

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ  
«Безымянная - 2»

Студент

Э.Р. Абдиев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

(личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Тольятти 2017

## Аннотация

В качестве объекта выпускной квалификационной работы выбрана подстанция «Безымянка 2» напряжением 110/6 кВ. Предмет выпускной квалификационной работы это электрическая часть подстанции напряжений 110 кВ и 6 кВ.

Работы содержит в себе расчет электрической части подстанции.

Расчет электрической части подстанции включает в себя следующие разделы:

- выбор и расчет трансформаторов с учетом нагрузок подстанции;
- выбор основных схемных решений (главная схема);
- расчет токов короткого замыкания для выбора оборудования;
- выбор оборудования и проверка по номинальным параметрам;
- выбор типа релейной защиты и расчет;
- выбор системы оперативного тока;
- расчет трансформатора собственных нужд;

Выпускная квалификационная работа выполнена на 62 с., включает 28 таблиц, 20 литературных источников, 3 рисунка.

## Содержание

Введение.....	4
1. Краткая характеристика подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ .....	6
2. Обоснование реконструкции подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ .....	8
3. Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов. Электрические нагрузки подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ .....	10
4. Главная электрическая схема подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ ....	19
5. Расчет токов короткого замыкания подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ.....	20
6. Выбор и расчет электрооборудования подстанции «Безымянка 2» 110/6к В .....	27
7. Релейная защита подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ.....	51
8. Система оперативного тока на подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ .....	57
9. Собственные нужды подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ.....	58
Заключение.....	59
Список использованных источников.....	60

## Введение

Электрохозяйство подстанции это многогранный комплекс, включающий в себя электрооборудование подстанции, как высоковольтное, так и низковольтное, площади и помещения в которых оно расположено, и людей которые занимаются эксплуатацией данного оборудования.

Для надежного и бесперебойного функционирования подстанции жизненно необходимо поддерживать оборудование в надлежащем техническом состоянии. Своевременные плановые ремонты и профилактика оборудования позволяют поддерживать техническое состояние на необходимом уровне. Но, однако, даже самое надежное оборудование не выдержит гонку со временем.

Проблема морального и физического износа оборудования актуальна для большинства подстанций в России (60 – 70 % подстанций) на сегодняшний день, т.к. большинство из них было введено в эксплуатацию около 30 – 40 лет назад.

Недостаточная нагрузочная способность и изношенность оборудования приводит к частым авариям, которые являются причиной перебоев в электроснабжении, что говорит о низкой надежности электроснабжения, также изношенность и недостаточная нагрузочная способность являются причинами экономических потерь, исчисляемых миллионами рублей.

Подстанция «Безымянка 2» 110/6 кВ, рассматриваемая в рамках данной выпускной квалификационной работы, введена в эксплуатацию в 1962г. и обладает всеми вышеперечисленными недостатками: оборудование устарело и требует замены. При этом нагрузка на подстанцию возрастает каждый год.

Целью выпускной квалификационной работы, в связи с вышеобозначенными положениям, будет являться повышение надежности и максимальной загрузки подстанции «Безымянка 2».

Основные задачи, которые необходимо решить, согласно поставленной цели:

- выбор силового трансформатора (с расчетом необходимой мощности);

- выбор и обоснование электрической схемы подстанции;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор электрооборудования распределительных устройств;
- расчет уставок релейной защиты;
- расчет заземления и молниезащиты подстанции.

## 1 Краткая характеристика подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ

Подстанция «Безымянка 2» 110/6 кВ имеет следующее месторасположение: Самарская обл., г. Самара, ул. 22 Партсъезда, 7А, корпус 10.

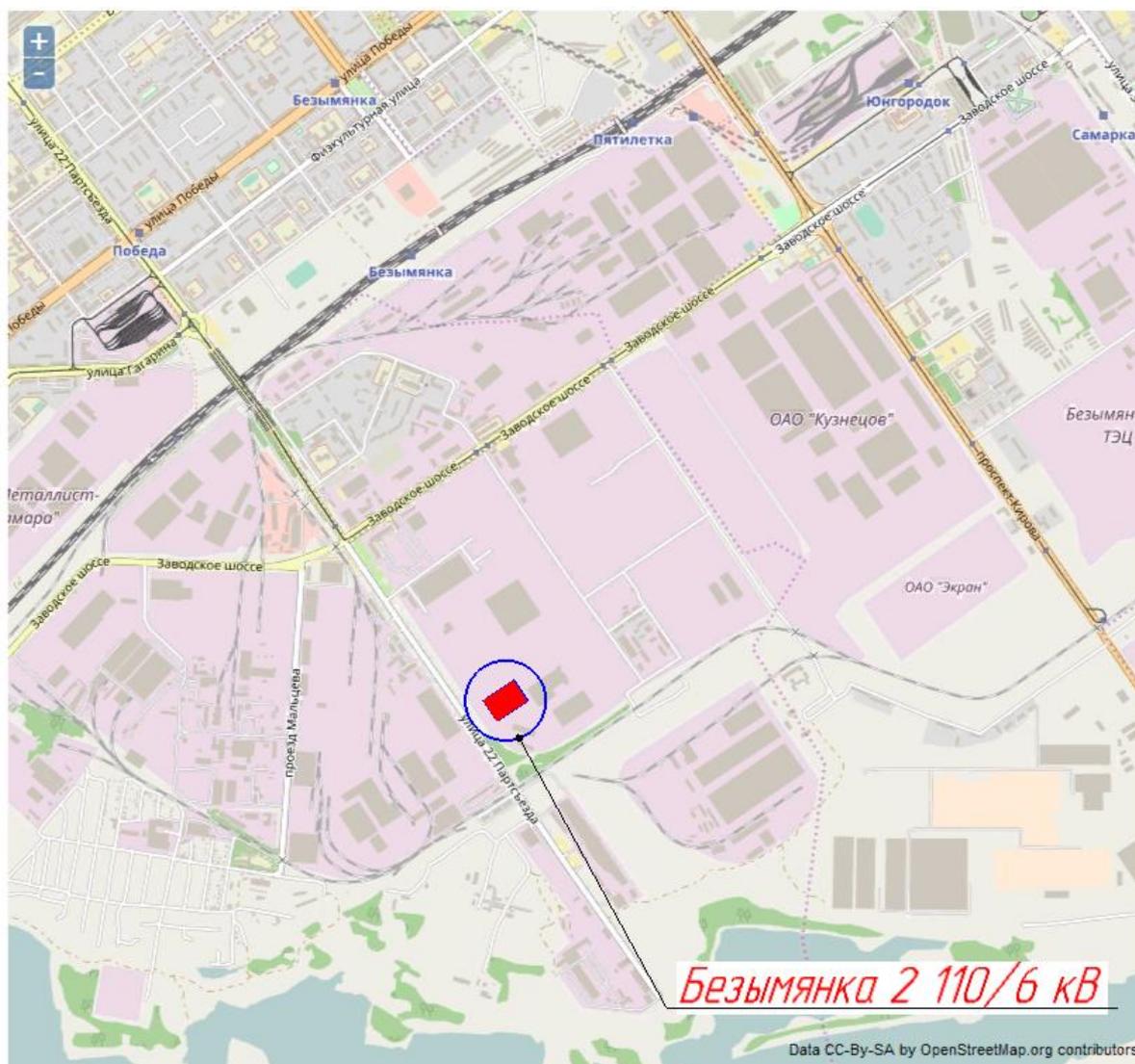


Рисунок 1 – Расположение подстанции

Подстанция «Безымянка 2» 110/6 кВ введена в эксплуатацию 1 января 1962 г.

Основные потребители, питающиеся от подстанции: ООО «ВЭТ», ОАО «Агрегат», ООО «Строммашина», ООО «Курумоч» и прочие потребители, относящиеся в большинстве к 1 и отчасти ко 2 категории электроснабжения.

Распределительные устройства подстанции «Безымянка 2» выполнены классически для подстанций такого типа: 110 кВ – распределительное устройство открытого типа, со схемой №110-5Н; 6 кВ – распределительное устройство закрытого типа, со схемой №10(6)-2.

Существующие силовые трансформаторы на подстанции – ТРДН-25000/110/6 кВ.

Подстанция подключена к системе двумя линиями ВЛ-110 кВ.

Климатические условия местности, в которой функционирует подстанция:

III район по давлению ветра; наибольшая абсолютная минимальная температура воздуха в зимний период - 43°C, максимальная в летний период - +39°C; 4-ый район по гололедности.

## **2 Обоснование реконструкции подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

Подстанция (ПС) «Безымянка 2» 110/6 кВ введена в эксплуатацию в 1962 г. Расположение подстанции – промышленная зона Советского района г. Самара – Безымянка. За последние 50 лет после ввода в эксплуатацию, нагрузки подстанции значительно увеличились и существующие трансформаторы ТРДН-25 МВА не способны в полной мере обеспечить нужды промышленной зоны. При среднем сроке работы трансформаторов 30 лет, трансформаторы ПС «Безымянка 2» проработали уже 54 года и значительно износились, и требуют замены на новые, с большей номинальной мощностью.

Оборудование 110 кВ и 6 кВ подстанции также требует замены на современные аналоги, обладающие лучшими номинальными параметрами и отвечающими современным требованиям надежности, экономичности, автоматизации.

Необходима реконструкция существующей схемы ОРУ-110 кВ – 110-5Н на более надежную схему, обеспечивающую повышенную надежность работы силовых трансформаторов, ремонтпригодность, устойчивость к возникающим авариям. Данное требование критично для ПС «Безымянка 2», т.к. подавляющая часть нагрузки ПС – промышленная (95%), перебои в электроснабжении которой ведут к различным отрицательным последствиям.

Схема ЗРУ-6 кВ - 10(6)-2 с двумя рабочими секционированными шинами рассчитана на увеличением нагрузок, однако требует модернизации технической части на современные.

Основное существующее оборудование ПС «Безымянка 2» 110/6 кВ представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основное существующее оборудование

Оборудование	Наименование
Силовой трансформатор	ТРДН-25000 кВА
Выключатели 110 кВ	МКП-110
Разъединители 110 кВ	РДЗ-110 кВ
Разрядники 110, 6 кВ	РВС-110 кВ, РВП-6 кВ
Трансформаторы тока	ТФЗМ110Б-1
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110-79
<b>КРУ 6 кВ в составе основного оборудования:</b>	
	КРУ-2-6
Выключатель	ВЭМ-6 кВ
Трансформатора напряжения	НТМИ-6 кВ

### **3 Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов. Электрические нагрузки подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

#### **3.1 Нагрузки подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

«Безымянка 2» - подстанция, обеспечивающая питание ответственных потребителей 1-ой категории электроснабжения, также отчасти 2 и 3-ей категории электроснабжения. Подстанция обеспечивает перетоки мощностей (проходная), питает потребителей от напряжения 6 кВ.

Основными потребителями подстанции являются:

ОАО «Агрегат» - предприятие, производящее авиационную технику, а также осуществляющее выпуск целого ряда изделий для нужд ТЭК;

ООО «Строммашина» - предприятие, производящее оборудование для нефтяной, горнодобывающей, металлургические и прочей промышленности;

ЗАО «Самарский завод «КВОИТ» - предприятие, производящее металлоконструкции под системы водоснабжения и водоотведения (трубы, резервуары и т.п.);

ОАО «Самарский жиркомбинат» - предприятие, производящее различные виды промышленных жиров;

ЗАО «Стан-Самара» - предприятие, производящее различного рода станки (координатно расточные, координатно шлифовальные, отдельно расточные и др.).

Выше перечисленные предприятия относятся к первой категории электроснабжения. Т.к. подстанция находится в промышленной зоне г. Самара - Безымянка (Советский район), то жилые районы подстанция не питает и доля потребителей 2 и 3 категории незначительная.

График годовой нагрузки подстанции представлен на рисунке 3.1 (с учетом перспективы).

