не менее пяти метров от автодорог, а также от пешеходных путей, чтобы избежать потенциальных опасностей, связанных с электрическим током, и обеспечить безопасные условия для прохода людей и проезда транспортных средств.

Молниезащита подстанций от прямых ударов молнии может быть реализована с использованием отдельных молниеотводов. Для защиты от прямых ударов молнии, а также для предотвращения повреждений, вызванных такими ударами, может быть использована система молниезащиты, состоящая из отдельных молниеотводов, специально предназначенных для этой цели.

Опоры для стержневых молниеотводов могут быть изготовлены из различных материалов. Опоры, предназначенные для установки стержневых молниеотводов, могут быть изготовлены из различных материалов, что позволяет выбрать наиболее подходящий вариант в зависимости от условий эксплуатации, таких как климатические факторы, прочностные характеристики и долговечность. К таким материалам относятся сталь, железобетон или дерево.

Среди материалов, которые могут быть использованы для изготовления опор молниеотводов, наибольшее распространение имеют такие как сталь, обладающая высокой прочностью и долговечностью, железобетон, который характеризуется устойчивостью к воздействиям внешней среды, а также дерево, которое может быть использовано в качестве бюджетного решения в некоторых случаях.

«В качестве альтернативы также допускается использовать стволы деревьев, растущих вблизи объекта. В качестве альтернативного решения для установки опор молниеотводов также допускается использование стволов деревьев, растущих непосредственно вблизи объекта, при этом необходимо учитывать их устойчивость и возможность долгосрочной эксплуатации в таких условиях» [13].

«Молниеприемники могут изготавливаться из стали любого профиля. Молниеприемники, являющиеся неотъемлемой частью системы молниезащиты, должны изготавливаться из стали, которая может быть любого профиля, с учетом специфики конструктивных решений, однако она должна соответствовать стандартам прочности и долговечности, чтобы обеспечить надежную защиту от молний.

Площадь сечения молниеприемников должна быть не менее 100 мм^2 , а длина – не менее 200 мм. Площадь сечения молниеприемников, используемых в молниезащите, должна составлять не менее 100 мм^2 , а длина каждого молниеприемника должна быть не меньше 200 мм, что позволяет обеспечить надежную передачу тока молнии на землю и исключить перегрев или повреждения при высоких токах» [13].

Соединение молниеприемников с токоотводами выполняется методом сварки. Соединение молниеприемников с токоотводами осуществляется с применением сварки, что обеспечивает прочное и долговечное соединение, способное выдерживать высокие температуры и напряжения, возникающие при попадании молнии в молниезащитную систему. Также разрешается использовать болтовое соединение. Вместо сварки также разрешается использование

болтового соединения, которое является удобным и достаточно надежным способом для соединения молниеприемников с токоотводами, при этом оно позволяет производить монтаж и демонтаж без применения сложного сварочного оборудования. Заземлители молниеотводов проектируются и выполняются аналогично заземлителям других электрических установок. Заземляющие устройства для молниеотводов проектируются и выполняются по аналогии с заземлителями других электрических установок [30].

В случае установки одиночного молниеотвода, его зона защиты определяется как конус с высотой h . При установке одиночного молниеотвода его зона защиты будет представлять собой конус с высотой h , при этом верхушка конуса расположена на уровне вершины молниеотвода, а его радиус зависит от высоты молниеприемника и геометрии территории.

Вершина конуса находится на высоте h_0 , меньшей, чем h . Вершина защитного конуса молниеотвода будет располагаться на высоте h_0 , которая, как правило, будет меньше, чем высота самого молниеотвода h , что связано с особенностями зоны защиты, которая зависит от конфигурации и мощности молниезащитного устройства.

На уровне земли зона защиты образует круг с радиусом r_0 . На уровне земли зона защиты от молний, создаваемая одиночным молниеотводом, будет иметь форму круга с радиусом r_0 , который определяется техническими параметрами устройства, такими как его высота, конструктивные особенности и расположение относительно защищаемого объекта.

Горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого сооружения h_x представляет собой круг радиусом r_x . Горизонтальное сечение зоны защиты, которое находится на высоте защищаемого сооружения h_x , будет представлять собой круг с радиусом r_x , который зависит от конкретных условий защиты, таких как тип защищаемого сооружения, его конструкция и физические характеристики молниезащитной системы.

Для подстанции зона защиты «А» имеет габариты:

$$h_0 = 0,85h \quad (43)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002h) \cdot h \quad (44)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002h) \cdot h - (h_x / 0,85) \quad (45)$$

зона «Б» имеет габариты

$$h_0 = 0,92 \cdot h \quad (46)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h \quad (47)$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - (h_x / 0,92)) \quad (48)$$

Произведем расчет для одиночного стержневого молниеотвода для КТП при $h_x = 4,5 \text{ м.}$; $S = 2,13 \text{ м.}$; $L = 3,86 \text{ м.}$ $h = 11 \text{ м}$

Для зоны «А»

$$h_0 = 0,85 \cdot 11 = 9,3 \text{ м.}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 11) \cdot 11 = 11,9 \text{ м.}$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 11) \cdot 11 - (4,5 / 0,85) = 6,6 \text{ м.}$$

Для зоны «Б»

$$h_0 = 0,92 \cdot 11 = 10,12 \text{ м.}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 11 = 16,5 \text{ м.}$$

$$r_x = 1,5 \cdot (11 - (4,5 / 0,92)) = 9,16 \text{ м.}$$

Таким образом, основные габариты зоны защиты составили: $h_0 = 10,12 \text{ м.}$, $r_0 = 16,5 \text{ м.}$, $r_x = 9,16 \text{ м.}$

Выборы по разделу 4.

