

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 110 кВ
«Александровка»

Студент

Д.Д. Дарьин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Е. Бурмутаев

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

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа: реконструкция электрической части подстанции 110 кВ «Александровка» предназначена для разработки проекта реконструкции электрической части понижающей подстанции. Реконструкция этой части даст возможность повысить безопасность ее использования и качество электроснабжения.

В данной работе рассмотрены вопросы по анализу всей потребляемой нагрузки всех потребителей реконструируемых подстанций, по выбору трансформаторов с теми расчетами на которых планируется ввод мощностей в соответствии с запросами на технологическое подключение, по выбору схем ОРУ 110 кВ, по выбору оборудования устройств на ступенях напряжения РУ, в замен вышедших из эксплуатации, на основании значения тока короткого замыкания. Тот же самый долгосрочный допустимый ток, основанный на силе вновь установленного трансформаторов.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена на 45 стр., с графической частью выполненной на 6 чертежах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Характеристика реконструируемой подстанции.....	8
1.1 Электрическая часть подстанции «Александровка».....	8
1.2 Технические условия реконструкции понизительной подстанции.....	11
2 Электрические нагрузки подстанции 110 кВ «Александровка».....	12
3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС 110 кВ.....	14
3.1 Выбор типа силовых трансформаторов ПС 110 кВ «Александровка»	14
4 Выбор оборудования.....	17
4.1 Этапы расчетов для выбора оборудования.....	17
4.2 Компоновка ОРУ-110 высоковольтными выключателями	17
4.3 Компоновка РУ-35 кВ высоковольтными выключателями.....	18
4.4 Компоновка КРУ-10 кВ выключателями	19
4.5 Компоновка ОРУ 110 кВ разъединителями	21
4.6 Выбор трансформатора тока 110 кВ.....	21
4.7 Компоновка РУ трансформаторами напряжения	22
4.8 Выбор ОПН для распределительного устройства 110 кВ.....	23
4.9 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ.....	23
4.9.1 Выбор ТТ для КРУ 10 кВ.....	23
4.9.2 Выбор ТН для КРУ 10 кВ.....	24
5 Расчет токов при замыканиях на шинах ПС 110 кВ «Александровка»	25
6 Система оперативного постоянного тока.....	30
7 Расчет релейной защиты силовых трансформаторов.....	32
7.1 Расчет токов срабатывания ДЗТ.....	32
7.2 Расчет уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора.....	34
7.3 Расчет максимальной токовой защиты трансформатора.....	35
7.4 Расчет защиты от перегрузки трансформатора.....	35

8 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд подстанции	37
9 Молниезащита.....	39
Заключение	40
Список используемых источников.....	41

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергия – популярный вид глобальных видов энергии. Электроэнергия добывается во всех точках планеты и передается по проводам к потребителям. На этом этапе электроэнергии от источника к потребителям происходит ее распределение и трансформация.

Электроэнергию добывают на электростанциях, которые отличаются по способу производства электроэнергии. Есть много разновидностей электростанций. Одна из которых вырабатывает энергия за счет преобразования пара и газа. Так же есть гидроэлектростанции и атомные электрические станции.

Невозможно передавать на огромные расстояния электроэнергию без увеличения напряжения. Именно поэтому в Единой Национальной электрической сети (ЕНЭС) содержится много электроподстанций. Они имеют огромную роль в ЕНЭС, так как делают распределение и преобразование напряжения. По месту подстанции ЕНЭС узнают узловые, тупиковые, ответвительные подстанции.

Считается что, силовой трансформатор – это одно из главных оборудования электростанции. Они нужны для трансформации напряжения и отличаются по разным факторам.

При выборе силового трансформатора подстанции нужно рассмотреть мощность всех потребителей и линий. Нужно помнить о том что, для двухтрансформаторных подстанций номинальный коэффициент нагрузки равен 0,7, а для однострансформаторных - 0,9.

Мощности являются стандартными и выбираются исходя из самой ближайшей максимальной типовой мощности.

Кроме силовых трансформаторов на подстанциях внедряются коммутационные аппараты такие как: выключатели, предназначенные для включения или отключения. Которые служат как выключатель в номинальном режиме или как отключатель при аварийном случае.

Так же ставятся разъединители, не относятся к аппаратам коммутации. С их помощью отключения не происходит, а они создают разрыв цепи для безопасности работ.

Для того что бы произвести измерения учета на подстанцию ставятся измерительные трансформаторы напряжения и тока. Такие трансформаторы выполняют преобразования тока и напряжения до удобных для измерения значений.

Все что установлено на подстанции тоже потребляет энергию. Так как привода выключателя и разъединителя могут быть электродвигателем, кроме этого на станции нужен обогрев оборудования, освещение всех территории и т.д. Исходя из вышеперечисленного должны устанавливаться трансформаторы нужд, часто подключение происходит со низкой стороны напряжения подстанции.

Повышение нагрузок и увеличение приемников ставит задачу модернизации оборудования. Нужно производить повышение мощности с заменой старого оборудования на более современное и надежное.

Исходя из вышеперечисленного выпускная квалификационная работа, целью которой является реконструкция электрической части подстанции является актуальной.

1 Характеристика реконструируемой подстанции

1.1 Электрическая часть подстанции «Александровка»

Подстанция «Александровка» работает с 1978 года и находится в Ставропольском районе, ПС 110 кВ «Александровка» подстанция является узловой в данной области. Эта подстанция работает под руководством филиала ПАО «МРСК Волги» и «Жигулевское ПО». Потребителями данной подстанции приходятся промышленные предприятия и коммунально-бытовые потребители.

Надежностью электроснабжения, в соответствии ПУЭ [3], на подстанции имеются электроприемники, которое скорее всего относится к потребителям I, II, III категории по надежности электроснабжения. Питание потребителей применяются от распределительного устройства 6 кВ подстанции «Александровка» по КЛ и ВЛ электропередачи. С стороны 110 кВ подстанция питается от двух, питание ПС поучает от двух одноцепных ВЛ, которое выполнены отпайки от линии 110 кВ Александровка, цепь I " и " Александровка, цепь II "воздушных линий электропередачи, а также через ОРУ 110 кВ электроэнергия транспортируется на ПС Ремзавода 110 кВ и тяговые подстанции ОАО"РЖД"

В состав ПС «Александровка» входит:

- Открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ. Устройство выполнено по схеме «Две рабочие и обходная система шин». В ОРУ подключены 4-е ВЛ 110 кВ. Отключение токов КЗ осуществляется в выключатели МКП-160М, МКП-110М. все электрооборудование устанавливается на стандартные унифицированные конструкции. В состав ОРУ входит два трехобмоточных силовых трансформатора с-Е1 и С-Е-2 типа ТДТН-40000/110/35/ 6кв.