S, МВА

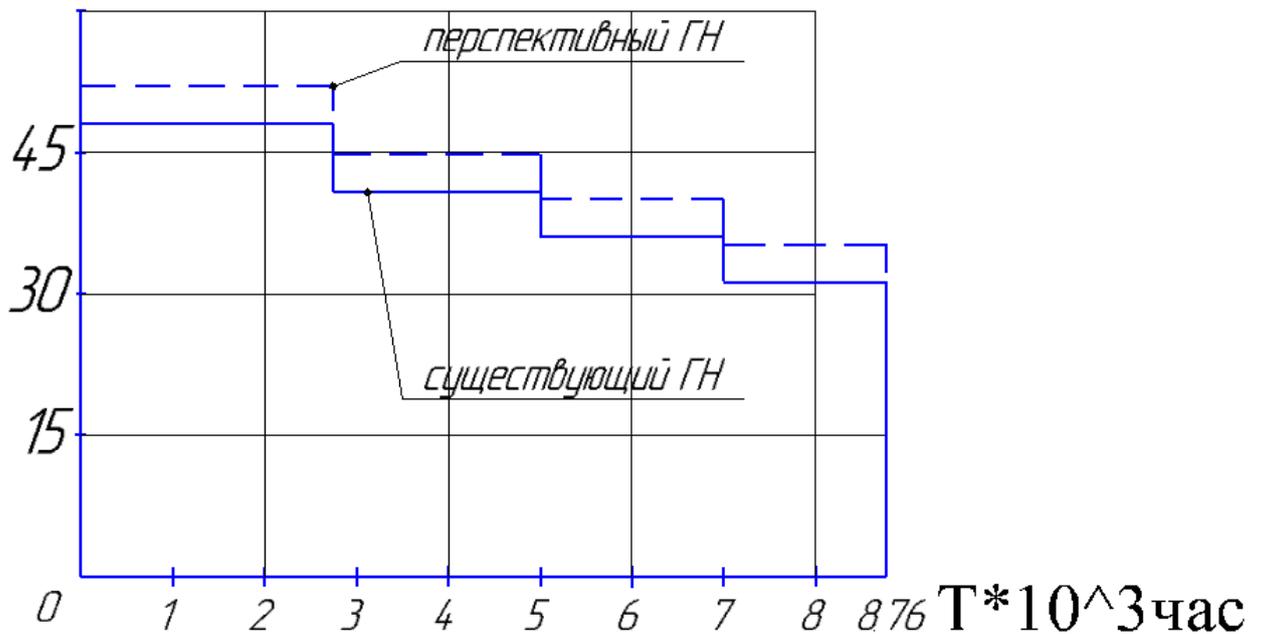


Рисунок 3.1 – Годовые графики нагрузки подстанции: существующий и перспективный

$S_{\text{подст. макс}}$  – для существующего графика равно 48,059 МВА, для перспективного 52 МВА.

### 3.2 Выбор типа силового трансформатора для подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ

Подстанция «Безымянка 2» 110/6 кВ, очевидно, является не системной подстанцией и обеспечивает питание потребителей и перетоки мощностей в относительно не больших количествах.

Начиная с выбора «фазности» трансформатора следует остановиться на трехфазном трансформаторе, т.к. согласно статистике [1] потери таких трансформаторов ниже на 15-20 %, чем у однофазных, да и надежность группы из трех однофазных трансформаторов, соответственно, примерно в 3 раза ниже, чем у одного трехфазного.

Наличие только двух типов напряжений на подстанции приводит к выбору двухобмоточного трансформатора.

Опыт зарубежных стран (США) и собственный опыт эксплуатации подстанций показывает, что при наличии значительных нагрузок на стороне низкого напряжения, в данном случае 6 кВ, возрастают, соответственно, токи короткого замыкания, что требует каких-либо определенных действий для их ограничения. С точки зрения трансформатора решением данной проблемы будет являться разделение (или расщепление) обмотки низкого напряжения на 2, что позволит существенно ограничить токи короткого замыкания. Итак, получается, что необходим трансформатор также с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

Регулирование напряжения под нагрузкой одно из обязательных условий ко всем трансформаторам, устанавливаемым на подстанциях, согласно нормам технологического проектирования подстанций [19].

Подводя итог вышесказанному, тип трансформатора необходимого к установке на подстанции не меняется и остается прежним – ТРДН, однако, номинальная мощность подлежит увеличению, о чем будет сказано далее и что будет подтверждено расчетом.

### **3.3 Выбор числа и расчет мощности трансформаторов подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

На подстанции на данный момент установлено 2 трансформатора. Потребители состоят преимущественно из потребителей с первой категорией надежности электроснабжения. Схема подстанции также рассчитана на 2 трансформатора.

Учитывая требуемую повышенную надежность электроснабжения, отсутствие условий, при которых требуется только один трансформатор, а также необходимость взаиморезервирования трансформаторов в случае аварии

необходимо на подстанции оставить прежнее число трансформаторов (2 трансформатора).

Расчет мощности трансформаторов на понизительной подстанции очень важный вопрос. Решение данного вопроса определит способность подстанции удовлетворять текущие и планируемые нагрузки подстанции с учетом перспективы на 5 лет.

Существует несколько способов определения рациональной мощности трансформаторов, например: по допустимым перегрузкам, по потерям электроэнергии и допустимым затратам. В рамках данной выпускной квалификационной работы будет рассмотрен вариант с расчетом потерь электроэнергии и капитальных затрат, который представлен в [4].

Как уже говорилось ранее, номинальная мощность трансформатора рассчитывается с учетом аварийного режима работы подстанции, при котором вся нагрузка, проходящая через подстанцию, ложится на один трансформатор. При этом трансформатор, принимающий на себя полную нагрузку подстанции должен обеспечить надежное и бесперебойное снабжение электроэнергией и мощностью потребителей первой и второй категории электроснабжения.

Допустимая номинальная мощность трансформаторов на подстанциях с числом трансформаторов равным двум вычисляется по следующей формуле:

$$S_{\text{номин.Транс}} \geq \frac{S_{\text{подст.макс}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{перегр}} \cdot (n - 1)}, \quad (3.1)$$

где  $S_{\text{подст.макс}}$  – значение полной нагрузки подстанции с учетом перспективы;

$K_{1-2}$  – доля участия в нагрузке подстанции ответственных потребителей 1 и 2 категории электроснабжения;

$K_{\text{перегр}} = 1,4$  – коэффициент, учитывающий полное резервирование одним трансформатором всей нагрузки подстанции.

Перспективную мощность подстанции на ближайшие 5 лет  $S_{\text{подст.макс}}$  можно определить по графику, представленному на рисунке 3.1.

$$S_{\text{номин.Транс}} \geq \frac{52 \cdot 0,95}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 35,28 \text{ МВА}$$

Для выбора оптимального значения номинальной мощности трансформатора, согласно методике представленной в [4] к сравнению необходимо принять два ближайших по шкале мощности трансформатора. В данном случае эти мощности равны 40 МВА и 63 МВА.

Проведение расчетов невозможно без необходимой исходной информации – номинальных параметров трансформатора.

Параметры трансформаторов, представленные к сравнению, представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры сравниваемых трансформаторов

	ТРДН 40000	ТРДН 63000
Потери холостого хода $P_{\text{хол.ход}}, \text{ кВт}$	34	50
Реактивные потери холостого хода $Q_{\text{хол.ход}}, \text{ квар}$	220	315
Потери короткого замыкания $P_{\text{корот.зам}}, \text{ кВт}$	170	245
Напряжение короткого замыкания $U_{\text{корот.зам}}, \%$	10,5	10,5
Ток холостого хода $I_{\text{хол.ход}}, \%$	0,55	0,5

Расчет потерь электроэнергии производится по формулам и методике, представленной в [4]. Расчет производится для перспективного годового графика нагрузки подстанции.

Все необходимые для расчета потерь электроэнергии формулы представлены далее:

Приведенные потери по мощности в целом

$$P_T = P_{\text{хол.ход}'} + k_{\text{зг.вобм}}^2 \cdot P_{\text{кзв}} + k_{\text{зг.н1обм}}^2 \cdot P_{\text{кзн1}} + k_{\text{зг.н2обм}}^2 \cdot P_{\text{кзн2}} \quad (3.2)$$

где  $P_{\text{хол.ход}'} = P_{\text{хол.ход}} + K_{\text{уп}} \cdot Q_{\text{хол.ход}}$  – приведенные потери активной мощности.

Коэффициенты загрузок обмоток трансформатора

$$k_{\text{зг.вобм}} = \frac{S_{\text{в.обм}}}{S_{\text{номин.Транс}}} \quad (3.3)$$

$$k_{\text{зг.н1обм}} = k_{\text{зг.н2обм}} = \frac{S_{\text{н1(н2).обм}}}{S_{\text{номин.Транс}}} \quad (3.4)$$

где  $S_{\text{в.обм}}$ ,  $S_{\text{н1(н2).обм}}$  – мощности соответствующих обмоток силового трансформатора

Приведенные потери по мощности активной короткого замыкания

$$P_{\text{кзв}} = P_{\text{кзвв}} + K_{\text{уп}} \cdot Q_{\text{кзвв}} \quad (3.5)$$

$$P_{\text{кзн1}} = P_{\text{кзн2}} = P_{\text{кзнн1(нн2)}} + K_{\text{уп}} \cdot Q_{\text{кзнн1(нн2)}} \quad (3.6)$$

где  $P_{\text{кзвв}} = 0$  – для трансформатора с расщепленной обмоткой на низкой стороне;

$$P_{\text{кзнн1}} = P_{\text{кзнн2}} = 2 \cdot P_{\text{корот.зам}};$$

$$Q_{\text{кзвв}} = 0,01 U_{\text{квв}} \cdot S_{\text{номин.Транс}} (U_{\text{квв}} = 0,125 \cdot U_{\text{корот.зам}});$$

$$Q_{кзн1(нн2)} = 0,01U_{кзн1(нн2)} \cdot S_{номин.Транс} (U_{кзн1(нн2)} = 1,75 \cdot U_{корот.зам}).$$

Результаты расчетов по формулам (3.2 – 3.6) для двух трансформаторов представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов

	ТРДН-40000	ТРДН-63000
$P_{хол.ход'}$ , кВт	45	65,75
$K_{зг.вобм}$	1,3	0,825
$K_{зг.н1обм} = K_{зг.н2обм}$	0,65	0,412
$P_{кзв}$ , кВт	26	41
$P_{кзн1} = P_{кзн2}$ , кВт	707	1069

Потери электроэнергии в трансформаторе считаются по следующей формуле:

$$W_{пон.подст} = \sum n_i \cdot P_{хол.ход'} \cdot T_i + \sum \frac{1}{n} (P_{кзв} \cdot K_{зг.вобм}^2 \cdot T_i + P_{кзн1} \cdot K_{зг.н1обм}^2 \cdot T_i + P_{кзн2} \cdot K_{зг.н2обм}^2 \cdot T_i) \quad (3.7)$$

где  $n_i$  – число трансформаторов на ПС;

$T_i$  – время каждой ступени мощности годового графика нагрузки;

$i$  – номер ступени годового графика нагрузки.

Расчет потерь электроэнергии для трансформаторов ТРДН-40000 и ТРДН-63000 представлены в таблице 3.3 и в таблице 3.4, форма которых представлена в [4].

Параметры, представленные в формуле 3.7, ранее были рассчитаны по формулам (3.2 – 3.6).