Заземляющее устройство на подстанции необходимо для снижения потенциалов до приемлемых значений. Оно представлено основным и вспомогательными заземлителями. Вспомогательными заземлителями являются металлические предметы любого назначения, так или иначе соединенных с землей. Уравнительный контур выполнен из стальных полос сечением 40×4 мм, проложенный на глубине 0,8 м от поверхности земли. Заземляющие стержни ввинчиваются в грунт по внешнему контуру заземляющего устройства с расстоянием между стержнями 4 м.

Для защиты от попадания молнии в расположенное на подстанции электрооборудование, рассчитаны параметры и выбраны модели и размеры молниеотводов. Молниеприемники изготовлены из стали прямоугольного профиля сечением более 100 мм^2 и длиной более 200 мм. Соединение молниеприемников с токоотводами выполнено сваркой. На подстанции расположили 4 молниеотвода.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе представлен проект реконструкции подстанции «Карачев», который полностью соответствует современным требованиям множества нормативных документов и стандартов, а также учитывает рекомендации, указанные в Концепциях технической политики ведущих энергетических компаний, таких как ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Брянскэнерго», а также ОАО «МРСК Центр», что подтверждает его высокую соответствие отраслевым требованиям.

При анализе суточных графиков нагрузок по сезонам, с учетом динамично растущего уровня электропотребления в регионе, было принято обоснованное решение о значительном увеличении номинальной суммарной мощности подстанции с 80 МВА до 126 МВА, что позволит значительно улучшить надежность и стабильность электроснабжения потребителей в будущем.

Одним из ключевых изменений, которые требовали особого внимания, стал режим заземления нейтрали на стороне 10 кВ, который был изменен в связи с установкой дугогасящих реакторов на каждую секцию, что направлено на компенсацию емкостного тока и повышение безопасности работы подстанции. Особое инженерное решение было принято при внедрении оптоэлектронных измерительных трансформаторов на стороне 110 кВ, что является технологической инновацией, сертифицированной и рекомендованной к применению на энергетических объектах в ряде документов, регулирующих деятельность в области электроэнергетики. В рамках проекта было тщательно проведено исследование оптоэлектронных трансформаторов тока и напряжения, что позволило сделать вывод о высокой целесообразности их применения при реконструкции подстанции «Карачев», с учетом всех эксплуатационных и технических характеристик, обеспечивающих их эффективность в условиях конкретной подстанции.

Список используемых источников

1. АКБ Fiamm SGL 31D [Электронный ресурс] : Информационный портал «Автономные Энерго Системы»: URL: <https://aesyst.ru/akkumulyatory/fiamm/sgl-sgh-endurlite-groe/fiamm-sgl-31d/> (дата обращения: 23.10.2024 г)
2. ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/3150 вакуумный выключатель [Электронный ресурс] : Информационный портал «ЭлектроТехническоеСнабжение» URL: <https://www.ess-ltd.ru/elektro/vvu-seshch-p-10-31-5-3150.html?ysclid=m3mrmpj451976922476> (дата обращения: 20.10.2024 г)
3. Выбор жесткой ошиновки ОРУ–110 кВ [Электронный ресурс] : Информационный портал «Лекция»: URL: <https://lektsia.com/13x9e3a.html> (дата обращения: 24.10.2024 г)
4. Выбор и проверка кабелей 0,4 кВ [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «ЭСМ» : URL: http://www.kuzovlevs.kz/new_stat/4/4.php (дата обращения: 19.09.2024)
5. Выбор и проверка электрических аппаратов подстанции [Электронный ресурс] : Информационный портал «Studbooks.net» URL: https://studbooks.net/1915182/matematika_himiya_fizika/vybor_proverka_elektricheskih_apparatov_podstantsii (дата обращения: 12.10.2024 г)
6. Выбор разъединителей на подстанциях [Электронный ресурс] : Информационный портал «StudFile.Net»: URL: <https://studfile.net/preview/2788139/page:7/> (дата обращения: 21.10.2024 г)
7. Высоковольтные выключатели [Электронный ресурс] : Информационный портал «Electricalschool» URL: <https://electricalschool.info/main/elsnabg/309-vysokovoltnye-vykljuchateli.html> (дата обращения: 17.10.2024 г)
8. ВЭКТ-110-40/2000 элегазовый выключатель [Электронный ресурс] : Информационный портал «РПА» URL: <https://www.ess-ltd.ru/elektro/vekt-110-40->