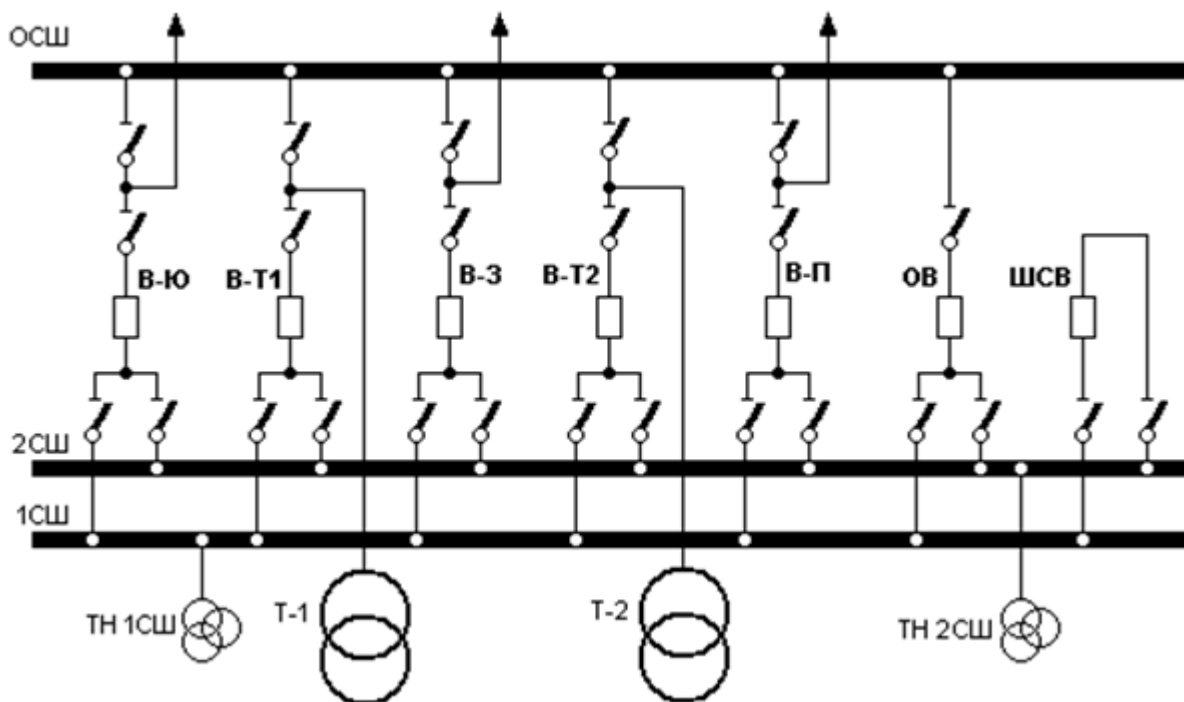


Рисунок 1.1 – Схема ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ «Александровка»

- Открытый распределительный щит 35 кВ (ору) выполнен из масляных выключателей 35 кВ в трансформаторных цепях и неавтоматической ремонтной перемычки, предназначен для коммунально-бытовой нагрузки.

Открытый распределительный щит ОРУ устарел, требуется его замена.

При реконструкции подстанции «Александровка» нужно рассмотреть замену элементов и оборудования современными, так как их техническое обслуживание затруднено из-за отсутствия запасных частей.

При рассмотрении подстанции 110, 35 и 10 кВ анализ показал необходимость проведения комплексного обмена, поскольку оно физически и морально устарело и не соответствует современным стандартам и нормативам.

Подстанция использует переменный рабочий ток напряжением 380 \ 220 В, питание осуществляется от трансформаторов для собственных нужд. Существующий LCN состоит из 2 панелей. Питание трансформаторов для самостоятельного использования осуществляется от секций 1 и 3 распределительного щита 10 кВ.

От подстанции идет сложный обмен распределительным оборудованием 110 кВ, поэтому при создании проекта необходимо учитывать реконструкцию заземляющего устройства в тех местах, где установлено новое оборудование. К недостаткам данной схемы можно отнести следующие:

- наличие вентильных разрядников
- негативное влияние на надежность электроснабжения может оказать физическое повреждение высоковольтного оборудования.

Проблема реконструкции электрической части понижающей подстанции актуальна на сегодняшнее время.

1.2 Технические условия реконструкции понизительной подстанции

Необходимо соблюдать следующие этапы при реализации проекта реконструкции электрической части подстанции по техническим условиям.

-Заменить устройство на стороне 110 кВ подстанции 110 кВ Александровка

- Рассмотреть возможность замены силовых трансформаторов типа с-Е1 и С-Е-2 ТДТН-40000/110/35/6

- Замените масляные выключатели в ОРУ-35 кВ на вакуумные

- Заменить распределительный щит 6 кВ на распределительный щит типа СЭС

- Обеспечить установку ОПН вместо клапанных разрядных лам в соответствии с ПУЭ[3].

В этой главе рассматриваются технические условия и характеристики подстанции Александровка, которые нужны для дальнейших расчетов.

2 Электрические нагрузки подстанции 110 кВ «Александровка»

При расчете необходимо провести реконструкцию электрической сети [13]:

1. Надежное обеспечение качественной электроэнергией всех потребителей данного района;
2. Внедрение современных технических решений позволяет снизить интенсивность работ и финансовые затраты на обслуживание данной части энергоснабжения;
3. Рациональное использование территории;
4. Для реконструкции планируется использовать модель прогрессивных проектов, стандартное оборудование российского производства;
5. Защита окружающей среды.

В ходе реконструкции необходимо предусмотреть возможность поступательного развития энергосистемы по мере увеличения нагрузки, без радикальных изменений электросетевых структур на каждом этапе.

Мы реконструировали систему питания таким образом, чтобы все элементы системы находились в нормальном режиме работы с максимально возможной грузоподъемностью.

Необходимо на ранней стадии рассчитать электрическую нагрузку потребителей, подключенных через надземную распределительную сеть 6 кВ и надземную сеть 35 кВ, ведущую к этой подстанции.

$$P_{cpi} = K_u \cdot \sum P_{номi} \quad (2.1)$$

где, $P_{номi}$ – заявленная мощность подключаемых потребителей;

K_u – коэффициент использования.

Сумма средних нагрузок потребителей:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_k P_{cpi}, \quad (2.2)$$

Таблица 1 – нагрузки подстанции 110 кВ Александровка представлена в приложении 1.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок представлена в приложении 2.

В данной главе рассчитана электрическая нагрузка потребителей, таких предприятий как ОАО «РЖД», ООО «Пелетное производство», Район село Александровка, АО «Мукумол», Новые потребители в соответствии с техническими условиями на ТП, ДНС – 5, ООО «Завод стройматериалов», КНС – 15.

По результатам расчётов потребителей, которые находятся в приложении 1 максимальная мощность составила 28 МВт.

По расчетам электрических нагрузок S_p составила 77782 кВА.

3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС 110 кВ

3.1 Выбор типа силовых трансформаторов ПС 110 кВ «Александровка»

Для определения мощности трансформаторов используем значения из таблицы 1 и 2:

$$S_{\text{номТ}} \geq \frac{S_{\text{maxПС}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (n-1)}, \quad (3.1)$$

где $K_{\text{пер}}$ – «коэффициент участия в нагрузке потребителей второй или первой категории»[7]

K_{1-2} – «коэффициент перегрузки трансформатора равный 1.4»[7]

$$S_{\text{номТ}} \geq \frac{77,782 \cdot 0,7}{1,4 \cdot (2-1)} \geq 41,670 \text{ МВА} \quad (3.2)$$

Что бы определить мощность трансформатора нужно учитывать способность перегрузки данного трансформатора при 40% мощности другого трансформатора при аварийном отключение.

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot S_{\text{max}}$$

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot 77,8 = 54,4 \text{ МВА}$$

Загрузка силовых двух трансформаторной подстанции находится в допусках от 0.5 до 0.7 [10], в связи с этим проверим коэф. нагрузки k_3^H для трансформаторов ТДТН – 63000/110/35/10 и ТДТН-80000\110\35\10.

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (3.2)$$

Для ТДТН – 63000\110\35\10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{77,8}{2 \cdot 63} = 0,6$$

Где S_{max} – максимальная прогнозируемая мощность

S_T – мощность одного трансформатора – установленная мощность МВА

n – количества трансформаторов шт

для ТДТН-80000\110\35\10

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 80} = 0,48$$

Принимаем к установке трансформатор ТДТН-63000\110\35\6

Таблица 3 - паспортные параметры силового трансформатора

Тип силового трансформатора	$S_{номТ}$, МВА	Данные завода изготовителя						
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			U_k , %	ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН				
ТДТН-63000\110	63	115	35	6,6	10,5\17\6,5	290	70	0,85

Стоимость одного трансформатора 22931 тысяча рублей

Величина потерь мощности:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x\%}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,85}{100} \cdot 63000 = 535,5 \text{квар} \quad (3.3)$$

Уровень потери в трансформаторе:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{ип} \cdot \Delta Q_x = 70 + 0,05 \cdot 535,5 = 36,775 \text{ кВт} \quad (3.4)$$

Уровень потери в трансформаторе при КЗ вторичной обмотке:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{кз} = 0,5 \cdot 290 = 145 \text{ кВт} \quad (3.5)$$

Указанные потери активной мощности в соответствии с Формулой (3.4) кз соответствующих обмоток трансформатора с тремя обмотками