Таблица 3.3 – Потери электроэнергии ТРДН-40000

i	S <sub>в.обмi</sub> , МВА	S <sub>н1.обмi</sub> , МВА	S <sub>н2.обмi</sub> , МВА	п <sub>i</sub>	T <sub>i</sub> ,ч	K <sub>зг.в</sub> обмi	K <sub>зг.н</sub> 1обмi	K <sub>зг.н</sub> 2обмi	W <sub>к.вобмi</sub> , кВт*ч	W <sub>к.н1обмi</sub> , кВт*ч	W <sub>к.н2обмi</sub> , кВт*ч	W <sub>xi</sub> , кВт*ч
1	52000	26000	26000	2	2750	1,69	0,42	0,42	60998	411013	411013	247500
2	44740	22370	22370	2	2250	1,25	0,31	0,31	36945	248938	248938	202500
3	40000	20000	20000	2	2000	1,00	0,25	0,25	26250	176875	176875	180000
4	35240	17620	17620	2	1760	0,78	0,19	0,19	17929	120809	120809	158400
								Σ	142122,6	957635,6	957635,6	788400
									W <sub>пон.подст</sub> = 2845794			

Таблица 3.4 – Потери электроэнергии ТРДН-63000

i	S <sub>в.обмi</sub> , МВА	S <sub>н1.обмi</sub> , МВА	S <sub>н2.обмi</sub> , МВА	п <sub>i</sub>	T <sub>i</sub> ,ч	K <sub>зг.в</sub> обмi	K <sub>зг.н</sub> 1обмi	K <sub>зг.н</sub> 2обмi	W <sub>к.вобмi</sub> , кВт*ч	W <sub>к.н1обмi</sub> , кВт*ч	W <sub>к.н2обмi</sub> , кВт*ч	W <sub>xi</sub> , кВт*ч
1	52000	26000	26000	2	2750	0,68	0,17	0,17	38726	250302	250302	361625
2	44740	22370	22370	2	2250	0,50	0,13	0,13	23455	151600	151600	295875
3	40000	20000	20000	2	2000	0,40	0,10	0,10	16665	107715	107715	263000
4	35240	17620	17620	2	1760	0,31	0,08	0,08	11383	73572	73572	231440
								Σ	90228,39	583188,8	583188,8	1151940
									W <sub>пон.подст</sub> = 2408546			

Завершающим этапом сравнения трансформаторов будет являться сравнение экономических показателей трансформаторов. Данное сравнение ведется методом приведенных затрат, представленным в [4].

Стоимость потерь электроэнергии за год определяется по формуле:

$$I_э = W_{\text{пон.подст}} \cdot C_э \quad (3.8)$$

где  $C_э$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

$$C_э = \alpha \cdot 12 / T_m + \beta \quad (3.9)$$

где  $\alpha = 3,29$  – ставка 2х ставочного тарифа за 1 кВт мощности;

$\beta = 0,2$  – дополнительная ставка 2х ставочного тарифа;

$T_m = 6020$ ч – продолжительность максимальной годовой нагрузки.

Годовые амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$I_о = p_{\text{сум}} \cdot K \quad (3.10)$$

где  $p_{\text{сум}} = 0,0945$  – коэффициент амортизационных отчислений.

Общие затраты определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I_o + I_3 \quad (3.11)$$

где  $K$  – стоимость трансформаторного оборудования, руб;

$E_n = 0,3$  - коэффициент дисконтирования.

Результаты расчетов по формулам (3.8 – 3.11) для двух трансформаторов представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчетов

	ТРДН-40000	ТРДН-63000
$I_3$ , руб	587 656	497 364
$I_o$ , руб	2 079 000	2 646 000
$K$ , руб	22 000 000	28 000 000
$E_n$	0,3	0,3
$Z_{\text{пр}}$ , руб	9 266 656	11 543 364

Приведенные затраты на трансформатор ТРДН-63000 приблизительно на 2 млн.руб. больше, чем на трансформатор ТРДН-40000, поэтому согласно методическим указаниям принимаем к установке трансформатор ТРДН-40000.

#### **4 Главная электрическая схема подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

Существующая схема подстанции – мостиковая схема №110-5Н, достаточно типичная схема для подстанций данного типа.

В сложившейся ситуации перспективного увеличения нагрузок подстанции «Безымянка 2» главная электрическая схема требует модернизации. Т.к. электрические схемы изначально проектируются с учетом возможной модернизации, то преобразование одной схемы в другую не станет проблемой.

Подстанция «Безымянка 2» питает ответственных потребителей 1 категории электроснабжения(95%), а также потребителей 2 и, отчасти, 3 категории. Поэтому требуется обеспечить высокую степень надежности. Необходимо, чтобы схемы позволяла проводить ремонты и ревизии оборудования, обеспечивать питание потребителей в условиях аварийного вывода из эксплуатации одного из трансформаторов.

В полной мере реализовать все перечисленные требования может схема №110-12 (одна рабочая система шин секционированная выключателем и обходная система шин). В перспективе расширения нагрузок подстанции, в том числе, получающих питание от ВЛ-110 кВ, данная схема оправдывает себя в полной мере. Для реализации данного решения будет использовано часть свободных пустующих земель территории подстанции.

Схема ЗРУ-6 кВ, очевидно, не меняется (Схема №10(6)-2 - две, секционированные выключателями системы шин). Данная схема в полной мере позволяет обеспечить питание большого числа потребителей и обеспечить требуемую степень надежности.

## **5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

При эксплуатации подстанций в них относительно часто возникают повреждения, а именно – короткие замыкания. При коротком замыкании различные точки электроустановки оказываются соединенными между собой или с землей, случайно либо преднамеренно. При коротком замыкании возникает дуга, в расчетах дуга учитывается переходным сопротивлением, однако, для упрощения расчета сопротивление дуга не учитывается. Короткие замыкания, при расчете которых не учитывается дуга, называются металлическими.

Существуют следующие виды коротких замыканий: однофазное, однофазное на землю, двухфазное и трехфазное.

Существует множество различных причин, по которым возникают короткие замыкания, перечислим основные из них: старение изоляции, механические повреждения, ошибки эксплуатационного персонала, прямые удары молний.

Последствия коротких замыканий весьма разнообразны: для оборудования - термический нагрев, механические повреждения, возгорание; для системы – рассинхронизация генераторов, потеря устойчивости энергосистемы [3].

В рамках выпускной квалификационной работы необходимо рассчитать токи коротких замыкания на сторонах 110 кВ и 6 кВ для выбора основного электрооборудования.

При расчете токов короткого замыкания необходимо учитывать ряд допущений, которые не вносят существенных изменений в результаты расчетов, а исключение их значительно его облегчает (например: неучитывание насыщения магнитных систем и т.д.).

Для того чтобы производить расчет токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения, которая облегчит расчет всех

сопротивлений, принимаемых к расчету, и позволит наглядно расставить интересующие точки коротких замыканий на схеме. Схема замещения подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ представлена на рисунке 5.1.

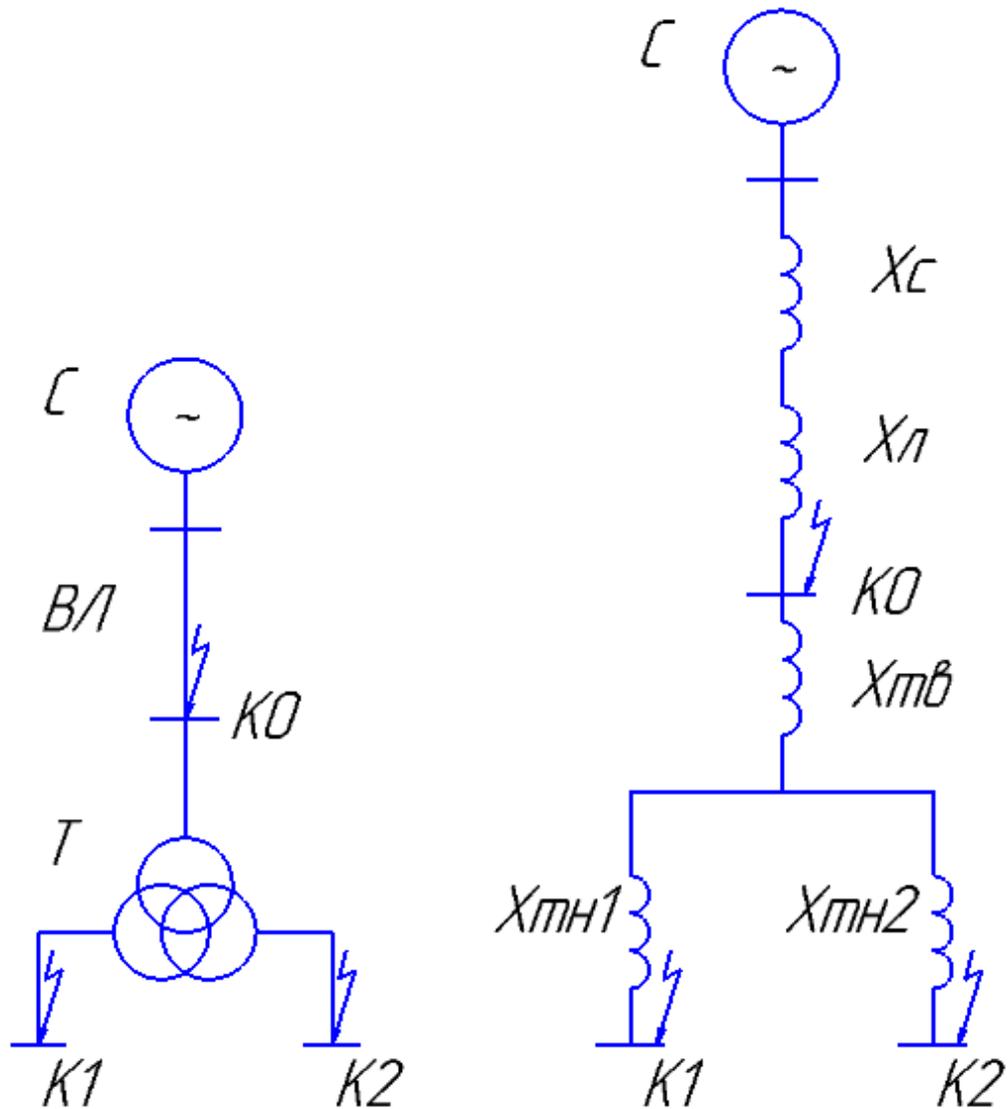


Рисунок 5.1 – Схемы замещения: расчетная и эквивалентная

Расчет токов короткого замыкания будет вестись в относительных единицах и начинается с определения значений необходимых исходных данных:

- сверхпереходная электродвижущая сила (ЭДС)  $E_{*6}''$  - 1о.е.;
- мощность, принятая за базис  $S_{\text{базис}} - 1000 \text{ МВА}$ ;
- мощность короткого замыкания  $S_{\text{кор.зам}} - 4500 \text{ МВА}$ ;

- длина питающей воздушной линии  $l = 15$  км;
- количество цепей в воздушной линии  $n = 2$  шт.;
- погонное реактивное сопротивление воздушной линии  $x_{уд.ВЛ} = 0,396$

Ом/км.

Далее необходимо рассчитать сопротивления всех элементов схемы замещения. Формулы для расчета представлены в [4, 15].

Сопротивление системы:

$$X_{*баз.сист} = \frac{S_{базис}}{S_{кор.зам}} \quad (5.1)$$

Сопротивление воздушной линии:

$$X_{*баз.ВЛ} = \frac{1}{n} \cdot x_{уд.ВЛ} \cdot l \cdot \frac{S_{базис}}{U_{ном}^2} \quad (5.2)$$

Сопротивления обмоток трансформатора:

$$X_{*баз.ТР} = \frac{U_{квв} \%}{100} \cdot \frac{S_{базис}}{S_{номин.Транс}} \quad (5.3)$$

Результаты расчетов по формулам (5.1-5.3) представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Результаты расчетов

Сопротивление	Значение
$X_{*баз.сист}$ , Ом	0,22
$X_{*баз.ВЛ}$ , Ом	0,448
$X_{*баз.ТРВ}$ , Ом	0,327
$X_{*баз.ТРн1} = X_{*баз.ТРн2}$ , Ом	4,6

Сопротивление до расчетных точек определяется суммированием сопротивлением составляющих элементов:

$$X_{\text{результК0}} = X_{\text{баз.сист}} + X_{\text{баз.ВЛ}}$$

$$X_{\text{результК1}} = X_{\text{результК2}} = X_{\text{баз.сист}} + X_{\text{баз.ВЛ}} + X_{\text{баз.ТРВ}} + X_{\text{баз.ТРн1(н2)}}$$

Базисный ток можно определить по формуле представленной далее:

$$I_{\text{базис}} = \frac{S_{\text{базис}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.номин}}} \quad (5.4)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{пер.сост}}^3 = \frac{E_{*б}''}{X_{\text{результКi}}} \cdot I_{\text{базис}} \quad (5.5)$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пер.сост}}^3 \cdot K_{\text{ударн}} \quad (5.6)$$

где  $K_{\text{ударн}}$  - ударный коэффициент, определяемый по [15].