2000.html?ysclid=m3mra5nzbs638230220 (дата обращения: 20.10.2024 г)

9. Изоляторы ИПЭЛ, ИПЭЛ 10-230-140 УХЛ2 [Электронный ресурс] : Информационный портал «Пром Портал»: URL: <https://moscow.promportal.su/goods/4161398/izolyatori-ipel-ipel-10-230-140-uhl2.htm> (дата обращения: 26.10.2024 г)

10. Комплектное распределительное устройство типа КРУ–РЭС [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «РЭСЭнергоСистемы» : URL: <https://rosenergосystemy.ru/products/ru-6-10kv/kru-res/> (дата обращения: 17.09.2024)

11. Комплектно-распределительное устройство серии КРУ2–10 [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «ТПК ЧЭ» : URL: <https://chebelektra.com/kru/kru2-10> (дата обращения: 14.09.2024)

12. Модернизация трансформаторных подстанций [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «ТехноБалт» : URL: <https://www.gktbalt.com/services/remont-i-modernizatsiya-transformatornykh-podstantsiy1/modernizatsiya-transformatornykh-podstantsiy/> (дата обращения: 11.09.2024)

13. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения [Электронный ресурс] : URL https://portal.tpu.ru/SHARED/i/IOM/liter/Tab/M_Molniazazh_Kabishev.pdf (дата обращения: 01.10.2024 г)

14. Определение потерь в трансформаторе [Электронный ресурс] : Информационный портал «ProTransformatory.Ru» URL: <https://protransformatory.ru/raschety/poteri-v-transformatore> (дата обращения: 11.10.2024 г)

15. Подбор электросчетчика по параметрам [Электронный ресурс] : Информационный портал «Измерительные приборы»: URL: <https://www.meters.taipit.ru/podbor/> (дата обращения: 27.10.2024 г)

16. Полимерный изолятор опорный 10 кВ ИОЭЛ 10-8-065-00 УХЛ2 и У3

[Электронный ресурс] : Информационный портал «Терма Энерго»: URL: <https://termaenergo.ru/products/opornye-izolyatory/10-kv-ioel-10-8-065-00-uhl2-i-u3/> (дата обращения: 26.10.2024 г)

17. ПС 110 кВ «Карачев» [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «EnergyBase.Ru»: URL: <https://energybase.ru/substation/ps-1106kv-karacevskaa> (дата обращения: 10.09.2024)

18. Расчет емкостных токов присоединений в сети 6(10) кВ [Электронный ресурс] : Информационный портал «Raschet.Info»: URL: <https://raschet.info/raschet-emkostnyh-tokov-prisoedinenij-v-seti-6-10-kv/> (дата обращения: 22.10.2024 г)

19. Расчет заземляющих устройств [Электронный ресурс] : URL: https://websor.ru/normy/sistemj_zazemleniya/ras_els/http://eneropro.ru/catalog/565/ (дата обращения: 04.10.2024 г)

20. Расчет токов короткого замыкания [Электронный ресурс] : URL: <https://ekfgroup.com/ru/calculators/mastertool/short-circuit> (дата обращения: 21.09.2024 г)

21. Сравнение силовых кабелей в изоляции из СПЭ перед силовыми кабелями в БПИ [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Альянс Кабель» : URL: <https://www.a-cab.ru/articles/2018/oblast-primeneniya-tekhnologii-sshivki-reglament-vkhodnogo-kontrolya-i-preimushchestva-silovykh-kabe/> (дата обращения: 18.09.2024)

22. Схема 110-4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Механотроника»: URL: <https://www.mtrele.ru/proektirovshhikam/complex/sxema-110-4n-dva-bloka-s-vyiklyuchatelyami-i-neavtomaticheskoy-peremyichkoj-so-storonyi-linii.html> (дата обращения: 11.09.2024)

23. Схемы электрических соединений подстанций [Электронный ресурс] : URL: <https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/34809/1/978-5-7996-1457-7.pdf>

(дата обращения: 12.09.2024)

24. Трансформатор напряжения ТОЛ–10–11 [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «ТКЭ» URL: https://xn----7sbab3cjgicboddilid1a4l.xn--p1ai/product/tol-10-11?roistat=direct8_search_16415691354_%D0%A2%D0%9E%D0%9B%2010&roistat_referrer=none&roistat_pos=premium_1&yclid=12817055203375710207 (дата обращения: 25.10.2024 г)

25. Шина медная типа ШМТ [Электронный ресурс] : Информационный портал «Эксперт Кабель»: URL: <https://expert-cable.ru/catalog/shina-mednaya/> (дата обращения: 25.10.2024 г)

26. 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)

27. 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)

28. Essential Electrical Substation Equipment Guide [Electronic resource] : URL: <https://www.aliweld.com.au/electrical-substation-equipment/> (date of access: 18.10.2024 г)

29. Power substation guides, research paper and studies [Electronic resource] : URL: <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations> (date of access: 01.10.2024 г)

30. 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)