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{кз} = 0,5 \cdot 290 = 145 \text{ кВт} \quad (3.5)$$

$$P'_{кв} = P_{к.в} + K_{ип} \cdot Q_{к.в} = 145 + 0,05 \cdot 6615 = 475,75 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.с} = 145 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + K_{ип} \cdot Q_{к.н1} = 145 + 0,05 \cdot 8190 = 554,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 63000 = 6615 \text{ квар}$$

$$Q_{к.с} = 0 \text{ квар}$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{13}{100} \cdot 63000 = 8190 \text{ квар}$$

Годовые потери:

$$\begin{aligned} \Delta A_{Ti} &= n \cdot \Delta P_{xx} \cdot t + \frac{1}{n} \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S'_i}{S_{номТ}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 96,775 \cdot 7060 + \frac{1}{2} 290 \cdot \left(\frac{77782}{126000} \right)^2 \cdot 6054 = \\ &= 1366463 + 178488,3 = 1544951,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \end{aligned}$$

Расчет стоимости потерь и приведенных затрат

$$\begin{aligned} I_{\Delta W_{ПС}} &= C_{эx}(T_x) \times \Delta W_x + C_{эk}(t) \times \Delta W_k = 0,012 \times 1366463 + 0,015 \times 178488,3 = \\ &= 28740952 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Стоимость

$$\begin{aligned} Z_{пр} &= E_n \times K + I = E_n \times K + I_э + I_{\Delta W_{ПС}} = 0,15 \times 22,931 \times 10^6 + 0,094 \times 60 \times 10^6 + \\ &+ 2,874 \times 10^6 = 17,514 \cdot 10^6 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Для расчета использовались данные из сборника укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК».

В данной главе были произведены расчеты мощности трансформатора она составила 54,4 МВА

По результатам технико-экономических расчетов затраты на установку трансформатора типа ТДТН-63000/110/10 составят более 17 млн рублей, для этого мы приняли среднюю стоимость одного трансформатора она составила 22931 рублей, рассчитали величину потерь мощности, уровень потерь в трансформаторе, уровень потерь в трансформаторе при КЗ вторичной обмотке, годовые потери.

4 Выбор оборудования

4.1 Этапы расчетов для выбора оборудования

Приведем расчеты номинальных длительных токов:

$$I_{\max}^{(ВН)} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, \text{ А} \quad (4.1)$$

$$I_{\max}^{(ВН)} = 1,4 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 443,3 \text{ А}$$

Длительный ток на стороне НН:

$$I_{\max}^{(НН)} = 0,7 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}, \text{ А} \quad (4.2)$$

$$I_{\max}^{(НН)} = 1,4 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 10^3 = 2430 \text{ А}$$

Так как величина ударного тока не превышает 40 кА [16], то поэтому не требуется специального изучения мероприятий по снижению токов короткого замыкания на стороне 110 кВ.

Таблица 4 – Токи на шинах ПС 100 кВ «Александровка»: максимальные, рабочие и аварийные

Шины ВН			Шины СН			Шины НН		
$I_{\max p}, \text{ А}$	$I_{КЗ}, \text{ кА}$	$I_{уд}, \text{ кА}$	$I_{\max p}, \text{ А}$	$I_{КЗ}, \text{ кА}$	$I_{уд}, \text{ кА}$	$I_{\max p}, \text{ А}$	$I_{КЗ}, \text{ кА}$	$I_{уд}, \text{ кА}$
443,3	1,5	49,9	73	5,4	38,5	2430	10,4	25,3

4.2 Компоновка ОРУ-110 высоковольтными выключателями

Автоматический выключатель выбирается на основе сравнения его параметров, которые подтверждаются производителем в ходе высоковольтного

испытания с характеристиками сети на месте установки автоматического выключателя в различных условиях [11].

По формуле определим максимальный ток, который протекает через выключатель в аварийном или ремонтном режиме:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

(4.3)

$$I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм.раб}} \quad (4.4)$$

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{77,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 346 \text{ A}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{2}{2-1} \cdot 346 = 692 \text{ A}$$

Таблица 5, которая представлена в приложении 3, по расчетным данным выбираем элегазовый выключатель

Выбираем к установке:

- ВЭБ – 110-40/2000У1

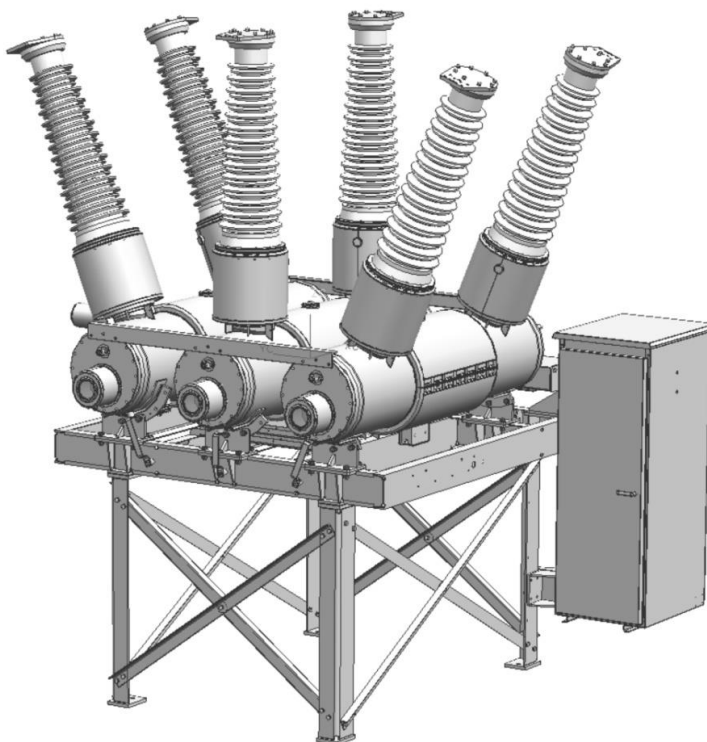


Рисунок 4.1 – ВЭБ -110 кВ выключатель элегазовый баковый

4.3 Компоновка РУ – 35 кВ высоковольтными выключателями

Максимальный ток, который протекает через выключатели в аварийном режиме определим по формуле 4.11 и 4.12

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{63}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 492 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{2}{2 - 1} \cdot 492 = 984 \text{ А}$$

Таблица 6 – выбор ВВН-35 кВ по расчетам данных

Условия выбора	Данные из каталога	Данные расчёта
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} > U_{\text{ном}}$	35,7 кВ	35 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$	1000 А	240 А
Номинальный ток отключения		
$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	5,44 кА	10 кА
$I_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл.ном}}$	5,4 кА	10 кА
$= \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40$	8,2 кА	10 кА
$I_{\text{п.(0)}} \leq I_{\text{пр.с}}$		
Номинальный ток динамической стойкости		
$I_{\text{у}} < I_{\text{дин}}$	51 кА	38,5 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_{\text{к}} = I_{\text{п(0)}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \leq I_{\text{2тер}}$	300 кА с	205 2 с

4.4 Компоновка КРУ-10 кВ выключателями

Так как внутри КСО СВЭЛ 293 включены вакуумные выключатель EVOLIS 23 10 3150 в связи с этим «выбираем выключатель по максимальному току отключения токов КЗ на шинах 10кВ» [10].

Таблица 7 – Выбор высоковольтного выключателя по расчетам данных

Условие выбора	Данные из каталога	Данные расчётов
Номинальное напряжение		
$U_{уст} > U_{ном}$	6,3 кВ	6,3 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{расч}$	2500 А	2430 А
Номинальный ток отключения		
$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}$	31,5 кА	25,3 кА
$I_{a.t} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2}\beta_{ном}I_{откл.ном}$	20,6 кА	10,5 кА
$=\sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40$	31,5 кА	20,07 кА
$I_{п.(0)} \leq I_{пр.с}$		
Номинальный ток динамической стойкости:		
$I_y < I_{дин}$	79 кА	14,1 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$V_K = I_{п(0)}^2(t_{откл} + T_a) \leq I_{2тер}$	4800 кА с	1224 Ка ² с

Таблица 8 –выбор выключателей в секционных ячейках

Условие выбора	Данные из каталога	Данные расчётов
Номинальное напряжение		
$U_{уст} > U_{ном}$	6,3 кВ	6,3 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{расч}$	3150 А	3082,8 А
Номинальный ток отключения		
$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}$	31,5 кА	25,12 кА
$I_{a.t} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2}\beta_{ном}I_{откл.ном}$	20,6 кА	9,04 кА
$=\sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40$	31,5 кА	20,07 кА
$I_{п.(0)} \leq I_{пр.с}$		
Номинальный ток динамической стойкости:		
$I_y < I_{дин}$	79 кА	42,2 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$V_K = I_{п(0)}^2(t_{откл} + T_a) \leq I_{2тер}$	2883 кА ² с	909,8 Ка ² с

Выбор выключателя по максимальному току отключения токов КЗ на секционном выключателе 6 кВ.