Результаты расчетов представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчетов

	Значение
Точка К <sub>0</sub>	
$I_{\text{базис}}, \text{кА}$	5,02
$I_{\text{пер.сост}}^3, \text{кА}$	8,36
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	22,46
Точка К <sub>1</sub> (К <sub>2</sub> )	
$I_{\text{базис}}, \text{кА}$	91,6
$I_{\text{пер.сост}}^3, \text{кА}$	16,37
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	43,98

## 5.2 Расчет несимметричных коротких замыканий на подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ

Расчет несимметричных коротких замыканий производится по широко известному методу симметричных составляющих.

В общем, для расчета несимметричных токов необходимо составить 3 схемы замещения: обратной, прямой и нулевой последовательности.

Сопровитления прямой и обратной последовательности равны друг другу. Сопровитление нулевой последовательности трансформатора со стороны соединенной в треугольник равно бесконечности, т.к. токи при такой схеме соединения обмоток замыкаются в цепи треугольника и не уходят в землю.

Алгоритм расчета несимметричных токов короткого замыкания представлен далее.

Ток прямой последовательности для любого из видов короткого замыкания находится по следующей формуле:

$$I_k^{(n)} = \frac{E_{*6}''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x} \quad (5.7)$$

где  $\Delta x$  – добавочное индуктивное сопротивление, зависящее от вида короткого замыкания, значение представлено в [4].

Фазный ток короткого замыкания находится по следующей формуле:

$$I_{ki}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_k^{(n)} \quad (5.8)$$

где  $m^{(n)}$  – фазный коэффициент зависит от вида короткого замыкания, значение представлено в [4].

В именованных единицах фазный ток можно определить по следующей формуле:

$$I_{\phi}^{(n)} = I_k^{(n)} \cdot I_{\text{базис}} \quad (5.9)$$

Ударный ток определяется по следующей формуле:

$$i_{\text{уд}} = 1,414 \cdot I_{\phi}^{(n)} \cdot K_{\text{ударн}} \quad (5.10)$$

Как было сказано ранее, сопротивление нулевой последовательности со стороны обмотки трансформатора, соединенной в треугольник равно бесконечности, а значит, для низкой стороны возможен расчет лишь двухфазного короткого замыкания.

Значения токов независимы от выбранной точки К1, либо К2 и будут одинаковы.

Результаты расчетов представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Результаты расчетов

	Значение
Точка $K_0$	
Однофазное короткое замыкание	
$I_K^{(1)}$ , о.е.	0,535
$I_{K1}^{(1)}$ , о.е.	1,605
$I_\Phi^{(1)}$ , кА	8,05
$i_{уд}$ , кА	21,64
Двухфазное короткое замыкание	
$I_K^{(2)}$ , о.е.	0,748
$I_{K2}^{(2)}$ , о.е.	1,29
$I_\Phi^{(2)}$ , кА	6,47
$i_{уд}$ , кА	17,38
Двухфазное короткое замыкания на землю	
$I_K^{(1.1)}$ , о.е.	1,03
$I_{K1.1}^{(1.1)}$ , о.е.	1,548
$I_\Phi^{(1.1)}$ , кА	7,77
$i_{уд}$ , кА	20,87
Точка $K_1 (K_2)$	
Двухфазное короткое замыкание	
$I_K^{(1.1)}$ , о.е.	0,0894
$I_{K1.1}^{(1.1)}$ , о.е.	0,154
$I_\Phi^{(1.1)}$ , кА	14,10
$i_{уд}$ , кА	37,88

Итак, были найдены все необходимые значения несимметричных токов коротких замыканий.

## **6 Выбор и расчет электрооборудования подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

### **6.1 Выбор высоковольтных выключателей 110 кВ подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

Высоковольтный силовой выключатель – второе по значимости электрооборудование после силового трансформатора, устанавливаемое на подстанции. Он позволяет сохранять в целостности все оборудование подстанции при любых аварийных условиях, таких как короткое замыкание, перегрузка и т.п.

Существующий высоковольтный выключатель на подстанции – масляный баковый силовой выключатель МКП-110 кВ. Среда гашения электрической дуги при расхождении контактов – масло. На сегодняшний день во всех реконструируемых подстанциях, либо вновь вводимых в эксплуатацию стараются отказаться от выключателей с масляной средой гашения дуги.

Данное решение очень просто объясняется – это взрыво- и пожароопасность таких выключателей, большие габариты и наличие маслохозяйства на подстанции. Даже учитывая такие достоинства, как простота конструкции и приемлемая отключающая способность.

Масляный выключатель решено заменить на элегазовый выключатель марки ВГТ-110, среда гашения дуги которого, соответственно, элегаз (SF<sub>6</sub>). Электрическая прочность дугогасящей среды в выключателе ВГТ-110 кВ в несколько раз больше, чем в масляном, при этом элегазовый выключатель обладает много меньшими габаритами, по сравнению с масляным выключателем. Данный тип выключателя в настоящее время повсеместно внедряется на подстанциях 110 кВ и не только.

Выбор выключателя заключается в том, чтобы сравнить его номинальные параметры с расчетными параметрами и убедиться в том, что параметры

выбраны с запасом. Иначе, выключатель просто не будет выполнять свою изначальную функцию (т.е. отключать токи КЗ).

Параметры выключателя в необходимом объеме для расчета (важнейшие параметры) представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Параметры ВГТ-110 кВ

Параметр	Значение
Номинальное напряжение $U_{\text{номин.выкл}}$ , кВ	110
Номинальный ток $I_{\text{номин.выкл}}$ , А	3150
Номинальная отключающая способность $I_{\text{откл.номин.выкл}}$ , кА	40
Предельный ток электродинамической стойкости $I_{\text{пр.скв.выкл}}$ , кА	102
Термическая стойкость $I^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> ·с	$40^2 \cdot 3 = 4800$

Основные условия сравнения представлены далее:

По номинальному напряжению –

$$U_{\text{номин.выкл}} \geq U_{\text{номин.сети}} \quad (6.1)$$

По номинальному току –

$$I_{\text{номин.выкл}} \geq I_{\text{расч.сети}} \quad (6.2)$$

$$\text{где } I_{\text{расч.сети}} = \frac{S_{\text{номин.Транс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номин.сети}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 209,94 \text{ А.}$$

По предельному току электродинамической стойкости (действующему и амплитудному) –

$$I_{\text{кор.зам}} \leq I_{\text{откл.номин.выкл}} \quad (6.3)$$

$$i_{уд} \leq I_{пр.скв.выкл} \quad (6.4)$$

По термической стойкости –

$$W_{к.расч} \leq I^2 \cdot t \quad (6.5)$$

где  $W_{к.расч} = I_{кор.зам}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 8,36^2 \cdot (0,1 + 0,085) = 12,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По коммутационной способности –

$$\sqrt{2} \beta_{норм} \cdot I_{откл.номин.выкл} \geq \sqrt{2} \cdot I_{кор.зам} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad (6.6)$$

где  $\beta_{норм} = 45\%$  - нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе (по каталогу);

$\tau = 0,01 + 0,038 = 0,048$  – время действия релейной защиты и собственное время отключения выключателя (по каталогу);

$T_a = 0,085$  по [4].

Сравнение проведено по условиям (6.1-6.6) и представлено далее:

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

$$209,94 \text{ А} \leq 3150 \text{ А};$$

$$8,36 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$22,46 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА};$$

$$12,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$25,45 \text{ кА} \geq 6,72 \text{ кА}$$

Все условия выполняются, выключатель годен к эксплуатации.

## 6.2 Выбор высоковольтных разъединителей 110 кВ подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ

Разъединители в электроустановках выполняют, хоть и не главную, но немаловажную роль. Они отделяют поврежденные участки схемы, либо участки, отделенные для ревизии, ремонта или просто незадействованные ветки.

Разъединитель не может сам отключить ток нагрузки или аварийный ток, именно поэтому он работает в паре с выключателем, который отключает данные токи. Разъединитель же создает хорошо видимый разрыв, что очень важно для безопасности эксплуатационного персонала. Конечно же, разъединителем можно производить некоторые операции, например отключение и включение зарядного тока линий или небольшого тока намагничивания силовых трансформаторов, но все важные операции отключений и включений проводятся выключателем.

Существующие разъединители РДЗ-2-110 (РДЗ-1-110) кВ износились и требуют замены.

В качестве замены предлагается разъединитель NSA-145 фирмы ABB, который не только не уступает существующему разъединителю в параметрах, но и превосходит его. Например ток термической стойкости больше на 10 А и составляет 50 А, против 40 А у РДЗ-110 кВ.

Разъединитель проверяется по условиям (6.1-6.5). Параметры разъединителя представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Параметры разъединителя

Параметр	Значение
Номинальное напряжение $U_{\text{номин.разъед}}$ , кВ	110
Номинальный ток $I_{\text{номин.разъед}}$ , А	2000
Предельный ток электродинамической стойкости $I_{\text{пр.скв.разъед}}$ , кА	102
Термическая стойкость $I^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> ·с	$50^2 \cdot 3 = 7500$

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$
$$209,94 \text{ А} \leq 2000 \text{ А};$$
$$22,46 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА};$$
$$12,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Все условия выполняются, выключатель годен к эксплуатации.

### **6.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения 110 кВ подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

На современных подстанциях к трансформаторам тока и напряжения применяются повышенные требования, т.к. они обеспечивают трансформацию сверхвысокого тока и напряжения до приемлемых для аппаратуры значений, и являются первичными преобразователями, информация от которых потом используется различными автоматизированными системами, такими как: релейная защита, система мониторинга, система сбора и передачи информации и т.д. Повышенная важность трансформаторов тока и напряжения требует высокого класса точности трансформаторов, для обеспечения высокоточных измерений, как коммерческих, так и технологических, а также высокое число вторичных обмоток, что отсутствует в старых типах трансформаторов и широко представлено в новых.

Одним из недостатков существующего трансформатора тока является масло, что делает данный трансформатор тока взрыво- и пожаро- небезопасным. Трансформатор напряжения на данный момент устарел по конструкции и также требует замены.

Вместо существующих к установке принимаем трансформаторы тока ТРГ-110 кВ и трансформаторы напряжения НКФ-110-57 кВ.

Преимущества новых типов оборудования – наличие элегазовой изоляции, обладающей взрыво- и пожаробезопасностью и имеющей электрическую прочность в несколько раз выше по сравнению с маслом (только

для трансформатора тока). Также одно из преимуществ это высокий класс точности, большее количество вторичных обмоток, применение современных высокотехнологичных материалов.

Параметры трансформаторов тока и напряжения представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Параметры трансформаторов тока и напряжения

Параметр	Значение			
Трансформатор тока ТРГ-110 кВ				
Номинальное напряжение $U_{\text{номин.тр.тока}}$ , кВ	110			
Номинальный ток $I_{\text{номин.тр.тока}}$ , А	200-400-800; 300-600-1200 / 5А			
Предельный ток электродинамической стойкости $I_{\text{пр.скв.тр.тока}}$ , кА	102			
Термическая стойкость $I^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> ·с	$40^2 \cdot 3 = 4800$			
Класс точности обмоток трансформатора тока / номинальная мощность вторичной нагрузки, ВА	3 обмотки измерения	2 обмотки защиты	2 обмотки защиты	2 обмотки защиты
	0,2 50	5P 15, 30ВА	5P 30 ВА	5P 60 ВА
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 кВ				
Номинальное напряжение $U_{\text{номин.тр.напр}}$ , кВ	$110/\sqrt{3}$			
Номинальное напряжение основной и дополнительной вторичной обмотки $U_{\text{номин.тр.напр.осн.втор}} / U_{\text{номин.тр.напр.доп.втор}}$ , В	$110/\sqrt{3}$ ; 100			
Класс точности обмоток трансформатора напряжения / номинальная мощность вторичной нагрузки, ВА	Осн. обм. измерений и питания цепей учета 1шт.	Осн. обм. для измерения и защиты 1шт.	Доп. обм. для защиты от ЗЗ 1шт.	
	0,2 до 100 ВА	0,2; 0,5; 1; 3 до 600 ВА	3P до 1200ВА	

К измерительным обмоткам трансформаторов тока подключаются счетчики типа ЦЭ6850, измерительные преобразователи, приборы измерения

мощности, амперметры. Нагрузки измерительных обмоток трансформаторов тока симметричны, поэтому расчет вторичной нагрузки следует вести для одной фазы.

Методика расчета вторичной нагрузки трансформатора тока представлена далее.

Общее сопротивление одной фазы вторичных цепей трансформатора тока рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{ном.ТТ}} = Z_{\text{приб.ТТ}} + R_{\text{пров.ТТ}} + R_{\text{конт}} \quad (6.7)$$

где  $R_{\text{пров.ТТ}}$  – сопротивление жил кабеля;

$$R_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом};$$

$Z_{\text{приб.ТТ}}$  – нагрузка приборов какой-либо токовой цепи.

Однако рассчитывая нагрузку вторичных цепей ( $Z_{\text{зном}}$ ) необходимо учитывать схему включения, поэтому формула (6.7) преобразуется в следующее:

$$Z_{\text{зном}} \geq Z_{\text{приб.сх}} + (R_{\text{пров.ТТ}} + R_{\text{конт}}) \cdot K_{\text{сх}} \quad (6.8)$$

где  $K_{\text{сх}} = 1$  - для полной звезды;

$$Z_{\text{приб.сх}} = \sum_{j=1}^n Z_{\text{приб.сх}i} \cdot K_{\text{сх}}$$

Сопротивление проводов определяется по следующей формуле:

$$R_{\text{пров.ТТ}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пров}}}{q} \quad (6.9)$$

где  $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{м}/\text{мм}^2$  – удельное сопротивление медных проводников;

$q$  – сечение жилы кабеля, мм<sup>2</sup>;

$l_{\text{пров}}$  – длина кабеля, м.

Найти минимальное допустимое сечение жилы кабеля, можно найдя допустимое сопротивление проводов, исходя из номинальной нагрузочной способности, для ТРГ-110 кВ, согласно таблице 6.3, это 50 ВА или 2 Ом при номинальном вторичном токе 5А. Поэтому, используя условие (6.8) можно найти допустимое сопротивление (выразив его), а затем и минимальное сечение жил кабеля.

$$R_{\text{пров.ТГдоп}} = \frac{Z_{\text{Зном}} - Z_{\text{приб.сх}} - R_{\text{конт}}}{K_{\text{сх}}} \quad (6.10)$$

Преобразуя условие (6.9) получим:

$$q_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пров}}}{R_{\text{пров.ТГдоп}}} \quad (6.11)$$

Расчет по формулам (6.10, 6.11) для одного из трансформаторов тока представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Расчет вторичной нагрузки трансформатора тока 110 кВ

ТТ	$Z_{\text{Зном}}$ , Ом	$Z_{\text{приб.сх}}$ , Ом	$R_{\text{конт}}$ , Ом	$K_{\text{сх}}$	$\rho$ , Ом·м/мм <sup>2</sup>	$l_{\text{пров}}$ , м	$R_{\text{пров.ТГдоп}}$ , Ом	$q$ , мм <sup>2</sup>
ТРГ- 110 кВ	2	0,2	0,05	1	0,0175	145	1,75	1,45

Можно сделать вывод, что сечение кабеля соответствует необходимому по расчету. Нагрузка вторичных цепей в пределах допустимых норм. Соответственно минимальное сечение кабеля принимается  $2,5 \text{ мм}^2$ .

К измерительным обмоткам трансформаторов напряжения, также подключаются счетчики ЦЭ6850, нагрузки обмоток трансформатора напряжения также симметричны. Коэффициент схемы  $k_{сх}$  остается таким же равным 1. Подключаемые счетчики имеют следующие характеристики на одну фазу: Полная мощность счетчика  $S_{сч} = 6 \text{ ВА}$ , активная  $P_{сч} = 4,8 \text{ Вт}$ , реактивная  $Q_{сч} = 3,6 \text{ вар}$ .

Учитывая номинальное фазное напряжение равное  $100 \text{ В}$ , получаем активное сопротивление цепи напряжения счетчика  $R_{\text{приб.ТН}} = 1666,666 \text{ Ом}$ . Сопротивление контактов  $R_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$ .

Активное сопротивление одной фазы вторичных цепей трансформатора напряжения рассчитывается по формуле:

$$R_3 = R_{\text{приб.ТН}} + R_{\text{пров.ТН}} + R_{\text{конт}} \quad (6.12)$$

где  $R_{\text{пров.ТН}}$  – сопротивление жил кабеля;

$R_{\text{приб.ТН}}$  – сопротивление приборов какой-либо цепи.

Падение напряжения в проводах от трансформатора напряжения до счетчика не должно превышать  $0,25 \%$  и рассчитывается по формуле:

$$\Delta U = \frac{R_{\text{конт}} + R_{\text{пров.ТН}}}{R_{\text{конт}} + R_{\text{пров.ТН}} + R_{\text{приб.ТН}}} \cdot 100\% \quad (6.13)$$

Расчет по формулам (6.12, 6.13) приведен в таблице 6.5.

Таблица 6.5 - Расчет вторичных цепей трансформатора напряжения

ТН	$R_{\text{конт}}, \text{ Ом}$	$R_{\text{приб.ТН}}, \text{ Ом}$	$R_{\text{пров.ТН}}, \text{ Ом}$	$I_{\text{пров}}, \text{ М}$	$\Delta U$
НКФ-110- 57 кВ	0,05	1666,666	0,077	11	0,008

Падение напряжения в проводах в пределах нормы.

Также трансформаторы проходят по условиям (6.1, 6.4, 6.5).

#### **6.4 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

Существующий разрядник РВС-110 кВ требует замены в силу изношенности и устаревания, как морального, так и физического. Моральное устаревание заключается в существовании ограничителей перенапряжений.

Ограничитель перенапряжения ОПНп-110/650/88 обеспечивает защиту изоляции электрооборудования подстанции от волн перенапряжений (коммутационных или грозовых). Оксидно-цинковые промежутки в полимерном герметизированном корпусе позволяют в полной мере обезопасить оборудование. Также ввиду высокого напряжения (110 кВ) и неравномерного распределения напряжения, в конструкцию ОПН добавляется экран.

По условию (6.1), т.е. по номинальному напряжению:

$$110 \text{ кВ (сеть)} \leq 110 \text{ кВ (ОПНп)} - \text{условие выполняется}$$

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН  $U_{\text{нро}}$  должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети  $U_{\text{нр}}$ , нормируемого [11].

$$U_{\text{нр}} = U_{\text{р}} \cdot 1,05 / \sqrt{3} \quad (6.14)$$

где  $U_{\text{р}} = 126$  кВ – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети;

1,05 – коэффициент, вводимый для повышения надежности.

$$U_{\text{нр}} = 126 \cdot 1,05 / \sqrt{3} = 76,38 \text{ кВ}$$

76,38 кВ < 88 кВ - условие выполняется.

### **6.5 Выбор комплектного распределительного устройства 6 кВ подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

Существующее комплектное распределительное устройство устарело: оборудование, используемое в ячейках, изнашивается, релейная защита выполнена на механических реле.

К установке принимается современное блочно-модульное комплектное распределительное устройство фирмы Электроцит – КРУ-СЭЩ-70-10.

КРУ-СЭЩ-70-10 – современное высокотехнологичное комплектное распределительное устройство, обладающее большим числом преимуществ:

- встраиваемость различного новейшего оборудования, обладающего улучшенным, по сравнению с предыдущим оборудованием КРУ, характеристиками, такими как номинальный ток, номинальный ток отключения (для выключателей), улучшенный класс точности (для трансформаторов тока);

- релейная защита, выполненная на основе микропроцессорных терминалов, что обеспечивает высокое быстродействие и селективность действия защит;

- наиболее удобное и логичное расположение модулей для более легкого доступа и ремонта;

- наличие дуговой защиты в каждой ячейке, выполненной на основе датчиков оптоволоконных;

- возможность вывода цепей управления различным оборудованием в отдельный клеммник для организации дистанционного управления.

Перед проверкой оборудования, встраиваемого в ячейку, необходимо проверить ячейку по номинальному току на низкой стороне, т.е. выбрать номинальный ток сборных шин таким, чтобы он был максимально близким большим расчетного. Расчетный ток считается по формуле (6.2), только напряжение сети меняется со 110 кВ на 6 кВ и в знаменателе добавляется цифра два, т.к. обмотка низшего напряжения разделена, и мощность трансформатора делится пополам.

$$I_{\text{расч.сети}} = \frac{S_{\text{номин.Транс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номин.сети}} \cdot 2} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1830 \text{ А.}$$

Для учитывания аварийного тока, который, возможно, будет протекать через вводной выключатель ячейки, ток необходимо рассчитать с увеличением на 40% -  $1,4 \cdot 1830 = 2562 \text{ А}$ .

Основные параметры КРУ-СЭЩ-70 представлены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Параметры КРУ-СЭЩ-70-10

Параметр	Значение
Номинальное напряжение $U_{\text{номин.КРУ}}$ , кВ	6
Номинальный ток сборных шин $I_{\text{номин.КРУ}}$ , А	3150
Вид обслуживания	С односторонним оперативным обслуживанием
Вид линейных высоковольтных присоединений	кабельные, шинные

### 6.5.1 Выбор выключателя 6 кВ, встроенного в ячейку КРУ

Выбор выключателей 6 кВ состоит в выборе вводных выключателей и выключателей отходящих линий. Наиболее рациональным выключателем на напряжение 6 кВ, по опыту эксплуатации на различных подстанциях, является вакуумный выключатель. Вакуумные выключатели ВВУ-СЭЦ-П обладают повышенным числом циклов коммутаций, или коммутационным ресурсом.

Выключатели на стороне 6 кВ выбираются по тем же условиям (6.1-6.6), что и выключатели 110 кВ. Максимальный ток отходящих линий 6 кВ составляет 580 А.

Параметры выключателей представлены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Параметры выключателей 6 кВ

Параметр	Вводной	Отходящий
Номинальное напряжение $U_{\text{номин.выклНН}}$ , кВ	6,3	
Номинальный ток $I_{\text{номин.выклНН}}$ , А	3150	630
Номинальная отключающая способность $I_{\text{откл.номин.выклНН}}$ , кА	40	
Предельный ток электродинамической стойкости $I_{\text{пр.скв.выклНН}}$ , кА	102	
Термическая стойкость $I^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> ·с	$40^2 \cdot 3 = 4800$	

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

$$2562/580 \text{ А} \leq 3150/630 \text{ А};$$

$$8,36 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$22,46 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА};$$

$$12,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$25,45 \text{ кА} \geq 6,72 \text{ кА}$$

### 6.5.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения 6 кВ, встроенных в ячейки КРУ

В качестве трансформатора тока выбираем ТОЛ-СЭЦ-10, который обеспечивает питание и передачу, с малыми потерями и искажениями,

информационных сигналов по различным цепям, таким как РЗиА, телемеханика, АИСКУЭ. Современные условия производства позволяют изготовить трансформаторы тока с различными коэффициентами трансформации.

В качестве трансформатора напряжения выбираем трехфазную группу измерительных антирезонансных трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЦ-6 кВ, который также обеспечивает питание и точную передачу данных для различных вторичных систем. Литая изоляция трансформатора напряжения обеспечивает его повышенную взрыво- и пожаробезопасность.