4.5 Компоновка ОРУ 110 кВ разъединителями

Для компоновки ОРУ важно учитывать даже погоду и климатические условия именно в диапазоне действия оборудования. Важным фактором также является территория: ее площадь, покрытие. Для того, чтобы осуществить работу нужно проверить нахождение рядом дорог для автомобилей и поездов, если дороги будут находиться рядом, то компоновка не сможет осуществиться.

Разомкнутая цепь в воздухе создаётся при помощи разъединителей, так же они используются для включения и отключения цепей через которую не проходит ток. Между автоматическим выключателем и выключателем-разъединителем должны быть предусмотрены механические и электромагнитные блокировки для предотвращения срабатывания автоматического выключателя, когда автоматический выключатель замкнут.

4.6 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Компонуем Ору 110 кВ трансформатором тока различными конструкциями.

Таблица 9 – условия выбора трансформаторов тока в классе напряжения 110 кВ

Условие выбора	Данные из каталога	Данные расчётов
Номинальные напряжения		
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{расч}$	692 А	400-600-800 А
Номинальный тепловой импульс		

$I_{TC}^2 \cdot t_{TC} \geq I_K^2 \cdot t_k$	15,2 кА ² с	63 кА ² с
Номинальный ток динамической стойкости		
Продолжение таблицы 9		
$I_y < I_{пр.с}$	38,3 кА	40 кА



Рисунок 4.2 – Внешний вид трансформатора тока ТГФМ 110 кВ

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$(4.13) \quad Z_{\text{нагр}} \leq Z_{\text{ном}},$$

По правилам устройства электроустановок:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,4 \text{ Ом}$$

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{138}{57 \cdot 1,4} = 1,8 \text{ мм}^2$$

Сечение жилы кабеля составит 2,5 мм².

Условия выбора трансформатора тока занесены в таблицу 10 и находятся в приложении 4

Сечение кабеля составляет 2,5 мм².

4.7 Компоновка РУ трансформаторами напряжения

Установим трансформатор напряжения (ТН) на стороне высокого напряжения НКФ 110-83. Вторичная нагрузка ТН не будет превышать 75 ВА.

4.8 Выбор ОПН для распределительного устройства 110 кВ

Для ограничителей перенапряжения на 110 кВ определяем технические данные, а именно класс напряжения сети и номинальное напряжение на ОПН. Класс напряжения составляет 110 кВ, номинальное напряжение 115 кВ.

Выбор номинального значения разрядного тока очень важный момент, его используют от перенапряжения грозы, если в ближайшей местности часто бывает гроза (50 ч/год) или загрязнения выше нормы, то мы определяем его равным 10 кА.

4.9 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ

Мы принимаем модульные здания с ячейками КСО СВЭЛ 293 для установки во время реконструкции ЗРУ 6.

При использовании вакуумных выключателей Evolis, трансформаторов напряжения КАМИТ-10 кВ, 10 кВ, трансформаторов тока, разрядников, заземляющих ножей и шин, опор и изоляторов обеспечивается высокой степенью производства и сборки, что повышает качество сборки подстанции 10 кВ, которая влияет на надежность и продолжительность эксплуатации этого оборудования [19].

4.9.1 Выбор ТТ для КРУ 110 кВ

Трансформаторы тока устанавливаются в распределительном щите в различных исполнениях: шина с шинным вводом или опора с кабельным вводом [18].

Многоточечные трансформаторы тока используются для защиты цепей, автоматизации и измерений. Для повышения надежности и безопасности при обслуживании распределительного щита можно использовать трансформаторы тока с длинными проводниками без винтовых соединений.

Таблица 11 - Расчетные и данные из каталогов для трансформатора тока ТОЛ-6кВ

Данные из расчетов	Данные из каталога
Номинальные напряжения	
$U_{уст} \leq U_{ном} 6 \text{ кВ}$	6 кВ
Номинальный ток	
$I_{max} = 2055 \text{ А}$	$I_{max} = 2055 \text{ А}$
$I_{уд} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

Номинальный ток ТТ выбирается максимально приближенным к рабочему току устройства, поскольку погрешность может увеличиться из-за нехватки нагрузки первичной обмотки трансформатора.

4.9.2 Выбор ТН для КРУ 10 кВ

НАМИТ 10 кВ имеет номинальное значение в классе точности 0.5, необходимым для присоединения счетчиков 75 ВА.

Выбор оборудования для подстанции является одной из главных задач, так как от этого зависит работа электростанции. По приведённым расчётам выбрали ВЭБ -110 кВ выключатель элегазовый баковый, так же выбрали трансформатор тока ТГФМ 110 кВ.

5 Расчет токов при замыканиях на шинах ПС 110 кВ «Александровка»

Для выбора коммутационных машин важным критерием является ток короткого замыкания (КЗ), они должны выдержать аппарат не изменив исходных характеристик. Еще значение токов КЗ нужны для установки параметров защиты элементов.

Расчет токов КЗ – важный этап перед выбором оборудования электрической части подстанции. Так как значения токов короткого замыкания зависят от расчетной схемы, которая выбирается на основе технических решений разработчика.

Основываясь на практическом опыте, схемотехнические решения увеличиваются для того, чтобы найти наилучшие условия режим работы сети. Величины сопротивления зависят от оборудования в сети, а еще от схем соединений токопроводящих элементов. Все это предъявляет повышенные требования к выбору систем расчета для расчета краткосрочной задолженности[11].

При расчетах токов КЗ вычтем следующие тех. решения реализованные при реконструкции, т.к. эти решения повлияют на схему токов КЗ и соответственно на расчетных значения токов короткого замыкания.

Распределительный щит 110 кВ спроектирован по схеме две рабочие и безопасные шинные системы (Схема 110-13Н).

Распределительные щиты 35,6 кВ будут изготовлены по схеме «одна секционированная выключателем секции шин».

В ходе реконструкции будут выполнены следующие работы:

- установка газовых выключателей
- монтаж трансформаторов Т-1 и Т-2
- монтаж разъединителей 110, 35 кВ
- монтаж трансформаторов тока напряжением 110 кВ
- монтаж комплекта 110 кВ газ ТН и 110 кВ ТТ

- монтаж трансформаторов на входную ячейку 6 кВ
- монтаж вакуумных выключателей 35 кВ
- монтаж ячеек ТСН-6 КВ 1
- установка трансформаторов тока на 35 кВ С. В.

Ниже приведена типичная модель замещения для расчета токов короткого замыкания при реконструкции ПС, рис. 4.1