Параметры трансформаторов тока и напряжения представлены в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Параметры трансформаторов тока и напряжения 6 кВ

Параметр	Значение		
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10			
Номинальное напряжение $U_{\text{номин.тр.токаНН}}$ , кВ	10		
Номинальный ток $I_{\text{номин.тр.токаНН}}$ , А	100 - 2000 / 5А		
Предельный ток электродинамической стойкости $I_{\text{пр.скв.тр.токаНН}}$ , кА	25 – 100 кА		
Термическая стойкость $I^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> ·с	10 – 40 кА / $(10^2 - 40^2) \cdot 3 = 300 / 4800$		
Класс точности обмоток трансформатора тока / номинальная мощность вторичной нагрузки, ВА	Обмотки измерения	Обмотки защиты	Обмотки защиты
	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1 5, 10, 15 ВА	5P, 10P 15, 20, 30ВА	5P, 10P 15, 20, 30 ВА
Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-6			
Номинальное напряжение $U_{\text{номин.тр.напрНН}}$ , кВ	$6,3/\sqrt{3}$		
Номинальное напряжение основной и дополнительной вторичной обмотки $U_{\text{номин.тр.напр.осн.вторНН}} / U_{\text{номин.тр.напр.доп.вторНН}}$ , В	100 ; $100/\sqrt{3}$		
Класс точности обмоток трансформатора напряжения / номинальная мощность вторичной нагрузки, ВА	Основная вторичная	Дополнительная вторичная	
	0,2; 0,5; 1 до 90 ВА	3P, 6P до 900 ВА	

Планируется расширение числа отходящих линий от ЗРУ-6 кВ, по отходящим линиям будут проходить различные токи, расчетные значения которых лежат в пределах от 90 А до 580 А, а также 1830 А (без учета аварийного перегруза) для вводной ячейки (информация получена на подстанции).

Трансформаторы тока и напряжения 6 кВ выбираются аналогично трансформатора тока и напряжения 110 кВ, по формулам (6.7-6.13).

К измерительным обмоткам трансформаторов тока и напряжения 6 кВ подключаются счетчики типа ЦЭ6850, измерительные преобразователи, приборы измерения мощности, амперметры. Нагрузки измерительных обмоток симметричны, поэтому расчет вторичной нагрузки и падения напряжения следует вести для одной фазы.

Выбор трансформаторов тока и напряжения 6 кВ по допустимой нагрузке и падению напряжения в проводах (соответственно) представлен в таблицах 6.9, 6.10.

Таблица 6.9 – Выбор трансформатора тока 6 кВ

ТТ	$Z_{\text{зном}}$ , Ом	$Z_{\text{приб.сх}}$ , Ом	$R_{\text{конт}}$ , Ом	$K_{\text{сх}}$	$\rho$ , Ом·м/мм <sup>2</sup>	$l_{\text{пров}}$ , м	$R_{\text{пров.ТТдоп}}$ , Ом	$q$ , мм <sup>2</sup>
ТОЛ-СЭЦ-10	0,6	0,2	0,05	1	0,0175	40	0,35	2

Можно сделать вывод, что сечение кабеля соответствует необходимому по расчету. Нагрузка вторичных цепей в пределах допустимых норм. Соответственно минимальное сечение кабеля принимается 2,5 мм<sup>2</sup>.

Таблица 6.10 – Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

ТН	$R_{\text{конт}}$ , Ом	$R_{\text{приб.ТН}}$ , Ом	$R_{\text{пров.ТН}}$ , Ом	$l_{\text{пров}}$ , м	$\Delta U$
НАЛИ-СЭЦ-6	0,05	1666,666	0,085	40	0,00008

Падение напряжения в проводах минимально.

### 6.5.3 Выбор ограничителей перенапряжений 6 кВ подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ [18]

Существующий разрядник РВП-6 кВ требует замены в силу изношенности и устаревания, как морального, так и физического. Моральное устаревание заключается в существовании ограничителей перенапряжений.

Ограничитель перенапряжения ОПНп-10/650/13,7 обеспечивает защиту изоляции электрооборудования подстанции от волн перенапряжений (коммутационных или грозовых). Оксидно-цинковые промежутки в полимерном герметизированном корпусе позволяют в полной мере обезопасить оборудование.

По условию (6.1), т.е. по номинальному напряжению:

$$6 \text{ кВ (сеть)} \leq 10 \text{ кВ (ОПНп)} - \text{условие выполняется}$$

Если длительность однофазного замыкания на землю ограничивается, то наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение рассчитывают по следующей формуле:

$$U_{\text{нр}} = U_{\text{сети}} / K_t \quad (6.15)$$

где  $K_t = 1,13$  - коэффициент, равный отношению допустимого изготовителем повышения напряжения в течение времени  $t = 2$ ч к наибольшему длительно допустимому рабочему (или номинальному) напряжению ограничителя.

$$U_{\text{нр}} = 12 / 1,13 = 10,6 \text{ кВ}$$

$$10,6 \text{ кВ} < 13,7 \text{ кВ} - \text{условие выполняется.}$$

### 6.5.4 Выбор трансформаторов тока нулевой последовательности 6 кВ подстанции «Безымянка 2 110/6 кВ

Потребители 6 кВ подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ запитываются кабельными линиями, проходящими под землей. Максимальное сечение кабеля, отходящего от ЗРУ-6 кВ - 240 мм<sup>2</sup>, наружный диаметр которого составляет 60 мм.

К установке принимаем трансформатор тока ТЗЛК(Р)-СЭЩ-0,66. Кабельная линия проходит сквозь данный трансформатор тока (тор).

## **6.6 Выбор гибких шин и жесткой ошиновки подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

Ошиновка открытого распределительного устройства подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ выполнена жесткой (трубы) и гибкой ошиновкой (системы шин, связи между оборудованием, ячейковые пролеты).

Силовые трансформаторы подключаются к вводным ячейкам ЗРУ-6 кВ жесткими шинами прямоугольной формы.

Методика расчет гибкой и жесткой ошиновки представлена в [4].

Жесткая ошиновка 110 кВ поставляется в полной заводской готовности с компенсаторами и соединительными устройствами – ЖС 1915Т 80х10 (1915Т – алюминиевый сплав).

Сначала определяется необходимое сечение жесткой шины и гибкой ошиновки, которую можно рассчитать по следующей формуле:

$$S_{\text{ошин}} = \frac{I_{\text{рабРУ}}}{j_{\text{экономич}}} \quad (6.16)$$

где  $I_{\text{рабРУ}}$  – номинальный ток соответствующей стороны (209,94 А – для ОРУ-110 кВ; 1830 А – для 6 кВ);

$j_{\text{экономич}} = 1,8 \text{ А/мм}^2$  (медь)/  $1,0 \text{ А/мм}^2$  (алюминий) – плотность тока по критерию экономичности.

Сечение, рассчитанное по формуле (6.16) и выбранное в пользу большей стороны, далее проверяется по двум условиям: по условию нагрева, током допустимым длительно и по термостойкости (при возникновении короткого замыкания). Данные условия представлены далее.

$$I_{\max} \leq I_{\text{длдопуст}} \quad (6.17)$$

где  $I_{\max}$  = – номинальный ток соответствующей стороны с учетом 40% перегрузки (293,916 А – 110 кВ; 2562 А – 6 кВ);

$I_{\text{длдопуст}}$  – ток провода или шины по каталогу (375 А – 110 кВ; 2650 А – 6 кВ) [10].

$$S_{\text{миним}} = \frac{\sqrt{W_{\text{терм}}}}{C_{\text{терм}}} \leq S_{\text{ошин}} \quad (6.18)$$

где  $S_{\text{миним}}$  – минимально допустимое сечение, рассчитанное по условиям термостойкости;

$W_{\text{терм}}$  - интеграл Джоуля (12,92 кА<sup>2</sup>·с – для ОРУ-110 кВ; 49,57 кА<sup>2</sup>·с – для ЗРУ-6 кВ);

$C_{\text{терм}}$  – параметр из [15] (170 для жесткой ошиновки, т.к. материал – медь; 90 для провода).

Также, ошиновка, как гибкая, так и жесткая проверяются по стойкости к электродинамическому воздействию тока короткого замыкания. Стоит отметить, что при токе КЗ менее 20 кА, гибкие шины по данному условию не проверяются. Т.к. ток КЗ = 8,36 кА, то гибкая ошиновка проверке на электродинамическое воздействие тока КЗ проверяться не будет. Для жесткой ошиновки данное условие имеет вид:

$$\sigma_{\text{раб.ошин}} \leq \sigma_{\text{доп.ошин}} \quad (6.19)$$

где  $\sigma_{\text{доп.ошин}}$  – допустимое тяжение при коротком замыкании в материале из которого изготовлены шин;

$$\sigma_{\text{раб.ошин}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{\text{из.промеж}}^2 \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot k_{\text{формы}} \cdot k_{\text{расплж}}}{\lambda_{\text{креп.шин}} \cdot W_{\text{сопр-я}} \cdot a_{\text{мждфз}}} \quad (6.20)$$

где  $l_{\text{из.промеж}}^2 = 2\text{м}$  – расстояние между шинами;

$i_{\text{уд}}^2 = 43,98 \text{ кА}$  – ударный ток короткого замыкания;

$k_{\text{формы}} = 1$  – коэффициент формы проводника, определяемый по [15];

$k_{\text{расплж}} = 1$  – коэффициент взаимного расположения проводников;

$\lambda_{\text{креп.шин}} = 8$  – коэффициент, определяемый в зависимости от закреплений шин;

$W_{\text{сопр-я}}$  – расчетный момент сопротивления шины в поперечном сечении;

$$W_{\text{сопр-я}} = \frac{b_{\text{шины}} \cdot h_{\text{шины}}}{6} = \frac{0,12 \cdot 0,01}{6} = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

$a_{\text{мждфз}} = 1\text{м}$  – междуфазное расстояние.

Дальнейшие критерии проверки, которых осталось два, различаются для жесткой ошиновки и гибких шин. Для жесткой ошиновки необходима проверка собственных колебательных частот, которые должны лежать в диапазоне: менее 30 Гц и более 200 Гц. Для гибкой ошиновки требуется проверка по коронированию провода. Рассчитывается критическая напряженность и напряженность вокруг провода, которые впоследствии сравниваются.

Все вышеперечисленные условия приведены ниже.

Условие жесткой ошиновки:

$$f_{\text{колеб}} = \frac{r^2}{2\pi l_{\text{прол}}^2} \cdot \sqrt{\frac{E_{\text{упр}} J_{\text{инерц}}}{m_{\text{шины}}}} \quad (6.21)$$

где  $r_{\text{соб.колеб}}^2 = 4,73$  – основная собственная частота жесткой шины;

$l_{\text{прол}}^2 = 0,5$  м – междуизоляторное расстояние;

$E_{\text{упр}} = 10 \cdot 10^{10}$  – модуль упругости;

$J_{\text{инерц}}$  – момент инерции поперечного сечения жесткой ошиновки;

$$J_{\text{инерц}} = \frac{b_{\text{шины}}^3 \cdot h_{\text{шины}}}{12} = \frac{0,12 \cdot 0,01}{6} = 1 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4;$$

$m_{\text{шины}} = 2,1$  кг/м – погонная масса жесткой ошиновки.

Условие гибкой ошиновки:

$$1,07E_{\text{оклпрв}} \leq 0,9E_{\text{крит}} \quad (6.22)$$

где  $E_{\text{крит}} = 30,3 \cdot m_{\text{шерох}} \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right)$  – критическая напряженность поля при

котором возникнет корона;

$m_{\text{шерох}}$  – коэффициент шероховатости (0,82 для многопроволочных проводов);

$r_0$  – радиус гибкого провода;

$$E_{\text{оклпрв}} = \frac{0,354U}{r_0 \lg \frac{D_{\text{средн.геом}}}{r_0}} - \text{околопроводная напряженность поля};$$

$U = 110$  кВ – напряжение сети;

$D_{\text{средн.геом}} = 1,26D$  – расстояние между проводами фаз ( $D = 3$  м)/

Расчет гибкой и жесткой ошиновки по формулам и условиям (6.16-6.22)

приведен в таблице 6.11.