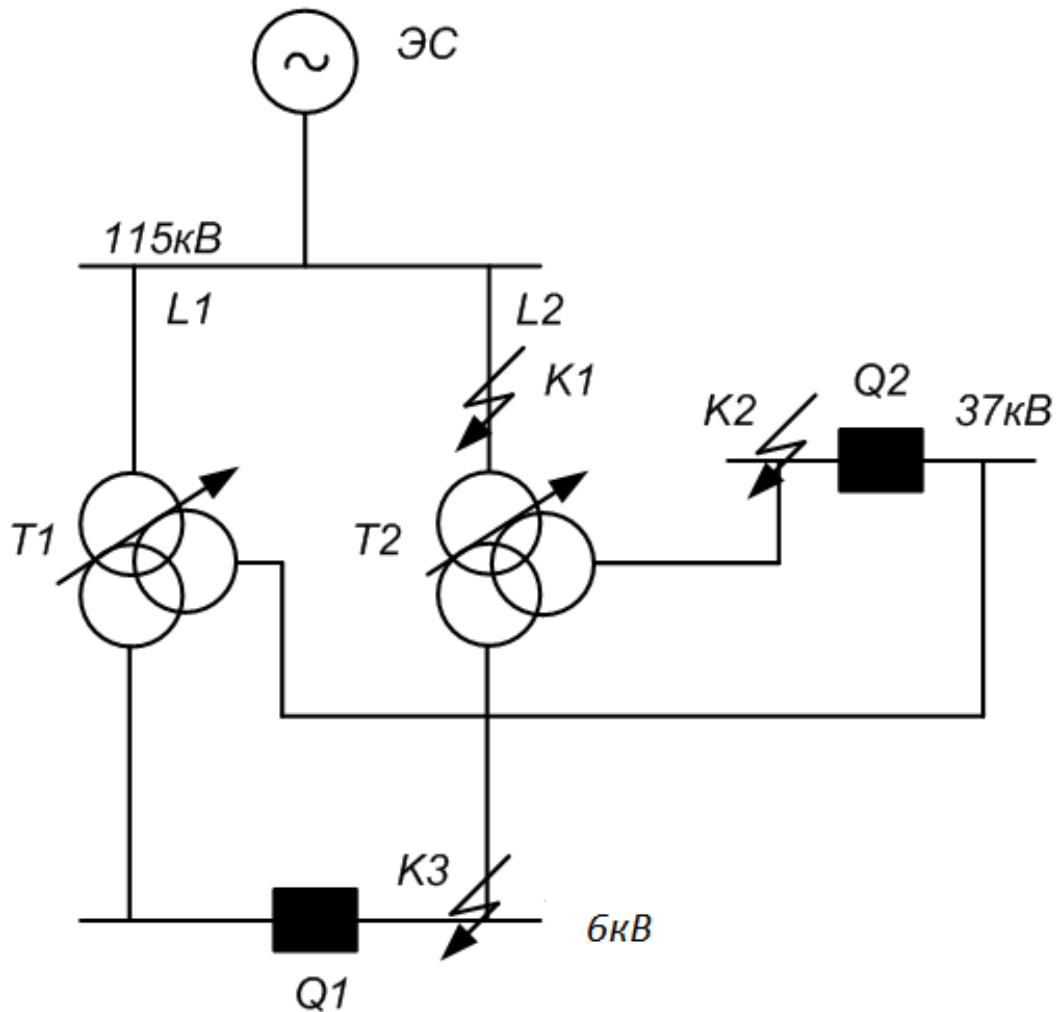


Рисунок 5.1 – упрощенная схема для расчетов ТКЗ

Все параметры элементов электрической сети определяют особенности структуры и внутренних резисторов, исходя из имеющихся паспортных данных предварительно выбранного устройства [11].

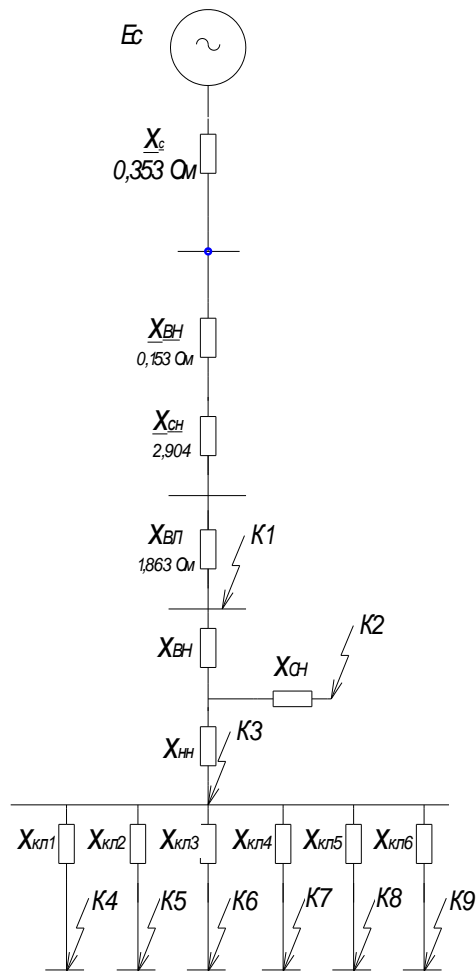


Рисунок 5.2 – схема замещения для расчетов токов короткого замыкания

«Параметры схемы замещения для различных режимов» [9]:

$$X_{НН.МІN} = U_{НН}^2 \cdot \left[\frac{X_{С.МАХ}}{U_{СР.ВН} \cdot (1 - \Delta U)} + \frac{U_{СР.ВН} \cdot (1 - \Delta U) \cdot U_{К.МІN}}{100 \cdot S_{Н.ТР}} \right]; \quad (5.1)$$

$$X_{НН.МАХ} = U_{НН}^2 \cdot \left[\frac{X_{С.МІN}}{U_{СР.ВН}^2} + \frac{U_{К.МАХ}}{100 \cdot S_{Т.ТР}} \right], \quad (5.2)$$

где: $U_{НН}$ - номинальное напряжение НН 6,6 кВ

По данным формулам определим ток короткого замыкания в расчетной точке:

$$I_{К.НН.МАХ}^{(3)} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot X_{НН.МІN}}; \quad (5.3)$$

$$I_{K.HH.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MAX}}. \quad (5.4)$$

По данным формулам определим ток трехфазного ТКЗ на шинах высокого напряжения подстанции

$$I_{K.BH.MAX}^{(3)} = I_{K.HH.MAX}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{CP} \cdot (1 - \Delta U)}; \quad (5.5)$$

$$I_{K.BH.MIN}^{(3)} = I_{K.HH.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{BH.MAX}} \quad (5.6)$$

По данным формулам определим трехфазный ТКЗ на шинах низкого напряжения подстанции:

$$I_{KЗ}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (5.7)$$

По данным формулам определим сопротивление энергосистемы на шинах ОРУ-110 кВ:

$$X_{MAXC} = \frac{U_C^2}{S_{KЗ}} = \frac{126^2}{5000} = 3.2 \text{ Ом}; \quad (5.8)$$

$$X_{MINC} = \frac{U_C^2}{S_{KЗ}} = \frac{110^2}{1500} = 8.07 \text{ Ом}; \quad (5.9)$$

По данной формуле определим сопротивление трансформатора:

$$X_{HHЗ.MIN} = \frac{6,3^2}{110} \cdot \left[\frac{5,864}{115 \cdot (1 - 0,16)} + \frac{115 \cdot (1 - 0,16) \cdot 9,52}{100 \cdot 63} \right] = 0,519 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ННЗ.МАХ}} = 6,3^2 \cdot \left[\frac{18,976}{126^2} + \frac{19,59}{100 \cdot 63} \right] = 0,728 \text{ Ом.}$$

По формуле рассчитываем напряжение кз в минимальном и максимальном режимах на стороне 35 кВ:

$$U_{\text{к.мин}} = 0,5(U_{\text{к.вс.мин}} + U_{\text{к.сн.мин}} - U_{\text{к.сн.ср}}) = 0,5(9,52 + 17,04 - 6,5) = 10,03 \%$$

$$U_{\text{к.мах}} = 0,5(U_{\text{к.вс.мах}} + U_{\text{к.сн.мах}} - U_{\text{к.сн.ср}}) = 0,5(11,56 + 19,29 - 6,5) = 12,175 \%$$

По формуле рассчитываем сопротивление в точке короткого замыкания для шин 35 кВ:

$$X_{\text{НС.МИН}} = \frac{38,5^2}{110} \cdot \left[\frac{5,864}{115 \cdot (1-0,16)} + \frac{115 \cdot (1-0,16) \cdot 10,03}{100 \cdot 63} \right] = 4,082 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{НС.МАХ}} = 38,5^2 \cdot \left[\frac{18,976}{126^2} + \frac{12,175}{100 \cdot 63} \right] = 6,283 \text{ Ом.}$$

По формуле рассчитываем ТКЗ расчетной точке на шинах 10 кВ:

$$I_{\text{К.НН1.МАХ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН1}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{НН1.МИН}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,351} = 10,374 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{К.НН1.МИН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН1}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{НН1.МАХ}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,67} = 5,435 \text{ кА.}$$