Таблица 6.11 – Расчет ошиновки

Расчетная формула или условие	Гибкая ошиновка	Жесткая ошиновка
$S_{\text{ошин}} = \frac{I_{\text{рабРУ}}}{j_{\text{экономич}}}$	$\frac{209,94}{1,0} = 209,94 \text{ мм}^2$ выбираем провод АС-	$\frac{1830}{1,8} = 1016 \text{ мм}^2$ выбираем прямоугольные

	240/39	шины 120x10
$I_{\max} \leq I_{\text{длдопуст}}$	293,916 А ≤ 610 А	2562 А ≤ 2560 А
$S_{\text{миним}} = \frac{\sqrt{B_{\text{терм}}}}{C_{\text{терм}}} \leq S_{\text{ошин}}$	$\frac{\sqrt{129,2 \cdot 10^3}}{90} \leq 116,63 \text{ мм}^2$ 126,3 мм <sup>2</sup> ≤ 240 мм <sup>2</sup> –	$\frac{\sqrt{495,7 \cdot 10^3}}{170} \leq 1200 \text{ мм}^2$ 238,22 мм <sup>2</sup> ≤ 1200 мм <sup>2</sup>
$\sigma_{\text{раб.ошин}} \leq \sigma_{\text{доп.ошин}}$	-	84 МПа ≤ 200 МПа
$f_{0\text{колеб}} = \frac{r_{\text{соб.колеб}}^2}{2\pi l_{\text{прол}}^2} \cdot \sqrt{\frac{E_{\text{упр}} J_{\text{инерц}}}{m_{\text{шины}}}}$	-	310 Гц > 200 Гц
$1,07E_{\text{крит}} \leq 0,9E_{\text{оклпрв}}$	19,24 кВ/см ≤ 31,662 кВ/см	-

Гибкая и жесткая ошиновка подходит по всем проверяемым критериям и допустима для использования на подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ.

## 6.7 Выбор опорных и проходных изоляторов подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ

Необходимо выбрать опорные изоляторы 110 кВ и 6 кВ и проходные изоляторы 6 кВ для ввода в здание ЗРУ-6 кВ и присоединения к вводным ячейкам.

Для этих целей выбираем опорные изолятор ОСК-10-110 кВ и ИОР-6-250 для 6 кВ.

Выбор опорных изоляторов проводится по методике, представленной в [15].

Изоляторы проверяются по максимальной нагрузке на него при воздействии тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$F_{\text{макс}}^3 \leq F_{\text{допнаиз}} \quad (6.23)$$

где  $F_{\text{допнаиз}} = 0,5 \cdot F_{\text{разр}} \cdot h/H$  – допустимая расчетная нагрузка на изолятор;

$h$  и  $H$  – расстояния от опасного сечения изолятора до его вершины и центра тяжести поперечного сечения проводника;

$F_{\text{разр}} = 10000\text{Н}$  – разрушающая изолятор сила, по каталогу;

$$F_{\text{макс}}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot I_{\text{из.промеж}} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot K_{\text{формы}} \cdot K_{\text{расплж}} - \text{максимальная нагрузка на}$$

изолятор;

$i_{\text{уд}}^2$  – ударный ток трехфазного КЗ (22,46 кА – 110 кВ; 43,98 кА – 6 кВ);

$a$  – междуфазное расстояние (3м – 110 кВ; 1м – 6 кВ).

Проверка опорных изоляторов по формуле (6.23) представлена в таблице 6.12.

Таблица 6.12 – Проверка опорных изоляторов

Расчетная формула или условие	ОСК-10-110	ИОР-6-250
$F_{\text{допнаиз}}$	4773 Н	750 Н
$F_{\text{макс}}^3$	837 Н	167 Н
$F_{\text{макс}}^3 \leq F_{\text{допнаиз}}$	$837 \leq 4773$ Н	$167 \text{ Н} \leq 750 \text{ Н}$

Изоляторы удовлетворяют необходимым условиям.

В качестве проходного изолятора выбираем изолятор ИП-10/5000 с допустимой механической нагрузкой 42500 Н. Проверка осуществляется по следующим формулам:

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot i_{\text{уд}}^2 / a \cdot I_{\text{из.промеж}} \cdot 10^{-7} \quad (6.24)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \quad (6.25)$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}} \quad (6.26)$$

Проверка изолятора по формулам (6.24-6.26) представлена в таблице (6.13).

Таблица 6.13 – Выбор проходного изолятора

Расчетная формула или условие	ИП-10/5000
$F_{расч}$	48,55 Н
$F_{доп}$	25500 Н
$F_{расч} \leq F_{доп}$	$48,55 \leq 25500$ Н

### **6.8 Выбор кабелей для отходящих присоединений подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

В связи с тем, что кабельные линии, отходящие от подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ проложены под землей, любой силовой кабель для прокладки не подойдет. Выбор необходимо осуществлять с соблюдением требования ПУЭ. Кабели, прокладываемые под землей, должны обладать броней для защиты от различного рода механических повреждений (при вскрытии грунта кабель может задеть ковш).

Существующий кабель на подстанции марки АСБ с бумажной пропитанной изоляцией обладает всеми необходимыми свойствами для прокладки в земле: свинцовая оболочка, броня из двух стальных лент, алюминиевые жилы.

Необходимость замены возникла в связи с изношенностью, конкретно – из-за снижения сопротивления изоляции ниже допустимого предела.

Кабель как и ошиновка проверяется по условию (6.16), экономическая плотность тока для кабеля равна 1,3 А/мм<sup>2</sup>.

Также кабель необходимо проверить по допустимому току:

$$I_{прдлжрсч} \leq I_{длдопkab} \quad (6.27)$$

где  $I_{\text{длдопкаб}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{допномкаб}} \cdot n$  – ток допустимый к протеканию в кабеле с учетом поправок;

$n$  – количество кабелей (1 или 2шт, в зависимости от тока, в данном случае);

$k_1 = 1$  – поправка на число кабелей, проложенных рядом в земле;

$k_2 = 1,05$  – поправка на окружающую температуру в которой функционирует кабель.

По термической стойкости кабель проверяется аналогично ошиновке по условию (6.18), причем  $C_{\text{терм}}$  для кабеля равно 90.

Сечения выбранного кабеля лежат в диапазоне от 185 мм<sup>2</sup> до 240 мм<sup>2</sup>. Номинальные ток отходящий присоединений следующие: 90 А, 120 А, 270 А, 380 А, 580 А – это усреднённые значение среди всех имеющихся значений и логичней вести расчет именно для них.

Выбор кабелей представлен в таблице 6.14.

Таблица 6.14 – Проверка кабелей

Расчетная формула или условие	Кабель АСБ				
	90 А	122 А	271 А	383 А	580 А
$S_{\text{каб}} = \frac{I_{\text{рабРУ}}}{j_{\text{экономич}}}$	70,7 мм <sup>2</sup>	93,8 мм <sup>2</sup>	208,5 мм <sup>2</sup>	294,6 мм <sup>2</sup>	446,1 мм <sup>2</sup>
$I_{\text{прдлжрч}} \leq I_{\text{длдопкаб}}$	92 А ≤ 301 А	122 А ≤ 301 А	271 А ≤ 477 А	383 А ≤ 955 А	580 А ≤ 955 А
$S_{\text{миним}} = \frac{\sqrt{B_{\text{терм}}}}{C_{\text{терм}}} \leq S_{\text{каб}}$	78 мм <sup>2</sup>				
Принятая марка кабеля	АСБ 3х жильный				
Принятое сечение	95 мм <sup>2</sup>	95 мм <sup>2</sup>	240 мм <sup>2</sup>	240 мм <sup>2</sup>	240 мм <sup>2</sup>
Количество	1	1	1	2	2

Выбранные кабели прошли проверку и допустимы к применению.

## **7 Релейная защита подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

Существующая релейная защита на подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ выполнена на микропроцессорных устройствах, которые устарели и требуют замены.

В качестве основного типа РЗА применяются микропроцессорные терминалы защит типа «Сириус» производства ЗАО «Радиус Автоматика» для выполнения функций РЗА, управления и сигнализации на постоянном оперативном токе, в том числе с организацией центральной сигнализации.

Подстанция «Безымянка 2» 110/6 кВ оснащается следующими микропроцессорными защитами:

- защита силового трансформатора (дифференциальная защита, газовая защита, МТЗ, защита от перегрузки, контроль износа вводов);
- защита ошиновки трансформатора и сборных шин;
- защита выключателей 10, 110 кВ (вводные, секционные, УРОВ);
- автоматическое регулирование напряжения трансформатора (АРНТ).

В качестве примера будет рассмотрен расчет дифференциальной защиты трансформатора Сириус-3Т.

### **7.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ТРДН-40000/110/6 кВ подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ**

Номинальные токи сторон трансформатора определяются по формуле (6.2).

Расчет вторичных номинальных токов сторон, соответствующих номинальной мощности трансформатора, производится по следующей формуле:

$$I_{\text{НОМ.ВЫКЛ}} = \frac{I_{\text{расч.сети}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{трнсфц}}} \quad (7.1)$$

где  $K_{\text{сх}}$  – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток трансформатора тока;

$K_{\text{трнсфц}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока для соответствующей рассчитываемой стороны.

Для расчета базисных вторичных токов в устройствах Сириус-3Т для защиты трансформаторов с расщепленной обмоткой необходимо принимать в расчете полную мощность трансформатора.

Расчеты уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Расчет уставок

Наименование	Обозначение и метод определения	115 кВ	6 кВ	6 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора	$I_{\text{расч.сети}} = \frac{S_{\text{номин.Транс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номин.сети}}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 209,94$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1830$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1830$
Схема соединения обмоток ТТ	-	звезда	звезда	звезда
Коэффициент трансформации ТТ	$K_{\text{трнсфц}}$	300 / 5	3000 / 5	3000 / 5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{расч.сети}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{трнсфц}}}$	$\frac{209,94}{300/5} = 3,49$	$\frac{2 \cdot 1830}{3000/5} = 6,1$	$\frac{2 \cdot 1830}{3000/5} = 6,1$
Принятые значения уставок	$I_{\text{ном.уставок}}$	3,49	6,1	6,1
Размах РПН, %	Размах РПН	16		

## 7.2 Дифференциальная защита трансформатора ДЗТ-2 (чувствительная тормозная характеристика) подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ

Базовая уставка  $I_{д1}/I_{базис}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям следует стремиться иметь уставку в пределах 0,3 – 0,5.

Значение  $I_{д1}/I_{базис}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора:

$$I_{д1}/I_{базис} \geq K_{отстр} \cdot I_{небалрсч} \quad (7.2)$$

где  $K_{отстр} = 1,2$  - коэффициент отстройки;

$I_{небалрсч}$  – относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора.

Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих:

$$I_{небалрсч} = K_{перех} \cdot K_{однтп} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{дбвч} \quad (7.3)$$

где Первое слагаемое уравнения

$K_{перех} = 2,5$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{однтп} = 1$  – коэффициент, учитывающий одностипность трансформаторов тока;

$\varepsilon = 1$  – полная погрешность ТТ в относительном выражении;

Второе слагаемое уравнения обусловлено наличием РПН. При расчете уставок грубой тормозной характеристики принимается случай не действия подстройки под текущее положение РПН и  $\Delta U_{рпн}$  принимается равным полному размаху РПН. При расчете уставок чувствительной тормозной характеристики

принимая, что благодаря действию алгоритма компенсации небаланса от работы РПН составляющая  $\Delta U_{\text{рпн}}$  не превышает значение 0,04.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства и также равно 0,04.

Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики (с учетом действия компенсации небаланса от работы РПН) представлен в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Расчет уставок тормозной характеристики

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному	$I_{\text{небалрсч}} = K_{\text{перех}} \cdot K_{\text{однтп}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{дбвч}}$	$2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,33$
Выбор уставки срабатывания	$I_{\text{д1}}/I_{\text{базис}} \geq K_{\text{отстр}} \cdot I_{\text{небалрсч}}$	$1,2 \cdot 0,33 = 0,396$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$I_{\text{д1}}/I_{\text{базис}}$ , Диапазон = (0,3 – 1,0) $I_{\text{базис}}$	принимается 0,4
Коэффициент снижения торможения	$K_{\text{сн.торм}} = \sqrt{(1 - I_{\text{небалрсч}})}$	$\sqrt{(1 - 0,33)} = 0,82$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{\text{трмж}} = 100 \cdot K_{\text{отстр}} \cdot I_{\text{небалрсч}} / K_{\text{сн.торм}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,33 / 0,82 = 48,2$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округленное до целого числа)	$K_{\text{торм.чвств}}$ , % Диапазон (10 – 100)%	50
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{\text{т1чвств}} / I_{\text{ном.втор}}$ , Диапазон (1,0 – 2,0) $I_{\text{ном.втор}}$	2,0
Принятое значение уставки блокирования по второй гармонике	$I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}}$ , Диапазон (0,06 – 0,20)	0,15

Расчет уставок грубой тормозной характеристики (без учета действия компенсации от работы РПН) представлен в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Расчет уставок тормозной характеристики (грубой)

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному	$I_{\text{небалрсч}} = K_{\text{перех}} \cdot K_{\text{однтп}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{дбвч}}$	$2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,45$
Выбор уставки срабатывания	$I_{\text{д1}} / I_{\text{базис}} \geq K_{\text{отстр}} \cdot I_{\text{небалрсч}}$	$1,2 \cdot 0,45 = 0,54$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$I_{\text{д1}} / I_{\text{базис}}$ , Диапазон = (0,3 – 1,0) $I_{\text{базис}}$	принимаем 0,6
Коэффициент снижения торможения	$K_{\text{сн.торм}} = \sqrt{(1 - I_{\text{небалрсч}})}$	$\sqrt{(1 - 0,45)} = 0,74$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{\text{трмж}} = 100 \cdot K_{\text{отстр}} \cdot I_{\text{небалрсч}} / K_{\text{сн.торм}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,45 / 0,74 = 72,9$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округленное до целого числа)	$K_{\text{торм.чвств}}$ , % Диапазон (10 – 100)%	75
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{\text{т1чвств}} / I_{\text{ном.втор}}$ , Диапазон (1,0 – 2,0) $I_{\text{ном.втор}}$	2,0

### 7.3 Дифференциальная токовая отсечка трансформатора ДЗТ-1 подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от тока при БНТ;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

Для обеспечения отстройки от БНТ необходимо выполнения условия:

$$I_{\text{д1}} / I_{\text{базис}} \geq 6 \quad (7.4)$$

Расчетное выражения для отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{\text{небалрсч}} = K_{\text{отстр}} (K_{\text{перех}} \cdot K_{\text{однтп}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{дбвч}}) I_{\text{внкрзмакс}} \quad (7.5)$$

где  $K_{отстр} = 1,5$  – коэффициент отстройки;

$K_{перех} = 3,0$  – коэффициент переходного режима.

В соответствии с рекомендациями по расчету уставок принимаем равными чувствительный и грубый пороги срабатывания ДЗТ-1. Расчет уставок дифференциальной отсечки представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Численное значение для стороны НН
Макс. ток внешнего КЗ НН, приведенный к ВН, А	$I_{кзВННН}$	896
Расчетный ток внешнего КЗ приведенный к номинальному току	$I_{внкрз\max} = I_{кзВННН} / I_{расч.сети}$	$896/209,94 = 4,267$
Расчетный ток небаланса	$I_{небалрсч} = K_{отстр} (K_{перех} \cdot K_{однтп} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{дбвч}) I_{внкрз\max}$	$1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 4,267 = 3,465$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	$I_{дфрнц} / I_{базис} \geq I_{небалрсч}$ $I_{дфрнц} / I_{базис} \geq 6$	Принимаем значение 6,0
Принятое значение уставки	$I_{дфрнц.чвств} / I_{базис} = I_{дфрнц.грб} / I_{базис} = (4,0-30,0)I_{базис}$	6,0

Произведем расчет коэффициента чувствительности:

Первичный ток при отсутствии торможения равен

$$I_{срзащ} = I_{расч.сети} (I_{д1}/I_{базис}) = 209,94 \cdot 0,6 = 125,96 \text{ А}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ стороне НН:

$$K_{ч} = 0,87 \cdot 896/125,96 = 6,18$$

## 8 Система оперативного тока на подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ

Питание оперативных цепей на подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ выполнено аккумуляторными батареям типа Sonnenschein A412/100 с номинальной емкостью  $C_{10} = 100$  А·ч производства EXIDE Technologies в составе 17 моноблоков. Батареи обладают такими преимуществами как небольшие габариты и высокая вырабатываемая мощность.

Система оперативного тока работает параллельно с системой переменного оперативного тока и на подстанции осуществляется питание всех потребителей оперативным током требуемого вида. Преимуществом такой параллельной работы является повышенная надежность ответственных потребителей оперативных цепей.

Всех потребителей постоянного оперативного тока можно разделить на три группы:

1 Постоянно включенная нагрузка: Терминалы РЗиА-110 кВ; Терминалы РЗиА – 10 кВ; Цепи сигнализации; блоки управления выключателями 10 кВ.

2 Временная нагрузка появляется при исчезновении переменного тока во время аварийного режима: аварийное освещение и резервное питание АСУ ТП. При использовании аварийных светильников, не имеющих аккумуляторную батарею, длительность нагрузки определяется длительностью аварийного режима. Длительность аварийного режима, в соответствии с [19], должна составлять не менее двух часов. Питание всех устройств АСУ ТП верхнего и среднего уровня организовано от единой системы гарантированного питания (ЕСГП). Первичным источником электропитания для ЕСГП является две независимые сети, одна из которой сеть трёхфазного переменного тока напряжением 380/220 В, другая - сеть постоянного тока напряжением 220 В.

3 Кратковременная (толчковая нагрузка) создаётся токами отключения или включения электромагнитных приводов выключателей.

## 9 Собственные нужды подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ

Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, выбирается в соответствии с нагрузками собственных нужд.

Трансформатор собственных нужд выбирается по общей суммарной мощности потребителей (примерный перечень и мощности были получены на ПС).

Таблица 9.1 – Потребители собственных нужд

Потребитель собственных нужд	Мощность, кВт
Питание и обогрев привода РПН Т-1	5
Система охлаждения Т-1	6
Питание привода и обогрев РПН Т-2	5
Система охлаждения Т-2	6
Питание привода ДГР-10 кВ	10
Шкафы автоматики 110 кВ и 10 кВ	0,5
Освещение ОРУ-110 кВ	3
Охранное освещение ПС	1,5
Освещение панелей РЗиА	0,2
Сварочная сеть	14
Питание АСУ ТП, АИИСКУЭ, аппаратуры связи	2
Блок аварийного освещения	1,6
Освещение ЗРУ-6 кВ	2
Отопление ЗРУ-ОПУ	35
Вентиляция	2
Обогрев ячеек ЗРУ-6 кВ	25
Обогрев приводов выключателей 110 кВ	25
Питание шкафов связи	0,9
Шкаф АИИСКУЭ (УСПД)	0,5
Щит ОПС	0,35
Видеонаблюдение ПС	0,7
Всего	146 кВт

В соответствии с полученным значением мощности нагрузок потребителей собственных нужд подстанции «Безымянка 2» 110/6 кВ принимаем к установке 2 трансформатора ТМН-160/6/0,4 кВА.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе было проведено полное техническое перевооружение (реконструкция) электрической части подстанции.

К установке принят трансформатор того же типа ТРДН, но большей мощности – 40 МВА.

Главная схема ОРУ-110 кВ модернизирована в сторону увеличения нагрузок и надежности электроснабжения (110-5Н → 110-12).

Схема стороны 6 кВ не потребовала реконструкции, однако из-за увеличения нагрузок были добавлены новые ячейки (10(6)-2).

Основные решения по оборудованию шли в сторону увеличения нагрузочной способности, уменьшения габаритов, улучшения класса точности (для трансформаторов напряжения и тока).

Релейная защита подстанции была заменена с механических реле на микропроцессорные терминалы. В качестве примера рассчитана защита трансформатора, которая показала эффективность релейной защиты (коэффициент чувствительности больше 6).

Оперативный ток подстанции – смешанного типа: переменный и постоянный. Постоянный оперативный ток выполнен на основе аккумуляторных батарей.

## Список использованных источников

1 Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-750 кВ [Текст] : Учебник для вузов / Г.С. Лисовский. 2-е изд-е, перераб. и доп. – М. : Энергия, 1977. – 244 с.

2 Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустановок [Текст] : Справочник / В.Д. Маньков, С.Ф. Заграничный : рецензенты О.Н. Халявкин, В.В. Карагодин. – СПб. : Политехника, 2005. – 400 с. : ил. – (Сер. Безопасность жизни и деятельности).

3 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст] : Учебник для вузов / Б.Н. Неклепаев. – СПб. : Петербург, 2014. – 608 с. : ил.

4 Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции [Текст] : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина. – Тольятти. : ТГУ, 2007. – 124 с.

5 Tuyou S. Power supply risk assessment method for relay protection system faults [Text] / S. Tuyou // Guangdong University of Technology Guangzhou– China, 2016. – 12 p.

6 Mondal M. Design and analysis of Substation grounding grid with and without considering seasonal factors using EDSA software [Text] / M. Mondal // Department of Electrical Engineering National institute of technology, Hamirpur. – 2013. – 14 p.

7 Alexandru H. On-line monitoring system for power transformers [Text] / H. Alexandru// Techical University of Cluj-Napoca – Switzerland, 2016. – 5 p.

8 Harish K. Adaptive overcurrent relay for the rural Agricultural feeder based on Niranthara Jyothi Yojana [Text] / K. Harish // Department of Electrical and Electronics Engineering, R V College of Engineering, Bangalore. – India, 2014. – 9 p.

9 Koyanagi M. Transition and verification of ground fault protection method in Hokuriku Shinkansen line [Text] / M. Koyanagi // University of Tokio – Japan, 2017. – 7 p.

10 Правила устройства электроустановок [Текст]. – введ. 2003.01.01. – М. : Госторгиздат, 2015. – 144 с.

11 ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии [Текст]. – введ. 78.07.01. – М. : Государственный стандарт, 1978. – 5 с.

12 ГОСТ 839-80 Провода неизолированный для воздушной линии электропередачи [Текст]. – введ. 81.01.01. – М. : Государственный стандарт, 1978.

13 ГОСТ 1516-3 Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ [Текст]. – введ. 99.01.01. – М. : Стандартиформ, 1999. – 34 с.

14 ГОСТ 18410-73 Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией [Текст]. – введ. 82.01.01. – М. : Государственный стандарт, 1982. – 10 с.

15 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. [электронный ресурс] : РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева [и др.]. – [б. и.] , 98. -131 с.: ил.

16 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и промышленных коммуникаций [Текст] : СО 153-34.21.122-2003: утв. приказом Министерства Энергетики России 30.07.2003. – М. : Изд-во ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 31 с.

17 Методические указания по применению ОПН 110-750 кВ [Текст]. – введ. 99.09.30. – М. : Энергосетьпроект, 1999.

18 Методические указания по применению ограничителей перенапряжения нелинейных 6-35 кВ [Текст]. – введ. 2001.04.27. – М. : Энергосетьпроект, 2001. – 70 с.

19 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Стандарт организации [Текст]. – введ. 2009-04-13. – М. : Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 96 с.

20 Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «СИРИУС-Т» [Текст] : разработчик и изготовитель ЗАО «РАДИУС Автоматика» научно производственное предприятие. – М. : 2010. – 9 с.