По формуле рассчитываем ток трехфазного кз в точке К1 на шинах ВН:

$$I_{\text{К.ВН1,2.МАХ}}^{(3)} = I_{\text{К.НН1.МАХ}}^{(3)} \frac{U_{\text{НН1}}}{U_{\text{ср}} \cdot (1 - \Delta U)} = 10,374 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 1,328 \text{ кА;}$$

$$I_{K.VH1,2.MIN}^{(3)} = I_{K.HH1.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH1}}{U_{VH.MAX}} = 5.435 \cdot \frac{10,5}{126} = 0,597 \text{ кА.}$$

Полученные результаты запишем в таблицу 12

Таблица 12 – Итоговые расчетные величины токов

Полученные значения	Шины 10 кВ		Шины 35 кВ		Шины 110 кВ
	Секция 1	Секция 2	Секция 1	Секция 2	
$I_{K.MAX}^{(3)}$, кА	10,374	10,374	5,374	5,374	1,457
$I_{K.MIN}^{(3)}$, кА	5,435	5,435	2,435	2,435	0,765
X_{MAX} , Ом	0,351	0,351	4,082	4,082	3,175
X_{MIN} , Ом	0,67	0,67	0,67	0,67	8,067

Ударный ток [19]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I^{(3)} \quad (5.10)$$

где: k_{y0} равен 1,8 [9]

В данной главе основываясь на полученные результаты мы подбираем и конфигурируем устройство для электрической части понижающей подстанции. На шинах RU PS 110 кВ, не требует специальных технологических мероприятий для снижения токов КЗ на стороне 110, 35 кВ и 10 кВ.

6 Системы оперативного постоянного тока

Расположены на электростанциях и используются для непрерывного питания оперативных цепей. Переменный ток превращается в постоянный, тем самым обеспечивает питание. Преимущества СОПТ очевидны, самым главным является умение системы адаптироваться под определенные критерии, также удобно осуществлять различные поправки в режиме работы.

Наиболее основными потребителями на подстанции являются рабочие токовые цепи защиты, автоматики и электромагнитные выключатели в распределителях [3].

Принято считать, что нагрузка системы постоянного тока делится на категории:

1 Устройство управляющих устройств, блокирующих, сигнализирующих и релейных защит, постоянно обтекает токи;

2 Временная нагрузка - это аварийные токи легкой нагрузки. Продолжительность этой нагрузки определяется временем аварии [14];

3 Кратковременные нагрузки - эта нагрузка генерируется включением и выключением токов коммутационных приводов.

Когда переменный ток исчезает, т. е. j . в указанном безопасном режиме эта нагрузка равна сумм постоянного и переменной нагрузок.

Перезаряжаемая батарея А412 с небольшим содержанием свинцовых кислот для технического обслуживания с жидким электролитом обеспечивает максимальный номинальный ток после двухчасовой разрядки с током нагрузки при работе в автономном режиме [16].

Непрерывная зарядка используется в качестве основного режима работы. Постоянное зарядное напряжение составляет 2,23 В / е при температуре + 20 ° С [16].

Подходящие зарядные устройства должны быть выбраны вместе с аккумулятором, чтобы гарантировать, что все требования производителя

зарядного устройства аккумулятора необходимы для поддержания заявленного срока службы аккумулятора и надежной работы [17].

В этой главе мы узнали для чего нужны системы оперативного постоянного тока. Категории нагрузка системы постоянного тока делятся на:

1 Устройство управляющих устройств, блокирующих, сигнализирующих и релейных защит, постоянно обтекает токи;

2 Временная нагрузка - это аварийные токи легкой нагрузки. Продолжительность этой нагрузки определяется временем аварии [14];

3 Кратковременные нагрузки - эта нагрузка генерируется включением и выключением токов коммутационных приводов.

7 Расчет релейной защиты силовых трансформаторов

Трансформаторы оснащены следующими комплектами оборудования устройств РЗА:

- дифференциальная токовая защита,
 - газовая защита трансформатора,
 - защита РПН с использованием струйных реле,
- Защита от перегрузки всех обмоток,
- резервные защиты на сторонах высшего и низшего напряжения,
 - технологические защиты,

Газовая защита трансформаторов, защита трансформаторов РПН осуществляется с помощью соответствующего газового и струйного реле. Газовые реле работают через основную защитную коробку и через резервную защитную клемму HV-стороны [12].

На стороне ВН, СН и НН определяются отдельными файлами резервной защиты.

7.1 Расчет токов срабатывания ДЗТ

Исходя из рекомендации завода определим на стороне ВН-110 кВ, коэффициент выравнивания:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{нб}, \quad (7.1)$$

В соответствии с рекомендацией завода изготовителя на стороне НН – коэффициент выравнивания:

$$I_{нб} = k_A \cdot k_{одн} \cdot I_{п.(0)Внеш} \quad (7.2)$$

В соответствии с рекомендациями завода изготовителя установки по току находятся:

$$I_{нб} = 1 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 11,6 = 0,58 \text{ кА},$$

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 0,58 = 0,754 \text{ кА},$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя ток срабатывания:

$$I_{с.з} \geq k_{н} I_{ном.Тр}$$

$$I_{с.з} = 754 \text{ А} > 1,2 \cdot 263 = 316 \text{ А}$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ \text{ мин}}^{(2)} \cdot k_{схN}^{(n)}}{I_{с.з} \cdot k_{схN}^{(3)}}$$

(7.3)

По решению завода установки производятся по току срабатывания вторичному:

Со стороны высокого напряжения силового трансформатора трансформаторы тока соединяем в схему треугольник. На сторонах среднего и низкого напряжения в звезду:

$$I_{п.о.к(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{р.(0)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,2 = 7,1 \text{ кА}$$

$$k_{ч} = \frac{7,1 \cdot 1}{0,754} = 9,4$$

По правилам устройства электроустановок коэффициент чувствительности должен быть не менее 2. ДЗТ равен 9,4.

Расчёт вторичных токов в плечах:

$$I_{\text{ном.тр.вт}} = \frac{I_{\text{ном.тр}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{тт}}}$$

(7.4)

Таблица 13 – расчетные значения уставок ДЗТ

Параметры	Расчетные значения		
	ВН (110 кВ)	СН (35 кВ)	НН (10 кВ)
$I_{\text{ном.тр}}$	$63000/\sqrt{3} \cdot 110 =$ 331 А	$63000/\sqrt{3} \cdot 37 =$ 984 А	$63000/\sqrt{3} \cdot 6 =$ 2570 А
$k_{\text{тт}}$	600/5	1000/5	3000/5
Схема соединения	Δ	Y	Y
$k_{\text{сх}}$	1,73	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$443/600/5 \cdot 1,73 =$ 6,8 А	$984/1000/5=4,92$ А	$2570/3000/5=4,25$ А

7.2 Расчет уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора

Затем установите источник питания сбоку от двух источников питания, а также установите защиту с обеих сторон трансформатора и отрегулируйте ток отключения защиты максимальным током короткого замыкания, проходящим через трансформатор к короткому замыканию на противоположной стороне трансформатора:

$$I_{\text{с.з110}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{КЗмакс10}},$$

(7.5)

где: $I_{\text{с.з110}}$ — это ток срабатывания защиты со стороны 6 кВ;

$k_{отс}$ — это коэффициент отстройки, который равен 1,4;

$I_{КЗ_{макс10}}$ — это ток трехфазного короткого замыкания, в месте установки защиты, при коротком замыкании на другой стороне трансформатора.

Ток КЗ стороны 6 кВ приведем к току КЗ 110 кВ трансформатора:

$$\frac{25,1}{\frac{110}{6}} = 2,28 \text{ кА}$$

$$I_{с.з} = 1,4 \cdot 1,8 = 2,5 \text{ кА}$$

Чувствительность обслуживания определяется металлическим двухфазным коротким замыканием на стороне защитной установки в минимальном режиме работы ЭС, по правилам минимальный коэффициент должен быть более 2 [16]:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п.(0)110}}{I_{с.з110}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,2}{3,19} = 2,6$$

$$k_{ч.10} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п.(0)10}}{I_{с.з10}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,6}{2,5} = 2,1$$

Расчетные значения токовых отсечек подходят по всем параметрам.

7.3 Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

На стороне 110 кВ по цепям подключена МТЗ. Производим расчёт для данной защиты.

«Первичной ток срабатывания максимальной токовой защиты рассчитываем по условию отстройки от токов в максимальном рабочем режиме трансформатора» (7):

$$I_{C3} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс}}$$

(7.4)

где: $I_{\text{раб.макс}}$ - максимальный рабочий ток трансформатора;

K_B - коэффициент возврата;

K_3 - коэффициент запаса.

$$I_{\text{раб.макс}110} = k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,4 \cdot 264 = 269,6 \text{ A}$$

$$I_{C3} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 369 = 553 \text{ A}$$

Чувствительность для МТЗ определим по выражению КЗ со стороны 6 кВ приведенное к стороне 110 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{п.о.к}^{(2)}}}{I_{C.3}} = \frac{6,74/11}{0,68} = 0,9$$

По правилам устройства электроустановок коэффициент чувствительности должен находиться в пределах 1,2.

7.4 Расчет защиты от перегрузки трансформатора

Для трансформатора характерны различные повреждения, поэтому очень важно осуществить его защиту

Обеспечьте защиту от перегрузки для трансформатора с тремя катушками допускается установить защиты с любой стороны. Устанавливаем защиты со стороны 110 кВ

Защита от перегрузки по току выключения с действием на сигнал, рассчитываемый по обратному состоянию защиты при номинальном токе трансформатора:

$$I_{с.з} = k_{отс} \frac{I_{ном}}{k_{в}},$$

(7.5)

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки равный 1,05

$k_{в}$ – коэффициент возврата равный 0,95

$$I_{с.з} = 1,05 \cdot \frac{264}{0,95} = 292 \text{ A}$$

Чтобы избежать ложных сигналов, мы выполняем время срабатывания защиты от перегрузки с временной задержкой 9 секунд.

В этой главе рассчитали расчет токов срабатывания ДЗТ, расчет уставок токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора, расчет максимальной токовой защиты трансформатора, расчет защиты от перегрузки трансформатора.

8 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд подстанции

Системы собственных нужд должны являться надежными и функциональными. Данные требования должны быть обеспечены в работе оборудования СН.

На площадке подстанции предлагается поставить два трансформатора для собственных нужд, подключенных к секциям СТ-1 ИС-2 1 и 2 СК-6 кв.

Для распределения электроэнергии между потребителями собственных нужд ПС в ОПУ устанавливаются плиты собственных нужд 0,4 кВ.

Для подключенных цепей питания проводов и обогрева оборудования 110 и 35 кВ предусматриваются установки дополнительных распределяющих шкафов 0,4 кВ на ОРУ 110 кВ.

Для подключения осветительных цепей электроснабжения мы предусматриваем установку дополнительных распределительных шкафов 0,4 кВ в открытом пространстве подстанции на мачтах прожекторов.

Расчет электроэнергии, потребляемой для собственных нужд существующих подстанций, производится с учетом существующих схем подстанций СН-0,4 кВ и данных от производителей вновь устанавливаемого оборудования.

В качестве расчетных нагрузок принимаем максимальную потребляемую мощность в зимний период.

Расчет нагрузок сведен в таблицу 14.

Максимальная расчетная нагрузка составляют:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = 83,48^2 + 29,41^2 = 88,51 \text{ кВА}$$

Из-за коэффициента текущей нагрузки требуется мощность трансформатора:

$$S_T = K_{\text{одн}} \cdot S_{\Sigma} = 0,85 \cdot 88,51 = 75,23 \text{ кВА}$$

С учетом перспектив развития ПС и возможности длительной работы с одним трансформатором утверждены к монтажу трансформаторы 160 кВА.

Таблица 14 – нагрузка собственных нужд находится в приложении 5

Нагрузка на трансформатор СН согласно таблице, учитывающей коэффициент спроса КС, составляет 88,51 кВА.

Силовые трансформаторы собственных нужд следует подбирать с учетом того, что в случае выхода одного из трансформаторов возможно опереться в работу, чтобы принять нагрузку с допустимой перегрузкой.

Что касается перспектив развития ПС и возможности длительной работы с одним трансформатором, то это трансформаторы мощностью 160 кВА, принятые к монтажу.

Мощность ПС 110/35/6 кВ обеспечивается двумя автономными трансформаторами мощностью 160 кВА и напряжением 6/0,4 кВ установлены в открытом пространстве подстанции и подключены к 1 и 2 секциям ЗРУ-10 кВ.

Таблица 15 – параметры трансформатора ТМГ-160/6 У1

Тип	S _{ном} кВА	Напряжение, кВ			Потери	U _к %
		ВН	НН	P _{хх}	P _{кз}	

ТМГ – 160/10 У1	160	6	0,4	0,41	2,6	4,5
--------------------	-----	---	-----	------	-----	-----

В данной главе мы определили мощность трансформатора, для этого был произведен расчет нагрузок, который сведен в таблицу 14, определили коэффициент спроса который составил 88,51 кВа.

9 Молниезащита подстанции

Молниезащиту ставят не только для сохранения жизни и безопасности рабочих электростанции, а также для сохранения имущества. Молния-это природное явление, которое имеет большой заряд энергии, при попадании молнии в электростанцию последствия будут значительными. Ущерб от удара молнии может быть колоссальным, это касается не только человеческой жизни, но и денежные затраты для починки оборудования и станции в целом.

Для защиты используются молниеотводы, располагаются они по углам электростанции.

Молниеприемник, находящийся в молниеотводе, распознаёт удар молнии и направляет ток в землю, тем самым защищая подстанцию от перенапряжения.

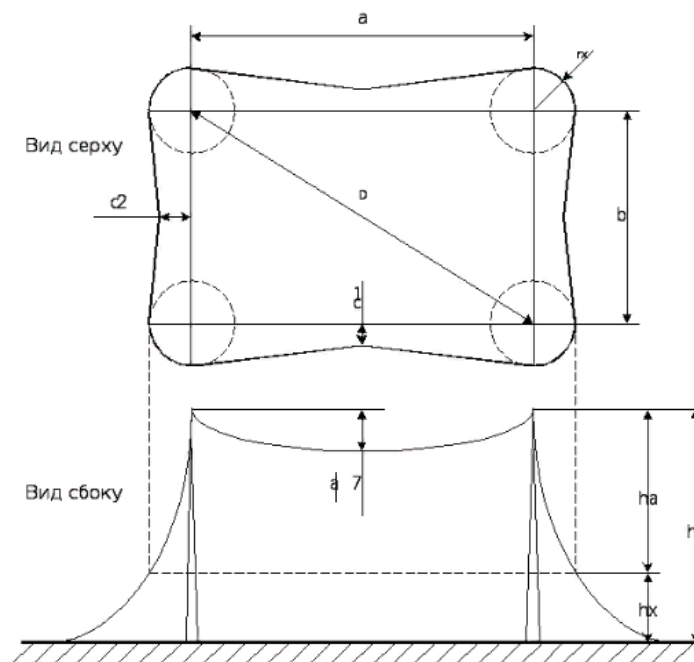


Рисунок 9.1 – область молниезащиты для четырех приемников
 В данной главе рассмотрели для чего нужна молниезащита.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был выполнен проект реконструкции одной из важных частей электрической подстанции 110/35/6 кВ «Александровка». При выполнении данного проекта в работе рассмотрены всевозможные решения обеспечивающие надежный электроснабжение потребителей подстанции расположенных в Самарской области.

На первом этапе выпускной работы был приведен комплексный анализ подстанции. На данный момент на подстанции "Александровка" в эксплуатации находятся силовые трансформаторы ТДТН 40 МВА.

Будет рассчитан коэффициент загрузки существующих силовых трансформаторов мощностью 40 МВА, и мы получим, что трансформаторы этой мощности не смогут справиться с нагрузкой. На основании этого в данной работе выполнены расчеты требуемые мощности силовых трансформаторов.

По данным результатам сравнения и оценок вариантов силовых трансформаторов на подстанции «Александровка» 110 кВ, предлагается установка силовых трансформаторов типа ТДТН на значение мощности 63 МВА.

Выполнены расчеты значения токов короткого замыкания на шинах подстанции. По выполненным расчётам полученные результаты способствовали выбору и проверке нового оборудования подстанции на стороне 110, 35 и 6 кВ.

Реконструкция подстанции предполагает замену системы переменного тока на систему постоянного тока, которая повысит надежность подстанции.

Произведен расчет релейной защиты силового трансформатора ТДТН 63000\110\6. Разобран вопрос обеспечения молниезащиты оборудования подстанции.

Проект реконструкции электрической части подстанции 110 кВ «Александровка» выполнен в соответствии действующим правилам и нормам проектирования электрической части понизительной подстанции.

Список используемых источников

1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94. М.: Энергоатомиздат, 1995 г.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, перераб. и доп., с изменениями. М.: Министерство энергетики РФ, 2003г.
3. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова // Учеб. пособие — Минск : ИВЦ Минфина, 2015.
4. Янукович, Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства / Г.И. Янукович // Курсовое и дипломное проектирование: учеб. пособие: 3-е изд., доп. и исправ. — Минск: ИВЦ Минфина, 2016.
5. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов // Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2015.
6. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева // учебное пособие - Кнорус: Бакалавр, 2013.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. - М.: Интермет Инжиниринг, 2012.
8. Хорольский, В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов — Москва, Форум, Инфра-М, 2013 г.
9. Марквардт, К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К.Г. Марквардт — Санкт-Петербург, 2012 г. 10. Принципы построения и развития городских электрических сетей и рационального использования энергии - труды Ленинградского инженерно-экономического института.
10. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. ред. В.Г.Герасимова и др. М.: МЭИ, 2002.

11. Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства / М.А. Юндин, А.М. Королев — Санкт-Петербург, Лань, 2011 г.
12. Хорольский, В.Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов — Санкт-Петербург, Форум, Инфра-М, 2013 г.
13. Алиев, И.И. Кабельные изделия / И.И. Алиев - Справочник. М.: ИП РадиоСОФТ, 2001.
14. Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин — Москва, Солон-Пресс, 2014 г.
15. Салтыков, В.М. Проектирование электрической части подстанций в энергосистемах / В.М. Салтыков // Учеб. Пособие - Тольятти: ТГУ, 2002.
16. Ким, К.К. Расчет электрических цепей в системе Mathematica / К.К. Ким, А.Н. Бестужева, А.Л. Смирнов — Москва, НИЦ "Регулярная и хаотич, 2011 г.
17. Piatek, L. Frequency and outage duration in electric power systems /, L. Piatek , A. Burmutaew // Electrical Review. – 2009. – Vol. R85. – Nr. 3. – P. 220-222.
18. Piatek , L. Proceedings of the Fifth International Scientific Symposium ELEKTROENERGETIKA 2009. – Technical University of Kosice, Slovakia, September 23-25, 2009.
19. Burmutaew, A. Modelling the organization of maintenance and emergency repairs for calculating the reliability of electric power systems / Burmutaew // Technology university of Czestochowa. Faculty of Management. - 2010.
20. Endrenyi, J. Reliability evaluation of transmission systems with switching after faults – approximation and a computer program // J. Endrenyi, P. Maenhaut, L. Payne / IEEE Transactions on power apparatus and systems. – 1973. – Vol. PAS-92. – № 6. – P. 1863-1875.
21. Ge, H. Reliability evaluation of equipment and substations with fuzzy Markov processes // H. Ge, S. Asgarpoor / IEEE Transactions on Power Systems, 25 (2010), nr. 3, 1319-1328. __

22. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.
23. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.
24. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.
25. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.

Приложение 1

Таблица 1 – Нагрузка ПС 110 кВ Александровка

№ п/п	Потребитель	Год ввода в эксплуатацию	Максимальная мощность, МВт
1	ОАО «РЖД»	2018	10,0
2	ДНС-5	2016-2018	3,9
3	Район с Александровка	2018	1,2
4	КНС-15	2017, 2018	0,91
5	Новые потребители в соответствии с ТУ на ТП	2018	0,84
6	АО «Мукомол»	2018	2,25
7	ООО «Завод стройматериалов»	2018	5,0
8	ООО «Пелетное производство»	2017, 2018	3,15
ИТОГО			28,0

Приложение 2

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок

Наименование потребителя	$\cos\varphi$	Расчетный параметр нагрузки	$tg\varphi$	$Q_{p.l.}$, кВар	S_p , кВА
Нагрузка прилегающих территорий	0,85	18014	0,65	13501	
Сельскохозяйственные потребители	0,8	27500	0,75	17832	
Потребители	0,92	28000	0,43	12040	
Итого по ПС 110 кВ		73514	0,59	43373	77782

Приложение 3

Таблица 5 – Выбор ЭВ по расчетам данных

Условия Выбора выключателей для ОРУ 110 кВ	Характеристики ЭВ	Расчетные данные ВКР
Номинальные напряжения		
$U_{уст} > U_{ном}$	126 кВ	110 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{расч}$	2000 А	692 А
Номинальный ток отключения		
$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}$	40 кА	19,173 кА
$I_{a.t} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \beta_{ном} I_{откл.ном}$	40 кА	1,5 кА
$= \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 40$	40 кА	8,2 кА
$I_{п.(0)} \leq I_{пр.с}$		
Номинальный ток динамической стойкости:		
$I_y < I_{дин}$	102 кА	42,94 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K = I_{п(0)}^2 (t_{откл} + T_a) \leq I_{2тер}$	300 кА с	205 Ка2 с

Приложение 4

Таблица 10 – условия выбора трансформатора тока

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальные напряжения		
$U_{уст} < U_{ном}$	110 кВ 35 кВ 10 кВ	110 кВ 35 кВ 10 кВ
Длительный номинальный ток		
Силовой трансформатор $I_{max} < I_{ном}$ в линии 110 кВ	692 А	800/5 А
Силовой трансформатор $I_{max} < I_{ном}$ в линии 35 кВ	982 А	1000/5 А
Силовой трансформатор $I_{max} < I_{ном}$ в линии 10 кВ	2430 А	3000/5 А
Секционный выключатель $I_{max} < I_{ном}$ в линии 110 кВ	443 А	600/5 А
Секционный выключатель $I_{max} < I_{ном}$ в линии 35 кВ		
Секционный выключатель $I_{max} < I_{ном}$ в линии 10 кВ	441 А 2430 А	600/5 3000/5А
Номинальный ток динамической стойкости:		
$I_y < I_{дин}$	38,3 кА	63 кА
Номинальный тепловой импульс		
$W_K \leq I_{2тер} t_{тер}$	15,2 кА ² с	2883 кА ² с

Приложение 5

Таблица 14 – нагрузка собственных нужд находится

Тип нагрузки	$S_{нагр}$ кВА	K_c	$S_{рас}$ кВа
ОПУ. Шкаф распределительный собственных нужд 0,4 кВ 1	35	0,80	28
ОРУ-110 кВ. Шкаф питания приводов оборудования 110 кВ 2	10,6	0,25	2,65
ОРУ-35 кВ. Шкаф питания обогрева оборудования 35 кВ 2	8,1	1	8,1
ЗРУ-6 кВ. Шкаф распределительный собственных нужд 0,4 кВ 1	20	0,8	16
Зру-6 кВ. шкаф питания приводов выключателей 10 кВ 1	13,86	0,3	4,16
ОРУ-110 кВ. Шкаф приводов РПН Т-1 Т-2 2	2,20	0,50	1,1
ОРУ-110 кВ. Шкаф дутьевого охлаждения ШД Т-1, Т-2 2	6,40	0,50	3,20
ОПУ. Выпрямительное зарядное устройство АКБ 2	12	0,2	2,40
ОПУ. Питаник оперативной блокировки разъединителей 1	0,8	1	0,8
ОПУ. Освещение шкафов РЗА 15	0,9	0,3	0,27
ОПУ. Шкаф наружного освещения подстанции 1	4,80	0,5	2,4
ОПУ. Питание измерительных преобразователей 32	0,5	1	0,5
ОПУ. Питание счетчиков 110 кВ и приборов ККЭ 6	0,1	1	0,1
ОПУ. Шкаф серверный ИВК 1	2,2	1	2,2
ОПУ. Серверный шкаф видеонаблюдения 1	3	1	3
ОПУ. Шкаф УСПИ 1	1,5	1	1,5
ОПУ Шкаф системы гарантированного питания	10	0,7	7
ОПУ Шкаф УДК	0,1	1	0,1
Итого	132,06	88,51	-

